



Comune di Nulvi
Regione Sardegna



**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO "MATTESUIA"
NEL TERRITORIO DEL COMUNE DI NULVI**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

EDPR Sardegna s.r.l.

via Roberto Lepetit 8/10 - 20124 Milano
Tel +39 02 669 6966
C.F. e P.IVA 12437980969
PEC edprsardegna@legalmail.it



PROPONENTE

OGGETTO

QUADRO PROGETTUALE



SIATER srl Via Casula 7 - 07100 Sassari
P.IVA/C.F. 01626410912
Tel 0782.317031 - 348.0085592
siater.srl@gmail.com - siater.srl@pec.it

dott. forestale Piero Angelo RUBIU
Ordine dei dott. Agronomi e dott. Forestali provincia di Nuoro
Posizione n.227
Cod.Fisc. RBU PNG 69T22 L953Z

CONTROLLO QUALITA'

DESCRIZIONE	EMISSIONE
DATA	GEN/2023
COD. LAVORO	01/VIA22
TIPOL. LAVORO	V
SETTORE	S
N. ATTIVITA'	01
TIPOL. ELAB.	SS
TIPOL. DOC.	E
ID ELABORATO	01A
VERSIONE	0

REDATTO

Dr. For. Piero RUBIU

CONTROLLATO

Dr. For. Piero RUBIU

APPROVATO

Dr. For. Piero RUBIU

ELABORATO

V.1.1A

INDICE

1.	PREMESSA	5
1.1	INTRODUZIONE	6
1.2	AZIENDA PROPONENTE IL PROGETTO	7
1.3	GIUSTIFICAZIONE DELL'OPERA	7
1.4	FRUITORI DELL'OPERA.....	8
2.	ANALISI POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO	9
2.1	PREMESSA	9
2.2	DATI ECONOMICI E DEMOGRAFICI DEL TERRITORIO COMUNALE DI NULVI	9
2.2.1	INQUADRAMENTO GENERALE	9
3.2.1	INQUADRAMENTO STORICO DEMOGRAFICO DEL COMUNE DI NULVI	12
2.2.2	BILANCIO DEMOGRAFICO DELLA POPOLAZIONE 2001-2021	14
2.2.3	EFFETTI SULL'ECONOMIA LOCALE	14
2.2.4	BENEFICI ECONOMICI PREVEDIBILI PER IL COMUNE DI NULVI.....	16
3.	INQUADRAMENTO NORMATIVO, PROGRAMMATICO E AUTORIZZATIVO	20
3.1	CONSIDERAZIONI GENERALI SULLE ENERGIE RINNOVABILI	20
3.1.1	EMISSIONI	21
3.2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO NAZIONALE E REGIONALE	22
3.3	ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, NULLA OSTA, PARERI COMUNQUE DENOMINATI E DEGLI ENTI COMPETENTI PER IL LORO RILASCIO	26
4.	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	28
4.1	COMPONENTE NATURALE E SEMINATURALE	30
4.2	COMPONENTE AGROFORESTALE.....	30
4.3	COMPONENTE FLUVIALE.....	30
4.4	USO DEL SUOLO NELLE AREE INTERESSATE ALLA COSTRUZIONE DEI GENERATORI.....	31
4.5	GEOLOGIA DELL'AREA DI INTERVENTO	32
4.6	GEOMORFOLOGIA DELL'AREA DI INTERVENTO.....	33
4.7	SCHEMA DELLA CIRCOLAZIONE IDRICA SUPERFICIALE E SOTTERRANEA	34
4.8	SCHEMA DELL'IDROGRAFIA SUPERFICIALE E SOTTERRANEA	35
4.9	DESCRIZIONE DELLE RETI INFRASTRUTTURALI	35
4.10	QUADRO DI SINTESI DEL CONTESTO AMBIENTALE	39
5.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO EOLICO.....	40
5.1	CRITERI PROGETTUALI	40
5.2	DESCRIZIONE GENERALE OPERE ELETTRICHE	41
5.3	IDENTIFICAZIONE DEI VERTICI DEL POLIGONO RACCHIUDENTE L'AREA DI PERTINENZA DELL'IMPIANTO E POSIZIONAMENTO AEROGENERATORI	43
5.4	INTERFERENZE	44
5.5	CAVIDOTTI	50
5.5.1	GENERALITÀ	50
5.5.2	PROFONDITÀ DI POSA.....	52
5.6	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE AT/MT	53
5.6.1	UBICAZIONE E VIABILITÀ DI ACCESSO	53
5.6.2	STAZIONE RTN "TERGU" E RACCORDI DI COLLEGAMENTO ALLA LINEA RTN ESISTENTE.....	55
6.	CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE.....	56
6.1	ANEMOLOGIA.....	56
6.2	MODELLO TURBINA EOLICA (WTG).....	57
6.3	STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA.....	57
6.4	REQUISITI TECNICI IMPIANTO EOLICO	60
6.4.1	OPERE ELETTROMECCANICHE	60

6.4.2 CARATTERISTICHE TECNICHE AEROGENERATORI	60
6.4.3 FASI DI MONTAGGIO DELL’AEROGENERATORE	61
7. OPERE CIVILI	63
7.1 ASPETTI GENERALI DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO ED INTERNA AL PARCO	63
7.1.1 CARATTERISTICHE DELLE STRADE DI ACCESSO AL PARCO	63
7.1.2 CARATTERISTICHE DELLE STRADE INTERNE AL PARCO	63
7.1.3 DRENAGGIO DELLE ACQUE SUPERFICIALI ED INTERFERENZE CON L’IDROGRAFIA ESISTENTE	64
7.1.4 COMPOSIZIONE E STRUTTURA DELLE STRADE	64
7.1.5 PIATTAFORME E SOLIDO STRADALE	64
7.2 VIABILITÀ DI ACCESSO AL PARCO EOLICO “MATTESUIA”	65
7.3 INTERVENTI DI ADEGUAMENTO DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO PRIMA DELL’ARRIVO AL PARCO EOLICO	66
7.4 INTERVENTI DI ADEGUAMENTO DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO AL PARCO EOLICO DALL’AREA DI TRASBORDO	66
7.5 ADEGUAMENTI VIABILITÀ INTERNA AL PARCO EOLICO MATTESUIA	66
7.6 FONDAZIONE DEGLI AEROGENERATORI	67
7.7 OPERE CIVILI PER LA REALIZZAZIONE DELLA SOTTO STAZIONE UTENTE (SSE)	68
7.8 STAZIONE ELETTRICA TERNA	69
8. ALTERNATIVE DI PROGETTO E OPERE DI MITIGAZIONE	71
8.1 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	71
8.2 ALTERNATIVE PROGETTUALI	73
8.3 ALTERNATIVA “ZERO”	73
8.4 ALTERNATIVA 1: IMPIANTO EOLICO CON WTG DI MINORE TAGLIA	74
8.5 AZIONI DI MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI CONDOTTI SIN DALLA FASE DI PREFATTIBILITÀ, DI PROGETTO, DI CANTIERE E DI ESERCIZIO	75
9. PRIMI ELEMENTI RELATIVI AL SISTEMA DI SICUREZZA PER LA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO	78
9.1 RELAZIONE SULLA FASE DI CANTIERIZZAZIONE	78
9.2 SCAVI E SBANCAMENTI	80
9.3 DESCRIZIONE DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO AI CANTIERI E VALUTAZIONE DELLA SUA ADEGUATEZZA, IN RELAZIONE ALLE MODALITÀ DI TRASPORTO DELLE APPARECCHIATURE	81
9.4 MONTAGGIO DELLE APPARECCHIATURE	83
9.5 INDICAZIONI E ACCORGIMENTI	85
9.5.1 INDICAZIONE DEGLI ACCORGIMENTI ATTI A EVITARE INTERFERENZE CON IL TRAFFICO LOCALE E PERICOLI PER LE PERSONE	85
9.5.2 INDICAZIONE DEGLI ACCORGIMENTI ATTI A EVITARE INQUINAMENTI DEL SUOLO, ACUSTICI, IDRICI E ATMOSFERICI	85
9.5.3 DESCRIZIONE DEL RIPRISTINO DELL’AREA CANTIERE	85
9.6 CRONOPROGRAMMA	85
10. RIEPILOGO DEGLI ASPETTI ECONOMICI E FINANZIARI DEL PROGETTO	89
10.1 GENERALITÀ	89
10.2 COSTI DELL’INVESTIMENTO INIZIALE	89
10.3 SVILUPPO DELL’INIZIATIVA	90
10.4 INSTALLAZIONE DEGLI AEROGENERATORI	90
10.5 OPERE ACCESSORIE ED INFRASTRUTTURE	90
10.6 L’ALLACCIAMENTO	91
10.7 COSTI DI FUNZIONAMENTO E PRODUZIONE	92
10.8 QUADRO ECONOMICO D’IMPIANTO (ART. 32 DPR N°207/2010)	93
10.9 STIMA DEI COSTI DI DISMISSIONE E DI RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	94

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 Potenza installata totale, previsione di tendenza per il 2022, confronto con Germania e Spagna – fonte ANEV	6
Figura 2 Inquadramento del Parco eolico a scala regionale.....	11
Figura 3 Andamento della popolazione residente del comune di Nulvi.....	14
Figura 4- Carta delle componenti di paesaggio.....	29
Figura 5 Uso del Suolo in cui ricadono i generatori. Elaborazione dalla cartografia dell'uso del suolo della Regione Sardegna (2008) e uso reale del suolo (da foto interpretazione e sopralluoghi di campo).....	31
Figura 6 Schema litologico generale del Ciclo vulcanico Calco – alcalino Miocenico in affioramento nel sito di indagine: in giallo l'Unità delle Ignimbriti, in rosa l'Unità delle Andesiti	33
Figura 7 Sezione tipo stradale in scavo	38
Figura 8 Sezione tipo stradale a mezza costa	38
Figura 9 Sezione tipo stradale in rilevato	39
Figura 10 – Vista satellitare del posizionamento del parco eolico "Mattesui" in progetto	40
Figura 11 – Inquadramento corografico del layout.....	42
Figura 12 - interferenza n 1.....	46
Figura 13 Interferenza n 2.....	46
Figura 14 Interferenza n 3.....	47
Figura 15 Interferenza n 4.....	47
Figura 16 Interferenza n 5.....	48
Figura 17 Interferenza n.6.....	48
Figura 18 Interferenza n 7.....	49
Figura 19 Schema tipo di risoluzione interferenze mediante Toc.....	49
Figura 20 Sezioni tipo di scavo per cavi mt su terreno vegetale	51
Figura 21 Sezioni tipo di scavo per cavi mt su strada sterrata	51
Figura 22 Sezioni tipo di scavo per cavi mt su strada asfaltata	52
Figura 23 Ubicazione stazione SSE	54
Figura 24 Vista stazione utente	54
Figura 25 Ubicazione della nuova Stazione Elettrica RTN	55
Figura 26 Direzione di prevalente provenienza dei venti nelle varie località dell'Isola	56
Figura 27 – Schema geometrico degli aerogeneratori in progetto SG 6.0 - 155	61
Figura 28 – Componenti dell'aerogeneratore.....	61
Figura 29 – Fasi di montaggio della torre dell'aerogeneratore	62
Figura 30 – Viabilità provinciale dal porto di Porto Torres all' area di trasbordo	65
Figura 31 Viabilità dall'area di trasbordo all'ingresso del parco.....	65
Figura 32 – Fasi di realizzazione del plinto di fondazione dell'aerogeneratore.....	67
Figura 34 - Piazzola di montaggio	79
Figura 35 – Ingombri e caratteristiche della strada richiesti per il trasporto della pala	82
Figura 36 – Specifiche dimensionali del mezzo trasportatore dell'elemento pala lungo la viabilità esterna componente dell'aerogeneratore SG 155 – 6.0 MW	82
Figura 37 - Caratteristiche dimensionali dei mezzi di trasporto convenzionali dei pezzi dell'aerogeneratore	83
Figura 38 - Caratteristiche dimensionali dei mezzi di trasporto con trasbordo dei pezzi dell'aerogeneratore per la viabilità interna con blade lifter	83
Figura 39 – Fasi di montaggio della torre dell'aerogeneratore	84
Figura 40 Cronoprogramma dei lavori	87



INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 Inquadramento catastale delle opere in progetto e coordinate nel sistema UTM 32 WGS84	10
Tabella 2 – Previsione di occupazione (ingegneri, tecnici, operai) in fase di progettazione, realizzazione e gestione dell'impianto.....	15
Tabella 3 Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030.....	21
Tabella 4 Tabella con individuazioni degli assi stradali e relative lunghezze.....	36
Tabella 5 Specifiche principali di viabilità e piazzole	37
Tabella 6 – Ubicazione planimetrica aerogeneratori di progetto, sistema di riferimento UTM-WGS 84.....	44
Tabella 7 Sottocampi "Mattesua"	50
Tabella 8 Fattore correttivo scavi.....	53
Tabella 9 Specifiche principali WTG Siemens Gamesa SG155	57
Tabella 10 Quadro di dettaglio Stima di Produzione annua P50 di wind farm Mattesua di Nulvi	58
Tabella 11 Simulazione producibilità attesa.....	74
Tabella 12– Benefici ambientali attesi- mancate emissioni di inquinanti	74
Tabella 13 Distanza tra gli aerogeneratori	76
Tabella 14 – Pesì e dimensioni degli elementi componenti l'aerogeneratore SG 155 – 6.0.	83



1. PREMESSA

Il presente elaborato è parte integrante del progetto definitivo relativo al parco eolico denominato "MATTESUIA" in Comune di Nulvi, nella Provincia di Sassari, Regione Sardegna..

Il progetto prevede l'installazione di 8 aerogeneratori del tipo SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155. Gli aerogeneratori hanno potenza nominale di 6,0 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 48 MW. L'altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 102,5 m, il diametro delle pale è di 155 m per una altezza complessiva della struttura pari a 180 m (in allegato al progetto si riporta la scheda tecnica).

La presente relazione, dopo un inquadramento territoriale della zona, descrive nei particolari il progetto del parco eolico in oggetto, soffermandosi con particolare attenzione sui criteri progettuali che hanno portato alla scelta del posizionamento degli aerogeneratori, sullo studio del potenziale eolico del parco e sulle caratteristiche tecniche delle macchine scelte per la produzione di energia elettrica. Si sono quindi analizzate nel dettaglio le opere civili funzionali all'impianto e la viabilità esterna ed interna al parco, valutando singolarmente le soluzioni progettuali per l'accesso ad ogni aerogeneratore.

Infine sono state descritte nel dettaglio le opere elettriche e la modalità di connessione alla rete di trasmissione.

Le opere di rete prevedono la connessione nelle vicinanze della zona artigianale del comune di Tergu (SS).

Il Progetto consta anche delle opere RTN consistenti, come previsto dalla STMG rilasciata da TERNA in data 24.09.2020 (CP201900633), nella realizzazione di una nuova Stazione di smistamento a 150 kV da inserire in entra-esce alle linee Sennori-Tergu e Ploaghe Stazione-Tergu. La Stazione ricomprenderà anche una sezione a 36 kV da destinarsi a future iniziative.

1.1 Introduzione

Il vento è una risorsa globalmente diffusa sul nostro pianeta: si calcola che il 9% dell'energia solare si trasforma in eolica, poiché soffiano venti il cui potenziale energetico è stimato a oltre 50.000 TWh annui. La risorsa eolica mondiale disponibile e tecnicamente sfruttabile è quattro volte l'energia elettrica consumata dal pianeta, e permetterebbe di evitare di bruciare 3.000 milioni di tonnellate di combustibile fossile e conseguentemente di espellere nell'atmosfera 13.000 milioni di tonnellate di CO2 ed altri gas responsabili dell'effetto serra.

L'industria eolica mondiale alimenta un mercato di 10 miliardi di euro e ha generato oltre 200.000 nuovi posti di lavoro, si prevede che nel 2025 il 10% del fabbisogno di energia elettrica del pianeta sarà fornito dal vento. La preoccupazione crescente per il problema ambientale, così come per il preservarsi della biodiversità e la salute pubblica, ha contribuito ad una presa di coscienza del problema energetico da parte dei governi di numerosi paesi ed ha portato alla stipula di un concordato per affrontarne le conseguenze. La terza conferenza mondiale sul tema tenutasi a Kyoto nel Dicembre del 1997 ha posto un limite all'incremento dei gas serra.

La Comunità Europea ha stabilito di produrre il 32% del fabbisogno energetico totale europeo esclusivamente da fonti rinnovabili entro il 2030, un obiettivo molto ambizioso sul tema della salvaguardia dell'ambiente e la riduzione dei gas serra che al raggiungimento della data prefissata non si può dire raggiunto, ma si deve dare evidenza comunque di una crescita verso una produzione energetica cosciente e rinnovabile che ad oggi vede quote di risorse rinnovabili variabili ampiamente tra i Paesi dell'Unione, andando a coprire oltre il 30% del consumo finale lordo di energia in Austria, Danimarca, Finlandia, Lettonia e Svezia, o restando al 10% (o meno) in Stati come Belgio, Cipro, Lussemburgo, Malta o Paesi Bassi, mentre l'Italia si attesta al 17%.

In Italia nel 2020 l'installato eolico ha superato i 10,6 GW che hanno consentito di produrre un quantitativo di energia pulita di circa 18TWh, con un risparmio superiore ai 20 milioni di barili di petrolio e oltre 10 milioni di tonnellate di emissioni risparmiate di CO2.

Figura 1 Potenza installata totale, previsione di tendenza per il 2022, confronto con Germania e Spagna – fonte ANEV



Il raggiungimento di questo obiettivo assieme allo stabilizzarsi di una situazione ambientale sostenibile che consenta il miglioramento del livello attuale di benessere, esige una profonda modifica del modello attuale di produzione di energia, cosa che non può che avvenire attraverso una progressiva sostituzione di tutte le fonti fossili con fonti pulite e rinnovabili.

I vari sistemi di sfruttamento delle diverse fonti rinnovabili hanno raggiunto attualmente un differente grado di maturazione tecnologica. Per alcune fonti lo sfruttamento non è al momento percorribile economicamente. Tuttavia in qualche caso si è raggiunto un livello di maturazione tecnologica tale da rendere possibile il realizzarsi di un grado di

utilizzo compatibile con gli obiettivi fissati. È il caso dell'energia eolica che per le sue caratteristiche tecniche, ambientali e socio economiche, risponde alle esigenze di diversificazione energetica e di riduzione del livello di contaminazione atmosferica che lo stato attuale impone.

L'obiettivo è la realizzazione, nell'area di progetto sita nel comune di Nulvi, di un impianto che possa utilizzare in modo razionale le fonti energetiche rinnovabili ed in particolare la risorsa eolica disponibile nell'area per la produzione di energia elettrica non inquinante, così da coprire, seppure in maniera parziale, il fabbisogno energetico della comunità locale.

1.2 Azienda proponente il progetto

La società EDPR Sardegna Srl con sede legale a Milano, è una società controllata dalla EDP Renewables Italia Holding, promotrice del progetto per la costruzione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica con potenza di 48 MW ubicato nel comune Nulvi. EDP Renewables Italia Holding Srl rappresenta uno dei principali operatori in Italia e all'estero nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, particolarmente impegnato nel campo dell'energia derivante da fonte eolica.

EDPR è un leader globale nel settore delle energie rinnovabili e rappresenta il quarto produttore al mondo di energia eolica. Con una solida base di sviluppo, risorse di prima classe e capacità operativa leader del mercato, ha avuto uno sviluppo eccezionale negli ultimi anni ed è attualmente presente da leader in 13 mercati.

EDPR è entrata nel mercato italiano nel 2010 attraverso l'acquisizione di un portafoglio di progetti eolici in fase di sviluppo nel sud del paese. La sede centrale italiana si trova a Milano. La potenza installata nel 2021 in Italia è di circa 400 MW in esercizio e circa 200 MW in costruzione nel biennio 2022/2023. Il tutto realizzato con una visione di lungo periodo che miri a costruire una realtà industriale in grado di generare un sostenibile ritorno per gli investitori, nel pieno rispetto della sicurezza in ogni sua attività (Obiettivo zero incidenti) e della sostenibilità ambientale e sociale degli investimenti per tutti gli stakeholders coinvolti, raggiungibile tramite la più accurata selezione degli impianti e la loro compatibilità con l'ambiente in cui sono inseriti.

1.3 Giustificazione dell'opera

L'opera ha una sua giustificazione intrinseca per il fatto di promuovere e realizzare la produzione energetica da fonte rinnovabile, quindi con il notevole vantaggio di non provocare emissioni (liquide o gassose) dannose per l'uomo e per l'ambiente. Inoltre, ai sensi della Legge n. 10 del 9 gennaio 1991, indicante *"Norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia"* e con particolare riferimento all' Art. 1 comma 4, l'utilizzazione delle fonti rinnovabili è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili ed urgenti ai fini della applicazione delle leggi sulle opere pubbliche.

L'opera in oggetto si inserisce nel contesto nazionale ed internazionale come uno dei mezzi per contribuire a ridurre le emissioni atmosferiche nocive come previsto dal protocollo di Kyoto del 1997, che anche l'Italia, come tutti i paesi della Comunità Europea, ha ratificato.

Sulla base degli studi anemologici realizzati, la produzione di questo impianto è in grado di garantire un contributo consistente in termini energetici al fabbisogno locale.

1.4 Fruitori dell'opera

Il fruitore dell'opera è principalmente la Regione Sardegna ed i comuni adiacenti all'opera per le seguenti ragioni:

- ✓ ritorno di immagine legato alla produzione di energia pulita; importante fonte energetica rinnovabile;
- ✓ presenza sul territorio di un impianto eolico, oggetto di visita ed elemento di istruzione per turisti e visitatori (scuole, università, centri di ricerca, ecc.);
- ✓ incremento della occupazione locale in fase di realizzazione ed esercizio dell'impianto, dovuto alla necessità di effettuare con ditte locali alcune opere accessorie e funzionali (interventi sulle strade di accesso, opere civili, fondazioni, rete elettrica); ricadute occupazionale anche per interventi di manutenzione;
- ✓ creazione di un indotto connesso, legato all'attività stessa dell'impianto: ristoranti, bar, alberghi, ostelli, ferramenta, ecc...
- ✓ specializzazione della manodopera locale e possibilità future di collocazione nel mondo del lavoro;
- ✓ sistemazione e valorizzazione della rete stradale rurale esistente nell'area del parco eolico in progetto;
- ✓ Opere di compensazione ambientale sul territorio, con la realizzazione di un intervento di valorizzazione di alcuni beni culturali del territorio.

2. ANALISI POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO

2.1 Premessa

L'inserimento di un parco eolico all'interno di un territorio crea in esso numerosi effetti. Rilevanti sono gli effetti indotti sullo sviluppo socio-economico delle comunità che vivono nell'intorno del parco. In particolar modo si hanno risvolti positivi a livello occupazionale diretto, indiretto ed indotto nella zona dalla presenza del parco eolico, sia temporanea per la realizzazione dell'opera (cantiere di circa 20 mesi), sia permanente per la manutenzione e gestione dell'impianto.

Per capire e definire l'entità di questa influenza sugli aspetti socio – economici è indispensabile conoscere i dati demografici ed economici del territorio, infatti l'impatto generato dall'inserimento di un parco eolico è influenzato da molti fattori come:

- la grandezza del territorio;
- il bilancio demografico;
- la sua posizione;
- l'economia principale;
- la presenza o meno di attività industriali e la tipologia delle stesse.

In questo paragrafo si analizzeranno i dati demografici ed economici dei comuni interessati dal parco eolico in Comune di Nulvi, evidenziando le possibili ricadute socio-economiche legate ad esso

2.2 Dati economici e demografici del territorio comunale di Nulvi

2.2.1 Inquadramento generale

Il progetto eolico è previsto nel territorio del Comune di Nulvi.

Dal punto di vista cartografico le opere in progetto ricadono all'interno delle seguenti cartografie e Fogli di Mappa:

- Foglio I.G.M. - scala 1:25.000 - tavoletta 442_III_Sedini – tavoletta 460_IV_Osilo
- CTR - scala 1:10.000 - sezioni n. 442090, n. 442100, n. 442130, n. 442140, n. 460010, n. 460020

Per quanto riguarda gli estremi catastali, le aree oggetto d'intervento ricadono all'interno dei limiti amministrativi di diversi comuni:

- Comune di Nulvi: fogli catastali nn. 3, 4, 5, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 17, 20
- Comune di Tergu: fogli catastali nn. 2, 4
- Comune di Sedini (solo adeguamenti viabilità esistente): fogli catastali nn. 70, 71, 72, 73, 76

A seguire la tabella di dettaglio:

Tabella 1 Inquadramento catastale delle opere in progetto e coordinate nel sistema UTM 32 WGS84

WTG	EST	NORD	Riferimenti catastali
NU01	8.750576°	40.841777°	Nulvi, Foglio 5, p.IIa 128
NU02	8.755929°	40.837726°	Nulvi, Foglio 5, p.IIa 84
NU03	8.765602°	40.819314°	Nulvi, Foglio 8, p.IIa 154
NU04	8.763506°	40.815211°	Nulvi, Foglio 5, p.IIa 128
NU05	8.764010°	40.809924°	Nulvi, Foglio 11, p.IIa 187
NU06	8.762104°	40.806011°	Nulvi, Foglio 12, p.IIa 19,20
NU07	8.761965°	40.801587°	Nulvi, Foglio 12, p.IIa 22
NU08	8.772179°	40.799689°	Nulvi, Foglio 12, p.IIa 47
SOTTOSTAZIONE SSE UTENTE	8.721967°	40.855459°	Tergu, Foglio 2, p.IIa 402
STAZIONE RTN	8.717961°	40.857395°	Tergu, Foglio 2, p.IIa 251,102,57

La Sottostazione Elettrica di Utente (SSE) e la Stazione Terna in progetto sono ubicate nel Comune di Tergu, in località Case Addis nei pressi del Monte Lu Pabizzone .

□ Comuni Sardegna

● Area individuata per la
realizzazione dell'Impianto
eolico



Figura 2 Inquadramento del Parco eolico a scala regionale

3.2.1 Inquadramento storico demografico del Comune di Nulvi

Nulvi è posto alle pendici del Monte San Lorenzo da cui si può ammirare larga parte dell'Anglona, una delle regioni "storiche" della Sardegna il cui territorio è attualmente oggetto di indagine da parte di vari studiosi dell'Università di Sassari e tema di svariate tesi di laurea. Dalle prime testimonianze scritte, databili intorno all'anno mille, risulta infatti che Nulvi appartenne al Giudicato di Torres (o Logudoro) ed in particolare alla "curatoria" dell'Anglona insieme a paesi come Bulzi, Castelsardo, Chiaramonti, Erula Laerru, Martis, Perfugas, Sedini, Viddalba, ecc., rivestendone anche il ruolo di "capoluogo" allorché, nel 1448, si concluse la storia delle "signorie" dei Doria in Sardegna. Nel 1420, infatti, la sottomissione dell'Isola alla Corona d'Aragona non fu completa; resistevano strenuamente due sole città: Oristano e Castelgenovese, l'attuale Castelsardo (M. Tidore e M. R. Solinas in "Modelli di turismo in Sardegna" a cura di Antonietta Mazzette). In essa si era rifugiato Nicolo' Doria e la posizione strategica della città gli permise di resistere a lungo ai ripetuti assedi catalani: la resa avvenne solo nel 1448 e gli Aragonesi, forse per punire tanta resistenza, preferirono organizzare il nuovo sistema amministrativo attorno alla "villa" di Nulvi che assunse perciò la leadership della regione. Leadership che nel corso dei secoli è andata vieppiù venendo meno non soltanto a causa del carattere un po' "acerbo" dei suoi abitanti. Scriveva infatti il Casalis nel suo monumentale "Dizionario degli Stati di S.M. il Re di Sardegna" nella prima metà dell'800: "...i nulvesi ...sono nel genere laboriosissimi e buoni uomini, ma restii al progresso, né si lasciano facilmente dismuovere dalle consuetudini...", ma anche e soprattutto a causa dell'isolamento fisico, che potremmo definire "atavico", dovuto proprio alla mancanza di vie di comunicazione e comunque, di sistemi infrastrutturali che ne impediscono di fatto il decollo e lo sviluppo socio-economico come invece è avvenuto per le zone costiere della Sardegna. Ma se il particolare carattere della popolazione di Nulvi, poco incline ai cambiamenti e legata alla tradizione, hanno da una parte portato il paese a perdere il suo posto centrale in Anglona, ad isolarlo e farlo chiudere in se stesso, dall'altra invece, questo carattere chiuso e legato ai propri usi e costumi ha fatto arrivare ancora integre e del tutto uguali a centinaia di anni fa le tradizioni civili e religiose più importanti. Oltre ai candelieri e ai riti della settimana santa, infatti, Nulvi è uno dei pochi paesi in Sardegna a sfilare col costume originale. Ancora il Casalis, raccogliendo le testimonianze dell'Angius, ci descrive un paese molto attivo e centrale in Anglona per ricchezza e servizi. A metà del 1800 infatti l'Angius dice di Nulvi che era un "...borgo della Sardegna, nella Provincia e Prefettura di Sassari, Capoluogo del Mandamento e Principato dell'Anglona e antico Dipartimento del Logudoro...". La scuola primaria era frequentata da circa 35 alunni (numero rispettabile se paragonato ai tempi), e solo pochi decenni dopo, nel 1884, fu inaugurata la prima Scuola pratica di Agricoltura della Sardegna che trovò sede presso il convento di Santa Tecla, lo stesso edificio che fu poi "Asilo Infantile Fiori". Oggi Nulvi conta circa 2.648 abitanti.

2.2.1.1

Territorio

Il territorio di Nulvi è caratterizzato da una massiccia presenza di nuraghi, siti archeologici e di luoghi di culto, sia all'interno dell'abitato che in tutto l'agro; fattore che avvalorava la tesi di una località un tempo molto fertile e densamente popolata.

Nulvi infatti è il paese che in rapporto all'estensione del territorio può vantare il maggior numero di nuraghi (tra i 70 e i 100), tra cui alcuni siti di particolare interesse come il Nuraghe "Alvu", quadrilobato e costruito in pietre squadrate bianche attorno al quale si notano numerose costruzioni. Nuraghe "Orria", nei cui pressi si trova anche la tomba dei Giganti di Monte Orria, parte integrante di una vera e propria necropoli. Il Pozzo Sacro e il Nuraghe "Irru".

Questi Tesori fanno pensare ad una massiccia presenza di uomini già in età prenuragica e nuragica, mentre i conventi e le chiese (nel suo territorio se ne contano almeno 25) ci dimostrano che il fermento di attività continuò fino all'insediamento monastico ed oltre.

La chiesa di San Giovanni, che ormai è inglobata all'interno dell'abitato, fondata attorno al 1100 e ricostruita interamente nel 1600 dai Francescani fu abbandonata per il Convento di Santa Tecla. La Santa Tecla dei miracoli, "Cunventu 'e giosso" per i nulvesi, è un complesso monastico con annessa la chiesa, nato probabilmente nel 700 come eremo e oggetto di diversi racconti circa i miracoli della campana – che appunto richiamò nel 1604 i monaci di San Giovanni – e quello della Madonna del rimedio che parlando dal quadro della chiesa nel 1652 portò conforto alla popolazione che moriva di peste. La grande importanza che ha avuto questo convento è dimostrata oltre che dai pregevoli dipinti su tela (di cui uno dell'esule fiorentino di formazione tardo manierista Bacio Gorini), dalla presenza della Porta Santa.

Altro Complesso monasteriale con annessa Chiesa è quello di San Bonaventura dove vissero i Minori conventuali; la Chiesa (nota anche come Chiesa di San Sebastiano) presenta caratteristiche analoghe alla Chiesa di Santa Tecla, con i suoi pregevoli altari lignei policromi di foggia tardo barocca, come del resto ci si può aspettare dalle tipologie prescelte dai frati.

Fra le chiese all'interno dell'abitato spicca, per antichità e ricchezza di ornamenti dei suoi numerosi altari, la Chiesa parrocchiale dell'Assunta, titolo che le venne assegnato nel 1605 circa, dopo che già dal XIII e fino al XVII secolo fu sede delle corporazioni del lavoro e probabilmente ebbe anche funzione di oratorio.

Grande importanza riveste altresì la Chiesa dell'Oratorio di Santa Croce dove, oltre alla semplicità dell'impostazione strutturale – (che appare molto prossima a quella della Chiesa del Rosario, posta al centro del paese quasi a fianco della Parrocchiale) – è presente un sepolcro dove viene conservato il simulacro del Cristo utilizzato per i vari riti della Settimana Santa – culminanti oltre che nel tradizionale rito de "S'Ischravamentu" – anche nell'ormai secolare rito de "S'Incontru", momento in cui la Madonna, portata a spalla dagli Apostoli, incontra il Cristo Risorto, portato invece a spalla dai Confratelli della Confraternita Santa Croce.

La ricchezza delle chiese di Nulvi comprende un altro oratorio sito nei pressi della Chiesa Parrocchiale: si tratta della Chiesa di San Filippo Neri che, attualmente sconosciuta, custodisce per tutto l'anno i Candelieri, enormi strutture a forma di tabernacolo che in occasione della Festa dell'Assunta, che si tiene tutti gli anni a Ferragosto, vengono portati in processione per le vie del paese in segno di ex voto fatto per far cessare una pestilenza che nel XII° secolo imperversò nel territorio di Nulvi ed in tutta la Sardegna, mietendo migliaia di vittime. La festa dei Candelieri che si tiene a Nulvi, a detta degli studiosi, è tra le più antiche dell'isola (per altre notizie sui Candelieri vedi "L'Anglona" n.3).

Oltre alle numerose chiese ubicate nel centro urbano, come si riferiva innanzi, Nulvi è particolarmente ricco di chiesette rupestri che presentano un diverso stato di conservazione a seconda della lontananza dal centro abitato, ma sicuramente tutte, necessitano di urgentissimi interventi di restauro e recupero, per evitare dei crolli che danneggerebbero irrimediabilmente le strutture portanti delle Chiese medesime.

Fra tutte, ma non uniche, spiccano quella di Sant'Antonio Abate a due chilometri circa dall'abitato e risalente al 1600 circa; quella dello Spirito Santo, in località Colondras e quella di San Lussorio vicinissime fra di loro.

Oltre a queste, il territorio di Nulvi reca le testimonianze della presenza di numerosissime altre Chiese che, a vario titolo, hanno accompagnato la storia e la cultura della popolazione nulvese nell'arco dei secoli: la Chiesa di "Nostra Signora di Monte Alma", posta su un colle a 4 chilometri circa dall'abitato e assurta ormai a vero e proprio simbolo della cittadina; ed ancora i resti di una Chiesa intitolata a Santa Lucia in località omonima.

2.2.2 Bilancio demografico della popolazione 2001-2021

Nella figura successiva s'illustra l'aandamento demografico della popolazione residente nel comune di Nulvi dal 2001 al 2021. Grafici e statistiche su dati ISTAT al 31 dicembre di ogni anno.



Figura 3 Andamento della popolazione residente del comune di Nulvi

2.2.3 Effetti sull'economia locale

L'eolico, come altre tecnologie per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è caratterizzato da un costo di investimento dovuto all'acquisizione delle macchine e dei componenti più elevato, se paragonato ai successivi costi di installazione, gestione e manutenzione.

Il forte interesse sviluppatosi nei grandi impianti eolici pone il problema di quali siano le ricadute socio-economiche sulle comunità che vivono all'interno dei territori nei quali saranno realizzati i parchi eolici. Essendo la risorsa del vento, un bene in possesso della collettività del territorio, è legittima l'attesa della popolazione che questo tipo di iniziativa comporti dei vantaggi concreti là dove la risorsa viene sfruttata.

Uno studio del 1990 del Worldwatch Institute, ed altre recenti analisi condotte da Istituti di ricerca in Danimarca, giungono alla conclusione che l'occupazione associata alla produzione di energia elettrica da fonte eolica è di circa 542 addetti per miliardo di kWh prodotto.

In Italia, fino a pochi anni fa, l'occupazione, nel settore di produzione di energia elettrica da fonte eolica, era essenzialmente concentrata sull'attività di ricerca e sviluppo. Recentemente, con la costruzione di impianti effettivamente produttivi e remunerativi, si sono ottenute le prime stime ed indicazioni sull'occupazione associata alla realizzazione ed al funzionamento di parchi eolici.

Senza considerare l'occupazione presso il RTN, che in egual modo è chiamata ad intervenire con uomini e mezzi per realizzare le linee dedicate, ed altri enti pubblici non economici, ed inoltre, non considerando il numero di addetti nei stabilimenti di produzione delle macchine (aerogeneratori: torri, pale, navicelle, ecc.) e le aziende da utilizzare per il trasporto dei macchinari, si può certamente affermare come la nascita di un parco eolico comporti la nascita di un certo numero di nuovi posti di lavoro.

Le professionalità che vengono chiamate ad intervenire nella realizzazione, gestione e manutenzione di una wind farm sono molteplici. Queste figure sono rappresentate da professionisti chiamati a svolgere lavori di:

- ✓ Ripristino e manutenzione di tratti stradali esistenti e costruzione di nuovi tratti stradali;
- ✓ Consolidamento e sistemazione di versanti e scarpate;
- ✓ Interventi sul territorio di ingegneria naturalistica;
- ✓ Progettazione e realizzazione di tutte le opere civili e delle opere in c.a.;
- ✓ Realizzazione dei cavidotti, alloggiamento trasformatori e connessione alla rete elettrica;
- ✓ Gestione e manutenzione dell'impianto;
- ✓ Vigilanza e controllo dell'impianto e delle aree costituenti il sito.

Oltre alla forza lavoro a servizio delle attività, che può essere anche locale, con effetti sicuramente positivi, occorre considerare che la presenza di un cantiere (anche se temporaneo) per la costruzione di un impianto eolico include ovviamente la presenza di forza lavoro esterna il che può generare economia e flussi monetari, sulla comunità locale, in termini di richiesta di servizi e di ricettività.

Le attività riguardanti la realizzazione e il successivo funzionamento del parco eolico "Mattesui", secondo ragionevoli previsioni, permettono di stimare un incremento del numero di posti di lavoro nella comunità locale come da prospetto riportato in Tabella 2.

Tabella 2 – Previsione di occupazione (ingegneri, tecnici, operai) in fase di progettazione, realizzazione e gestione dell'impianto.

<i>Progettazione (6 mesi circa)</i>	<i>Realizzazione (20 mesi circa)</i>	<i>Gestione dell'impianto (30 anni)</i>
n.2 Ing.Civile	<i>n.4 addetti alberghieri</i>	<i>n.5 unità su Parco "Mattesui" (3 turni)</i>
n.1 Ing. Idraulico	<i>n.4 addetti alla</i>	<i>n.2 unità qualificata di supervisor e management (2</i>
n.1 Ing. Ambientale	<i>ristorazione</i>	<i>turni più 1 vuoto a rotazione).</i>
n.1 Ing. Elettrico	<i>n.2 Geometri</i>	
n.1 Geologo	<i>n.4 Ingegneri</i>	
n.1 Archeologo	<i>n.8 Carpenteri</i>	
n.2 Agronomi forestali	<i>n.4 addetti ai mezzi di</i>	
n.1 Pianificatore Esperto	<i>movimento terra</i>	
faunista	<i>n.2 addetti al</i>	
n.1 Esperto in chiroterro	<i>movimento di materiale</i>	
fauna	<i>n. 6 installatori elettrici</i>	
n.1 Topografo	<i>e meccanici,</i>	
n.1 Geometra	<i>n.2 gruisti,</i>	
n.1 Commercialista.	<i>n.2 trasportatori mezzi</i>	

eccezionali.

2.2.4 Benefici economici prevedibili per il comune di Nulvi

Il progetto parco eolico "Mattesui", sito nel comune di Nulvi, è composto da 8 aerogeneratori con potenza nominale di 6,0 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 48 MW, e da una sottostazione elettrica di collegamento alla rete elettrica nazionale, prevista in prossimità dell'area artigianale del comune di Tergu a circa 5,3 km a nord ovest del settore di sviluppo del parco.

Il parco eolico sarà costituito da una sezione a 150 kV comprendente la sottostazione di trasformazione per la connessione alla RTN ed una sezione in media tensione a 30 kV che convoglierà l'energia dai singoli aerogeneratori verso la sottostazione di trasformazione 30/150 kV. La soluzione tecnica di connessione (codice pratica 202002044) del parco eolico "Mattesui" prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Ploaghe". In conseguenza di ciò si è scelto di costruire la sottostazione di trasformazione 30/150 kV in un terreno adiacente alla sottostazione RTN secondo lo schema di allacciamento della STMG descritta sopra. La nuova sottostazione sorgerà quindi nel territorio comunale di Tergu, precisamente nei pressi della zona artigianale.

Ad oggi non è possibile prevedere il regime economico a cui sarà assoggettato l'impianto in termini di valorizzazione dell'energia prodotta. Di fatto le cosiddette "Aste FER" al ribasso ai sensi del DM del 4 luglio 2019 che il GSE indice con cadenza quadrimestrale sono in procinto di esaurirsi. E' presumibile che il predetto meccanismo incentivante verrà ulteriormente rinnovato, come indicato nel recente D. Lgs 199/2021. Il beneficio per i Comuni ospitanti l'impianto potrà essere discusso e definito nel corso del procedimento autorizzativo in coerenza a quanto sancito dal DM del 10 settembre 2010 (Linee Guida Nazionali).

La presenza di un parco eolico di queste dimensioni con potenziali produttivi elevatissimi comporta per i comuni introiti monetari che possono essere utilizzati dalle amministrazioni per promuovere e realizzare opere di pubblica utilità, necessarie ad un contesto sociale in forte difficoltà economica. Come evidenziato nei paragrafi precedenti i comuni interessati dal progetto eolico denotano un trend di crescita demografica decrescente, con forti componenti migratorie, sintomo di difficoltà economiche e occupazionali del territorio.

2.2.4.1 Benefici sociali e occupazionali

La realizzazione di un parco eolico, presenta concreti vantaggi socio-economici che direttamente ed immediatamente riguardano la popolazione locale e con visione più ampia, si riflettono sul risparmio della bolletta energetica nazionale, supponendo il costo del barile costante, e sullo sviluppo di una tecnologia nazionale, in un settore che lascia prevedere un forte incremento per i prossimi cinquant'anni.

Il D. Lgs 79/99 (Decreto Bersani), ad attuazione della direttiva CEE 96/92/CE che indica e regola attualmente il mercato interno dell'energia elettrica, è in effetti una legge che prevede la riduzione dell'impatto ambientale. Il decreto infatti obbliga "i venditori di energia" sul mercato italiano a produrre il 2% di detta energia mediante nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Fra le fonti di energia rinnovabili la meno sfruttata, la più promettente in Italia e, al contempo, la meno inquinante in assoluto è proprio la fonte eolica.

Di fatto il territorio su cui sono installati gli aerogeneratori eolici può essere considerato come impegnato in un particolare tipo di coltivazione: "una coltivazione energetica". In altre parole il territorio interessato alla realizzazione dell'impianto, a prescindere dalle sue qualità agricole, è un vero e proprio "giacimento energetico rinnovabile".

Per il parco eolico "MATTESUIA", si prevede una produzione annua di circa 105,78 GWh/anno per 2.204 ore equivalenti. Inoltre l'energia prodotta in tal modo permette la riduzione di combustibile fossile evitando come minimo l'immissione in atmosfera di 51.091,74 t/annue di CO₂ e di 200,98 t/annue di NO_x.

Al quadro inerente i vantaggi dello sfruttamento eolico, si deve aggiungere l'altro fondamentale aspetto: il terreno su cui è installato il campo eolico è ancora utilizzabile per coltivazioni e pastorizia. Per tali motivi, l'installazione di una centrale eolica su un terreno, costituisce comunque un importante beneficio sociale, senza che ci siano significative controindicazioni o aspetti negativi.

Esperienze e ricerche condotte in Danimarca, paese all'avanguardia nello sviluppo dell'eolico e sensibilissimo agli aspetti ecologici e di tutela del territorio, hanno mostrato un altissimo grado di disponibilità dei proprietari alla costruzione di impianti eolici sui loro terreni. I proprietari dei terreni in cui verranno realizzati gli aerogeneratori ricevono da parte della società proponente un compenso annuo come rimborso dei danni causati dalla presenza dell'impianto e per le porzioni di territorio necessarie alla realizzazione di tutte le opere di infrastrutturazione. I rimborsi sono essenzialmente proporzionali alle potenzialità anemologiche del territorio e alla potenza degli aerogeneratori.

Secondo una ricerca dell'ISPO (Maggio 2012) gli italiani al 93% considerano la questione energetica importante ed per il 90% le energie rinnovabili e l'efficienza energetica rappresentano la soluzione ai problemi energetici nazionali. Tra le principali fonti di energia rinnovabile ritenute strategiche dagli italiani vi è l'eolico, i quali considerano questa energia in sintonia con l'ambiente, non nociva alla salute per otto italiani su dieci, per il 64% dei cittadini non comporta conseguenze al paesaggio, solo l'8% degli intervistati è completamente contrario alla nascita di parchi eolici e il 12 % farebbe fatica ad accettarli.

2.2.4.2 Effetti sul turismo e sulle attività ricreative

Altra possibilità occupazionale per l'area in cui è realizzato il parco eolico è rappresentata dall'aspetto turistico-culturale indotto dalla presenza del parco. Infatti, gli impianti che usano fonti rinnovabili costituiscono una vera e propria attrazione turistica in quanto forniscono una dimostrazione "dal vero" dello sfruttamento dell'energia pulita. In definitiva, l'inserimento di impianti eolici all'interno di percorsi turistico – culturali contribuisce a vivacizzare l'economia locale, come meglio illustrato nel paragrafo successivo.

2.2.4.3 Opere di mitigazione su eventuali impatti socio-economici negativi

Il parco, così progettato, esclude qualsiasi impatto negativo socio-economico, altresì l'impatto è positivo e quantificabile. Le mitigazioni degli aspetti negativi sono state attenuate in fase preliminare, per esempio mantenendo una distanza di almeno 300 m tra gli aerogeneratori ed i ricettori sensibili. Si è cercato inoltre di valorizzare al meglio la viabilità esistente, al fine di ridurre la realizzazione di nuove piste che possano rendere meno difficoltosa l'attività agropastorale.

3.2.1.1.1 Proposta di valorizzazione dei monumenti

Vista la presenza di diversi monumenti nuragici e l'enorme importanza storico-scientifica e monumentale presente nel sito di Macciadosa (nuraghe con villaggio, villa rustica con abitato romano), si sottolinea la necessità di avviare, contestualmente ai lavori in esame, un più ampio progetto di valorizzazione e ricerca archeologica, in modo da conciliare, in un'unica soluzione, lo sviluppo agricolo, tecnologico ed economico del territorio con la tutela e la valorizzazione del patrimonio storico culturale.

Si propone in via preliminare e da discutere e concordare con la Soprintendenza competente, un piano di valorizzazione dei monumenti archeologici presenti nella proprietà.

Il piano, della durata di 6 anni, potrebbe concentrarsi sulla pulizia dei monumenti e sullo scavo archeologico del nuraghe Macciadosa e della villa romana.

Per la realizzazione del progetto si metterà a disposizione la somma di Euro 350.000 suddivisa in sei annualità da circa Euro 60.000.

Alla fine del progetto, dal settimo anno e per tutta la futura durata dell'impianto, verrà messa a disposizione delle aree archeologiche la somma annuale di Euro 10.000.

Le indagini saranno effettuate da una équipe di lavoro composta da archeologi, architetti, restauratori, rilevatori e operai.

Il piano di lavoro potrebbe prevedere i seguenti punti:

Primo anno

- Pulizia dalla vegetazione dei nuraghi Punta Manna, Sacchedduzzu e nell'area archeologica di Macciadosa.
- Rilievo e documentazione dei monumenti.
- Analisi e studio dei monumenti
- Pubblicazioni scientifiche e divulgative, visite guidate
- Visite archeologiche, eventi pubblici e manifestazioni culturali nell'area archeologica di Macciadosa.

Secondo-quinto anno

- Indagini nell'area archeologica di Macciadosa
- Scavo archeologico dei monumenti
- Consolidamento delle murature e delle strutture individuate durante lo scavo
- Restauro dei materiali recuperati
- Rilievo e documentazione delle evidenze archeologiche
- Analisi specialistiche e di laboratorio
- Studio dei dati acquisiti
- Pubblicazioni scientifiche e divulgative, visite guidate
- Visite archeologiche, eventi pubblici e manifestazioni culturali nell'area archeologica

Sesto anno

- Indagini nell'area archeologica di Macciadosa
- Conclusione delle indagini
- Consolidamento delle murature
- Restauro dei materiali recuperati.



Comune di Nulvi
REGIONE SARDEGNA
**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DEL PARCO EOLICO "MATTESUIA"**
Studio d'Impatto Ambientale



- Rilievo e documentazione delle evidenze archeologiche
- Analisi specialistiche e di laboratorio
- Studio dei dati acquisiti
- Pubblicazioni scientifiche e divulgative, visite guidate
- Visite archeologiche, eventi pubblici e manifestazioni culturali nell'area archeologica.

Dal settimo anno in poi

- Manutenzione delle aree archeologiche
- Visite archeologiche, eventi pubblici e manifestazioni culturali nell'area archeologica.

3. INQUADRAMENTO NORMATIVO, PROGRAMMATICO E AUTORIZZATIVO

3.1 Considerazioni generali sulle energie rinnovabili

La crisi energetica che ha avuto luogo negli ultimi decenni ha dato spunto ad un importante sviluppo delle energie rinnovabili. L'esposizione dell'Europa ed in particolare dell'Italia alle fluttuazioni del prezzo dei combustibili fossili è elevatissima (riprova ne è la recente crisi in Est Europa) e rappresenta una criticità tangibile sia dal tessuto industriale (costi di produzione elevati) che quello civile (caro bollette). La loro utilizzazione presenta i seguenti vantaggi:

- ✓ evitare il consumo di risorse limitate, normalmente petrolio o carbone, la cui combustione provoca inquinamento atmosferico a volte molto rilevante;
- ✓ la produzione autonoma di energia evita le importazioni, migliora la bilancia dei pagamenti ed evita le esposizioni ad eventi internazionali imprevedibili, dà luogo ad una maggiore stabilità economica;
- ✓ normalmente le installazioni di energia rinnovabile sono di potenza non molto elevata e localizzate in maniera sparsa, dando luogo ad uno sviluppo economico esteso che, molte volte, incide su zone depresse;
- ✓ in un periodo di crisi la costruzione di centrali di energia rinnovabile può contribuire, in modo abbastanza importante, ad incrementare l'attività economica;
- ✓ la durata reale di queste centrali è molto superiore al periodo di ammortamento e ciò presuppone la creazione prolungata di ricchezza.

Inoltre i protocolli internazionali e le direttive comunitarie caldeggiavano lo sviluppo delle energie rinnovabili che al pari del risparmio energetico risultano essere l'unico strumento per ridurre le emissioni di "gas serra" nell'atmosfera, causa dell'intensificarsi di fenomeni catastrofici a scala globale. In riferimento al PNEC, i cui obiettivi sono, entro il 2030:

- 30% dei consumi energetici globali dovranno essere coperti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili;
- Decarbonizzazione, riduzione emissioni CO₂ del 33% rispetto al valore del 2005.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Tabella 3 Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

Tra le fonti rinnovabili l'energia eolica è la più pulita, contribuendo sensibilmente alla riduzione delle emissioni di CO₂, SO₂, NO₂. Inoltre essa è ad un livello nettamente maggiore rispetto alle altre per maturità tecnologica, competitività e affidabilità.

Infatti, lo sviluppo dell'energia eolica negli ultimi anni è dovuta ad un miglioramento dei rendimenti dei macchinari e, soprattutto, al costante aumento della potenza installata per ogni aerogeneratore. Sono relativamente poco lontani gli anni in cui si installavano apparati da 30 kW; oggi si producono in serie apparati sino a 6.000 kW.

L'attuale tendenza è costruire parchi eolici di potenza rilevante connessi alla rete generale, e localizzate laddove il vento è frequente e con alte velocità. Questo criterio è quello seguito nei paesi più sviluppati come Germania, Danimarca, Spagna.

La potenza presunta installata in Italia alla fine del 2020 è stata stimata pari a circa 11 GW con una produzione di circa 20000 GWh/anno, ossia il 7 % del totale Europeo dietro solo alla Germania e alla Spagna che insieme rappresentano circa il 50% della produzione totale europea.

3.1.1 Emissioni

Attualmente, la quota maggiore per la produzione dell'energia si basa principalmente sull'utilizzazione di fonti fossili non rinnovabili (carbone, petrolio, minerali, ecc.). Oltre alla problematica connessa al consumo ed al conseguente approvvigionamento di tali fonti non rinnovabili, una delle incidenze più importanti che essi presentano è la generazione di residui e di emissioni atmosferiche che stanno inquinando l'ambiente a livello globale.

Negli ultimi anni c'è stata una presa di coscienza da parte dell'opinione pubblica e politica e sempre più un avvicinamento a politiche di Green Energy anche all'interno del nostro territorio. Una linea di impostazione è quella di

ridurre e controllare il livello di emissioni e di scorie delle industrie altamente inquinanti e l'altra di dare impulso all'utilizzazione delle fonti energetiche di tipo rinnovabile e con minori effetti ambientali: l'idroelettrica, la geotermica, l'eolica.

Con riferimento all'energia eolica, oggetto di discussione in questo documento ed in particolare in questo progetto, è stata realizzata un'analisi comparativa delle emissioni atmosferiche che si generano producendo l'energia attraverso una centrale termica e quelle evitate attraverso il parco eolico progettato di cui si sta parlando.

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra come già detto precedentemente. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi.

Di seguito riportiamo i valori delle principali emissioni associate alla generazione elettrica mediante combustibili fossili (Fonte ENEL):

- CO₂ (anidride carbonica): 434,5 g/KWh
- SO₂ (anidride solforosa): 1.4 g/KWh
- NO₂ (ossidi di azoto): 1.9 g/KWh

Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire ad accelerare l'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti ambientali.

Questo eviterà l'emissione di una centrale termica equivalente a combustibili fossili di:

- circa 51.091,74 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- circa 148,09 tonnellate di SO₂ (anidride solforosa);
- circa 200,98 tonnellate di NO_x (ossidi di azoto).

per ogni anno di esercizio del parco eolico in progetto, per il quale si stima una produzione annua media di energia prodotta di 105,78 GWh/anno.

3.2 Normativa di riferimento nazionale e regionale

Per la realizzazione del presente progetto definitivo si è fatto riferimento, tra l'altro, alla seguente normativa:

Energie rinnovabili:

- ✓ D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 ("Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183");
- ✓ Legge 9 gennaio 1991, n.9 ("Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali");
- ✓ Legge 9 gennaio 1991, n.10 ("Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia");
- ✓ Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");

- ✓ Decreto legislativo 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");
- ✓ Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 n. 219 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- ✓ Decreto Legge n.77 del 31/05/2021 "Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure"
- ✓ Decreto Legge 23 giugno 2021, n. 92, Misure urgenti per il rafforzamento del Ministero della transizione ecologica e in materia di sport. (21G00108) (GU Serie Generale n.148 del 23-06-2021).
- ✓ Decreto Legge 1° marzo 2022 , n. 17 . Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia, elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.
- ✓ D.G.R. n.24/23 23/04/2008 recante " Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione di impatto ambientale e di valutazione ambientale strategica.
- ✓ L.R. 7/08/2009 n.3;
- D.G.R. 3/17 16/01/2009 ed Allegato " Studio per l'individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici";
- ✓ D.G.R. n.27/16 1/06/2011 recante " Linee guida attuative del decreto del ministero per lo sviluppo economico del 10/09/2010 << linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili >>, e modifica della D.G.R. n.25/40 dell'1/07/2010";
- ✓ D.G.R. del 7 agosto 2012, n.34/33 - Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale. Sostituzione della Delib.G.R. n.24/23 del 23.4.2008;
- ✓ D.G.R. n.45/34 12/11/2012 " Linee guida per la installazione degli impianti eolici nel territorio regionale di cui alla D.G.R. 3/17 del 16/1/2009 e s.m.i. Conseguenze della Sentenza della Corte Costituzionale n.224/2012. Indirizzi ai fini dell'attuazione dell'art.4 comma 3 D.lgs. n.28/2011";
- ✓ D.G.R. n. 59/90 DEL 27.11.2020 "Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili"

Sentenza della Corte Costituzionale n.224 del 2012 al seguente link:
<http://www.cortecostituzionale.it/actionSchedaPronuncia.do?anno=2012&numero=224>

Sentenza Corte Costituzionale contro LR Sardegna n.25 del 17.12.12 link:
<http://buras.regione.sardegna.it/custom/frontend/viewInsertion.xhtml?insertionId=ea112f85-64c9-4ef2-884e-66aca6a70ef4>

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione

- ✓ Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175 ("Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici");
- ✓ Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 ("Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica");
- ✓ Legge 28 giugno 1986, n. 339 ("Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne");
- ✓ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1992 ("Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno");

- ✓ Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 ("Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59");
- ✓ Legge 22 febbraio 2001, n. 36 ("Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"), (G.U. n° 55 del 7 marzo 2001);
- ✓ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 ("Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"), (GU n° 200 del 29/08/03);
- ✓ CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", 2a Ed
- ✓ Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- ✓ Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria;
- ✓ Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- ✓ Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- ✓ CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- ✓ Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell' 11 gennaio 2008
- ✓ Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- ✓ Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;
- ✓ Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo.
- ✓ DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni.
- ✓ Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- ✓ DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- ✓ D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne",
- ✓ D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne",
- ✓ D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne",
- ✓ Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03,
- ✓ Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68,
- ✓ Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73,

- ✓ CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici,
- ✓ CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne,
- ✓ CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata,
- ✓ CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici
- ✓ CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici,
- ✓ CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi
- ✓ CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V
- ✓ CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata
- ✓ CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate
- ✓ CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione
- ✓ CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto,
- ✓ CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;
- ✓ CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1a Ed.
- ✓ Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79,
- ✓ Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04,
- ✓ Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica,
- ✓ Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA),
- ✓ Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti,
- ✓ Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili",
- ✓ Codice di Rete TERNA.

Opere civili e sicurezza - Criteri generali:

- ✓ Legge 5 novembre 1971, n. 1086 ("Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica");
- ✓ D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 ("Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche");

- ✓ D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi");

Opere civili e sicurezza - Zone sismiche:

- ✓ Legge 2 febbraio 1974, n. 64 ("Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche");
- ✓ D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche");
- ✓ Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".
- ✓ D.M. 17/01/2018 ("Norme Tecniche per le Costruzioni NTC 2018")

Opere civili e sicurezza: Terreni e fondazioni

- ✓ D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 ("Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione" e successive istruzioni);
- ✓ D.M. 17/01/2018 ("Norme Tecniche per le Costruzioni NTC 2018")
- ✓ Circolare esplicativa C.S.LL.PP. 21 gennaio 2019 ("Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018")

Opere civili e sicurezza: Norme tecniche

- ✓ Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- ✓ Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
- ✓ D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004).
- ✓ D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali.
- ✓ Specifiche Tecniche GAMESA ENERGIA per le strade e piazzole per GAMESA-4.5MW;
- ✓ D.M. 17 Gennaio 2018 ("Norme tecniche per le costruzioni NTC 2018");

Opere civili e sicurezza: Sicurezza nei luoghi di lavoro

- ✓ D.Leg. 494/1996 ("Attuazione delle direttive 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili");
- ✓ D.Leg. 528/1999 ("Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 14 agosto 1996, n° 494 recante attuazione delle direttiva 92/57/CEE in materia di prescrizioni minime di sicurezza e di salute da osservare nei cantieri temporanei o mobili");
- ✓ DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008 , n. 81 ("Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro") e ss.mm.ii.;

3.3 Elenco delle autorizzazioni, nulla osta, pareri comunque denominati e degli Enti competenti per il loro rilascio

L'elenco degli Enti competenti preposti a rilasciare il proprio parere di competenza di conformità alla normativa vigente sono:

- ✓ Assessorato Regionale dell'Ambiente – Servizio SAVI, via Roma, 80 09123 Cagliari;
- ✓ Assessorato Regionale dell'Industria - Servizio energia – Regione Sardegna, V.le Trento, 69 09123 Cagliari;
- ✓ Assessorato Regionale Enti Locali, Finanze e Urbanistica – Servizio tutela paesaggistica, settore pianificazione: V.le Trieste, 186 - 09123 Cagliari;
- ✓ Provincia di Sassari, Piazza Italia , 07100 Sassari (SS);
- ✓ Comune di Nulvi, Corso Vittorio Emanuele 60 - 07032 Nulvi SS;
- ✓ Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente: ARPAS Dipartimento di Sassari: via Rockefeller 56 – Sassari;
- ✓ Corpo Forestale di Vigilanza Ambientale – Ispettorato ripartimentale di Sassari : viale Dante ,n.37, Sassari;
- ✓ Ministero dello sviluppo economico – Dipartimento delle Comunicazioni, Viale America, 201 00144 Roma.
- ✓ Soprintendenza per i Beni Archeologici di Sassari e Nuoro, Piazza Sant'Agostino, n. 2 07100 – Sassari;
- ✓ Comando provinciale dei Vigili del Fuoco di Sassari, Piazza conte di Moriana, 07100 Sassari;
- ✓ Assessorato Regionale Lavori Pubblici – Servizio del genio civile di Sassari: Viale Diaz, 23 Sassari;
- ✓ Direzione generale dell'Agenzia regionale del Distretto Idrografico, Via Mameli n. 88 - (1° piano), 09123 Cagliari;
- ✓ ATS Sardegna - Azienda Tutela Salute Distretto Socio sanitario di Sassari, Via Enrico Costa, 57 – 07100, Sassari
- ✓ Agenzia del territorio di Sassari Via Roma 53, 07100 Sassari;
- ✓ Agenzia regionale Fo.Re.S.T.A.S. – Servizio Territoriale di Sassari, Via Roma, 07100 Sassari;
- ✓ Enac, Viale Castro Pretorio, 118, 00185 Roma;
- ✓ Enav S.p.A., Via Salaria, 716, 00138 Roma;
- ✓ Ministero della Difesa Esercito Italiano, Via Palestro 34, 00185 Roma;
- ✓ Aeronautica Militare C.I.G.A., Aeroporto di Pratica di Mare, Via di Pratica di Mare, 45 - 00071 Pomezia (RM);
- ✓ Aeronautica Militare Comando III R.A. Reparto territorio e patrimonio: Lungomare Nazario Sauro 39, 70121 Bari (BA);
- ✓ Comando Militare Autonomo Sardegna, Via Torino 21, 09124 Cagliari;
- ✓ Comando Militare marittimo Autonomo Sardegna, Piazza Marinai d'Italia s.n., 09125 Cagliari;
- ✓ Abbanoa S.p.a., Viale Armando Diaz n. 77, 09125 Cagliari;
- ✓ Autorità di Bacino Regionale della Sardegna, Via Mameli 88 (1° piano), 09123 Cagliari;
- ✓ Terna S.p.A. - Rete Elettrica Nazionale, Viale Egidio Galbani, 70 – 00156 Roma;
- ✓ Anas S.p.A., Via Giuseppe Biasi n. 27, 09131 Cagliari, Via Monzambano 10, 00185 Roma ;
- ✓ ENEL Distribuzione SpA, Vl. Reg. Margherita 137, 00198 Roma;
- ✓ Ministero della Difesa - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio; Piazza della Marina 4, 00196 Roma.
- ✓ Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - Via Cristoforo Colombo, n. 44 00147 – Roma.

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

Il Comune di Nulvi, interessato dalla realizzazione dell'impianto eolico, risulta ubicato nella provincia di Sassari, nella regione storica dell'Anglona, nel settore nord della regione. Ha un numero di abitanti di 2.648 (dato Istat al 31/12/2021) ed una superficie territoriale di 67,38 Km². L'abitato dista circa 2,5 km dal sito di realizzazione dell'impianto.

Il territorio comunale ha una morfologia variabile, prevalentemente collinare e montuosa: l'altitudine minima è di 175 m s.l.m., mentre quella massima è di 627 m s.l.m.. La vocazione prevalente è quella agricola.

In particolare l'area di studio in cui verranno localizzati gli aerogeneratori si presenta su un rilievo collinare a circa 500 m slm; la si raggiunge percorrendo la SP 17 Nulvi-Tergu. Dall'abitato di Nulvi si giunge percorrendo la SS17 sopraccitata per poi immettersi nella zona artigianale di Tergu, dove verrà localizzata la Stazione Elettrica Utente.

Le altimetrie del parco eolico sono variabili, comprese mediamente tra 445-570 m s.l.m.; in particolare la stazione elettrica di Tergu è a circa 305 m s.l.m., mentre gli aerogeneratori sono ubicati tra la quota minima dei 445 m s.l.m. (NU2) e la quota massima di 570 m s.l.m. (NU6). Per quanto riguarda le pendenze medie si attestano tra il 3% e il 9%.

Lo studio delle componenti del paesaggio è stato effettuato analizzando la pianificazione di livello territoriale esistente (Piano Paesaggistico Regionale), la vincolistica ambientale e paesaggistica e mediante rilievi in campo.

L'area in esame è esclusa dagli ambiti paesaggistici costieri approvati con L.R. N.8 - 2004 le cui disposizioni sono immediatamente efficaci per i territori comunali in tutto o in parte ricompresi negli ambiti di paesaggio costiero di cui all'art. 14 delle NTA - *art.4 NTA- Efficacia del PPR e ambito di applicazione*; lo stesso articolo 4 delle NTA dispone che *l beni paesaggistici ed i beni identitari individuati e tipizzati ai sensi degli articoli successivi sono comunque soggetti alla disciplina del P.P.R., indipendentemente dalla loro localizzazione negli ambiti di paesaggio di cui all'art. 14.*

La figura seguente evidenzia le componenti di paesaggio, cartografate nell'assetto ambientale del Piano Paesaggistico Regionale della Sardegna, in cui ricadono i generatori e la relativa viabilità di servizio. A ciascun generatore è stata assegnata un'area pari alla proiezione delle pale sul suolo e alla viabilità un'area pari a quella dello sviluppo planimetrico. Nell'analisi che segue è utile ricordare che il PPR ha fotografato le componenti ambientali all'anno 2006 in scala 1:25.000 per gli ambiti di paesaggio costieri e in scala 1:50.000 per il territorio non costiero.

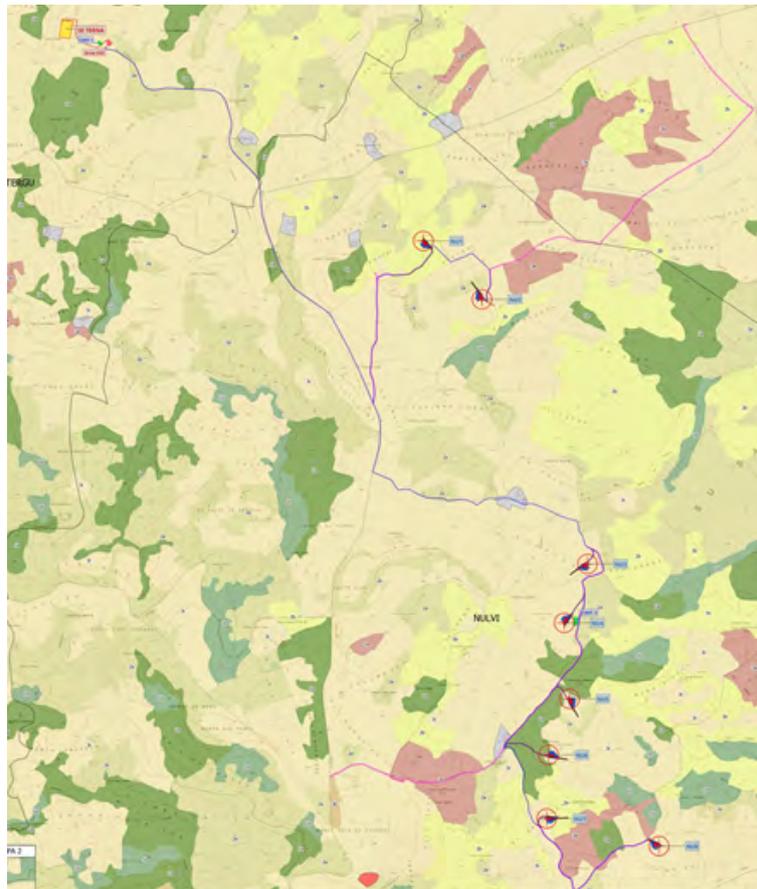
Per il solo generatore NU1 il PPR individua il bene paesaggistico "Sugherete" per l'intera superficie; questo bene è presente parzialmente anche nel generatore NU7.

Il bene paesaggistico individuato come "Praterie" è presente parzialmente nei generatori NU2 e NU4.

Il bene "Colture erbacee specializzate" è presente per intero nei generatori NU3, NU5, NU6 e NU8 ed in parte nei generatori NU2, NU4, NU7.

A seguito dell'individuazione su carta delle componenti ambientali sopraccitate, è stata eseguita una verifica e comparazione di tali aree su aerofotogrammetria, mediante la foto interpretazione; in seguito si è proceduto a rettificare il dato mediante sopralluoghi di campo.

Dalle analisi effettuate risulta che la maggior parte delle aree su cui ricadranno i generatori, sono attualmente costituite da Seminativi, Seminativi scarsamente cespugliati e/o arborati, Aree pascolive scarsamente cespugliate e/o arborate con specie miste, Aree pascolive scarsamente cespugliate con piante sparse di arboree a prevalenza di sughera.



LEGENDA

<p>□ Confini Comunali</p> <p>PARCO EOLICO "MATTESUIA"</p> <p>⊕ Ingombro rotore</p> <p>■ Piazzola permanente</p> <p>■ Piazzola temporanea</p> <p>— Cavidotto</p> <p>Viabilità</p> <p>— Viabilità esistente da adeguare</p> <p>— Viabilità nuova permanente</p> <p>■ Sotto stazione elettrica</p> <p>■ Stazione elettrica TERNA</p>	<p>Componenti insediativo</p> <p>■ AREE SPECIALI E AREE MILITARI</p> <p>■ ESPANSIONI FINO ANNI 50</p> <p>■ ESPANSIONI RECENTI</p> <p>■ INSEDIAMENTI PRODUTTIVI</p> <p>■ NUCLEI CASE SPARSE</p> <p>Componenti Ambientali (PPR)</p> <p>■ 1a - Vegetazione a macchia, dune e aree umide</p> <p>■ 1b - Boschi</p> <p>■ 2a - Praterie</p> <p>■ 2b - Sugherete; castagneti da frutto</p> <p>■ 3a - Colture arboree specializzate</p> <p>■ 3b - Impianti boschivi artificiali</p> <p>■ 3c - Colture erbacee specializzate</p>
--	--

Figura 4- Carta delle componenti di paesaggio

4.1 Componente naturale e seminaturale

Le componenti naturali e seminaturali di questa porzione di territorio sono riconducibili alla componente della copertura vegetazionale naturale, seminaturale.

Le aree naturali e subnaturali identificate dal PPR con il codice 1a (macchia, dune e aree umide) sono interne all'area di insidenza e di influenza diretta dei generatori.

Le aree seminaturali identificate dal PPR con il codice 2b (sugherete e castagneti da frutto) sono interne all'area di insidenza e di influenza diretta dei generatori.

4.2 Componente agroforestale

Le aree interessate dall'area di insidenza degli aerogeneratori ricadono tutte in aree agroforestali classificate dal PPR. Le aree agroforestali identificate dal PPR con il codice 3a (colture arboree specializzate), si caratterizzano per la presenza di colture arboree da frutto. Le aree agroforestali identificate dal PPR con il codice 3b (impianti boschivi artificiali), si caratterizzano per la presenza di rimboschimenti; nella fattispecie nessun aerogeneratore ricade in tali aree. Le aree agroforestali identificate dal PPR con il codice 3c (colture erbacee specializzate), si caratterizzano per la presenza di seminativi, che sono le colture agricole che caratterizzano l'area di influenza di alcuni generatori.

Parte degli aerogeneratori ricadono in aree identificate dal PPR con il codice 3a (colture arboree specializzate) e con il codice 3c (colture erbacee specializzate).

4.3 Componente fluviale

L'area di insediamento del parco eolico si trova nella zona di confine tra l'autorità di Bacino del Coghinas, su cui ricadono gli aerogeneratori NU2, NU3, NU4, NU5, NU6, NU7 ed NU8, e l'autorità di Bacino Minori tra il Mannu di Porto Torres e Coghinas su cui ricade l'aerogeneratore NU1. La zona è caratterizzata dalla presenza di numerose piccole aste fluviali di carattere torrentizio che rimangono in secca nella maggior parte dell'anno. In particolare:

- NU1: l'area del generatore si trova ubicata in prossimità del torrente *Riu Toltu*, da cui dista i circa 250-260 metri.
- NU2: distante circa 260 dal *Riu Silanis* e circa 100 m da un affluente del *Riu Toltu*;
- NU3: distante circa 290 metri dal *Riu Silanis* e circa 100 m da un piccolo affluente del *Riu Silanis*;
- NU4: distante circa 280 metri dal *Riu Silanis* e circa 180 m dal piccolo affluente del *Riu Silanis*;
- NU5: ubicato tra *Riu Silanis*, da cui dista circa 660 metri, e piccolo affluente del *Riu Trazapadres* da cui dista circa 360 metri;
- NU6: ubicato tra *Riu Trazapadres* da cui dista circa 170 metri, e piccolo affluente del *Riu Calchinada-Triulintas*, da cui dista circa 250 metri;
- NU7: distante circa 150 metri dal piccolo affluente del *Riu Calchinada-Triulintas*;
- NU8: ubicato tra piccolo affluente del *Riu Trazapadres*, da cui dista circa 130 metri, e piccolo affluente del *Riu Pontisella*, da cui dista circa 70 metri.

Questa porzione di territorio risulta essere piuttosto incisa da aste torrentizie; queste risultano essere in secca durante quasi tutto l'anno. Infatti, vista la scarsità di acqua, non vi è la classica vegetazione ripariale tipica che cresce lungo i corsi d'acqua ma vi insistono le specie erbacee, arbustive ed arboree che caratterizzano queste aree pascolive.

4.4 Uso del suolo nelle aree interessate alla costruzione dei generatori

L'uso del suolo è stato messo in correlazione all'area di sedime dei generatori e di proiezione delle pale al suolo, alla viabilità a servizio dei generatori e poi estesa all'area vasta. Per definire l'uso del suolo è stata presa esame la carta dell'uso del suolo della regione Sardegna redatta nel 2008 con zoom in scala 1:25.000, integrata e corretta e rivisitata con nostra elaborazione mediante fotointerpretazione sulla base delle ortofoto del 2013 con zoom in scala 1:5.000 e l'ausilio di Google earth (ortofoto nel 2020).

I generatori ricadono all'interno della seguente classificazione di uso del suolo:

Identificativo aereogeneratore	Codice USD	Descrizione	Uso reale (Fotointerpretazione/Sopralluoghi)
NU1	31122	Sugherete	Aree pascolive scarsamente cespugliate con piante sparse di arboree a prevalenza di sughera
NU2 – NU4 – NU7 – NU8	2111	Seminativi in aree non irrigue	Seminativi e Seminativi scarsamente cespugliati e/o arborati, Aree pascolive scarsamente cespugliate e/o arborate con specie miste
NU3 – NU5 – NU6	2112	Prati artificiali	Seminativi

Figura 5 Uso del Suolo in cui ricadono i generatori. Elaborazione dalla cartografia dell'uso del suolo della Regione Sardegna (2008) e uso reale del suolo (da foto interpretazione e sopralluoghi di campo)

Sulla base delle elaborazioni della *Carta dell'Uso del Suolo*, per l'area di cantiere dei soli generatori sono state individuate le seguenti classi *"Sugherete"* (NU1), *"Seminativi in aree non irrigue"* (NU2, NU4, NU7, NU8), *"Prati artificiali"* (NU3, NU5, NU6).

A seguito dell'individuazione su carta degli usi del suolo sopracitati, è stata eseguita una verifica e comparazione di tali aree su aerofotogrammetria, mediante la foto interpretazione; in seguito si è proceduto a rettificare il dato mediante sopralluoghi di campo.

Dalle analisi effettuate risulta che la maggior parte delle aeree su cui ricadranno i generatori, sono attualmente costituite da *Seminativi*, *Seminativi scarsamente cespugliati e/o arborati*, *Aree pascolive scarsamente cespugliate e/o arborate con specie miste*, *Aree pascolive scarsamente cespugliate con piante sparse di arboree a prevalenza di sughera*.

4.5 Geologia dell'area di intervento

L'area investigata è individuata nella regione storica della Anglona, nella Sardegna Settentrionale. Il sito costituisce il bordo orientale dell'alto strutturale caratterizzato dalle rocce vulcaniche afferenti al Ciclo vulcanico calcocalcino Oligo miocenico (Aquitaniense – Burdigaliano), che interessa in modo esteso tutta la Sardegna centro occidentale, e si presenta con cospicui spessori che raggiungono parecchie centinaia di metri. Il settore indagato è rappresentato da serie di riolitiche e subordinatamente dacitiche, principalmente in espansioni ignimbricitiche, con struttura porfirica per fenocristalli di plagioclasio e biotite, interessate da intensa fratturazione. Alla scala dell'affioramento si presentano di colore rossastro.

Da un punto di vista geodinamico questo ciclo vulcanico è comunemente associato ad un modello di subduzione oceanica con formazione di un bacino di retroarco che sarebbe rappresentato dal Bacino balearico, sintettonico alla rotazione del blocco Sardo-corso associata alla fase post collisionale dell'orogenesi Appenninica (Miocene inf.). Durante tali movimenti si è avuta la formazione di locali zone di compressione e distensione, quali il bacino di Chilivani-Berchidda e il bacino di Porto Torres. Tra le varie colate sono intercalati livelli di tufo di colore grigio chiaro, talvolta argillificati.

Nelle aree più depresse o di raccordo tra l'alto strutturale vulcanico e l'area di valle sono presenti depositi detritici legati alla gravità: si tratta di depositi di frana e di versante, e coltri eluvio – colluviali la cui messa in posto è da ricondursi al tardo periodo Quaternario (OLOCENE); sono in genere depositi eterometrici con clasti spigolosi o scarsamente elaborati immersi in matrice fine prevalente, accumulati essenzialmente per gravità alla base dei versanti.

L'assetto strutturale dell'area è costituito da lineamenti tettonici, con direzioni principali NNW-SSE e ortogonale SW-NE, che hanno scomposto l'altipiano vulcanico, le cui lineazioni hanno definito il reticolo idrografico principale della zona.

Sinteticamente, l'Unità litologica predominante, così come individuata dalla Cartografia geologica ufficiale, è data da:

- Ciclo Vulcanico Calco alcalino (OLIGO – MIOCENE)

Le rocce vulcaniche, rappresentate in prevalenza da Depositi di flusso piroclastico in facies ignimbricitica, sono presenti in modo esteso in tutta l'area. Nel complesso mostrano una facies in prevalenza rocciosa, con giacitura tipica delle formazioni di copertura suborizzontale, piana, talvolta frastagliata dalle intersezioni dei tagli erosivi, ma con pendici marginali a ripida scarpata. Alla scala del rilevamento si presentano fratturate in superficie, talvolta ricoperte da un debole strato pedogeneizzato. Petrograficamente presentano una notevole omogeneità di tipi, a composizione prevalente riolitica e dacitica; la struttura è di tipo porfirico a fenocristalli spesso corrosi, con tessiture fluidali e vetrosità abbondante; saldati, di colore rossastro, e vengono distinte le seguenti Unità:

- Unità di Logulentu: Affiora in prevalenza nei settori orientali del rilievo e interessa il sito di posa degli aerogeneratori NU1, NU2, NU3, NU7. È rappresentata da depositi di flusso piroclastico in facies ignimbricitica, pomiceo cineritici, saldati, di colore rossastro con tessitura macroeutattica (Burdigaliano);

- Unità di Osilo: Affiora nel settore occidentale dell'area e interessa i settori di posa degli aerogeneratori NU4, NU5, NU6. Essa è rappresentata da Andesiti porfiriche, per fenocristalli di Pl, Am, e Px, in

cupole di ristagno e colate (Acquitaniense - Burdigaliano).

- Depositi detritici colluviali e di versante (OLOCENE)

Sono costituiti da depositi di versante e cumuli di materiale eluvio colluviale proveniente dal disfacimento della roccia madre sottostante (coperture recenti). Essi presentano in genere modesto spessore, e non sono presenti nell'area indagata, ma sono presenti nelle aree morfologicamente più depresse ed in corrispondenza delle aree di raccordo tra l'altipiano e la valle. Sono costituiti in prevalenza da detriti immersi in matrice fine, talora con intercalazioni di suoli più o meno evoluti, arricchiti in frazione organica.

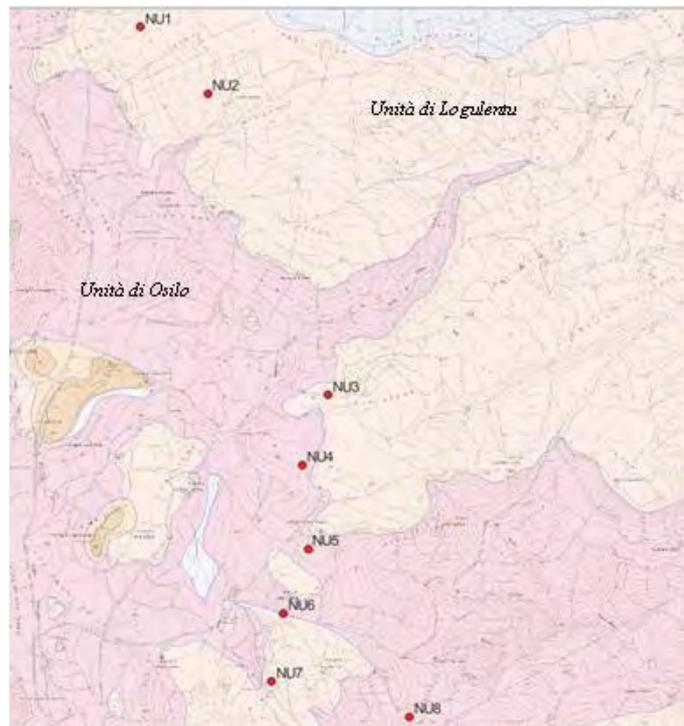


Figura 6 Schema litologico generale del Ciclo vulcanico Calco – alcalino Miocenico in affioramento nel sito di indagine: in giallo l'Unità delle Ignimbriti, in rosa l'Unità delle Andesiti

4.6 Geomorfologia dell'area di intervento

I fattori che hanno più marcatamente condizionato l'evoluzione del rilievo sono essenzialmente le litologie affioranti e la tettonica post-eocenica connessa all'orogenesi alpina che ha interessato il settore.

Da un punto di vista geomorfologico, l'alto morfologico di natura vulcanica avente quota massima 560 m s.l.m. nel settore meridionale (in corrispondenza delle pale NU5 e NU6), è definito come un altipiano vulcanico di forma allungata, con asse N-S, con deboli pendenze nelle zone sommitali (da 0 a 10%), che degrada lungo i bordi con pendenze da 30 a 50% con scarpate modellate dall'azione erosiva dei corsi d'acqua.

L'area di posa degli aerogeneratori in progetto viene individuata nei settori più pianeggianti dell'altopiano, con pendenze pari allo 0-10%.

La morfologia ad altopiano è estesamente presente in tutto il settore limitrofo, solcato da valli e incisioni torrentizie, che nella parte valliva raggiungono dislivelli rilevanti. Le valli riprendono le fratture tettoniche regionali e i sistemi di faglia principali, aventi direzione NNW-SSE e SW-NE, che hanno scomposto l'ammasso vulcanico definendo l'aspetto del paesaggio collinare e variamente ondulato del settore.

Le parti morfologicamente più aspre si rinvengono in corrispondenza di rocce molto resistenti alla degradazione, quali ad esempio le rocce paleozoiche metamorfiche affioranti nel settore orientale, dove il paesaggio è caratterizzato da rilievi più pronunciati e valli più marcatamente incise.

Il paesaggio si presenta per lo più regolare, caratterizzato in prevalenza da forme sub pianeggianti e dominante rocciosità, dovuta all'affioramento della roccia vulcanica sin dalla superficie: localmente, dove i processi pedogenetici hanno avuto la possibilità di svilupparsi, è presente un suolo poco profondo, ricco in minerali argillosi e ossidi di ferro.

Lungo i versanti esternamente alle aree in studio si rinvengono depositi detritici di versante ed eluvio colluviali, caratterizzati da ciottoli spigolosi immersi in matrice fine, parzialmente compatta o semi-incoerente, talora con intercalazioni di suoli più o meno evoluti ricchi in frazione organica. Nella parte a ridosso dell'abitato di Nulvi sono presenti cumuli di frana eterogenei attribuiti al Pleistocene superiore.

I lineamenti geomorfologici ed i principali processi morfoclimatici in atto nell'area di studio sono riportati nella carta geologica e geomorfologica, nella quale vengono distinte le forme generali del rilievo e i principali processi geomorfologici in atto, elaborata a seguito del rilievo di superficie e ad un'accurata indagine fotointerpretativa.

4.7 Schema della circolazione idrica superficiale e sotterranea

Come già accennato, il paesaggio che ospita l'intervento di progetto presenta una morfologia ad altopiano, sub pianeggiante e costituente i settori di spartiacque del reticolo idrografico superficiale presente nel sito; esso è di tipo semplice, poco gerarchizzato e a carattere torrentizio, e ricalca le lineazioni tettoniche principali, in prevalenza di tipo rettilineo e parallelo, con direzione NNW-SSE e NE-SW, ortogonali tra loro.

Il ruscellamento idrico superficiale è strettamente condizionato da fattori morfologici e litologici: le litologie vulcaniche presentano infatti una permeabilità per porosità bassa e nulla, i deflussi idrici avvengono quasi esclusivamente per ruscellamento superficiale e spesso sono presenti, soprattutto nella stagione autunno invernale, ristagni idrici, naturali e artificiali.

Tra i corsi d'acqua degni di nota si citano il Riu Sa Rughina / Badu de Regos a nord, ed un secondo corso d'acqua ad est (Fiume_82804 così come censito dal reticolo idrografico regionale), che drenano il settore settentrionale e orientale dell'area in studio verso nord secondo direttrici SW-NE, e costituiscono i bacini di primo ordine del Rio Silanus, corso d'acqua che scorre nel settore settentrionale dell'area, affluente del più ampio Fiume Coghinas. Nel settore meridionale e occidentale si evidenziano corsi d'acqua minori di primo ordine che scorrono su valli rettilinee parallele tra loro con asse NW-SE che confluiscono sul Rio Triulintas, che scorre su un'altra direttrice tettonica con asse SW-NE fino alla confluenza sul Fiume Coghinas.

Le litologie vulcaniche pur essendo impermeabili, presentano una medio-alta permeabilità per fessurazione, strettamente legata ai sistemi di fratturazione e ai rapporti di giacitura delle discontinuità, che costituiscono un serbatoio acquifero importante, funzione del loro spessore, più elevato nel settore orientale e settentrionale dell'area. Le litologie vulcaniche, costituite da flussi piroclastici sovrapposti, immergono verso NE e, verosimilmente, da precedenti studi effettuati nella zona, la circolazione idrica sotterranea tende a far confluire i flussi idrici (isopieze) verso tale direzione, seguendo il gradiente topografico (Carmignani et alii, 2001). Localmente, in corrispondenza di faglie, possono essere presenti circuiti preferenziali con elevata portata, spesso sfruttate con alcuni pozzi presenti nelle aziende agricole. Sono presenti nel settore pozzi idrici profondi, che permettono l'utilizzo della falda idrica profonda, attestata a circa -100 m dal p.c. (fonte ISPRA: "Archivio nazionale delle indagini nel sottosuolo (Legge 464/1984)").

4.8 Schema dell'idrografia superficiale e sotterranea

Le litologie vulcaniche affioranti nell'area in studio presentano una permeabilità per porosità bassa o assente: tali terreni non sono interessati dalla presenza di circolazione idrica superficiale, così come confermato dalle indagini geognostiche eseguite, nel corso delle quali non è stata rilevata la presenza della falda.

Il ruscellamento idrico superficiale è limitato lungo le lineazioni tettoniche indicate, aventi direzione NE-SW, che costituiscono la rete principale di drenaggio del pianoro ignimbrico: essi costituiscono la zona di testata del Riu Silanus e del Riu Triulintas, facenti parte del più ampio bacino idrografico del Fiume Coghinas. I corsi d'acqua presenti nell'area presentano un deflusso idrico strettamente legato alle precipitazioni, con picchi di portata e deflusso in corrispondenza degli eventi pluviometrici e assenza di circolazione idrica per la maggior parte dell'anno per le caratteristiche prettamente impermeabili del substrato.

Le discontinuità strutturali del basamento ignimbrico permettono l'infiltrazione delle acque di precipitazione in profondità, garantendo l'alimentazione acquifera di falde idriche profonde. Pertanto, per le caratteristiche idrogeologiche e strutturali dei litotipi affioranti, non è presente nel sito indagato una falda idrica superficiale, mentre è presente una circolazione idrica profonda, il cui livello piezometrico, da fonte ISPRA (Archivio nazionale delle indagini nel sottosuolo (Legge 464/1984)) è attestato a -100 m dal p.c., il cui sviluppo e portata sono strettamente legate ai sistemi di fratturazione e ai rapporti di giacitura delle discontinuità, che costituiscono un serbatoio acquifero importante, funzione del loro spessore, più elevato nel settore orientale e settentrionale dell'area. Il complesso vulcanico affiorante immerge verso NE e, verosimilmente, da precedenti studi effettuati nella zona, la circolazione idrica sotterranea tende a far confluire i flussi idrici (isopieze) verso tale direzione, seguendo il gradiente topografico (Carmignani et alii, 2001). Localmente, in corrispondenza di faglie, possono essere presenti circuiti preferenziali con elevata portata, spesso sfruttate con alcuni pozzi presenti nelle aziende agricole.

4.9 Descrizione delle reti infrastrutturali

All'interno del parco è presente una significativa rete di viabilità esistente. Essa, opportunamente modificata sarà utilizzata per accedere ad ognuna delle piattaforme degli aerogeneratori, sia durante la fase di esecuzione

delle opere che nella successiva manutenzione del parco eolico e costituiranno peraltro spesso una utile viabilità aperta a tutti per la fruizione del territorio. Nella definizione del layout dell'impianto è stata sfruttata la viabilità esistente onde contenere gli interventi. La viabilità del parco serve tutti gli aerogeneratori ed è costituita dagli assi viari le cui caratteristiche dimensionali sono riportati nella tabella seguente.

Nome asse	L tot (m)	L strada esistente (m)	L strada nuova (m)	Pend. Max.
asse NU01	657,44	200,00	457,44	15,1
asse NU02	1.500,37	1080,00	420,37	9,0
asse NU03	304,73	0,00	304,73	7,0
asse NU04	301,98	0,00	301,98	5,8
asse NU05	335,50	0,00	335,50	14,8
asse NU06	523,86	0,00	523,86	12,5
asse NU07	324,53	0,00	324,53	16,0
asse NU08	141,62	0,00	141,62	10,0
Vicinale Sas Bacchileddos	1.020,00	1020,00	0,00	8,5
Vicinale di Pintu	867,78	867,78	0,00	1,0
Vicinale S Bachisio	1.620,00	1620,00	0,00	5,0
Vicinale Campu Maiore	3.453,37	3453,37	0,00	15,9
Vicinale di Sa Rio	1.094,31	1094,31	0,00	14,1
Vicinale Tiberi	665,00	665,00	0,00	14,1
By-pass SS147	385,11	152,30	232,81	16,0
Totali	13195,60	10152,76	3042,84	
%	100,00%	77,0%	23,0%	

Tabella 4 Tabella con individuazioni degli assi stradali e relative lunghezze

Complessivamente la lunghezza della viabilità del parco eolico è pari a 13.195,60 m di cui 10.152,76 m, pari al 77%, riguardano modifiche a viabilità esistente mentre 3042,84 m pari al 23% riguardano nuove viabilità.

Le nuove strade sterrate, ove possibile, saranno realizzate in modo tale da interessare marginalmente i fondi agricoli; essi avranno lunghezze e pendenze delle livellette tali da seguire, per quanto possibile, la morfologia propria del terreno evitando eccessive opere di scavo o riporto.

La costruzione delle strade ed il rinnovo di quelle esistenti non sono solo a vantaggio del parco eolico ma permette anche un migliore accesso a chi le utilizza per l'agricoltura e per la pastorizia, nonché per i mezzi antincendio, fondamentali in una zona arida ed a volte soggetta a incendi specie nel periodo estivo. La progettazione della viabilità è stata condotta secondo le specifiche tecniche tipiche dei maggiori fornitori di aerogeneratori con dimensioni e pesi compatibili.

In particolare, le specifiche principali di carattere generale sono di seguito riportate:

Viabilità	
Larghezza carreggiata per $R > R_{min}$	5,00 m
Pendenza trasversale	2% a schiena d'asino
Raggio planimetrico minimo (R_{min})	120 m

Allargamenti per R<Rmin	Caso per caso con simulazione mezzo
Pendenza max livelletta (rettifilo)	16%
Pendenza max livelletta (curva con R<120m)	16%
Pendenza livelletta con traino	>12%
Raccordo verticale minimo convesso	250 m
Raccordo verticale minimo concavo	250 m
Pendenza max livelletta per stazionamento camion	2%
Carico max assiale sul piano stradale (t)	21t/asse
Piazzole	
Dimensioni standard per piazzola intermedia	La piazzola per un montaggio standard è costituita da un trapezio rettangolo B=77,0 (m); b=31,5(m); h=44,0(m) oltre ad un quadrato 22,00(m) x 16,00(m) ove sarà allocato l'aerogeneratore e un ulteriore rettangolo 5,0(m) x 88,0(m).
Piazzola ausiliari per il montaggio del braccio gru stralciata	n.3 da 12.00 x 8.00
Pendenze max longitudinali	0,50 %

Tabella 5 Specifiche principali di viabilità e piazzole

La sezione stradale, con larghezza di 5,00 m più due banchine laterali di 0,5 m, sarà realizzata in massicciata composta da uno strato di fondazione in misto calcareo di 40 cm, eventualmente steso su geotessile disteso alla base del cassonetto stradale a diretto contatto con il terreno, allo scopo di limitare al massimo le deformazioni e i cedimenti localizzati; superiormente sarà previsto uno strato di finitura/usura in misto stabilizzato, dello spessore di 20 cm.

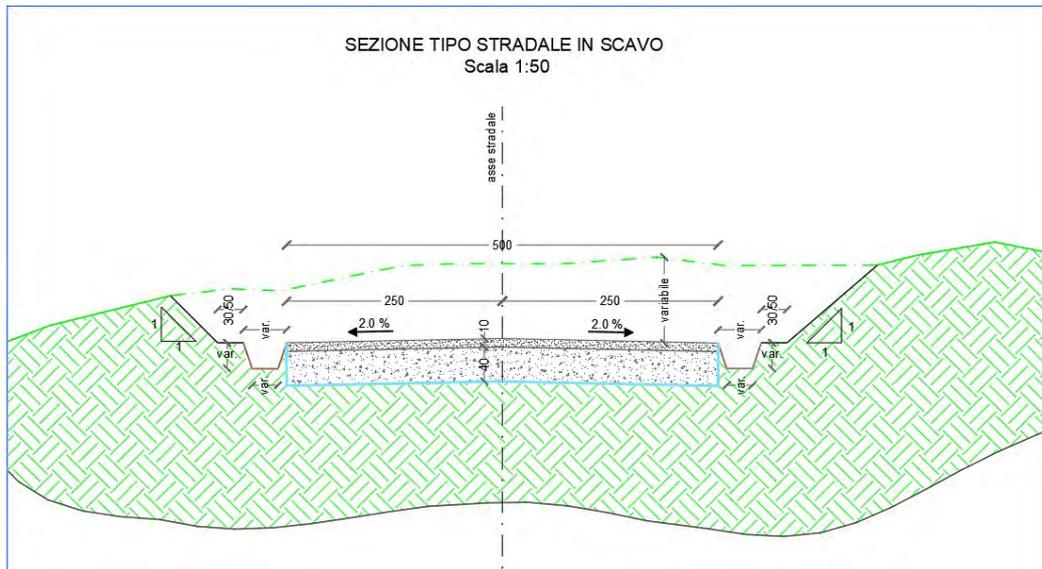


Figura 7 Sezione tipo stradale in scavo

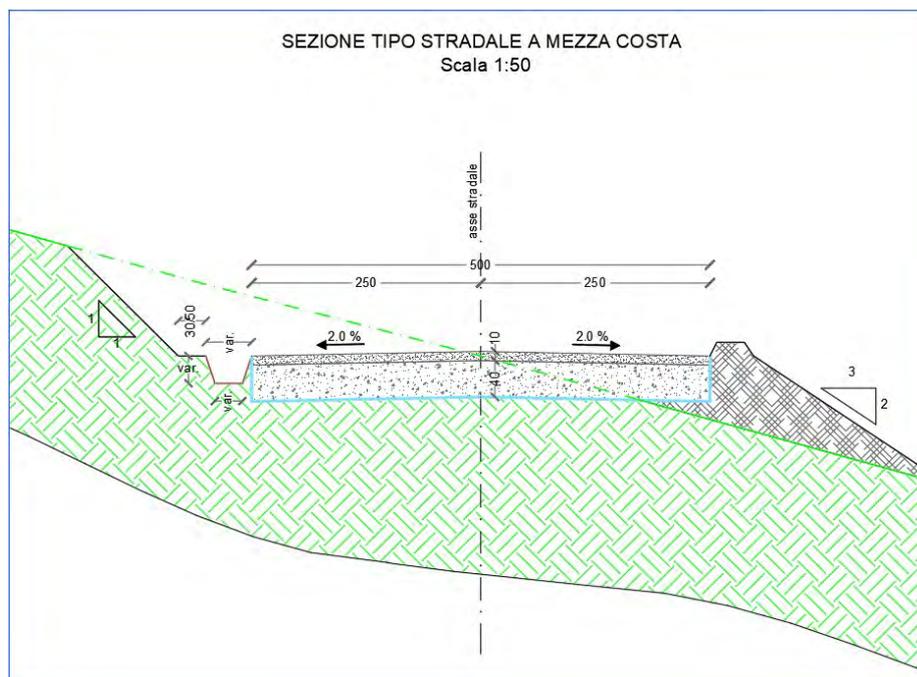


Figura 8 Sezione tipo stradale a mezza costa

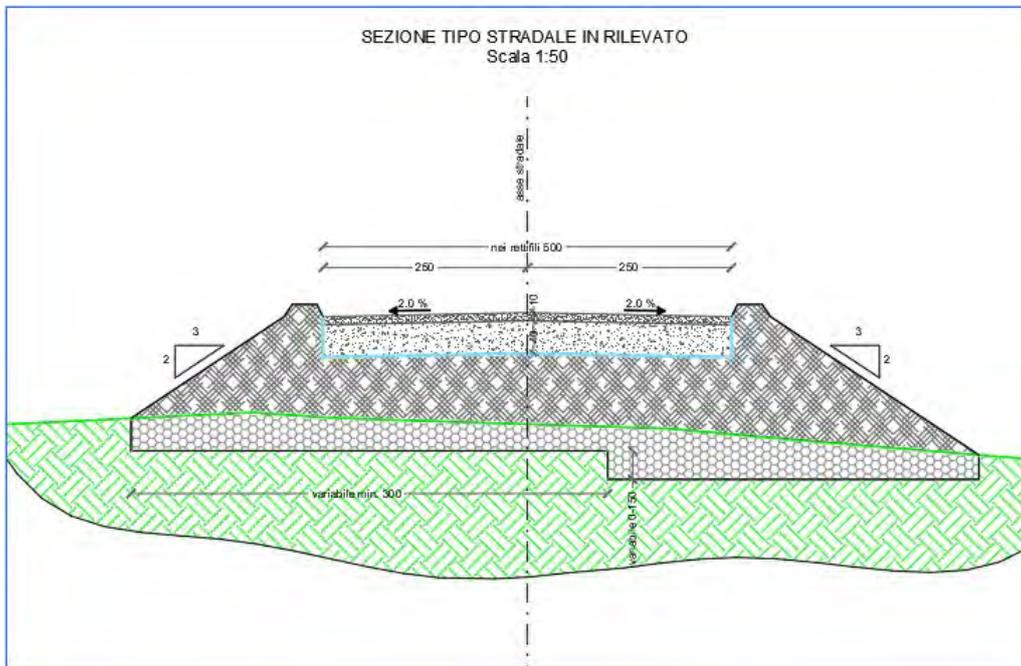


Figura 9 Sezione tipo stradale in rilevato

4.10 Quadro di sintesi del contesto ambientale

L'analisi descrittiva del sito interessato dalla realizzazione dell'impianto eolico ha evidenziato lo stato dei luoghi rispetto ai suoli presenti, all'uso reale del suolo e alle componenti ambientali.

L'analisi pedologica ha evidenziato la presenza di suoli superficiali, non arabili, poco erodibili per la presenza di una giacitura ed una orografia poco movimentata, comunque poco idonei allo sviluppo dell'agricoltura, se non marginalmente per la pratica dell'allevamento bovino, ovino e caprino di tipo estensivo.

Dalle analisi effettuate risulta che la maggior parte delle aree su cui ricadranno i generatori, sono attualmente costituite da seminativi, seminativi scarsamente cespugliati e/o arborati, aree pascolive scarsamente cespugliate e/o arborate con specie miste, aree pascolive scarsamente cespugliate con piante sparse di arboree a prevalenza di sughera.

E' quanto mai evidente la presenza di un'agricoltura stentata legata all'allevamento, prevalentemente ovino, che comunque difficilmente è in grado di garantire un reddito adeguato all'imprenditore agricolo proprio per la presenza di suoli marginali anche per l'allevamento.

5. DESCRIZIONE DEL PROGETTO EOLICO

Il parco eolico "MATTESUIA" ricade nel territorio collinare a est del centro abitato del comune di Nulvi. Il parco eolico prevede l'installazione di 8 aerogeneratori di potenza ciascuno 6,0 MW per una produzione totale nominale di 48 MW. L'altezza delle torri sino al mozzo (HUB) è di 102,55 m, il diametro delle pale è di 155 m per una altezza complessiva della struttura pari a 180 m (in allegato al progetto si riporta la scheda tecnica). La produzione di energia elettrica di un aerogeneratore è circa proporzionale all'area del rotore. Un minor numero di rotori più grandi e su torri più alte può utilizzare la risorsa eolica in maniera più efficiente di un numero maggiore di macchine più piccole, inoltre la dimensione degli aerogeneratori comporta delle interdistanze tra gli stessi, che permettono ai terreni in cui sono ubicati di continuare a essere utilizzati con la destinazione d'uso presente, per la maggior parte dell'estensione.

Gli aerogeneratori sono localizzati in aree prettamente a seminativi, esterne alle aree boscate e ampiamente distanti da centro abitati e aree produttive, circa 2 km a est di Nulvi. Il progetto è composto dalla realizzazione delle opere civili ed elettriche necessarie per il funzionamento del parco eolico. Il cavidotto elettrico prosegue lungo la strada comunale in direzione sud e raggiunge la sottostazione prevista nell'area artigianale di Tergu (SS). La soluzione tecnica di connessione del parco eolico prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV. In conseguenza di ciò si è scelto di costruire la sottostazione di trasformazione 30/150 kV in un terreno adiacente alla sottostazione RTN secondo lo schema di allacciamento della STMG.



Figura 10 – Vista satellitare del posizionamento del parco eolico "Mattesuia" in progetto

5.1 Criteri progettuali

La scelta progettuale del numero, delle caratteristiche dimensionali e della localizzazione degli aerogeneratori è stata concepita nel rispetto di criteri ambientali, tecnici ed economici di seguito sintetizzati:

- rispetto delle linee guida;

- rispetto delle indicazioni contenute nel Piano Paesaggistico Regionale;
- utilizzo di viabilità esistente e minimizzazione dell'apertura di nuovi tracciati;
- ottimizzazione dell'inserimento paesistico dell'impianto;
- rispetto dell'orografia e copertura vegetale della zona;
- rispetto della distanza dai recettori più prossimi;
- Ottimizzazione dello sfruttamento della risorsa eolica dell'area.

5.2 Descrizione generale opere elettriche

Il progetto del parco eolico "Mattesuià" prevede l'installazione di 8 aerogeneratori di elevata potenza disposti secondo un layout di impianto che, per le caratteristiche orografiche del terreno e per la direzione del vento dominante, risulta essere quello ottimale.

Sulla base dello studio anemologico, dei vincoli orografici, ambientali e infrastrutturali, si è proceduto alla localizzazione degli aerogeneratori in progetto, secondo la disposizione riportata nelle tavole di progetto, cui si rimanda. L'energia prodotta da ciascun aerogeneratore verrà convogliata attraverso terne di cavidotti interrati sino all'aerogeneratore successivo

Il parco eolico sarà costituito da una sezione a 150 kV comprendente la sottostazione di trasformazione per la connessione alla RTN ed una sezione in media tensione a 30 kV che convoglierà l'energia dai singoli aerogeneratori verso la sottostazione di trasformazione 30/150 kV. L'impianto sarà composto da 8 aerogeneratori collegati mediante un cavidotto in media tensione interrato.

Ciascun aerogeneratore avrà una potenza unitaria pari 6.000 kW cadauno, per una potenza nominale complessiva di 48 MW. L'energia viene prodotta da ciascun aerogeneratore a 690 V e 50 Hz. La tensione viene elevata a 30 kV in un centro di trasformazione ubicato nella navicella della macchina e viene evacuata tramite cavi elettrici interrati in MT fino all'aerogeneratore successivo.

L'allacciamento del parco eolico alla RTN è garantito dalla STMG già rilasciata da parte di Terna, ed accettata dalla Proponente. La soluzione tecnica di connessione (codice pratica 202002044) del parco eolico "Mattesuià" prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV. In conseguenza di ciò si è scelto di costruire la sottostazione di trasformazione 30/150 kV in un terreno adiacente alla sottostazione RTN secondo lo schema di allacciamento della STMG descritta sopra. La nuova sottostazione sorgerà quindi nel territorio comunale di Tergu, precisamente nei pressi della zona artigianale del comune di Tergu (SS).. Maggiori dettagli vengono riportati nelle tavole allegate.

Il progetto nel suo complesso sarà quindi costituito dalle seguenti parti principali:

- 8 aerogeneratori completi di sistema di protezione e controllo;
- linee elettriche MT per il collegamento degli aerogeneratori alla sottostazione di trasformazione;
- sottostazione MT/AT da collegare in antenna alla nuova stazione Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV";
- realizzazione del nuovo elettrodotto a 150 kV di collegamento tra la sottostazione di trasformazione e la nuova stazione RTN;

- realizzazione della nuova stazione RTN e raccordi di collegamento alla rete RTN esistente.

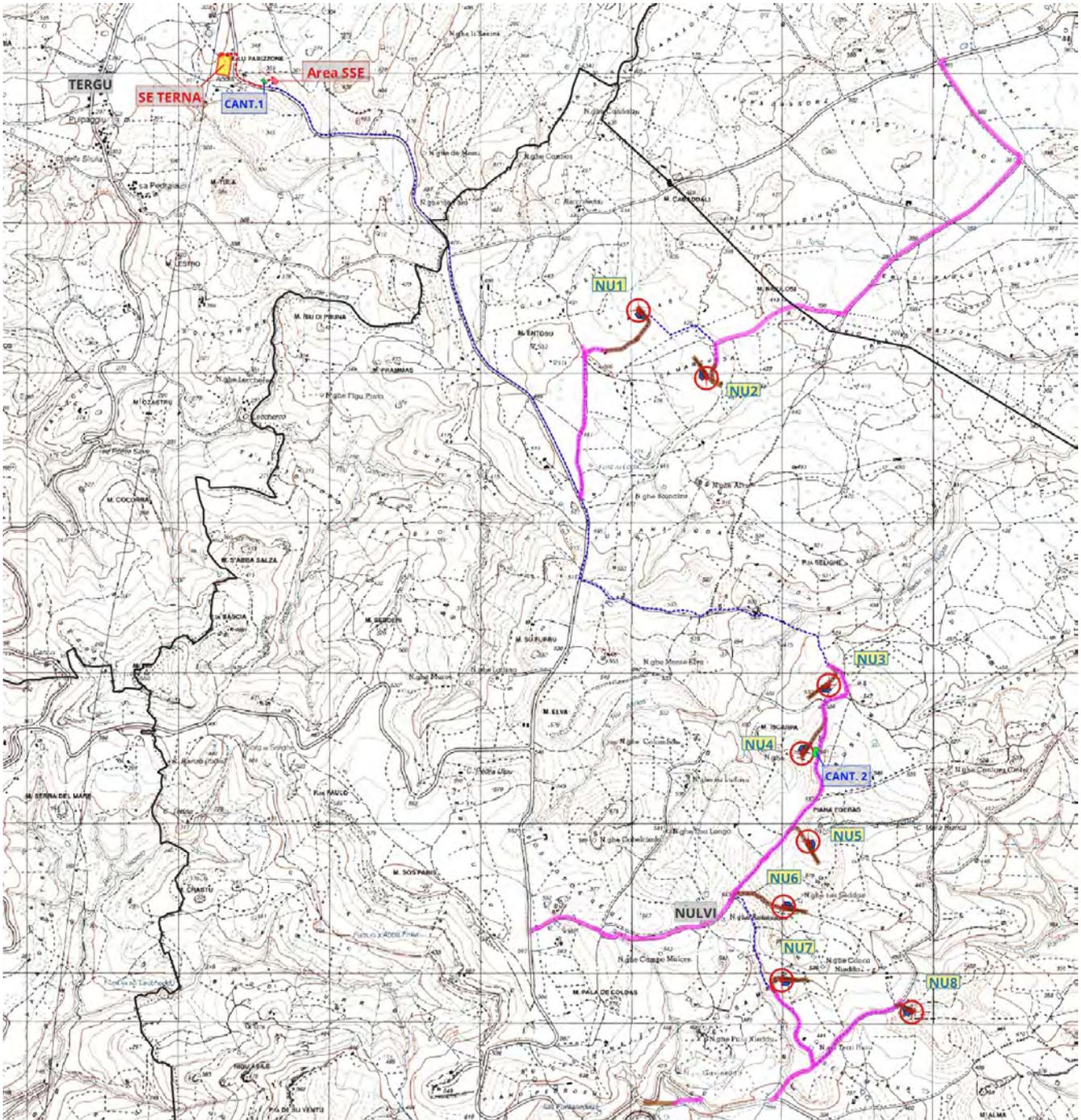


Figura 11 – Inquadramento corografico del layout

Il controllo del parco viene attuato tramite l'ausilio di automatismi programmabili. Vengono progettati due sistemi indipendenti di regolazione e controllo, uno per gli aerogeneratori e un secondo per le cabine elettriche di consegna dell'energia. Il parco eolico verrà controllato, supervisionato e monitorato da remoto attraverso il sistema fornito dalla casa costruttrice stessa.

L'energia viene prodotta da ciascun aerogeneratore a 720 V e 50 Hz. La tensione viene quindi elevata a 30 kV in un centro di trasformazione ubicato nella navicella della macchina e viene evacuata tramite cavi elettrici interrati in MT fino all'aerogeneratore successivo in modo da formare i circuiti come descritto nello schema unifilare in allegato. Dopodiché tale energia verrà convogliata nella sottostazione di trasformazione MT-AT e successivamente tramite un collegamento in antenna alla Rete di Trasmissione Nazionale.

L'energia elettrica in bassa tensione necessaria alle operazioni di manutenzione del parco verrà fornita attraverso le strutture del parco prelevandola dal trasformatore dedicato ad i servizi ausiliari (TR-SSAA).

Nei momenti in cui il parco non genera energia, la fornitura avverrà tramite la linea di evacuazione del parco, mentre nelle situazioni di emergenza si provvede alla fornitura di energia tramite gruppo elettrogeno.

La viabilità di servizio interna al parco è stata studiata in maniera dettagliata, al fine di garantire il passaggio per i mezzi di trasporto e di cantiere. Le caratteristiche generali della viabilità interna al parco sono di seguito specificate, mentre per una descrizione approfondita si rimanda ai paragrafi successivi ed alle tavole di elaborato grafico:

- Larghezza della carreggiata: ≥ 5 m;
- Raggio di curvatura: ≥ 70 m, salvo casi particolari nei quali può risultare inferiore;
- Pendenza massima media: 9 %;
- Strato superficiale in misto stabilizzato costipato meccanicamente.

5.3 Identificazione dei vertici del poligono racchiudente l'area di pertinenza dell'impianto e posizionamento aerogeneratori

Il posizionamento degli aerogeneratori e della sottostazione di trasformazione e consegna è stato effettuato sulla base dei seguenti criteri:

- studio del vento e orografia dell'area;
- rispetto di distanza minima regolamentare da edifici preesistenti;
- esistenza di vie di accesso e sentieri interni al parco;
- vincoli ambientali ed amministrativi esistenti;
- considerazioni basate sul criterio del massimo rendimento degli aerogeneratori, evitando l'interazione tra le singole macchine al fine di non pregiudicarne il funzionamento;
- minimizzazione dell'alterazione dello stato attuale dei luoghi, compatibilmente con le condizioni necessarie di pendenza, di superficie, di larghezza e curvatura delle vie di collegamento e di spazio adeguato alla installazione degli aerogeneratori ed alle infrastrutture ad essi associate, avendo cura di preservare, per quanto possibile, l'orografia dell'area.

Viene riportata la poligonale contenente l'area di pertinenza del parco eolico in progetto e riportate le coordinate planimetriche dei 8 aerogeneratori in progetto, utilizzando come sistema di riferimento cartografico UTM-WGS 84, come da tabella seguente.

WTG	X	Y	GEO WGS84 (EPSG:4326)	
			Long.	Lat.
NU01	478973	4521223	8.750576°	40.841777°
NU02	479423	4520772	8.755929°	40.837726°
NU03	480233	4518726	8.765602°	40.819314°
NU04	480055	4518271	8.763506°	40.815211°
NU05	480096	4517684	8.764010°	40.809924°
NU06	479934	4517250	8.762104°	40.806011°
NU07	479921	4516759	8.761965°	40.801587°
NU08	480782	4516546	8.772179°	40.799689°

Tabella 6 – Ubicazione planimetrica aerogeneratori di progetto, sistema di riferimento UTM-WGS 84

5.4 INTERFERENZE

Di seguito una tabella riepilogativa con le interferenze riscontrate lungo il tracciato dei cavidotti.

Si tratta di interferenze con i manufatti idraulici di attraversamento stradale che verranno risolti in toc.

TIPOLOGIA INTERFERENZA	TIPOLOGIA DI INTERVENTO	POSIZIONE	COORDINATE
Interferenza 1 - PONTICELLO	Mediante TOC	S.P.17	E= 4522393.98 N= 477282.03
Interferenza 2 – Attraversamento idraulico	Mediante TOC	S.P.17	E= 4521201.50 N= 477806.96
Interferenza 3 - Attraversamento idraulico	Mediante TOC	S.P.17	E= 4520788.31 N= 478075.77
Interferenza 4 - Attraversamento idraulico	Mediante TOC	S.P.17	E= 4520555.28 N= 478309.49
Interferenza 5 - Attraversamento idraulico	Mediante TOC	S.P.17	E= 4520460.09 N= 478363.90
Interferenza 6 - Attraversamento idraulico	Mediante TOC	S.P.17	E= 4520252.94 N= 478466.88
Interferenza 7 - Attraversamento idraulico	Mediante TOC	S.P.17	E= 4520029.71 N= 478561.98

Interferenza 8 - Attraversamento idraulico	Mediante TOC	Strada vicinale Bacchileddos	E= 4520564.25 N= 478616.16
Interferenza 9 - Attraversamento idraulico	Mediante TOC	Strada vicinale Bacchileddos	E= 4520391.98 N= 478581.82
Interferenza 10 - Attraversamento idraulico	Mediante TOC	Strada vicinale S'Ena de S'Aghedu	E= 4519300.56 N= 478782.99
Interferenza 11 - Attraversamento idraulico	Mediante TOC	Strada Località Ruspina	E= 4519107.83 N= 479998.83



Figura 12 - interferenza n 1

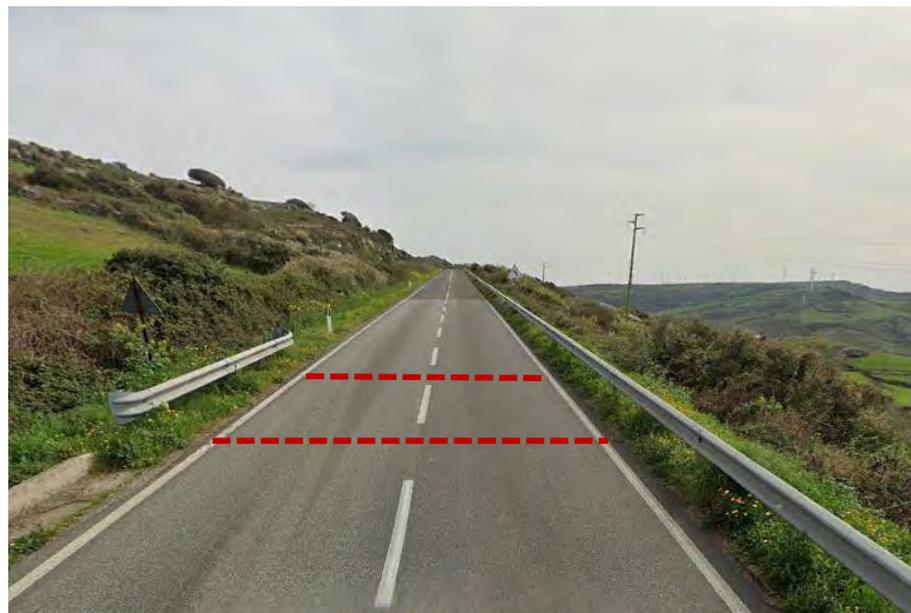


Figura 13 Interferenza n 2.



Figura 14 Interferenza n 3



Figura 15 Interferenza n 4



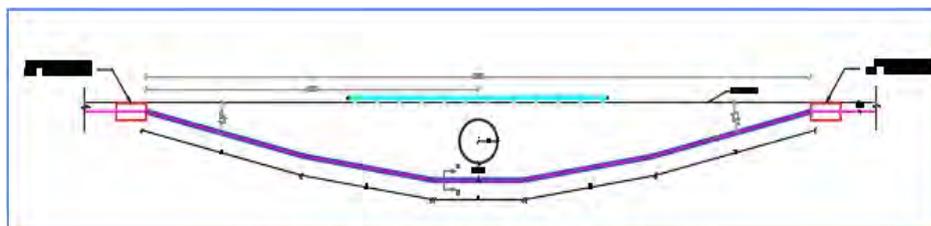
Figura 16 Interferenza n 5



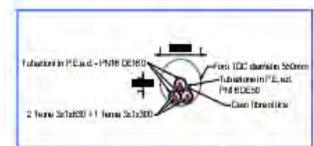
Figura 17 Interferenza n.6



Figura 18 Interferenza n 7



Sezione attraversamento in TOC - scala 1:200



Sezione Trasversale TOC - scala 1:200

Figura 19 Schema tipo di risoluzione interferenze mediante Toc

5.5 CAVIDOTTI

5.5.1 GENERALITÀ

Il parco eolico avrà una potenza complessiva di 48,00 MW, data dalla somma delle potenze elettriche di n. 8 aerogeneratori della potenza unitaria massima di 6,00 MW. Dal punto di vista elettrico, gli aerogeneratori sono collegati fra di loro in tre gruppi di cui uno da 2 aerogeneratori e due da tre, costituendo così n. 3 distinti sottocampi, come di seguito meglio rappresentato.

Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza	Comune
LINEA 1	NU2-NU1-SSE	12,00 MW	Nulvi
LINEA 2	NU5-NU4-NU3-SSE	18,00 MW	Nulvi
LINEA 3	NU8-NU7-NU6-SSE	18,00 MW	Nulvi

Tabella 7 Sottocampi "Mattesuiia"

In generale, per tutte le linee elettriche saranno collocate ad una profondità minima di 1,10 m ed inglobati in uno strato di sabbia di 40 cm di spessore, mentre il cavo equipotenziale (corda di rame) sarà posato a una profondità di 1,20 m (fondo dello scavo).

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa. Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato grafico NUL-PD-T29.

Considerata la tipologia di posa, ossia direttamente interrata ad una profondità minima di 1,10 m ed inglobati in uno strato di sabbia di 40 cm di spessore, non occorre applicare alcun fattore correttivo alla portata (1,20 m fondoscavo).

Si considerano infatti trascurabili le brevi tratte di posa in tubazione interrata relative a particolari attraversamenti, il cui effetto risulta di modesta entità.

A maggior salvaguardia, in corrispondenza di tali attraversamenti, la distanza fra le tubazioni interrate verrà aumentata sino a 0,5 m, così da potersi considerare validi gli stessi coefficienti di cui al paragrafo precedente, come previsto dalla norma CEI 11-17 allegato B tab. III.

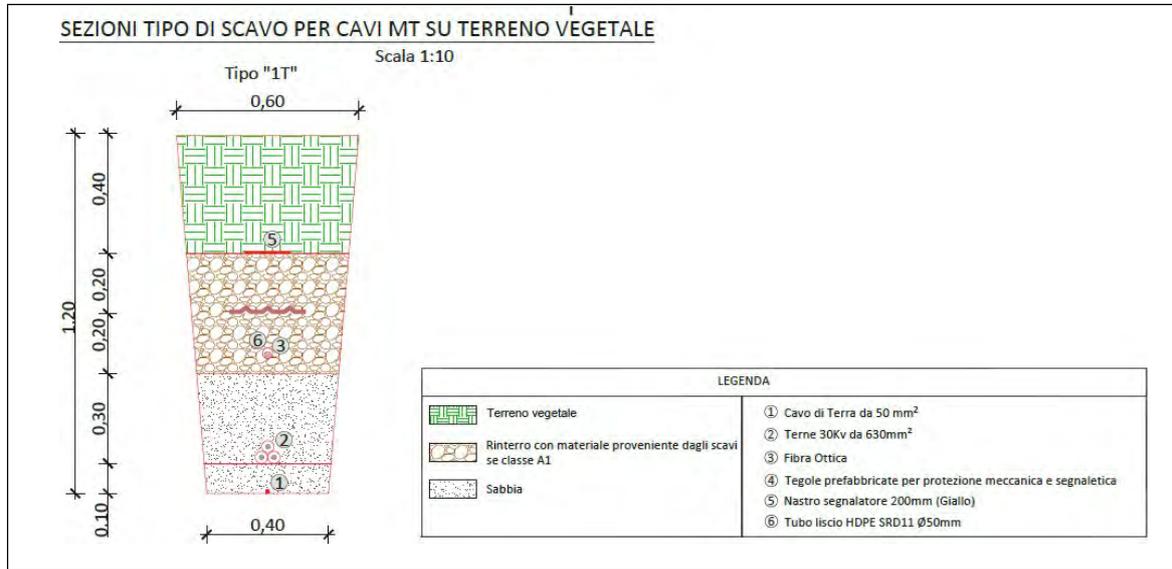


Figura 20 Sezioni tipo di scavo per cavi mt su terreno vegetale

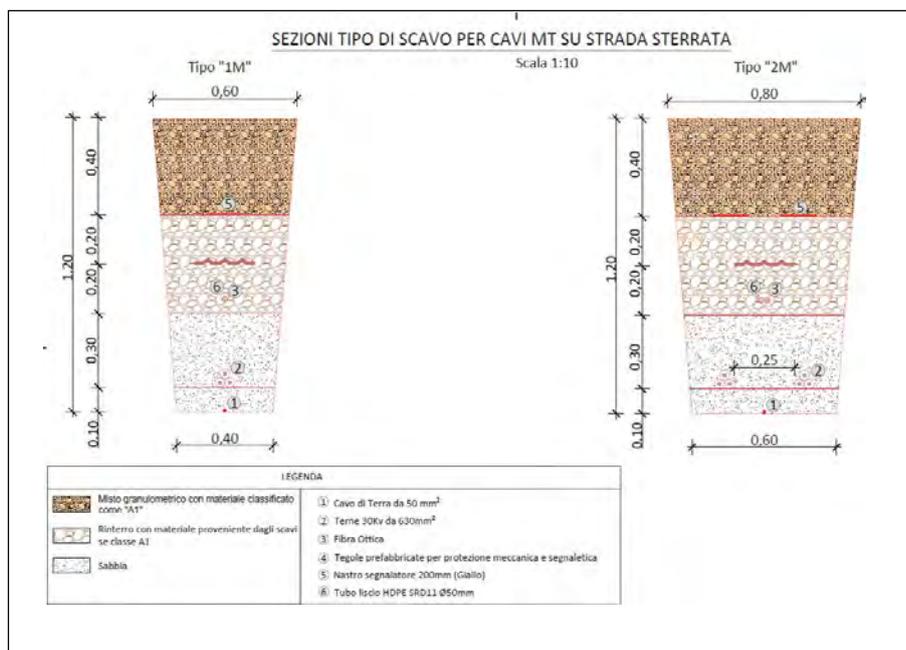


Figura 21 Sezioni tipo di scavo per cavi mt su strada sterrata

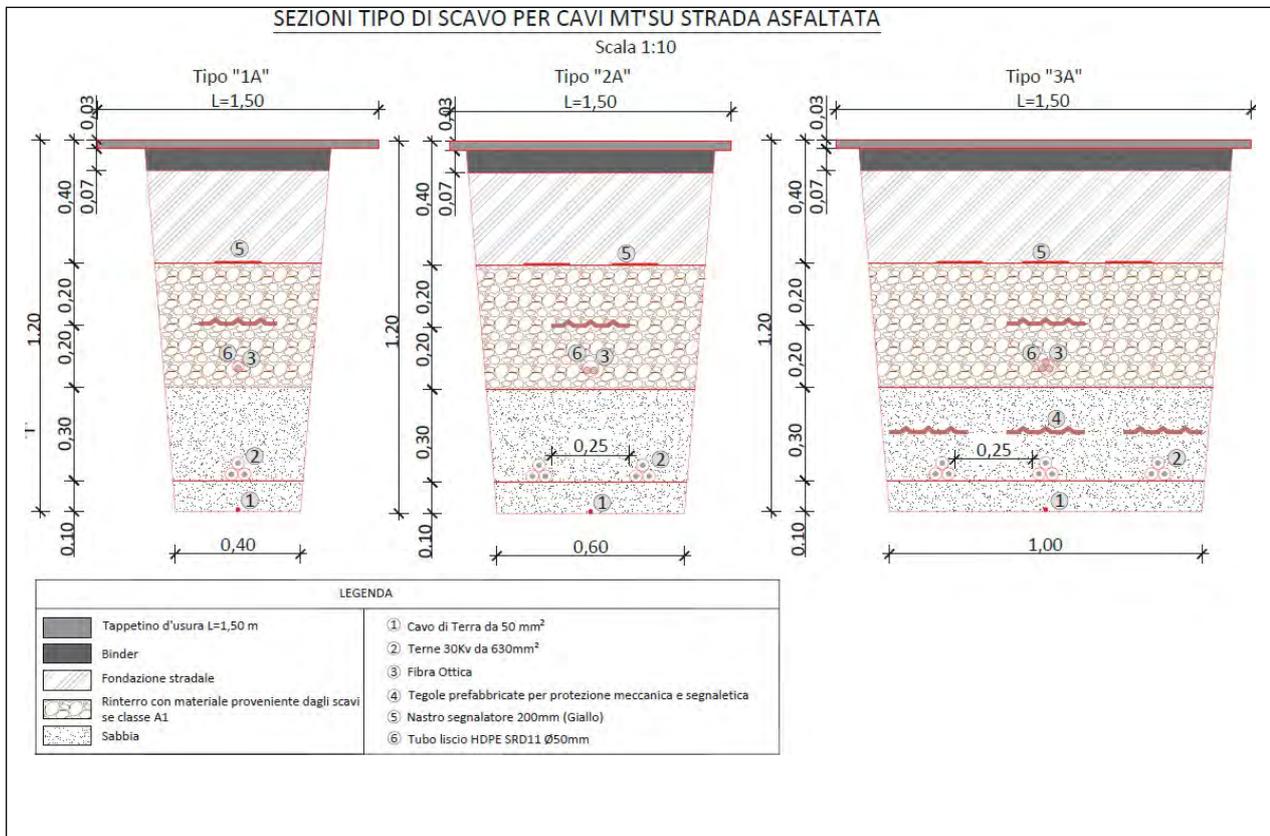


Figura 22 Sezioni tipo di scavo per cavi mt su strada asfaltata

5.5.2 PROFONDITÀ DI POSA

In generale, per tutte le linee elettriche, saranno collocate ad una profondità minima di 1,10 m ed inglobati in uno strato di sabbia di 40 cm di spessore, mentre il cavo equipotenziale (corda di rame) sarà posato a una profondità di 1,20 m (fondo dello scavo).

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in XLPE			
Profondità posa (m)	0,8	1,0	1,2	1,2
Coefficiente	1,00	0,98	0,96	0,96

Tabella 8 Fattore correttivo scavi

Considerando il valore di posa di 1,20 m, si è ricavato per interpolazione il valore del coefficiente correttivo, che risulta **K3 = 0,96**.

5.6 STAZIONE DI TRASFORMAZIONE AT/MT

Nel presente capitolo si darà descrizione della stazione di trasformazione AT/MT a servizio dell'impianto eolico in oggetto, dando evidenza delle caratteristiche delle principali componenti elettriche necessarie all'innalzamento di tensione, delle opere elettriche accessorie, della rete di terra, nonché delle opere civili necessarie alla realizzazione dell'opera.

5.6.1 UBICAZIONE E VIABILITÀ DI ACCESSO

Il parco eolico in progetto convoglierà l'energia prodotta verso la Sottostazione Elettrica di Utente (SSE) in progetto nel Comune di Tergu, in provincia di Sassari in località Case Addis nei pressi del Monte Lu Pabizzone (particelle n.402 del foglio 2), per la trasformazione e la consegna dell'energia elettrica alla rete di trasmissione nazionale presso la Stazione Terna "Tergu".

La Sottostazione interessa un'area di forma rettangolare di larghezza pari a circa 29.60 m e di lunghezza pari a circa 41,40 m, interamente recintata accessibile e tramite un cancello carrabile largo 7,00 m. Il sito è accessibile dalla SP17 ed un tratto di strada vicinale che sarà realizzata per l'accesso alla Stazione Terna.

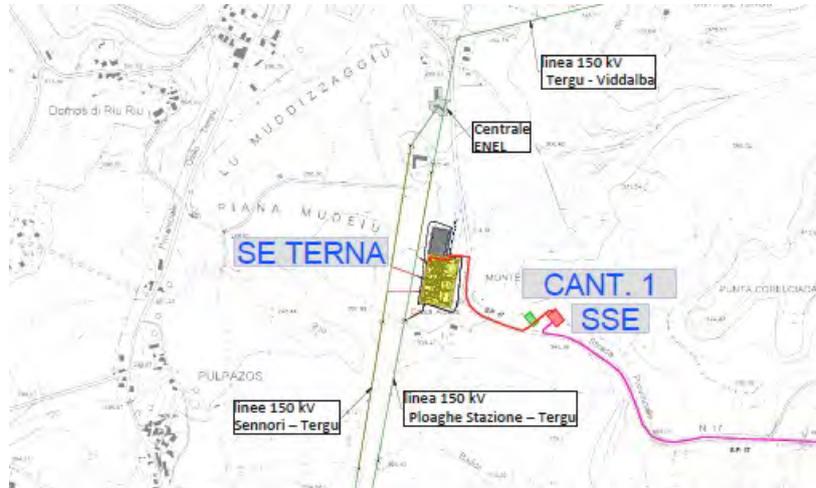


Figura 23 Ubicazione stazione SSE

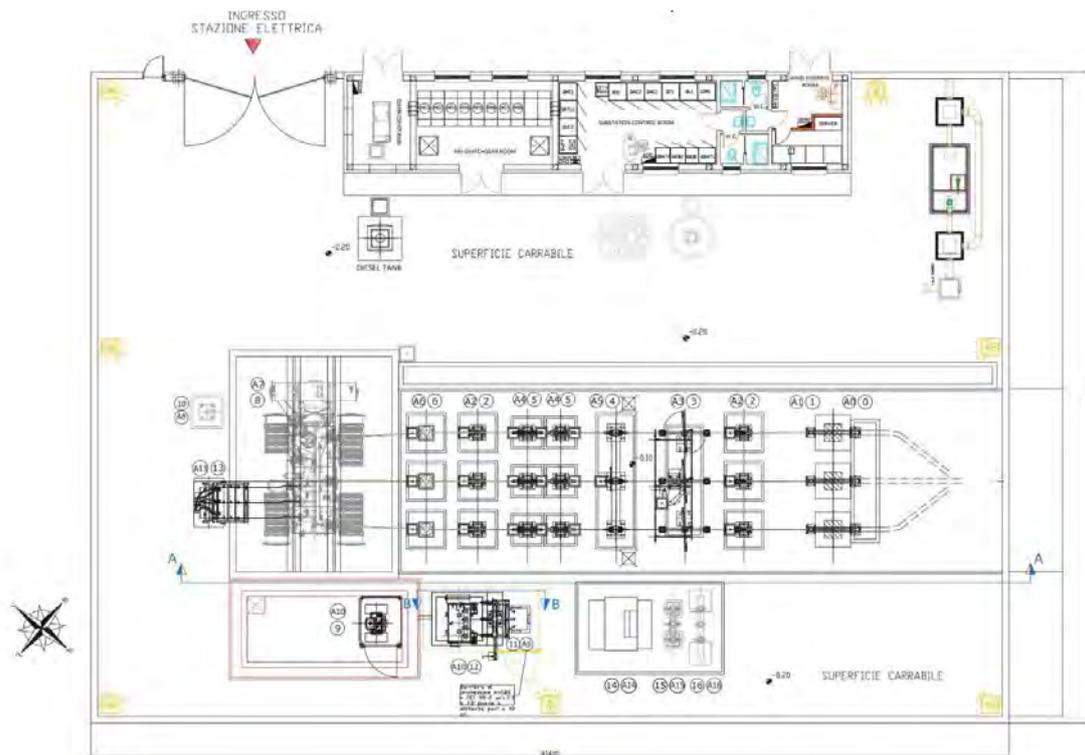


Figura 24 Vista stazione utente

5.6.2 STAZIONE RTN "TERGU" E RACCORDI DI COLLEGAMENTO ALLA LINEA RTN ESISTENTE

L'ubicazione della nuova Stazione Elettrica RTN di smistamento a 150 kV è prevista in prossimità della stazione utente di trasformazione AT/MT, le quali saranno collegate mediante un cavidotto interrato AT.

La nuova stazione RTN sarà dotata di 1 sezione a 150 kV con isolamento in aria e stalli tradizionali. Sono previsti 8 stalli per l'arrivo di linee esterne in cavo interrato o aeree. Nella stessa sarà presente un edificio comandi e servizi ausiliari oltre che opere accessorie e alla viabilità esistente. L'intervento interesserà un'area di circa 17.500 m², inclusa un'area utilizzabile per futuri ampliamenti della stazione RTN.

La Stazione ricomprenderà anche una sezione a 36 kV da destinarsi a future iniziative, come richiesto dal gestore di rete Terna.

La stazione RTN verrà collegata all'esistente infrastruttura RTN, ovvero alle linee RTN a 150 kV denominate "Sennori – Tergu" e "Ploaghe Stazione – Tergu", mediante dei brevi raccordi di connessione aerei AT, con conseguente installazione di nuovi sostegni e/o sostituzione di sostegni esistenti.



Figura 25 Ubicazione della nuova Stazione Elettrica RTN

6. CARATTERISTICHE ANEMOLOGICHE

La Stima di Produzione Energetica Netta P50 dell'impianto, calcolata al netto delle perdite energetiche, è di 105,78 GWh/anno, pari a 2204 Ore Equivalenti annue.

Si sono altresì verificati i parametri minimi imposti da Delibera Regionale 59/90 del 2020 per confermare la congruenza del sito e della wind farm oggetto di questo studio a tali parametri.

6.1 Anemologia

Nell'ambiente climatico della Sardegna il vento ha una parte assai importante. Esso soffia infatti con altissima frequenza per il fatto che l'isola si trova lungo la traiettoria delle correnti aeree occidentali, che spirano dalle zone anticicloniche dell'Atlantico e dell'Europa di Sud-Ovest verso i centri di bassa pressione mediterranei. È di notevole interesse constatare che la distribuzione dei valori di frequenza nei diversi settori d'orizzonte non presenta apprezzabili variazioni nei singoli anni; ciò è tanto più degno di nota se si tengono presenti i notevoli scarti dalla media che invece si registrano nell'andamento di altri elementi del clima, e in particolare nel regime delle precipitazioni. La predominanza dei venti occidentali in tutte le stagioni, la velocità media del vento quasi eguale in tutti i mesi, l'affermarsi del sistema di brezza lungo le coste regolarmente alla fine della primavera sono i fatti salienti di questo uniforme regime anemometrico.

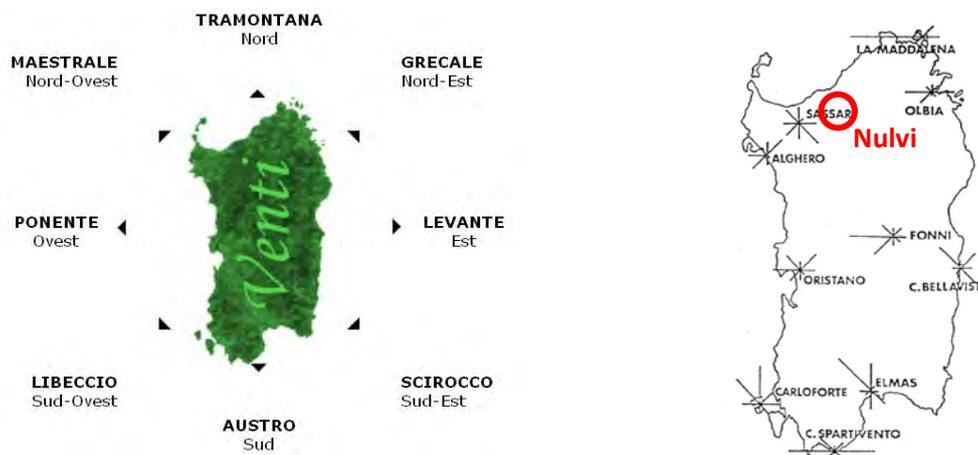


Figura 26 Direzione di prevalente provenienza dei venti nelle varie località dell'Isola

Poiché la distribuzione della pressione nel Mediterraneo occidentale comporta la presenza di aree cicloniche costantemente centrate sui mari intorno alla Sardegna, la pressione si mantiene per tutto l'anno su valori molto bassi e non presenta variazioni mensili notevoli.

6.2 Modello turbina eolica (WTG)

Il modello di turbina eolica utilizzato per la valutazione della producibilità è la Siemens Gamesa SG155 come da quadro sintetico di **Tabella 9** seguente.

Modello WTG	Siemens Gamesa SG155 6.0 MW Mode AM-6
Potenza Nominale	6.0 MW
Diametro Rotore D	155 m
Altezza mozzo H	102,5 m
Altezza totale fuori terra	180 m
IEC class 61400-22	IIIA
Velocità di Cut-in / Cut-out / Re Cut-in	3.0 – 27.0 – 24.0 m/s

Tabella 9 Specifiche principali WTG Siemens Gamesa SG155

6.3 Stima di produzione energetica

Per il calcolo di produzione è stato utilizzato il software Wasp che ha determinato anche la previsione delle Efficienze di Scia (Wake Efficiency) e il calcolo delle Efficienze di Sistema (System Efficiency), ovvero tutte quelle perdite tecniche che si devono computare per il passaggio da una produzione lorda a una produzione netta di wind farm.

L'obiettivo di questo calcolo è la determinazione del valore a P50, ovvero tenendo conto che il processo di calcolo è essenzialmente probabilistico e non deterministico (per variabilità interannuale del vento, incertezze di modellistica, ecc.), il P50 è quel valore che rappresenta la media di un calcolo probabilistico degli scenari ipotizzabili.

In base alle premesse si presentano in **Tabella 10** sottostante i risultati di Stima di Produzione Energetica a P50, con ipotesi modello WTG SG155 6.0 MW di diametro rotore 155 m e altezza mozzo 102,5 m:

Numero di WTG	8	
Potenza Nominale totale impianto	48,0	MW
Fattori di Perdita Energetica		
Disponibilità WTG	98,11	%
Disponibilità BOP	99,8	%
Distacchi RTN	100	%
Efficienza elettrica	97,0	%
Perdite per condizioni meteo e aerodinamica pale	99,0	%
TI correction	99,0	%
Variazione curva di potenza	96,0	%
Sector Management	100	%
Produzione energetica annua media lorda stimata	124,40	GWh/anno
Ore Equivalenti annue (produzione lorda)	2592	he
Produzione energetica annua media netta stimata	105,78	GWh/anno
Fattore di capacità stimato	25,14	%
Ore Equivalenti annue (produzione netta)	2204	he

Tabella 10 Quadro di dettaglio Stima di Produzione annua P50 di wind farm Mattesuià di Nulvi

In dettaglio si spiegano le Perdite considerate nel computo di tabella precedente:

- a) *Efficienza di Scia*: ciò è dovuto alla riduzione della velocità del vento esercitata dalle schermature che si determinano tra turbine eoliche, dove per un determinata direzione del vento alcune WTG arretrate rispetto alla direzione del vento sono schermate dalle WTG ubicate in posizione più avanzata. Il valore in tabella è calcolato sulla base del modello teorico Eddy Viscosity.
- b) *Efficienza Elettrica*: è dovuto alle perdite elettriche per effetto joule nei cavi interni del parco, nei trasformatori e in altri componenti dell'impianto elettrico interno alle WTG. Il valore in tabella è ipotizzato sulla base delle caratteristiche di progetto della wind farm in questione.
- c) *Disponibilità WTG*: è dovuta ai fermi delle apparecchiature di WTG per manutenzione ordinaria, straordinaria o problemi tecnici, e tiene conto di fattori legati alla tecnologia di WTG e la logistica di manutenzione pianificata. Il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche

tecniche analoghe alla wind farm in questione.

d) *Disponibilità BOP*: è dovuta ai fermi di tutte le altre apparecchiature di wind farm per manutenzione ordinaria, straordinaria o problemi tecnici (cavidotti, problemi di sottostazione, problemi di accesso WTG per dissesto rete stradale interna di wind farm, ecc.). Il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

e) *Condizioni meteo e degradazione aerodinamica pale*: è dovuto alle perdite di efficienza aerodinamica dovute alla formazione di sporco o ghiaccio che alterano il profilo aerodinamico delle pale. In base alla climatologia dell'area di parco il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

f) *Disponibilità Rete Nazionale*: è dovuta all'impossibilità in taluni casi di evacuare l'energia prodotta dalla wind farm per problemi di modulazione, manutentivi o tecnici della rete nazionale a cui il parco è allacciato. In questa sede non si sono ipotizzate perdite in tal senso.

g) *Variazione curva di potenza*: eventuali deviazioni della performance di WTG rispetto ai valori garantiti, anche per casi di Lay-Out subottimale o non conforme. Il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

h) *TI correction*: è dovuta alle perdite di energia provocate dalle turbolenze del sito. Questo parametro è stato ipotizzato sulla base della performance di WTG e la ventosità specifica di ogni WTG di Lay-Out.

i) *Sector Management*: eventuali interdistanze WTG subottimali possono determinare l'esigenza di un fermo WTG programmato per alcune WTG di wind farm allo scopo di preservarne l'integrità strutturale in certe condizioni di vento (es: alta turbolenza, alto vento da una certa direzione, ecc.). Lo studio di questo parametro in Sezione 3 in particolare non ha fatto emergere la necessità di fermi WTG e quindi si è calcolata una perdita di Sector Management pari a zero.

j) *LHH*: è la perdita dovuta alle turbolenze che si può verificare per il passaggio prossimo della pala al terreno. Questo parametro è stato calcolato.

6.4 Requisiti tecnici impianto eolico

Nome del parco eolico:	Mattesuia
Potenza installata:	48 MW
N° Aerogeneratori:	8
Potenza unitaria:	6,0 MW
Comuni interessati:	Nulvi

6.4.1 Opere elettromeccaniche

Il componente elettromeccanico fondamentale di un parco eolico è l'aerogeneratore, composto da:

- ✓ fondazione
- ✓ torre di sostegno
- ✓ navicella con organi di trasmissione e generazione
- ✓ rotore con pale per lo sfruttamento del vento

Di seguito sono dettagliate le principali caratteristiche tecniche degli aerogeneratori utilizzati. L'aerogeneratore preliminarmente considerato è il tipo SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155 – 6 MW di potenza nominale unitaria di 6.000 kW. Esso consiste in un sistema composto da rotore, moltiplicatore di giri e generatore elettrico situati in una navicella su una torre in acciaio di 102,5 m di altezza, installata su una fondazione di cemento armato.

6.4.2 Caratteristiche tecniche aerogeneratori

Le principali caratteristiche tecniche di ogni aerogeneratore sono:

- ✓ Tipologia di turbina: modello SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155 – 6 MW;
- ✓ Rotore tripala ad asse orizzontale;
- ✓ Orientazione del rotore in direzione del vento prevalente – sistema attivo imbardata;
- ✓ Sistema di controllo della potenza: Passo e velocità variabili;
- ✓ Diametro del rotore: 155 m;
- ✓ Superficie spazzata dalle pale: 18.869 m²

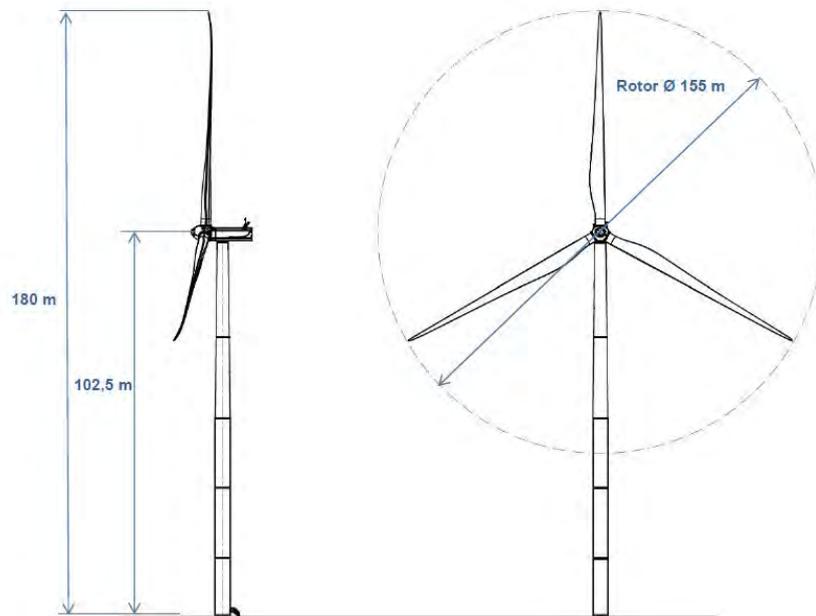


Figura 27 – Schema geometrico degli aerogeneratori in progetto SG 6.0 - 155

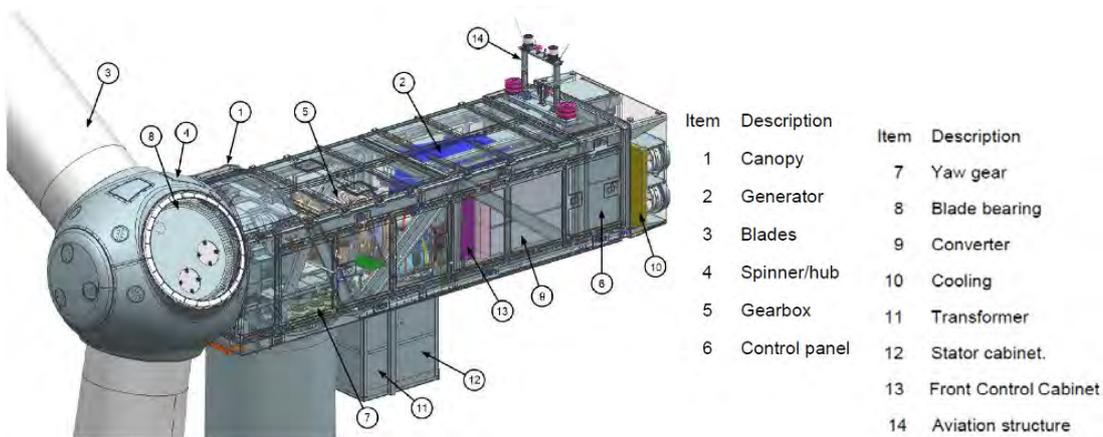


Figura 28 – Componenti dell'aerogeneratore

6.4.3 Fasi di montaggio dell'aerogeneratore

Le fasi di installazione delle turbine, una volta terminate le opere di fondazione sono costituite dalle seguenti operazioni :

- ✓ trasporto e scarico materiali;
- ✓ controllo delle torri e del loro posizionamento;
- ✓ montaggio delle prime sezioni della torre;
- ✓ completamento della torre con il montaggio della sezione superiore;

- ✓ sollevamento della navicella e relativo posizionamento;
- ✓ montaggio delle pale sul mozzo;
- ✓ montaggio della passerella porta cavi e dei relativi cavi;
- ✓ sollevamento del rotore e relativo posizionamento;
- ✓ montaggio della traversa e dei cavi in navicella;
- ✓ collegamento dei cavi al quadro di controllo a base torre;
- ✓ messa in servizio.

Il montaggio della torre viene realizzato imbragando le sezioni con apposita attrezzatura per il sollevamento. La torre viene mantenuta ferma per il posizionamento mediante due funi di acciaio posizionate alla flangia inferiore. Il tronco inferiore viene innestato al concio di fondazione. Segue il montaggio dei concii superiori, seguito immediatamente dopo dall'installazione della navicella che viene ancorata alla gru con un apposito kit di sollevamento.

L'assemblaggio del rotore viene effettuato a terra. Il mozzo viene montato su un apposito piedistallo e in seguito si assicurano allo stesso le singole pale. Il rotore viene assicurato al suolo fino al montaggio in opera per evitare ribaltamenti in caso di raffiche di vento. Per il sollevamento si predispone una particolare attrezzatura che consente di effettuare le operazioni in condizioni di equilibrio statico.

Due pale vengono imbragate con corde di nylon, mentre la terza viene guidata mediante un forklift al fine di evitare inopportune oscillazioni e rotazioni. L'operazione di fissaggio dell'ogiva all'albero lento di trasmissione viene effettuata con il serraggio dei relativi bulloni in quota.



Figura 29 – Fasi di montaggio della torre dell'aerogeneratore

7. OPERE CIVILI

Le opere civili relative al parco eolico "Mattesuiia" sono finalizzate a:

- ✓ adeguamento dei percorsi interni esistenti con allargamento della carreggiata;
- ✓ realizzazione della nuova viabilità interna in progetto;
- ✓ realizzazione delle fondazioni e delle piazzole degli aerogeneratori;
- ✓ realizzazione di scavi, canalizzazioni e cavidotti;
- ✓ opere civili per la realizzazione della Sotto Stazione Utente (SSE);
- ✓ realizzazione della stazione Terna.

7.1 Aspetti generali della viabilità di accesso ed interna al parco

La viabilità di accesso al parco è stata analizzata negli elaborati grafici di progetto, a cui si rimanda. In questo paragrafo sono elencate le caratteristiche tecniche che le strade di accesso al parco devono rispettare, secondo i criteri geometrici e plano altimetrici forniti dal produttore delle macchine.

7.1.1 Caratteristiche delle strade di accesso al parco

Le strade di accesso al parco sono definite come: *"Le strade di categoria inferiore ad autostrade, superstrade, che non fanno parte delle strade interne del parco eolico"*. Le strade di accesso al parco eolico sono quindi tutte le strade provinciali e statali che permettono di raggiungere la viabilità interna del parco.

Le strade di accesso dovranno soddisfare particolari caratteristiche geometriche e plano altimetriche per permettere il transito in sicurezza dei mezzi di trasporto dei componenti degli aerogeneratori.

La pendenza massima che viene stabilita è del 9%. Nel caso di pendenze longitudinali in curve strette, in nessun caso si potrà superare il valore del 9%, realizzando interventi di miglioramento del manto stradale, se fosse necessario, per pendenze comprese tra il 7% ed il 9%. La pendenza minima trasversale delle strade dovrà essere dello 0.5% per minimizzare il tempo di evacuazione dell'acqua superficiale dalla viabilità.

La larghezza minima dei viali di accesso al parco eolico sarà di 5 metri. Le strade di nuova realizzazione, sono state progettate secondo le indicazioni fornite dalla casa costruttrice dell'aerogeneratore di progetto. In particolare, esse, avranno raggi di curvatura variabili da 70 a 85 m a seconda dell'angolo di raccordo, anch'esso variabile da 60° a 120°.

Come già evidenziato, la viabilità di accesso al parco eolico "Mattesuiia" non presenta grosse criticità e risulta conforme alle caratteristiche richieste da SIEMENS GAMESA per il transito dei mezzi di trasporto degli aerogeneratori.

7.1.2 Caratteristiche delle strade interne al parco

Le strade interne al parco sono definite come: *"Le strade che partendo da un singolo aerogeneratore si collegano tanto a quello successivo che ai rami successivi degli altri aerogeneratori facenti parte dello stesso parco eolico"*.

Nelle strade interne del parco la pendenza potrà essere del 9% sia in rettilineo che in curva. La pendenza longitudinale minima sarà superiore o al più uguale al 0.5% per permette una rapida evacuazione delle acque superficiali dal manto

stradale. La larghezza minima dei viali interni sarà di cinque metri, potendo scendere a cinque metri nei tratti molto rettilinei. I raggi di curvatura rispettano le stesse specifiche riportate per la viabilità di accesso.

7.1.3 Drenaggio delle acque superficiali ed interferenze con l'idrografia esistente

Il sistema di drenaggio è stato dimensionato in modo tale da permettere l'evacuazione in fossi di guardia, da realizzarsi su entrambi i lati della carreggiata, delle acque superficiali e delle acque di versante intercettate dalle strade, e in modo tale da dare continuità agli impluvi naturali presenti lungo il tracciato stradale.

In particolare, i fossi di guardia saranno realizzati in maniera tale da permettere il deflusso delle acque meteoriche di piattaforma e quelle raccolte da versante verso depressioni naturali ove sono previste opere idrauliche di attraversamento del corpo stradale in progetto (quali tubolari, ponticelli...) che permettano lo smaltimento delle portate raccolte e garantiscano la continuità idraulica degli impluvi naturali.

L'intervento in esame non presenta interferenze al deflusso di piena nell'area di esondazione dell'idrografia presente, poiché l'intera impronta degli otto aerogeneratori e della sottostazione ricade al di fuori delle aree esondabili.

La viabilità di accesso, esterna ed interna al parco eolico, è costituita nella maggior parte dalla viabilità esistente, viabilità che non determina ostacolo alla dinamica di esondazione dell'area perfluviale. I nuovi tratti di viabilità in progetto non sono interessati dalle fasce fluviali dell'idrografia presente. Inoltre, in seguito ad analisi delle cartografie delle aree di rischio idraulico e geomorfologico PAI, non sono stati evidenziati rischi di alluvione o di frane nelle aree interessate dal progetto.

7.1.4 Composizione e struttura delle strade

Il massimo carico sopportato dalle strade corrisponderà ai carichi trasmessi dai mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori e nel caso della viabilità di accesso ed interna dal passaggio della gru principale per il montaggio degli aerogeneratori stessi. Se pure il peso dei mezzi sia importante, l'esperienza dimostra che il massimo deterioramento delle strade si ha a causa del continuo transito dei mezzi con i differenti elementi della macchina.

In funzione di questi elementi, la capacità portante o carico ammissibile minimo che deve caratterizzare le strade di accesso al parco sarà pari a 2 Kg/cm², ossia 0.2 MPa, mentre nelle strade interne del parco sarà minimo 4 Kg/cm², ossia 0.4 MPa; altezza del piano di rotolamento e si dovrà mantenere tale per una profondità di almeno 1 m dal piano stradale. In funzione del tipo di materiale utilizzato la compattazione potrà raggiungere il valore di 6 Kg/cm². I viali interni nei quali transiterà la gru per il montaggio degli aerogeneratori dovranno avere una capacità portante pari a 6 Kg/cm², mentre per i restanti il valore minimo rimarrà di 4 Kg/cm².

7.1.5 Piattaforme e solido stradale

Il dimensionamento della piattaforma e del solido stradale è stato realizzato in base ai carichi che sono previsti per la viabilità in oggetto. Il deterioramento maggiore delle strade avviene a causa del continuo passaggio degli automezzi che trasportano i vari elementi dell'aerogeneratore.

7.2 Viabilità di accesso al parco eolico "MATTESUIA"

La viabilità di accesso al parco eolico "MATTESUIA" è composta da strade comunali e provinciali, con partenza dal porto industriale di Porto Torres.

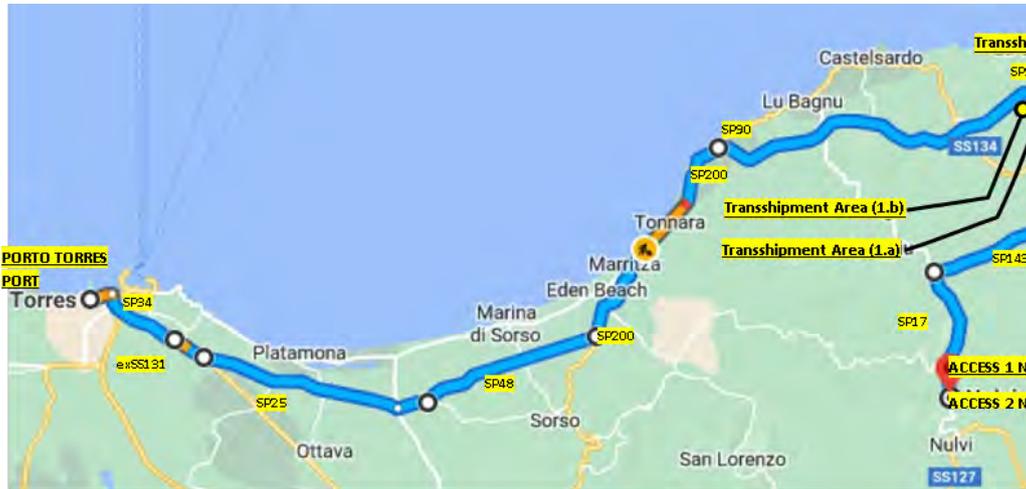


Figura 30 – Viabilità provinciale dal porto di Porto Torres all' area di trasbordo

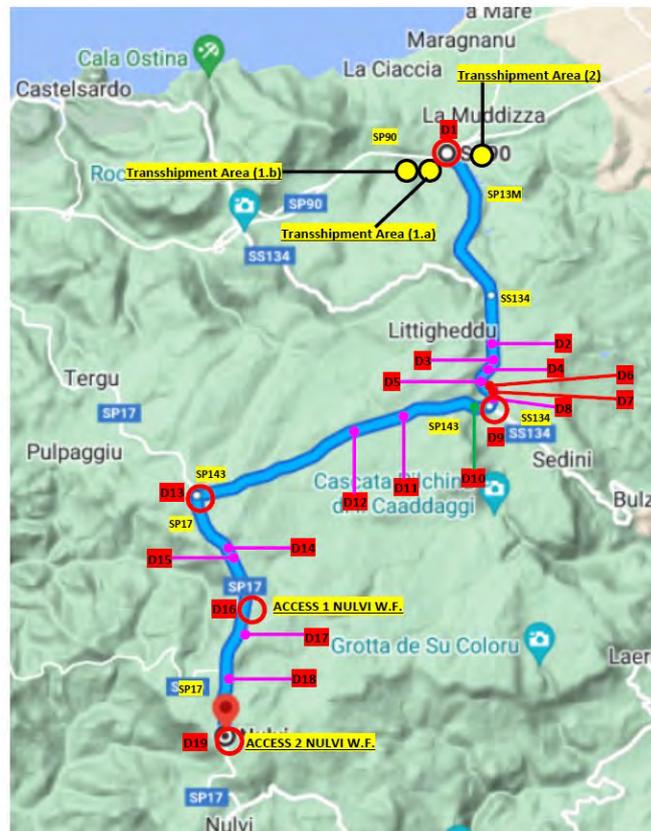


Figura 31 Viabilità dall'area di trasbordo all'ingresso del parco

Le strade di accesso all'area parco si presentano in buone condizioni, come verificato in fase di sopralluogo. All'interno dello stesso parco eolico tuttavia sarà necessario effettuare piccoli interventi di adeguamento della viabilità esistente, temporanei, in particolare lungo le strade comunali, per permettere il transito dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori. In corrispondenza delle piste per l'accesso ai singoli aerogeneratori, sarà necessario adeguare le piste sterrate esistenti, con modifiche permanenti, volte anche a migliorare l'accesso ai fondi esistenti; solo in alcuni casi e per brevi tratti si rende necessaria la realizzazione di tratti di pista su nuovi tracciati.

7.3 Interventi di adeguamento della viabilità di accesso prima dell'arrivo al Parco Eolico

Come sopra riportato, le strade interessate dal trasporto delle componenti degli aerogeneratori non presentano grosse problematiche o interventi di adeguamento particolari, perché l'accesso all'area di trasbordo si trova in corrispondenza di un nodo stradale ben collegato, costituito dalla strada statale SS 134 con la SP90. Dal porto di sbarco di Porto Torres, il collegamento avviene tramite la rete stradale provinciale.

7.4 Interventi di adeguamento della viabilità di accesso al Parco eolico dall'area di trasbordo

La presenza di alcuni tornanti in sequenza lungo la strada comunale non consente infatti di raggiungere tutte le piazzole di cantiere degli aerogeneratori con i mezzi di trasporto eccezionale, ma sarà possibile comunque utilizzare la viabilità comunale con i mezzi di cantiere tradizionale, per limitare il traffico di cantiere sulla SP 17 durante le fasi previste per tutte le opere civili. Si procederà pertanto solo con alcune modifiche temporanea della viabilità comunale esistente, accedendo da sud e da nord est alle diverse aree, come sopra indicato per il trasporto degli aerogeneratori. A fine cantiere, sarà possibile accedere agevolmente al parco eolico con i mezzi per la manutenzione o i mezzi di cantiere dalla strada comunale, o eventualmente dalla strada statale senza necessità di modifiche alla stessa. E' necessario chiarire alcuni aspetti che riguardano i mezzi di cantiere e mezzi trasporto pale:

- Per il transito dei mezzi dedicati alla realizzazione delle opere civili non sono necessari adeguamenti particolari alla viabilità esistenti.
- Per il trasporto degli aerogeneratori è necessario adibire un'area apposita per il trasbordo pale su blade lifter ed è necessario realizzare un bypass nell'area sud del parco.

7.5 Adeguamenti viabilità interna al parco eolico MATTESUIA

L'accesso alla viabilità interna del parco avverrà dalla strada provinciale 17. La valle dove sono collocati gli aerogeneratori è abbastanza regolare ed è attraversata in direzione est-ovest dalla strada provinciale 41 e in direzione nord-sud dalla strada comunale; da esse si dipartono le piste di accesso alle piazzole degli aerogeneratori, in parte già esistenti e in parte da realizzare con un nuovo tracciato; le piste esistenti necessiteranno di interventi di adeguamento della carreggiata, che consistono principalmente nell'allargamento della banchina stradale, per garantire una larghezza utile di 5m, come rappresentato nella tavole di progetto NUL PD T23 – *Planimetria di progetto-piazzole a viabilità*'. Le

piste saranno realizzate comunque per brevi tratti e in tratti a pendenza modesta, senza quindi particolari opere di scavo e riporto di materiali e senza richiedere la necessità di pavimentazioni asfaltate o in cls.

7.6 Fondazione degli aerogeneratori

La struttura di fondazione degli aerogeneratori di progetto è costituita da plinto di fondazione diretta sul substrato roccioso granitico, presente in corrispondenza di tutti i siti di posa degli aerogeneratori, realizzati in conglomerato cementizio armato gettato in opera. Il plinto ha forma tronco-conica per una migliore uniformità delle sollecitazioni trasmesse alla fondazione al variare della direzione del vento e consente l'ottimizzazione dell'area di impronta con conseguente minori quantità di armature e di calcestruzzo da impiegare.

Il plinto si presenta circolare in pianta con diametro pari a 21 metri e altezza variabile da un minimo di 120 cm sul perimetro esterno ad un massimo di 336 cm nella zona centrale (dimensionamento preliminare). Il plinto presenta una cavità assiale non armata per consentire il posizionamento dei cavi di collegamento dell'aerogeneratore alla linea elettrica. Tale zona sarà priva di armature e, di conseguenza, considerata non strutturale.



Figura 32 – Fasi di realizzazione del plinto di fondazione dell'aerogeneratore

7.7 Opere civili per la realizzazione della Sotto Stazione Utente (SSE)

Di seguito le principali opere civili previste in progetto:

- Scavo di sbancamento per una profondità di 80 cm da piano di calpestio finale;
- Eventuali opere strutturali necessarie alla site preparation;
- Realizzazione della rete di terra;
- Realizzazione della rete idraulica di smaltimento acque bianche;
- Realizzazione fondazioni in c.a. per apparecchiature AT;
- Sistemazione delle aree sottostanti le apparecchiature AT con area inghiaiaata;
- Realizzazione di sottofondo stradale per lo spessore complessivo di 0,50 cm;
- Finitura aree con conglomerato bituminoso, con strato binder (7 cm) e strato usura (3 cm);
- Realizzazione dell'impianto di illuminazione esterna, con l'installazione di corpi illuminanti LED su pali tronco conici a stelo dritto lungo il perimetro;
- Realizzazione muro perimetrale, del tipo chiuso con pannelli prefabbricati in calcestruzzo e paletti in cls, infissi su fondazione in c.a., per una altezza complessiva fuori terra pari a 2,50 m;
- Realizzazione di un ingresso pedonale e di un carrabile, lungo il muro perimetrale;
- Realizzazione rampa di accesso da pubblica viabilità sino al cancello di ingresso presso la SSE;
- Realizzazione di impianto per acque di prima pioggia con sistema di scarico in trincea drenante.

Presso la sottostazione verrà realizzato un edificio destinato a locali tecnici e uffici, avente un ingombro in pianta di 22,95 x 4,65 m, nel quale verranno ubicati i quadri MT, i trasformatori MT/BT, nonché i quadri ausiliari.

L'edificio è articolato in più locali interni, adibiti a:

- Locale misure;
- Locale quadri BT;
- Locale Gruppo Elettrogeno;
- Locale quadri MT generale e trafo ausiliari;

L'edificio è strutturalmente intelaiato con travi e pilastri e con fondazioni a travi rovesce.

Esso sarà completo di tutti gli impianti elettrici civili interni (illuminazione e prese).

7.8 Stazione elettrica Terna

L'impianto eolico di EDPR Sardegna S.r.l. avrà una potenza installata di 48.00 MW, ed il proponente ha richiesto a Terna il preventivo di connessione che prevede che la il parco eolico venga collegata in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento della RTN a 150/36 kV, da inserire in entra – esce alle linee 150 kV "Sennori – Tergu" e "Ploaghe Stazione – Tergu".

Secondo la STMG rilasciata da Terna, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, si rende necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione ovvero prevedere ulteriori interventi di ampliamento da progettare.

Quindi il sistema di connessione alla rete prevede:

- la nuova Stazione Elettrica di Terna 150/36KV "Tergu"; da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Sennori – Tergu" e "Ploaghe Stazione – Tergu".
- raccordi di connessione AT a 150 kV, tra la stazione 150 KV "Tergu" le linee RTN a 150 kV "Sennori – Tergu" e Ploaghe Stazione – Tergu".

La Stazione elettrica RTN 150 kV denominata "Tergu" sarà ubicata nel Comune di Tergu, in provincia di Sassari in località Case Addis nei pressi del Monte Lu Pabizzone (particelle n.251, 102 e 57 del foglio 2),

La stazione interessa un'area di forma rettangolare di larghezza pari a circa 93 m e di lunghezza pari a circa 147 m, interamente recintata e accessibile tramite un cancello carrabile largo 7,00 m di tipo scorrevole ed un cancello pedonale posti sul lato est della stazione stessa. Il sito è accessibile dalla SP17 ed un tratto di strada vicinale che sarà realizzata per l'accesso alla Stazione Terna.

Relativamente ai raccordi aerei AT tra la stazione RTN e le linee AT esistenti, l'intervento consiste nella realizzazione dei nuovi elettrodotti aerei a 150 kV di raccordo tra le due linee esistenti "Sennori – Tergu" e "Tergu – Ploaghe" e la futura Stazione Elettrica di smistamento a 150 kV di Tergu "SE Tergu".

Gli elettrodotti di raccordo saranno quattro, due per ognuna delle linee attualmente esistenti:

- "Sennori – SE Tergu"
- "SE Tergu – Tergu"
- "SE Tergu – Ploaghe";
- "Tergu – SE Tergu".



Comune di Nulvi
REGIONE SARDEGNA
**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DEL PARCO EOLICO "MATTESUIA"**
Studio d'Impatto Ambientale



Si precisa che la progettazione della futura stazione elettrica di Terna 150/36KV "Tergu" e dei relativi raccordi aerei da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Sennori – Tergu" e "Ploaghe Stazione – Tergu)", riportati nella documentazione progettuale, sono oggetto di procedimento autorizzativo che fa capo ad un altro proponente definito "Capofila", che ha partecipato alle attività di coordinamento organizzate da Terna.

8. ALTERNATIVE DI PROGETTO E OPERE DI MITIGAZIONE

In sede progettuale sono state esaminate diverse ipotesi, sia di tipo tecnico-impiantistico che di localizzazione, nonché l'alternativa "zero", ossia la non realizzazione degli interventi in progetto. I criteri generali che hanno guidato le scelte progettuali si sono basati, ovviamente, su fattori quali le caratteristiche climatiche e anemometriche dell'area, l'orografia del sito, l'accessibilità (esistenza o meno di strade, piste), la disponibilità di infrastrutture elettriche vicine, il rispetto di distanze da eventuali vincoli presenti, o da eventuali centri abitati, cercando di ottimizzare, allo stesso tempo, il rendimento delle singole pale eoliche.

L'analisi delle alternative considerate, viene presentata di seguito in modo sintetico e si rimanda allo *Studio di Impatto Ambientale* per maggiori approfondimenti.

8.1 Alternative di localizzazione

Nella scelta del sito sono stati in primo luogo considerati elementi di natura vincolistica; l'individuazione delle aree non idonee alla costruzione ed esercizio degli impianti a fonte rinnovabile è stata prevista dal Decreto del 10 settembre 2010, che definisce criteri generali per l'individuazione di tali aree, lasciando la competenza alle Regioni per l'identificazione di dettaglio.

La Regione Sardegna, con Delibera del 27 novembre 2020, n. 59/90 ha provveduto all'aggiornamento in dell'attuazione del DM 10/09/2010 con l'individuazione delle aree e siti non idonei all'installazione di determinate tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio regionale; il progetto di variante non ricade all'interno di tali aree.

In conclusione l'impianto in progetto, risulta compatibile con i criteri generali per l'individuazione di aree non idonee stabiliti dal DM 10/09/2010 e attuati Delibera della Giunta Regionale 27/11/2020 in quanto gli aerogeneratori risultano completamente esterni alle seguenti aree:

- a) le aree naturali protette istituite ai sensi della legge n. 394 del 1991, inserite nell'elenco ufficiale delle le aree naturali protette (parchi e riserve nazionali);
- b) le aree naturali protette istituite ai sensi della L.R. n. 31/1989 (parchi e riserve regionali);
- c) monumenti naturali; aree di rilevante interesse naturalistico;
- d) le aree in cui è accertata la presenza di specie animali soggette a tutela dalle convenzioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle direttive comunitarie;
- e) le zone umide di importanza internazionale, designate ai sensi della convenzione di Ramsar (zone umide incluse nell'elenco previsto dal DPR n.448/1976);
- f) le aree incluse nella Rete Natura 2000 (SIC e ZPS) e relative fasce di rispetto;
- g) le Important Bird Areas (IBA);
- h) le aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette, fra le quali ricadono le "oasi permanenti di protezione faunistica e cattura" di cui alla L.R. n. 23/1998.

Si precisa che per il punto d) aree in cui è accertata la presenza di specie animali soggette a tutela dalle convenzioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle direttive comunitarie l'impianto in progetto ne ricade parzialmente e si è provveduto alla elaborazione dello studio di incidenza ambientale al fine di valutare gli impatti dell'intervento sulla componente faunistica, con i relativi monitoraggi che sono tutt'ora in corso.

Inoltre si è tenuto conto delle seguenti aree d'interesse:

- Siti UNESCO;
- Beni culturali + 100 metri (ai sensi del Dlgs 42/2004, vincolo L.1089/1939);
- Aree dichiarate di notevole interesse pubblico (art. 136 del Dlgs 42/2004, vincolo L.1089/1939);
- Aree tutelate per legge (art. 142 del Dlgs 42/2004): territori costieri fino a 300 m, laghi e territori contermini fino a 300 m, fiumi torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m, boschi con buffer di 100 m, zone archeologiche con buffer di 100m, tratturi con buffer di 100 m;
- Aree a pericolosità idraulica;
- Aree a pericolosità geomorfologica;
- Area edificabile urbana con buffer di 1km;
- Segnalazioni carta dei beni con buffer di 100 m;
- Grotte+ buffer 100 m;

Oltre ai suddetti elementi, di natura vincolistica, nella scelta del sito di progetto sono stati considerati altri fattori quali:

- ✓ adeguate caratteristiche anemometriche dell'area al fine di ottenere una soddisfacente produzione di energia;
- ✓ assenza di ostacoli presenti o futuri;
- ✓ la presenza della Rete di Trasmissione elettrica Nazionale (RTN) ad una distanza dal sito tale da consentire l'allaccio elettrico dell'impianto senza la realizzazione di infrastrutture elettriche di rilievo e su una linea RTN con ridotte limitazioni;
- ✓ viabilità esistente in buone condizioni ed in grado di consentire il transito agli automezzi per il trasporto delle strutture, al fine di minimizzare gli interventi di adeguamento della rete esistente;
- ✓ idonee caratteristiche geomorfologiche che consentano la realizzazione dell'opera senza la necessità di strutture di consolidamento di rilievo;
- ✓ una conformazione orografica tale da consentire allo stesso tempo la realizzazione delle opere provvisorie, con interventi qualitativamente e quantitativamente limitati, e comunque mai irreversibili (riduzione al minimo dei quantitativi di movimentazione del terreno e degli sbancamenti) oltre ad un inserimento paesaggistico dell'opera di lieve entità e comunque armonioso con il territorio;
- ✓ l'assenza di vegetazione di pregio o comunque di carattere rilevante (alberi ad alto fusto, vegetazione protetta, habitat e specie di interesse comunitario).

8.2 Alternative progettuali

Dal punto di vista progettuale, le principali alternative tecniche relative agli aerogeneratori possono riguardare:

- la posizione dell'asse di rotazione;
- la disposizione planimetrica degli aerogeneratori;
- la potenza delle macchine;
- il numero delle eliche per singolo aerogeneratore.

Per quanto concerne la disposizione dell'asse del rotore rispetto alla direzione del vento, nel caso in esame, la scelta di progetto è ricaduta su aerogeneratori ad asse orizzontale, più efficienti (di circa il 30%) rispetto a quelli ad asse verticale.

Per quanto concerne la disposizione planimetrica degli aerogeneratori, questo è stata definita analizzando la distribuzione del potenziale eolico al fine di ottenere per ogni macchina la massima producibilità e allo stesso tempo minimizzando il disturbo causato alle macchine poste in scia ad altre (perdite per effetto scia). In aggiunta, gli aerogeneratori sono stati collocati in base alla fattibilità da un punto di vista orografico e nel rispetto dei vincoli ambientali citati nel precedente paragrafo.

Per quanto riguarda la potenzialità dell'impianto e le altre caratteristiche tecniche degli aerogeneratori, si evidenzia che la ricerca tecnologica in campo eolico si sta indirizzando verso la realizzazione di macchine con taglie sempre più grandi, l'ottimizzazione del profilo alare e l'aerodinamicità della pala, con lo scopo di incrementare il rapporto tra la potenza effettiva di uscita e la potenza massima estraibile dal vento. La tipologia di aerogeneratore prevista dal progetto ricade nella più avanzata gamma di macchine disponibili sul mercato che garantiscono la massima produzione annuale nella loro classe di appartenenza.

Infine, la scelta di avere tre pale per ogni aerogeneratore garantisce per questa taglie di macchine un ottimo in termini di coefficiente di potenza del rotore, velocità di rotazione, rapporto efficienza/costo e rumore emesso.

Il presente progetto è indirizzato verso l'utilizzo di aerogeneratori di maggiore taglia e più efficienti che permettono una riduzione del numero di macchine installate e contemporaneamente un aumento della potenza installata e l'eliminazione dell'"effetto selva".

8.3 Alternativa "zero"

Il progetto definitivo dell'intervento in esame è stato il frutto di un percorso che ha visto la valutazione di diverse ipotesi progettuali e di localizzazione, ivi compresa di quella cosiddetta "zero", cioè la possibilità di non eseguirlo e realizzare l'impianto, come evidenziato nel paragrafo successivo, invece, rispetto all'alternativa 1 verranno installati un numero minore di aerogeneratori con conseguente minore occupazione di suolo per MW installato.

Il ricorso allo sfruttamento delle fonti rinnovabili è una strategia prioritaria per ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera dai processi termici di produzione di energia elettrica, tanto che l'intensificazione del ricorso a fonti

energetiche rinnovabili è uno dei principali obiettivi della pianificazione energetica a livello internazionale, nazionale e regionale.

I benefici ambientali derivanti dall'operazione dell'impianto, quantificabili in termini di mancate emissioni di inquinanti e di risparmio di combustibile, sono facilmente calcolabili moltiplicando la produzione di energia dall'impianto per i fattori di emissione specifici ed i fattori di consumo specifici riscontrati nell'attività di produzione di energia elettrica in Italia.

I benefici ambientali attesi dell'impianto in progetto, valutati sulla base della stima di produzione annua netta di energia elettrica, pari a circa 105,78 GWh/anno sono riportati nelle seguenti tabelle

	Producibilità netta [GWh/yr]	Ore equivalenti
Configurazione di progetto	105,78	2.204

Tabella 11 Simulazione producibilità attesa

Mancate emissioni di Inquinante
CO2 51.091,74 T/anno
NOx 200,98 T/anno

Tabella 12– Benefici ambientali attesi- mancate emissioni di inquinanti

Oltre ai benefici ambientali sopra descritti la costruzione dell'impianto eolico avrebbe effetti positivi non solo sul piano ambientale, ma anche sul piano socio-economico, costituendo un fattore di occupazione diretta sia nella fase di cantiere (per le attività di costruzione e installazione dell'impianto) che nella fase di esercizio dell'impianto (per le attività di gestione e manutenzione degli impianti).

Oltre ai vantaggi occupazionali diretti, la realizzazione dell'intervento proposto costituirà un'importante occasione per la creazione e lo sviluppo di società e ditte che graviteranno attorno dell'impianto eolico.

Le attività a carico dell'indotto saranno svolte prevalentemente ricorrendo a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti.

8.4 Alternativa 1: impianto eolico con wtg di minore taglia

Oltre all'alternativa 0, ovvero quella di non realizzare il progetto se ne è valutata un'altra, ovvero realizzare un impianto ad energia rinnovabile di natura eolica utilizzando macchine più piccole. L'alternativa progettuale, in sede di studio di prefattibilità, è stata quella di realizzare un parco eolico con caratteristiche diverse da quello in progetto.

Per la realizzazione di un parco di 48 MW sarebbero necessari 13 aerogeneratori modelli SG132 3.6 MW con un'altezza al mozzo di 84 m, per un'altezza complessiva di 150m, già installati in un altro sito dalla società EDP nel 2021,

posti ad una distanza minima l'uno dall'altro di circa 600 m, con un conseguente aumento del consumo di suolo e risorse naturali, a cui si aggiunge il maggior impatto paesaggistico andando a determinare il cosiddetto effetto selva, con una intervisibilità maggiore nell'area vasta.

La riduzione del numero di generatori, posti ad una distanza variabile tra i 465 m e i 2198m c.ca, determinano una percezione del paesaggio in maniera più dolce rispetto all'alternativa progettuale. Questa è la prima misura atta alla riduzione degli impatti negativi sull'occupazione di suolo, sia in fase di cantiere che di esercizio, una minore perdita di naturalità, un minore impatto negativo relativo all'avifauna in quanto viene ridotto l'effetto barriera, un minore impatto sul paesaggio perché viene evitato il cosiddetto effetto selva. Si ha un impatto negativo minore sia nella fase di trasporto degli aerogeneratori dal porto al sito, ma anche nella fase di dismissione, riducendo della metà ad esempio la produzione dei rifiuti non riciclabili quindi da smaltire in discarica. Quella proposta, di progetto, è sicuramente ambientalmente sostenibile rispetto all'alternativa progettuale.

8.5 Azioni di mitigazione degli impatti condotti sin dalla fase di prefattibilità, di progetto, di cantiere e di esercizio

Di seguito s'illustrano le azioni di mitigazione e di compensazione proposte:

- a. Nella presente variante progettuale l'ubicazione delle turbine è stata valutata non solo per sfruttare al massimo le capacità anemometriche del sito ma anche per integrarlo in maniera opportuna al contesto esistente.
- b. Le piste di accesso alle piazzole delle turbine saranno realizzate con fondo in materiale drenante naturale.
- c. Tutte le dorsali di media tensione e quella in alta tensione di collegamento all'ampliamento della Stazione Elettrica saranno interrato e realizzate utilizzando per quanto possibile la viabilità esistente.
- d. Le turbine avranno soluzioni cromatiche neutre e vernici antiriflettenti.
- e. Il progetto prevede l'installazione di un gruppo omogeneo di turbine posizionate in modo da sfruttare al massimo le caratteristiche anemometriche del sito.
- f. Si è previsto l'assenza di cabine di trasformazione a base palo utilizzando tubolari al fine di evitare zone cementate, pertanto i trasformatori saranno installati all'interno di ciascuna turbina in modo da trasportare nelle dorsali energia elettrica in media tensione.
- g. Il sito prescelto è lontano da centri abitati; il centro abitato più prossimo è Nulvi ubicato ad oltre 1 km.
- h. la scelta del luogo di ubicazione di un nuovo impianto eolico ha tenuto conto delle caratteristiche anemologiche e di inesistenza di altri impianti, inoltre per le turbine saranno adottate soluzioni cromatiche neutre e vernici antiriflettenti.
- i. La disposizione degli aerogeneratori in progetto deriva da un'analisi della geometria del territorio e dall'uso del suolo dello stesso oltre che da elaborazioni numeriche con software dedicati che ottimizzano la disposizione degli aerogeneratori al fine di ottenere una maggiore la producibilità.

- j. Nella scelta dell'ubicazione di un impianto è stato considerato, compatibilmente con i vincoli di carattere tecnico e produttivo, la distanza da punti panoramici o da luoghi di alta frequentazione da cui l'impianto può essere percepito. Nella scelta dei punti di vista per le foto simulazioni sono stati scelti punti visuali condivisi con l'impianto esistente al fine di verificare la differenza in termini di impatti, elaborate dai siti sensibili ovvero centri abitati e siti d'importanza culturale, dagli areali dei beni culturali ed altri beni paesaggistici, mentre è sicuramente maggiore l'impatto visivo all'avvicinarsi alle macchine installate.
- k. Gli aerogeneratori sono stati inseriti in modo da evitare l'effetto di eccessivo affollamento da significativi punti visuali; tale riduzione si è ottenuta aumentando, a parità di potenza complessiva, la potenza unitaria delle macchine e quindi la loro dimensione, riducendone contestualmente il numero. Le dimensioni e la densità, sono state commisurate alla scala dimensionale del sito.

Aerogeneratori	Distanza minima torri: D[m]	Spazio di turbolenza: D[m]	Spazio libero minimo: S [m]	Giudizio
NU1-NU2	642,4	263,5	378,9	BUONO
NU2-NU3	2198,0	263,5	1934,5	OTTIMO
NU3-NU4	502,8	263,5	263,5	SUFFICIENTE
NU4-NU5	572,4	263,5	308,9	BUONO
NU5-NU6	468,8	263,5	205,5	SUFFICIENTE
NU6-NU7	465,0	263,5	201,5	SUFFICIENTE
NU7-NU8	957,2	263,5	693,7	OTTIMO

Tabella 13 Distanza tra gli aerogeneratori

- l. le linee elettriche di collegamento saranno tutte interrate e saranno ridotte al minimo numero possibile. Tutte le costruzioni e le strutture accessorie saranno ridotte al minimo e ciò favorirà la percezione del parco eolico come unità. Dalle valutazioni preliminari effettuate al momento non sono stati individuate motivazioni ostative alla realizzazione delle dorsali interrate.
- m. Gli scavi e sbancamenti saranno limitati a quelli necessari per la realizzazione delle opere previste; per il riutilizzo dei terreni scavati è stato predisposto un piano di riutilizzo di rocce e terre da scavo. Il bilancio tra scavi e reinterri è positivo ma verrà adottato un piano di riutilizzo in sede di progetto esecutivo e in ultima scelta il conferimento in discarica. Nella fase di cantiere tutte le aree saranno continuamente bagnate per evitare la dispersione delle polveri.
- n. Si avrà cura di contenere i tempi per la costruzione compatibilmente con le condizioni atmosferiche in grado di influenzare la durata degli interventi.
- o. Per il trasporto delle turbine e dei vari componenti sarà utilizzata in parte la viabilità esistente che sarà adeguata, laddove necessario, agli ingombri dei mezzi utilizzati. E' prevista la realizzazione di ampliamenti temporanei di brevi tratti della viabilità esistente per facilitare l'accesso alle piazzole degli aerogeneratori.
- p. Il cantiere sarà allestito in modo di occupare la minima superficie del suolo.



Comune di Nulvi
REGIONE SARDEGNA
**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DEL PARCO EOLICO "MATTESUIA"**
Studio d'Impatto Ambientale



- q. Nella fase di esercizio è previsto, qualora ne fosse necessario, anche in seguito ai risultati dei monitoraggi ante operam di avifauna e chiropteri, l'utilizzo di un avvisatore acustico per l'allontanamento degli stessi dagli aerogeneratori.

9. PRIMI ELEMENTI RELATIVI AL SISTEMA DI SICUREZZA PER LA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Il progetto è stato sviluppato studiando la disposizione degli aerogeneratori in relazione a diversi fattori quali l'anemologia, l'orografia, le condizioni di accessibilità al sito, le distanze da eventuali fabbricati e/o strade esistenti, ed inoltre su considerazioni basate sul criterio di massima sicurezza, nonché di massimo rendimento degli aerogeneratori e del parco nel suo complesso.

Più in dettaglio i criteri ed i vincoli osservati nella definizione del layout di impianto sono stati i seguenti:

- ✓ potenziale eolico del sito;
- ✓ orografia e morfologia del sito;
- ✓ accessibilità e minimizzazione degli interventi sul suolo;
- ✓ disposizione delle macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno 500m, atta a minimizzare l'effetto scia;
- ✓ condizioni di massima sicurezza, sia in fase di installazione che di esercizio.

Il numero complessivo e la posizione reciproca delle torri di un parco eolico è il risultato di complesse elaborazioni che tengono in debito conto la morfologia del territorio, le caratteristiche del vento e la tipologia delle torri. Inoltre, la disposizione delle torri, risolta nell'ambito della progettazione di un parco eolico, deve conciliare opposte esigenze:

- ✓ il funzionamento e la produttività dell'impianto
- ✓ la salvaguardia dell'ambiente nel quale si inseriscono riducendo ovvero eliminando, le interferenze
- ✓ ambientali a carico del paesaggio e/o delle emergenze architettoniche/archeologiche.

La disposizione finale del parco è stata verificata e confermata in seguito a diversi sopralluoghi, durante i quali tutte le posizioni sono state controllate e valutate "tecnicamente fattibili" sia per accessibilità che per la disponibilità di spazio per i lavori di costruzione. Tale disposizione scaturita anche dall'analisi delle limitazioni connesse al rispetto dei vincoli gravanti sull'area, è stata interpolata con la valutazione di sicurezza del parco stesso.

La posizione di ciascun aerogeneratore rispetta la distanza massima di gittata prevista per la tipologia di macchina da installare.

9.1 Relazione sulla fase di cantierizzazione

Nella fase di cantiere l'area occupata dalla piazzola adibita all'allestimento di ciascun aerogeneratore sarà maggiore rispetto a quella che si manterrà in esercizio. In particolare, in fase di cantiere si occuperà una superficie di circa 5000 m² suddivisa internamente in diverse aree con funzionalità ben distinte al fine di ottimizzare la fase di assemblamento degli aerogeneratori, una sarà adibita al trasporto a picchetto ed all'erezione della torre, navicella e rotore, più una zona di deposito aggiuntiva delle componenti degli aerogeneratori (vedi *elaborati grafici Aerogeneratori – fase di cantiere – fase di esercizio*).

Il progetto prevede, oltre all'adeguamento della viabilità esistente, anche la realizzazione di una nuova viabilità di servizio della larghezza media di 4 m, oltre a banchine laterali di 0,5 m, per garantire il transito dei mezzi che trasporteranno le componenti dell'aerogeneratore nel tratto terminale, a partire dalla viabilità già esistente.

Le piazzole adibite allo stazionamento dei mezzi di sollevamento durante l'installazione saranno realizzate con fondazione dotata di materiale arido da cava dello spessore di 0,4 m.

Successivamente all'installazione degli aerogeneratori, le piazzole di montaggio verranno ridimensionate, dovendo solo garantire l'accesso alle torri, da parte dei mezzi preposti alle ordinarie operazioni di manutenzione.

Tutte le aree eccedenti lo svolgimento delle attività di cui sopra verranno ripristinate e riportate allo stato originario. Pertanto in corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà visibile una piazzola di accesso e manutenzione avente dimensione di circa 1250 m², comprensiva di aerogeneratore, della fondazione e del cavidotto interrato.

9.2 Scavi e sbancamenti

Gli scavi e sbancamenti da realizzare sono:

- ✓ sbancamenti per la predisposizione dei terreni per lo stazionamento delle autogrù dedicate all'ergere delle torri ed aerogeneratori (piazzole in fase di cantiere);
- ✓ scavi per la realizzazione delle fondazioni di sostegno degli aerogeneratori;
- ✓ scavi per la realizzazione e/o la modifica della viabilità;
- ✓ scavi per la realizzazione/rifacimento dei cavidotti per il trasporto dell'energia generata.

Ad ogni torre corrisponde la realizzazione di una piazzola per il transito dell'automezzo adibito alla posa a picchetto delle pale dell'aerogeneratore, dei tronchi di torre e della navicella. Le aree interessate dopo aver subito la rimozione dello strato di scotico di 15 cm, saranno interessate da scavi di sbancamento di 50 cm, riempito successivamente da uno strato di 25 cm in misto granulare frantumato meccanicamente anidro, mediante la compattazione a strati eseguita con idonee macchine e di uno strato di 25 cm costituita da un'inerte artificiale di appropriata granulometria, costipata a strati meccanicamente;

Nel caso di massimo carico, che corrisponde al trasporto della navicella (circa 130 ton, mezzo + carico), si dovrà avere una sollecitazione sotto l'inerte costipato e rullato a -50 cm inferiore al carico ammissibile del terreno.

In funzione di questi elementi, la capacità portante o carico ammissibile minimo che deve caratterizzare le piazzole del parco sarà pari a 4 Kg/cm², ossia 0.4 MPa. In funzione del tipo di materiale utilizzato la compattazione potrà raggiungere il valore di 6 Kg/cm².

Si precisa che l'individuazione di riferimenti geotecnici più idonei e precisi deve ricercarsi nelle specifiche indagini geognostiche e geotecniche che devono individuare le correzioni e le riduzioni cautelative in rapporto all'importanza delle opere da realizzare ed alle loro peculiarità costruttive. Dalle analisi effettuate la presenza di roccia affiorante permette di affermare che i terreni nei quali verranno fondati gli aerogeneratori e realizzate le relative piazzole risultano essere dei buoni terreni di fondazione.

I volumi in esubero, dati dalla differenza fra scavo e riporto, verranno conferiti in discarica, rispettando quanto sancito dalla normativa vigente. Ad ogni modo, per maggiori informazioni si consulti la relazione codificata "Piano di utilizzo delle terre e rocce da scavo".

Per quanto attiene alle strade definitive per l'accesso agli aerogeneratori (operazioni di presidio e manutenzione), saranno generalmente mantenute la viabilità di nuova realizzazione e localmente ripristinata la strada esistente secondo quanto riportato dettagliatamente nelle tavole.

Il terreno movimentato e relativo alle piazzole ed alle strade di accesso al cantiere sarà depositato in luogo tale da non causare ingombro durante le fasi di lavoro, ed al fine di ostacolare quanto meno le attività agricole dei proprietari dei terreni.

Una volta ultimato il cantiere e superata la fase di collaudo dell'impianto le porzioni di piazzole e di strade eccedenti le necessità di cui alla successiva fase di esercizio, saranno dismesse, il materiale costipato di sottofondo sarà coperto da uno strato di terreno vegetale per rendere il terreno coltivabile e consentire future eventuali operazioni di manutenzione delle macchine installate.

9.3 Descrizione della viabilità di accesso ai cantieri e valutazione della sua adeguatezza, in relazione alle modalità di trasporto delle apparecchiature

La viabilità di accesso al parco eolico "Mattesuiia" è composta da strade comunali e provinciali, con stacco dalla SP90 in corrispondenza del comune di Valledoria, nelle vicinanze della frazione di "La Muddizza", all'incrocio proprio tra la SP 90 e la SP13, dove è collocata l'area di trasbordo degli aerogeneratori, provenienti dal porto industriale di Porto Torres (SS).

Le strade di accesso all'area parco si presentano in buone condizioni, come verificato in fase di sopralluogo. All'interno dello stesso parco eolico tuttavia sarà necessario effettuare piccoli interventi di adeguamento della viabilità esistente, temporanei, per permettere il transito dei mezzi di trasporto delle componenti degli aerogeneratori. In corrispondenza delle piste per l'accesso ai singoli aerogeneratori, sarà necessario adeguare le piste sterrate esistenti, con modifiche permanenti, volte anche a migliorare l'accesso ai fondi esistenti; solo in alcuni casi e per brevi tratti si rende necessaria la realizzazione di tratti di pista su nuovi tracciati.

Si premette che il trasporto dei componenti costituenti le torri eoliche avverrà su un tracciato di strade provinciali e comunali già esistente mentre si renderanno necessari interventi contenuti di nuova viabilità di fatto limitati a:

- realizzazione delle bretelle di collegamento tra la viabilità esistente e i singoli aerogeneratori. Tali bretelle sono concentrate all'interno di terreni adibiti ad uso agricolo e saranno realizzate rispettando per quanto possibile i tracciati esistenti ovvero i limiti di confine degli appezzamenti agricoli;
- adeguamenti della viabilità comunale esistente così come mostrato negli elaborati grafici riportati a corredo della presente;
- eventuali allargamenti in corrispondenza di svincoli caratterizzati da raggi di curvatura incompatibili con il transito dei mezzi eccezionali;

- Eliminazione di qualsivoglia oggetto che ostacoli il passaggio dei mezzi (segnaletica stradale e guard rail), in modo da consentire la corretta installazione delle pale eoliche.

Le strade interne al parco sono definite come: "Le strade che partendo da un singolo aerogeneratore si collegano tanto a quello successivo che ai rami successivi degli altri aerogeneratori facenti parte dello stesso parco eolico". Nelle strade interne del parco la pendenza potrà essere del 9 % sia in rettilineo che in curva. La pendenza longitudinale minima sarà superiore o al più uguale al 0.5% per permettere una rapida evacuazione delle acque superficiali dal manto stradale. La larghezza minima dei viali interni sarà di 5 metri, comprensiva delle banchine laterali. I raggi di curvatura rispettano le stesse specifiche sopra riportate per la viabilità di accesso.

Le caratteristiche stradali necessarie per il trasporto in sicurezza degli elementi dell'aerogeneratore in progetto sono sintetizzate in *Figura 34* :

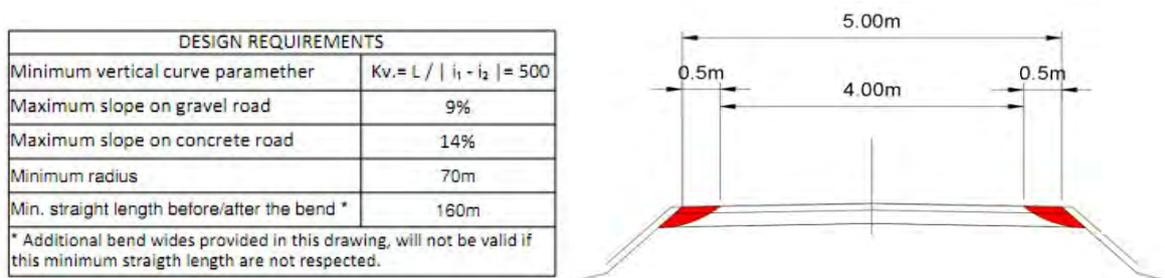


Figura 34 – Ingombri e caratteristiche della strada richiesti per il trasporto della pala

Il report DI ANALISI è stato realizzato avvalendosi come mezzo di trasporto di esempio per l'aerogeneratore SIEMENS – GAMESA SG 6.0 – 155 nel caso di quello più sfavorevole a livello dimensionale tra quelli che verranno utilizzati, ma con l'ausilio del sistema Blade Lifter per il trasporto delle componenti del rotore, data la notevole lunghezza delle singole pale (76,5 m) non compatibile con un rimorchio tradizionale lungo la viabilità esterna al parco, trattandosi di area montuosa.

Le caratteristiche dimensionali dei mezzi di trasporto si differenziano quindi per i due principali componenti dell'aerogeneratore di maggiore dimensione, come segue:

- ✓ Lunghezza del rimorchio trasporto della pala, 65 metri per la viabilità esterna al parco eolico, mentre lungo la viabilità interna si utilizzerà il blade lifter;
- ✓ Larghezza: trasporto della navicella e del tronco maggiore della torre, 4,5 metri;

Un'immagine della pala e del mezzo di trasporto compresi gli ingombri complessivi è rappresentato in 36.

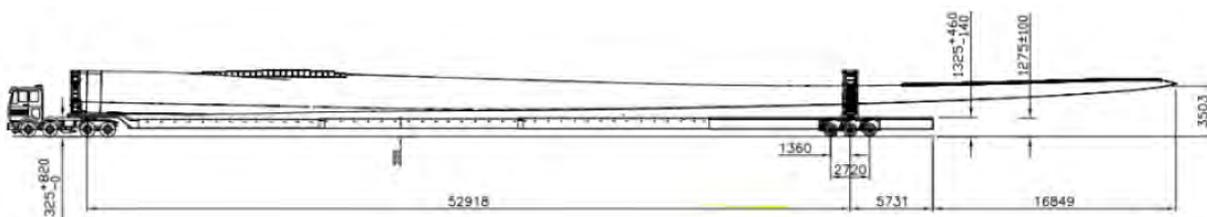


Figura 35 – Specifiche dimensionali del mezzo trasportatore dell'elemento pala lungo la viabilità esterna componente dell'aerogeneratore SG 155 – 6.0 MW

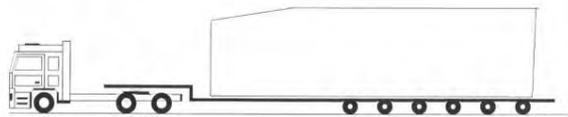
Inoltre, sono riportati nelle figure successive gli schemi di massima dei mezzi di trasporto convenzionali e con trasbordo con le specifiche dimensionali relative a ciascun componente, mentre in *Tabella 14* le specifiche dimensionali e i pesi dei singoli componenti da trasportate per comporre l'aerogeneratore.

Tabella 14 – Pesì e dimensioni degli elementi componenti l'aerogeneratore SG 155 – 6.0.

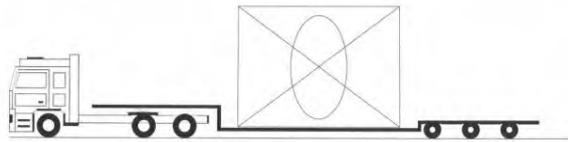
ELEMENT	W (kg)	L (m)	Ø Lower flange	Ø Upper Flange
Section 1	80007.00	16.720	4.690	4.435
Section 2	78997.00	22.680	4.435	4.430
Section 3	73219.00	26.600	4.430	3.580
Section 4	69595.00	34.200	3.580	3.595

LOADING CONFIGURATIONS

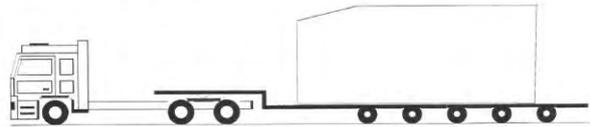
NACELLE - 23,00x4,00x4,20



HUB - 18,00x3,80x4,30



DRIVE TRAIN - 18,00x3,50x4,80



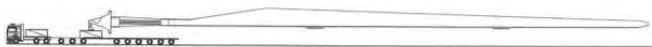
BLADE - 78,00x4,10x4,30



Figura 36 - Caratteristiche dimensionali dei mezzi di trasporto convenzionali dei pezzi dell'aerogeneratore

Loading Configurations – Transhipment

BLADE - 92,00x3,50x5,20



TOWER - 40,00x4,45x5,20

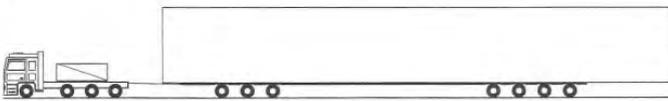


Figura 37 - Caratteristiche dimensionali dei mezzi di trasporto con trasbordo dei pezzi dell'aerogeneratore per la viabilità interna con blade lifter

9.4 Montaggio delle apparecchiature

Si premette che la navicella è equipaggiata di generatore, moltiplicatore di giri, trasformatore, ecc., già montati in stabilimento, pertanto viene rizzata e posata in quota completamente assemblata. La torre è invece costituita da N°4 tronchi che vengono innestati con sistema telescopico nella fase di erezione. Le pale vengono sollevate singolarmente

ed unite al mozzo in quota. Per erigere ciascuna torre, navicella e rotore è richiesto l'impiego di una gru a traliccio semovente che dovrà essere piazzata nell'area predisposta prospiciente il blocco di fondazione della torre. Per il montaggio del singolo aerogeneratore occorrono in particolare i seguenti mezzi:

- ✓ gru tralicciata da 600 ton con altezza minima sotto gancio pari a 150 m;
- ✓ gru di appoggio da 150 ton;

L'area prevista, come specificato ai punti precedenti, sarà opportunamente dimensionata per resistere alle sollecitazioni dovute al carico gravante. La casa costruttrice fornisce in particolare le caratteristiche a cui dovrà rispondere il sistema per erigere il singolo aerogeneratore. Per erigere il singolo aerogeneratore sono richiesti mediamente 2/3 (tre) giorni consecutivi. Durante le fasi di montaggio la velocità del vento a 60 m non dovrà essere superiore a 8,0 m/sec al fine di non ostacolare e consentire di eseguire in sicurezza le operazioni di montaggio stesse. In conformità al progetto ed alle prescrizioni di cui alla DD 525/08:

- I lavori verranno eseguiti in maniera da non determinare alcun danneggiamento o alterazione a beni architettonici diffusi nel paesaggio agrario, quali manufatti di pregio, muretti a secco, tratturi;
- Tutti i materiali da costruzione necessari alla realizzazione del Campo Eolico quali pietrame, pietrisco, pietrischetto, ghiaia e ghiaietto verranno prelevate da cave autorizzate e/o da impianti di frantumazione e vagliatura per inerti all'uso autorizzati.
- I materiali di risulta provenienti dagli scavi delle platee di fondazione degli aerogeneratori verranno riutilizzati in cantiere per consentire la realizzazione della fondazione delle strade di progetto.
- In linea generale verrà effettuato il compenso tra i materiali di scavo e quelli di riporto.
- I lavori di messa in opera del cantiere (fasi di spostamenti di terra, seppellimento e modificazioni della struttura vegetazionale, apertura di strade per il transito di mezzi pesanti, aree di deposito materiali) saranno gestiti al di fuori del periodo riproduttivo delle specie prioritarie presenti nell'area.



Figura 38 – Fasi di montaggio della torre dell'aerogeneratore

9.5 Indicazioni e accorgimenti

9.5.1 Indicazione degli accorgimenti atti a evitare interferenze con il traffico locale e pericoli per le persone

Gli accorgimenti atti a evitare interferenze con il traffico locale e pericoli alle persone da prescrivere durante la fase di cantiere sono elencati e descritti nel Piano di Sicurezza.

Gli accorgimenti da prescrivere durante la fase, invece, di manutenzione consistono nel posizionare segnali stradali lungo la viabilità di nuova realizzazione e in prossimità di ciascuna pala. In particolare, i primi hanno l'obiettivo di invitare gli autisti dei veicoli transitanti nella zona a rispettare i limiti di velocità imposti dalla normativa stradale vigente. I secondi, invece, vogliono avvertire le persone transitanti nell'area delle torri che è presente il rischio elettrico.

9.5.2 Indicazione degli accorgimenti atti a evitare inquinamenti del suolo, acustici, idrici e atmosferici

Il progetto prevede la realizzazione in prossimità della cabina primaria dei manufatti muniti di servizio igienico-sanitario. Al fine di evitare l'inquinamento del suolo è previsto l'installazione di una vasca di tipo IMOFF.

9.5.3 Descrizione del ripristino dell'area cantiere

Una volta ultimato il cantiere e superata la fase di collaudo dell'impianto le porzioni di piazzole, saranno ricoperte del terreno vegetale originario perché sia nuovamente destinato all'attività agricola di origine.

9.6 Cronoprogramma

Il cronoprogramma sintetico dei lavori viene riportato di seguito, mentre si rimanda all'elaborato di dettaglio per la descrizione delle singole fasi lavorative.

Il programma di realizzazione dei lavori sarà articolato in una serie di fasi lavorative che di svilupperanno nella sequenza di seguito descritta:

1. Allestimento del cantiere;
2. Realizzazione della nuova viabilità di accesso ai siti e adeguamento di quella esistente;
3. Realizzazione della nuova viabilità di servizio per il collegamento tra i vari aerogeneratori;
4. Realizzazione delle piazzole di stoccaggio per l'installazione aerogeneratori;
5. Esecuzione delle opere di fondazione per gli aerogeneratori;
6. Realizzazione della sottostazione;
7. Trasporto, scarico e montaggio aerogeneratori;
8. Realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici, da ubicare in adiacenza alla viabilità di servizio;
9. Connessioni elettriche;
10. Collaudo di prova dell'impianto;



11. Ripristino dello stato dei luoghi;
12. Dismissione e chiusura del cantiere.

Tutte le opere descritte saranno realizzate in maniera sinergica in modo da ottimizzare il più possibile i tempi di esecuzione dell'impianto e delle opere elettriche connesse, il loro espletamento nel tempo è riportato nel diagramma di Gantt di seguito allegato.

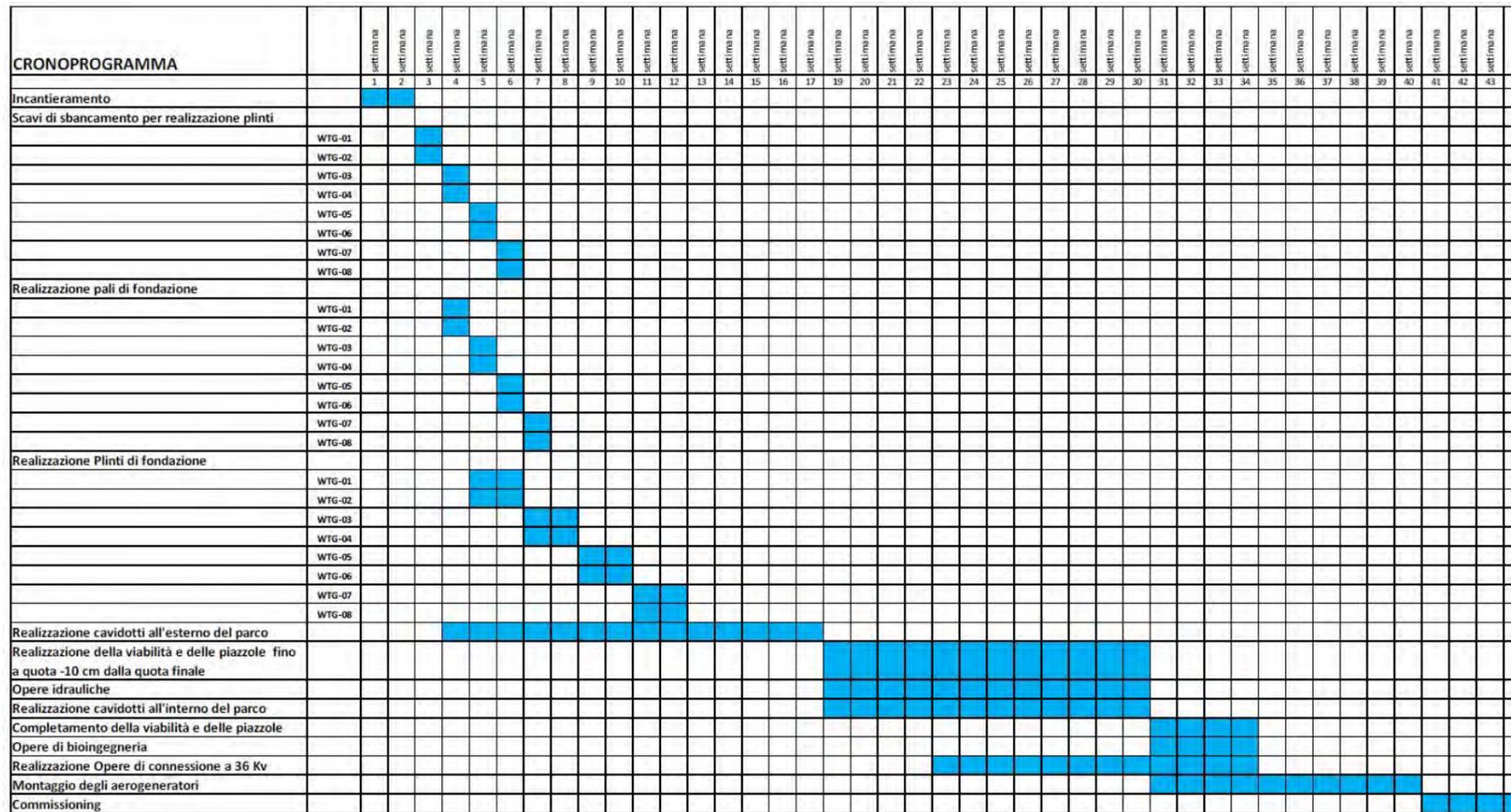


Figura 39 Cronoprogramma dei lavori



I lavori saranno eseguiti, previsionalmente e compatibilmente con l'emissione del decreto di autorizzazione unica alla costruzione ed esercizio dell'impianto da parte della Regione Sardegna.

A realizzazione avvenuta dell'impianto e delle opere connesse si provvederà al ripristino delle aree non strettamente necessarie alla funzionalità dell'impianto. Per la realizzazione dell'impianto è previsto un tempo complessivo di circa 11 mesi.

La lavorazione iniziale è costituita dall'adeguamento della viabilità esistente previste in modo tale da garantire l'accessibilità al sito di costruzione degli aerogeneratori. Si procederà dapprima allo scavo di sbancamento per la realizzazione dei plinti.

La fondazione di ogni WTG è effettuata in circa 15 giorni e sarà realizzata in seguito al completamento della viabilità relativa al raggiungimento della specifica piazzola di cantiere.

Il montaggio di ogni WTG è previsto a partire da circa 30 giorni successivi alla realizzazione della relativa fondazione e il tempo di montaggio di una singola turbina è di circa 15 giorni.

La posa del cavidotto è effettuata a partire dagli aerogeneratori più lontani verso la sottostazione seguendo la costruzione delle piste di accesso agli aerogeneratori.

La fase di trasporto dei WTG richiederà circa 3 mesi e pertanto le spedizioni dovranno essere organizzate e pianificate nel corso della fase "Emissione degli ordini" e "Pianificazione di dettaglio".

10. RIEPILOGO DEGLI ASPETTI ECONOMICI E FINANZIARI DEL PROGETTO

Quadro economico, con specificazione anche rispetto a:

- ✓ Oneri della sicurezza
- ✓ Rilievi, accertamenti e indagini
- ✓ Imprevisti
- ✓ Acquisizione aree o immobili, indennizzi;
- ✓ Spese tecniche;
- ✓ Spese per accertamenti di laboratorio e verifiche tecniche e collaudi
- ✓ Collaudi

10.1 Generalità

La società EDPR Sardegna Srl (EDPR) con sede legale a Milano, è promotrice del progetto per la costruzione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica con potenza di 48 MW ubicato nel comune Nulvi. EDP Renewables Italia Holding Srl rappresenta uno dei principali operatori in Italia e all'estero nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, particolarmente impegnato nel campo dell'energia derivante da fonte eolica.

Rifacendosi all'esperienza maturata si è potuto redigere, in via preliminare, un'analisi dei costi da sostenere per la realizzazione dell'impianto oggetto di studio.

Le voci più importanti che concorrono alla realizzazione di un quadro economico per la realizzazione di un parco eolico, possono essere attribuiti agli investimenti iniziali e di sviluppo della promozione (studio di fattibilità, costi di progettazione, autorizzazioni/concessioni, costo degli aerogeneratori, ecc.) ed alla gestione (costi di manutenzione ordinaria e straordinaria degli aerogeneratori, affitto dei terreni, ecc.).

Per quel che concerne i costi di manutenzione ordinaria e straordinaria va detto che questi vengono definiti attraverso dei contratti di "service" tra il committente e il fornitore degli aerogeneratori. Tali contratti prevedono la manutenzione ordinaria per ogni turbina eolica, con controlli periodici e revisione delle apparecchiature meccaniche ed elettriche. La manutenzione straordinaria è, solitamente, inserita parzialmente nei contratti di service e prevede la sostituzione delle parti meccaniche non funzionanti. Tali contratti, inoltre, vengono stipulati all'acquisto degli aerogeneratori ed hanno una durata di 10 anni. Saranno previsti, all'interno del contratto, anche dei corsi di formazione e specializzazione per gli operai della maintenance.

Tra le voci di costo, in fase iniziale, si prevede anche la fase di smontaggio degli aerogeneratori anche se, molto spesso, quand'anche la vita delle turbine sia di 30 anni, le turbine esistenti verranno sottoposte a repowering, cioè verranno sostituite con aerogeneratori tecnologicamente più moderni ed efficaci.

10.2 Costi dell'investimento iniziale

Ai fini della realizzazione di un impianto eolico e, quindi, del suo avviamento, i costi maggiori da sostenere sono concentrati nella fase autorizzativa-promozionale e di costruzione.

Nel suo complesso l'investimento può essere così suddiviso:

- ✓ attività di sviluppo e promozione: 5% dell'investimento totale;
- ✓ fornitura e installazione aerogeneratori: 75% dell'investimento totale;
- ✓ realizzazione opere accessorie ed infrastrutturali: 10% dell'investimento totale;
- ✓ collegamento alla rete elettrica: 10% dell'investimento totale.

La spesa maggiore dell'intero investimento consiste nell'acquisizione degli aerogeneratori; per quanto concerne, invece, la realizzazione delle opere accessorie, delle infrastrutture e della connessione alla rete, queste dipendono essenzialmente dalla complessità del sito ed in particolare: accessibilità con i mezzi pesanti, morfologia e natura del suolo, distanza di connessione dalla rete elettrica, ecc.

10.3 Sviluppo dell'iniziativa

Lo sviluppo dell'iniziativa consiste nell'individuazione del sito, nella valutazione dei vincoli ambientali e non presenti sul territorio, nella sua valutazione anemologica attraverso una campagna di misurazione del potenziale eolico della zona, nella progettazione dell'impianto, nell'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto stesso, dalla Valutazione d'Impatto Ambientale alla Autorizzazione Unica, come da normativa nazionale (Dlgs 387/03).

Anche se, nel complesso, dal punto di vista economico rappresenta solo il 5% circa dell'investimento totale, in realtà la sua importanza è grande in quanto una errata valutazione del sito potrà avere ripercussioni enormi sulla producibilità dell'impianto stesso. Per il suo difficile sviluppo e per le innumerevoli esternalità che caratterizzano questa fase, i tempi stimati sono quasi sempre superiori ad un anno.

10.4 Installazione degli aerogeneratori

Nell'economia generale dell'investimento l'acquisto degli aerogeneratori rappresenta i $\frac{3}{4}$, circa, dello stesso.

Il tipo di aerogeneratore da installare varia da diversi fattori, in particolare dall'orografia del sito e dalle sue condizioni di ventosità.

Il costo di una turbina, inclusivo di acquisto, trasporto, montaggio ed avviamento con connessione alla rete è direttamente proporzionale alla potenza del rotore ed all'altezza della torre piuttosto che alla semplice potenza nominale. Nel caso oggetto del presente studio, dopo attente analisi e valutazioni, si è deciso di installare aerogeneratori SIEMENS GAMESA SG 6.0 - 155, con un rotore di diametro di 155 m, che sfrutta in modo migliore le condizioni di ventosità del sito.

10.5 Opere accessorie ed infrastrutture

I costi relativi alle opere accessorie ed alle infrastrutture sono, generalmente, molto variabili in quanto dipendono dalle caratteristiche del sito e dalla sua complessità. Bisogna tener presente, infatti, che per realizzare le fondazioni, le piazzole, gli scavi per i cavidotti, la viabilità necessaria per raggiungere le postazioni con i mezzi speciali (dagli automezzi alle gru usate per il montaggio dei vari componenti degli aerogeneratori), la morfologia e la natura del terreno possono influenzare anche parecchio questi costi.

Se da un lato, inoltre, l'accessibilità impatta sui costi di trasporto e sull'organizzazione del cantiere, dall'altro la distanza dalle linee elettriche esistenti o da costruire determina i costi di trasmissione alla rete elettrica.

Nel computo generale questi costi incidono, sull'intero investimento, per un 10% circa.

L'impianto eolico in oggetto è ubicato in un'area dotata di idonea viabilità perché le strade utilizzate per raggiungerlo, provinciali, statali e comunali, sono tutte in buone condizioni e non presentano punti estremamente critici da adeguare. Oltre, naturalmente, alla realizzazione delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori stessi.

10.6 L'allacciamento

Il gestore della rete propone la soluzione per la connessione alla RTN ed individua le parti di impianto necessarie:

- ✓ Impianti di rete per la connessione;
- ✓ Impianti di utenza per la connessione.

Per impianto di rete per la connessione si intende la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, con obbligo di connessione a terzi; con una parola la sottostazione. Con il termine, invece, impianto di utenza per la connessione ci si riferisce alla porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione; con una parola l'edificio di controllo.

I fattori che caratterizzano la connessione alla RTN sono:

- ✓ potenza di connessione;
- ✓ livello di tensione al quale viene realizzata la connessione;
- ✓ tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche, con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
- ✓ tipologia della rete elettrica esistente;
- ✓ eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei soggetti richiedenti la connessione, alle condizioni economiche fissate dall'Autorità.

Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal soggetto richiedente sono resi disponibili al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione, nonché per la gestione, secondo la normativa vigente per la rete interessata dalla connessione, attraverso appositi contratti stipulati tra il soggetto richiedente la connessione ed il gestore medesimo, prima dell'inizio della realizzazione.

Il soggetto richiedente la connessione alla rete di un impianto elettrico, o la modifica della potenza di una connessione esistente, presenta detta richiesta al Gestore della rete o all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

L'importo complessivo è estremamente variabile ed è strettamente correlato a:

- ✓ potenza dell'impianto;
- ✓ obbligo di progettazione di impianti di rete;
- ✓ tipologia di sottostazioni;
- ✓ tipologia della rete (ad alta o media tensione);

- ✓ lunghezza del cavidotto interrato;
- ✓ numero di linee di cavo interrato;
- ✓ eventuali linee aeree.

Il parco eolico "Mattesuiia" sarà costituito da una sezione a 150 kV comprendente la sottostazione di trasformazione per la connessione alla RTN ed una sezione in media tensione a 30 kV che convoglierà l'energia dai singoli aerogeneratori verso la sottostazione di trasformazione 30/150 kV. L'impianto sarà composto da 8 aerogeneratori collegati mediante un cavidotto in media tensione interrato.

La configurazione del circuito MT verrà descritta meglio nella rispettiva relazione. Ciascun aerogeneratore avrà una potenza unitaria pari 6.000 kW cadauno, per una potenza nominale complessiva di 48 MW. L'energia viene prodotta da ciascun aerogeneratore a 690 V e 50 Hz. La tensione viene elevata a 30 kV in un centro di trasformazione ubicato nella navicella della macchina e viene evacuata tramite cavi elettrici interrati in MT fino all'aerogeneratore successivo.

L'allacciamento del parco eolico alla RTN è garantito dalla STMG già rilasciata da parte di Terna, ed accettata dalla Proponente. La soluzione tecnica di connessione (codice pratica 202002044) del parco eolico "Mattesuiia" prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV.

In conseguenza di ciò si è scelto di costruire la sottostazione di trasformazione 30/150 kV in un terreno adiacente alla sottostazione RTN secondo lo schema di allacciamento della STMG descritta sopra. La nuova sottostazione sorgerà quindi nel territorio comunale di Tergu, precisamente nelle vicinanze della zona artigianale. Planimetria, sezioni e schema unifilare dell'impianto sono riportati nei rispettivi allegati.

10.7 Costi di funzionamento e produzione

I costi di funzionamento e di produzione sono relativi a:

- ✓ Costi di mantenimento in esercizio dell'impianto e di manutenzione dello stesso;
- ✓ Costi di produzione dell'energia elettrica;
- ✓ Costi sostenuti per il canone di concessione all'Ente concedente;
- ✓ Costi esterni (impatto ambientale);
- ✓ Costi di dismissione.

I costi di funzionamento di un impianto eolico riguardano, essenzialmente, l'amministrazione, il canone agli Enti locali ed ai proprietari dei terreni sui quali sono installati gli aerogeneratori, i premi assicurativi e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto stesso.

Per quel che concerne l'esercizio dell'impianto, va detto che con le moderne tecnologie gli impianti sono ormai controllati a distanza e non richiedono presidi permanenti sul sito.

In relazione, invece, alla manutenzione, va detto che gli attuali aerogeneratori sono realizzati per funzionare circa 200.000 ore, durante la vita dell'impianto prevista in 30 anni.

Dopo un periodo iniziale di garanzia, in genere tre anni, coperto dal costruttore delle macchine, alcuni gestori d'impianti eolici stipulano un contratto di servizio con società specializzate nella manutenzione.

I costi della manutenzione, man mano che l'impianto accumula ore di funzionamento, tendono ad aumentare; alcune parti, infatti, sono particolarmente soggette ad usura e, quindi, necessitano di essere sostituite durante la vita dell'aerogeneratore; si tratta, generalmente, del rotore e degli ingranaggi contenuti nel moltiplicatore di giri di rotazione dell'albero. In tal caso, la spesa da sostenere si aggira intorno al 10% del costo degli aerogeneratori.

10.8 Quadro Economico d'Impianto (art. 32 DPR n°207/2010)

In riferimento al Computo metrico allegato al progetto (Elaborato NUL-PD-R12.1), l'importo inerente la voce **A1 "lavori previsti" nel quadro economico**, risulta pari alla somma delle diverse voci.

Pertanto, l'importo inerente la voce **A1 "lavori previsti" nel quadro economico** risulta pari alla somma delle voci

TOTALE voce A1 "lavori previsti" = € 57.493.244,61

Ad essi si devono quindi aggiungere nel quadro economico le voci relative ai **costi della sicurezza A.2** pari € 282.526,77, i **costi delle opere di mitigazione e compensazione ambientale (€ 350.000,00)**, che rientrano nella **voce A.3** del quadro economico, e i costi per lo **Studio di Impatto Ambientale e delle attività del Piano di monitoraggio ambientale**, che rientrano nella **voce A.4 (€ 60.000,00)**, i **costi delle opere connesse voce A.5 (€ 12.300.000)**, tra cui la STMG per l'allaccio alla rete elettrica, i **costi per l'archeologia preventiva voce A6 (50.000,00 €)** e i **costi delle opere di dismissione (1.039.818,40)**, previsti nella **voce A.6**.

Il **totale della voce A "costo dei lavori"** risulta pari a € 71.383.804,42 €, oltre a IVA (10%). Come da dettaglio del presente quadro economico, le **spese generali, voce B**, risultano pari a € 379.439,83 € oltre a IVA (22%).

DESCRIZIONE	IMPORTI IVA ESCLUSA	IVA %	IMPORTI IVA COMPRESA
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1) interventi previsti escluso sicurezza	€ 57.493.244,61	10	€ 63.242.569,07
A.2) oneri di sicurezza	€ 282.526,77	10	€ 310.779,45
A.3) opere di mitigazione	€ 350.000,00	10	€ 385.000,00
A.4) spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	€ 60.000,00	22	€ 73.200,00
A.5) opere RTN	€ 12.300.000,00	10	€ 13.530.000,00
A.6) Archeologia preventiva	€ 50.000,00	22	€ 61.000,00
A.7) Opere di dismissione	€ 1.039.818,40	10	€ 1.143.800,24
TOTALE A	€		€

	71.575.589,78		€ 78.746.348,76
B) SPESE GENERALI			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	€ 200.000,00	22	€ 244.000,00
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	€ 30.000,00	22	€ 36.600,00
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	€ 30.000,00	22	€ 36.600,00
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	€ 30.000,00	22	€ 36.600,00
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	€ 20.000,00	22	€ 24.400,00
B.6) Imprevisti	€ 50.000,00	22	€ 61.000,00
B.7) Spese tecniche dismissione	€ 19.439,83	22	€ 23.716,59
TOTALE B	€ 379.439,83		€ 462.916,59
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.			
"Valore complessivo dell'opera" Totale A+B+C	€ 71.955.029,61		€ 79.209.265,35

10.9 Stima dei costi di dismissione e di ripristino dello stato dei luoghi

Al termine della vita utile dell'impianto eolico, si procederà alla dismissione dello stesso e alla messa in pristino delle aree interessate. In particolare si procederà alla dismissione degli aerogeneratori, al recupero del materiale costituente gli stessi aerogeneratori, quindi alla dismissione delle piazzole di fondazione e delle bretelle di accesso alle stesse. Verranno, invece, lasciate intatte le strade di accesso al parco, poiché si prevede che le stesse diventino parte integrante della viabilità interna di accesso ai poderi.

La sottostazione elettrica, infine, sarà oggetto di dismissione nella parte elettrica, con consegna delle apparecchiature non riciclabili alle discariche autorizzate e recupero delle materie prime, se previsto.



Comune di Nulvi
REGIONE SARDEGNA
**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DEL PARCO EOLICO "MATTESUIA"**
Studio d'Impatto Ambientale



Al termine delle operazioni di cui sopra, si procederà all'inerbimento delle aree dismesse e alla piantumazione di elementi arborei autoctoni. Gli importi stimati e computati, ammontano a circa 1.039.818,40 € oltre IVA 10%. Le operazioni di dismissione sono meglio descritte nell'elaborato "Piano di dismissione e ripristino stato dei luoghi".