



Studio di Impatto ambientale per il parco eolico da 48,0  
**PROGETTO: MW "Energia Is Coris" costituito da n.9 aerogeneratori**  
 nei comuni di Villamassargia e Narcao

Elaborato:

Quadro di riferimento progettuale

Codice Elaborato

VIA - R01.2

Scala

--

Formato elaborato

A4

PROPONENTE



**Fred. Olsen Renewables**

REDATTORI

Dott. Giulio Casu  
 Dott.ssa Ing. Silvia Exana  
 Dott.ssa Ing. Ilenia Giovagnorio  
 Dott. Ing. Bruno Manca  
 Dott. Ing. Luca Salvadori  
 Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas

COORDINAMENTO

BIA s.r.l.  
 Piazza dell'Annunziata 7  
 Cagliari (CA) - 09123  
 P.IVA 03983480926  
 energhiabia@pec.it



Rev.	Data	Descrizione
02		
01		
00	06/2022	Emissione per validazione

## SOMMARIO

<b>1. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE .....</b>	<b>2</b>
1.1 Descrizione dell'impianto eolico .....	2
1.2 Descrizione dei generatori.....	7
1.3. La viabilità.....	9
1.4. Descrizione degli interventi civili .....	9
1.4.1. Piazzole e aree di manovra dei mezzi pesanti.....	15
1.5. Opere elettriche .....	18
1.7. Dismissione e ripristino del contesto .....	22
<b>2. Analisi delle alternative progettuali.....</b>	<b>23</b>
2.1 Alternativa zero .....	23
2.2 Alternativa tecnologica .....	25
2.3 Alternativa di localizzazione .....	32

## 1. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

### 1.1 Descrizione dell’impianto eolico

La proposta progettuale prevede la realizzazione di un impianto eolico, denominato “**Energia Is Coris**”, per la produzione di energia elettrica di potenza complessiva pari a **48 MWp**, da localizzarsi su terreni ricadenti nei Comuni di Villamassargia, Narcao e Musei (SU) nell’area sud-occidentale della Sardegna, tra le regioni storiche del Campidano e del Sulcis. L’impianto è composto da **9 aerogeneratori** di ultima generazione ad asse orizzontale di potenza nominale pari a **5.33 MW** ciascuno, e verrà allacciato tramite **cavidotto interrato** alla sottostazione utente (nel seguito SSEU o step-up) di competenza del proponente, collegata in antenna alla nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entrata–uscita alla linea RTN a 150 kV “Iglesias 2 – Siliqua”, previo potenziamento/rifacimento della linea RTN 150 kV “Villacidro – Serramanna”. La nuova SSEU in progetto è situata in loc. Passialis Beccius, sul territorio comunale di Musei.

Sei aerogeneratori in proposta ricadono lungo il confine comunale tra Villamassargia e Narcao (WTG 01-06), a cavallo tra i due territori, mentre le ultime tre turbine ad est sono situate sul territorio di Villamassargia (WTG 07-09). L’area indicata per la realizzazione del parco eolico in proposta è situata lungo la diramazione nord-est del sistema orografico del Sulcis, all’interno dell’area dell’organizzazione mineraria del Sulcis-Iglesiente e del Parco geominerario storico e ambientale del Sulcis.

Le turbine sono poste ad un’altitudine media poco inferiore ai 600 m su dei terreni classificati da entrambi gli strumenti urbanistici come aree agricole (E).



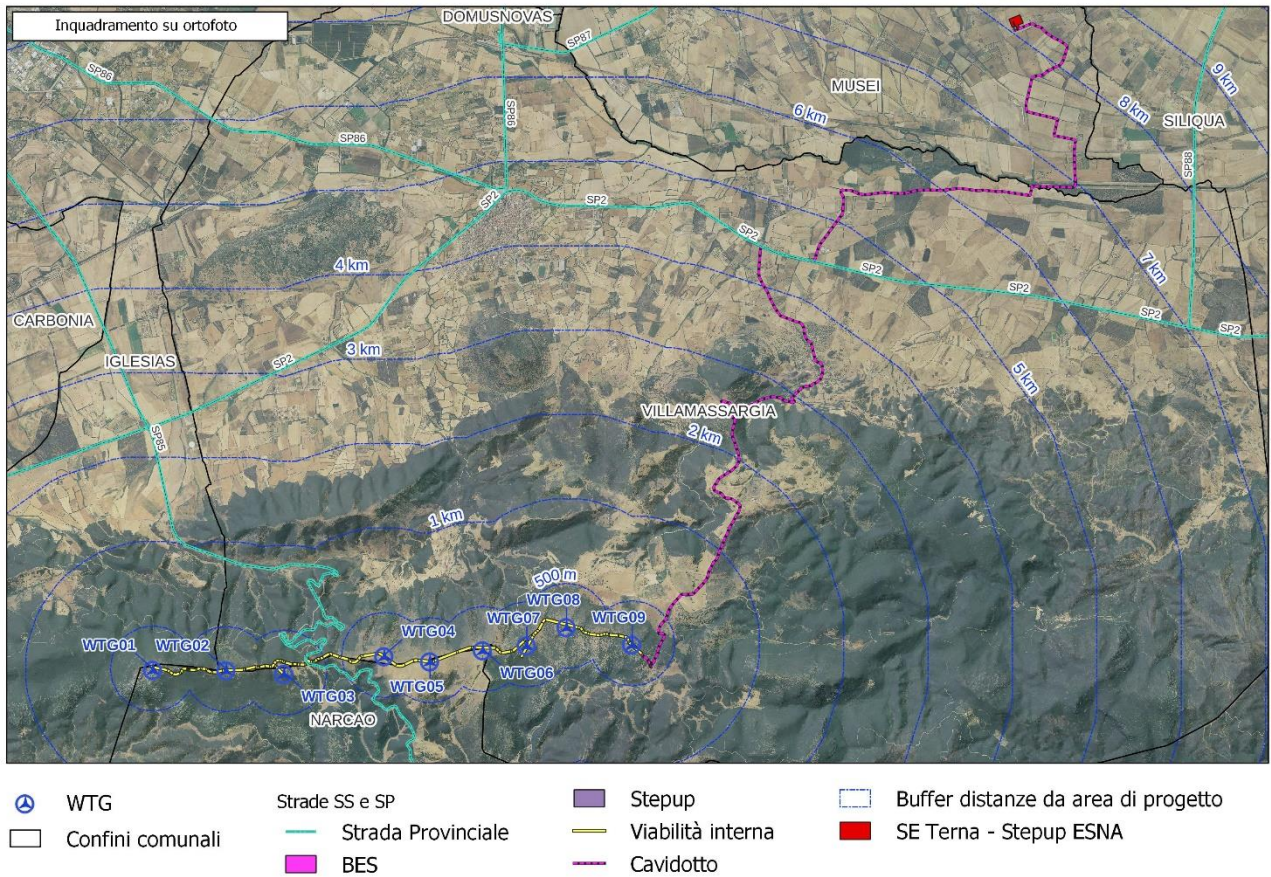


Figura 1: inquadramento su ortofoto del parco eolico e del connesso cavidotto e sottostazione.

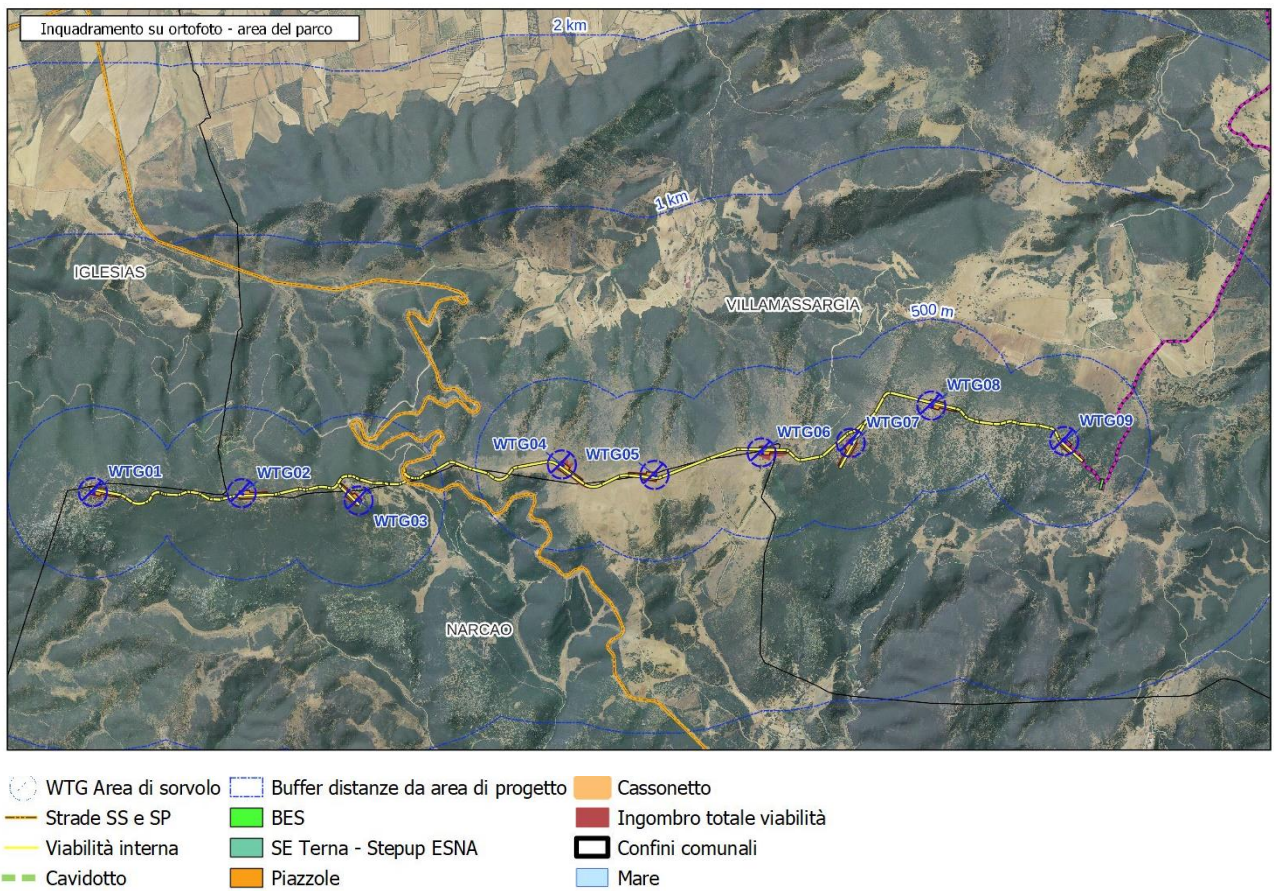


Figura 2: inquadramento su ortofoto degli aeogeneratori.



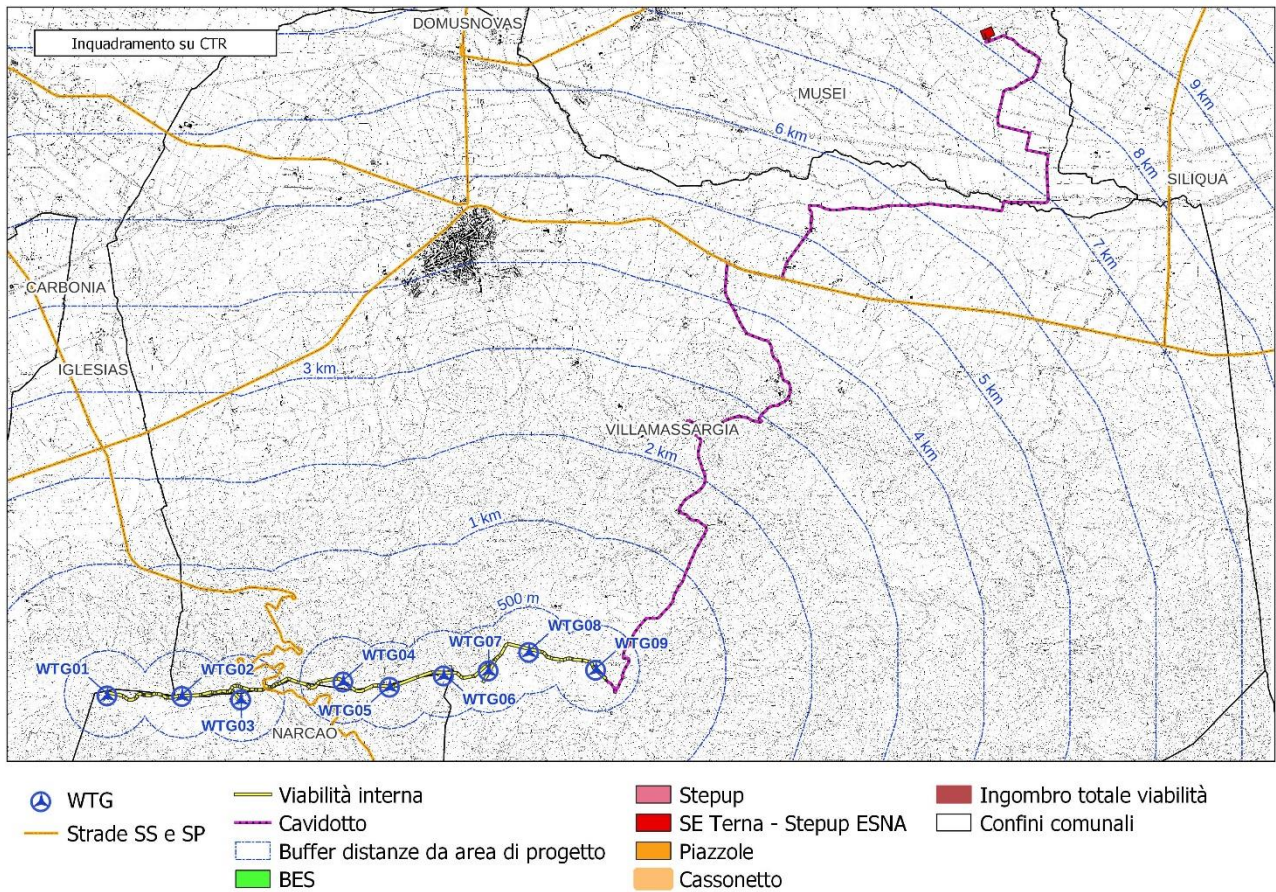
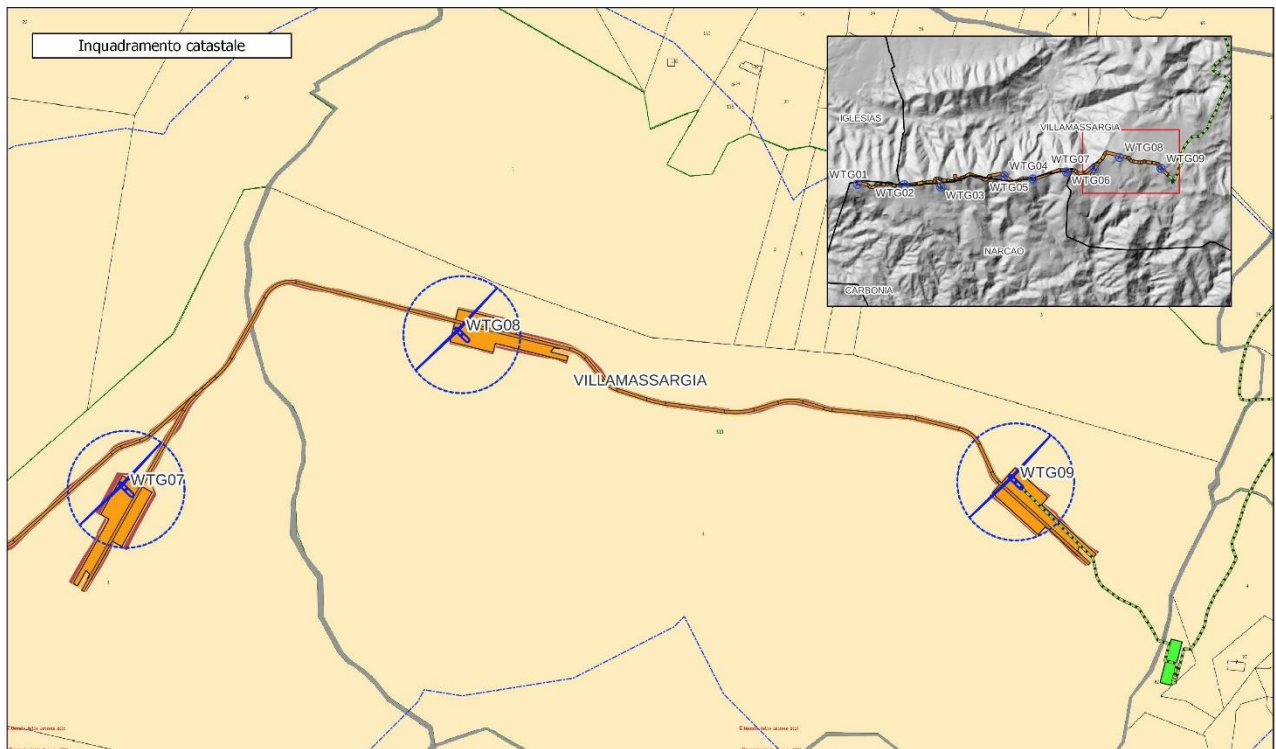


Figura 3 – inquadramento area impianto su CTR.





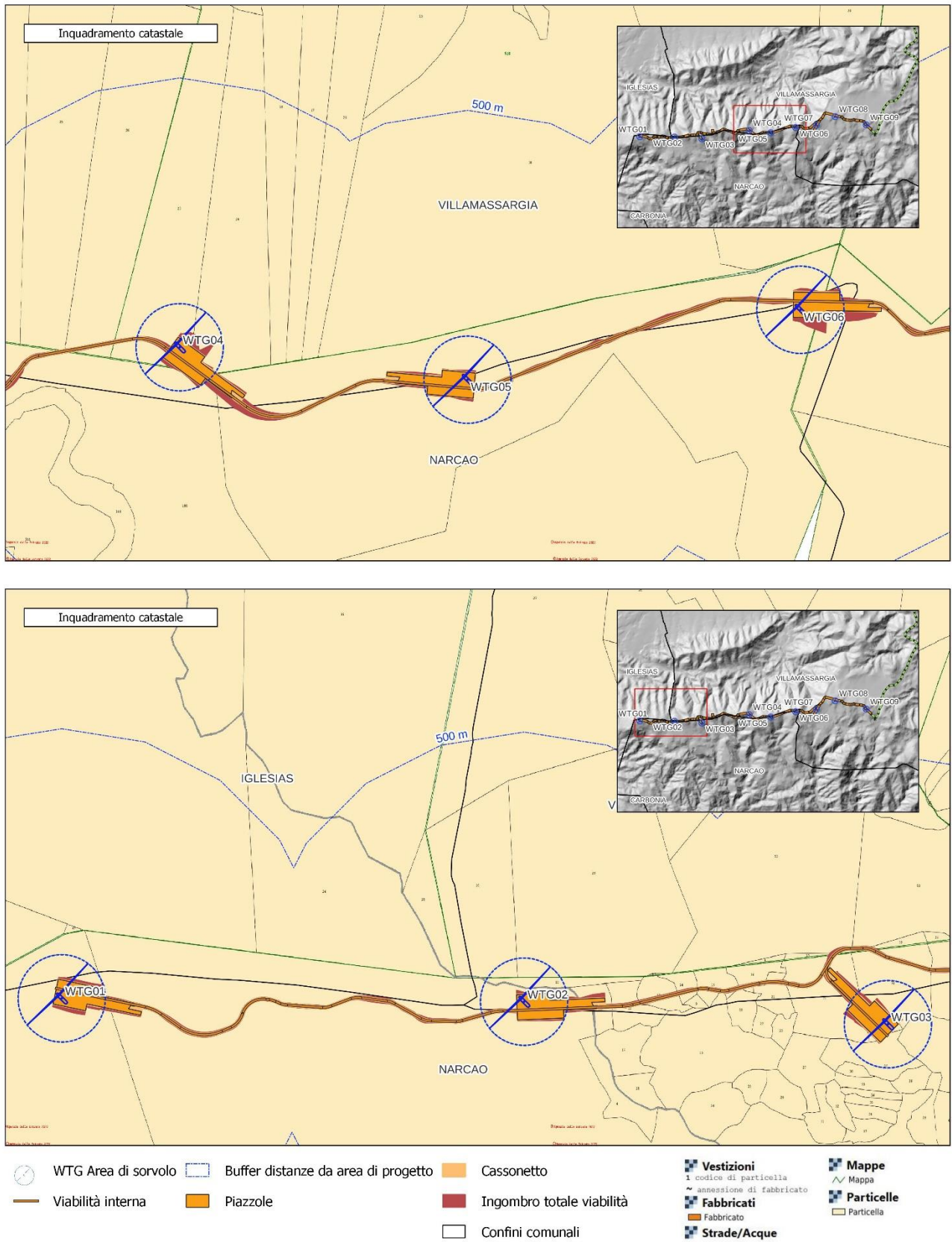


Figura 4: inquadramento catastale delle aree di progetto.

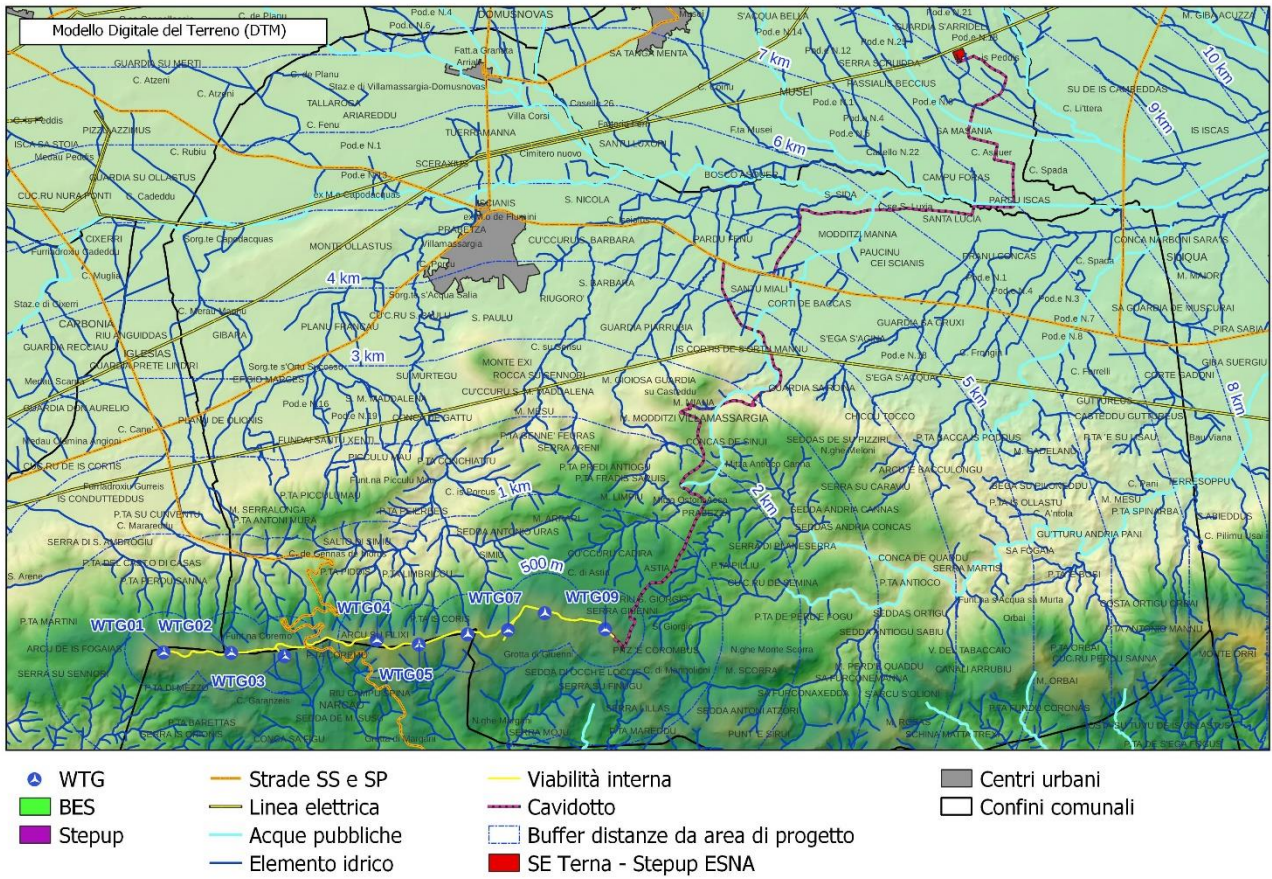
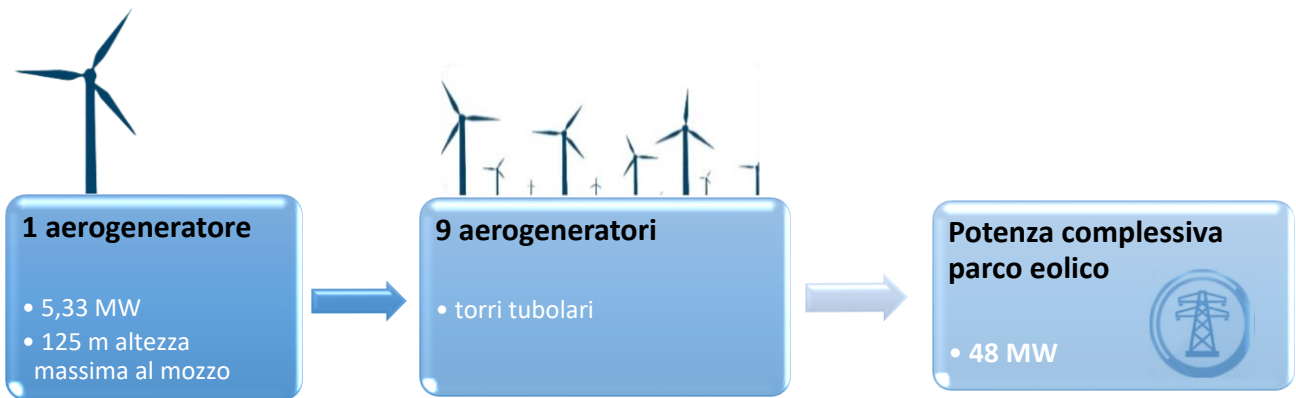


Figura 5: inquadramento su DBMP delle aree di progetto.



Aerogeneratore	Gauss Boaga N (m)	Gauss Boaga E (m)	Altitudine (m)
WTG001	1 465 014	4 342 298	602
WTG002	1 465 873	4 342 292	572
WTG003	1 466 548	4 342 250	574
WTG004	1 467 722	4 342 457	600
WTG005	1 468 256	4 342 397	596
WTG006	1 468 875	4 342 527	596

WTG007	1 469 390	4 342 583	557
WTG008	1 469 855	4 342 797	580
WTG009	1 470 622	4 342 593	560

La produzione di energia da parte dei generatori eolici avverrà ad una tensione di 30 kV. Le linee interrate a 30 kV provenienti dagli aerogeneratori saranno convogliate in una cabina di trasformazione posta a bordo parco in prossimità della WTG09. All'interno della suddetta cabina avverrà la trasformazione della tensione da 30kV a 36kV. A partire dalla cabina di trasformazione 30/36 kV, le linee a 36 kV viaggiano interrate per circa 15 km fino alla stazione di trasformazione utente 36/150 kV (step-up) posta in prossimità della SE Terna.

La soluzione tecnica di connessione dell'impianto alla Rete Pubblica di Trasmissione Nazionale (STMG – Soluzione Tecnica Minima Generale) è stata fornita da Terna S.p.A. con il preventivo di connessione relativo alla pratica 202101610. Il preventivo di connessione è stato rilasciato in data 09/11/2021 e accettato dal Proponente in data 21/12/2021

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari (Illuminazione, Videocontrollo, Monitoraggio impianto) del parco eolico, sarà richiesta al Distributore una fornitura dedicata in bassa tensione da 50 kW.

## 1.2 Descrizione dei generatori

Gli aerogeneratori previsti sono macchine con potenza nominale pari a 5,33 MW, orientati sopravento, con controllo attivo del *pitch* delle pale e dello *yaw* della navicella. Per la progettazione di dettaglio, ai fini della valutazione dei carichi, delle dimensioni e di tutti i valori tecnici e di ingombro architettonico sono stati utilizzati gli aerogeneratori V 162 5.33 MW HH125 di VESTAS. **In fase realizzativa le macchine potranno però essere differenti, rimanendo nelle caratteristiche tecniche e dimensionali delle stesse.**



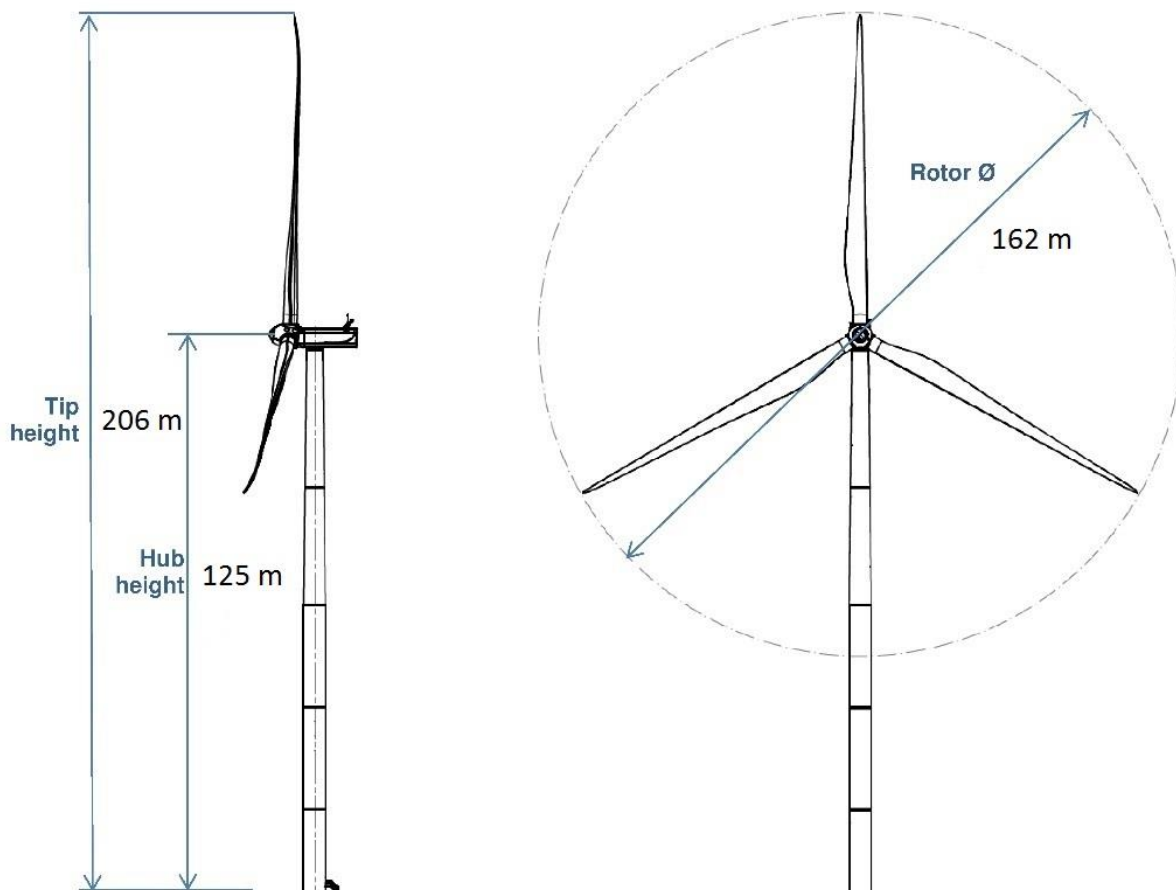


Figura 6: tipologia aerogeneratori in progetto.

Il rotore(*rotor*) del generatore è composto da tre pale ognuna di lunghezza pari a 79,35 metri. Nel complesso, il gruppo rotante ha un diametro di 162 metri, e spazza un'area pari a 20'612 metri quadrati. Il mozzo del generatore sarà collocato ad un'altezza di 125 metri (*hub height*), mentre l'altezza massima raggiunta da ogni generatore (*tip height*), inclusa l'altezza massima da terra delle pale, sarà di 206 metri.

Ognuna delle tre pale è controllata da un gruppo di motoriduttori che ne regolano la *pitch* generando l'effetto di portanza necessario a ottimizzare la coppia rotante generata dal flusso del vento o, in caso di fermo macchina, a garantire assieme al freno lo stazionamento del rotore per manutenzione o non disponibilità della rete.

La navicella su cui è montato il gruppo rotore comprensivo delle pale, sarà montata sulla torre con una ralla di brandeggio (*yaw*), anch'essa controllata da un gruppo di motoriduttori che orienteranno il generatore sopravento rispetto al vento, massimizzando la captazione del flusso d'aria da parte della superficie del rotore. Sulla navicella sarà inoltre installato un gruppo di sensori che, collegati al sistema di controllo, governerà orientamento della navicella, inclinazione delle pale, freno dell'albero motore e ogni altra attività del generatore.

Il moto rotatorio dell'albero del generatore alimenta un generatore asincrono che produrrà energia elettrica a 690 V e 50 Hz. Il livello di tensione sarà elevato a 30 kV mediante un trasformatore MT/BT posto all'interno dell'generatore eolico stesso. L'energia prodotta sarà convogliata verso la rete elettrica pubblica attraverso un quadro MT posto anch'esso all'interno dell'aerogeneratore.

Il parco eolico ha un alto livello di automazione, lasciando l'ottimizzazione del pitch e del brandeggio degli aerogeneratori a un sistema PLC programmabile che analizza le condizioni meteo in tempo reale orientando la navicella e ruotando la terna di pale in funzione dell'intensità e della direzione del vento così da ottimizzarne il ciclo produttivo durante la giornata, le stagioni e gli anni. Un sistema di controllo di tipo SCADA, collegato tramite connessione internet ed interconnesso tra le turbine grazie a una rete di fibra ottica interrata assieme all'impianto elettrico interno, trasferirà invece le informazioni riguardo al parco eolico a una stazione di monitoraggio remota.

Tutti i dispositivi funzionali alla manutenzione e al buon funzionamento del parco saranno alimentati tramite una fornitura dedicata in bassa tensione. Questa garantirà che anche in assenza di vento il parco possa garantire il funzionamento di tutti i servizi ausiliari e di controllo.

Si rimanda agli elaborati specialistici di progetto per ogni ulteriore dettaglio.

### **1.3. La viabilità**

Le strade di accesso al parco sono state progettate secondo le specifiche di raggio planimetrico, pendenza trasversale e longitudinale previste dal produttore delle componenti del generatore eolico, così da permettere ai mezzi pesanti che opereranno durante la fase di cantiere di manovrare e percorrere la viabilità in sicurezza. Un trasportatore specializzato nella movimentazione e nella posa di strutture eoliche ha supportato queste valutazioni provvedendo a una fattibilità per le soluzioni di viabilità e opere civili previste in progetto.

La viabilità di arrivo all'area d'impianto è composta da strade statali, provinciali e comunali. Lo stato di conservazione dell'infrastruttura è per lo più in condizioni idonee.

La scelta di evitare il trasbordo da pianale e l'utilizzo immediato del Blade Lifter per il trasporto delle pale è dovuta principalmente alla ridotta distanza del porto di arrivo al sito dell'impianto. La bassa velocità di percorrenza di questo mezzo, in casi in cui le distanze fossero maggiori, comporterebbe tempi lunghi di approvvigionamento degli elementi. Nel caso in oggetto questo fattore è trascurabile e i vantaggi derivanti dall'utilizzo del Blade Lifter sono molteplici: la ridotta necessità di alterazione



della viabilità, l’evitata o ridotta rimozione di cartellonistica stradale e/o guardrail, l’evitato allargamento delle carreggiate, il quale determina spesso la rimozione della vegetazione arborea. Gli elementi componenti delle turbine eoliche (come precedentemente menzionati, pale, mozzo, navicella e conici di torre) saranno stoccati nel porto commerciale di Portoscuso.

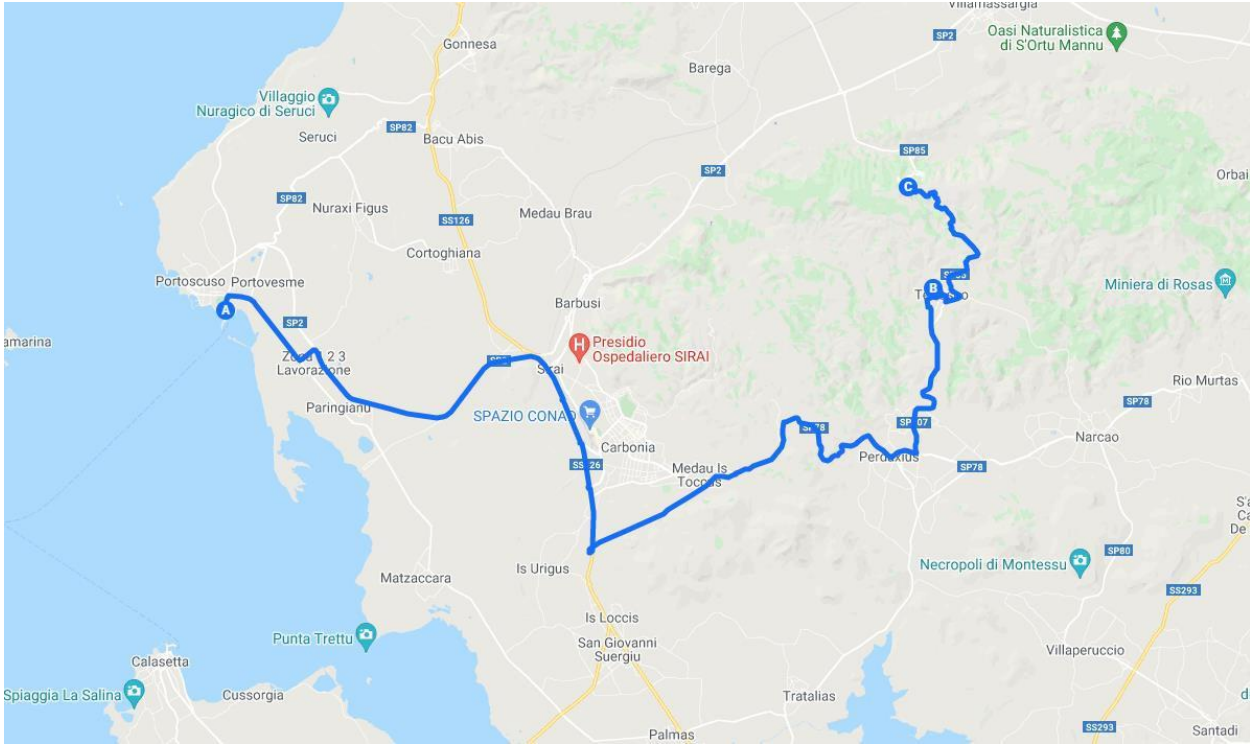


Figura 7: Viabilità di trasporto.



Figura 8: Panoramica della viabilità di accesso al sito.

La viabilità interna del parco eolico sarà caratterizzata dalla larghezza della carreggiata di 5.0 m oltre 0.50 m per parte di cunetta e dovrà essere caratterizzata da una portanza minima di 2 kg/cm<sup>2</sup> e sopportare un carico per asse del camion pari a 12 t. Considerando la proiezione del solido stradale derivante dall’ingombro dei rilevati e degli scavi, l’area d’impronta della viabilità, piazzole incluse, è di complessivi 105’502m<sup>2</sup>.

Le componenti con il maggiore ingombro che percorreranno il tragitto dal porto di Portoscuso ai luoghi d’intervento sono le navicelle dei generatori, i tronchi delle torri di sostegno e le pale.

Mentre per il trasporto delle navicelle e dei conci delle torri verrà impiegato un pianale ribassato di adeguata lunghezza, per le pale verrà utilizzato il *Blade Lifter* (o alza-pala) dal porto d’arrivo fino al raggiungimento delle piazzole di montaggio delle turbine. Queste macchine permettono di elevare la punta delle pale trasportate evitando l’interferenza a terra con ostacoli più o meno alti (guardrail, cartellonistica verticale, alberi, pali di illuminazione pubblica, ecc.) che comprometterebbero l’utilizzo di un trasporto tradizionale. Questi mezzi dispongono di sistemi di sicurezza antiribaltamento quali anemometri montati sulla cima della pala, misuratori di sforzi di torsione, e riescono a inclinare la pala fino a un massimo di 60° da terra e di ruotarla di 360° intorno al proprio asse (*pitch*).

Le componenti di sezione tubolare del palo sono invece trasportate su mezzi per trasporti eccezionali con asse posteriore sterzante, con altezze totali tali da permettere il passaggio sotto i ponti e nelle gallerie, e rispondenti alle caratteristiche di pendenza longitudinale e raggio di curvatura planimetrico della viabilità compatibili con quelle inserite a progetto.

Nel tratto viario principale esterno al parco, sulla viabilità esistente, sarà necessario eseguire una serie di operazioni che permetteranno l’agevole trasporto dei componenti più ingombranti delle turbine eoliche.

Gli interventi riguarderanno in dettaglio:

- rimozione e ripiantumazione della vegetazione, quali alberi e cespugli, prospiciente la viabilità interessata;
- rimozione temporanea di spartitraffico e/o porzioni di marciapiedi;
- maggiorazione raggi di curvatura dei tornanti;
- rimozione temporanea di segnaletica verticale.

A partire dalla SP85, che ha origine dalla SP107 nelle vicinanze del centro abitato di Terraseo, si diramano i due assi di viabilità principale che servono l’intero parco eolico e dai quali partono alcuni brevi tratti viari minori che servono esclusivamente un aerogeneratore, la WTG03 e la WTG07.

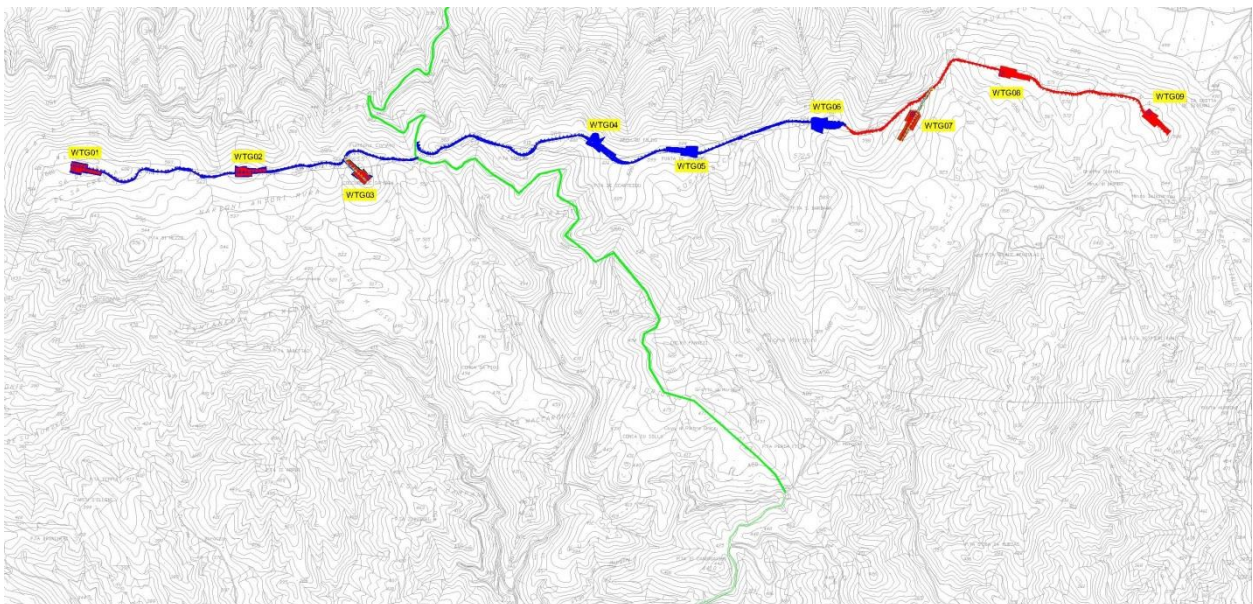


In corrispondenza del punto in cui la SP85 arriva sul dosso del rilievo, originano i due tratti principale della viabilità di servizio: il tratto OVEST ed il tratto EST che servono i tre cluster in cui si divide l'intero impianto. Possiamo infatti immaginare l'intero parco composto dal gruppo OVEST (WTG01, WTG02 e WTG03), dal gruppo EST1 (WTG04, WTG05 e WTG06) ed infine dal gruppo EST2 (WTG07, WTG08 e WTG09).

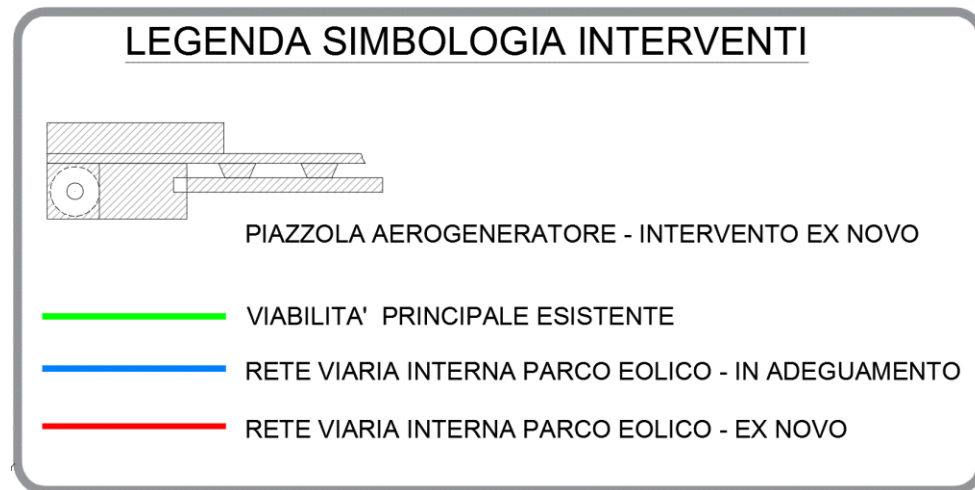
Il gruppo Ovest, composto dalle turbine 01, 02 e 03, è raggiungibile attraverso una strada sterrata secondaria, oggetto di adeguamento. Le piazzole delle turbine verranno invece raggiunte tramite realizzazione di viabilità ex novo.

I gruppi EST1 ed EST2 saranno serviti da una viabilità che ripercorrerà fino alla WTG06 una carrareccia esistente da adeguare e da una viabilità di nuova apertura che partirà dalla WTG06 ed arriverà alla WTG09. L'andamento dell'intera viabilità sarà sostanzialmente rettilineo, come mostra l'immagine sottostante.

Verrà inoltre realizzata viabilità ex novo che si svilupperà in sostanza lungo la cresta dei rilievi tra la WTG06 e la WTG09 e in qualche tratto lungo il versante, come nel caso della diramazione per l'accesso alla WTG07. Qualche tratto aggiuntivo sarà realizzato a servizio dell'impianto per il passaggio del cavidotto di connessione. La stessa viabilità sarà mantenuta in fase di esercizio.



Si riporta di seguito, per una migliore comprensione, lo schema della viabilità e la relativa legenda.



La viabilità interna di progetto non attraversa corpi idrici classificati come acque pubbliche (R.D. 1775/33) o censiti o nell’elenco del P.P.R.

Amministrativamente la viabilità interna attraversa esclusivamente il territorio del Comune di Villamassargia e di Narcao (SU).

Il criterio fondamentale adottato per la definizione della viabilità di accesso al parco eolico è stato quello di utilizzare il più possibile la rete viaria esistente; qualunque fosse la sua importanza. La viabilità interna di accesso al parco, come già accennato, ha origine dalla SP85, nel tratto a Sud dell’impianto che lambisce l’abitato di Terraseo, frazione di Narcao. Tale viabilità è interessata in molto marginale da interventi di modifica, in quanto la tipologia di opere necessarie per permettere il transito agevole ai mezzi che trasportano i componenti delle torri si riducono ad interventi locali su qualche fronda di alberi che occupano la carreggiata, qualche allargamento di curva, rimozione temporanea di cartellonistica stradale, rimozione di linee elettriche aeree che sovrastano la carreggiata stradale, modifica di sbarre e cancelli nell’area portuale.





Figura 9: Blade lifter, utilizzato per il trasporto di pale per aerogeneratori.

#### 1.4. Opere civili

Le opere civili comprendono la realizzazione delle fondazioni di sostegno degli aerogeneratori, le piazzole di posizionamento delle gru, gli scavi, i canali e i cavidotti necessari per i cavi elettrici e i cavi in fibra ottica, la realizzazione delle opere di posizionamento delle cabine di consegna e di parallelo dell'impianto.

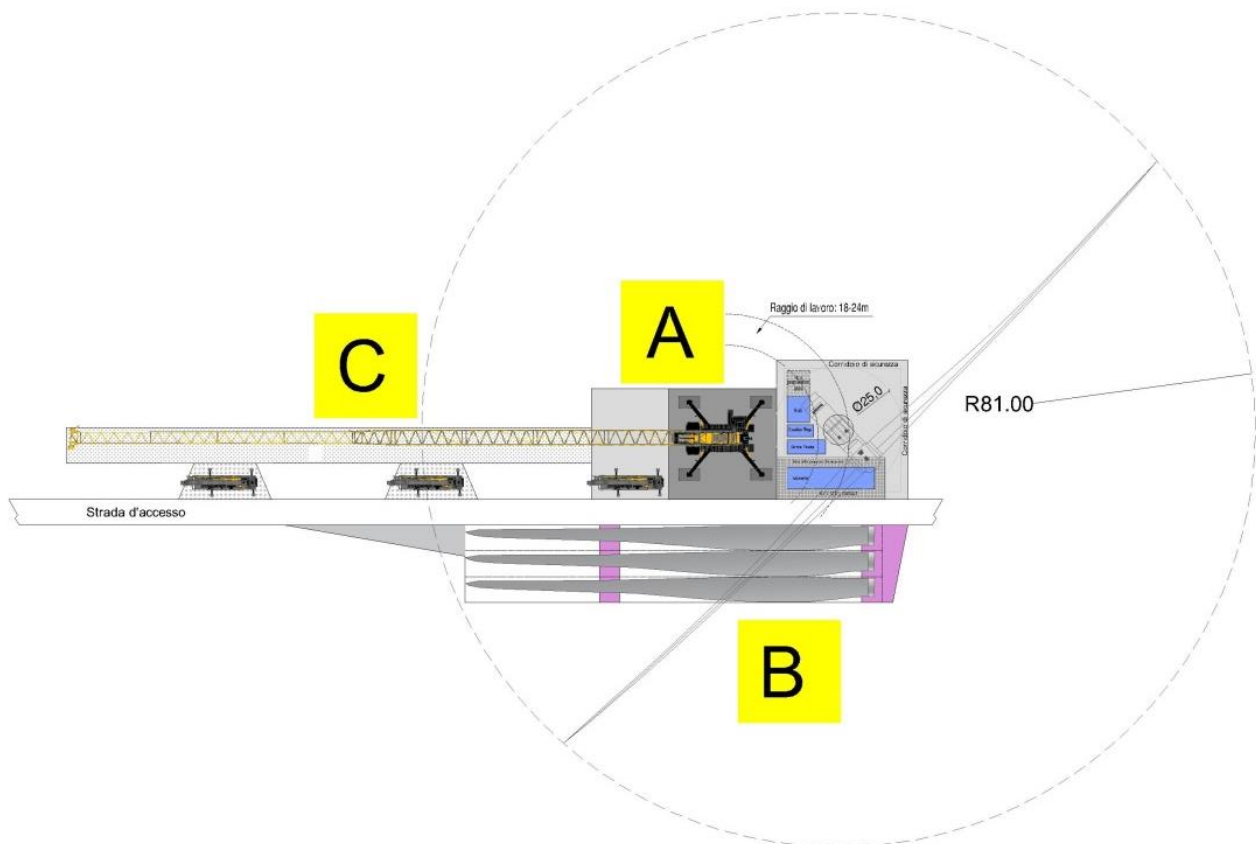
Durante la realizzazione del parco eolico in prossimità di ciascun aerogeneratore verrà realizzata una apposita piazzola di montaggio. Le dimensioni dell'area saranno tali da consentire le manovre di scarico dei componenti dai mezzi di trasporto, il loro temporaneo stoccaggio, il posizionamento della gru principale di sollevamento e montaggio e il posizionamento della gru ausiliaria. Le piazzole

dovranno avere una superficie piana o con pendenza minima di dimensioni tali da contenere tutti i mezzi e le apparecchiature, garantendo ai mezzi all’interno di essa buona libertà di movimento.

### 1.4.1 Piazzole e aree di manovra dei mezzi pesanti

Le aree destinate alle piazzole degli aerogeneratori (cfr. elaborati grafici numero WIND01.ELB05a – Piazzole tipo aerogeneratore e WIND01.ELB05f – Planimetrie, profili e sezioni piazzole aerogeneratore) sono destinate al posizionamento delle gru che installeranno le torri eoliche e dei mezzi di betonaggio che getteranno il calcestruzzo che costituirà il plinto di ogni fondazione (WIND01.ELB05b – Schema plinto aerogeneratore) e al deposito in fase di montaggio delle componenti di ogni aerogeneratore (piazzole di cantiere).

La singola piazzola, che si compone di tre macro-zone, occuperà un’area di circa 4’600m<sup>2</sup> di superficie nella configurazione “temporanea” e solamente 1460 m<sup>2</sup> in quella “permanente”, oltre chiaramente gli ingombri dovuti alla realizzazione dei rilevati e degli scavi che differiscono da piazzola a piazzola.



Nella configurazione “temporanea” ci sarà la presenza delle tre zone A, B e C, rispettivamente piazzola permanente, area di deposito pale e area per montaggio/smontaggio del braccio tralicciato della gru principale. Nello specifico le caratteristiche delle tre zone sono:

**Zona A)** Piazzola permanente inscritta all’interno di un rettangolo di circa 62 m di lunghezza e 27 di larghezza che verrà livellata in fase di cantiere in modo da avere pendenza longitudinale massima pari a  $\pm 0\%$ . Quest’area comprende l’area di sedime del plinto della torre eolica, la piazzola per la gru principale e quella della gru secondaria;

**ZONA B)** Area di deposito temporaneo delle pale, avente dimensioni di circa 15 x 86 m, che avrà carattere temporaneo e durata pari a quella del cantiere.

**ZONA C)** Area di montaggio/smontaggio del braccio tralicciato della gru principale, di dimensioni di circa 102 x 14 m, sarà presente solo durante la fase di cantiere e sarà rinaturalizzata a fine lavori.

Di queste aree, soltanto la piazzola di posizionamento della gru verrà mantenuta in terreno battuto durante tutta la vita dell’impianto per la manutenzione ordinaria e straordinaria degli aerogeneratori, mentre le altre aree torneranno spontaneamente a una vocazione naturale grazie all’accrescimento del manto erboso. I perimetri delle aree a base torre saranno inoltre piantumati per mitigare l’impatto visivo degli sbancamenti e dei reinterri necessari per garantire la pendenza prescritta dalle macchine e dai mezzi pesanti.

## 1.4.2 Fondazioni degli aerogeneratori

Le fondazioni di sostegno delle torri eoliche saranno realizzate in calcestruzzo armato con base cilindrica e cono soprastante rastremato in prossimità del concio di fissaggio della base della torre. Per una descrizione delle caratteristiche strutturali dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, si rimanda all’elaborato WIND01.ELB05b–Schema plinto aerogeneratore e alla relazione di calcolo WIND01.REL045 –Calcoli preliminari plinto.

Lo scavo delle fondazioni verrà realizzato con mezzi pesanti di movimentazione terra, mentre il posizionamento dell’armatura in ferro avverrà ad opera di personale specializzato e con l’ausilio di gru o di mezzi di sollevamento in genere.

Di seguito si riporta lo schema del plinto derivante dai calcoli preliminari di predimensionamento.

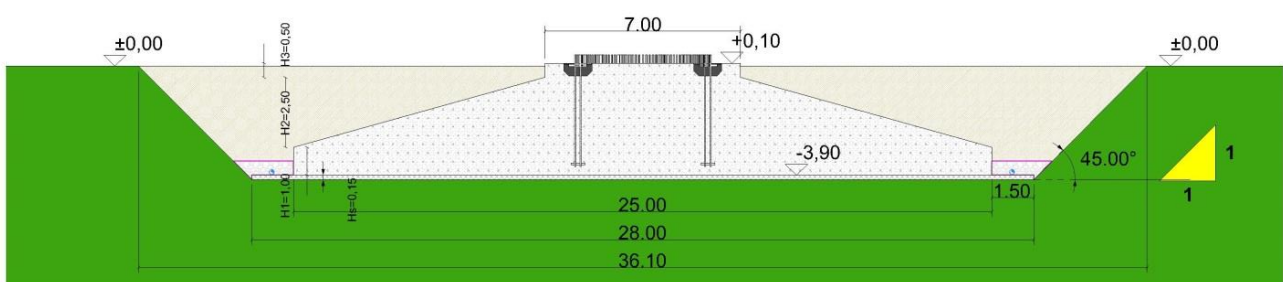




Figura 10 – Schema plinto fondazione aerogeneratore.

Per quanto riguarda il calcestruzzo del plinto, dovrà avere resistenza caratteristica diversa per quanto riguarda la piastra di base e la parte tronco conica fino al colletto (C35/45). Quest’ultimo invece dovrà essere realizzato con calcestruzzo del tipo C50/60. Durante tutta la durata del getto si dovrà provvedere che il calcestruzzo sia debitamente vibrato al fine di eliminare eventuali vuoti e garantire al conglomerato cementizio la maggiore omogeneità, densità e compattezza possibile. Per le sigillature finali della gabbia di fondazioni si utilizzerà invece una malta ad alta resistenza fibrorinforzata del tipo C90/105. Le armature metalliche saranno realizzate con acciaio per cemento armato tipo B450C garantendo un copriferro di 5 cm. Tutti i getti di calcestruzzo per la realizzazione del plinto dovranno essere realizzati nel minor tempo possibile e comunque in maniera tale che si verifichi la condizione “bagnato su bagnato”.

### 1.4.3 Opere di regolazione dei flussi idrici

La viabilità interna al parco sarà dotata di un sistema di raccolta delle acque a bordo strada dimensionato in modo da evacuare i flussi piovani e di seconda pioggia. La pendenza delle strade, sia longitudinale che trasversale, contribuirà al deflusso naturale delle acque senza creare ristagni.

Come criterio generale è stata prevista una pendenza di almeno 1.5% per regimentare il flusso delle acque, e laddove necessario, come ad esempio in presenza di cunette, dossi o avvallamenti, di istituire sistemi di tombini e canali di evacuazione per non ostacolare il naturale deflusso idrico e non alterare l’assetto idrologico del contesto.

Alla base dei rilevati delle piazzole di servizio degli aerogeneratori saranno realizzati fossi di guardia per la captazione delle acque non assorbite dal terreno che verranno convogliate verso i compluvi naturali.

### 1.4.4 Analisi delle superfici occupate dall’impianto

Le opere civili necessarie per la realizzazione del parco eolico in progetto, relativamente alla fase di cantiere occupano una superficie totale di **10,55 ha circa**, suddivisi in 5,76 ha circa di viabilità interna all’impianto e 4,79 ha circa di piazzole di montaggio.

Poiché le porzioni di piazzola dedicate alla posa temporanea dei componenti durante la fase di cantiere verranno restituite a contesto naturale alla fine del cantiere, si può pertanto considerare che le aree di terreno dedicate al progetto durante la sua fase di esercizio saranno di circa 19'345 m<sup>2</sup> dovuti all'ingombro delle piazzole permanenti e 57'594 m<sup>2</sup> di viabilità, a cui andranno sommati:

circa 1250 per la step-up;

circa 900 m<sup>2</sup> per la cabina di trasformazione 30/36 kV;

circa 1000 m<sup>2</sup> per l'area da destinare in futuro allo storage;

circa 3000 m<sup>2</sup> di area di cantiere.

L'area di cantiere sarà realizzata in corrispondenza della WTG02 utilizzando parte della piazzola della stessa turbina, che sarà l'ultima ad essere montata per permettere di avere il minimo impatto possibile pur realizzando tutte le infrastrutture necessarie per la realizzazione dell'impianto eolico. I 3000 m<sup>2</sup> sono quindi aggiuntivi rispetto all'ingombro della piazzola WTG02 (6584 m<sup>2</sup>), arrivando a definire un'area di cantiere complessiva di circa 1 ha.

La viabilità esistente, come anticipato, continuerà ad avere un uso promiscuo e non dedicato all'impianto, e pertanto si ritiene non possa considerarsi area dell'impianto in senso stretto.

Con riferimento alla figura di pag.28, nella quale sono evidenziati i tratti in adeguamento e quelli ex novo, si può quindi considerare che la superficie totale dedicata all'impianto durante la sua fase di esercizio sia pari a circa 23'562 m<sup>2</sup> (**2,26 ha**).

#### Aree di stoccaggio temporaneo

La scelta di operare il trasporto delle pale con l'alza-pala (*Blade Lifter*) è derivato dalla volontà di minimizzare l'impatto che la realizzazione del parco eolico potesse avere sul paesaggio. L'utilizzo di tale mezzo speciale ha comportato, oltre caratteristiche meno restrittive per la realizzazione della viabilità (raggi di curvatura planimetrici e raggi dei raccordi verticali più piccoli), anche l'eliminazione delle aree di stoccaggio temporaneo dei componenti delle torri eoliche e quindi la riduzione delle aree trasformate.

## 1.5 Opere elettriche

Dal punto di vista delle opere elettriche, nell'impianto in progetto, possono individuarsi:

- Aerogeneratori con relativo sistema di protezione e controllo;

- Linee a 30 kV interrate su viabilità interna per il collegamento in parallelo dei generatori e per la connessione alla cabina di trasformazione 30/36kV posta a bordo impianto;
- Predisposizione area storage;
- Cabina di trasformazione 30/36 kV;
- Sottostazione Elettrica Utente di trasformazione 36/150 kV;
- Collegamento in 150 kV verso la SE Terna;
- Opere di rete.

Si rimanda agli elaborati di progetto elettrico per ogni ulteriore dettaglio in merito.

Per la connessione dell’impianto “Energia Is Coris” alla rete elettrica AT/AAT di Terna, come da STMG presente sul preventivo di connessione n. **202101610** emesso da Terna S.p.A. in data 08/11/2021 ed accettato in data 17 novembre 2021, sono necessarie opere di adeguamento della rete elettrica. In particolare l’impianto in esame sarà connesso alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) mediante cabina di trasformazione MT/AT (cabina di “step-up” o Sottostazione Elettrica Utente) di competenza del proponente, collegata in antenna alla nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra–esce alla linea RTN a 150 kV “Iglesias 2 – Siliqua”, previo potenziamento/rifacimento della linea RTN 150 kV “Villacidro – Serramanna”.

Dette opere verranno autorizzate tramite procedura integrata alla presente, in quanto necessarie e prodromiche.

### 1.5.1 Elettrodotta 30 kV

I cavi utilizzati, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla cabina di trasformazione 30/36 kV, saranno delle seguenti tipologie:

Cavi tripolari con anime disposte ad elica visibile e conduttori in alluminio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per l’interconnessione fra gli aerogeneratori (vedi WIND01.ELB008c e WIND01.ELB010a).

Per tutte le linee elettriche MT a 30 kV, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi ad una profondità di 1,50 m dal piano di calpestio. Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all’elaborato WIND01.ELB010a - Tracciato elettrodotti (interno) MT.

La tabella che segue riporta le tipologie e le formazioni dei cavi MT utilizzati nelle diverse sezioni di impianto (la sigla WTG indica l’aerogeneratore). Tutte le linee in cavo soddisfano la verifica termica



prevista dalla normativa vigente, sia per quanto concerne le correnti di cortocircuito che per la tenuta termica dei cavi (vedi Relazione Calcoli elettrici allegata al documento di progetto WIND01.ELB008b).

	Partenza linea	Arrivo Linea	Tipo di cavo	Formazione
SOTTOCAMPO 1	QUADRO C.T. 30/36 kV	WTG03	ARE4H5EX 18-30 KV unipolare a trifoglio	1x(3x300) mmq
	WTG03	WTG01	ARE4H5EX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
	WTG03	WTG02	ARE4H5EX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
SOTTOCAMPO 2	QUADRO C.T. 30/36 kV	WTG06	ARE4H5EX 18-30 KV unipolare a trifoglio	1x(3x300) mmq
	WTG06	WTG04	ARE4H5EX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
	WTG06	WTG05	ARE4H5EX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
SOTTOCAMPO 3	QUADRO C.T. 30/36 kV	WTG09	ARE4H5EX 18-30 KV unipolare a trifoglio	1x(3x300) mmq
	WTG09	WTG07	ARE4H5EX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq
	WTG09	WTG08	ARE4H5EX 18-30 KV tripolare elicordato	1x(3x120) mmq

### 1.5.2 Elettrodotto 36 kV

Dalla cabina di trasformazione 30/36kV partiranno 3 linee interrate fino alla sottostazione di trasformazione 36/150 kV (SSEU).

I cavi utilizzati, saranno delle seguenti tipologie:

Cavi unipolari con conduttori in alluminio riuniti in fasci tripolari a trifoglio. Tali cavi saranno utilizzati in posa direttamente interrata per il vettoriamento dell’energia prodotta dalla cabina di trasformazione 30/36kV alla SSEU (vedi Tavola WIND01.ELB010a).

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all’elaborato WIND01.ELB010a - Tracciato elettrodotti (interno) MT. Per tutte le linee elettriche a 36 kV, si prevede la posa ad una profondità minima di 1,50 m dal piano di calpestio.

Per l’attraversamento dei fiumi inseriti nell’elenco delle Acque Pubbliche di cui al R.D. 1775/33 (vedi Tavola WIND01.ELB017c) si prevederà probabilmente la posa interrata mediante TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (T.O.C.). La posa mediante T.O.C. è prevista anche per gli attraversamenti di reti viarie di primaria importanza.

Si tratta di una tecnologia che consente la posa lungo un profilo trivellato di tubazioni in polietilene, in acciaio o in ghisa sferoidale. Le T.O.C. sono particolarmente adatte per il superamento di ostacoli, quali fiumi, canali, strade di grande comunicazione, aree pubbliche, aree archeologiche etc.

Nel caso in questione, per ognuno dei seguenti attraversamenti vedi (Tavola WIND01.ELB017c):

1. RIU DE SU CANNONI – ACQUA PUBBLICA R.D. 1775/33 (in 3 punti);
2. S.P. N. 2 AL km 36+680;
3. RIU CIXERRI – ACQUA PUBBLICA R.D. 1775/33;
4. FERROVIA IGLESIAS - DECIMOMANNU - CIRCA 1165 m A EST DEL CASELLO N. 22;
5. SA GORA CEA SEDDORI – ACQUA PUBBLICA R.D. 1775/33.

è prevista l'utilizzazione della T.O.C. per posare un tubo di polietilene PN 16 che attraverserà in sub-alveo i fiumi, la S.P. N. 2 e la ferrovia Iglesias – Decimomannu. La tabella che segue riporta le tipologie e le formazioni dei cavi MT utilizzati nelle diverse sezioni di impianto (La sigla SSEU sta per Sottostazione Elettrica Utente). Tutte le linee in cavo soddisfano la verifica termica prevista dalla normativa vigente, sia per quanto concerne le correnti di cortocircuito che per la tenuta termica dei cavi (vedi Relazione Calcoli elettrici allegata al documento di progetto WIND01.ELB008b).

	Partenza linea	Arrivo Linea	Tipo di cavo	Formazione
SOTTOCAMPO 1	QUADRO C.T. 30/36 kV	SSEU	ARE4H5E 20,8/36kV unipolare a trifoglio	3x(1x400) mmq
SOTTOCAMPO 2	QUADRO C.T. 30/36 kV	SSEU	ARE4H5E 20,8/36kV unipolare a trifoglio	3x(1x400) mmq
SOTTOCAMPO 3	QUADRO C.T. 30/36 kV	SSEU	ARE4H5E 20,8/36kV unipolare a trifoglio	3x(1x400) mmq

### 1.5.3 Cabina di trasformazione 30/36 kV

Come già detto in precedenza, l'energia elettrica esce dagli aerogeneratori ad una tensione di 30 kV. Per la trasmissione a lunga distanza, dal bordo impianto fino alla sottostazione di trasformazione 36/150 kV, la tensione viene elevata da 30 a 36 kV in apposita cabina di trasformazione posta in prossimità della WTG09. La cabina conterrà:

- n. 3 interruttori MT a 30 kV in ingresso con relative protezioni 50, 51 e 51N;
- n. 3 trasformatori 30/36 kV da 20 MVA;
- n. 3 quadri a 36 kV in uscita con relative protezioni 50, 51 e 51N.

Le caratteristiche dei trasformatori, dei cavi di interconnessione e degli interruttori sono descritte dettagliatamente nei documenti di progetto elettrico.

### 1.5.4 Stazione di trasformazione MT/AT (step-up)

La cabina di step-up MT/AT di competenza del Proponente (SSEU), sarà adiacente alla nuova stazione elettrica di Terna S.p.A.

La step-up riceve a 36 kV l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico tramite una cabina a 36 kV posta all'interno dell'area della step-up stessa. Successivamente, l'energia collettata viene innalzata al livello di tensione della RTN 150kV, tramite un trasformatore 150/ 36 kV della potenza di 45-63 MVA (ONAN-ONAF). Dal trasformatore si diparte lo stallo AT, costituito da organi di misura, protezione e sezionamento in AT isolati in aria, fino a giungere al punto di connessione con l'adiacente cabina primaria Terna (SE Selegas), attraverso un sistema di sbarre aeree.

La cabina di step-up è dettagliatamente descritta nel documento di progetto WIND01.REL005c.

### 1.5.5 Predisposizione area storage

In prossimità della cabina di trasformazione 30/36 kV è stata individuata un'area di circa 970 m<sup>2</sup> che è dimensionata per ospitare, in futuro, un impianto di stoccaggio di energia elettrica mediante batterie (impianto storage). L'area potrà ospitare un impianto di storage con potenza di circa 16 MVA e capacità di circa 32 MWh. Con il presente progetto si intende autorizzare l'area di sedime come predisposizione del futuro ed eventuale impianto di storage.

### 1.6 Dismissione e ripristino del contesto

Al termine della vita utile dell'impianto eolico, stimata in circa 30 anni, è prevista la dismissione dello stesso ed il ripristino dello stato dei luoghi. Tale processo sarà realizzato mediante una fase specifica che comprenderà lo smontaggio, la caratterizzazione ed il trasporto a discarica e/o a centro di recupero dei vari materiali costituenti l'impianto.

Relativamente alla viabilità realizzata ex novo, sarà proposto un tavolo tecnico per valutare, con gli enti e le Amministrazioni competenti, la necessità o meno della sua tenuta in quanto i tratti di viabilità di nuova realizzazione potranno costituire una rete viaria a servizio delle attività agricole che si svolgono in quella parte di territorio unitamente alla possibilità di aumentare il controllo del territorio da parte degli enti preposti.

Tutte le operazioni di smantellamento dell'impianto saranno realizzate nel rispetto delle varie norme di sicurezza specifiche e nel rispetto del D.Lgs 81/2008 e s.m.i. relativo alla sicurezza nei luoghi di lavoro.

L'intera fase di dismissione può essere riassunta nelle macrofasi di seguito descritte:

- a) Smontaggio e rimozione degli aerogeneratori;
- b) Dismissione elettromeccanica della stazione di trasformazione e della sottostazione elettrica;
- c) Rimozione delle opere interrato e delle linee elettriche;
- d) Ripristino ambientale dei luoghi per un uso compatibile con quello ante-operam.

La modalità di dismissione delle attività elencate sono descritte nel documento WIND01-REL002 – Piano di dismissione.



## 2. Analisi delle alternative progettuali

### 2.1 Alternativa zero

La prima delle alternative da considerare è la possibilità di non effettuare l'intervento in progetto presentato (opzione zero).

L'intervento rientra tra le tipologie impiantistiche previste dalla programmazione nazionale e regionale. In particolare la sua non realizzazione porterebbe alla mancata partecipazione al raggiungimento dell'obiettivo di realizzazione della potenza degli impianti da fonte rinnovabile previsto dal PEARS e dal PNRR.

Il Piano recepisce ed è coerente ai principali indirizzi di pianificazione energetica messi in atto a livello europeo e nazionale, con particolare attenzione agli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> quantificati pari a -50%<sup>1</sup>. Il Secondo Rapporto di Monitoraggio del PAERS fotografa la situazione del macrosettore Energia al 2018 (Figura 10) e appare evidente come l'energia elettrica prodotta in Sardegna attraverso centrali termoelettriche o impianti di cogenerazione alimentati a fonti fossili o bioenergie rappresenti ben il 76.3% del totale; segue la produzione attraverso impianti eolici (12.7% della produzione totale), la produzione da impianti fotovoltaici (6.9%) e infine la produzione da impianti idroelettrici (4.1%).

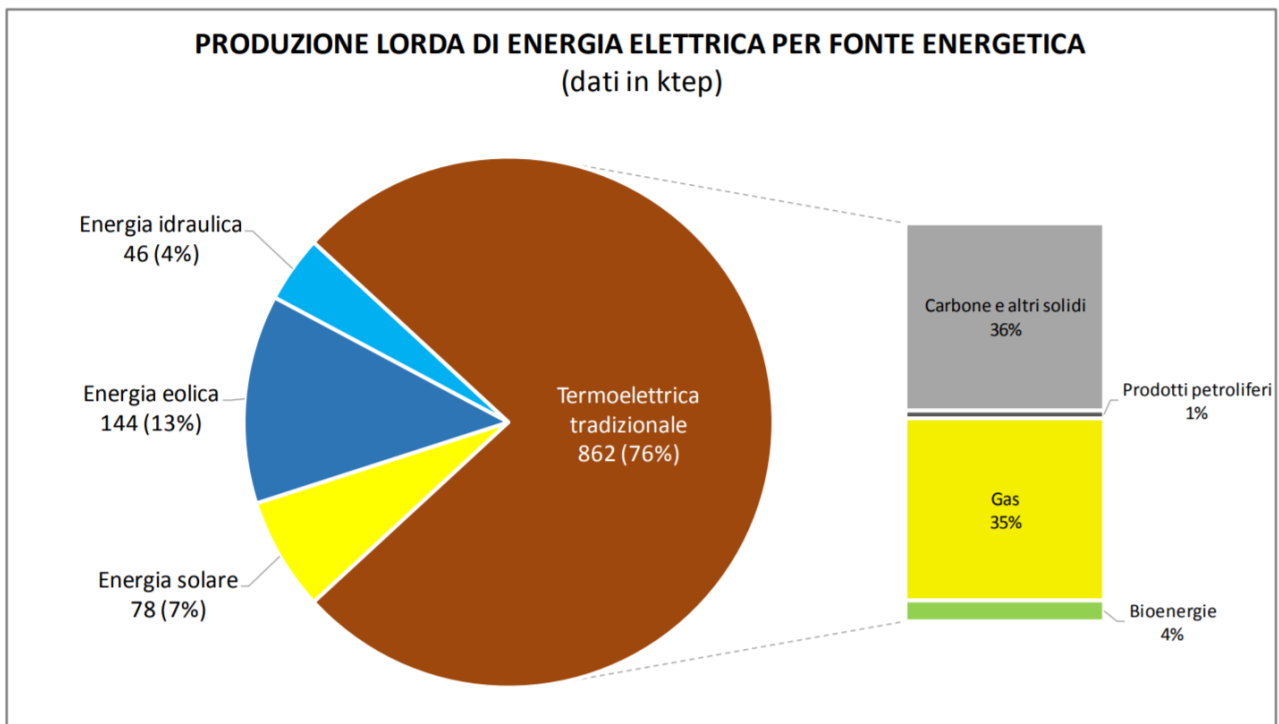


Figura 10: produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2018. Fonte: Secondo Rapporto di Monitoraggio del PEARS, 2019.

<sup>1</sup> Piano Energetico ed Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030 – Proposta Tecnica, dicembre 2015; p.44.

Nella figura successiva sono rappresentati l’andamento dei consumi finali lordi di energia e l’andamento dei consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili a partire dal 2012, ricostruiti a partire dai dati pubblicati dal GSE per il periodo 2012-2017, integrati con le elaborazioni aggiuntive ricavate dal BER 2018.

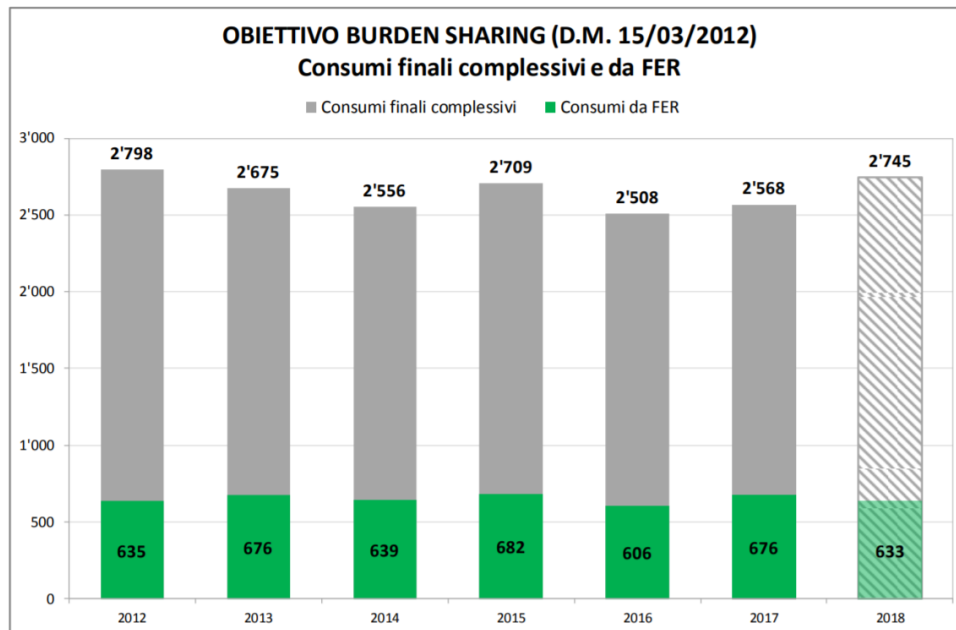


Figura 11: andamento dei consumi finali lordi di energia complessivi e coperti da fonti rinnovabili in Sardegna (espressa in termini percentuali). Fonte: dati GSE del 2012 al 2017 e dati BER per anno 2018.

Il Piano Energetico Regionale conferma la necessità di favorire un mix di fonti rinnovabili sul territorio, soprattutto con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dal settore energetico e la diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti. L’Italia è tra i firmatari del Protocollo di Kyoto ed è impegnata a ridurre tali emissioni, complessivamente di circa 4 – 5 milioni di tonnellate all’anno, con interventi volti ad aumentare il rendimento medio del parco esistente e ovviamente a favorire l’aumento dell’incidenza della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (soprattutto eolica e fotovoltaica).

La mancata realizzazione dell’intervento in oggetto avrebbe, inoltre, evidenti negative ricadute socioeconomiche. Allo stato attuale i terreni possono essere utilizzati per il pascolo e tale possibilità non sarebbe compromessa o diminuita dalla presenza degli aerogeneratori che, anzi, aggiungerebbero una funzione produttiva al terreno.

L’utilizzo di tali terreni per fini di agricoltura di pregio è escluso, sia per le scarse caratteristiche dei suoli e sia perché i costi da sostenere per la realizzazione delle infrastrutture necessarie a rendere irriguo il comparto in oggetto per la coltivazione sarebbero insostenibili.

Non essendo sostenibile economicamente l'utilizzazione per fini agricoli, i terreni resterebbero inutilizzati o tutt'al più sottoutilizzati.

La realizzazione del parco eolico, invece, si configura come occasione per convertire risorse a favore del miglioramento delle aree in oggetto come aree produttive per lo sviluppo locale.

Riassumendo l'alternativa zero porterebbe alla:

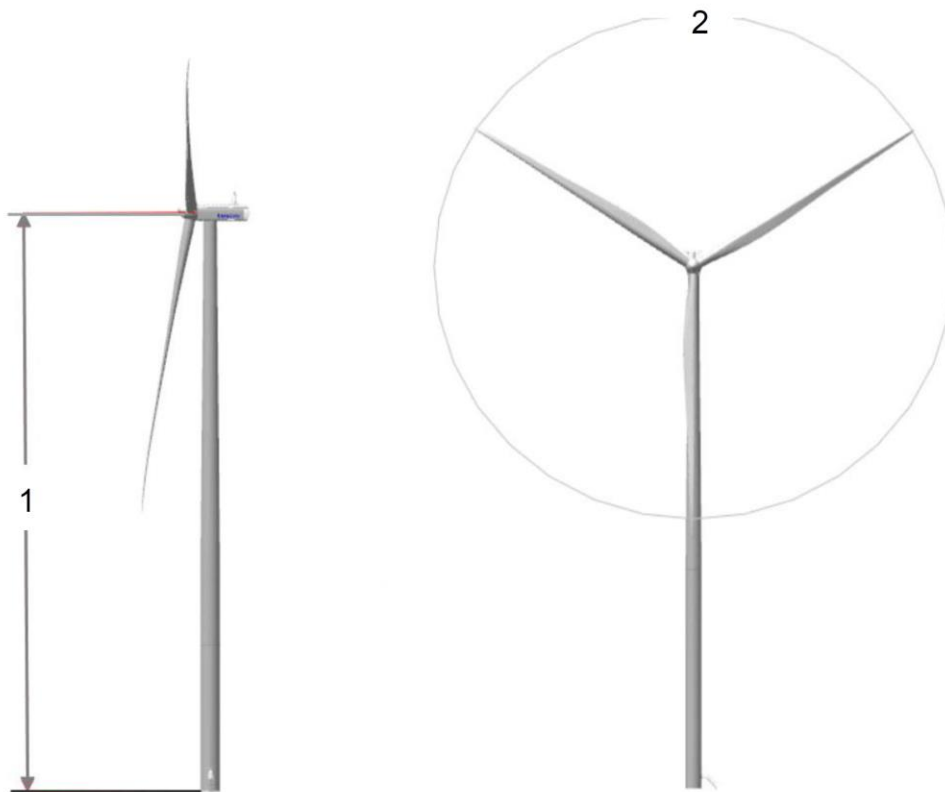
- mancata partecipazione al raggiungimento degli obiettivi europei, nazionali e regionali in tema di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dal settore energetico;
- mancata partecipazione alla riduzione dei fattori climalteranti;
- mancata partecipazione all'obiettivo di diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti;
- mancata partecipazione all'obiettivo di sviluppo di un apparato diffuso ad alta efficienza energetica;
- mancate ricadute socio-occupazionali e mancato utilizzo o sottoutilizzo dei terreni in oggetto.

L'alternativa zero eviterebbe, naturalmente, la modifica dello skyline esistente e la conseguente modifica del quadro paesaggistico. Il mantenimento della qualità del paesaggio, tuttavia, non coincide certo con la musealizzazione dello stesso, ma piuttosto con la coesistenza armoniosa e compatibile di più funzioni aventi come presupposto la riproducibilità delle risorse e come fine la ricchezza in senso lato delle comunità.

## 2.2 Alternativa tecnologica

L'alternativa tecnologica valutata prevede l'installazione di un modello di macchine del produttore Vestas di altezza inferiore, al fine di ridurre l'area di visibilità del parco. In particolare si è presa in considerazione la Vestas V100 2MW HH 95.





1: altezza la mozzo = 95 m

2: diametro del rotore = 100 m

Figura 12: dimensioni struttura aerogeneratore **Vestas V100**.

Tali aerogeneratori, di minore potenza nominale, hanno anche una minore altezza al mozzo e, dunque, porterebbero ad un minore impatto paesaggistico. Installando 14 aerogeneratori si giungerebbe a una potenza installata di 28 MW. La producibilità dell’impianto varierebbe come rappresentato nella tabella di seguito.

<b>dati operativi</b>	<b>Aerogeneratore in progetto (Vestas V162)</b>		<b>Aerogeneratore alternativa progettuale (Vestas V100)</b>	
<i>Potenza di picco complessiva DC</i>	48	MWp	28	MWp
<i>Potenza unitaria singola turbina</i>	<b>5,33</b>	<b>MWp</b>	<b>2</b>	<b>MWp</b>
<i>Numero turbine</i>	<b>9</b>		<b>14</b>	
<i>Diametro rotore</i>	162	m	100	m
<i>Altezza mozzo</i>	125	m	95	m

Tabella 1: dati tecnici di confronto tra l'aerogeneratore in progetto e quello considerato per l'alternativa progettuale.

<b>dati operativi</b>	<b>Aerogeneratore in progetto</b>	<b>Aerogeneratore alternativa progettuale A</b>
	<b>Vestas V162 Potenza unitaria 5,33 MW Altezza mozzo 125 m</b>	<b>Vestas V100 Potenza unitaria 2 MW Altezza mozzo 95 m</b>
Velocità media del vento [m/s]	6,69	6,57
Produzione lorda [GWh/a]	167,05 (3.482 h/y)	93,60 (3.343 h/y)
Perdite di scia [%]	3,5%	3,5%
Indisponibilità [%]	4%	4%
Curva di potenza [%]	2%	2%
Perdite elettriche [%]	2,5%	2,5%
Fattori ambientali [%]	0,5%	0,5%
Curtaiment	0,5%	0,5%
Perdite totali (escluso scia) [%]	10%	10%
Produzione netta [GWh/a]	145,08	81,29

Un parco eolico composto con il modello di turbina sopra proposto (Vestats V100) porterebbe ad una diminuzione percentuale della produzione netta pari al 43,96%.

A fronte di una notevole diminuzione della produzione si avrebbero simili o maggiorati impatti ambientali e, nello specifico:

- maggiore area d'installazione (con relativo consumo del suolo);
- maggiore compromissione del contesto arboreo;
- maggiori impatti negativi in fase di cantiere dovuti alla movimentazione dei mezzi per il trasporto relativamente alla componente aria (emissioni di gas serra e sollevamento polveri) e alla componente rumore;
- equivalenti pressioni sulla viabilità per il trasporto;
- maggiori costi e impatti sull'ambiente a fronte di una minore efficienza per il trasporto dell'energia;
- assimilabili rischi di collisione con l'avifauna;
- assimilabili impatti sugli effetti elettromagnetici;
- maggiori costi di gestione e manutenzione.

Pertanto l'installazione di macchine di maggiore potenza garantisce la massima producibilità a fronte di simili impatti sulle componenti aria, suolo, rifiuti, flora, fauna e componenti elettromagnetiche.

Una analisi più approfondita deve essere condotta per la componente rumore e la componente paesaggio.

E' stata, dunque, elaborata la mappa dell'Intervisibilità teorica nel caso delle Vestas V100, aventi altezza sensibilmente più bassa, al fine di valutare quantitativamente la diminuzione.

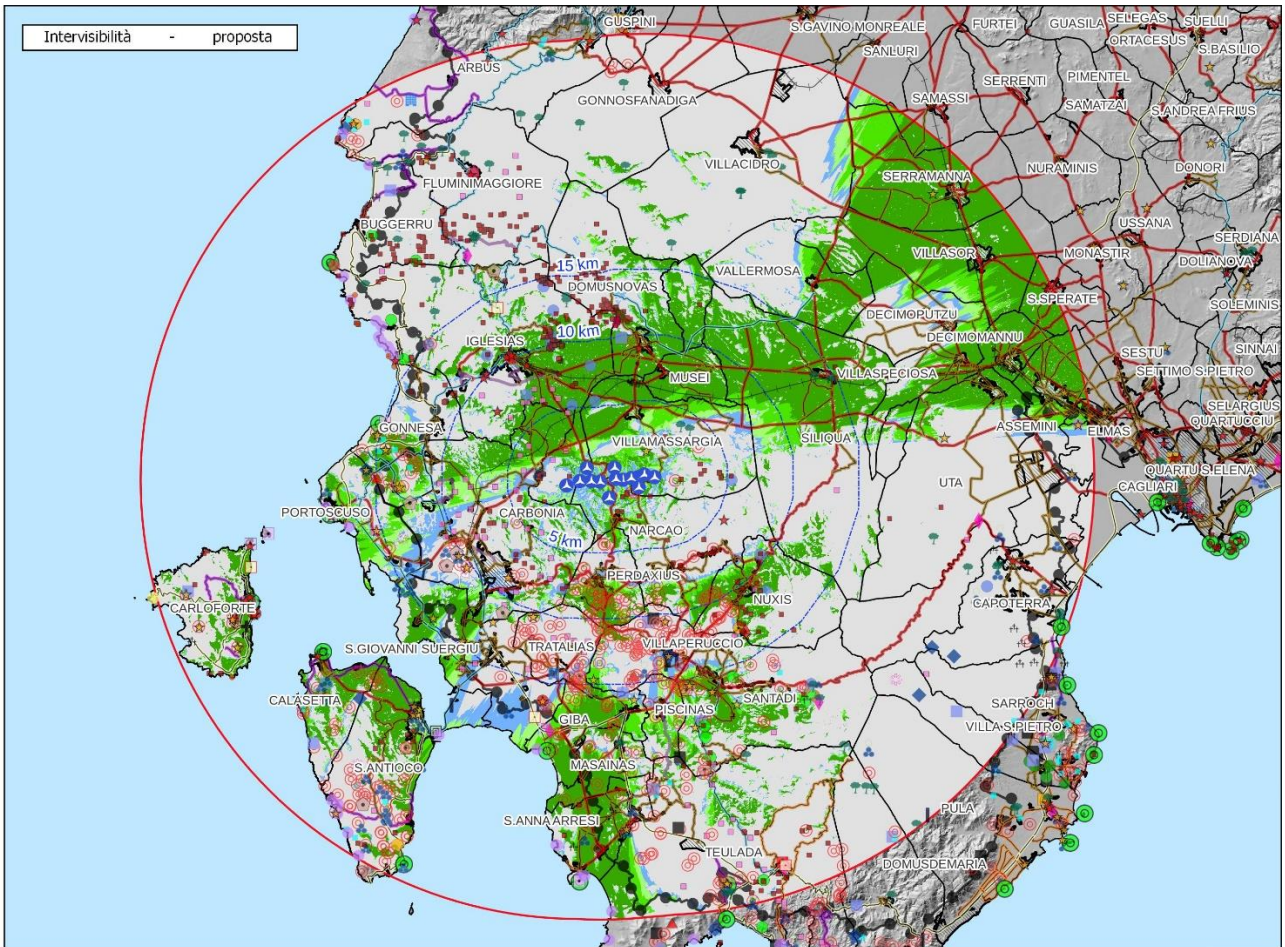


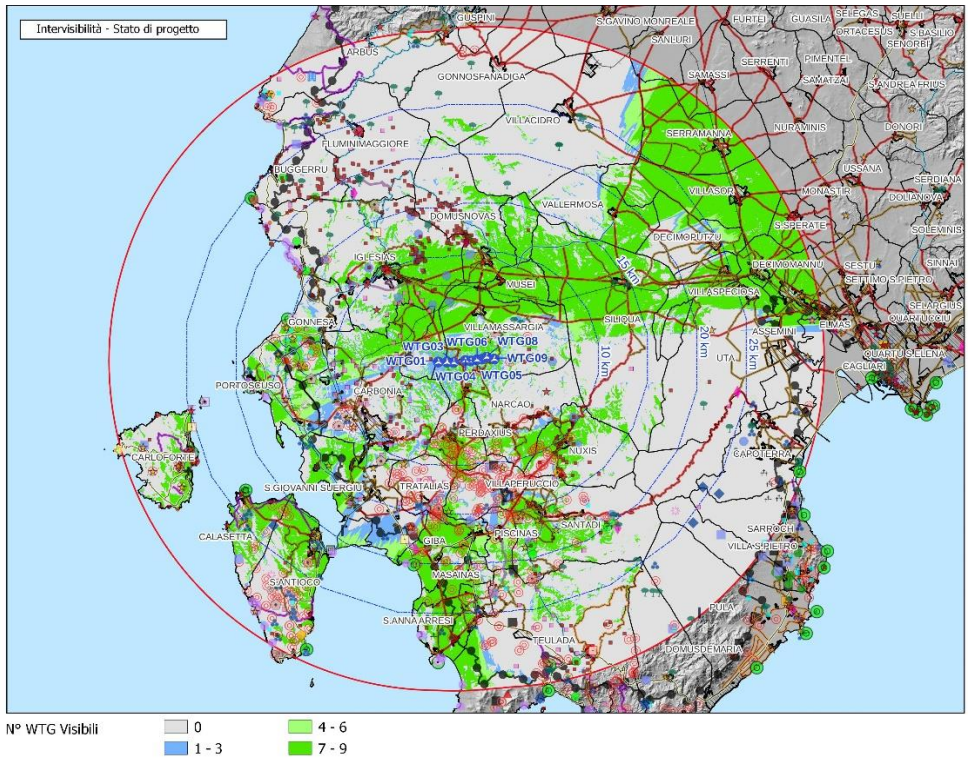




Figura 13: mappa dell'intervisibilità teorica per un parco eolico con 14 turbine Vestas V100.

PARCO EOLICO IN PROGETTO

9 TURBINE VESTAS V162 – Hmozzo125 m



PARCO EOLICO ALTERNATIVA PROGETTUALE

14 TURBINE VESTAS V100 – Hmozzo=95 m

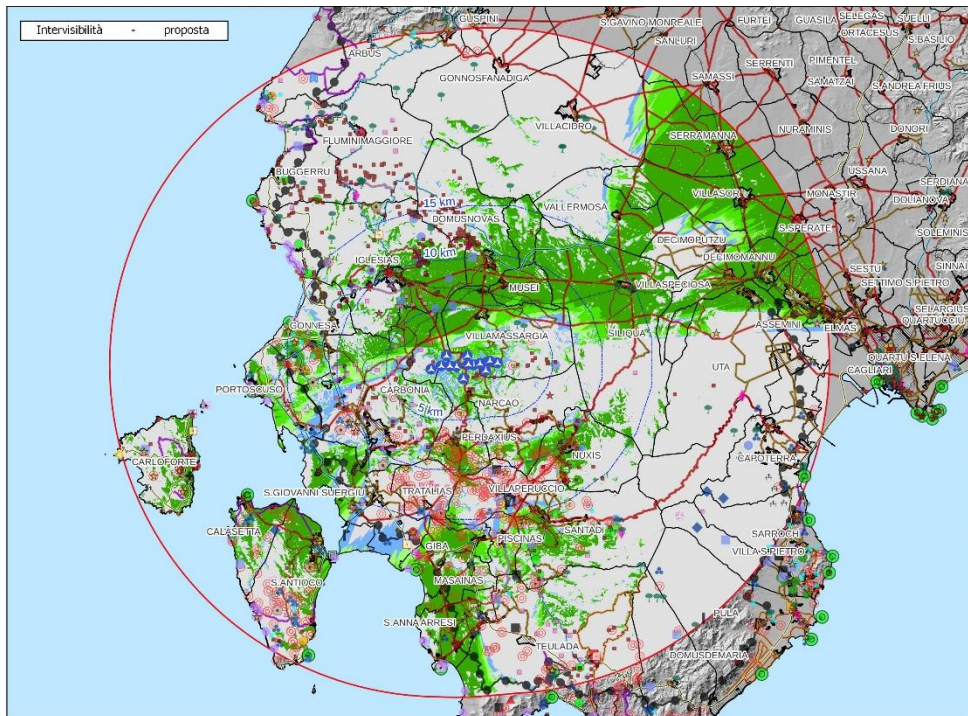


Figura 14: raffronto intervisibilità parco eolico in progetto (Vestas V162, altezza massima al mozzo 125 m) e alternativa progettuale B (Vestas V100, altezza al mozzo 95 m).

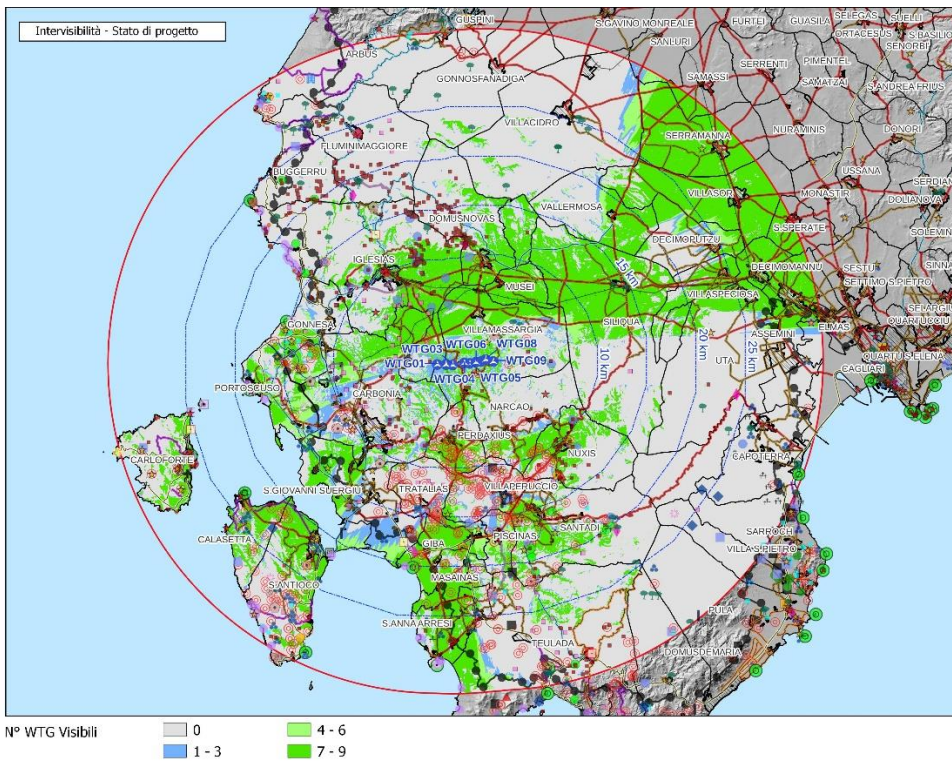


Tabella 2: confronto intervisibilità teorica parco eolico in progetto e alternativa progettuale (Vestas V100).

WTG visibili	Aerogeneratori in Progetto V162		Alternativa progettuale B V136	
	Kmq	Incidenza su sup tot (%)	Kmq	Incidenza su sup tot (%)
0	1914,5	62,95%	1969	64,74%
0 – 3	159,1	5,23%	146,1	4,80%
3 - 6	156,7	5,15%	122,7	4,04%
6 - 9	811,0	26,67%	160,8	5,29%
Area totale considerata = 3041 kmq				

Come visibile dalla mappa dell’intervisibilità e dalla PARCO EOLICO IN PROGETTO

9 TURBINE VESTAS V162 – Hmozzo125 m



PARCO EOLICO ALTERNATIVA PROGETTUALE

14 TURBINE VESTAS V100 – Hmozzo=95 m

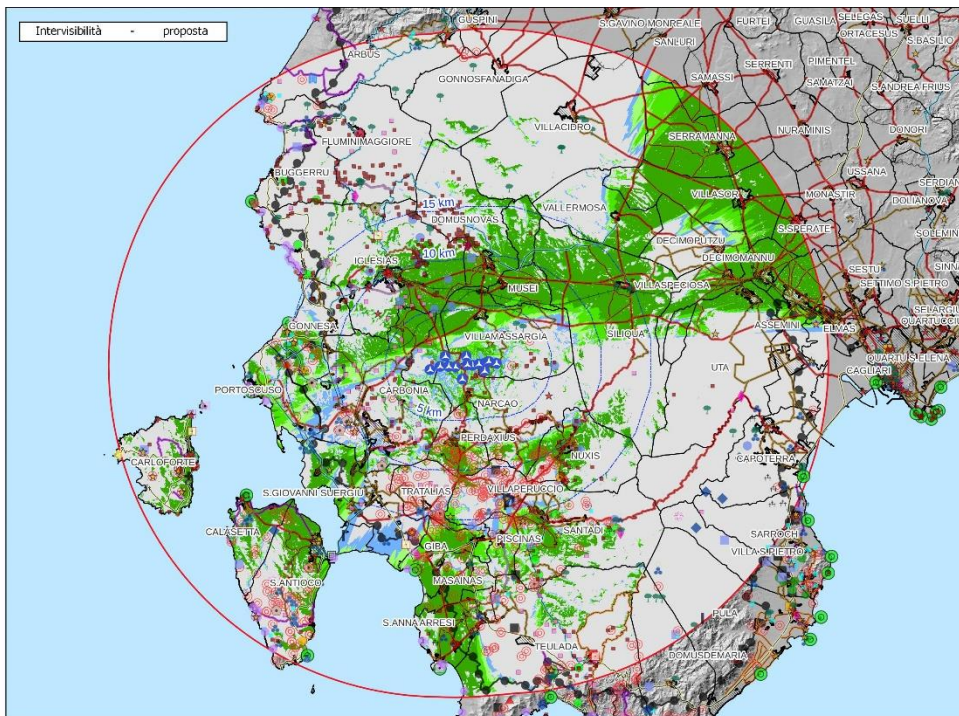


Figura 14: raffronto intervisibilità parco eolico in progetto (Vestas V162, altezza massima al mozzo 125 m) e alternativa progettuale B (Vestas V100, altezza al mozzo 95 m).

Tabella 2, la differenza percentuale di superficie dalla quale, in un buffer di 33 km, non saranno visibili turbine è dello 1,79%.

Dal punto di vista paesaggistico, dunque, non sarebbe giustificabile la scelta di turbine più basse che porterebbero ad un impatto negativo minore sul paesaggio dello 0,27%, a fronte di una perdita di producibilità del 43,96%.

## 2.3 Alternativa di localizzazione

La valutazione di una alternativa progettuale ha escluso, innanzitutto, le aree industriali del Comune di Nurri, in quanto le uniche presenti sono prossime all’abitato e constano complessivamente di 8,63 ha.



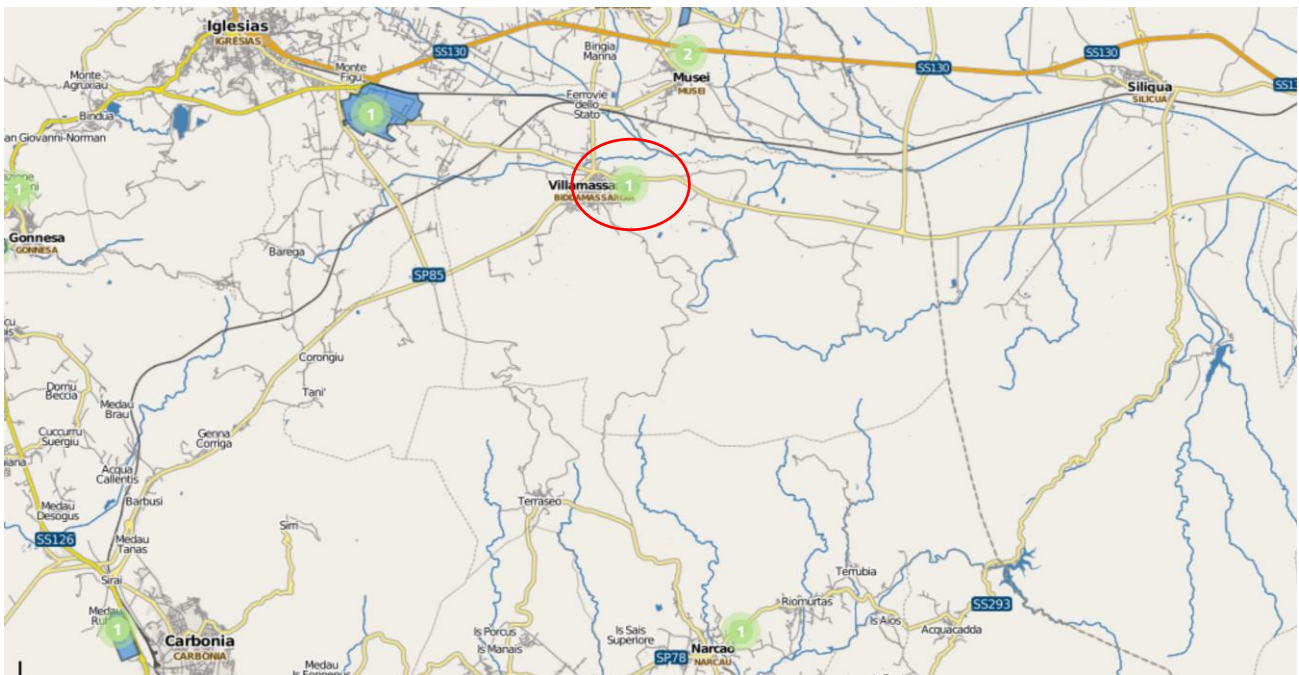


Figura 15: area PIP del Comune di Villamassargia (cerchiata in rosso).

La prossimità al centro abitato porterebbe al manifestarsi dei seguenti impatti negativi:

- effetto incombenza minacciosa;
- effetto ombra portata;
- effetto dell'alterazione dell'integrità architettonica.

Lo Studio per l'individuazione delle aree in cui ubicare gli impianti eolici elaborato dalla Regione Sardegna individua come idonee le aree dei Piani per gli Innesadimenti Produttivi (P.I.P.), caratterizzate da una estensione territoriale complessiva non inferiore ai 20 ha.

Pertanto si è proceduto all'individuazione di aree alternative, escludendo quelle che la normativa e le Linee guida regionali indicano come aree non idonee all'installazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da eolico:

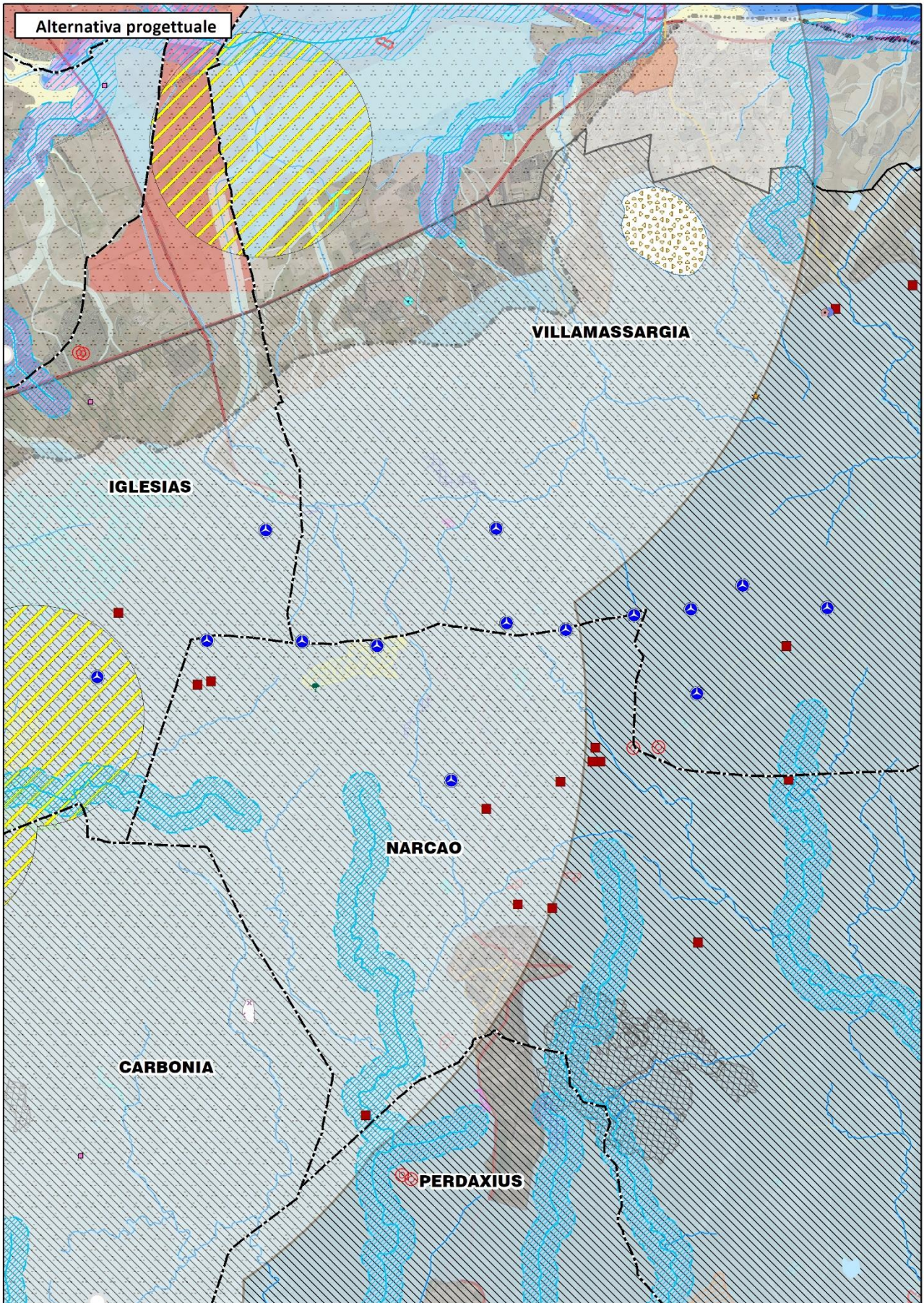
- I Siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO, le aree ed i beni di notevole interesse culturale, gli immobili e le aree dichiarati di notevole interesse pubblico.
- Le Zone all'interno di cono visuale la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattività turistica.
- Le Zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree con termini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso.

- Le aree naturali protette ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale), con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata ed equivalenti a livello regionale.
- Le zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar.
- Le aree incluse nella Rete Natura 2000 quali Siti di Importanza Comunitaria e Zone di Protezione Speciale.
- Le Important Bird Areas (I.B.A.).
- Le aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la Conservazione della biodiversità (fasce di rispetto o aree contigue delle aree naturali protette;
- istituendo aree naturali protette oggetto di proposta del Governo; aree di connessione e continuità ecologico funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali; aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette; aree in cui è accertata la presenza di specie animali e vegetali soggette a tutela dalle Convenzioni internazionali e dalle Direttive Comunitarie in materia di protezione delle specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione).
- Le aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un’elevata capacità d’uso del suolo.
- Le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di Assetto Idro-geologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino.
- Le Zone individuate dal Codice dei beni culturali e paesaggistici valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti.



Pertanto si è proceduto ad escludere tutte le suddette aree e ad ipotizzare dei layout possibili nelle aree rimanenti.

Sulla base della vincolistica si è ipotizzato il layout di progetto con **9 aerogeneratori e quello alternativo con 14 aerogeneratori di potenza e dimensioni inferiori**, così come rappresentati nella figura successiva.









-  WTG
-  Confini comunali

**Aree e siti con valore ambientale**



-  Area presenza Chiroterrofauna buffer 1Km
-  Area di attenzione presenza Chiroterrofauna buffer 5Km

**Aree con valore paesaggistico Art. 143**

**Repertorio beni 2017 - Beni paesaggistici**





-  DOMUS DE JANAS
-  GROTTA RIPARO
-  INSEDIAMENTO SPARSO
-  NURAGHE
-  Repertorio beni 2017 - Beni culturali archeologici
-  Repertorio beni 2017 - Proposte di Insussistenza vincolo
-  Alberi Monumentali agg. 19.4.2019
-  Grotte e caverne
-  Laghi invasi e stagni
-  Fiumi e torrenti (alveo inciso)
-  Centri di antica e prima formazione Atti 2007-2012
-  Area dell'organizzazione mineraria
-  Parco geominerario ambientale e storico - DM 08/09/2016

**Aree con valore paesaggistico Art. 142**


-  Vulcani
-  Art.142 - Fiumi torrenti corsi d'acqua iscritti in elenco RD1775/33

**Art.142 - Fascia 150m fiumi elenco RD1775-33**


**CODICEPPR**

-  BP02\_C2\_A1
-  BP02\_C2\_B2
-  Art.142 Vulcani
-  Art.142 - Zone di interesse archeologico individuate



**Strade**

-  Strade statali e provinciali
-  Rete stradale locale



**Impianti Ferroviari**

-  Impianti ferroviari lineari



**Vincolo idrogeologico R.D.L. 3267/1923**

-  Vincolo idrogeologico ai sensi dell'Art. 1 del R.D.L. 3267/1923
-  Vincolo idrogeologico ai sensi dell'Art. 17 R.D.L. 3267/1923

**Idrologia**

-  Fiumi, torrenti e corsi d'acqua di cui al t.u. R.D. 1775/33
-  Fascia 150 m

**Affioramento naturale**


-  sorgente
-  Invaso

**Aree incendiate**




-  2017
-  2014
-  2012
-  2010
-  2009
-  2008
-  2007
-  2006
-  2005

**PAI**

**Buffer elementi idrici (art. 30ter del PAI)**

-  Buffer elementi idrici (art. 30ter del PAI)





**Pericolo Geomorfologico Rev. 42 (Pericolo Frana PAI)**

-  Hg1
-  Hg2
-  Hg4

**Pericolo Idraulico Rev. 41 (Pericolo Alluvioni PAI)**

-  Hi1
-  Hi2
-  Hi3
-  Hi4

**Rischio Idraulico Rev 41**

-  Ri1
-  Ri2
-  Ri3
-  Ri4

**Piano Stralcio Fasce Fluviali (2015)**






-  A\_2 (Tempo di ritorno Tr < 2 anni)
-  A\_50 (Tempo di ritorno Tr = 2-50 anni)
-  B\_100 (Tempo di ritorno Tr = 50-100 anni)
-  B\_200 (Tempo di ritorno Tr = 100-200 anni)
-  C (Fascia geomorfologica)

Figura 16: layout alternativa progettuale con rappresentazione delle aree soggette a vincoli nei Comuni di Villamassargia e Narcao.



La configurazione con 14 aerogeneratori, seppure più bassi, aumenta la possibilità del verificarsi dell’effetto selva; inoltre aumentano gli impatti in termini cumulativi sul paesaggio, in quanto aumenta la co-visibilità dai punti di vista sensibili. Le successive figure risultano esplicative di quanto affermato.

Inoltre, l’installazione di 14 aerogeneratori aumenterebbe enormemente l’impatto sulla componente “uso del suolo” e sulla componente “aria” in fase di cantiere (in particolare relativamente al sollevamento polveri e alla qualità dell’aria). Le Indicazioni per la realizzazione di impianti eolici in Sardegna del Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna 2015-2030, inseriscono tra le opere di mitigazione per la componente paesaggio: “la riduzione della densità degli elementi costituenti il parco eolico; la realizzazione di impianti che, a parità di potenza complessiva, utilizzino un minor numero di elementi di maggiore potenza unitaria; evitare un uso intensivo dei siti prescelti che spesso è causa di sgradevoli “effetti selva”.

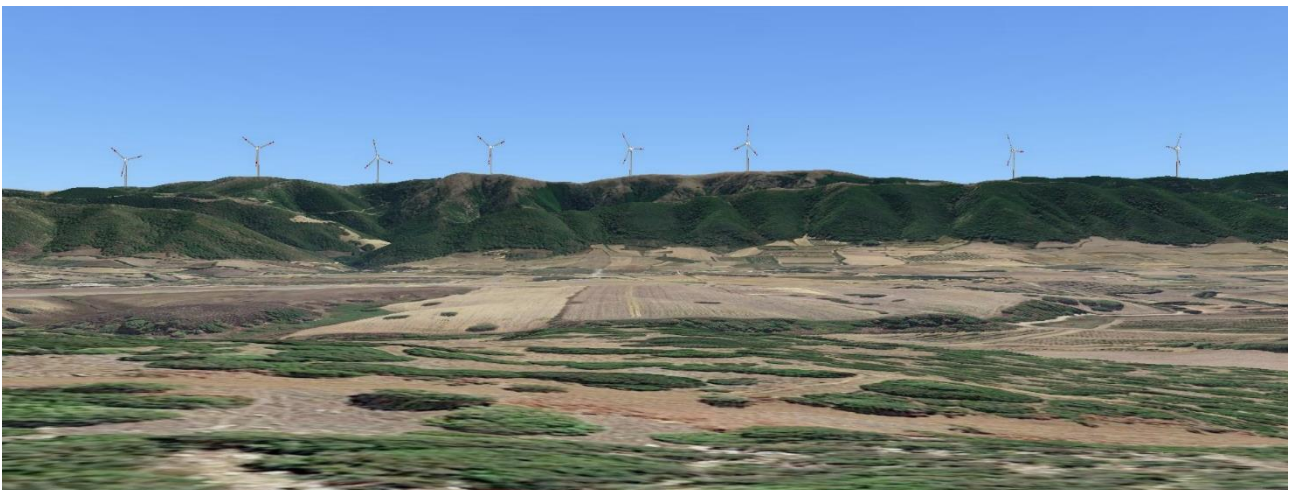


Figura 17: viste, rispettivamente da SP2 e dalla SP85, con 9 aerogeneratori.



Figura 18: viste, rispettivamente da SP2 e dalla SP85, con 14 aerogeneratori.