

# AUTORIZZAZIONE UNICA EX D. LGS. N. 387/2003



## PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO MONTI ALÀ DEI SARDI

Titolo elaborato:

### RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO

RB	LT	GD	EMISSIONE	12/05/23	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

#### PROPONENTE



**PONENTE PRIME S.R.L.**

VIA A. DE GASPERI N. 8  
74023 GROTTAGLIE (TA)

#### CONSULENZA



**GE.CO.D'OR S.R.L.**

VIA A. DE GASPERI N. 8  
74023 GROTTAGLIE (TA)

#### PROGETTISTA

ING. GAETANO D'ORONZIO  
VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)

Codice  
MAEG002

Formato  
A4

Scala  
/

Foglio  
1 di 65

**INDICE**

<b>1.</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO</b>	<b>5</b>
<b>2.1.</b>	<b>Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore</b>	<b>8</b>
<b>2.2.</b>	<b>Viabilità e piazzole</b>	<b>9</b>
<b>2.3.</b>	<b>Descrizione opere elettriche</b>	<b>11</b>
2.3.1.	Aerogeneratori	11
2.3.2.	Sottostazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU)	12
2.3.3.	Linee elettriche di collegamento MT	15
2.3.4.	Linea AT di collegamento alla RTN	18
2.3.5.	Stallo arrivo produttore	19
<b>3.</b>	<b>DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO</b>	<b>22</b>
<b>3.1.</b>	<b>Costruzione</b>	<b>22</b>
3.1.1.	Opere civili	22
3.1.2.	Opere elettriche e di telecomunicazione	23
3.1.3.	Installazione aerogeneratori	24
<b>3.2.</b>	<b>Esercizio e manutenzione</b>	<b>24</b>
<b>3.3.</b>	<b>Dismissione dell'impianto</b>	<b>24</b>
<b>4.</b>	<b>FINALITÀ DEL PROGETTO</b>	<b>24</b>
4.1.	Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	25
<b>5.</b>	<b>PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE</b>	<b>26</b>
<b>6.</b>	<b>INSERIMENTO NORMATIVO PER DEFINIZIONE LAYOUT</b>	<b>27</b>
6.1.	Criteri di progettazione strutture e impianti	28
<b>7.</b>	<b>SICUREZZA DELL'IMPIANTO</b>	<b>29</b>
7.1.	Effetti di shadow-flickering	30
7.2.	Impatto acustico	30
7.3.	Impatto elettromagnetico	31
7.4.	Rottura accidentale di organi rotanti	31
<b>8.</b>	<b>INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO</b>	<b>31</b>
8.1.	Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	31
8.2.	Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento	33
8.3.	Classificazione sismica	36

---

8.4.	Infrastrutture viarie presenti	37
8.5.	Opere presenti interferenti	38
9.	VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA	38
9.1.1.	CARATTERISTICHE DEL PAESAGGIO	39
10.	VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE	43
11.	RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	46
12.	INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	50
13.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	50
14.	PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO	55
	REPORT FOTOGRAFICO STATO DEI LUOGHI	57

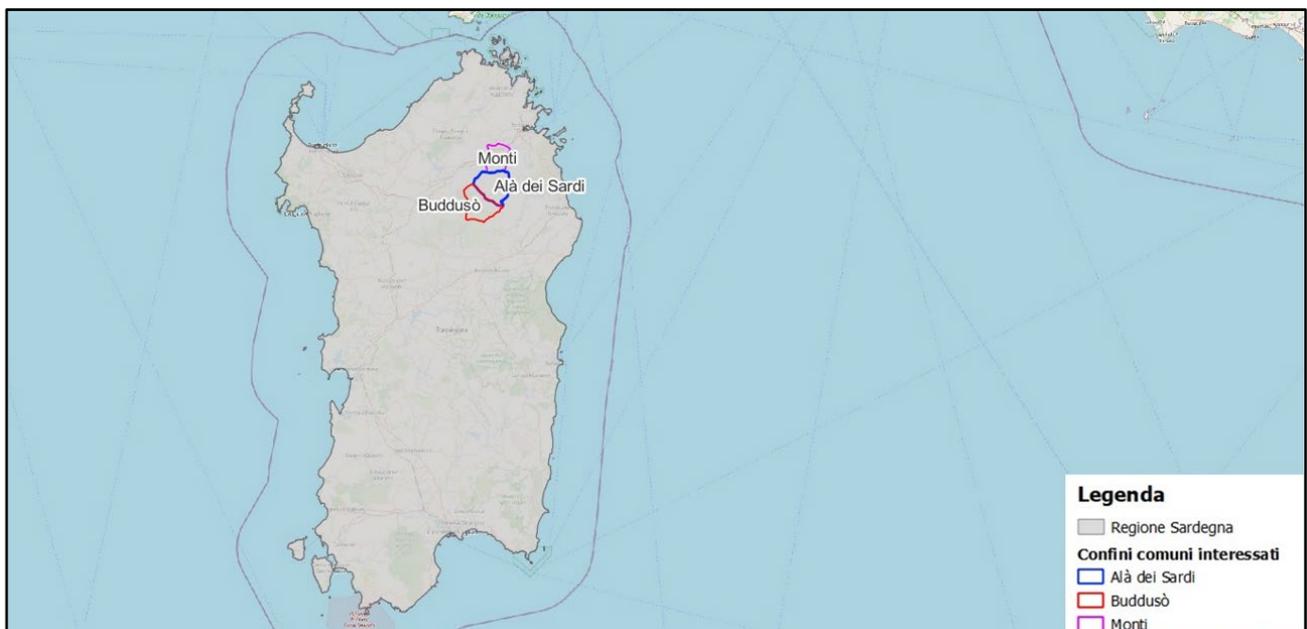
## 1. INTRODUZIONE

La “Ponente Prime s.r.l.” è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Sardegna, denominato “**Parco Eolico Monti Alà dei Sardi**”, nel territorio del Comune di Monti e Alà dei Sardi, (Provincia di Sassari), della potenza totale di 86,4 MW, con punto di connessione a 150 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna “Buddusò” 150 kV nel Comune di Buddusò (SS).

A tale scopo la Ge.co.D’Or. s.r.l., società italiana impegnata nello sviluppo di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili con particolare focus nel settore dell’eolico e proprietaria della suddetta società, si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio del suddetto impianto eolico e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).



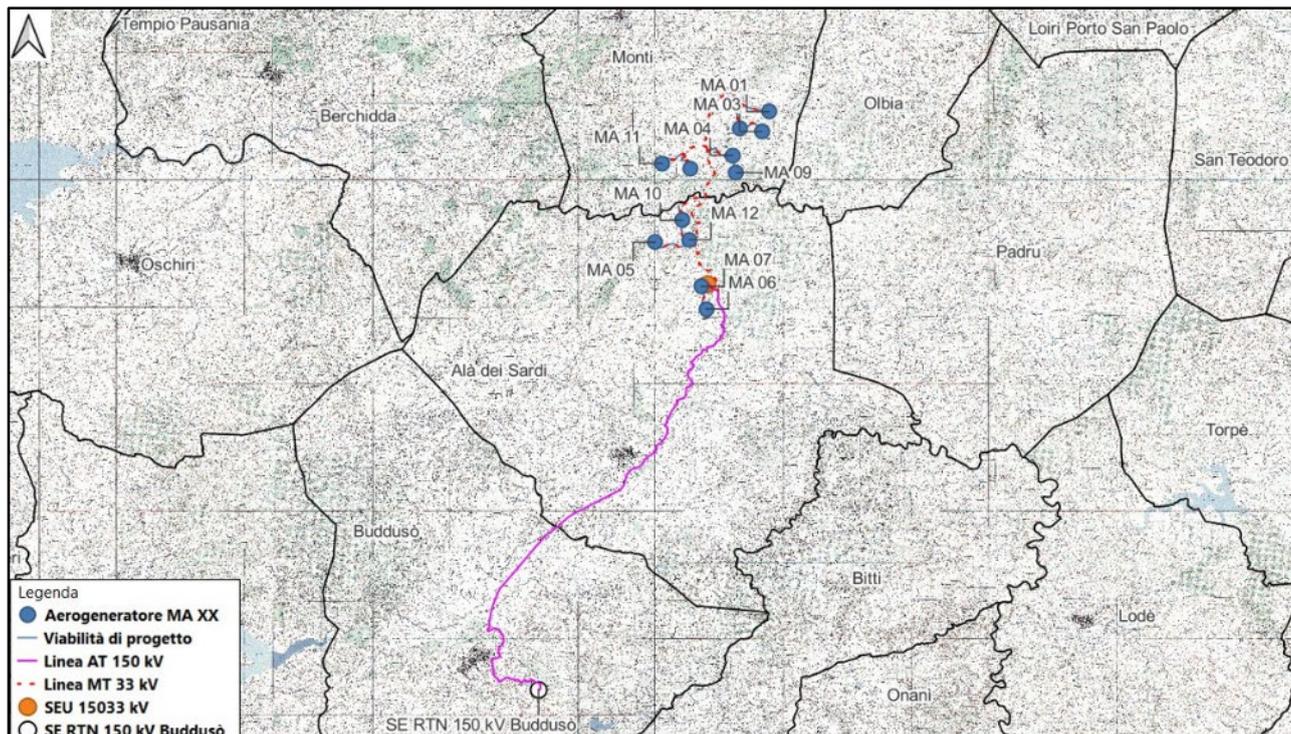
**Figura 1.1:** Localizzazione Parco Eolico Monti Alà dei Sardi



**Figura 1.2:** Localizzazione Parco Eolico Monti Alà dei Sardi con individuazione dei Comuni interessati

## 2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza totale pari a 86,4 MW ed è costituito da 12 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 7,2 MW (modello Vestas V172 con altezza torre pari a 114 m e rotore pari a 172 m). L'impianto interessa prevalentemente il Comune di Monti (SS), ove ricadano 7 aerogeneratori, il Comune di Alà dei Sardi (SS), ove ricadono 5 aerogeneratori e la Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV, e il Comune di Buddusò (SS), dove ricade la Stazione Elettrica (SE) RTN Terna 150 kV "Buddusò" (**Figura 2.1**).



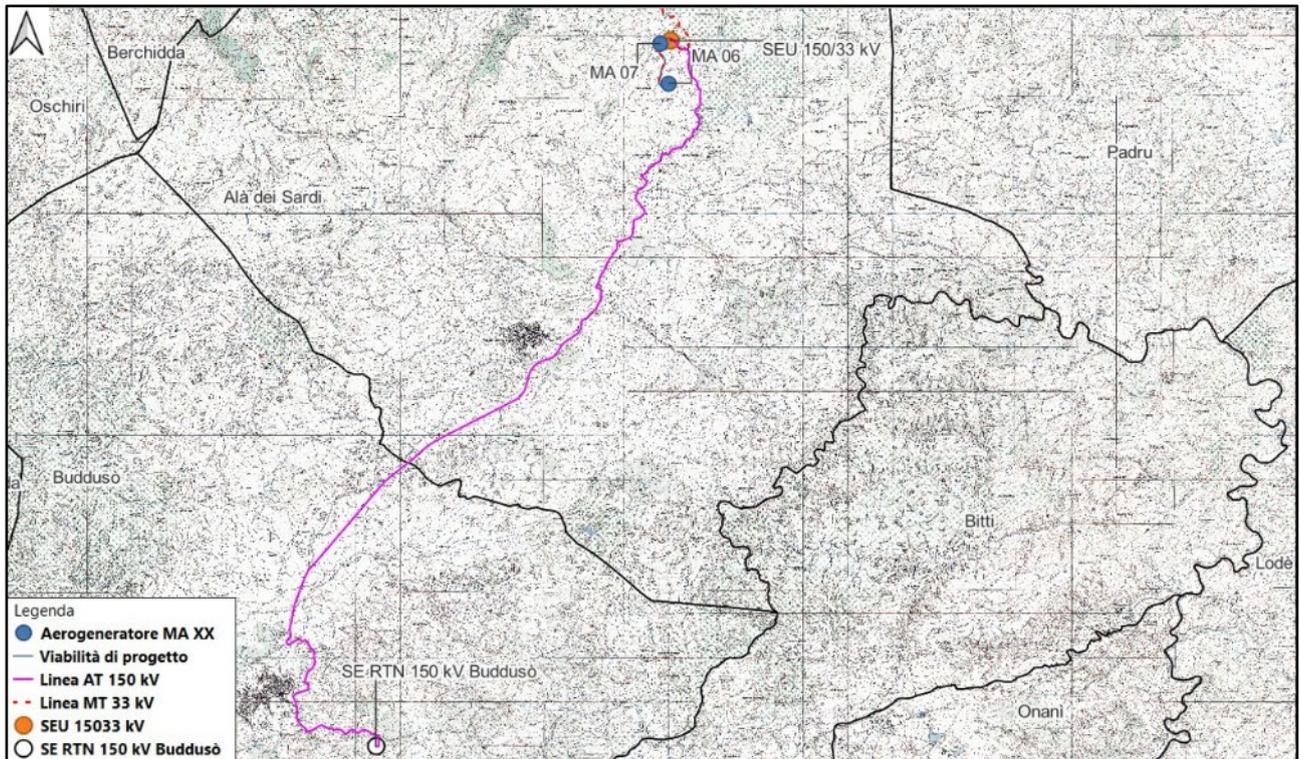
**Figura 2.1:** Inquadramento territoriale dell'impianto eolico Gallura su IGM con i limiti amministrativi dei comuni interessati

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione C.P. 202102876) prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV in GIS denominata "Buddusò" (**Figura 2.2**) da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Ozieri – Siniscola 2" (di cui al Piano di Sviluppo Terna), previa:

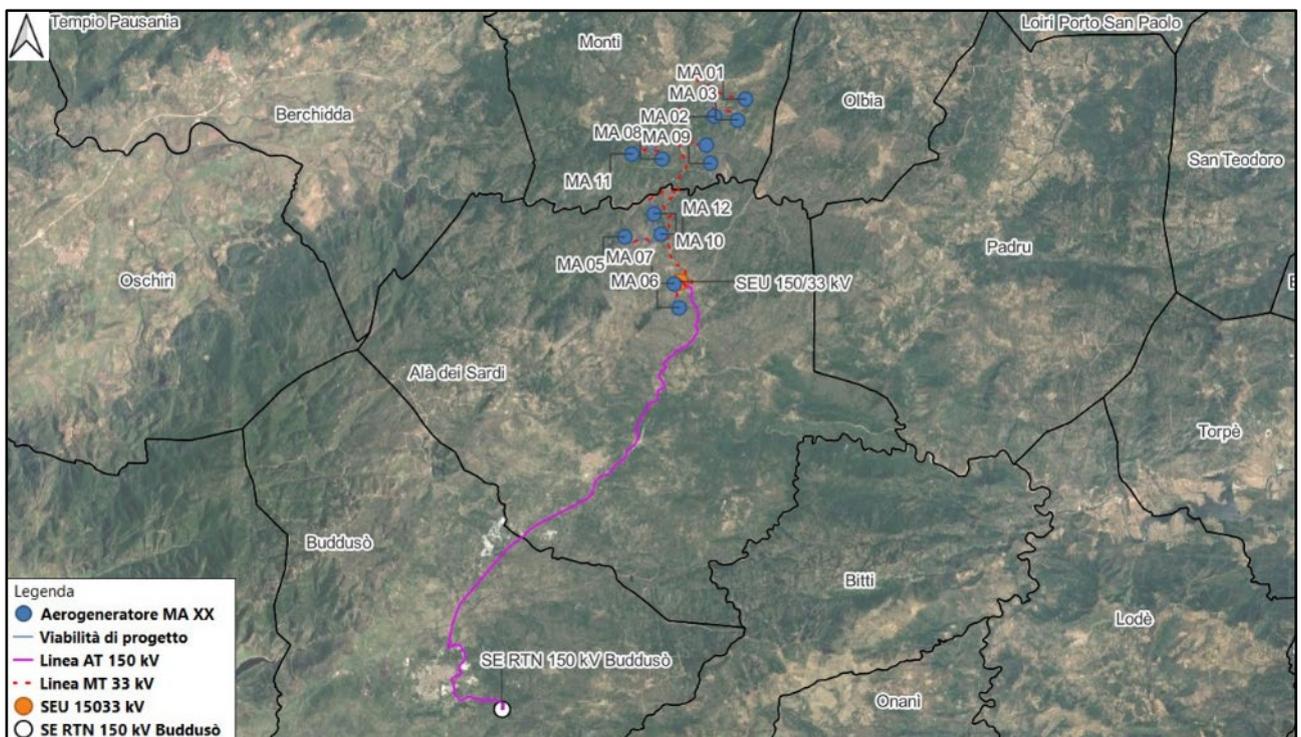
- realizzazione di un nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE di Santa Teresa e la nuova SE Buddusò (di cui al Piano di Sviluppo Terna);
- potenziamento/ rifacimento della linea 150 kV "Chilivani – Buddusò – Siniscola 2" con caratteristiche almeno equivalenti a quelle di una linea con conduttori AA da 585 mm<sup>2</sup>.

Il progetto prevede che la SEU (Sottostazione Elettrica Utente) 150/33 kV venga collegata alla suddetta SE RTN mediante la posa in opera, su strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo, di una linea Alta Tensione a 150 kV interrata di lunghezza complessiva di circa 24 km. Le turbine eoliche verranno collegate attraverso un sistema di linee elettriche interrate a 33 kV, allocate prevalentemente in

corrispondenza del sistema di viabilità interna che servirà per la costruzione e la gestione futura dell'impianto. Tale sistema verrà realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

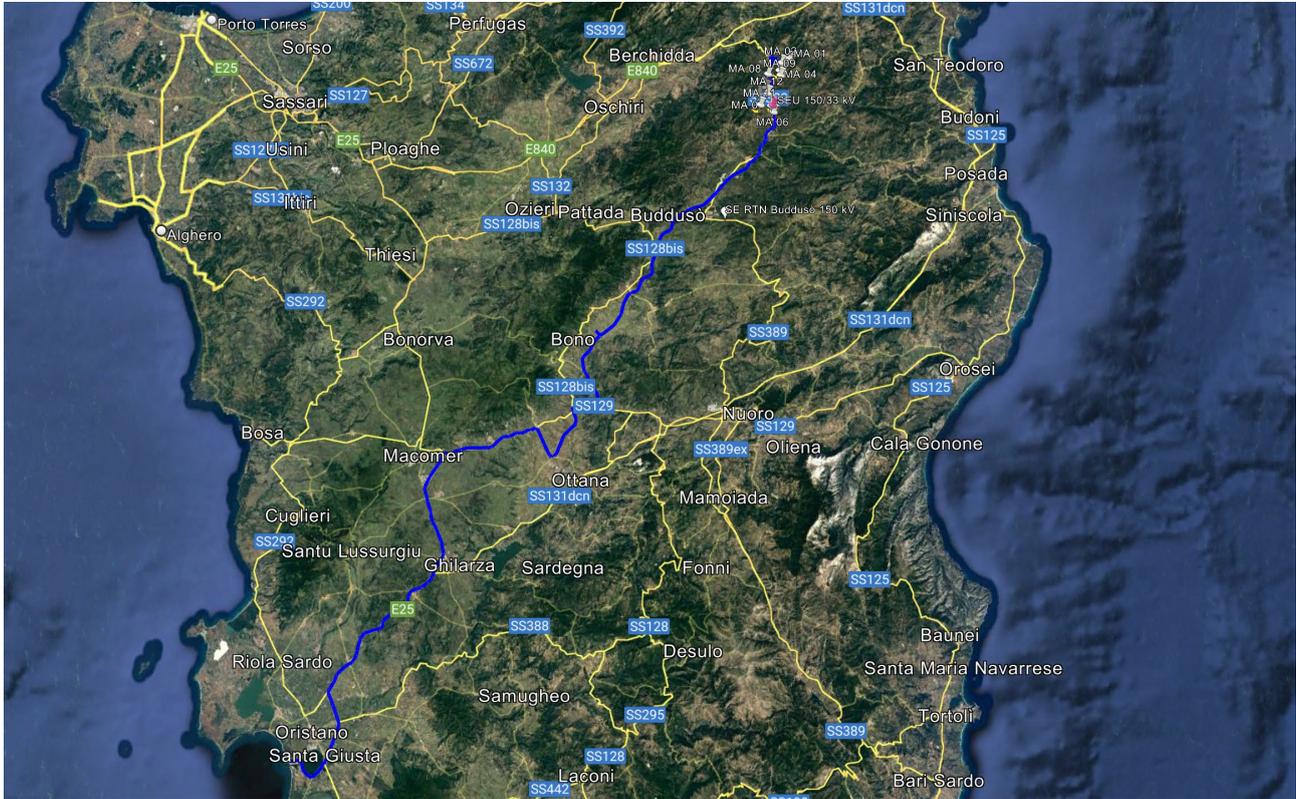


**Figura 2.2:** Soluzione di connessione a 150 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna 150 kV Buddusò (futura realizzazione)



**Figura 2.3:** Inquadramento territoriale dell'impianto eolico Gallura su ortofoto con i limiti amministrativi dei comuni interessati

L'area di progetto (**Figura 2.4**) si raggiunge partendo dal Porto di Oristano, attraversando poi la SS131, SS129, SP17, SP33, SP33, SS129, SP84, SP7, SS389 e un sistema di viabilità esistente, opportunamente adeguato e migliorato per il transito dei mezzi eccezionali, da utilizzare per consegnare in sito i componenti degli aerogeneratori e da cui si dirameranno nuovi tratti di viabilità necessari per la costruzione e la manutenzione dell'impianto eolico.



**Figura 2.4:** Viabilità di accesso al sito dal Porto Industriale di Oristano su immagine satellitare

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori.

ID	Comune (Provincia)	Informazioni catastali		Coordinate geografiche		D <sub>ROTORE</sub> [m]	H <sub>hub</sub> [m]	H <sub>TOT</sub> [m]
		Foglio	Particella	Latitudine [°]	Longitudine [°]			
MA01	Monti	32	381	40,771558	9,395286	172	200	114
MA02	Monti	32	72	40,766363	9,382235	172	200	114
MA03	Monti	32	211	40,764585	9,391917	172	200	114
MA04	Monti	39	68	40,756211	9,37833	172	200	114
MA05	Alà dei Sardi	5	48-118	40,725601	9,342591	172	200	114
MA06	Monti	17	91	40,701933	9,366032	172	200	114
MA07	Alà dei Sardi	17	75	40,709972	9,363786	172	200	114
MA08	Monti	38	64	40,75166	9,358958	172	200	114
MA09	Monti	39	250	40,750116	9,380075	172	200	114
MA10	Alà dei Sardi	5	59	40,733383	9,35513	172	200	114
MA11	Monti	36	216	40,753400	9,345837	172	200	114
MA12	Alà dei Sardi	5	140	40,726477	9,35807	172	200	114

**Tabella 2.1:** Localizzazione geografica degli aerogeneratori di progetto

---

## 2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

---

L'aerogeneratore è una macchina rotante che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica ed è essenzialmente costituito da una torre (suddivisa in più parti), dalla navicella, dal Drive Train, dall'Hub e tre pale che costituiscono il rotore.

Per il presente progetto una delle possibili macchine che potrebbe essere installata è il modello **Vestas V172**, di potenza nominale pari a 7,2 MW, altezza torre all'hub pari a 114 m e diametro del rotore pari a 172 m (**Figura 2.1.1**).

Oltre ai componenti sopra elencati, un sistema di controllo esegue il controllo della potenza ruotando le pale intorno al proprio asse principale e il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore, a passo variabile, è in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro di diametro pari a 172 m, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore descritto sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato, in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

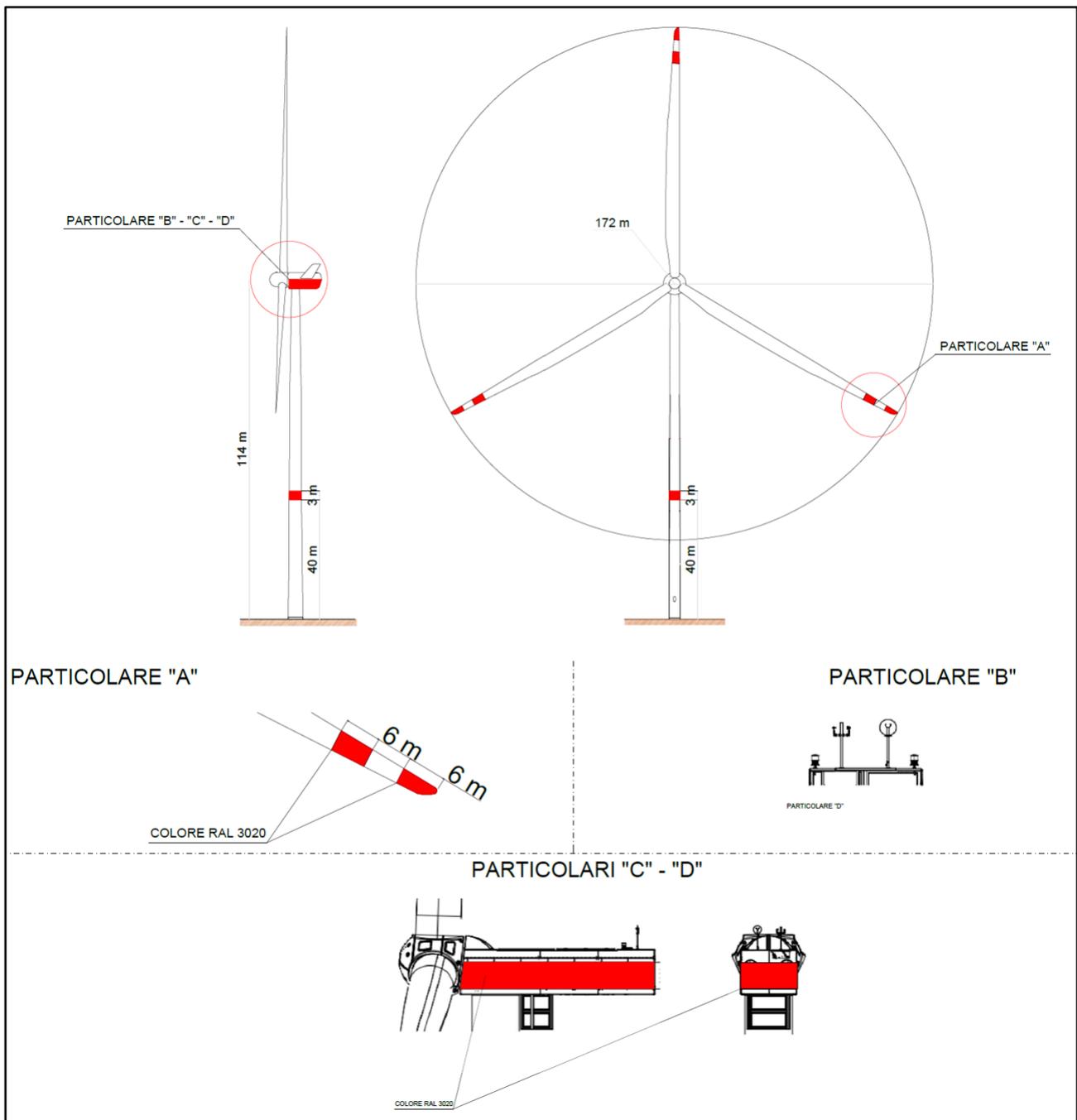


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore V172 – 7,2 MW – HH= 114 m – D=172 m

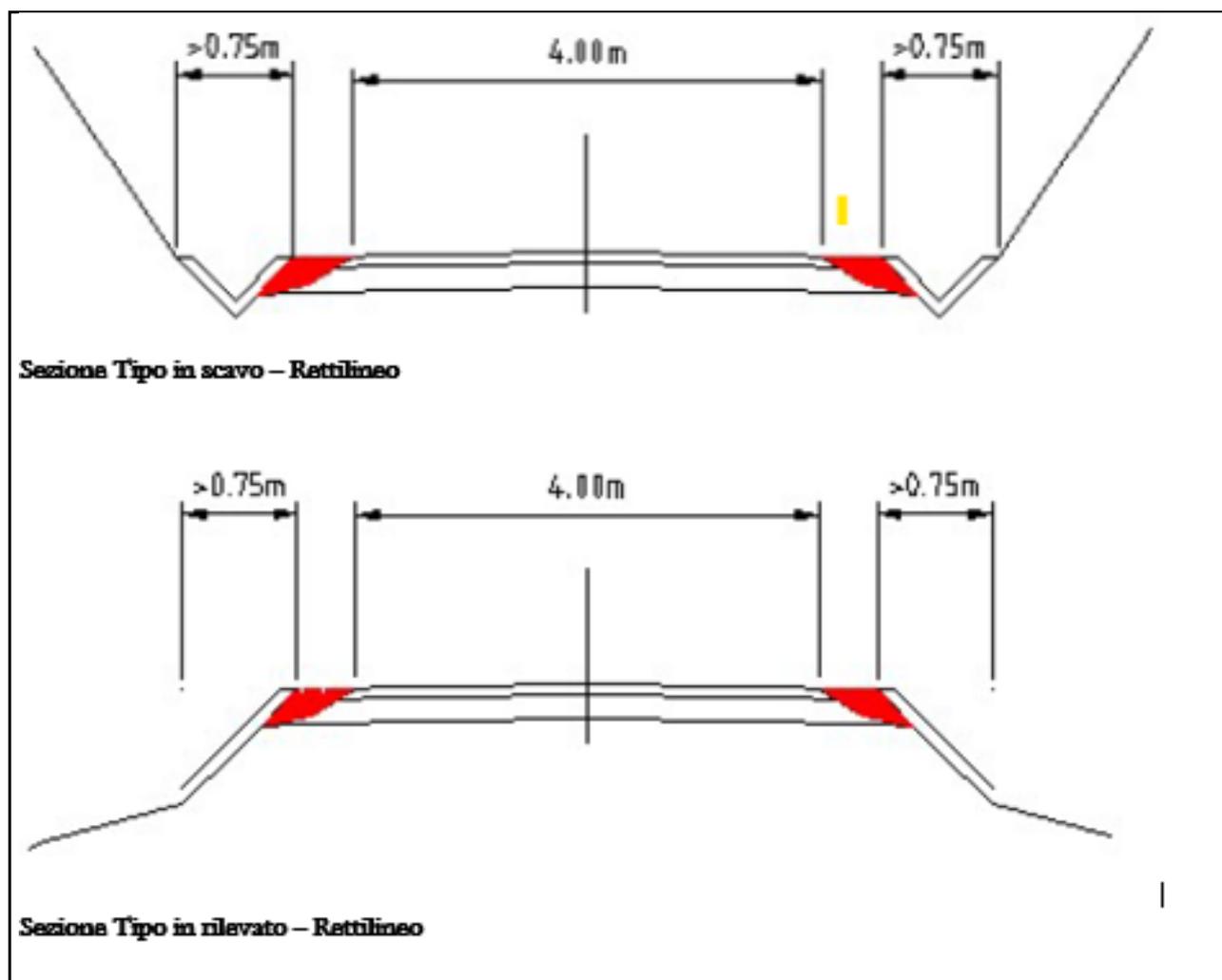
## 2.2. Viabilità e piazzole

La viabilità e le piazzole del parco eolico sono elementi progettati considerando la fase di costruzione e la fase di esercizio dell'impianto eolico.

In merito alla viabilità, come detto sopra, si è cercato di utilizzare il sistema viario esistente adeguandolo al passaggio dei mezzi eccezionali. Tale indirizzo progettuale ha consentito di minimizzare l'impatto sul territorio e di ripristinare tratti di viabilità comunale e interpoderali che si trovano in stato di dissesto migliorando l'accessibilità dei luoghi anche alla popolazione locale.

Nei casi in cui tale approccio non è stato applicabile, sono stati progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

Nella **Figura 2.2.1** riportiamo una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e quelli di nuova realizzazione.



**Figura 2.2.1:** Sezioni tipo viabilità parco eolico

La progettazione delle piazzole da realizzare per l'installazione di ogni aerogeneratore prevede due configurazioni, la prima necessaria all'installazione dell'aerogeneratore e la seconda, a seguito di opere di ripristino parziale, per la fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 2.2.2**).

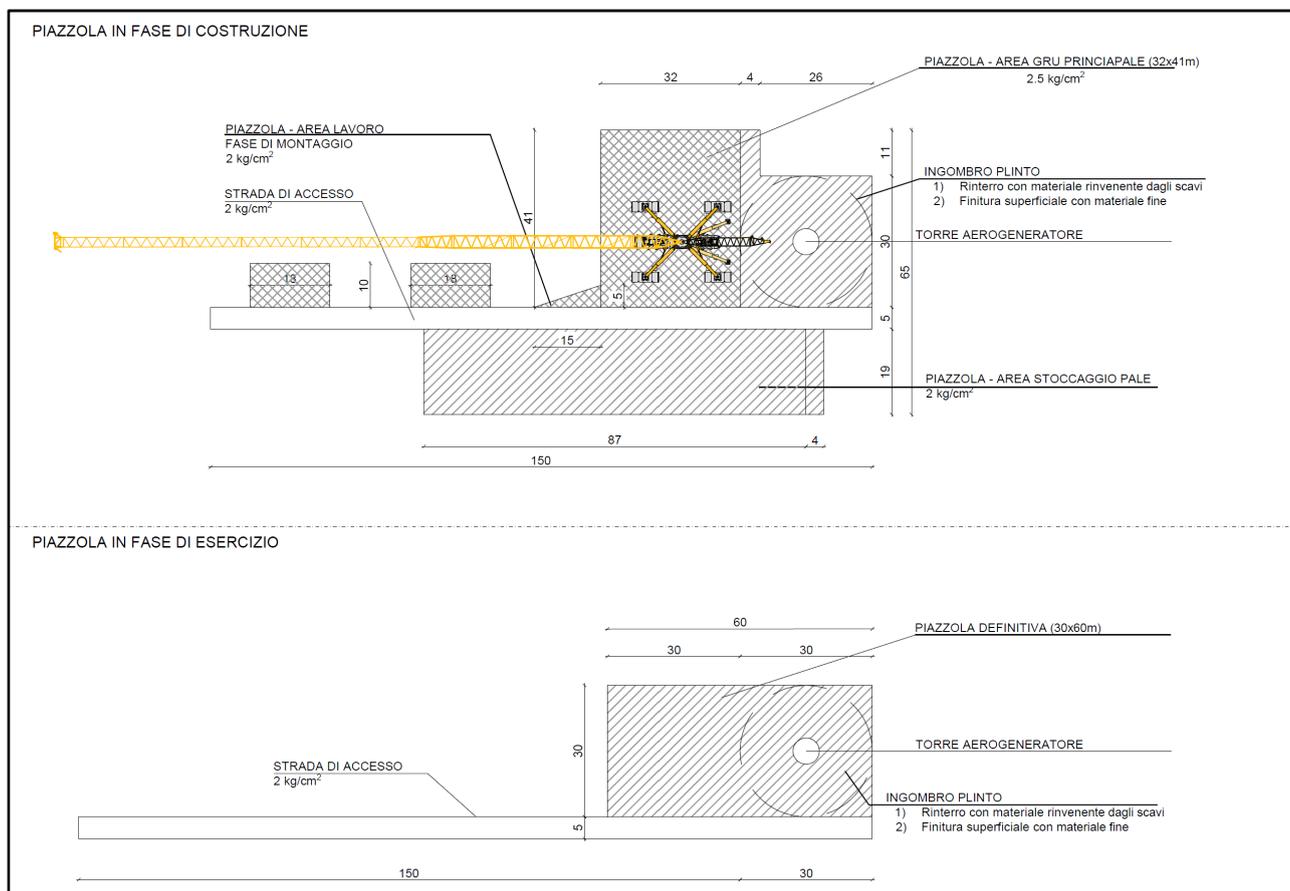


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di costruzione e la fase di esercizio e manutenzione

### 2.3. Descrizione opere elettriche

#### 2.3.1. Aerogeneratori

L'impianto eolico è composto da aerogeneratori dotati di generatori asincroni trifase, opportunamente disposti e collegati in relazione alla disposizione dell'impianto, e strutturalmente ed elettricamente indipendenti dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono alla sottostazione tramite un cavidotto interrato. Nella stessa sottostazione sarà ubicato il sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (SCADA) dell'impianto eolico che consente di valutare in remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della sua gestione.

All'interno della torre saranno installati:

- l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore;
- il trasformatore MT-BT (0,69/33 kV);
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 33 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- il quadro di BT (690 V) di alimentazione dei servizi ausiliari e il quadro di controllo locale.

## 2.3.2. Sottostazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU)

Il progetto prevede un collegamento tra la Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV, nel Comune di Alà dei Sardi, e la Stazione Elettrica della RTN Terna, nel Comune di Buddusò, attraverso un cavo AT a 150 kV interrato.

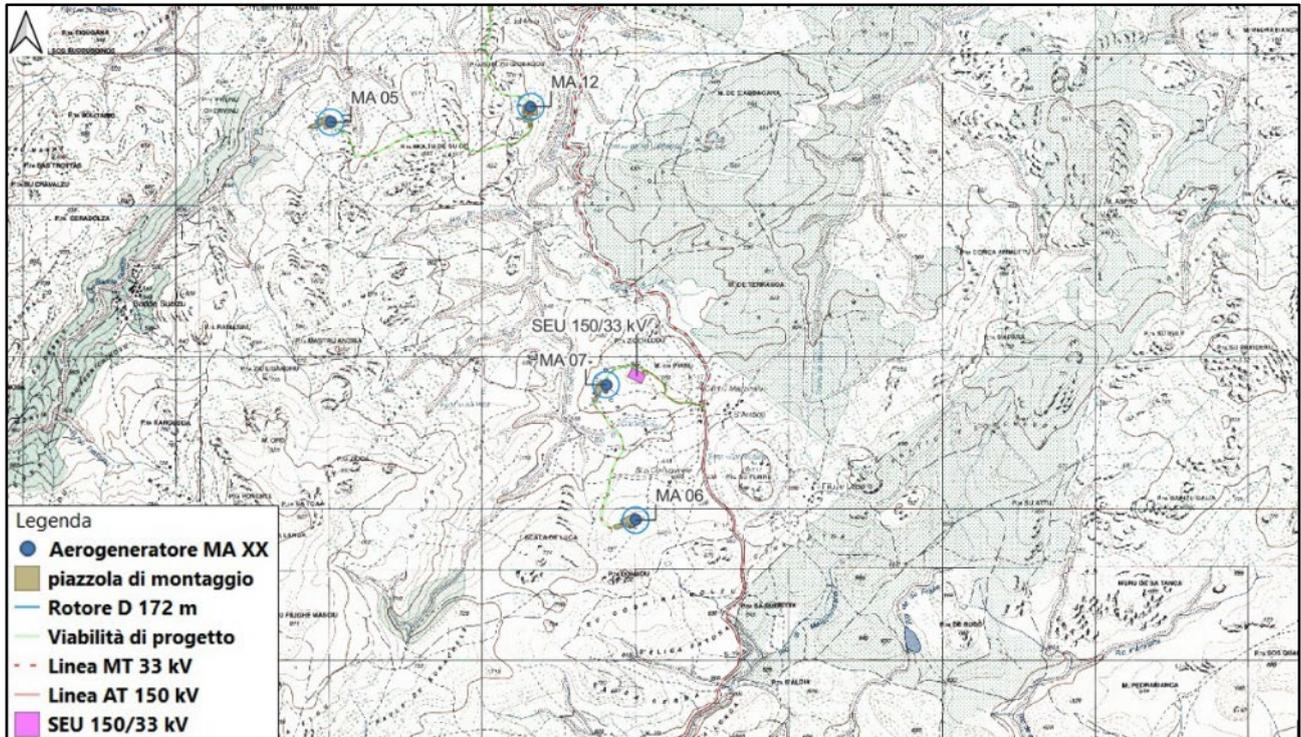


Figura 2.3.2.1: Localizzazione della SEU 150/33 kV su IGM

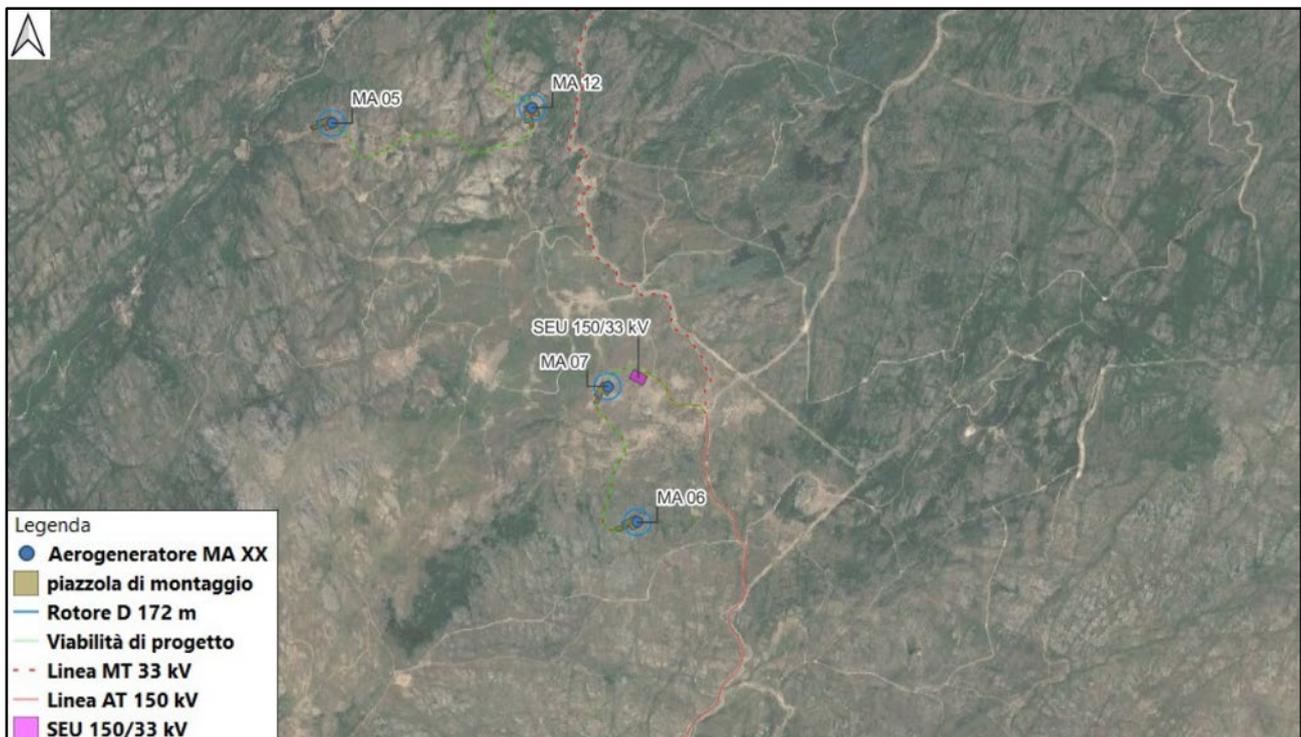


Figura 2.3.2.2: Localizzazione della SEU 150/33 kV e della SE RTN 150 kV Buddusò su ortofoto

Di seguito uno stralcio della planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV (Figura 2.3.2.3).

Presso la SEU verrà realizzato un nuovo impianto AT di utente così composto:

- 1 trasformatore da 150/33 kV di potenza 110 MVA ONAN/ONAF;
- interruttori tripolari;
- 1 sistema di distribuzione in sbarre;
- trasformatore di tensione;
- trasformatore di corrente;
- scaricatori;
- sezionatori tripolari;
- planimetria apparecchiature elettromeccaniche.

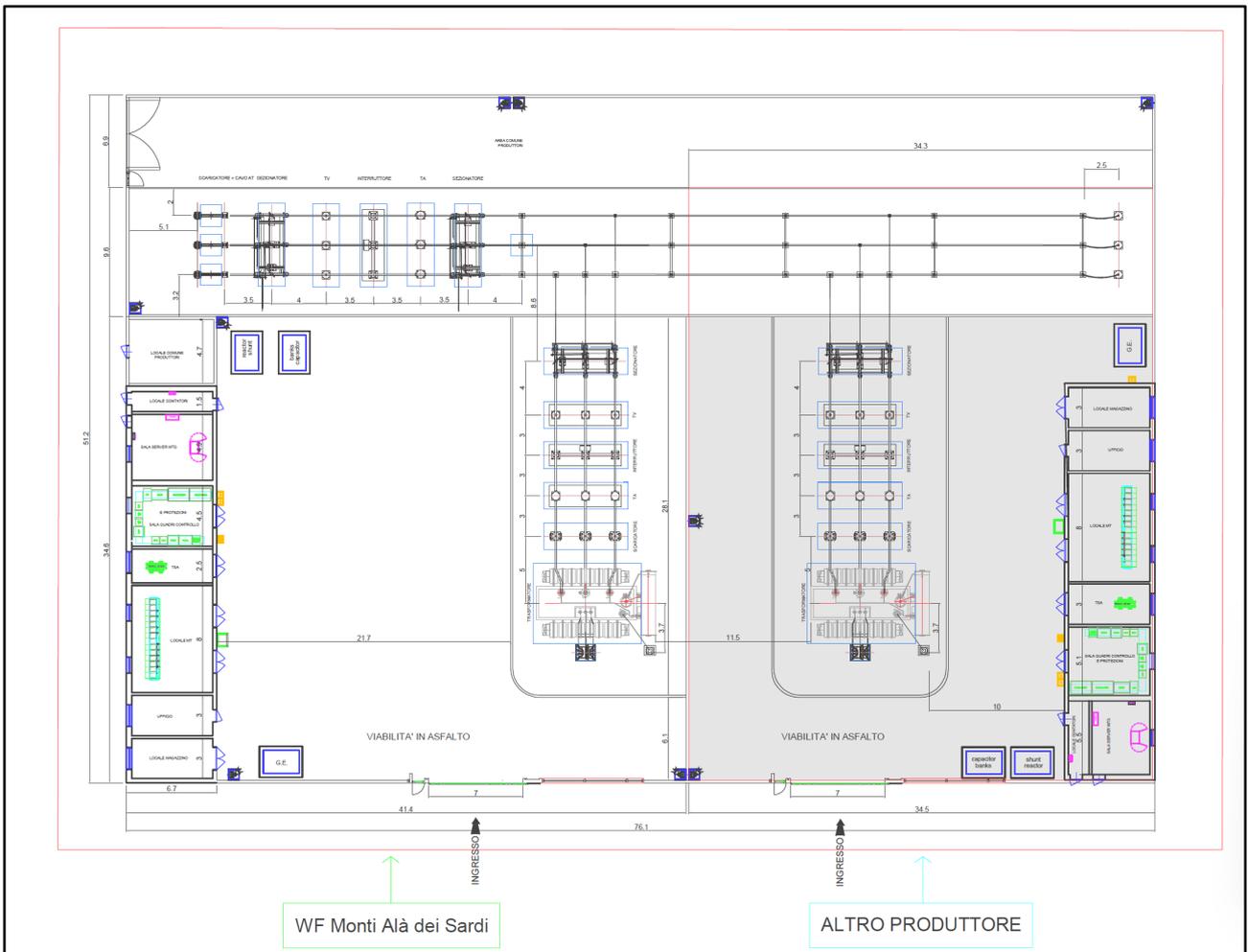
Le caratteristiche delle apparecchiature elencate sono riportate in dettaglio nell'elaborato di progetto "MAOE072 Schema elettrico unifilare impianto utente".

La sezione MT e BT è costituita da:

- sistema di alimentazione di emergenza e ausiliari;
- trasformatori servizi ausiliari 33/0,4 kV 200 kVA MT/BT;
- quadri MT a 33 kV;
- sistema di protezione AT, MT, BT;
- sistema di monitoraggio e controllo;
- quadri misuratori fiscali.

In particolare, i quadri MT a 33 kV comprendono:

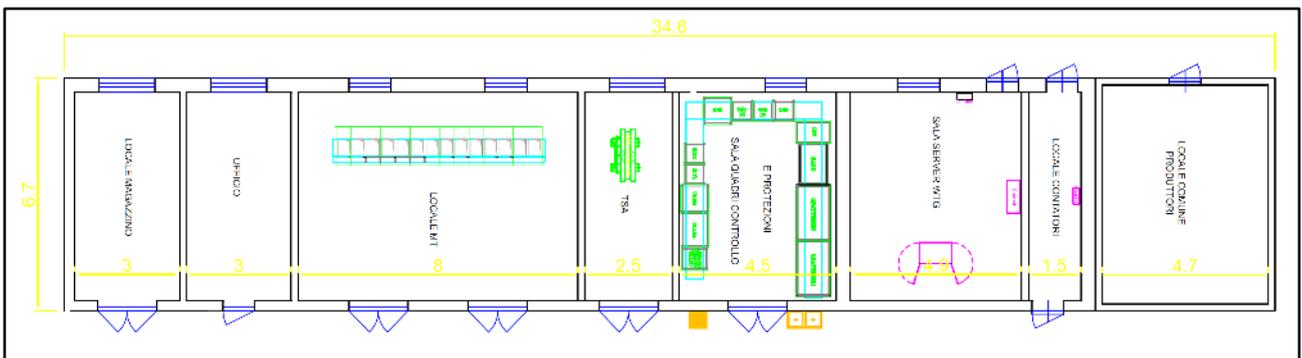
- scomparti di sezionamento linee di campo;
- scomparto trasformatore ausiliario;
- scomparto di misura;
- scomparto Shunt Reactor;
- scomparto Bank Capacitor.



**Figura 2.3.2.3:** Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente 150/33 kV

Presso la Sottostazione Elettrica Utente è prevista la realizzazione di un edificio, di dimensioni in pianta di 34,6 x 6,7 m<sup>2</sup>, all'interno del quale siano ubicati i quadri MT, i trasformatori MT/BT, i quadri ausiliari e di protezione oltre al locale misure e servizi.

L'intera area è delimitata da una recinzione perimetrale, realizzata con moduli in calcestruzzo prefabbricati di altezza pari a 2,5 m, ed è dotata di ingresso pedonale e carrabile (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "MAOE083 Sottostazione elettrica utente - piante, prospetti e sezioni").



**Figura 2.3.2.4:** Pianta edificio di controllo SEU 150/33 kV

### 2.3.3. Linee elettriche di collegamento MT

L'impianto "Parco Eolico Monti Alà dei Sardi" è caratterizzato da una potenza complessiva di 144 MWp, ottenuta da 11 aerogeneratori di potenza di 7,2 MWp ciascuno e un sistema di accumulo di energia di 64,8 MWp.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi in Media Tensione a 33 kV in modo da formare 4 sottocampi (Circuiti A, B, C e D) da 3 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti è associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza, come esplicitato dalla seguente tabella:

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	MA01 – MA08	14,40
CIRCUITO B	MA03 – MA02	14,40
CIRCUITO C	MA 09 – MA 04	14,40
CIRCUITO D	MA05 – MA10 – MA12	21,60
CIRCUITO E	MA11 – MA07 – MA06	21,60

**Tabella 2.3.3.1:** Distribuzione linee a 33 kV

Gli aerogeneratori sono stati collegati elettricamente secondo un criterio che tiene in considerazione i valori di cadute di tensione e perdite di potenza e l'ottimizzazione delle lunghezze dei cavi utilizzati.

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le lunghezze e le sezioni dei cavi di ogni tratto di linea adoperato, è riportato nel documento "MAOE071 Schema Blocchi impianto utente".

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci e in smistamento e ognuno dei 4 circuiti è collegato alla Stazione Elettrica Utente 150/33 kV.

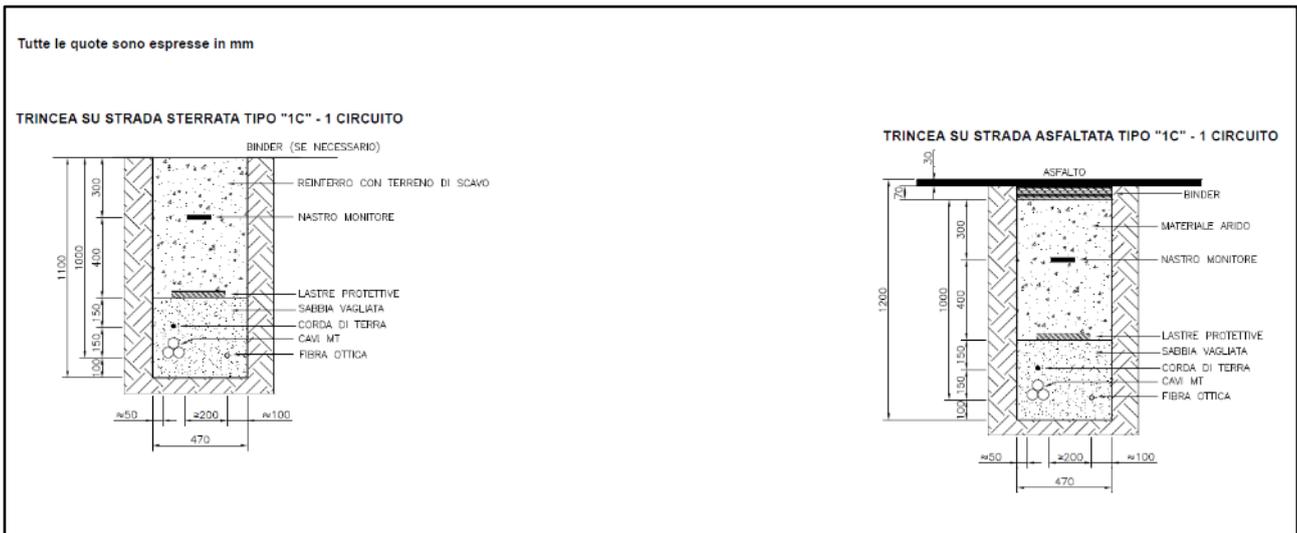
I cavi utilizzati sia per i collegamenti interni ai singoli circuiti che i collegamenti di ogni circuito alla suddetta stazione sono del tipo standard in alluminio con schermatura elettrica e protezione meccanica integrata.

Il cavo impiegato per il collegamento di tutte le tratte in Media Tensione è il tipo ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG<sup>TM</sup> (o similari), a norma IEC 60502-2 e HD 620, del primario costruttore Prysmian.

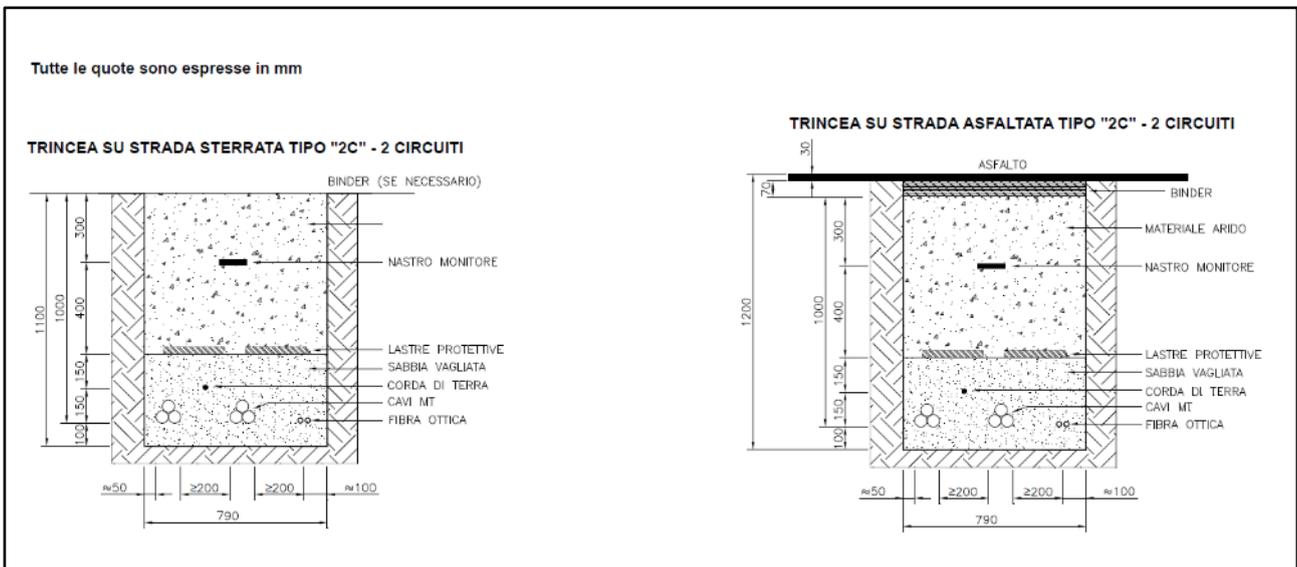
Come anticipato, per ogni tratto di collegamento si prevede una posa direttamente interrata di cavo, essendo il cavo in questione idoneo alla stessa e meccanicamente protetto.

I cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1 m dal piano del suolo su un sottofondo di sabbia di spessore di 0,1 m e la distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sul piano orizzontale è pari a 0,20 m.

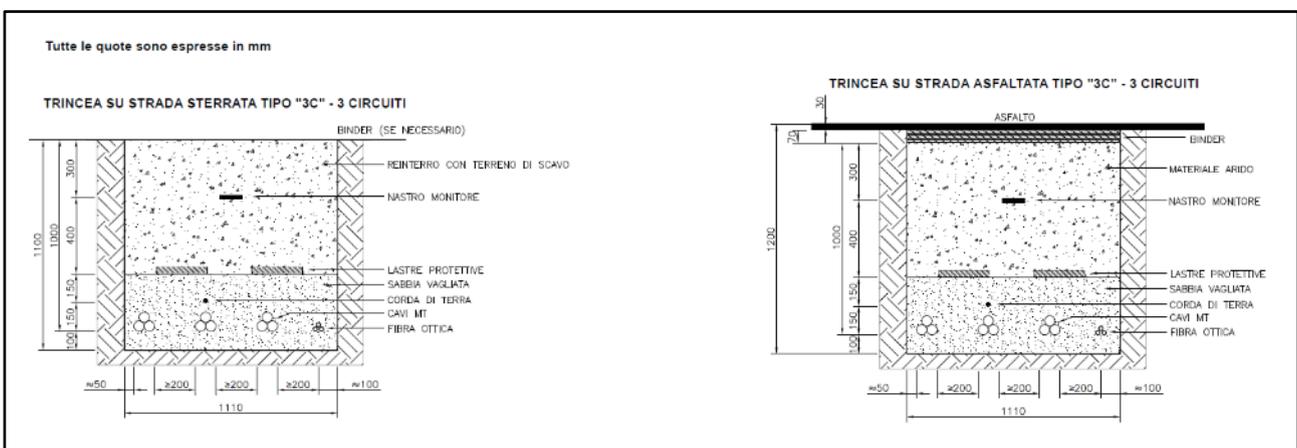
Le figure seguenti, nelle quali le misure sono espresse in mm, mostrano la modalità di posa; maggiori dettagli sono apprezzabili nell'elaborato "MAOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente".



**Figura 2.3.3.1:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata



**Figura 2.3.3.2:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata



**Figura 2.3.3.3:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

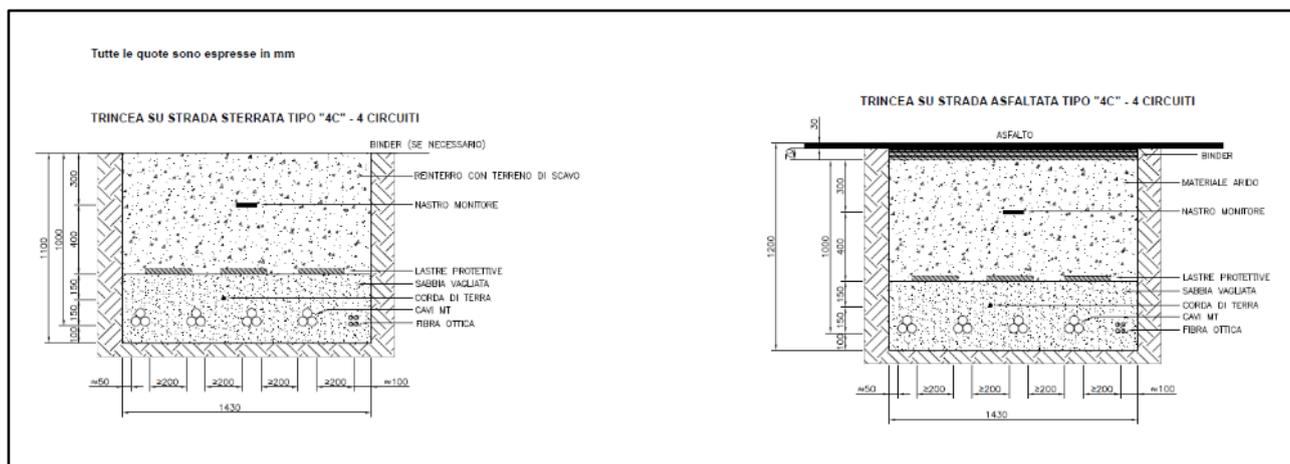


Figura 2.3.3.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

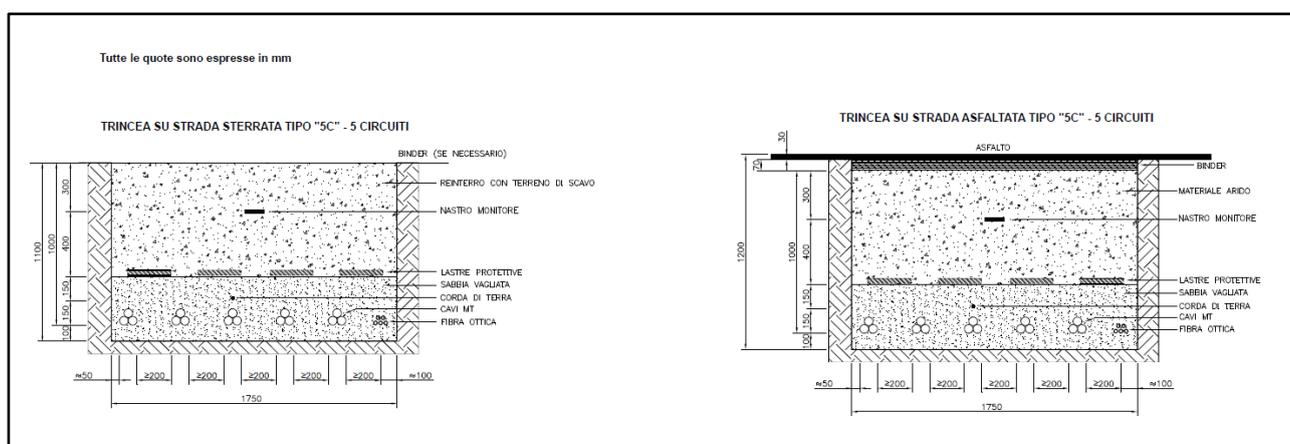


Figura 2.3.3.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

Come si evince dalle figure precedenti, oltre alle terne di cavi presenti in trincea, è previsto un collegamento in **fibra ottica**, da adoperare per controllare e monitorare gli aerogeneratori.

Per realizzare il sistema di telecontrollo dell'intero impianto, come previsto dal progetto, si adopera un cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione, corredato degli accessori necessari per la relativa giunzione e attestazione, essendo lo stesso adatto alla condizione di posa interrata e tale da assicurare un'attenuazione accettabile di segnale.

Il cavo in fibra è posato sul tracciato del cavo mediante l'utilizzo di tritubo in PEHD e le modalità di collegamento seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori (elaborato di progetto "MAOE073 Schema rete di comunicazione Fibra Ottica (FO)").

Il parco eolico è dotato di un **sistema di terra**; in particolare, è previsto un sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore e costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti, come rappresentato in dettaglio nell'elaborato di progetto "MAOE079 Schema rete di terra WTG".

In aggiunta al sistema di cui sopra, si prevede di adoperare un conduttore di terra di collegamento tra le

reti di terra dei singoli aerogeneratori consistente in una corda di rame nudo di sezione non inferiore a  $95 \text{ mm}^2$ , interrata all'interno della trincea in cui sono posati i cavi a 33 kV e di fibra ottica e ad una profondità di 0,850 m e 0,950 m dal piano del suolo rispettivamente nel caso di strada sterrata o asfaltata. Al fine di evitare, in presenza di eventuali guasti, il trasferimento di potenziale agli elementi sensibili circostanti, come tubazioni metalliche, sottoservizi, in corrispondenza di attraversamenti lungo il tracciato del cavidotto, si prevede di adoperare un cavo Giallo-Verde avente diametro superiore a  $95 \text{ mm}^2$  del tipo FG16(O)R.

Il cavo di cui sopra è opportunamente giuntato al conduttore di rame nudo, è inserito da 5 m prima e fino a 5 m dopo il punto di interferenza e assicura una resistenza analoga a quella della corda di rame nudo di  $95 \text{ mm}^2$ .

In definitiva, si realizza una maglia di terra complessiva in grado di ottenere una resistenza di terra con un più che sufficiente margine di sicurezza (elaborato di progetto "MAOE080 Schema rete di terra impianto eolico"), in accordo con la Normativa vigente.

#### 2.3.4. Linea AT di collegamento alla RTN

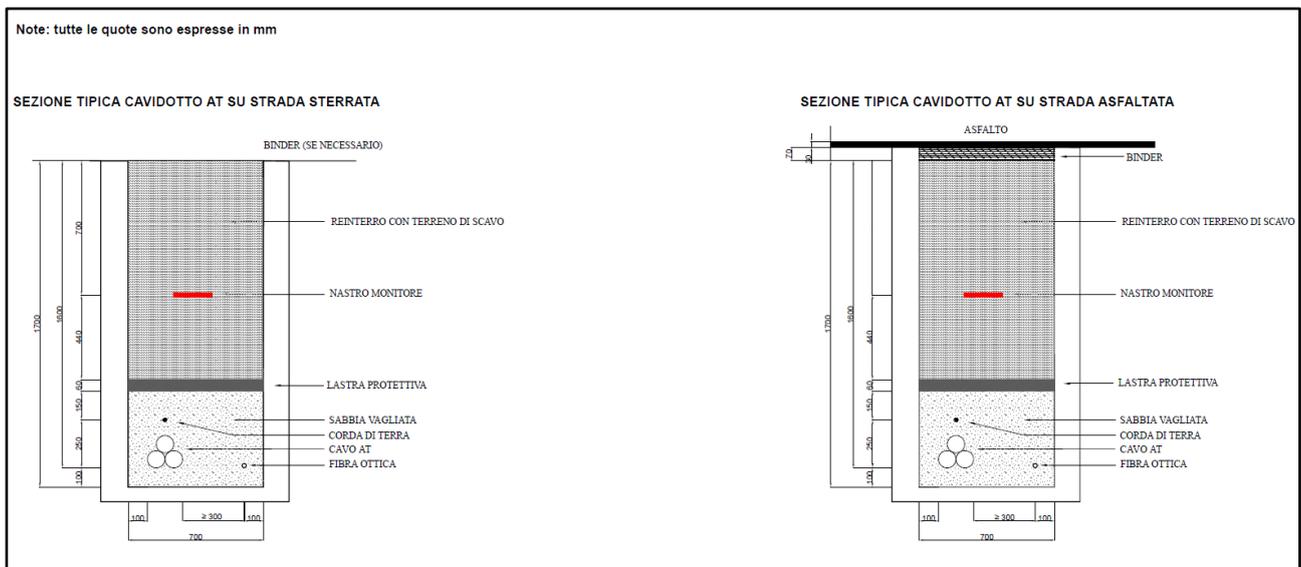
---

Il collegamento tra la SEU 150/33 kV e il nuovo stallo della Stazione Elettrica 150 kV (SE) denominata "Buddusò" è realizzato tramite linea direttamente interrata a 150 kV di lunghezza di circa 24.000 m e composto da una terna di cavi unipolari ARE4H5E a 150 kV di sezione  $400 \text{ mm}^2$ , in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in alluminio, schermo semiconduttivo del conduttore, isolamento in polietilene reticolato XLPE,  $U_0/U_n (U_{max}) 87/150 (170 \text{ kV}) \text{ kV}$ , portata nominale di 450 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallica e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

I cavi sono caratterizzati da una posa a trifoglio, sono posati a 1,60 m dal piano di calpestio e su un letto di sabbia di 0,1 m, sono ricoperti da uno strato di 0,4 m di sabbia, al di sopra del quale una lastra protettiva in cemento ne assicurerà la protezione meccanica.

A 0,7 m dal piano di calpestio un nastro monitore ha lo scopo di segnalare la presenza dei cavi al fine di evitarne eventuali danneggiamenti seguenti ad eventuali scavi da parte di terzi.

La terna di cavi in AT è distante sul piano orizzontale almeno 0,3 m dal cavo in fibra ottica, mentre nel letto di sabbia è previsto anche un cavo unipolare di protezione, così come rappresentato nel dettaglio dell'elaborato di progetto "MAOE089 Sezione tipica della trincea cavidotto AT".

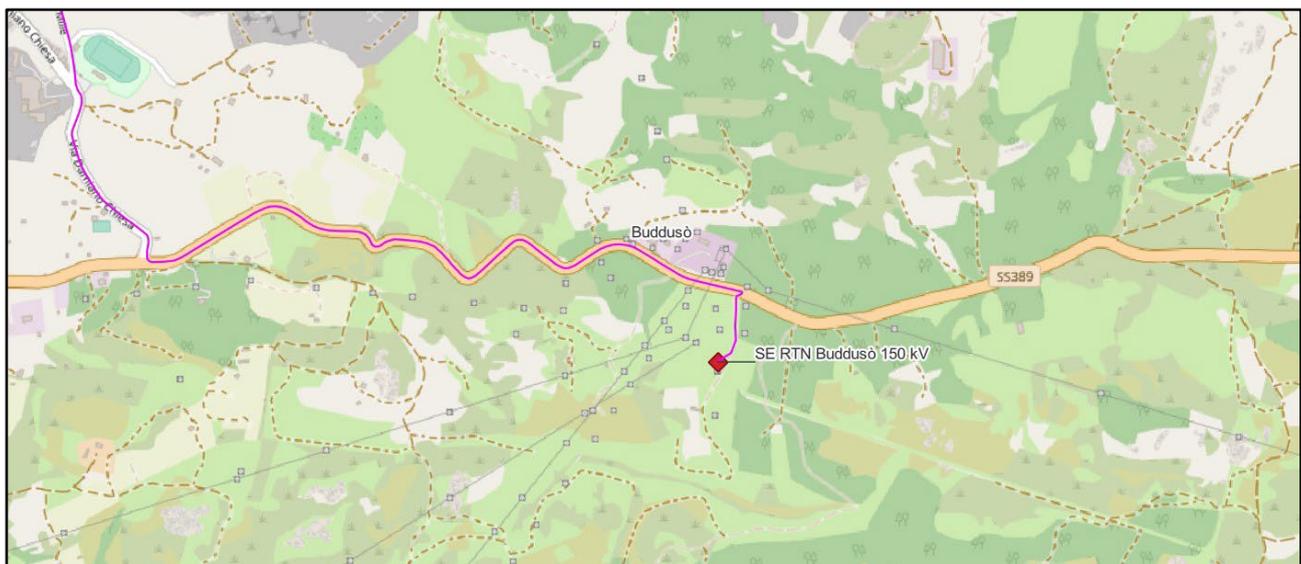


**Figura 2.3.5.1:** Sezione tipica del cavidotto AT di connessione tra la SEU 150/33 kV e il nuovo stallo della Stazione Elettrica della RTN 150 kV denominata “Buddusò”

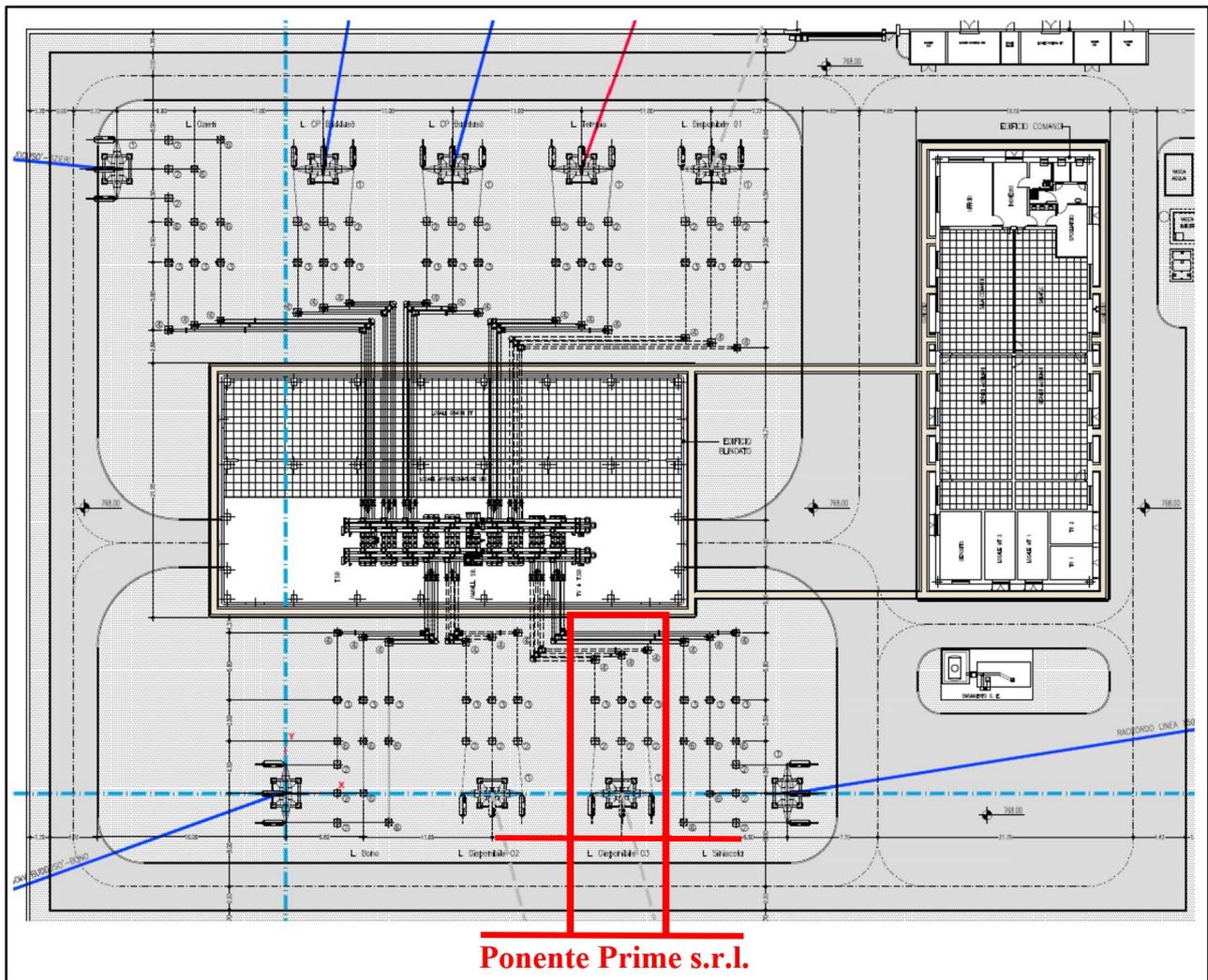
La scelta dei particolari cavi AT e delle relative condizioni di posa potranno comunque subire modifiche, non sostanziali, in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate.

### 2.3.5. Stallo arrivo produttore

La linea interrata AT 150 kV, di collegamento tra la SEU e la SE RTN 150 kV Buddusò, si andrà a collegare allo stallo di arrivo produttore a 150 kV che costituisce l’impianto di rete per la connessione, come indicato nella STMG di Terna (**Figura 2.3.5.1, Figura 2.3.5.2 e Figura 2.3.5.3**).



**Figura 2.3.5.1:** Individuazione SE RTN 150 kV “Buddusò” di futura realizzazione



**Figura 2.3.5.2:** Planimetria della SE RTN a 150 kV “Buddusò” con l’ubicazione dello stallo a 150 kV

Nella seguente figura sono rappresentati rispettivamente il dettaglio della planimetria dello stallo di cui sopra e la relativa sezione (“MAOE090 Sottostazione elettrica RTN (stallo AT di competenza) - planimetria e sezione elettromeccanica”).



Le apparecchiature che costituiscono lo stallo all'interno della stazione elettrica 150 kV rispondono alle specifiche Terna e sono di seguito elencate:

- terminali cavi AT;
- sbarre 150 kV;
- trasformatori di Tensione capacitivi 150 kV;
- trasformatori di corrente 150 kV;
- sezionatore unipolare orizzontale con lame di terra 150 kV;
- sezionatori unipolari verticale 150 kV;
- interruttore tripolare 150 kV;
- scaricatori di sovratensione 150 kV.

### **3. DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO**

---

L'impianto eolico avrà una vita di circa 30 anni che inizierà con le opere di approntamento di cantiere fino alla dismissione dello stesso e il ripristino dello stesso con il ripristino dei luoghi. Si prevedono pertanto tre fasi:

- a) costruzione;
- b) esercizio e manutenzione;
- c) dismissione.

#### **3.1. Costruzione**

---

Le opere di costruzioni possono essere distinte in tre parti distinte, le opere civili, opere elettriche e le opere di installazione elettromeccaniche degli aerogeneratori e relativa procedura di collaudo e avviamento.

##### 3.1.1. Opere civili

---

Le opere civili riguardano il movimento terra per la realizzazione di strade e piazzole necessarie per la consegna in sito dei vari componenti dell'aerogeneratore e la successiva installazione.

Le strade esistenti che verranno adeguate e quelle di nuova realizzazione avranno una larghezza minima di 5 m e le piazzole per le attività di stoccaggio e montaggio degli aerogeneratori avranno una dimensione pari a circa 1100 mq come riportato nell'elaborato "MAOC047 Pianta e sezione tipo piazzola (cantiere e esercizio)".

La consegna in sito delle pale e delle torri avverrà mediante l'utilizzo di rimorchi semoventi e blade lifter (mezzi eccezionali che consentono di ridurre gli ingombri in fase di trasporto in curva) al fine di minimizzare i movimenti terra e gli interventi di adeguamento della viabilità esterna di accesso al sito.

La turbina eolica verrà installata su di una fondazione in cemento armato del tipo indiretto su pali. La

connessione tra la torre in acciaio e la fondazione avverrà attraverso una gabbia di tirafondi opportunamente dimensionati al fine di trasmettere i carichi alla fondazione e resistere al fenomeno della fatica per effetto della rotazione ciclica delle pale. La progettazione preliminare delle fondazioni è stata effettuata sulla base della relazione geologica e in conformità alla normativa vigente.

I carichi dovuti al peso della struttura in elevazione, al sisma e al vento, in funzione delle caratteristiche di amplificazione sismica locale e delle caratteristiche geotecniche puntuali del sito consentiranno la progettazione esecutiva delle fondazioni affinché il terreno di fondazione possa sopportare i carichi trasmessi dalla struttura in elevazione.

In funzione della relazione geologica e dei carichi trasmessi in fondazione dall'aerogeneratore, in questa fase si è ipotizzata una fondazione di forma tronco-conica di diametro alla base pari a 20 m su 6 pali di diametro pari ad 1 m e lunghezza pari a 15 m.

### 3.1.2. Opere elettriche e di telecomunicazione

---

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico, oggetto del presente lavoro, possono essere suddivise in 5 sezioni:

- opere elettriche di collegamento elettrico tra aerogeneratori, alla stazione di trasformazione e al BESS;
- opere elettriche di trasformazione 150/33 kV;
- opere elettriche per la realizzazione del BESS;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione di trasformazione, tra quest'ultima e la stazione Terna.

I collegamenti tra il parco eolico e la Stazione Elettrica Utente (SEU) avverranno tramite linee interrato, esercite a 33 kV, ubicate lungo la rete stradale esistente e sui tratti di strada di nuova realizzazione che verranno poi utilizzati nelle fasi di manutenzione.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata alla SEU 150/33 kV, dalla quale, mediante una linea elettrica interrato in AT, esercita a 150 kV, l'energia verrà convogliata in corrispondenza dello stallo assegnato da Terna all'interno di una Stazione Elettrica RTN 150 kV Tempio. All'interno del parco eolico verrà realizzata una rete in fibra ottica per collegare tutte le turbine eoliche ad una sala di controllo interna alla SEU attraverso cui, mediante il collegamento a internet, sarà possibile monitorare e gestire il parco da remoto. Tale rete di fibra ottica verrà posata all'interno dello scavo che verrà realizzato per la posa in opere delle linee di collegamento elettrico.

---

### 3.1.3. Installazione aerogeneratori

---

La terza fase della costruzione consiste nel trasporto e montaggio degli aerogeneratori. È stato previsto di raggiungere ogni piazzola di montaggio per scaricare i componenti, installare i primi due tronchi di torre direttamente sulla fondazione (dopo che quest'ultima avrà superato i 28 giorni di maturazione del calcestruzzo e i test sui materiali hanno avuto esito positivo) e stoccare in piazzola i restanti componenti per essere installati successivamente con una gru di capacità maggiore.

Completata l'installazione di tutti i componenti, si passerà successivamente al montaggio elettromeccanico interno alla torre affinché l'aerogeneratore possa essere connesso alla Rete Elettrica e, dopo opportune attività di commissioning e test, possa iniziare la produzione di energia elettrica.

### 3.2. Esercizio e manutenzione

---

La fase di gestione dell'impianto prevede interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. Le torri eoliche sono dotate di telecontrollo; durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche. In caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, saranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro a 33 kV posto a base della torre. Inoltre, sarà previsto un piano di manutenzione della viabilità e delle piazzole al fine di garantire sempre il raggiungimento degli aerogeneratori ed il corretto deflusso delle acque in corrispondenza dei nuovi tratti di viabilità.

### 3.3. Dismissione dell'impianto

---

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo un'attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia. In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce a caratterizzare questa fonte come effettivamente "sostenibile" è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione. Una volta esaurita la vita utile dell'impianto è cioè possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nel "MAEG006 Piano di dismissione".

## 4. FINALITÀ DEL PROGETTO

---

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- Incremento a livello Nazionale della quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili quale il vento;

- Sistema di accumulo di energia elettrica per meglio rispondere alla domanda di energia elettrica;
- In fase di produzione, impatto ambientale relativo all'emissioni atmosferiche locale nullo, in relazione alla totale assenza di emissioni inquinanti, contribuendo così alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti in accordo con quanto ratificato a livello nazionale all'interno del Protocollo di Kyoto;
- sensibilità della committenza sia ai problemi ambientali che all'utilizzo di nuove tecnologie ecocompatibili;
- miglioramento della qualità ambientale e paesaggistica del contesto territoriale su cui ricade il progetto.

Gli impianti eolici, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica soprattutto in aree geografiche come quella interessata dal progetto che, grazie alla propria particolare vocazione, sono in grado di garantire una sensibile diminuzione del regime di produzione delle centrali termoelettriche tradizionali, il cui funzionamento prevede l'utilizzo di combustibile di tipo tradizionale (gasolio, gas o combustibili fossili) e quindi garantire la diminuzione delle importazioni da paesi esteri.

#### 4.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

Il servizio offerto dall'impianto in progetto consiste nell'aumento della quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile e nella conseguente diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica dovute ai processi delle centrali termoelettriche tradizionali.

Per valutare quantitativamente la natura del servizio offerto, possono essere considerati i valori specifici delle principali emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale (fonte IEA):

CO <sub>2</sub> (anidride carbonica)	496 g/kWh
S <sub>02</sub> (anidride solforosa)	0,93 g/kWh
NO <sub>2</sub> (ossidi di azoto)	0,58 g/kWh
Polveri	0.029 g/kWh

**Tabella 4.1.1** - Valori specifici delle emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale - *Fonte IEA*

Sulla scorta di tali valori ed alla luce della producibilità prevista per l'impianto proposto, è possibile riassumere come di seguito le prestazioni associabili al parco eolico in progetto:

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	86.400,00	PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	187.315.200,00
Emissioni CO <sub>2</sub> [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	92.908,34
Emissioni S <sub>02</sub> [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	174,20

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Emissioni NO <sub>2</sub> [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	108,64
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	5,43
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	104.064,00

**Tabella 4.1.2:** Valore dei benefici attesi dalla produzione di energia eolica

Data la previsione di immettere in rete l'energia generata dall'impianto in progetto, risulta significativo quantificare la copertura offerta della domanda energetica in termini di utenze familiari servibili, considerando per quest'ultime un consumo medio annuo di 1.800 kWh.

Quindi, essendo la producibilità stimata per l'impianto in progetto, pari a 187 **GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 100.000 famiglie.

Tale risultato consente di confermare l'importanza del contributo offerto dal progetto alla lotta contro i cambiamenti climatici, alla transazione ecologica e all'indipendenza energetica della nostra Nazione.

La realizzazione del progetto risulta avere, inoltre, impatti positivi sul territorio interessato sia a breve che a lungo termine.

In primis va evidenziato il positivo impatto sul livello occupazionale dell'area sia in fase di realizzazione a breve termine che in fase di esercizio a lungo termine.

In secondo luogo, le infrastrutture viarie a servizio del parco eolico subiranno un miglioramento grazie agli interventi di adeguamento previsti da cui la popolazione locale trarrà benefici a lungo termine.

## **5. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE**

Si riportano qui di seguito alcune idee per la eventuale realizzazione di progetti di sviluppo locale che la Società valuterà di proporre a titolo volontario a seguito della realizzazione del parco eolico e in ottica di compensazione ambientale nei limiti di spesa previsti per legge:

- 1) Rinnovamento e miglioramento del sistema viario in prossimità delle aree dell'impianto eolico e relative opere di connessione alla rete RTN;
- 2) Miglioramento e adeguamento della viabilità esistente nel Comune di Alà dei Sardi nelle aree ove sono presenti terreni gravate da usi civici al fine di migliorare la fruibilità degli stessi ai cittadini locali;
- 3) Formazione presso le scuole in materia di fonti rinnovabili e della green energy attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'impianto eolico;
- 4) Formazione per la creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili;

- 5) Supporto alla Cultura locale e al decoro dei centri storici dei Comuni interessati dalle opere;
- 6) Creazioni di comunità energetica nell'ottica di condividere il valore dell'impianto eolico;
- 7) Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- 8) Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione e delle piazzole definitive;
- 9) Bonifiche di eventuali siti inquinati a seguito di abbandono illecito dei rifiuti.
- 10) Ulteriori interventi verranno concordati con gli Organi Istituzionali competenti locali.

## **6. INSERIMENTO NORMATIVO PER DEFINIZIONE LAYOUT**

Per il corretto inserimento del parco eolico si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, nel Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna approvato con la deliberazione della Giunta Regionale n. 45/40 del 2 agosto 2016, della Delibera di Giunta Regionale N. 59/90 del 27.11.2020, in merito all'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, da quanto riportato nel Piano Paesistico Regionale, approvato con L.R. n. 8 il 25/11/2004, delle regole di buona progettazione e corretto inserimento ritenute opportune al fine di minimizzare gli impatti sull'area di progetto.

Nel seguente elenco vengono riportati, in maniera non esaustiva, le principali aree prese in considerazione per la corretta definizione del layout d'impianto in funzione del quadro normativo di settore vigente in Sardegna:

1. Aree non idonee FER come da DGR 59/90 del 27.11.2020)
2. Progetto natura (SIC, ZPS, EUAP, Riserve, aree umide);
3. Distanza da attenzionale dai perimetri aree Natura 2000 pari ad un buffer di 3000 m;
4. Immobili e aree di notevole interesse pubblico (D.lgs 42/2004);
5. Siti e aree archeologiche con buffer di 500 m.
6. Aree percorse dal fuoco negli ultimi 10 anni;
7. Aree boscate;
8. Distanze di rispetto dagli insediamenti rurali al fine di limitare gli impatti visivi, acustici e di ombreggiamento, ogni singolo aerogeneratore dovrà rispettare una distanza pari a:
  - 300 m da corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario diurno (h. 6.00 – h. 22.00);
  - 500 m da corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario notturno (h. 22.00 – 6.00), o case rurali ad utilizzazione residenziale di carattere stagionale;

- 700 m da nuclei e case sparse nell'agro, destinati ad uso residenziale, così come definiti all'art. 82 delle NTA del PPR.
9. Zone umide, Habitat naturali con buffer 1000 m da attenzionare;
  10. Distanza delle turbine dal perimetro dell'area urbana pari ad un buffer di 1200 m;
  11. Distanza da strade provinciali o nazionali e da linee ferroviarie pari ad un buffer di 220 m;
  12. Distanza da strade che conducono ad abitazioni singole pari ad un buffer 100 m;
  13. Distanza dell'elettrodotto aereo AT, SEU e RTN pari a un buffer di 1000 m dall'edificato urbano;
  14. Distanza da elettrodotti aerei 150 kV esistenti e di futura realizzazione pari ad buffer di 200 m (ribaltamento);
  15. Distanze di rispetto dai beni paesaggistici e identitari (Nuraghi) pari ad un buffer di 200 m (ribaltamento);
  16. Distanze dai fiumi pari ad un buffer di 150 m;
  17. Distanze dai laghi pari ad un buffer di 300 m;
  18. Vincolo idrogeologico;
  19. Vincoli PAI R1 e R2 da attenzionare con particolari accorgimenti progettuali per ridurre il livello di rischio;
  20. Vincoli PAI R3 e R4 da non interessare.

### **6.1. Criteri di progettazione strutture e impianti**

È prassi consolidata far riferimento alla normativa internazionale IEC 61400-1 "Design requirements". Questa norma fornisce prescrizioni per la progettazione degli aerogeneratori col fine di assicurarne l'integrità tecnica e, quindi, un adeguato livello di protezione di persone, animali e cose contro tutti i pericoli di danneggiamento che possono accadere nel corso del ciclo di vita degli stessi. Si deve sottolineare che tutte le prescrizioni della serie di norme IEC 61400 non sono obbligatorie; è chiaro, d'altro canto, che i modelli di aerogeneratori che vengono prodotti secondo gli standard in essa contenuti possono ben definirsi come quelli più sicuri sul mercato.

Si precisa che la progettazione e le verifiche di una struttura in Italia sono effettuate, ai sensi del D.M. 17 gennaio 2018 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 20 febbraio 2018 n. 8 - Suppl. Ord.) "Norme tecniche per le Costruzioni" (di seguito NTC2018) e della Circolare 21 gennaio 2019 n. 7 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 11 febbraio 2019 n.5-Suppl.Ord.) "Istruzioni per l'applicazione dell' Aggiornamento delle Norme Tecniche delle Costruzioni" di cui al D.M. 17 gennaio 2018".

Per quanto non diversamente specificato nella suddetta norma, per quanto riportato al capitolo 12 delle NTC 2018, si intendono coerenti con i principi alla base della stessa, le indicazioni riportate nei

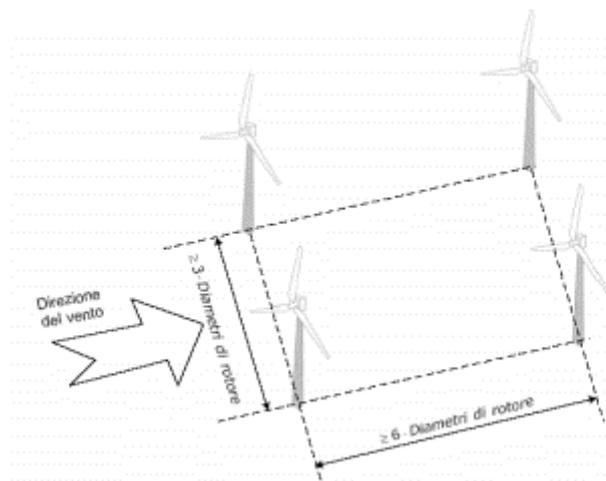
seguenti documenti:

- Eurocodici strutturali pubblicati dal CEN, con le precisazioni riportate nelle Appendici Nazionali;
- Norme UNI EN armonizzate i cui riferimenti siano pubblicati su Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea;
- Norme per prove su materiali e prodotti pubblicate da UNI.

Inoltre, a integrazione delle presenti norme e per quanto con esse non in contrasto, possono essere utilizzati i documenti di seguito indicati che costituiscono riferimenti di comprovata validità:

- Istruzioni del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida del Servizio Tecnico Centrale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida per la valutazione e riduzione del rischio sismico del patrimonio culturale e successive modificazioni del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, previo parere del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici sul documento stesso;
- Istruzioni e documenti tecnici del Consiglio Nazionale delle Ricerche (C.N.R.).

In ultimo, per il posizionamento di ogni aerogeneratore ha tenuto conto della direzione prevalente del vento in si è adottato il criterio base di progettazione rispettando una distanza pari a 3 D (non inferiore a  $45^\circ$ ) e 5 D rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e la direzione prevalente del vento



**Figura 6.1.1:** Criterio di progettazione per definizione layout

## **7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO**

In merito alla valutazione della sicurezza dell'impianto sono stati presi in considerazione gli effetti di:

- shadow-flickering;
- impatto acustico;
- impatto elettromagnetico;
- rottura accidentale di organi rotanti.

---

### 7.1. Effetti di shadow-flickering

---

Lo shadow - flickering indica l'effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore in movimento interferiscono con la luce solare in maniera intermittente. Tale variazione alternata di intensità luminosa, a lungo andare, può provocare fastidio alle persone che vivono nelle abitazioni le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso. La possibilità e la durata di tali effetti dipendono, dunque, da queste condizioni ambientali: la posizione del sole, l'ora del giorno, il giorno dell'anno, le condizioni atmosferiche ambientali e la posizione della turbina eolica rispetto ad un ricettore sensibile.

Il potenziale impatto generato dallo Shadow Flickering è studiato utilizzando il software di calcolo WINDPRO e analizzato nel dettaglio nel seguente documento tecnico, a cui si rimanda per approfondimenti: *"MASA123 Studio sugli effetti dello shadow flickering"*.

Il fenomeno dello shadow flickering è stato condotto considerando gli 12 aerogeneratori di nuova realizzazione e relativi al progetto del Parco Eolico Gallura in corrispondenza de ricettori più sensibili ai nuovi aerogeneratori.

Nella stima effettuata si assumono le seguenti ipotesi restrittive:

- l'impianto eolico sempre in funzione durante le ore di sole;
- altezza minima del sole sull'orizzonte pari a 3°;
- piano del rotore sempre ortogonale alla congiungente tra l'osservatore e il sole;
- totale assenza di ostacoli o schermi vegetazionali presenti negli spazi circostanti i possibili ricettori e che potrebbero inficiare il fenomeno;
- ricettori in modalità "green house", ovvero le finestre delle abitazioni attenzionate non orientate in una particolare direzione ma omnidirezionali.

Dai risultati ottenuti è stato possibile verificare che per ogni ricettore il valore atteso delle ore d'ombra intermittente per anno è inferiore al valore di 30 ore/anno, parametro considerato di qualità a livello internazionale, a meno di 4 ricettori per i quali il suddetto valore è superiore a tale limite ma, come analizzato nello studio specifico, il fenomeno non altera le condizioni di sicurezza per i relativi utilizzatori.

---

### 7.2. Impatto acustico

---

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della *"MASA112 Studio previsionale d'impatto acustico"* a cui si rimanda per maggiori dettagli.

In particolare, al fine di simulare l'impatto acustico delle pale eoliche sull'ambiente sono stati effettuati rilevamenti fonometrici ante operam per individuare il rumore di fondo presente prima dell'installazione del parco eolico. Successivamente è stata effettuata una previsione dell'alterazione del campo sonoro prodotto dall'impianto in progetto.

Dall'analisi previsionale svolta si evince che le zone del territorio in cui è superato il livello di emissione di rumore di 44 dB(A) previsto dalla normativa vigente non includono alcun ricettore sensibile.

Il livello di emissione/immissione presso i ricettori sensibili e la verifica del livello differenziale sono rispettati.

Pertanto, alla luce delle misurazioni effettuate e relativi calcoli previsionali, si evince che il parco eolico in progetto, non produce inquinamento acustico, essendo che le emissioni previste sono conformi ai limiti imposti dalla legislazione vigente, e rispettano i limiti del piano di zonizzazione acustica.

### **7.3. Impatto elettromagnetico**

L'analisi completa delle emissioni elettromagnetiche associate alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento e dovute potenzialmente al cavidotto MT e AT, alla stazione elettrica d'utenza e alla stazione condivisa, è stata effettuata nella specifica Relazione sull'Elettromagnetismo (D.P.C.M. 08/07/03 e D.M 29/05/08) a cui si rimanda per i dettagli: *"MASA118 Relazione impatto elettromagnetico"*.

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che nell'area in esame non sussistono condizioni tali da lasciar presupporre la presenza di radiazioni al di fuori della norma. L'analisi degli impatti ha infatti concluso questi essere NON SIGNIFICATIVI sulla popolazione.

Inoltre, poiché gli unici potenziali ricettori, durante le tre fasi di costruzione, esercizio e dismissione, sono gli operatori di campo, la loro esposizione ai campi elettromagnetici sarà gestita in accordo con la legislazione sulla sicurezza dei lavoratori applicabile (D.lgs. 81/2008 e smi).

### **7.4. Rottura accidentale di organi rotanti**

Lo studio della rottura degli organi rotanti è stato svolto mediante il calcolo della traiettoria di una pala del rotore in caso di rottura dell'attacco bullonato che unisce la pala al mozzo, secondo i principi della balistica, nella specifica Relazione di calcolo della gittata, a cui si rimanda per gli approfondimenti: *"MASA122 Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti"*.

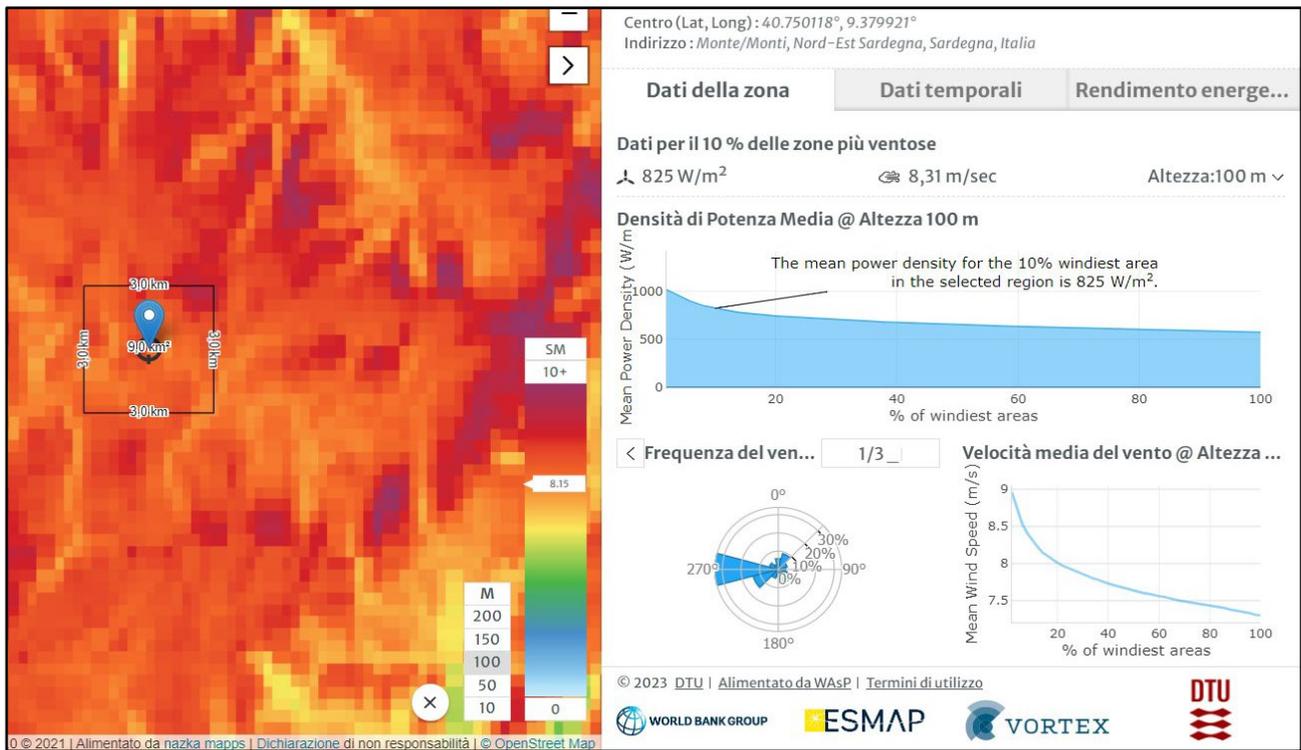
In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che in un intorno di ampiezza pari a circa 226,7 m che rappresenta il valore di gittata massima stimato, non ricade nessun punto sensibile.

## **8. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO**

### **8.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto**

Il progetto è stato studiato in un'area che presenta un quadro anemologico idoneo all'installazione di un impianto eolico in quanto offre una elevata risorsa eolica, come è possibile rilevare dalla presenza di altri impianti storici presenti in un'area circolare di raggio 15 km dall'impianto oggetto della presente relazione. Nella figura seguente riportiamo una mappa di ventosità dell'area con la rappresentazione del

vento ad un'altezza dal suolo pari a 100 m e relativa rosa dei venti che indica OVEST quale direzione prevalente del vento.



**Figura 8.1.1:** Mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti (Fonte *globalwindatlas.info/en*)

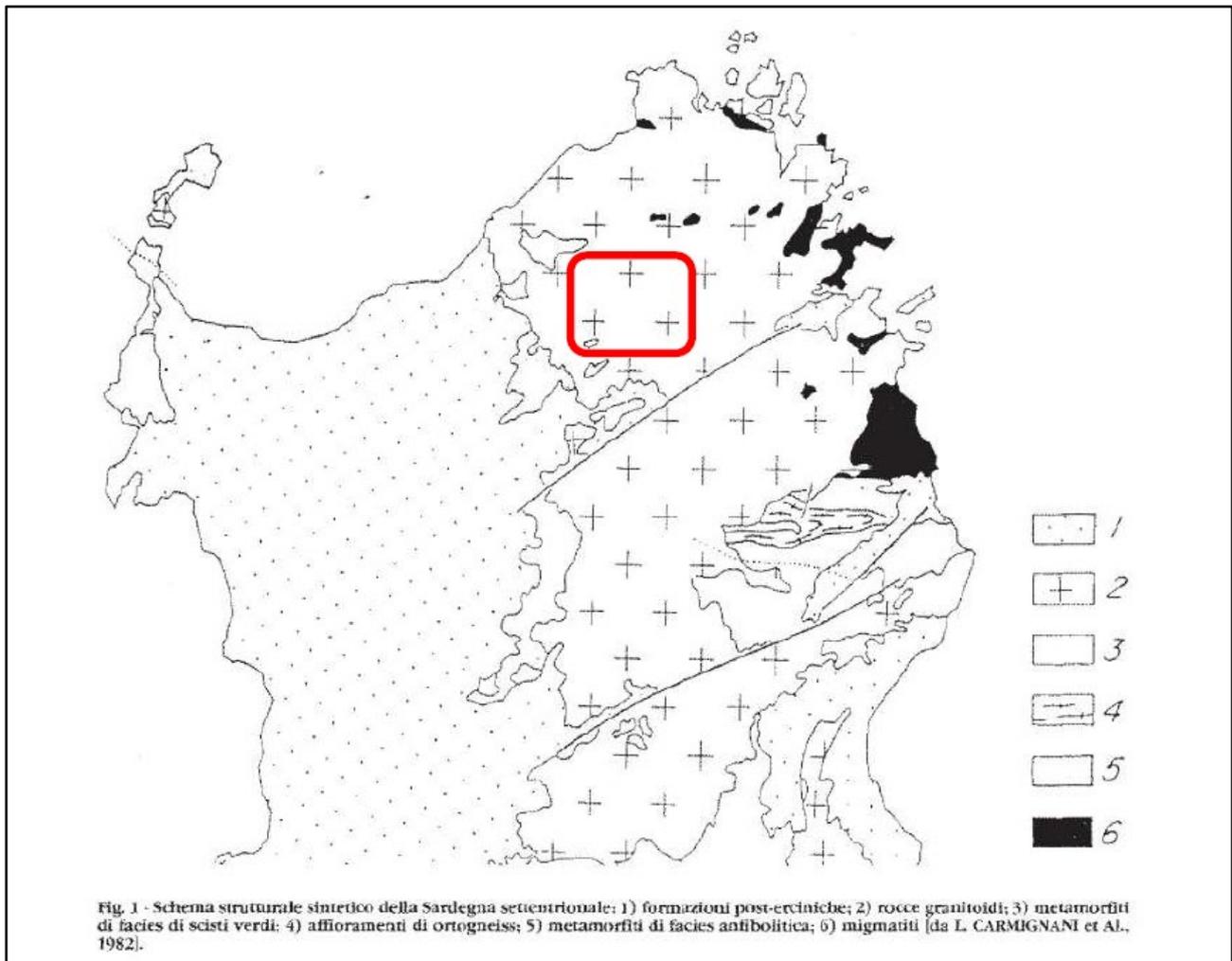
Per maggiori dettagli in merito all'anemologia del sito e relativa misurazione si fa riferimento all'elaborato "MAEG009 Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità" da cui è stata estratta la tabella di sintesi sotto riportata.

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	86.4 MW
Modello WTG	VESTAS V172 7.2 MW (IECS)
Potenza nominale WTG	7,2 MW
N° di WTG	12
Classe IEC	S
Diametro del rotore	172 m
Altezza del mozzo	114 m
Velocità media del vento all'altezza del mozzo (free)	6,1 m/s
<b>Produzione netta (cedibile alla rete)</b>	<b>187.284 MWh</b>
<b>Ore equivalenti</b>	<b>2168</b>

**Tabella 8.1.1:** Risultati stima producibilità

## 8.2. Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento

La zona comprendente l'area dove verrà realizzato il "Parco Eolico Monti Alà dei Sardi", è caratterizzata esclusivamente da un basamento di roccia intrusiva granitoidale, ovvero trattasi di granitoidi tardo ercinici appartenenti all'insieme di plutonici; essi costituiscono circa un quarto dell'isola e, insieme alle intrusioni granitoidi della Corsica, formano il Batolite Sardo-corsico. (Figura 8.2.1)



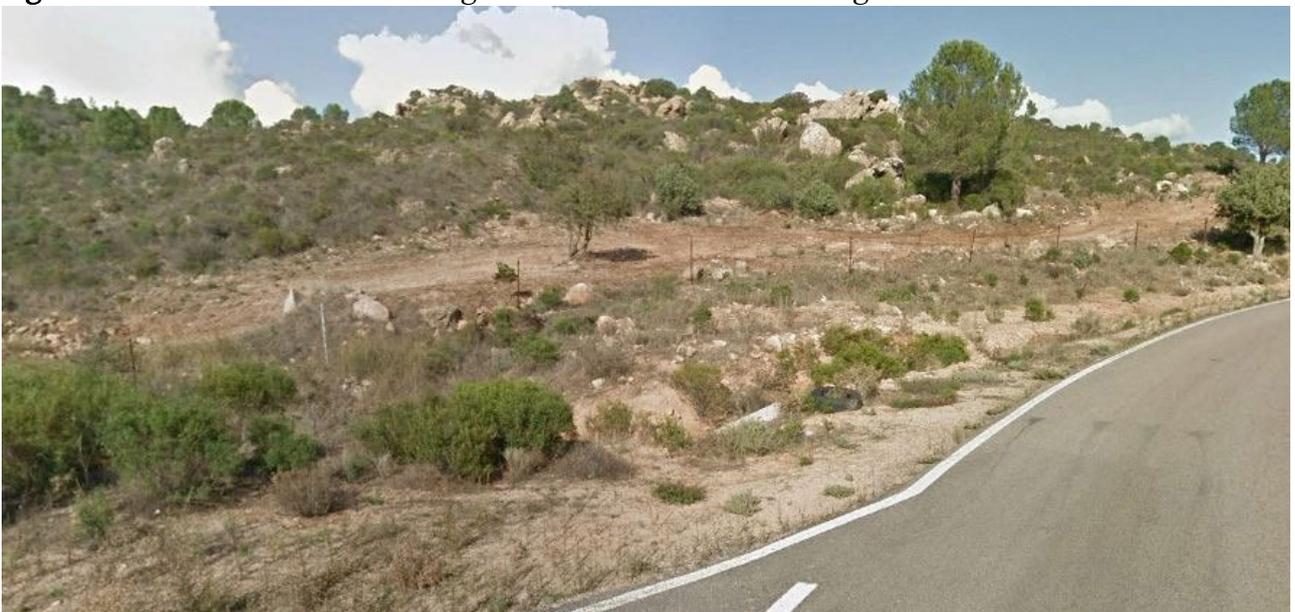
**Figura 8.2.1.:** Schema strutturale sintetico della Sardegna Settentrionale

Dal punto di vista geomorfologico, il territorio appare distinto in varie zone, differenti sia per il tipo di roccia che per il grado di fratturazione.

I leucograniti infatti, presenti prevalentemente nel Monte Limbara e nell'area di P.ta Bozzicu, si distinguono per la presenza di affioramenti continui e tormentati con rilievi elevati e molto acclivi, mentre i monzograniti sono localizzati a quote sensibilmente più basse con acclività e forme dolci e regolari (Figura 8.2.2.).



**Figura 8.2.2:** Affioramento di monzograniti nelle vicinanze dell'aerogeneratore MA03

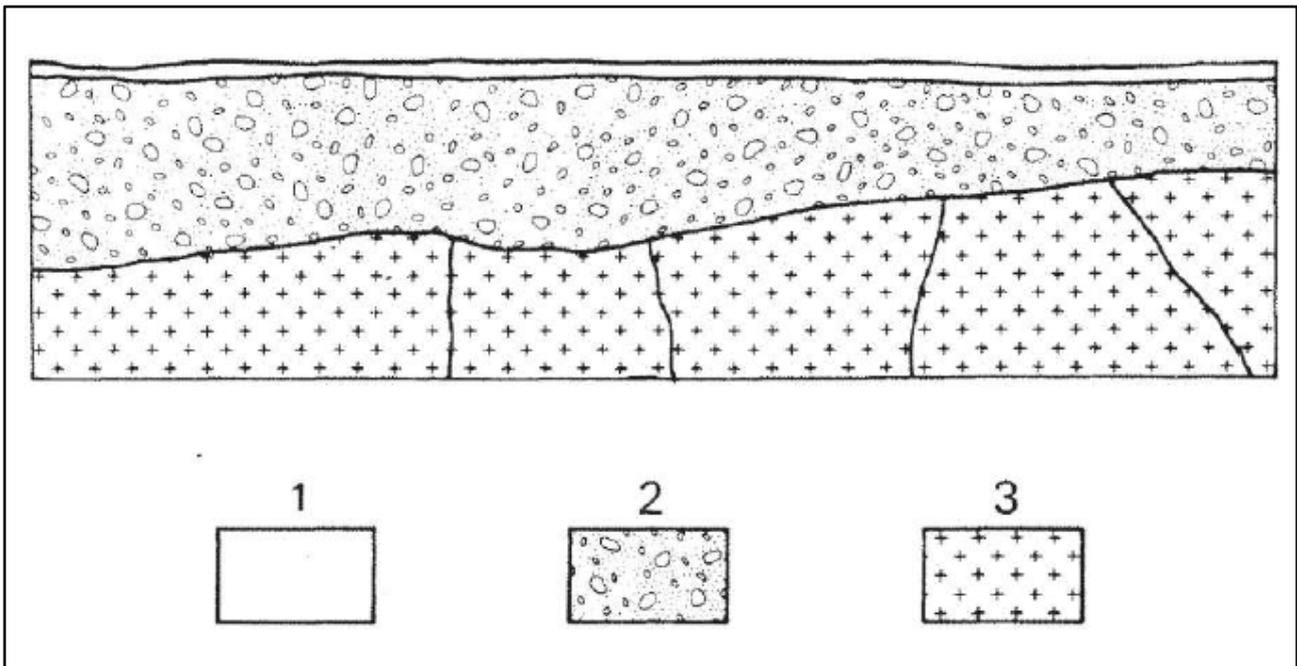


**Figura 8.2.3:** Affioramento di leucograniti nelle vicinanze dell'aerogeneratore MA06

Il paesaggio è dominato da un susseguirsi di altopiani granitici, irregolari e discontinui, la cui andatura è ostacolata da una moltitudine di piccole irregolarità di rilievi che sono soprattutto cavità o meglio delle vasche.

Nelle aree di affioramento dei graniti si riscontra, laddove i caratteri morfologici lo consentono, una coltre di materiali di disfacimento che ricopre la roccia integra (**Figura 8.2.3**).

I processi di arenizzazione, generati dall'azione degli agenti atmosferici in combinazione con lo stato di fratturazione della roccia, portano ad una progressiva degradazione della roccia originaria, con conseguente formazione di una sovrastante zona di arenizzazione; in quest'ultima i fenomeni di alterazione si intensificano fino a generare dei detriti sciolti che definiamo coltri di disfacimento.



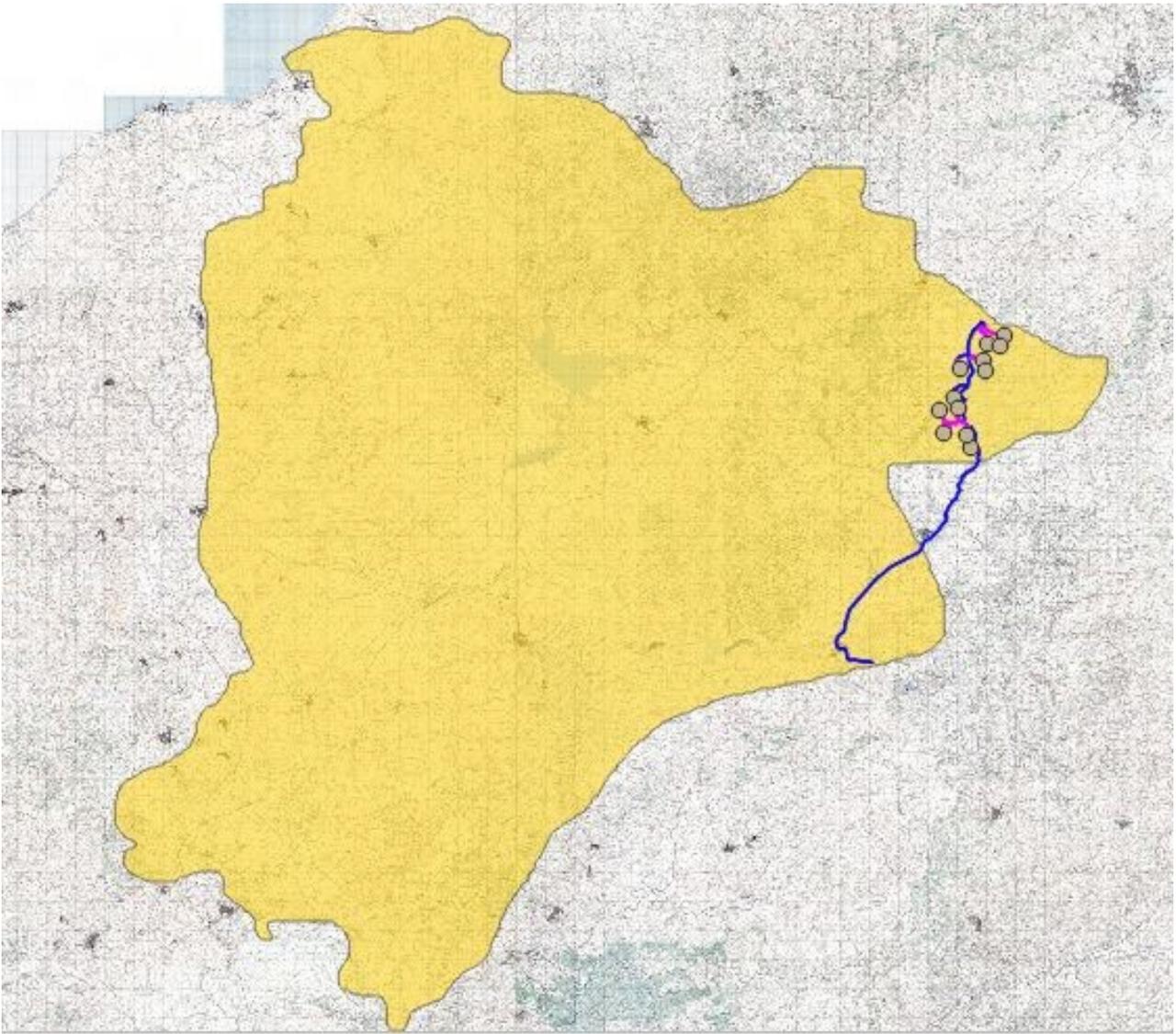
**Figura 8.2.3:** Schema delle formazioni superficiali in sito (1 Suolo / 2 coltre di sabbie ghiaiose derivanti dalla degradazione dei graniti / 3 roccia granitica fessurata)

Lo spessore di tale coltre è variabile ma generalmente non supera i 10,0 metri di spessore, ed è comunque legato alla morfologia sito specifica.

Dalle indagini preliminari svolte, nelle aree di sedime degli aerogeneratori la coltre di alterazione dei graniti costituita da sabbie ghiaiose presenta spessori massimi compresi tra 2,70 a 5,80 metri dal p.c.

Complessivamente il rilevamento geomorfologico di superficie ha evidenziato per gran parte dell'area ottime condizioni di equilibrio ed assenza di fenomeni gravitativi.

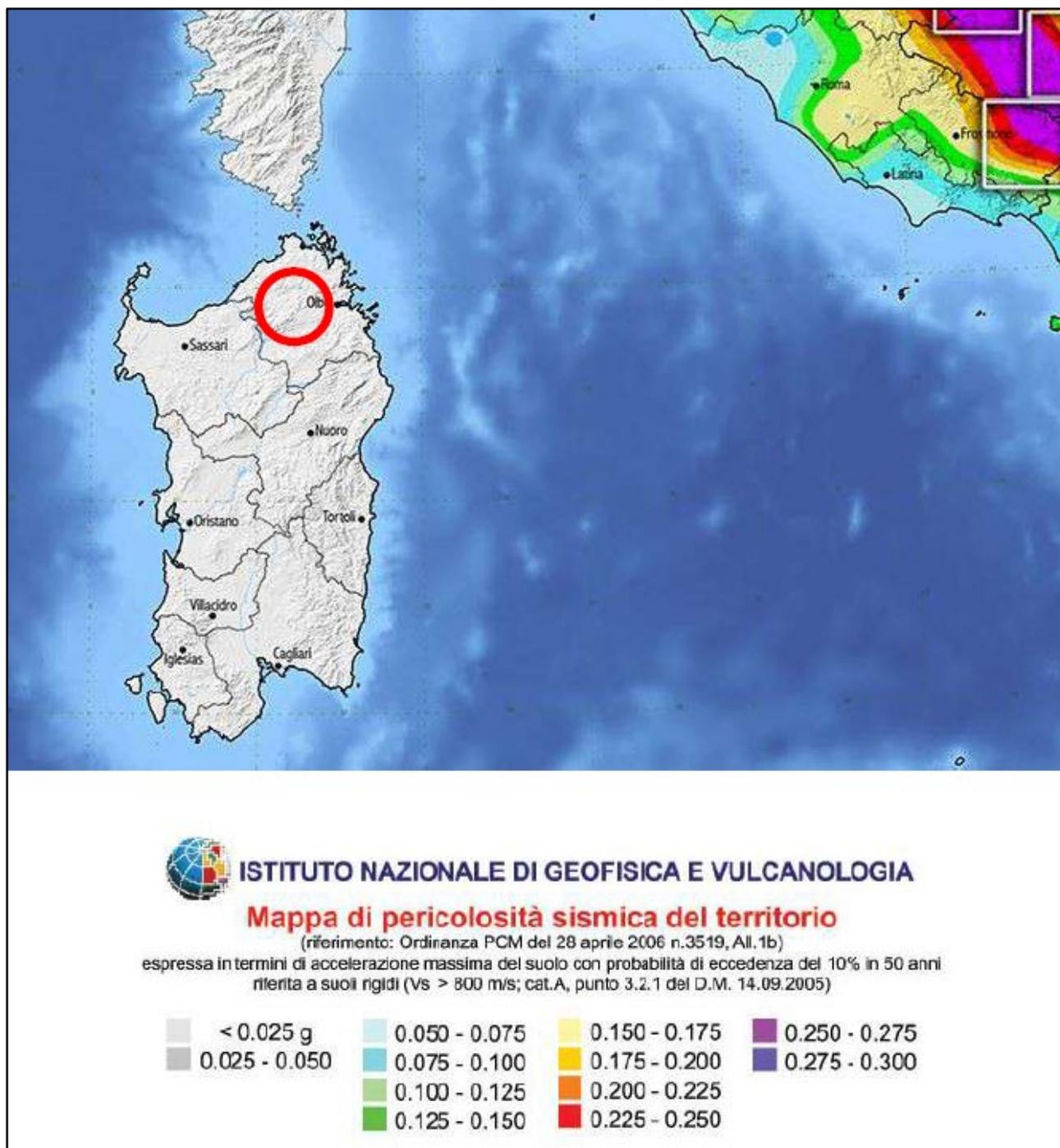
L'intero parco appartiene al bacino idrografico del fiume Coghinas che sfocia 50 Km più a Nord-Ovest nei pressi dell'abitato di Valledora.



**Figura 8.2.4:** Ubicazione degli aerogeneratori all'interno dei bacini idrografici

### 8.3. Classificazione sismica

I territori comunali di Monti e Alà dei Sardi (SS) in base all'Ordinanza P.C.M. del 20 marzo 2003 n.3274, approvata con DGR 2000 del 04/11/2003, sono classificati sismicamente come appartenente alla "Zona 4".



**Figura 8.3.1:** Classificazione sismica dei comuni interessati dal progetto (*Fonte INGV*)

Lo studio di pericolosità sismica, adottato con l'O.P.C.M. del 28 aprile 2006 n. 3519, attribuisce alle 4 zone sismiche degli intervalli di accelerazione orizzontale del suolo (ag), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni.

#### 8.4. Infrastrutture viarie presenti

Con riferimento all'infrastruttura viaria, si è visto che alcune strade esistenti verranno adeguate, in alcuni tratti, per rispettare i raggi di curvatura e l'ingombro trasversale dei mezzi di trasporto dei componenti dell'aerogeneratore. Saranno poi realizzate una serie di strade e di piste di accesso che consentiranno di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno collocati gli aerogeneratori. Nel complesso,

non sono previste significative opere viarie per il raggiungimento degli aerogeneratori in progetto, essendo l'infrastruttura viaria locale mediamente articolata e dunque nel complesso idonea alla realizzazione del Progetto. Per i dettagli in merito alla viabilità di accesso al sito si fa riferimento all'elaborato "*MAEG024 Relazione viabilità di accesso al cantiere (road survey)*".

### 8.5. Opere presenti interferenti

---

Le interferenze rilevate sono essenzialmente di natura progettuale (interferenze con il percorso dell'elettrodotto interrato) e logistica (interferenze con i trasporti).

In particolare, vengono di seguito riportate le tipologie di interferenze rilevate:

1) *interferenze lungo il percorso del cavidotto di progetto:*

- ✓ strade provinciali, statali e Comunali (Ente gestore: Anas, Provincia di Sassari, Comuni di Tempio Pausania, Luras, Calangianus – Anas);
- ✓ linee aeree Telecom;
- ✓ linee elettriche aeree;
- ✓ acquedotti;
- ✓ metanodotti.

2) *Interferenze lungo la viabilità d'accesso dei mezzi di trasporto:*

- ✓ linee aeree Telecom;
- ✓ linee elettriche aeree;
- ✓ segnaletica e illuminazione pubblica;
- ✓ alberi di lungo fusto.

## 9. VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA

---

L'impianto interessa la zona meridionale del Comune di Monti, ove ricadono i 7 aerogeneratori e la zona settentrionale del Comune di Alà dei Sardi, dove ricadono i 5 aerogeneratori e il comune di Buddusò in cui ricade la stazione elettrica di trasformazione 150/33 kV e la stazione elettrica di trasformazione della RTN Terna 380/150 kV, ove verrà realizzato un nuovo stallo AT 150 kV.

Il territorio di Monti si estende per 123,44 kmq ed è prevalentemente collinare. Il suolo è di natura granitica e le superfici risultano ricche di boschi per lo più sugherete, vigneti, macchia mediterranea e numerose sorgenti d'acqua. A sud il paesaggio è dominato da affioramenti granitici dalle forme particolari a testimoniare la modellazione progressiva effettuata dagli agenti atmosferici sulla caratteristica pietra della Gallura. La fauna e la flora presenti nel territorio sono tipicamente mediterranee: picchi, passerii,

pernici, lepri e cinghiali animano estese aree dove querce, corbezzolo, erica, mirto, alaterno, lecci e sughere.

Il Comune di Alà dei Sardi ha un territorio di 188.6 kmq con circa duemila abitanti. È ubicato nella parte nordorientale della Sardegna, nella regione denominata Monteacuto, al confine tra il Logudoro e la Gallura. Il comune è ubicato a 673 metri di altezza sul livello del mare, nell'altopiano di Buddusò ed è localizzato ai piedi dei monti di Alà, le cui vette dominanti superano i 1000 m di altezza. Il territorio è in gran parte montuoso e boschivo e l'attività principale è il pascolo più dell'agricoltura.

Secondo alcuni il nome Alà deriva dal basco "alha" (pastura), per altri dal punico "ala" (luogo alto), per altri ancora è più probabile che possa derivare da "Balà", e indicasse la città dei Balari, popolazione ribelle del periodo romano che abitava il territorio di Alà.

La parte settentrionale, confinante con Berchidda presenta notevoli sommità granitiche, tra cui Punta Senalonga (1076 m. s.l.m.), Punta Giommara Cocco (1036 m.) e Punta Nurattolu (1009 m.).

La zona attorno al paese è principalmente pianeggiante e coperta di boschi di lecci e querce da sughero. La parte meridionale si caratterizza dalla presenza di vallate a bassa altitudine intervallate da alture e ripidi declivi coperti da foreste. Alà è stata abitata fin dal periodo nuragico di cui ancora oggi sono visibili tracce significative di questa civiltà. Il sito nuragico più famoso è Sos nurattolos, a più di mille metri di altezza, composto da una fonte sacra, un capanno circolare per le riunioni, il santuario posto in alto, più alcune piccole abitazioni. Il sito risale all'Età del ferro (900-500 A.C.). Il territorio di Buddusò confina con quello dei comuni di Alà dei Sardi, Bitti, Osidda, Pattada, Oschiri e Berchidda. Occupa una superficie di 21.000 ettari, di cui 9.000 di proprietà del Comune. Il clima è sub-umido tanto da creare un'ambiente favorevole al leccio, la sughera e la quercia che qui trovano le condizioni climatiche più favorevoli.

Il terreno è prevalentemente sabbioso, a grana grossa, di natura silicea, provvisto di poca argilla. Dal punto di vista orografico il territorio di Buddusò è piuttosto irregolare, infatti sono presenti zone pianeggianti, dolci colline e territori montagnosi ed accidentati, e solcato da piccole valli e canali.

#### 9.1.1. Caratteristiche del paesaggio

---

Il contesto in cui si inseriscono l'area di intervento e gran parte del territorio compreso nel buffer sovralocale appartiene al paesaggio del Monteacuto, caratterizzato dall'alternarsi di alture e zone pianeggianti, caratterizzata da una vegetazione costituita dalla macchia mediterranea, da vigneti e da rilievi ricchi di roccia granitica e dalle forme particolari.

I territori più interni sono caratterizzati da boschi, querce e sughere e da imponenti affioramenti granitici e costituiscono le aree più riparate dal vento, mentre la vegetazione delle aree più esterne è costituita principalmente da corbezzolo, mirto, lentischio e cisto.

Il principale corso d'acqua è rappresentato dal fiume Coghinas che suddivide la regione del Logudoro Montecuto in due zone.

Il paesaggio naturale è caratterizzato dalla presenza del fiume Coghinas che, dopo un tragitto tortuoso di circa 123 km, proprio in corrispondenza del territorio di Valledoria termina il suo corso, originando un'ampia piana deltizia, tra le più importanti della Sardegna. La foce del Coghinas rappresenta la zona umida più importante del Nord Sardegna e vanta numerose specie di volatili stanziali e migratori che nidificano in mezzo ai canneti delle rive e delle isolette fluviali.

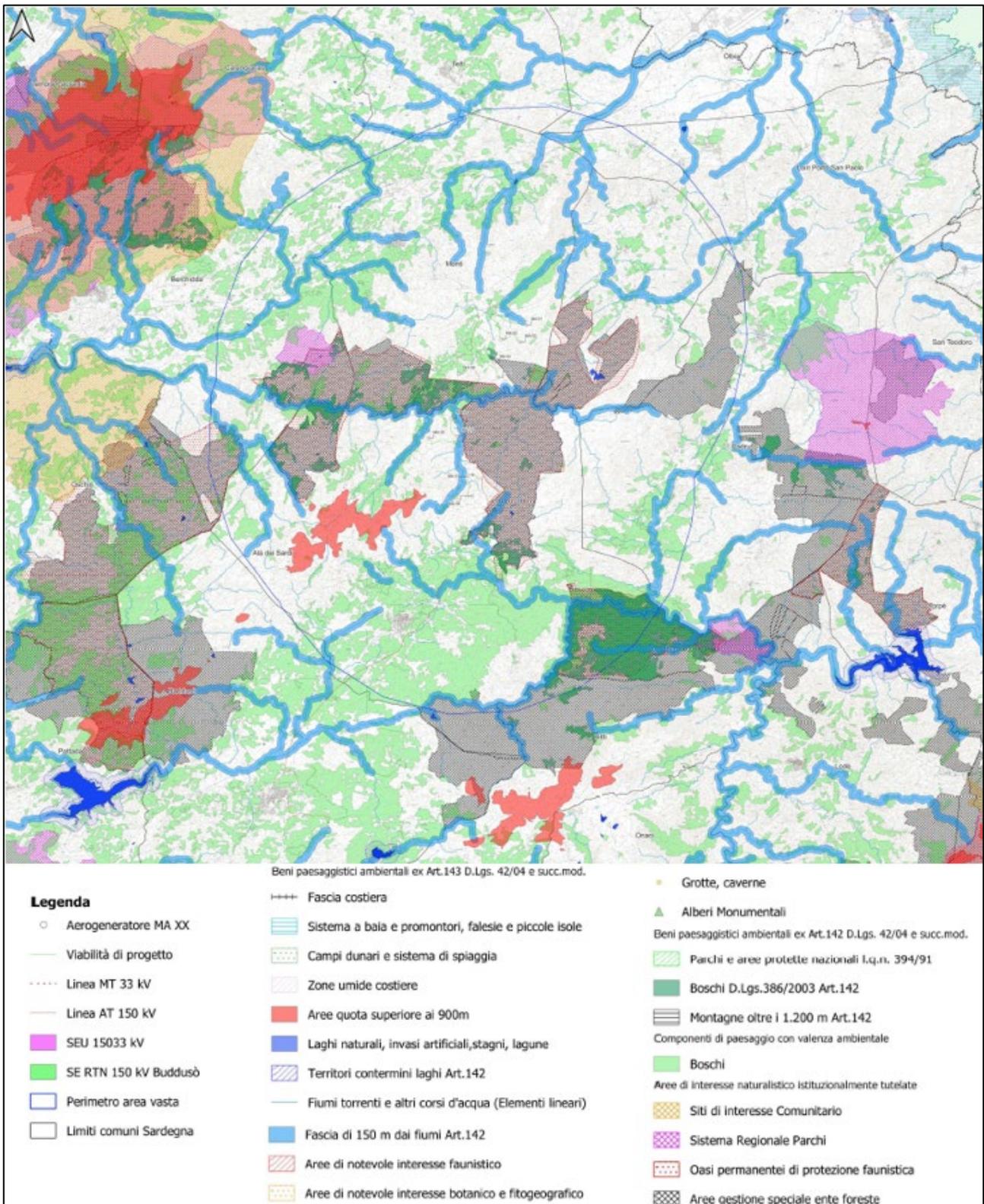
Da un punto di vista geologico – geomorfologico, l'area in esame è caratterizzata esclusivamente da un basamento di roccia intrusiva granitoide, ovvero granitoidi tardo ercinici che costituiscono circa un quarto dell'isola e formano, unitamente alle intrusioni granitoidi della Corsica, il Batolite Sardo-Corso.

Nelle figure seguenti sono rappresentati i vincoli paesaggistici relativamente all'area vasta d'impianto, ovvero i vincoli a carattere ambientale (**Figura 9.1.1.1**), quali i vincoli sui beni paesaggistici ambientali indicati dall'ex Art. 143 D.Lgs. 42/04 e successive modifiche, sulle componenti di paesaggio con valenza ambientale e sulle aree d'interesse naturalistico istituzionalmente tutelate. Gli aerogeneratori e le relative opere connesse non occupano aree vincolate, ad eccezione di tratti di linea elettrica interrata MT ed AT che interferiscono con le aree tutelate per legge (D.Lgs 42/2004 Art. 142 lettera c) "Fiumi, torrenti e corsi d'acqua - buffer 150 m", (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "MASA133 Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta" e "MASA130 Relazione Paesaggistica").

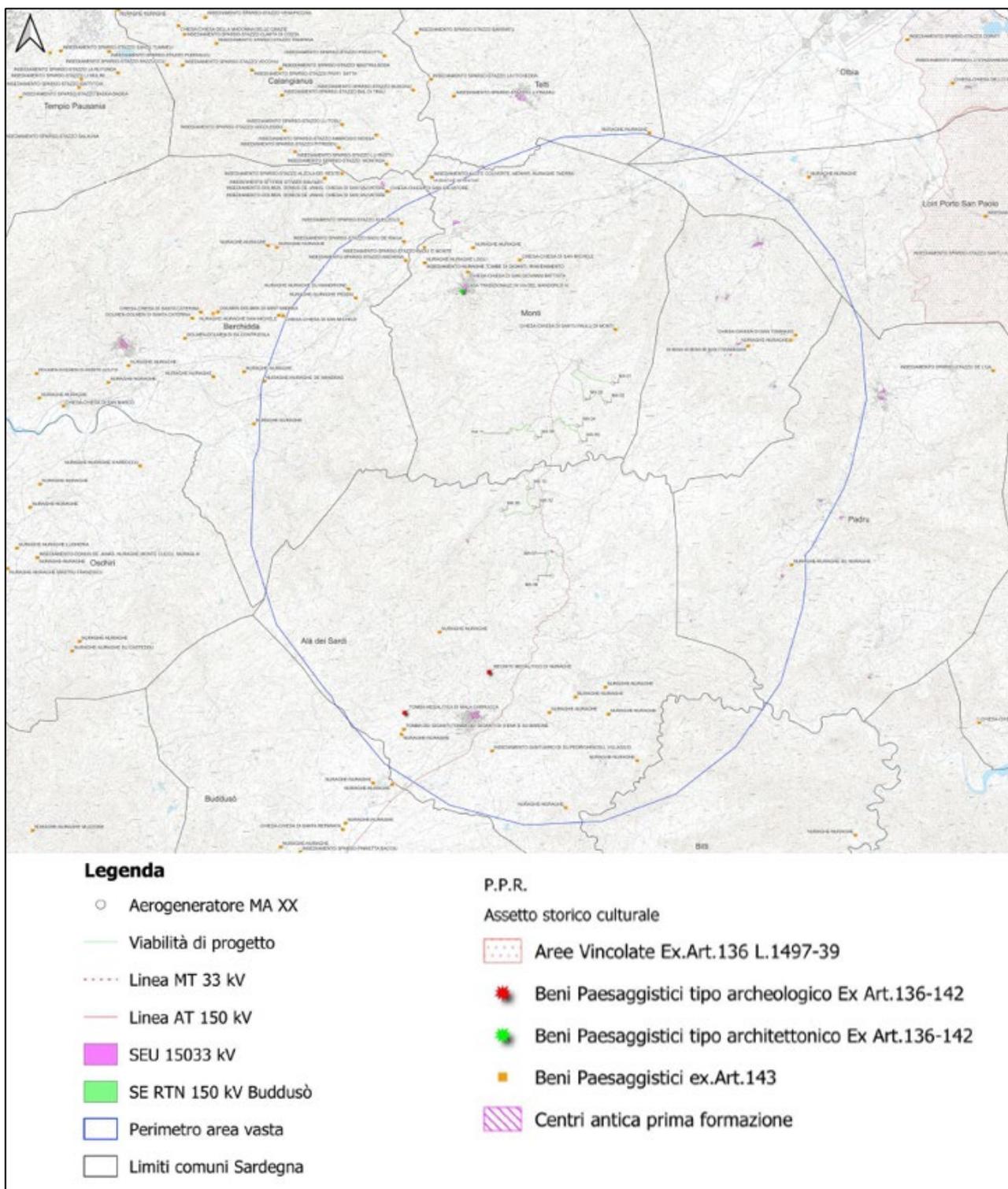
In riferimento ai beni paesaggistici definiti nell'ambito dell'Assetto storico culturale, nella Figura 9.1.1.2 viene rappresentato l'inquadramento dell'area d'impianto, relativamente agli aerogeneratori e alle opere di rete, rispetto ai medesimi vincoli.

L'assetto storico culturale è costituito dalle aree, dagli immobili siano essi edifici o manufatti che caratterizzano l'antropizzazione del territorio a seguito di processi storici di lunga durata.

Le installazioni eoliche si collocano interamente all'esterno del buffer di 100 metri da manufatti di valenza storico-culturale cartografati dal P.P.R. (artt. 47, 48, 49, 50 N.T.A.) nonché esternamente ai siti archeologici per i quali sussista un vincolo di tutela ai sensi della L. 1089/39 e del D.Lgs. 42/04 art. 10.



**Figura 9.1.1.1:** Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta- Assetto Ambientale (buffer 10 km) – Fonte: *Sardegna Geoportale*



**Figura 9.1.1.2:** Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta -Assetto storico culturale (buffer 10 km) –  
 Fonte: *Sardegna Geoportale*

La realizzazione del parco eolico nell’area descritta crea una modifica del paesaggio come qualsiasi opera che venga realizzata. La peculiarità dell’impianto eolico è dovuta principalmente all’installazione degli aerogeneratori, che, per loro dimensioni, si inseriscono in maniera puntuale all’interno del paesaggio esistente, e alla realizzazione di nuove strade e sottostazioni elettriche.

Sostanzialmente gli elementi che hanno un impatto richiedente una valutazione, attraverso studi di intervisibilità e foto inserimenti, sono le turbine eoliche che, per le loro dimensioni, hanno un impatto

visivo sul paesaggio sia a livello di area del sito che a livello di area vasta.

Le altre opere quali viabilità, cavidotti e sottostazioni elettriche hanno un impatto nullo in quanto non risultano visibili da punti di interesse paesaggistico e hanno dimensioni trascurabili rispetto all'intera area del progetto. Essendo l'impianto collocato in un'area idonea in accordo all'art. 20 comma 8 del D.L. 199/2021 e s.m.i., e non essendo inserita all'interno di aree protette dal punto di vista ambientale, e per quanto sintetizzato sopra e nell'elaborato "MASA130 Relazione Paesagistica", l'impatto sul paesaggio dovuto all'impianto eolico in progetto può ritenersi complessivamente MEDIO e, ad ogni modo, compatibile con le caratteristiche paesaggistiche dell'area.

## 10. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE

Nella Figura 10.1, Figura 10.2, Figura 10.3 e Figura 10.4 vengono rappresentate rispettivamente le zone SIC, ZPS, ZSC, EUAP interessate dall'area Vasta dell'impianto eolico e dall'area d'impianto stessa.

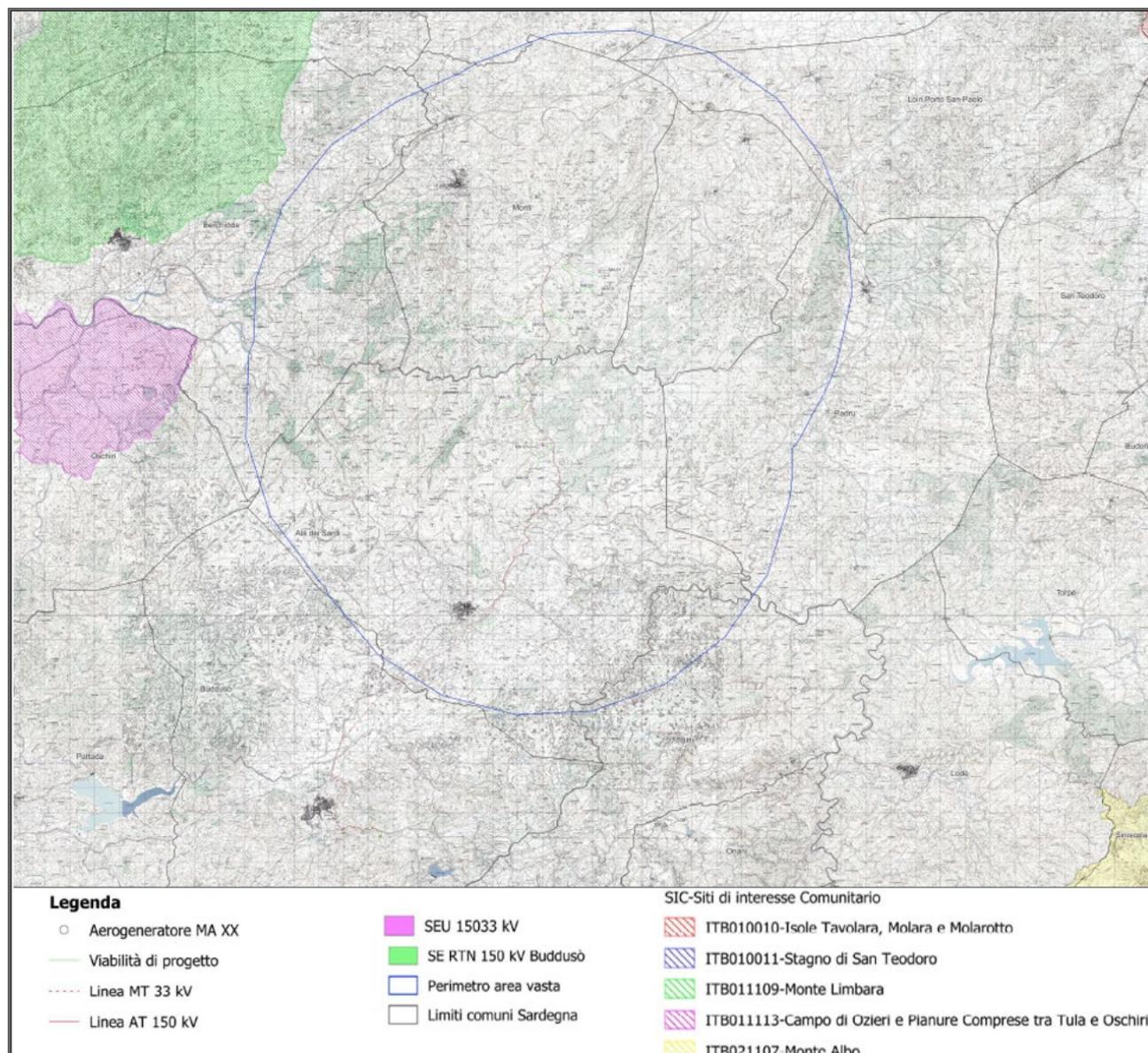


Figura 10.1: Zone SIC con perimetro area vasta (Fonte RSDI)

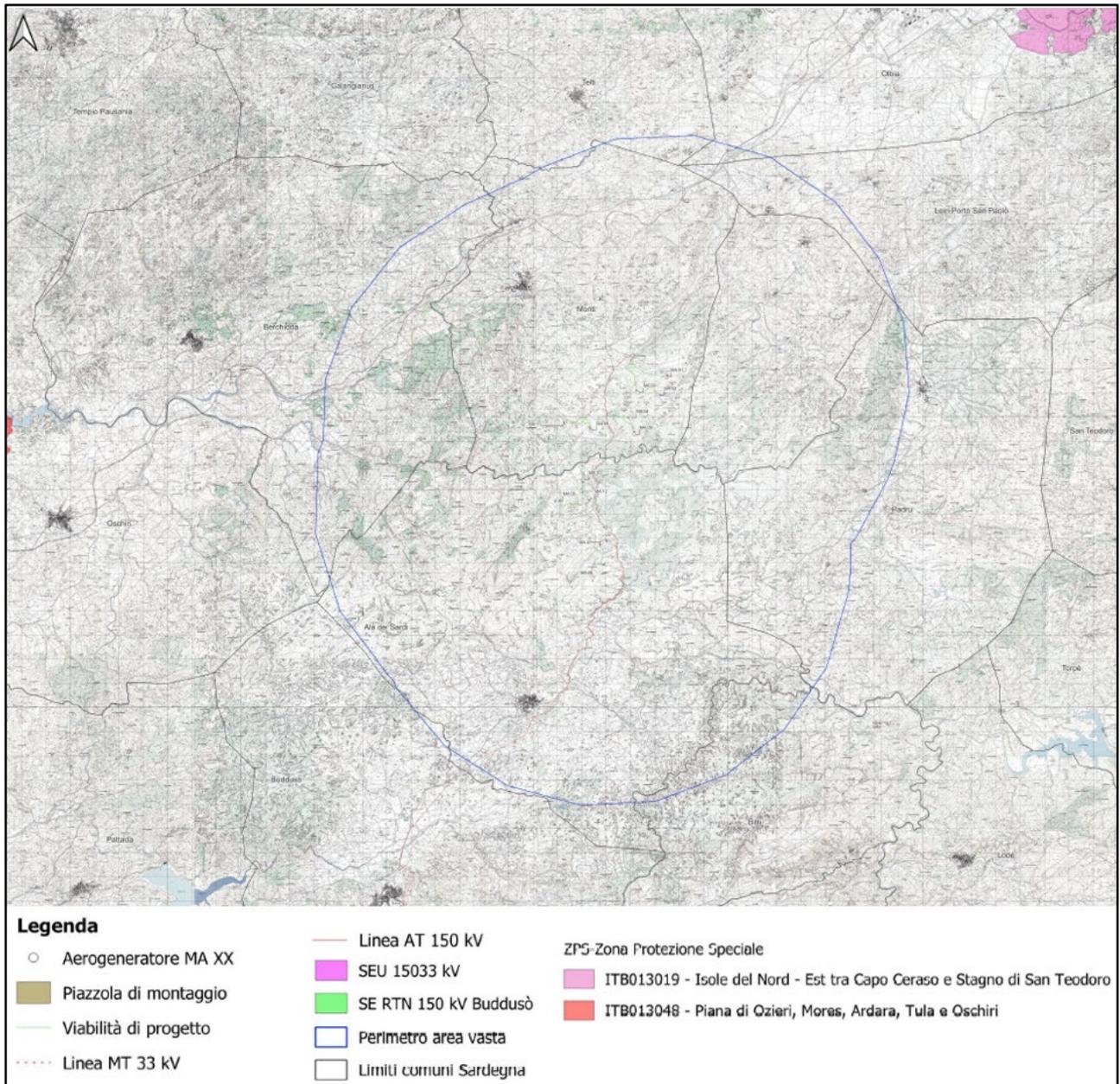


Figura 10.2: Zone ZPS con perimetro area vasta (Fonte RSDI)

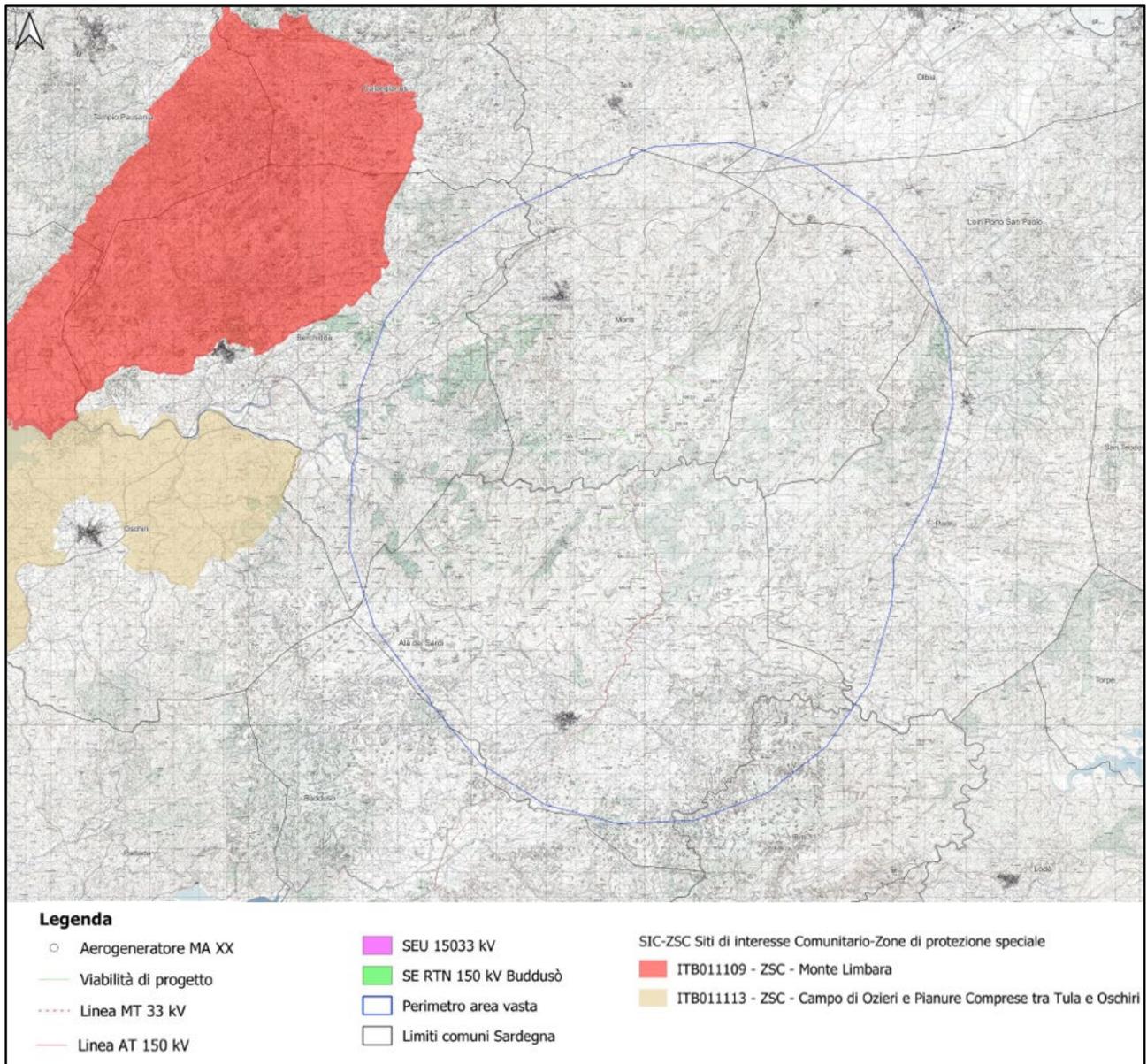
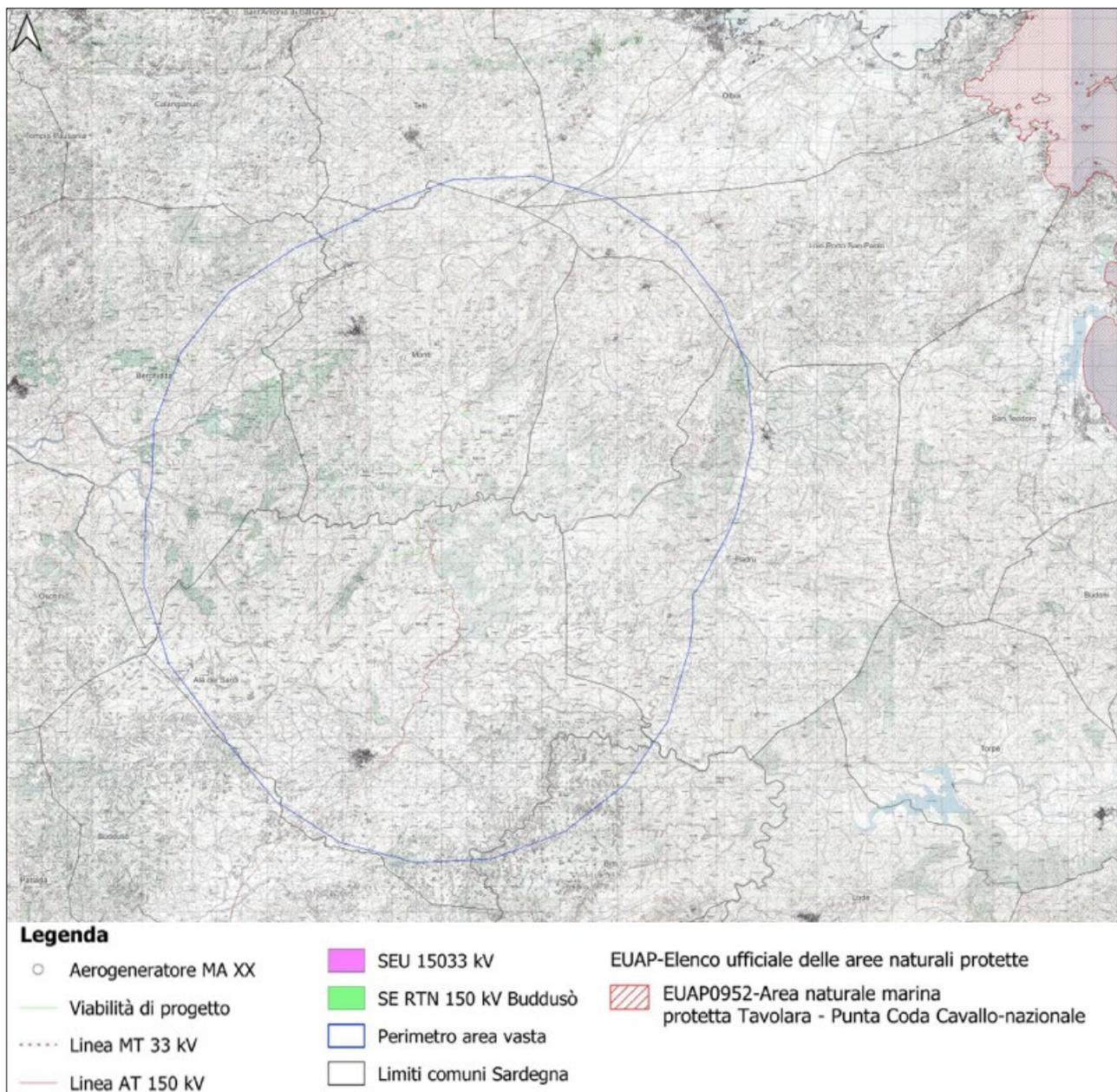


Figura 10.3: Zone ZSC con perimetro area vasta (Fonte RSDI)



**Figura 10.4:** Zone EUAP con perimetro area vasta (*Fonte RSDI*)

Il progetto in questione non interferisce con nessuno dei siti identificati dalla rete Natura 2000, costituita dai Siti di Importanza Comunitaria (SIC) o proposti tali (SIC), dalla Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e dalle Zone di Protezione Speciali (ZPS) ed EUAP.

## 11. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

La realizzazione dell'impianto eolico in progetto oltre ai benefici di carattere ambientale che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili in termini di un minor numero di barili di petrolio utilizzati e di riduzione di tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto immesse in atmosfera, si hanno anche benefici in termini economici.

La realizzazione dell'impianto eolico in progetto e le relative opere di connessione alla rete di Trasmissione Nazionale Terna comporteranno degli effetti positivi a livello di occupazione locale, di tipo

diretto e di tipo indotto, durante le tre fasi di vita dell'opera: costruzione, esercizio e dismissione.

L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie, quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

In generale, l'eolico genera benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, supportando lo sviluppo della manodopera locale, la creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore/investitore sia indirettamente tramite i fornitori.

Dallo studio congiunto ANEV - Uil sul potenziale occupazionale è emerso che, qualora in Italia si installassero 19.300 MW di impianti eolici, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione, dove la disoccupazione è maggiore. In Italia l'eolico crea ogni anno un flusso finanziario di circa 3,5 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti e conta oggi oltre 27.000 addetti.

Partendo da questo dato, l'impianto eolico Gallura, avendo una potenza di 79.2 MW contribuirebbe ad incrementare l'occupazione con circa 275 posti di lavoro durante la fase di progettazione e realizzazione.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

- a) Incremento delle attività legate alla costruzione e ad essa correlata a breve termine per la popolazione residente e influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo sulle professionalità che si verranno a creare per esperienza indotta:
  - Esperienze professionali generate;
  - Specializzazione di mano d'opera locale;
  - Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi;
  - Fornitura di materiali locali;
  - Noleggio di macchinari;
- b) Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:
  - Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari;
  - Ristorazione;
  - Ricreazione;
  - Commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici si vedranno soprattutto durante la fase di realizzazione delle opere e in maniera minore ma costante per tutta la vita utile dell'opera.

Inoltre, le esperienze professionali e tecniche maturate in tale fase risulteranno un valore a lungo termine per gli addetti locali che verranno coinvolti in quanto potrà essere impiegata per ulteriori iniziative dato il crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere.

Ad impianto in esercizio, ci saranno opportunità di lavoro nell'ambito delle attività di monitoraggio, telecontrollo e manutenzione del parco eolico, svolte da ditte specializzate che spesso cercano di impiegare personale locale.

Sul territorio nazionale sono installati 7.289 aerogeneratori di varia taglia per un totale di potenza installata pari a 10.619 MW; la quota di energia prodotta nel 2020 è stata di circa 18,06 TWh, pari al fabbisogno di 21 milioni circa di persone.

Da questo dato si può ipotizzare dunque che tale impianto eolico in esercizio consentirà l'occupazione stabile di circa 40 persone.

	AEROGENERATORI		POTENZIALE AL 2030		CRESCITA 2021	KW	
	MW	N°	MW	N°occupati	rispetto al 2020	per abitante	per Km²
<b>PUGLIA</b>	2.680	1.615	2.900	11.614	4,03%	0,662	137,148
<b>SICILIA</b>	1.992	1.574	2.300	6.800	5,37%	0,353	77,112
<b>CAMPANIA</b>	1.751	1.196	2.300	8.638	2,34%	0,229	128,078
<b>BASILICATA</b>	1.333	713	1.800	4.355	9,45%	1,730	132,330
<b>CALABRIA</b>	1.139	624	1.900	4.586	1,84%	0,505	74,826
<b>SARDEGNA</b>	1.094	753	2.100	6.765	1,37%	0,480	45,394
<b>MOLISE</b>	380	321	900	3.166	0,53%	1,171	85,182
<b>ABRUZZO</b>	281	250	1.000	3.741	-6,05%	0,177	25,941
<b>TOSCANA</b>	144	88	500	2.289	-0,31%	0,033	6,245
<b>LIGURIA</b>	88,4	56	300	1.061	24,21%	0,032	16,321
<b>LAZIO</b>	60	30	800	5.548	-15,00%	0,010	3,482
<b>EMILIA ROMAGNA</b>	40	36	300	771	3,80%	0,004	1,759
<b>PIEMONTE</b>	19	9	250	1.145	-2,70%	0,004	0,729
<b>ALTRE</b>	35	21	1.000	5.521	1,13%	0,001	0,580
<b>OFFSHORE</b>	0	0	950	1.200	0,00%	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>11.035</b>	<b>7.286</b>	<b>19.300</b>	<b>67.200</b>	<b>3,77%</b>	<b>0,219</b>	<b>30,670</b>

**Tabella 11.1:** Distribuzione per Regioni degli impianti eolici in Italia, potenziale al 2030 e crescita annuale (Fonte Anev)

Nel gennaio 2008 l'ANEV e la UIL hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014, finalizzato alla predisposizione di uno studio congiunto, che delineasse uno scenario sul

panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico. Lo studio si configura come un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi.

Tale dato è divisibile in un terzo di occupati diretti e due terzi di occupati dell'indotto. L'applicazione della metodologia ANEV e UIL stima ad oggi circa 16.000 unità di lavoratori nel settore eolico in Italia; lo stesso valore è stato ottenuto con un'altra metodologia elaborata da Deloitte per conto di Wind Europe, confermando l'accuratezza della stima.

	SERVIZI E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	35	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	229	6.765	2.111	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	965	171
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	874	124
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	704	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	352	709
EMILIA ROMAGNA	367	128	276	771	258	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	211	1.666
OFFSHORE	529	203	468	1.200	548	652
<b>TOTALE</b>	<b>27.417</b>	<b>16.205</b>	<b>23.388</b>	<b>67.200</b>	<b>22.562</b>	<b>44.638</b>

**Tabella 11.2:** Distribuzione per Regioni degli occupati (diretti e indiretti) nel settore eolico in Italia (*Fonte Anev*)

Quindi per la Sardegna, in base all'obiettivo di potenziale eolico al 2030, si deduce che il numero di addetti al settore eolico siano almeno 6.700 per circa 2100 MW installati.

In base all'esperienza maturata nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico, si assume che gli addetti distribuiti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame costituito da 12 aerogeneratori da 7,2 MW per una potenza complessiva di 86.4 MW sono:

- 20 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- 60 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 8 addetti in fase di esercizio per la gestione dell'impianto;
- 30 addetti in fase di dismissione.

## 12. INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO

Il progetto in esame è stato elaborato sulla base della normativa europea, nazionale e regionale vigente con particolare riferimento a quella della Regione Sardegna. Si è tenuto conto, inoltre, del PIEAR (Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale) della Regione Sardegna.

Nello specifico, dal punto di vista normativo, programmatico ed autorizzativo, il presente progetto si inquadra come di seguito specificato.

*I riferimenti sotto citati possono non essere esaustivi, pertanto, ulteriori disposizioni di legge e norme in materia si considerano applicate anche se non indicate.*

## 13. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito si riporta l'elenco delle norme di riferimento (a carattere non esaustivo) suddivise per settore tematico e in ordine cronologico crescente.

### **Settore energetico:**

- 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");
- L. 9 gennaio 1991 n.9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
- L. 9 gennaio 1991 n.10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
- delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna fonte;

- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (“Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”);
- legge 1 giugno 2001, n.120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", tenutosi a Kyoto l'11 dicembre 1997";
- D.Lgs 7 febbraio 2002 contenente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tale decreto, conosciuto come "Decreto Sblocca centrali", prende avvio dalla constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia elettrica;
- D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- D.M. 23.6.2016, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione, prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.
- L. n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- D. Lgs 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
- D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;
- D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”.
- D.L. 50 del 17 Maggio 2022 n. 50 (Decreto Aiuti).

**A livello regionale sono stati considerati i seguenti riferimenti normativi (elenco non esaustivo):**

- Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna approvato con la deliberazione della Giunta Regionale n. 45/40 del 2 agosto 2016;
- Delibera di Giunta Regionale N. 59/90 del 27.11.2020, in merito all’individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili;

- Delibera di Giunta Regionale N. 59/90 del 27.11.2020, in merito all'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili

**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”);
- 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”);
- 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 ai 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”;
- DPCM 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, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti” – G.U. n. 200 del 29/08/03;

- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
- 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 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
- 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”;
- 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:**

- 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").

- 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. 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).
- 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 del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
- D.M. 17 Gennaio 2018 (Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni").

#### 14. PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO

Il rilascio dell'autorizzazione unica (art. 12 del D. Lgs. 387/2003) deve avvenire entro il termine di 180 gg. dalla domanda secondo le fasi di seguito riportate:

- istanza al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal D.Lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all'espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene entro 10 giorni dalla scadenza del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione

delle eventuali integrazioni;

- istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della Regione Sardegna;
- la Regione indice conferenza dei servizi (CdS) entro 30 gg. dal ricevimento della domanda, individua gli enti interessati e non coinvolti nel procedimento di rilascio del provvedimento unico di cui al punto A. In attesa degli esiti del procedimento per il rilascio del provvedimento unico in materia ambientale, la Regione sospende i termini della procedura di A.U. ex 387-2003;
- a valle degli esiti della procedura di VIA la Regione riavvia la conferenza dei servizi (CdS) ed acquisisce i pareri degli altri enti interessati dal progetto; il procedimento si chiude entro 90 gg. dal suo avvio, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale;
- l'autorità competente rilascia o nega l'autorizzazione con un proprio provvedimento.

Si riporta di seguito l'elenco degli Enti competenti preposti a rilasciare il proprio parere di competenza di conformità alla normativa vigente:

- Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio della Sardegna
- Regione Sardegna– Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Energia
- Regione Sardegna – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Urbanistica e Pianificazione Territoriale
- Regione Sardegna – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Ciclo dell'Acqua
- Regione Sardegna – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Parchi, Biodiversità e Tutela della Natura
- Regione Sardegna – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico
- Regione Sardegna – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Difesa del Suolo
- Regione Sardegna – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio Foreste e Tutela del Territorio
- Regione Sardegna – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI

**REPORT FOTOGRAFICO STATO DEI LUOGHI**



**Foto1a:** Vista da strada interna all'aerea della WTG MA06



**Foto1b:** Vista da strada interna all'aerea della WTG MA06



**Foto2a:** Vista da strada di accesso alla SEU



**Foto2b:** Vista da strada di accesso alla SEU



**Foto 3a:** Vista da strada di accesso alle WTG MA10 e MA12



Foto 3b: Vista da strada di accesso alle WTG MA10 e MA12



Foto 4a: Vista da strada interna all'area delle WTG MA08 e WTG11



**Foto 4b:** Vista da strada interna all'area delle WTG MA08 e WTG11



**Foto 5a:** Vista da strada interna all'area delle WTG MA04 e WTG09



**Foto 5b:** Vista da strada interna all'area delle WTG MA04 e WTG09



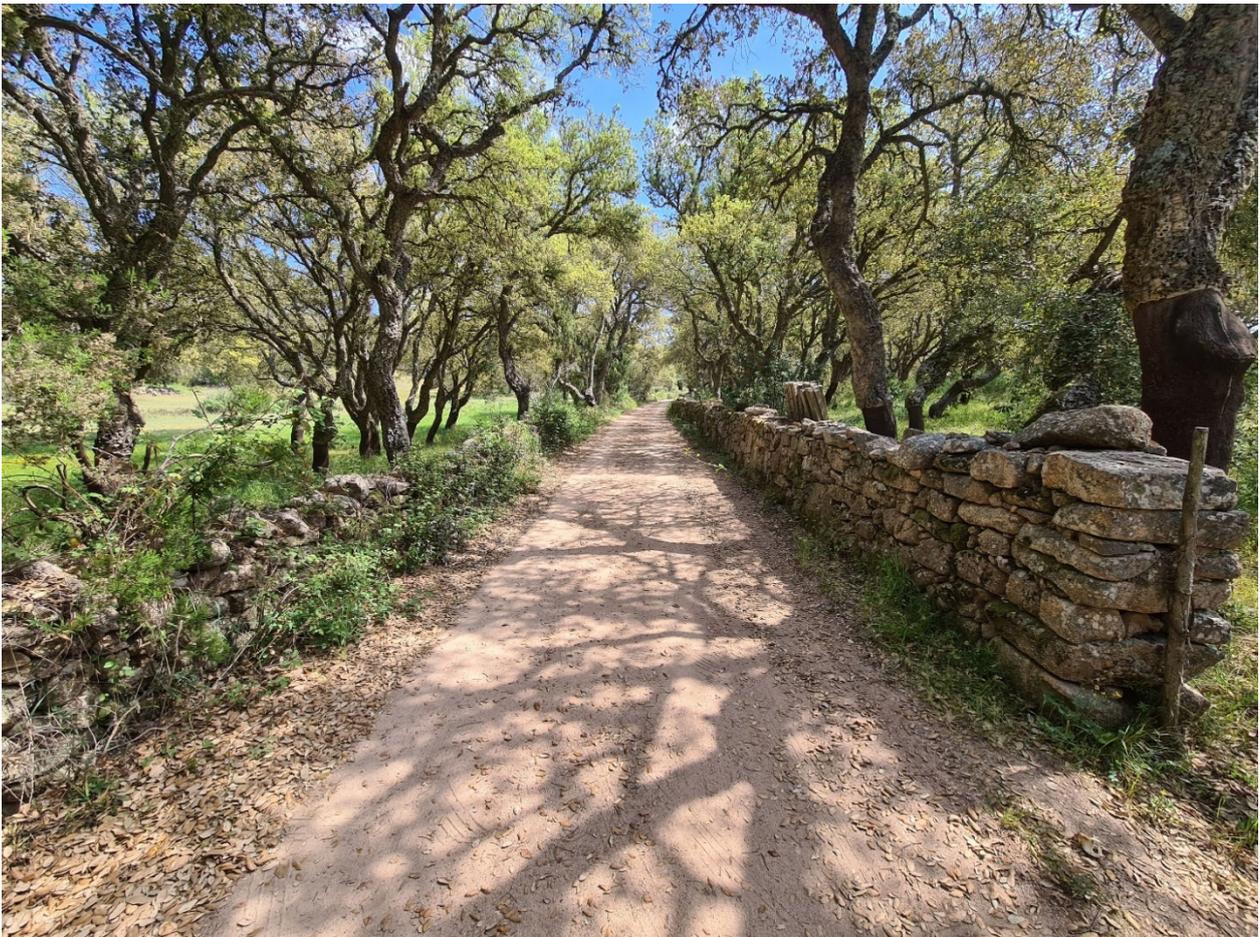
**Foto 6a:** Vista da strada di accesso alla WTG MA01



**Foto 6b:** Vista da strada di accesso alla WTG MA01



**Foto 7a:** Vista da strada di accesso alle WTG MA02 e alle WTG03



**Foto 7b:** Vista da strada di accesso alle WTG MA02 e alle WTG03



**Foto 8a:** Vista da strada di accesso alla WTG MA05 e alla WTG12



**Foto 8b:** Vista da strada di accesso alla WTG MA05 e alla WTG12



**Foto 9a:** Vista incrocio strada accesso MA01 e MA02 -MA03