



Engineering & Construction



GRE CODE

GRE.EEC.K.26.IT.W.17279.00.030.01

PAGE

1 di/of 44

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

IMPIANTO EOLICO GREENFIELD "SANLURI-SARDARA"

PROGETTO DEFINITIVO

Studio di Impatto Ambientale Quadro Progettuale

File: GRE.EEC.K.26.IT.W.17279.00.030.01 - SIA - Q. Progettuale.docx

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
01	09.02.2024	Seconda emissione	M.Elisio	S. De Caro	M. Elisio
00	16.12.2022	Prima emissione	M.Elisio	G. Alfano	M. Elisio

GRE VALIDATION

COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY
---------------	-------------	--------------

PROJECT / PLANT Sanluri -Sardara	GRE CODE																		
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT				SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION						
	GRE	EEC	K	2	6	I	T	W	1	7	2	7	9	0	0	0	3	0	0

CLASSIFICATION	PUBLIC	UTILIZATION SCOPE	BASIC DESIGN
----------------	---------------	-------------------	---------------------

This document is property of Enel Green Power Solar Energy S.r.l. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power Solar Energy S.r.l.

INDEX

3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....	3
3.1. INTRODUZIONE	3
3.1.1. DESCRIZIONE DEL PROPONENTE.....	3
3.1.2. CONTENUTI DELLA RELAZIONE	3
3.1.3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE	4
3.2. DATI GENERALI DEL PROGETTO	5
3.3. REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO (FASE 1)	6
3.3.1. LAYOUT DI PROGETTO	7
3.3.2. CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE DI PROGETTO	9
3.3.3. VALUTAZIONE DEI MOVIMENTI TERRA	22
3.4. ESERCIZIO DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 2).....	23
3.5. DISMISSIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 3).....	23
3.6. UTILIZZO DI RISORSE	24
3.6.1. SUOLO	24
3.6.2. MATERIALE INERTE	26
3.6.3. ACQUA.....	27
3.6.4. ENERGIA ELETTRICA	27
3.6.5. GASOLIO	28
3.7. STIMA EMISSIONI, SCARICHI, PRODUZIONE RIFIUTI, RUMORE, TRAFFICO.....	28
3.7.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	28
3.7.2. EMISSIONI SONORE.....	29
3.7.3. VIBRAZIONI.....	30
3.7.4. SCARICHI IDRICI.....	30
3.7.5. EMISSIONE DI RADIAZIONI IONIZZANTI E NON.....	30
3.7.6. PRODUZIONE DI RIFIUTI.....	31
3.7.7. TRAFFICO INDOTTO	32
3.8. ANALISI DEGLI SCENARI INCIDENTALI	33
3.9. CRONOPROGRAMMA	34
3.10. ALTERNATIVE DI PROGETTO	34
3.10.1. ALTERNATIVA ZERO	35
3.10.2. ALTERNATIVE LOCALIZZATIVE	36
3.10.3. ALTERNATIVE TECNOLOGICHE	43

3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

3.1. INTRODUZIONE

Stantec S.p.A., in qualità di Consulente Tecnico, è stata incaricata da Marte Srl di redigere il progetto definitivo per la costruzione di un nuovo impianto eolico denominato "Sanluri-Sardara" ubicato nei comuni di Sardara, Sanluri e Villanovaforru, che si trovano in provincia di Sud Sardegna.

Il progetto proposto prevede l'installazione di 12 nuove turbine eoliche ciascuna di potenza nominale fino a 6 MW, in linea con gli standard più alti presenti sul mercato, per una potenza installata totale fino a 72 MW.

L'energia prodotta dagli aerogeneratori, attraverso il sistema di cavidotti interrati in media tensione, verrà convogliata ad una stazione di trasformazione 33/150 kV di nuova realizzazione, all'interno del comune di Sanluri, e poi da qui convogliata alla futura Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Ittiri - Selargius", situata nei comuni di Sanluri e Furtei.

In aggiunta alla stessa sottostazione sarà connesso un sistema di accumulo elettrochimico BESS (Battery Energy Storage System) da 35 MW per un totale di capacità di stoccaggio pari a 280 MWh.

Il progetto è in linea con gli obiettivi nazionali ed europei per la riduzione delle emissioni di CO₂, legate a processi di produzione di energia elettrica.

Il presente documento costituisce la Revisione 01 della documentazione già presentata agli Enti ed ha la finalità di aggiornare lo il Quadro Progettuale (elaborato GRE.EEC.K.26.IT.W.17279.00.030.00 - SIA - Quadro Progettuale del 16/02/2022) in relazione alle seguenti modifiche progettuali:

- modifica della posizione della turbina V01 e delle relative piazzola e strada di accesso;
- modifica della posizione del sistema BESS, della SSE e della SE "Sanluri".

Le modifiche sulla turbina V01, BESS e SSE derivano dalla volontà del Proponente di ridurre al minimo l'interferenza con le aree tutelate; lo spostamento della Stazione Elettrica 150/380 kV "Sanluri" e dei relativi raccordi aerei, invece, deriva da una specifica richiesta di Terna al fine di contenere, il più possibile, i movimenti scavo-riporti necessari alla costruzione della Stazione Elettrica.

Si precisa, inoltre, che il progetto della stazione elettrica SE "Sanluri" e dei relativi raccordi aerei è stato oggetto di un'altra iniziativa, proposta dalla società GREENENERGYSARDEGNA2 e sviluppata dalla società di ingegneria GEOTECH S.r.l.. Il progetto è stato sottoposto per l'approvazione al gestore di rete Terna S.p.a. e ha ottenuto il benestare tecnico. Nel presente documento, in relazione alle lavorazioni relative alla costruzione della stazione elettrica "Sanluri" di Terna e ai raccordi aerei, sono riportati nel seguito alcuni stralci della documentazione afferente al Piano Tecnico delle Opere benestariato da Terna S.P.A.. Per gli approfondimenti si rimanda alla lettura dei documenti di progetto del PTO.

3.1.1. DESCRIZIONE DEL PROPONENTE

Marte Srl, in qualità di soggetto proponente del progetto, è una società del Gruppo Enel che si occupa dello sviluppo e della gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili facente capo a Enel Green Power Spa.

Il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Green Power Spa, è presente in 28 Paesi nei 5 continenti con una capacità gestita di oltre 46 GW e più di 1200 impianti.

In Italia, il parco di generazione di Enel Green Power è rappresentato dalle seguenti tecnologie rinnovabili: idroelettrico, eolico, fotovoltaico, geotermia. Attualmente nel Paese conta una capacità gestita complessiva di oltre 14 GW.

3.1.2. CONTENUTI DELLA RELAZIONE

La presente relazione costituisce la seconda parte dello Studio di Impatto Ambientale. Nel documento si descrive il progetto nelle sue fasi e si analizza l'inquadramento del progetto nel rispetto dei vincoli presenti nel sito (Punto 1 dell'allegato VII del D.Lgs. 104/2017). In questo

documento viene altresì discussa l'Alternativa Zero (Punto 2).

3.1.3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il sito sul quale sorgeranno l'impianto eolico e le relative opere connesse, nonché il sistema BESS e la SE "Sanluri" si trova nella provincia di Sud Sardegna ed interessa il territorio dei comuni di Villanovaforru, Sardara e Sanluri e, in minima parte, anche il territorio comunale di Furtei.

L'area è identificata dalle seguenti coordinate geografiche:

- Latitudine: 39°35'49,84"N
- Longitudine: 8°52'32,16"E

L'impianto in progetto, nel suo complesso, ricade all'interno dei seguenti fogli catastali:

- Comune di Sanluri: n° 1, n° 2, n° 3, n° 4, n° 5, n° 7, n° 8, n° 11, n° 12, n° 13, n° 14, n° 17, n° 19, n° 22.
- Comune di Sardara: n° 31, n° 43, n° 44, n° 45, n° 58, n° 59.
- Comune di Villanovaforru: n° 10, n° 11, n° 12, n° 14, n° 15, n° 16.
- Comune di Furtei: n° 5.

L'area di progetto ricade all'interno dei fogli I.G.M. in scala 1:25.000 codificati 225-I-NE, denominato "Lunamatrona" e 225-I-SE denominato "Sanluri".

Di seguito è riportato l'inquadramento territoriale dell'area di progetto e la posizione degli aerogeneratori su ortofoto.

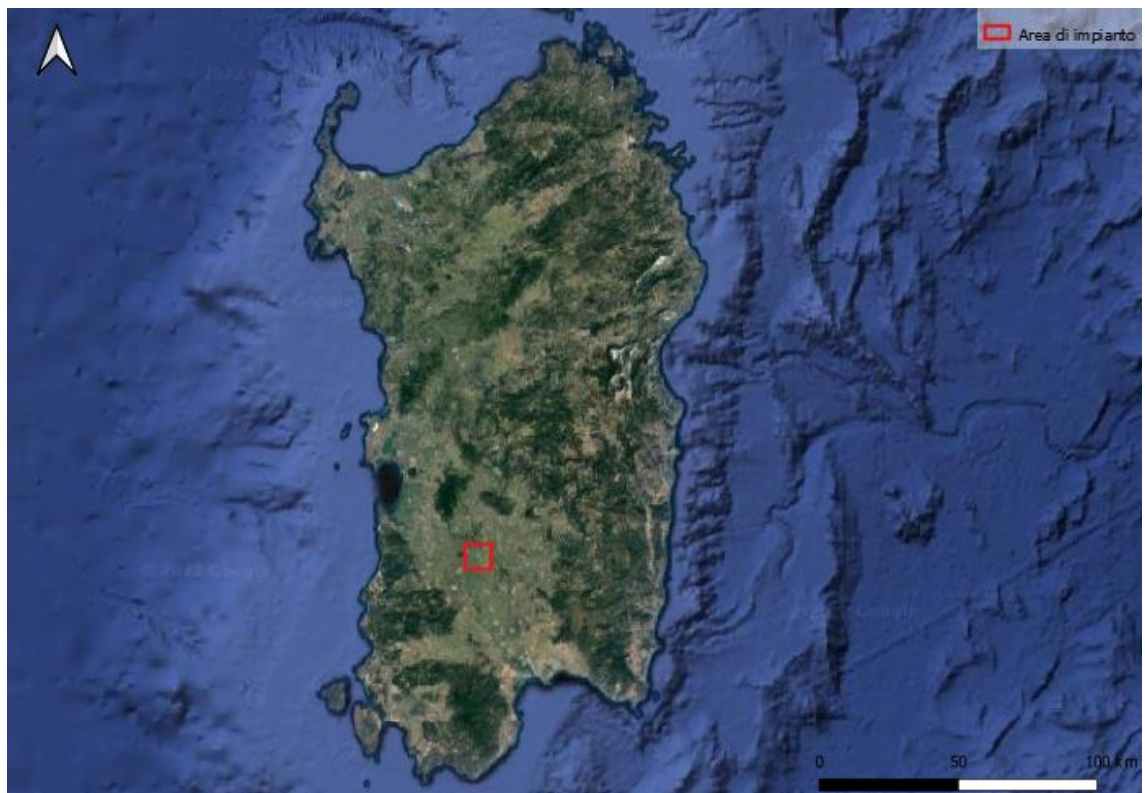


Figura 2-1: Inquadramento generale dell'area di progetto

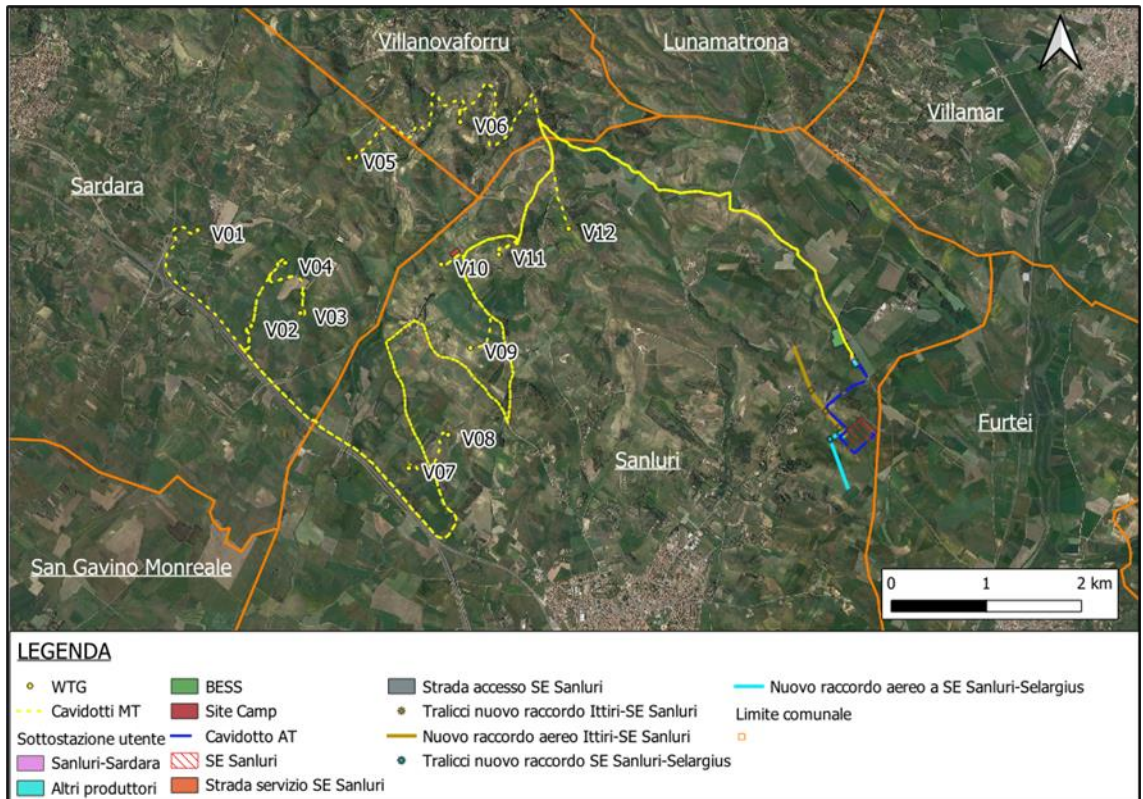


Figura 2-2: Configurazione proposta su ortofoto

Si riporta di seguito in formato tabellare un dettaglio sulla localizzazione delle WTG di nuova costruzione, in coordinate WGS84 UTM fuso 32 N:

Tabella 3-1: Coordinate aerogeneratori

ID	Comune	Est [m]	Nord [m]	Altitudine [m s.l.m.]
V01	Sardara	486759	4383418	157
V02	Sardara	487322	4382411	160
V03	Sardara	487838	4382546	186
V04	Sardara	487680	4383073	193
V05	Sardara	488349	4384173	265
V06	Villanovaforru	489520	4384555	287
V07	Sanluri	488979	4380917	157
V08	Sanluri	489393	4381267	187
V09	Sanluri	489627	4382180	229
V10	Sanluri	489319	4383057	236
V11	Sanluri	489926	4383162	283
V12	Sanluri	490660	4383432	297

3.2. DATI GENERALI DEL PROGETTO

Il presente progetto riguarda la realizzazione di un impianto eolico con relative opere di connessione e sistema di accumulo BESS. Le opere prevedono quindi la posa di Aerogeneratori con dimensioni e prestazioni che verranno nel seguito discusse. Contestualmente all'installazione delle nuove turbine, verrà adeguata la viabilità esistente e saranno realizzati i nuovi cavidotti interrati in media tensione per la raccolta dell'energia prodotta.

In sintesi, le fasi dell'intero progetto prevedono:

1. Realizzazione del nuovo impianto;
2. Esercizio del nuovo impianto;
3. Dismissione del nuovo impianto.

L'intervento prevede l'installazione di 12 nuovi aerogeneratori di ultima generazione, con dimensione del diametro fino a 170 m, altezza al mozzo 135m e potenza massima pari a 6,0 MW ciascuno. La viabilità interna al sito sarà mantenuta il più possibile inalterata, in alcuni tratti saranno previsti solo degli interventi di adeguamento della sede stradale mentre in altri tratti verranno realizzati alcune piste ex novo, per garantire il trasporto delle varie parti degli aerogeneratori in sicurezza e limitare per quanto più possibile i movimenti terra. Si cercherà in ogni caso di seguire e assecondare lo sviluppo morfologico del territorio.

Sarà parte dell'intervento anche la posa del nuovo sistema di cavidotti interrati MT aventi tensione 33kV. L'intervento, inoltre, prevede la realizzazione di una nuova sottostazione elettrica di trasformazione (SU AT/MT) nel Comune di Sanluri (SU) da connettere, a 150 kV sulla sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica (SE) "Sanluri" a 380/150 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Ittiri - Selargius".

Si precisa che il progetto della stazione elettrica SE "Sanluri" e dei relativi raccordi aerei è stato oggetto di un'altra iniziativa, proposta dalla società GREENENERGYSARDEGNA2 e sviluppata dalla società di ingegneria GEOTECH S.r.l.. Il progetto è stato sottoposto per l'approvazione al gestore di rete Terna S.p.a. e ha ottenuto il benestare tecnico. Nel presente documento, in relazione alle lavorazioni relative alla costruzione della stazione elettrica di Terna e ai raccordi aerei, sono riportati nel seguito alcuni stralci della documentazione afferente al Piano Tecnico delle Opere benestariato da Terna S.P.A.. Per gli approfondimenti si rimanda alla lettura dei documenti di progetto del PTO.

In aggiunta alla ~~stessa~~ sottostazione sarà connesso un sistema di BESS (Battery Energy Storage System) da 35 MW, per un totale di capacità di stoccaggio pari a 280 MWh.

Le caratteristiche del nuovo impianto eolico oggetto del presente studio sono sintetizzate nella Tabella 3-2.

Tabella 3-2: Caratteristiche impianto in progetto

Nome impianto	Sanluri-Sardara
Comune	Sardara (SU), Sanluri (SU), Villanovaforru (SU),
Coordinate baricentro UTM zona 33 N	489319.12 m E, 4383056.84 m N
Numero aerogeneratori	12
Potenza nominale aerogeneratori	72,00 MW
Potenza nominale BESS	35,00 MW
Aerogeneratori (potenza, diametro rotore, altezza mozzo)	fino a 6,00 MW, fino a 170 m, fino a 135 m
Trasformatore (numero, potenza, livelli di tensione)	1x 145 MVA, 150/33 kV

I seguenti paragrafi descrivono più nel dettaglio le diverse fasi ed attività che caratterizzano il progetto in studio.

3.3. REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO (FASE 1)

La predisposizione del layout del nuovo impianto è stata effettuata conciliando i vincoli identificati dalla normativa con i parametri tecnici derivanti dalle caratteristiche del sito, quali la conformazione del terreno, la morfologia del territorio, le infrastrutture già presenti nell'area di progetto e le condizioni anemologiche. In aggiunta, si è cercato di posizionare i nuovi aerogeneratori nell'ottica di integrare il nuovo progetto in totale armonia con le componenti del paesaggio caratteristiche dell'area di progetto.

La prima fase della predisposizione del layout è stata caratterizzata dall'identificazione delle aree non idonee per l'installazione degli aerogeneratori, evidenziate ed individuate dall'analisi vincolistica.

Successivamente, al fine di un corretto inserimento del progetto nel contesto paesaggistico dell'area circostante, sono state seguite le indicazioni contenute nelle Linee Guida di cui al D.M. 10 settembre 2010, in particolare dei seguenti indirizzi:

- Disposizione delle macchine a mutua distanza sufficiente a contenere e minimizzare le perdite per effetto scia;
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate non inferiore a 200 m;
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti non inferiore a 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore;
- Distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre.

A valle della fase di identificazione delle aree non idonee effettuata tramite cartografia, sono stati condotti vari sopralluoghi con specialisti delle diverse discipline coinvolte (ingegneri ambientali, ingegneri civili, geologi, archeologi ed agronomi), mirati ad identificare le aree maggiormente indicate per le nuove installazioni dal punto di vista delle caratteristiche geomorfologiche dell'area.

Le nuove posizioni degli aerogeneratori per l'installazione in progetto sono state stabilite in maniera da ottimizzare la configurazione dell'impianto in funzione delle caratteristiche anemologiche e di riutilizzare il più possibile la viabilità già esistente, minimizzando dunque l'occupazione di ulteriore suolo libero. A tal riguardo, è stato ritenuto di fondamentale importanza nella scelta del layout la scelta di postazioni che consentissero di contenere il più possibile l'apertura di nuovi tracciati stradali e i movimenti terra.

Il layout dell'impianto eolico è quello che è risultato essere il più adeguato a valle dello studio e dell'osservazione dei seguenti aspetti:

- Esclusione delle aree non idonee;
- Rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici;
- Linee Guida D.M. 10 settembre 2010;
- Massimo riutilizzo delle infrastrutture presenti;
- Ottimizzazione della risorsa eolica;
- Minima occupazione del suolo;
- Contenimento dei volumi di scavo.

3.3.1. LAYOUT DI PROGETTO

L'area di progetto è collocata tra tre comuni: Sanluri (SU), Sardara (SU), Villanovaforru (SU). Si precisa inoltre che, seppur in minima parte, la SE "Sanluri" ricade nel territorio comunale di Furtei. Il sito in cui saranno realizzate le opere è ubicato nella zona di entroterra centro-meridionale della Sardegna, a circa 30 Km di distanza in direzione Sud-Est dal Golfo di Oristano.

Dal punto di vista geologico, la quasi totalità degli aerogeneratori risultano ubicati all'interno di una zona in cui affiora la Formazione della Marmilla (RML), nota da tempo come "Complesso marnoso-arenaceo Miocenico del Campidano", in cui prevalgono sedimenti fini costituiti da marne arenaceo-argillose e siltiti, siltiti marnose grigio giallastre, arenarie da medie a fini, distribuiti in alternanze tra il decimetro e il metro. Lo spessore complessivo è di circa qualche centinaio di metri.

Di seguito è riportato uno stralcio dell'inquadramento su CTR del nuovo impianto, sia per l'area in cui sono localizzati gli aerogeneratori in progetto che per quella relativa alla stazione

MT/AT e al punto di consegna, mentre per un inquadramento di maggior dettaglio si rimanda ai documenti "GRE.EEC.D.73.IT.W.17279.00.043.01 - INQUADRAMENTO GENERALE SU ORTOFOTO 1:5000", "GRE.EEC.D.25.IT.W.17279.00.044.01 - INQUADRAMENTO GENERALE SU CTR SCALA 1:10.000".



LEGENDA

 WTG			
Strade	Cavidotti	Sottostazione utente	
 Da adeguare	 1	 Sanluri-Sardara	
 Nuova realizzazione	 2	 Altri produttori	
 Temporanea	 3	 Futura Stazione Elettrica (SE) Sanluri	
 Piazzole definitive	 4	 Strada servizio SE Sanluri	
 Piazzole temporanee	 BESS	 Strada accesso SE Sanluri	
 Scavi-riporti	 Cavidotto AT	 Elettrodotto aereo a 380 kV Ittiri-SE Sanluri da realizzare	
 Site Camp	 BESS	 Elettrodotto aereo a 380 kV SE Sanluri-Selargius da realizzare	
		 Tralici Elettrodotto Ittiri-SE Sanluri	
		 Tralici Elettrodotto SE Sanluri-Selargius	

Figura 3-1: Estratto elaborato "GRE.EEC.D.25.IT.W.17279.00.044.01 - INQUADRAMENTO GENERALE SU CTR SCALA 1_10.000"

In fase di redazione del SIA è stato ipotizzato un percorso da seguire per trasportare gli elementi dell'impianto in progetto presso le aree di installazione.

Le valutazioni preliminari condotte hanno evidenziato che la viabilità esistente permette di raggiungere l'area di progetto percorrendo dal porto di Oristano la Via G. Marongiu (all'interno della zona portuale), la SP97, la SP49, la SS131, la SP52 e la strada di accesso al sito denominata "Strada Comunale Villamar" lungo un di circa 49 km. Tali valutazioni saranno comunque oggetto di verifica e conferma in fase di progettazione esecutiva.

L'impianto eolico di nuova realizzazione sarà composto da 4 sottocampi, in ciascuno di essi gli aerogeneratori saranno collegati in entra-esce con linee in cavo, e si conetteranno al quadro di media tensione installato all'interno del fabbricato della stazione di trasformazione.

La sottostazione elettrica di trasformazione (SSU MT/AT) si trova nel Comune di Sanluri (SU).

Tale sottostazione è situata in prossimità della futura Stazione Elettrica (SE) "Sanluri" a 380/150 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Ittiri - Selargius", la quale costituirà il punto di connessione dell'impianto alla RTN, come da Preventivo di connessione (STMG).

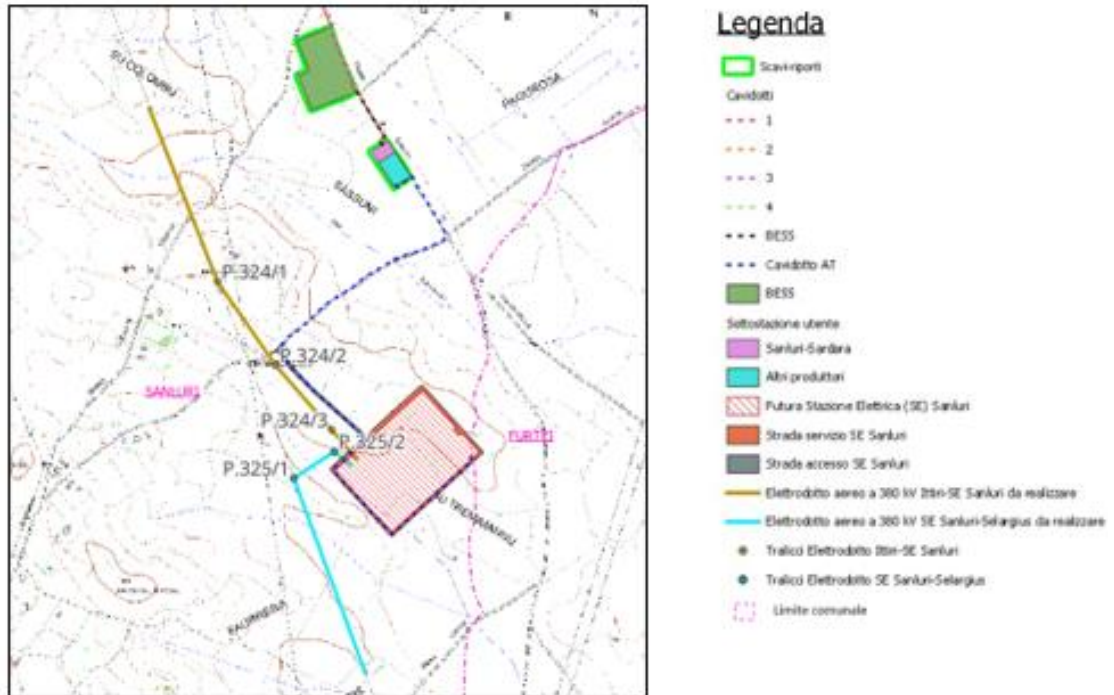


Figura 3-2: Stralcio di inquadramento su CTR, SSE MT/AT, SE Terna e raccordi aerei

3.3.2. CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE DI PROGETTO

3.3.2.1. Aerogeneratori

L'aerogeneratore è una macchina rotante che converte l'energia cinetica del vento dapprima in energia meccanica e poi in energia elettrica ed è composto da una torre di sostegno, dalla navicella e dal rotore.

L'elemento principale dell'aerogeneratore è il rotore, costituito da tre pale montate su un mozzo; il mozzo, a sua volta, è collegato al sistema di trasmissione composto da un albero supportato su dei cuscinetti a rulli a lubrificazione continua. L'albero è collegato al generatore elettrico. Il sistema di trasmissione e il generatore elettrico sono alloggiati a bordo della navicella, posta sulla sommità della torre di sostegno. La navicella può ruotare sull'asse della torre di sostegno, in modo da orientare il rotore sempre in direzione perpendicolare alla direzione del vento.

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

La torre di sostegno è di forma tubolare tronco-conica in acciaio, costituita da conci componibili. La torre è provvista di scala a pioli in alluminio e montacarico per la salita.

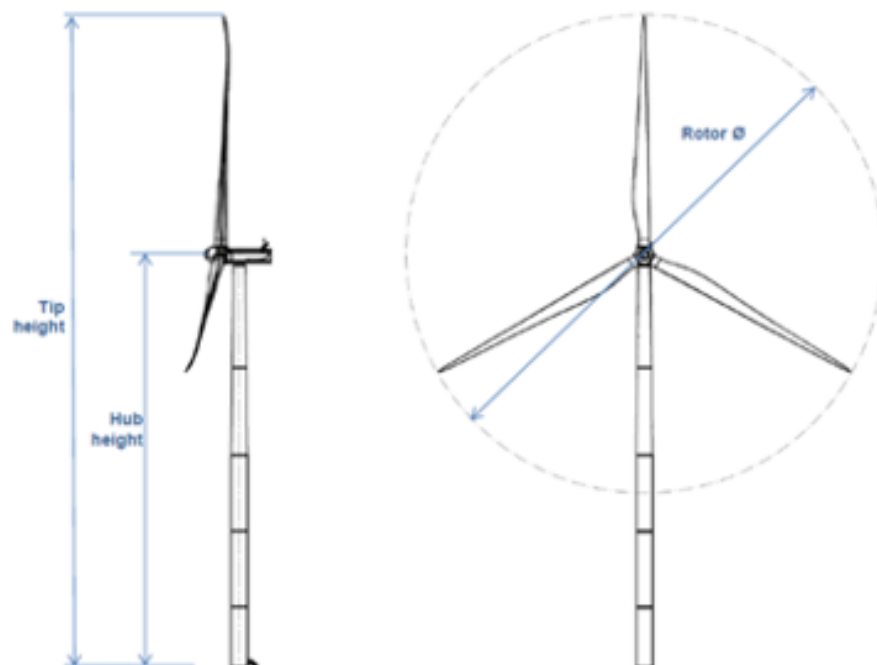
Gli aerogeneratori che verranno installati nel nuovo impianto saranno selezionati sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato. La potenza nominale delle turbine previste sarà pari a massimo 6,0 MW. La tipologia e la taglia esatta dell'aerogeneratore saranno comunque individuati in seguito alla fase di acquisto delle macchine e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche di un aerogeneratore con potenza nominale pari a 6,0 MW:

Potenza nominale	6,0 MW
Diametro del rotore	170 m
Lunghezza della pala	83,5 m
Corda massima della pala	4,5 m
Area spazzata	22.698 m ²
Altezza al mozzo	135 m
Classe di vento IEC	IIIA
Velocità cut-in	3 m/s
V nominale	11 m/s
V cut-out	25 m/s

Tabella 3-3: Caratteristiche di un aerogeneratore con potenza nominale pari a 6,0 MW

Nell'immagine seguente è rappresentata una turbina con rotore di diametro pari a 170 m e potenza fino a 6,0 MW:



Diametro rotore (rotor Φ)	170 m
Altezza mozzo (Hub Height)	135 m
Altezza massima (Tip Height)	220 m

Figura 3-3. Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,0 MW

Ogni aerogeneratore è equipaggiato di generatore elettrico asincrono, di tipo DFIG (Directly Fed Induced Generator) che converte l'energia cinetica in energia elettrica ad una tensione nominale di 690 V. È inoltre presente su ogni macchina il trasformatore MT/BT per innalzare

la tensione di esercizio da 690 V a 33.000 V.

3.3.2.2. Fondazioni aerogeneratori

Il dimensionamento preliminare delle fondazioni degli aerogeneratori è stato condotto sulla base dei dati geologici e geotecnici emersi dalle campagne geognostiche eseguite dal geologo del gruppo di progettazione.

A favore di sicurezza, sono stati adottati per ogni aerogeneratore i dati geotecnici più sfavorevoli osservati nell'area di progetto, al fine di dimensionare le fondazioni con sufficienti margini cautelativi.

In fase di progettazione esecutiva si eseguiranno dei sondaggi puntuali su ogni asse degli aerogeneratori in progetto, al fine di verificare e confermare i dati geotecnici utilizzati in questa fase progettuale.

La fondazione di ogni aerogeneratore sarà costituita da un plinto, a base circolare su pali, di diametro 25 m. L'altezza dell'elemento è variabile, da un minimo 1.5 m sul perimetro esterno del plinto a un massimo di 3.75 metri nella porzione centrale. In corrispondenza della sezione di innesto della torre di sostegno verrà realizzato un colletto aggiuntivo di altezza 0.5 m.

Il calcestruzzo selezionato per le strutture è di classe di resistenza C25/30 per i pali e C32/40 per il basamento, il colletto dovrà invece essere realizzato un successivo getto con classe di resistenza C45/55. In ogni caso, all'interfaccia tra il calcestruzzo del colletto e le strutture metalliche, dovrà essere interposta un'idonea malta ad alta resistenza per permettere un livellamento ottimale e garantire la perfetta verticalità delle strutture e permettere un'idonea distribuzione degli sforzi di contatto.

All'interno del nucleo centrale è posizionato il concio di fondazione in acciaio che connette la porzione fuori terra in acciaio con la parte in calcestruzzo interrata. L'aggancio tra la torre ed il concio di fondazione sarà realizzato con l'accoppiamento delle due flange di estremità ed il serraggio dei bulloni di unione.

Al di sotto del plinto si prevede di realizzare 20 pali di diametro di 1,20 m e profondità di 37m posti a corona circolare ad una distanza di 10,70 m dal centro, realizzati in calcestruzzo armato.

La tecnica di realizzazione delle fondazioni prevede l'esecuzione della seguente procedura:

- Scoticamento e livellamento asportando un idoneo spessore di materiale vegetale (circa 30 cm); lo stesso verrà temporaneamente accatastato e successivamente riutilizzato in sito per la risistemazione (ripristini e rinterrati) alle condizioni originarie delle aree adiacenti le nuove installazioni;
- Scavo fino alla quota di imposta delle fondazioni (indicativamente pari a circa -4.50 m rispetto al piano di campagna rilevato nel punto coincidente con l'asse verticale aerogeneratore);
- Scavo con perforatrice fino alla profondità di 37 m per ciascun palo;
- Armatura e getto di calcestruzzo per la realizzazione dei pali;
- Armatura e getto di calcestruzzo per la realizzazione fondazioni;
- Rinterro dello scavo.

Per quanto riguarda le modalità di gestione delle terre e rocce da scavo, si rimanda all'apposito documento "GRE.EEC.K.25.IT.W.17279.00.012 - Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce da scavo".

All'interno delle fondazioni saranno collocati una serie di tubi, tipicamente in PVC o metallici, che consentiranno di mettere in comunicazione la torre dell'aerogeneratore ed il bordo della fondazione stessa; questi condotti saranno la sede dei cavi elettrici di interconnessione tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica, dei cavi di trasmissione dati e per i collegamenti di messa a terra.

Inoltre, nel dintorno del plinto di fondazione verrà collocata una maglia di terra in rame per disperdere nel terreno, nonché a scaricare a terra eventuali scariche elettriche dovute a fulmini atmosferici. Tutte le masse metalliche dell'impianto saranno connesse alla maglia di terra.

Si evidenzia che a valle dell'ottenimento dell'Autorizzazione Unica, sarà redatto il progetto esecutivo strutturale nel quale verranno approfonditi ed affinati i dettagli dimensionali e tipologici delle fondazioni per ciascun aerogeneratore, soprattutto sulle basi degli esiti delle indagini geognostiche di dettaglio.

3.3.2.3. Piazzole di montaggio e manutenzione

Il montaggio degli aerogeneratori prevede la necessità di realizzare una piazzola di montaggio alla base di ogni turbina.

Tale piazzola dovrà consentire le seguenti operazioni, nell'ordine:

- Montaggio della gru tralicciata;
- Stoccaggio pale, conci della torre, hub e navicella;
- Montaggio dell'aerogeneratore mediante l'utilizzo della gru tralicciata e della gru di supporto;

La piazzola prevista in progetto è mostrata in figura seguente e in dettaglio nell'elaborato GRE.EEC.D.99.IT.W.17279.00.081 - *Tipico piazzola - piante*.

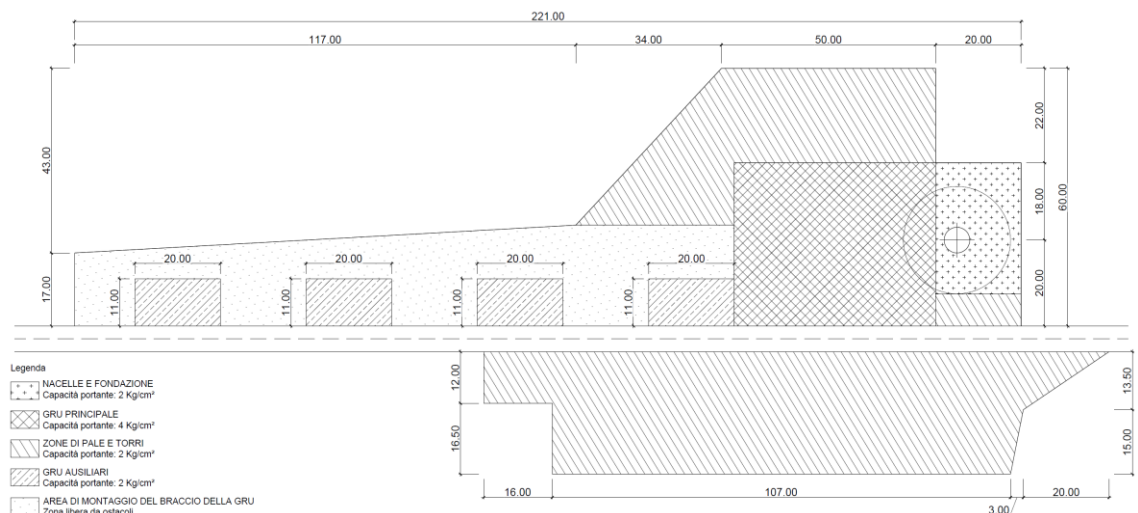


Figura 3-4: Dimensioni piazzola montaggio e di esercizio

Come mostrato nella figura precedente, la piazzola sarà composta da due sezioni: la parte superiore con una dimensione di circa 7.549 m², destinata prevalentemente al posizionamento dell'aerogeneratore, al montaggio e all'area di lavoro della gru e una parte inferiore, con una superficie di circa 3.439 m², destinata prevalentemente allo stoccaggio dei componenti per il montaggio, per un totale di circa 10.988 m² esclusa la strada.

Oltre alle superfici sopracitate, per la quantificazione dell'occupazione di suolo, si considera il tratto di viabilità interno alla piazzola come parte integrante della piazzola.

La piazzola sarà costituita da una parte definitiva, presente durante la costruzione e l'esercizio dell'impianto, composta dall'area di fondazione più l'area di lavoro della gru, pari a circa 2.397 m² e da una parte temporanea, presente solo durante la costruzione dell'impianto, pari a 8.591 m². La parte definitiva è evidenziata in rosso nella figura seguente:

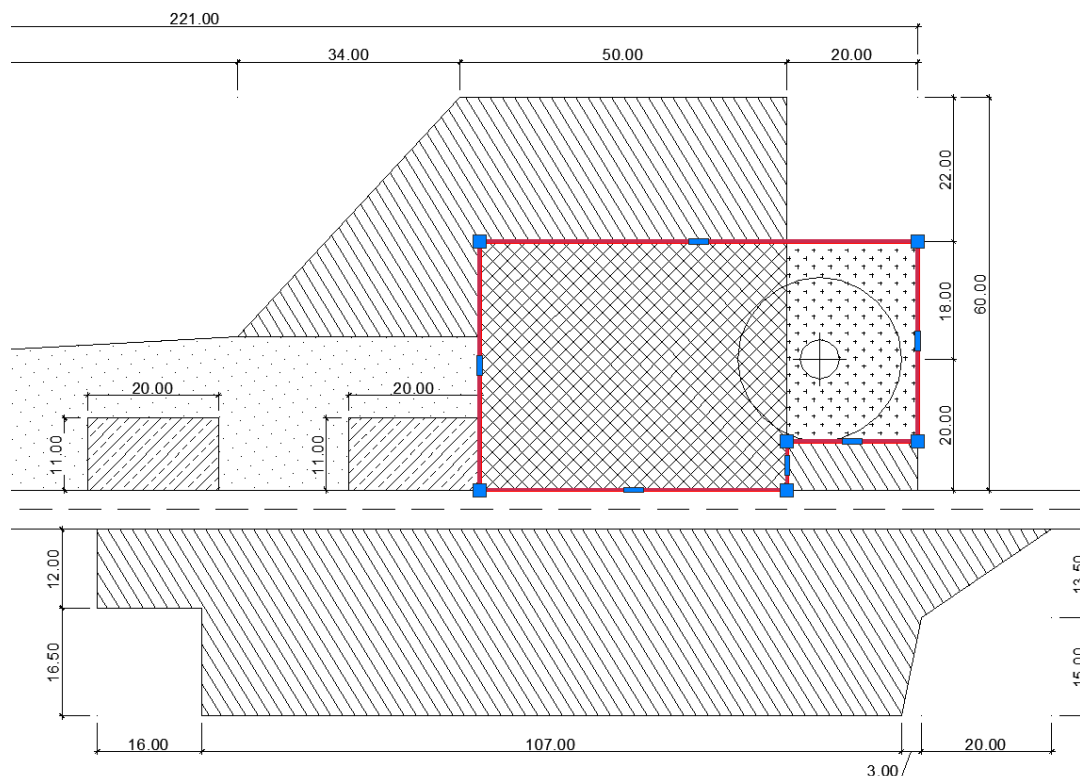


Figura 3-5: Piazzola – parte definitiva

Per la realizzazione delle piazzole, la tecnica di realizzazione prevede l'esecuzione delle seguenti operazioni:

- La tracciatura;
- Lo scotico dell'area;
- Lo scavo e/o il riporto di materiale vagliato;
- Il livellamento e la compattazione della superficie. Il materiale riportato al di sopra della superficie predisposta sarà indicativamente costituito da pietrame.

La finitura prevista è in misto granulare stabilizzato, con pacchetti di spessore e granulometria diversi a seconda della capacità portante prevista per ogni area.

Nell'area adibita al posizionamento della gru principale si prevede una capacità portante non minore di 4 kg/cm², mentre nelle aree in cui verranno posizionate le parti della navicella, le sezioni della torre, le gru secondarie e gli appoggi delle selle delle pale la capacità portante richiesta è pari a 2 kg/cm².

Le aree delle piazzole adibite allo stoccaggio delle pale e delle sezioni torre, al termine dei lavori, potranno essere completamente restituite agli usi precedenti ai lavori. Invece, la piazzola di montaggio verrà mantenuta anche al termine dei lavori, per poter garantire la gestione e manutenzione ordinaria e straordinaria delle turbine eoliche.

3.3.2.4. Viabilità di accesso e viabilità interna

Viabilità di accesso

Come anticipato nel precedente paragrafo 3.3.1 in fase di redazione del SIA è stato ipotizzato un percorso da seguire per trasportare gli elementi dell'impianto in progetto presso le aree di installazione.

Il percorso identificato prevede la partenza dal porto di Oristano (OR), localizzato a circa 40 km a Nord-Ovest dell'area in progetto, per giungere al sito percorrendo la Via G. Marongiu (all'interno della zona portuale), la SP97, la SP49, la SS131, la SP52 e la strada di accesso al sito denominata "Strada Comunale Villamar". Sarà quindi adottato un percorso comune a

tutti gli aerogeneratori fino al sito di progetto di Sanluri-Sardara, lungo circa 49 km.

In particolare, si ritiene che questo percorso possa consentire il trasporto di tutti gli elementi dell'aerogeneratore in tempo minore rispetto ad un percorso alternativo valutato che si sviluppa ipotizzando come base di appoggio il porto di Cagliari (66 km), ed è caratterizzato dalla necessità di adeguare un numero ridotto di strade esistenti.

Tali valutazioni saranno comunque oggetto di verifica e conferma in fase di progettazione esecutiva.

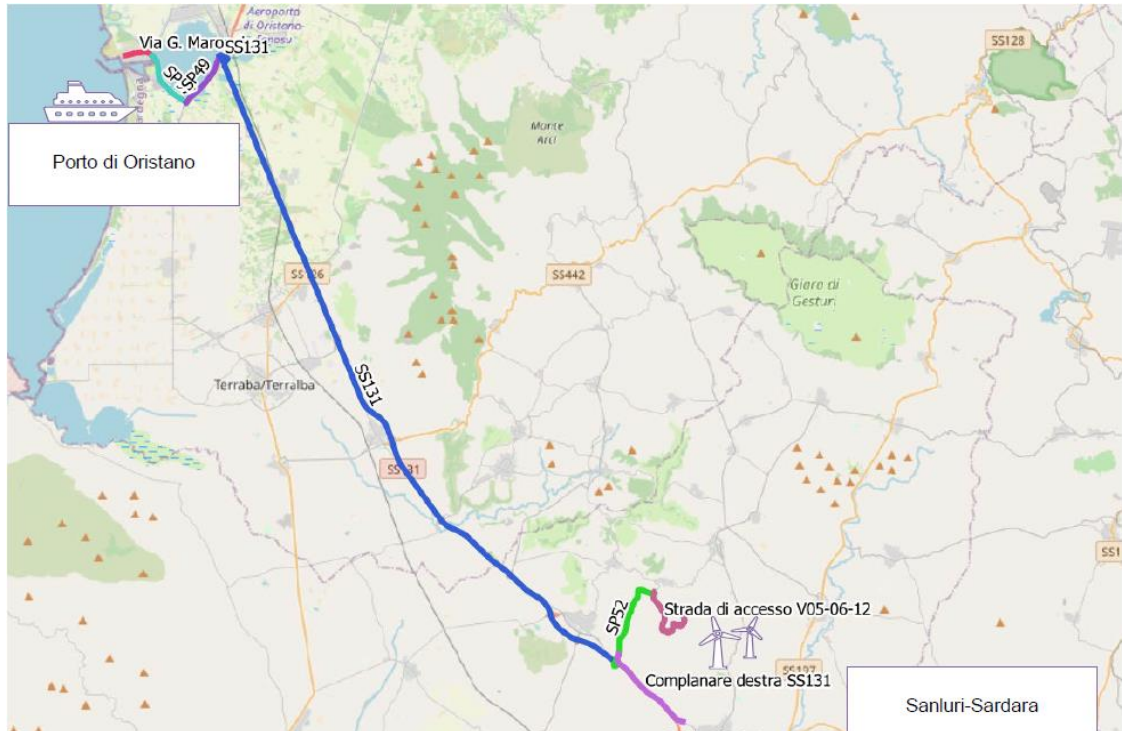


Figura 3-6: Percorso delle componenti dal porto di Oristano al sito di installazione

Si procederà quindi con tecniche di trasporto miste, ovvero con camion tradizionali e con blade lifter, consentendo di ridurre al minimo e allo stretto necessario gli interventi di adeguamento della viabilità.

Viabilità interna

L'obiettivo della progettazione della viabilità interna al sito è stato quello di conciliare i vincoli di pendenze e curve imposti dal produttore della turbina, il massimo riutilizzo della viabilità esistente e la minimizzazione dei volumi di scavo e riporto.

Le indagini preliminari eseguita in campo hanno evidenziato che la viabilità interna al sito necessita di alcuni interventi, legati sia agli adeguamenti sia alla realizzazione di tratti ex novo per raggiungere le postazioni delle nuove turbine.

La viabilità interna a servizio dell'impianto sarà costituita da una rete di strade con larghezza media di 6 m che saranno realizzate in parte adeguando la viabilità già esistente e in parte realizzando nuove piste, seguendo l'andamento morfologico del sito.

Il sottofondo stradale sarà costituito da materiale pietroso misto frantumato mentre la rifinitura superficiale sarà formata da uno strato di misto stabilizzato opportunamente compattato.

In alcuni tratti dove la pendenza stradale supera il 10% nei tratti rettilinei o il 7% nei tratti in curva, la rifinitura superficiale sarà costituita da uno strato bituminoso e manto d'usura.

La tecnica di realizzazione degli interventi di adeguamento della viabilità interna e realizzazione dei nuovi tratti stradali prevede l'esecuzione delle seguenti attività:

- Scoticismo di 30 cm del terreno esistente;

- Regularizzazione delle pendenze mediante scavo o stesura di strati di materiale idoneo;
- Posa di una fibra tessile (tessuto/non-tessuto) di separazione;
- Posa di uno strato di 20 cm di misto di cava e 10 cm di misto granulare stabilizzato;
- Nel caso di pendenze sopra il 10% nei tratti rettilinei o 7% nei tratti in curva, posa di uno strato di 20 cm di misto di cava, di uno strato di 10 cm di misto granulare stabilizzato, di uno strato di 7 cm di binder e 3 cm di manto d'usura.

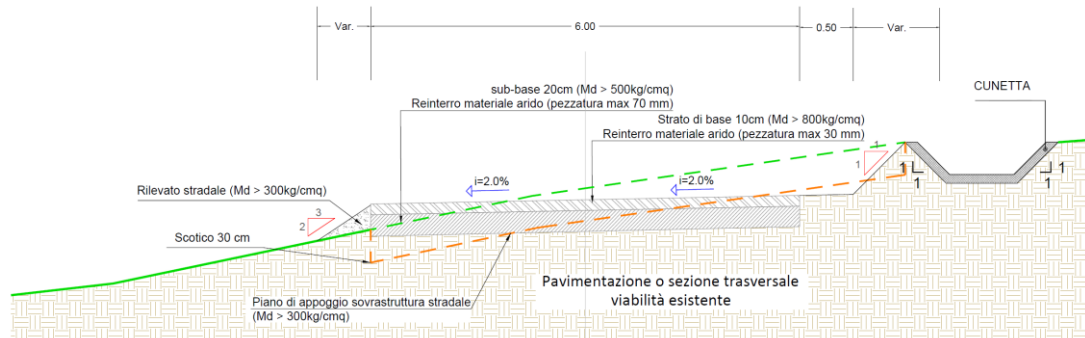


Figura 3-7: Sezioni stradali tipo. Estratto elaborato "GRE.EEC.D.99.IT.W.17279.00.080 - Tipico sezione stradali con particolari costruttivi"

Le strade verranno realizzate e/o adeguate secondo le modalità indicate nella tavola *GRE.EEC.D.99.IT.W.17279.00.080 - Tipico sezione stradali con particolari costruttivi*.

Il progetto prevede la realizzazione di nuovi tratti stradali per circa 8.082 m, l'adeguamento di circa 776 m di viabilità esistente.

3.3.2.5. Cavidotti in media tensione

Per raccogliere l'energia prodotta dal campo eolico e convogliarla verso la stazione di trasformazione sarà prevista una rete elettrica costituita da tratte di elettrodotti in cavo interrato aventi tensione di esercizio di 33 kV e posati direttamente nel terreno in apposite trincee che saranno realizzate prevalentemente lungo la nuova viabilità dell'impianto e per un tratto lungo la viabilità già esistente. I 4 sottocampi del parco eolico saranno costituiti da 3 aerogeneratori ciascuno collegati in entra-esci con linee in cavo e saranno connessi alla stazione di trasformazione tramite 4 elettrodotti:

Elettrodotto 1

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
V-01	V-04	3470	1x630	117	0,2
V-04	V-03	1130	1x630	233	0,13
V-03	SST	18532	1x630	350	1,911
					3,529

Elettrodotto 2

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
V-02	V-07	4875	1x300	117	0,48
V-07	V-08	1155	1x300	233	0,227
V-08	SST	12760	1x630	350	3,199
					2,910

Elettrodotto 3

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
V-05	V-06	2513	1x300	117	0,247

V-06	V-12	2360	1x300	233	0,465
V-12	SST	6155	1x630	350	1,062
					1,775

Elettrodotta 4

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
V-09	V-10	1694	1x300	117	0,167
V-10	V-11	1700	1x300	233	0,355
V-11	SST	6928	1x630	350	1,196
					1,697

I cavi saranno interrati direttamente, con posa a trifoglio, e saranno provvisti di protezione meccanica supplementare (lastra piana a tegola).

Per la posa dei nuovi cavidotti si realizzerà un nuovo scavo a sezione ristretta della larghezza adeguata a ciascun elettrodotta, fino a una profondità non inferiore a 1,20 m. Sarà prevista una segnalazione con nastro monitore posta a 40-50 cm al di sopra dei cavi MT.

All'interno dello scavo per la posa dei cavi media tensione saranno posate anche la fibra ottica e la corda di rame dell'impianto di terra.

L'installazione dei cavi soddisferà tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalle norme tecniche ed in particolare la norma CEI 11-17.

Saranno impiegati cavi unipolari con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene di tipo XLPE, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di alluminio e rivestimento esterno in poliolefine tipo DMZ1, aventi sigla ARE4H5E tensione di isolamento 18/30 kV.

Durante il sopralluogo e lo studio da remoto sono state riscontrate varie interferenze alla posa dei cavidotti. Per maggiori dettagli in merito alla posizione e metodologia di risoluzione si rimanda agli elaborati "GRE.EEC.D.24.IT.W.17279.00.072 - PLANIMETRIA INTERFERENZE CAVIDOTTO MT ESTERNO" e "GRE.EEC.D.24.IT.W.17279.00.071 - PARTICOLARI TIPOLOGICI RISOLUZIONE INTERFERENZE CON CAVIDOTTO MT".

3.3.2.6. Sottostazione di trasformazione

La stazione di trasformazione individuata per la connessione alla rete di trasmissione nazionale RTN a 150 kV sarà ubicata nel comune di Sanluri e sarà una sottostazione condivisa a più produttori, ognuno con il proprio stallo di trasformazione o stallo arrivo linea in cavo AT connesso alle sbarre comuni di alta tensione che costituiranno le sbarre di parallelo. Lo stallo linea verso la stazione Terna sarà uno solo, unico per tutti i produttori.

La sottostazione sarà collegata con cavo in alta tensione alla futura Stazione Elettrica (SE) "Sanluri" a 380/150 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Ittiri - Selargius".

La sottostazione si compone di n.1 stallo produttore relativo al progetto dell'impianto eolico Sanluri-Sardara, n.2 stalli AT relativi ad altre iniziative e non oggetto del presente progetto e di n.1 stallo AT in uscita verso la SE Terna. Il montante di trasformazione AT/MT dell'impianto eolico di Sanluri-Sardara sarà composto dalle seguenti apparecchiature ad isolamento in aria:

- N.1 sezionatore di sbarre (189S) dimensionato per 170 kV, 31,5 kA, 1250 A, con comando a motore elettrico (110Vcc).
- N. 3 TV di tipo induttivo a triplo avvolgimento secondario protezioni e misure con isolamento in SF6.
- N.1 interruttore generale (152T) dimensionato per 170 kV, 31,5 kA, 1250 A, con bobina di chiusura, due bobine di apertura, isolamento in SF6 e comando a motore elettrico (110Vcc).
- N.3 TA a quattro avvolgimenti secondari, 2 di misura e 2 di protezione, con isolamento in SF6.
- N.3 scaricatori di sovratensione.

- N.1 trasformatore AT/MT 150/33kVdi potenza nominale 145MVA ONAN-ONAF
- N.1 quadro di media tensione 33 kV
- N.1 trasformatore 33 kV/400 V per i servizi ausiliari
- N.1 quadro servizi ausiliari in bassa tensione
- Quadro protezione
- Quadro di misura.

Le apparecchiature AT e il trasformatore saranno installati all'aperto, il quadro di media tensione, i servizi ausiliari e i sistemi di protezione, controllo e misura saranno installati all'interno del fabbricato previsto all'interno dell'area di sottostazione riservata al progetto in oggetto.

La sottostazione sarà opportunamente recintata e munita di accessi conformi alla normativa vigente.

Così come riportato nella STMG, *il nuovo elettrodotto per il collegamento della sottostazione sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.*

I dettagli costruttivi e dimensionali sono riportati negli elaborati:

- GRE.EEC.D.74.IT.W.17279.00.091 - *planimetria elettromeccanica sottostazione MT/AT*
- GRE.EEC.D.74.IT.W.17279.00.092 - *sezioni elettromeccaniche sottostazione MT/AT*
- GRE.EEC.D.74.IT.W.17279.00.093 - *Pianta prospetti e sezioni edifici Sottostazione MT/AT*
- GRE.EEC.R.74.IT.W.17279.00.094 - *Relazione tecnica opere di utenza - sottostazione + cavo AT*

3.3.2.7. Sistema di accumulo BESS

Il sistema BESS (Battery Energy Storage System) sarà composto da blocchi di batterie a ioni di Litio (Li-Ion), che rappresentano la soluzione maggiormente utilizzata per l'integrazione delle tecnologie rinnovabili con la rete, grazie alla loro alta efficienza, modularità, flessibilità e reattività.

Il sistema di batterie installato avrà una potenza complessiva pari a 35 MW, e sarà composto da 10 blocchi da 3,5 MW ciascuno, con una capacità di stoccaggio di energia complessiva pari a 280 MWh.

L'impianto BESS (Battery Energy Storage System), sarà costituito da:

- 80 battery container da 3500 kW
- 20 container PCS (contenenti inverter e trasformatori)
- 10 trasformatori elevatori
- 2 container MV contenente il quadro di media tensione di interfaccia

Il BESS sarà installato in un'area dedicata di dimensioni circa 90 m x 223 (circa 2ha) m che sarà realizzata nelle vicinanze della sottostazione elettrica d'utente.

I container dovranno essere installati su una struttura in cemento armato, costituita da una platea di fondazione opportunamente dimensionata.

I container sono progettati per ospitare le apparecchiature elettriche, garantendo idonee segregazioni per le vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante), isolamento termico e separazione degli ambienti, spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno.

Particolare cura dovrà essere posta nella sigillatura della base del container batterie. Per il locale rack batterie dovranno essere realizzati setti sottopavimento adeguati alla formazione di un vascone di contenimento, che impedisca la dispersione di elettrolita nel caso incidentale.

Relativamente alla sicurezza degli accessi, i container saranno caratterizzati da elevata

robustezza. Tutte le porte dovranno essere in acciaio rinforzato e dotate di serrature e blocchi idonei a prevenire l'accesso da parte di non autorizzati.

Il sistema BESS sarà dotato di un proprio impianto di messa a terra, realizzato in conformità alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522.

3.3.2.8. Cavo AT interrato di connessione alla RTN

Il cavo di alta tensione sarà dimensionato per trasportare la massima potenza generata dagli impianti di produzione che saranno connessi alla sottostazione. Pertanto, il valore minimo di portata del cavo sarà tale da garantire l'evacuazione di 280 MW di potenza.

Il cavo AT di connessione alla futura stazione elettrica AT, sarà interrato alla profondità di circa 1,50 m, con disposizione delle fasi a trifoglio.

Nello stesso scavo della trincea, si prevede la posa di un cavo a fibre ottiche per trasmissione dati e una corda di terra (rame nudo).

La terna di cavi dovrà essere protetta mediante lastra in CAV e segnalata superiormente da un nastro segnaletico. La restante parte della trincea dovrà essere ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici, qualora si rendessero necessari.

3.3.2.9. Stazione elettrica 380/10 kV "Sanluri"

La nuova Stazione Elettrica "SE Sanluri" sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria e stalli tradizionali: essa sarà pertanto del tipo AIS (Air Insulated Substation) cioè con isolamento sbarre e sezionamenti in aria, unità funzionali in SF6. Essa sarà dotata di 3 sezioni, due a 150 kV e una a 380 kV.

Nella sezione 380 kV sono previsti 12 stalli e in quelle a 150 kV 25 stalli totali (12 stalli per la sezione dx e 13 stalli per la sezione sx).

Nella stessa sarà presente un edificio comandi e servizi ausiliari oltre che opere accessorie e alla viabilità esistente.

Per l'alloggiamento dei sistemi protezione e controllo e alimentazione degli ausiliari è stato previsto un edificio.

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari dalla rete di distribuzione MT per i servizi di telecomunicazioni e per il gruppo elettrogeno è previsto un edificio dedicato.

Dal punto di vista orografico l'area di pertinenza della futura Stazione Elettrica è situata in una zona pianeggiante; ciò nonostante, data soprattutto l'estensione areale del piano di imposta della SE, saranno necessari interventi di modellazione del terreno con il metodo "scavo - riporto" che porteranno il piano di imposta ad una quota di progetto di 149,63 m.

Per la mitigazione della SE, si prevedono delle aree esterne alle scarpate dove saranno piantumati arbusti e specie arboree che maschereranno la presenza dell'opera.

Per l'accesso alla SE si prevedono due tratti di viabilità:

- Il primo sarà costituito da una strada di nuova realizzazione;
- Il secondo prevede la modellazione e sistemazione di una strada vicinale esistente al fine di avere un tracciato con pendenze e larghezze idonee al passaggio dei mezzi di cantiere e al trasporto delle parti elettromeccaniche; la sistemazione della strada esistente prevede l'adattamento dell'attraversamento del Rio Sassuni attraverso la realizzazione di un nuovo manufatto che permette l'intubamento delle acque del canale e altresì il passaggio dei mezzi di cantiere senza problemi di cedimenti. (per ulteriori dettagli in merito si rimanda alla tavola del PTO "Planimetria e sezioni viabilità di accesso - Stazione Elettrica" (cod. G855_DEF_T_068_Plan_sez_viab_accesso_X-3_REV01).

La futura Stazione Elettrica e le opere ad essa connessa pertanto occuperanno complessivamente un'area di 114.400 m² circa che comprende:

- Le strade perimetrali di accesso e servizio;
- I piazzali interni;
- Le scarpate necessarie al rimodellamento del terreno per il piano di posa;
- Le fasce per le opere di mitigazione;
- Le aree per la messa in opera della strada di accesso alla stazione
- L'area di stazione vera e propria
- Le aree necessarie al rimodellamento e alla sistemazione delle strade esistenti che verranno utilizzate per l'accesso all'area in progetto.

L'area vera e propria di stazione, quella ricompresa all'interno delle recinzioni, sarà invece circa di 67.600 m².

Come detto, la realizzazione dell'impianto comporta una modifica delle quote del terreno e dell'aspetto in generale della morfologia attuale, che comporterà anche una modifica delle condizioni di deflusso naturale delle acque meteoriche.

Ai fini della mitigazione del rischio idraulico, la soluzione adottata ha cercato di non stravolgere la morfologia naturale ma di sfruttare e adattarsi alle quote ivi presenti per limitare i volumi di terra movimentati.

In particolare, è prevista la realizzazione di un impianto di trattamento delle acque di prima pioggia costituito da pozzetto di bypass per separare tali acque da quelle di seconda pioggia, vasca di raccolta e stoccaggio e disoleatore gravimetrico dotato di vano di sedimentazione e vano di filtrazione. Le acque di seconda pioggia insieme a quelle di prima pioggia (dopo trattamento) verranno convogliate verso un sistema di trincee drenanti. Allo stato di "progettazione definitiva" attuale, infatti, all'interno della SE è stato previsto un sistema di drenaggio delle acque meteoriche secondo lo standard unificato Terna con due trincee drenanti sul lato Nord e Sud della stessa SE che, in via preliminare, si prevede siano lunghe 400 m e profonde 3,80 m.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "Relazione tecnica di dettaglio - Stazione Elettrica" (cod. G855_DEF_R_005_Rel_tec_SE_1-1_REV02).

3.3.2.10. Raccordi aerei

L'intervento consiste nella realizzazione dei nuovi elettrodotti aerei a 380 kV di raccordo tra la linea esistente "Ittiri - Selargius" e la futura stazione elettrica di trasformazione 150/380 kV "SE Sanluri".

Gli elettrodotti di raccordo saranno due, entrambi in singola terna, uno per ciascuno dei due rami in cui verrà aperta la "Ittiri - Selargius":

- "Ittiri - SE Sanluri": ha una lunghezza di 618 m con 3 nuovi sostegni di cui uno (324/1) a sostituzione dell'esistente p.324 della "Ittiri - Selargius";
- "SE Sanluri - Selargius": ha una lunghezza di 180 m con 2 nuovi sostegni di cui uno (325/1) a sostituzione dell'esistente p.325 della "Ittiri - Selargius".

Il tratto di conduttura esistente tra i sostegni p.323 e p.324 e tra i p. 325 e p.326 della "Ittiri - Selargius" e verrà dismesso e successivamente sostituito con i nuovi conduttori: tale operazione viene definita ritesatura.

L'elettrodotto aereo sarà realizzato in semplice terna con sostegni del tipo a traliccio.

Per meglio comprendere la presente descrizione, si fa specifico riferimento all'elaborato "Corografia di progetto ortofotocarta - Stazione Elettrica e raccordi aerei" (cod. G855_DEF_T_004_Coro_prog_RTN_ortofoto_1-1_REV01) in scala 1: 5.000.

Il raccordo aereo "nord" ovvero quello che da Ittiri arriverà a Sanluri, avrà un andamento NNO-SSE ed entra in stazione con andamento N-S. In totale sono previsti 2 sostegni.

Il raccordo aereo "sud" ovvero quello che dalla futura SE di Sanluri andrà a Selargius, uscirà dalla stazione con un primo tratto ad andamento N-S, proseguirà con una campata E-O inserendosi sull'esistente "Ittiri - Selargius" con un andamento N-S. In totale sono previsti 3 sostegni.

Entrambi i raccordi saranno ubicati su terreni agricoli, al di fuori di aree abitate e totalmente in comune di Sanluri (SU).

Dal punto di vista delle interferenze, si interseca la linea esistente 220 kV "Villasor – Mogorella" nella campata 324/1 – 324/2 del raccordo in progetto "Ittiri – Sanluri".

Entrambi i raccordi saranno ubicati su terreni agricoli, al di fuori di aree abitate e totalmente in comune di Sanluri (SU).

I sostegni che tipicamente saranno utilizzati sono del tipo a delta rovescio a semplice terna, di varie altezze secondo le caratteristiche altimetriche del terreno, in angolari di acciaio ad elementi zincati a caldo e bullonati, raggruppati in elementi strutturali. Ogni sostegno è costituito da un numero diverso di elementi strutturali in funzione della sua altezza.

Il calcolo delle sollecitazioni meccaniche ed il dimensionamento delle membrature saranno eseguiti conformemente a quanto disposto dal D.M. 21/03/1988 e le verifiche sono state effettuate per l'impiego in zona "A".

I sostegni avranno un'altezza tale da garantire, anche in caso di massima freccia del conduttore, il franco minimo prescritto dalle vigenti norme; l'altezza totale fuori terra sarà inferiore a 61 m e pertanto, in conformità alla normativa sulla segnalazione degli ostacoli per il volo a bassa quota, non risulta necessaria la verniciatura del terzo superiore dei sostegni e l'installazione delle sfere di segnalazione sulle corde di guardia.

La tipologia dei sostegni con testa a delta rovesciato, proprio in virtù della disposizione orizzontale dei conduttori, consente una drastica riduzione dell'ingombro verticale e quindi dell'impatto visivo.

Ciascun sostegno si può considerare composto dagli elementi strutturali: mensole, parte comune, tronchi, base e piedi. Ad esse sono applicati gli armamenti (cioè l'insieme di elementi che consente di ancorare meccanicamente i conduttori al sostegno pur mantenendoli elettricamente isolati da esso) che possono essere di sospensione o di amarro. Vi sono infine i cimini, atti a sorreggere le corde di guardia.

I piedi del sostegno, che sono l'elemento di congiunzione con il terreno, possono essere di lunghezza diversa, consentendo un migliore adattamento, in caso di terreni acclivi.

L'elettrodotto a 380 kV semplice terna sarà quindi realizzato utilizzando una serie unificata di tipi di sostegno, (a seconda delle sollecitazioni meccaniche per le quali sono progettati) e tutti disponibili in varie altezze (H), denominate 'altezze utili' (di norma vanno da 15 a 42 m).

I tipi di sostegno standard utilizzati e le loro prestazioni nominali, con riferimento al conduttore utilizzato alluminio-acciaio Φ 31,5 mm, in termini di campata media (Cm), angolo di deviazione (δ) e costante altimetrica (K) sono quelli di seguito riportati:

Sostegni 380 kV semplice terna tronco piramidali a delta rovescio – Serie tiro pieno

EDS 21% – ZONA A

TIPO	ALTEZZA	CAMPATA MEDIA	ANGOLO DEVIAZIONE	COSTANTE ALTIMETRICA
"C" Capolinea	18 ÷ 42 m	400 m	60°	0,3849
"E" Eccezionale	18 ÷ 42 m	400 m	100°	0,3849

Ciascun sostegno è dotato di quattro piedi e delle relative fondazioni.

La fondazione è la struttura interrata atta a trasferire i carichi strutturali (compressione e trazione) dal sostegno al sottosuolo.

Le tipologie di fondazioni adottate per i sostegni a traliccio sopra descritti, possono essere così raggruppate:

TIPOLOGIA SOSTEGNO	FONDAZIONE	TIPOLOGIA FONDAZIONE
Traliccio	Superficiale	Tipo CR o platea
	Profonda	Pali trivellati
		Micropali tipo tubfix

Le fondazioni superficiali sono utilizzabili solo su terreni normali di buona e media consistenza, mentre nel caso di presenza di terreni con scarse caratteristiche geomeccaniche, su terreni instabili o su terreni allagabili vengono progettate fondazioni speciali (pali trivellati, micropali, tubFix,).

La scelta della tipologia fondazionale viene sempre condotta in funzione dei seguenti parametri, in accordo alle NTC 2018:

- Carichi trasmessi alla struttura di fondazione;
- Modello geotecnico caratteristico dell'area sulla quale è prevista la messa in opera dei sostegni;
- Dinamica geomorfologica al contorno.

Nella fase esecutiva della progettazione, per la scelta delle tipologie di fondazioni da impiegare, si procederà pertanto ad una campagna di indagini geognostiche e sondaggi mirati su ciascun picchetto, sulla base dei quali verranno scelte e dimensionate le fondazioni per ciascun sostegno.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "Relazione tecnica di dettaglio - raccordi aerei" (cod. G855_DEF_R_006_Rel_tec_racc_1-1_REV02).

3.3.2.11. Aree di cantiere

Durante la fase di cantiere, sarà necessario approntare un'area dell'estensione di 0,5 ha da destinare a site camp, composto da:

- Baraccamenti (locale medico, locale per servizi sorveglianza, locale spogliatoio, box WC, locale uffici e locale ristoro);
- Area per stoccaggio materiali;
- Area stoccaggio rifiuti;
- Area gruppo elettrogeno e serbatoio carburante;
- Area parcheggi.

L'utilizzo di tale area sarà temporaneo; al termine del cantiere verrà ripristinato agli usi naturali originari.

Infine, non è prevista l'identificazione di aree aggiuntive per stoccaggio temporaneo di terreno da scavo in quanto sarà possibile destinare a tale scopo le piazzole delle turbine dismesse a mano a mano che si renderanno disponibili.

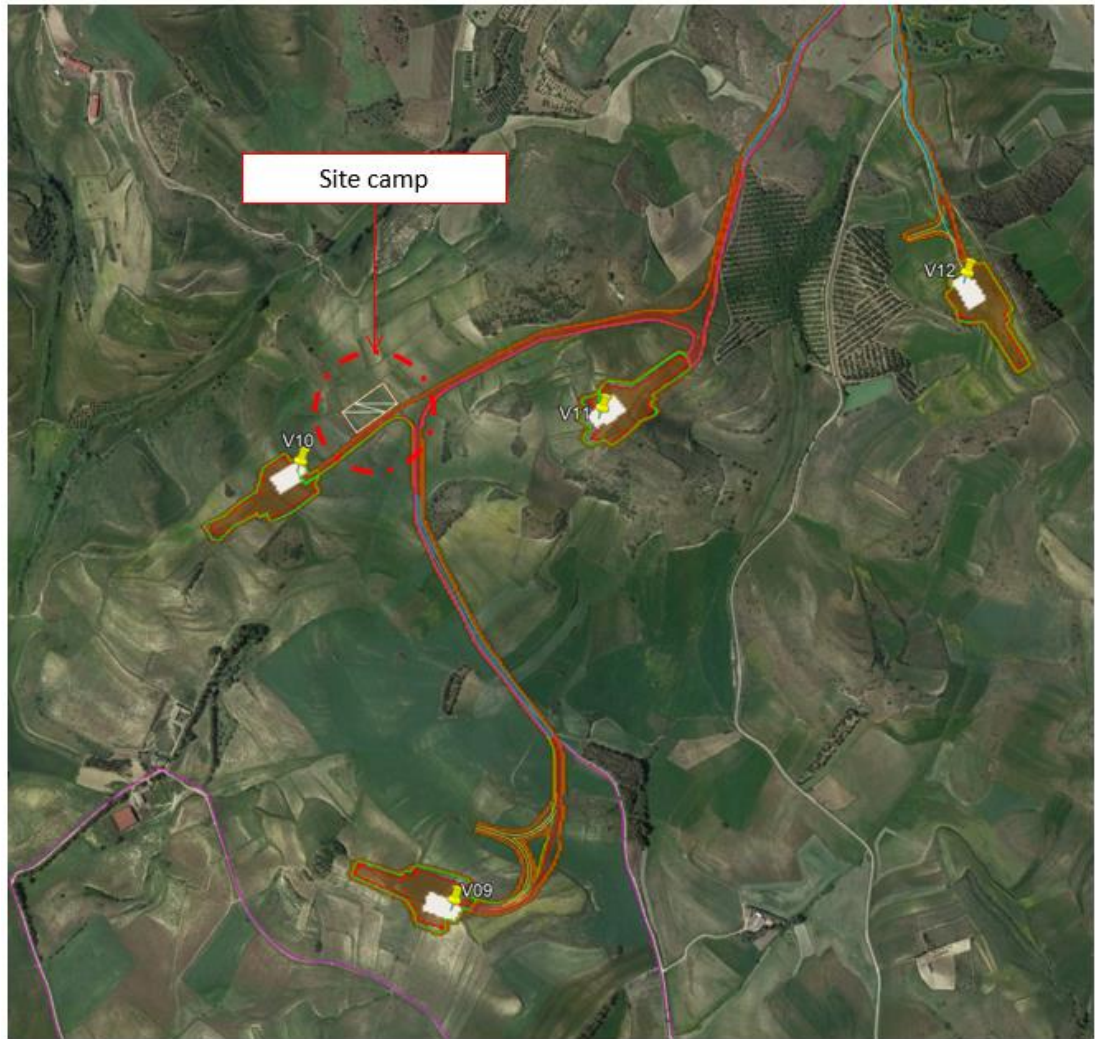


Figura 3-8: individuazione Site camp (cerchio rosso)

3.3.3. VALUTAZIONE DEI MOVIMENTI TERRA

La seguente tabella riporta le stime di tutti i movimenti terra che saranno eseguiti durante la fase di realizzazione del nuovo impianto eolico e delle opere connesse.

Tabella 3-4: Valutazione dei movimenti di terra

Opere	Volume di scotico previsto [mc]	Volume di scavo previsto [mc]	Volume di terreno scavato da riutilizzare in sito [mc]	Volume da conferire in discarica [mc]
Piazzole	53.736,00	251.900,00	178.887,40	126.748,60
Strade	23.464,20	58.899,00	66.686,90	15.676,30
Fondazioni superficiali		23.515,63	8.055,18	15.460,45
Fondazioni profonde		10.043,04		10.043,04
Cavidotti		26.025,48	19.519,11	6.506,37
Sottostazione	610,80	2.508,72	149,96	2.969,56
BESS	6.116,10	11.231,00	4.336,00	13.011,10

Mitigazione/rinaturalizzazione			83.927,10	-83.927,10
SE 380 kV "Sanluri", strade e scarpate ¹		176.019,00	156.636,00	19.383,00
Raccordi aerei ²		600,00	600,00	0,00
Totale	83.927,10	560.741,87	518.797,65	125.871,32

Nella successiva fase esecutiva, identificati definitivamente i volumi di materiale movimentato per la realizzazione dell'opera, eventuali volumi di materiale non riutilizzato all'interno del sito di produzione potranno essere impiegati per altri utilizzi ove conformi alla definizione di sottoprodotto ai sensi del DPR 120/2017 o, in alternativa, trasportati a discarica autorizzata

3.4. ESERCIZIO DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 2)

Terminata la costruzione del nuovo impianto, le attività previste per la fase di esercizio dell'impianto sono connesse all'ordinaria conduzione dell'impianto.

L'esercizio dell'impianto eolico non prevede il presidio di operatori. La presenza di personale sarà subordinata solamente alla verifica periodica e alla manutenzione degli aerogeneratori, della viabilità e delle opere connesse, incluso nella sottostazione elettrica, e in casi limitati, alla manutenzione straordinaria. Le attività principali della conduzione e manutenzione dell'impianto si riassumono di seguito:

- Servizio di controllo da remoto, attraverso fibra ottica predisposta per ogni aerogeneratore;
- Conduzione impianto, seguendo liste di controllo e procedure stabilite, congiuntamente ad operazioni di verifica programmata per garantire le prestazioni ottimali e la regolarità di funzionamento;
- Manutenzione preventiva ed ordinaria programmate seguendo le procedure stabilite;
- Pronto intervento in caso di segnalazione di anomalie legate alla produzione e all'esercizio da parte sia del personale di impianto sia di ditte esterne specializzate;
- Redazione di rapporti periodici sui livelli di produzione di energia elettrica e sulle prestazioni dei vari componenti di impianto.

Nella predisposizione del progetto sono state adottate alcune scelte, in particolare per le strade e le piazzole, volte a consentire l'eventuale svolgimento di operazioni di manutenzione straordinaria, dove potrebbe essere previsto il passaggio della gru tralicciata per operazioni quali la sostituzione delle pale o del moltiplicatore di giri.

Le tipiche operazioni di manutenzione ordinaria che verranno svolte sull'impianto di nuova realizzazione sono descritte nel documento "[GRE.EEC.M.99.IT.W.17279.00.013 - Piano di manutenzione dell'impianto](#)".

3.5. DISMISSIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 3)

Si stima che il nuovo impianto Sanluri-Sardara avrà una vita utile di circa 25-30 anni a seguito

¹ I valori riportati nella tabella sono tratti dal documento "Piano preliminare gestione TRS - Stazione Elettrica e raccordi aerei" (cod. G855_DEF_R_033_Piano_prel_RTN_TRS_1-1_REV02).

² I valori riportati nella tabella sono tratti dal documento "Piano preliminare gestione TRS - Stazione Elettrica e raccordi aerei" (cod. G855_DEF_R_033_Piano_prel_RTN_TRS_1-1_REV02).

della quale sarà, molto probabilmente, sottoposto ad un futuro intervento di potenziamento o ricostruzione, data la peculiarità anemologica e morfologica del sito. Tuttavia, nell'ipotesi di non procedere con una nuova integrale ricostruzione o ammodernamento dell'impianto, si procederà ad una totale dismissione dello stesso, provvedendo a una rinaturalizzazione dei terreni interessati dalle opere.

In entrambi gli scenari, le fasi che caratterizzeranno lo smantellamento dell'impianto in costruzione sono illustrate di seguito:

1. Smontaggio del rotore, che verrà collocato a terra per poi essere smontato nei componenti, pale e mozzo di rotazione;
2. Smontaggio della navicella;
3. Smontaggio di porzioni della torre in acciaio pre-assemblate;
4. Demolizione del primo metro (in profondità) delle fondazioni in conglomerato cementizio armato;
5. Rimozione dei cavidotti e dei relativi cavi di potenza quali:
 - a. Cavidotti di collegamento tra gli aerogeneratori;
 - b. Cavidotti di collegamento alla stazione elettrica di trasformazione e di consegna (SSU).
6. Smantellamento della sottostazione elettrica lato utente, rimuovendo le opere elettro-meccaniche, le cabine, il piazzale e la recinzione;
7. rinaturalizzazione del terreno per restituire l'uso originario dei siti impegnati dalle opere.
8. rinaturalizzazione e sistemazione a verde dell'area secondo le caratteristiche delle specie autoctone.

Per un maggior dettaglio sulle attività di dismissione dell'impianto di integrale ricostruzione giunto a fine vita utile, si rimanda alla relazione [GRE.EEC.R.99.IT.W.17279.00.011.00 - Piano di dismissione dell'impianto.](#)

3.6. UTILIZZO DI RISORSE

Di seguito si riporta una stima qualitativa delle risorse utilizzate per lo svolgimento delle attività in progetto.

3.6.1. SUOLO

3.6.1.1. Fase di realizzazione del nuovo impianto

Nella fase di realizzazione del nuovo impianto gli interventi che implicano l'utilizzo di suolo sono:

- L'adeguamento della viabilità esistente, la realizzazione di nuovi tratti di strada e delle nuove piazzole. La quantità di nuovo suolo occupata sarà pari a circa 257.883m². Sarà necessario effettuare le seguenti operazioni:
 - Asportazione di terreno vegetale (scotico), per uno spessore medio di 30 cm e un volume pari a 83.927 m³;
 - Movimenti terra necessari per il raggiungimento della quota di imposta della strada, che comporteranno un volume complessivo di scavo di 560.742 m³;
- La realizzazione delle fondazioni dei nuovi aerogeneratori, le quali occuperanno complessivamente una superficie di 5.887 m², che essendo interrate al di sotto delle piazzole di montaggio/manutenzione, non si sommerà all'occupazione di suolo già computata per le piazzole. La realizzazione delle fondazioni sarà caratterizzata dalle seguenti operazioni:
 - Movimenti terra necessari per il raggiungimento della quota di imposta del basamento della fondazione, che comporteranno un volume complessivo di scavo di 23.516 m³.
 - Perforazione per realizzazione di pali fino ad una profondità di 37 m, per un

volume complessivo di scavo di 10.043 m³.

- Movimenti terra necessari per il rinterro della fondazione, che comporteranno un volume complessivo di rinterro di 8.050 m³.
- La posa del sistema di cavidotti interrati di interconnessione tra i vari aerogeneratori e la sottostazione elettrica, che sarà interrato, seguendo prevalentemente il tracciato esistente su strade poderali. Si effettueranno le seguenti operazioni:
 - Movimenti terra necessari per il raggiungimento della quota di imposta dei cavidotti (fino a 1,2 m dal piano campagna), che comporteranno un volume complessivo di scavo di 26.025 m³;
 - Movimenti terra necessari per la chiusura delle trincee in cui saranno posati i nuovi cavidotti, che comporteranno un volume complessivo di rinterro di 19.519 m³.

Oltre a quanto detto il progetto prevede anche la realizzazione del sistema di accumulo energia BESS (24.829 m² di superficie occupata) e della sottostazione utente (3.960 m² di superficie occupata), della SE "Sanluri" e relativa strada di accesso (93.625 m² di superficie occupata) e dei Sostegni linea AT (650 m² di superficie occupata).

In sintesi, la seguente tabella mostra la stima dell'occupazione di suolo complessiva.

Tabella 3-5: Occupazione suolo

Opera	Area occupata [m²]	
Viabilità e piazzole	257.883	Fase Esercizio
Cavidotti interrati	61.227	Fase cantiere
Fondazioni	5.892	Fase Esercizio
Site camp	5.734	Fase cantiere
Sottostazione	3.960	Fase Esercizio
BESS	24.829	Fase Esercizio
Totale	359.525	

Tabella 3-6: Occupazione suolo

Opera	Area occupata [m²]
Viabilità e piazzole	257.883
Cavidotti interrati	61.227
Fondazioni	5.892
Site camp	5.734
Sottostazione	7.453
BESS	23.018
SE "Sanluri" e strada di accesso	93.625

Sostegni linea AT	650
Totale	359.525

Per quanto riguarda le modalità di gestione delle terre e rocce da scavo, si rimanda all'apposito documento GRE.EEC.K.25.IT.W.17279.00.012.01 - Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce da scavo.

3.6.1.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

Non è previsto consumo di ulteriore suolo nella fase di esercizio dell'impianto se non quello già illustrato per le fasi precedenti.

3.6.1.3. Fase di dismissione del nuovo impianto

Nella fase di dismissione dell'impianto il progetto prevede l'adeguamento delle piazzole esistenti (laddove necessario) e la demolizione delle fondazioni fino a 1 m di profondità dal piano campagna. Inoltre, per la rimozione dei cavidotti, si prevede lo scavo per l'apertura dei cunicoli in cui esso è interrato. Una volta ultimate le demolizioni e le rimozioni dei cavi, si procederà a rinterrare gli scavi con terreno che verrà liberato in sito nella fase successiva del progetto. Anche gli interventi di ripristino verranno eseguiti utilizzando il terreno vegetale presente in sito. In considerazione del fatto che l'obiettivo di questa fase è dismettere l'impianto esistente e liberare le aree da esso occupate, è evidente che l'occupazione del suolo ne tragga solamente beneficio.

3.6.2. MATERIALE INERTE

3.6.2.1. Fase di realizzazione del nuovo impianto

I principali materiali che verranno impiegati durante la fase di realizzazione del nuovo impianto sono:

- Materiale inerte misto (es. sabbia, misto di cava, misto stabilizzato, manto d'usura, ecc...) per l'adeguamento delle strade esistenti, per la realizzazione di strade di accesso alle turbine e per l'area della sottostazione elettrica MT/AT per un quantitativo indicativamente stimato pari a 57.266 m³;
- Calcestruzzo/calcestruzzo armato, per la realizzazione delle nuove fondazioni, per un quantitativo indicativamente stimato pari a 25.625 m³;
- Materiale metallico per le armature, per un quantitativo indicativamente stimato pari a 1.942.497 kg;

La seguente tabella sintetizza gli inerti che verranno impiegati:

Tabella 3-7: Materiali inerti

Opera	Tipologia	Unità di misura	Quantità
Viabilità	Misto di cava	m ³	5.901
	Misto stabilizzato	m ³	11.803
Cavidotti interrati	Sabbia	m ³	6.346
Piazzole montaggio	Misto di cava	m ³	13.187
	Misto stabilizzato	m ³	26.374
Fondazioni	Calcestruzzo	m ³	25.625
	Ferro per armature	kg	1.931.247
Sottostazione elettrica	Strato di Base	m ³	62

MT/AT	Binder	m ³	44
	Manto d'usura	m ³	19
	Calcestruzzo	m ³	140
	Ferro per armature	kg	11250
BESS	Strato di Base	m ³	973
	Binder	m ³	681
	Manto d'usura	m ³	202
Totale misto di cava		m ³	19.088
Totale misto stabilizzato		m ³	38.178
Totale Base		m ³	1.035
Totale binder		m ³	725
Totale manto d'usura		m ³	221
Totale calcestruzzo		m ³	25.765
Totale ferro per armature		kg	1.942.497

3.6.2.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

Nella fase di esercizio non è previsto l'utilizzo di inerti, se non per sistemazioni straordinarie della viabilità nel corso della vita utile dell'impianto.

3.6.2.3. Fase di dismissione del nuovo impianto

Nella fase di dismissione del nuovo impianto non si prevede l'utilizzo di inerti a meno di quanto necessario alla rinaturalizzazione dello stato dei luoghi. Per maggiori approfondimenti riferirsi all'elaborato "GRE.EEC.R.99.IT.W.17279.00.011 - Piano di dismissione dell'impianto".

3.6.3. ACQUA

3.6.3.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Nelle fasi di cantiere l'acqua sarà utilizzata per:

- Usi civili;
- Operazioni di lavaggio delle aree di lavoro;
- Condizionamento fluidi di perforazione (a base acqua) e cementi;
- Eventuale bagnatura aree.

L'approvvigionamento idrico avverrà tramite autobotte.

In generale, durante le attività di ripristino territoriale l'approvvigionamento idrico non dovrebbe essere necessario. Qualora il movimento degli automezzi e le attività di smantellamento delle strutture non più necessarie provocassero un'eccessiva emissione di polveri, l'acqua potrà essere utilizzata per la bagnatura dei terreni. In tal caso l'approvvigionamento sarà garantito per mezzo di autobotte esterna. I quantitativi eventualmente utilizzati saranno minimi e limitati alla sola durata delle attività.

3.6.3.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

Durante la fase di esercizio non si prevedono consumi di acqua. L'impianto eolico non sarà presidiato e non sarà quindi necessario l'approvvigionamento di acque ad uso civile.

3.6.4. ENERGIA ELETTRICA

3.6.4.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

L'utilizzo di energia elettrica, necessaria principalmente al funzionamento degli utensili e macchinari, sarà garantito da gruppi elettrogeni.

3.6.4.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

Durante la fase di esercizio verranno utilizzati limitati consumi di energia elettrica per il funzionamento in continuo dei sistemi di controllo, delle protezioni elettromeccaniche e delle apparecchiature di misura, del montacarichi all'interno delle torri, degli apparati di illuminazione e climatizzazione dei locali.

3.6.5. GASOLIO

3.6.5.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Durante queste fasi la fornitura di gasolio sarà limitata al funzionamento dei macchinari, al rifornimento dei mezzi impiegati e all'uso di eventuali motogeneratori per la produzione di energia elettrica.

3.6.5.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

Non è previsto utilizzo di gasolio, se non in limitate quantità per il rifornimento dei mezzi impiegati per il trasporto del personale di manutenzione.

3.7. STIMA EMISSIONI, SCARICHI, PRODUZIONE RIFIUTI, RUMORE, TRAFFICO

3.7.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA

3.7.1.1. Fase di realizzazione del nuovo impianto

Anche nella fase di realizzazione del nuovo impianto (adeguamento e realizzazione nuova viabilità, realizzazione nuove piazzole, scavi e rinterrì, perforazione pali fondazioni, trasporto e ripristino territoriale) le principali emissioni in atmosfera saranno rappresentate da:

- Emissioni di inquinanti dovute alla combustione di gasolio dei motori diesel dei generatori elettrici, delle macchine di movimento terra e degli automezzi per il trasporto di personale, materiali ed apparecchiature;
- Contributo indiretto del sollevamento polveri dovuto alle attività di movimento terra, scavi, eventuali sbancamenti, rinterrì e, in fase di ripristino territoriale, dovuto alle attività di demolizione e smantellamento.

Nell'area di progetto è previsto l'utilizzo (non continuativo) dei mezzi elencanti nella seguente tabella:

Tipo	Numero
Mezzi trasporto eccezionale – Torri e navicelle	2
Mezzi trasporto eccezionale - Pale	2
Furgoni e auto da cantiere	6
Escavatore cingolato	2
Pala cingolata	2
Bobcat	2
Trivella perforazione pali	2
Betoniera	2
Autocarro mezzo d'opera	2
Rullo ferro-gomma	1
Autogrù / piattaforma mobile autocarrata	1
Autogrù tralicciata	1
Camion con gru	1
Camion con rimorchio	2

Tipo	Numero
Carrelli elevatore da cantiere	2
Muletto	1
Autobotte	1
Fresa Stradale	1

3.7.1.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio non è previsto l'originarsi di emissioni in atmosfera.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili determina una riduzione del fattore di emissione complessivo dell'intera produzione termo-elettrica nazionale, evitando così il ricorso a fonti di produzione più inquinanti.

Per una valutazione più dettagliata si rimanda al Quadro di Riferimento Ambientale e nello specifico alla sezione relativa all'identificazione e valutazione degli impatti sulla componente atmosfera.

Tra le principali emissioni gassose, ha un ruolo rilevante l'anidride carbonica, il cui progressivo incremento contribuisce ad accelerare l'effetto serra e quindi a causare drammatici cambiamenti ambientali.

La produzione netta stimata di energia del parco eolico in progetto sarà di circa 160.224 MWh/anno pari al consumo medio annuale di circa 59.342 famiglie (2,7 MWh/famiglia all'anno). Questo equivale ad evitare l'emissione di circa 68,384 tCO₂/anno di CO₂ (anidride carbonica).

3.7.1.3. Fase di dismissione del nuovo impianto

Nella fase di dismissione dell'impianto si prevedono in prima battuta le medesime considerazioni effettuate per la fase di realizzazione dell'impianto.

3.7.2. EMISSIONI SONORE

3.7.2.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

In fase di realizzazione dell'impianto le principali emissioni sonore saranno legate al funzionamento degli automezzi per il trasporto di personale ed apparecchiature, al funzionamento dei mezzi per i movimenti terra ed alla movimentazione dei mezzi per il trasporto di materiale verso e dall'impianto.

Le attività si svolgeranno durante le ore diurne, per cinque giorni alla settimana (da lunedì a venerdì).

I mezzi meccanici e di movimento terra, una volta portati sul cantiere resteranno in loco per tutta la durata delle attività e, pertanto, non altereranno il normale traffico delle strade limitrofe alle aree di progetto.

In questa fase, pertanto, le emissioni sonore saranno assimilabili a quelle prodotte da un ordinario cantiere civile, di durata limitata nel tempo e operante solo nel periodo diurno.

Le interazioni sull'ambiente che ne derivano sono modeste e come evidenziato nella relazione specialistica "GRE.EEC.K.26.IT.W.17279.00.019 - Relazione impatto acustico" non si prevede in nessun momento il superamento dei valori soglia di emissione acustica previsti dalla normativa vigente.

3.7.2.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio le principali emissioni sonore saranno legate al funzionamento degli aerogeneratori.

A titolo cautelativo, nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente e della popolazione, è stata eseguita una valutazione previsionale della pressione sonora indotta dal funzionamento degli aerogeneratori in progetto i cui risultati sono sintetizzati nella Stima degli Impatti del

presente Studio e riportati per esteso nel documento GRE.EEC.R.26.IT.W.14703.00.019.00 – Studio di impatto acustico.

3.7.3. VIBRAZIONI

3.7.3.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Nelle fasi di cantiere le vibrazioni saranno principalmente legate all'utilizzo, da parte dei lavoratori addetti, dei mezzi di trasporto e di cantiere e delle macchine movimento terra (autocarri, escavatori, ruspe, ecc.) e/o all'utilizzo di attrezzature manuali, che generano vibrazioni a bassa frequenza (nel caso dei conducenti di veicoli) e vibrazioni ad alta frequenza (nel caso delle lavorazioni che utilizzano attrezzi manuali a percussione). Tali emissioni, tuttavia, saranno di entità ridotta e limitate nel tempo, e i lavoratori addetti saranno dotati di tutti i necessari DPI (Dispositivi di Protezione Individuale).

3.7.3.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio non è previsto l'originarsi di vibrazione.

3.7.4. SCARICHI IDRICI

3.7.4.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Le attività in progetto non prevedono scarichi idrici su corpi idrici superficiali o in pubblica fognatura. L'area di cantiere sarà dotata di bagni chimici i cui scarichi saranno gestiti come rifiuto ai sensi della normativa vigente.

3.7.4.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio non è previsto l'originarsi di scarichi idrici.

3.7.5. EMISSIONE DI RADIAZIONI IONIZZANTI E NON

3.7.5.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Durante le fasi di cantiere non è prevista l'emissione di radiazioni ionizzanti.

Le uniche attività che potranno eventualmente generare emissioni di radiazioni non ionizzanti previste sono relative ad eventuali operazioni di saldatura e taglio ossiacetilenico. Tali attività saranno eseguite in conformità alla normativa vigente ed effettuate da personale qualificato dotato degli opportuni dispositivi di protezione individuale. Inoltre, saranno adottate tutte le misure di prevenzione e protezione per la tutela dell'ambiente circostante (es: adeguato sistema di ventilazione ed aspirazione, utilizzo di idonee schermature, verifica apparecchiature, etc.).

3.7.5.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio è previsto l'originarsi di emissioni non ionizzanti, in particolare di radiazioni dovute a campi elettromagnetici generate dai vari impianti in media ed alta tensione, soprattutto in prossimità della sottostazione elettrica di trasformazione e connessione.

A titolo cautelativo, nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente e della popolazione, in relazione alle opere di utenza (cavidotto e sottostazione elettrica) è stata eseguita una valutazione previsionale delle radiazioni da campi elettromagnetici, i cui risultati sono riportati per esteso nel documento GRE.EEC.R.24.IT.W.17279.00.069 – Relazione verifica impatto elettromagnetico.

Analogamente, anche in relazione alla stazione elettrica SE "Sanluri" e relativi raccordi AT la società GREENENERGYSARDEGNA2, tramite la società di ingegneria GEOTECH S.r.l., ha predisposto due valutazioni previsionali delle radiazioni da campi elettromagnetici, i cui risultati sono riportati per esteso nei documenti G855_DEF_R_012_Rel_CEM_SE_1-1_REV01 e G855_DEF_R_013_Rel_CEM_Racc_1-1_REV01 che sono parte integrante del PTO.

3.7.6. PRODUZIONE DI RIFIUTI

3.7.6.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Nelle fasi di cantiere verranno prodotti rifiuti riconducibili alle seguenti categorie:

- Rifiuti legati ai componenti degli aerogeneratori dismessi (acciaio, fibra di vetro, metalli, ecc.);
- Rifiuti solidi assimilabili agli urbani (lattine, cartoni, legno, ecc.);
- Rifiuti speciali derivanti da scarti di lavorazione ed eventuali materiali di sfrido;
- Eventuali acque reflue (civili, di lavaggio, meteoriche).

La successiva tabella riporta un elenco della tipologia dei rifiuti, con l'indicazione del corrispondente codice CER che potenzialmente potrebbero essere generati a seguito dalle attività di cantiere:

Tabella 3-8: Materiali di risulta

Tipo	Codice CER
Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	130208*
Batterie alcaline	160604
Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche	170107
Scarti legno	170201
Canaline, Condotti aria	170203
Catrame sfridi	170301*
Rame, bronzo, ottone	170401
Alluminio	170402
Ferro e acciaio	170405
Metalli misti	170407
Cavi	170411
Carta, cartone	200101
Vetro	200102
Pile	200134
Plastica	200139
Lattine	200140
Indifferenziato	200301
rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 17 09 01, 17 09 02 e 17 09 03	17.09.04
Terre e rocce da scavo diversi da quelli di cui alla voce 17 05 03	17.05.04

Tra i più importanti obiettivi del Proponente vi è senza dubbio quello di intraprendere azioni che promuovano e garantiscano il più possibile l'economia circolare. Nello specifico, la fase di dismissione produrrà ingenti quantità di materiale residuo, come evidenziato nel capitolo precedente.

Si sottolinea che ogni materiale da risulta prodotto sarà attentamente analizzato e catalogato per poter essere inviato ad appositi centri di recupero. I materiali prodotti in maggior quantità saranno prevalentemente prodotti dallo smantellamento delle torri eoliche (acciaio) e dai rotor delle turbine (materiali compositi).

A tal proposito, si segnala che è stata recentemente costituita una nuova piattaforma

intersettoriale composta da WindEurope (che rappresenta l'industria europea dell'energia eolica), Cefic (rappresentante dell'industria chimica europea) ed EuCIA (rappresentante dell'industria europea dei compositi). Attualmente, una turbina eolica può essere riciclata per circa l'85-90% della massa complessiva. La maggior parte dei componenti, infatti, quali le fondamenta, la torre e le parti della navicella, sono già sottoposte a pratiche di recupero e riciclaggio. Diverso, invece, il discorso per quanto riguarda le pale delle turbine: essendo realizzate con materiali compositi, risultano difficili da riciclare.

Oggi la tecnologia più comune per il riciclaggio dei rifiuti compositi è quella che vede il riutilizzo e l'inserimento dei componenti minerali nella lavorazione del cemento. Tra gli obiettivi della piattaforma creata da WindEurope, Cefic ed EuCIA, vi è anche quello di sviluppare tecnologie alternative di riciclaggio, per produrre nuovi compositi e materiale riciclato di valore più elevato rispetto al cemento. L'industrializzazione di tali sistemi alternativi potrebbe portare a interessanti soluzioni per quei settori che normalmente utilizzano materiali compositi, come l'edilizia, i trasporti marittimi e la stessa industria eolica.

3.7.6.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

Durante la fase di esercizio, i rifiuti maggiormente prodotti saranno legati alla manutenzione degli organi meccanici ed elettrici; di seguito si riporta un elenco indicativo dei possibili rifiuti che vengono prodotti dalle tipiche attività di esercizio e manutenzione;

- Oli per motori, ingranaggi e lubrificazione;
- Filtri dell'olio;
- Stracci;
- Imballaggi in materiali misti;
- Apparecchiature elettriche fuori uso;
- Batterie al piombo;
- Neon esausti integri;
- Materiale elettronico.

3.7.7. TRAFFICO INDOTTO

3.7.7.1. Fasi di cantiere (realizzazione e dismissione)

Nelle fasi di cantiere il traffico dei mezzi sarà dovuto principalmente a:

- Spostamento degli operatori addetti alle lavorazioni (automobili);
- Movimentazione dei materiali necessari al cantiere (ad esempio inerti), di materiali di risulta e delle apparecchiature di servizio (automezzi pesanti);
- Trasporto dei componenti dei nuovi aerogeneratori e altri componenti [36 pale, 12 mozzi, 12 navicelle, 72 sezioni di torre (6 sezioni per ogni torre), altri componenti BESS, SSU e SE];
- Approvvigionamento idrico tramite autobotte;
- Approvvigionamento gasolio.

La fase più intensa dal punto di vista del traffico indotto sarà quella relativa al trasporto dei componenti dei nuovi aerogeneratori, che si prevede sbarcheranno al porto di Oristano.

Il percorso identificato dalla società specializzata per il trasporto dei componenti in sito prevede la partenza dal porto di Oristano (OR), localizzato a circa 40 km a Nord-Ovest dell'area in progetto, e giunge al sito percorrendo la Via G. Marongiu (all'interno della zona portuale), la SP97, la SP49, la SS131, la SP52 e la strada di accesso al sito denominata "Strada Comunale Villamar Il percorso è trattato nel dettaglio nel documento [GRE.EEC.R.99.IT.W.17279.00.089.01 - Relazione viabilità accesso di cantiere](#) a cui si rimanda per maggiori dettagli.

La durata prevista per il completamento del trasporto è stimata in via preliminare pari a circa 2/3 mesi.

I mezzi meccanici e di movimento terra, invece, una volta portati sul cantiere resteranno in

loco per tutta la durata delle attività e non influenzeranno il normale traffico delle strade limitrofe all'area di progetto.

3.7.7.2. Fase di esercizio del nuovo impianto

In fase di esercizio il traffico indotto non sarà significativo in quanto legato alle sole attività di manutenzione effettuate in maniera programmata e periodica.

3.8. ANALISI DEGLI SCENARI INCIDENTALI

Nell'ambito della progettazione del nuovo impianto eolico, uno dei molteplici aspetti che è stato preso in considerazione è la valutazione degli effetti sull'ambiente circostante derivanti da un evento incidentale dovuto a varie tipologie di cause scatenanti.

Le cause che stanno all'origine degli incidenti possono essere di vario genere, da cause di tipo naturale, come ad esempio tempeste, raffiche di vento eccessive e formazione di ghiaccio a cause di tipo umano, come errori e comportamenti imprevisti.

La maggior frequenza di incidenti si verifica nella fase di funzionamento, poiché essa è caratterizzata da un'estensione temporale molto ampia (la vita utile di un impianto varia dai 20 ai 30 anni) e da una più complessa combinazione di azioni, le quali hanno implicazioni sul comportamento strutturale e funzionale dell'aerogeneratore.

Tali eventi, comunque da ritenersi estremamente improbabili sia per la bassa probabilità di accadimento sia per le misure di prevenzione dei rischi ambientali e gli accorgimenti tecnici adottati dalla Società proponente, sono riportati di seguito:

- Incidenti legati alla rottura delle pale dell'aerogeneratore;
- Incidenti legati alla rottura della torre e al collasso della struttura;
- Incidenti legati al lancio di ghiaccio;
- Incidenti legati a possibili fulminazioni;
- Incidenti legati alla collisione con l'avifauna e con corpi aerei estranei.

Tutti gli scenari accidentali sopra elencati sono stati affrontati nel dettaglio all'interno delle relazioni "GRE.EEC.C.73.IT.W.17279.00.014 - Relazione gittata massima elementi rotanti per rottura accidentale" e "GRE.EEC.R.99.IT.W.17279.00.017 - Relazione sull'analisi di possibili incidenti".

L'esito di questi studi ha evidenziato le seguenti conclusioni:

- Rottura della pala e distacco con moto parabolico e danno ad elemento sensibile. Il **danno** risulterebbe pari a **"4 - danno molto grave"**, ma la **probabilità** risulta essere pari a **"1 - evento molto improbabile"**, dato che si è mantenuta, da tutti gli elementi sensibili identificati, una distanza maggiore della gittata massima. **Il livello di rischio** risulta quindi essere pari a **4**;
- Rottura della torre, collasso della struttura e danno ad elemento sensibile. Il **danno** risulterebbe pari a **"4 - danno molto grave"** ma la **probabilità** risulta essere pari a **"1 - evento molto improbabile"**, dato che si è mantenuta da tutti gli elementi sensibili identificati una distanza maggiore della altezza massima della turbina, come riportato anche nelle linee guida del 10 settembre 2010. **Il livello di rischio** risulta quindi essere pari a **4**;
- Formazione e caduta di massa di ghiaccio con conseguente impatto con elemento sensibile. Il **danno** risulterebbe come **"3 - danno grave"** ma la **probabilità** risulta essere pari a **"1 - evento molto improbabile"**, date le condizioni climatiche e dato che si sono mantenute distanze di sicurezza da elementi sensibili. **Il livello di rischio** risulta quindi essere pari a **3**;
- Fulminazione dell'aerogeneratore con conseguente incendio o rottura di pala e impatto con elemento sensibile. Il **danno** risulterebbe come **"4 - danno molto grave"** ma la **probabilità** pari a **"1 - evento molto improbabile"**. Infatti, nel dimensionamento del parco eolico, oltre a mantenere le distanze da elementi

sensibile, come definito dalle normative tecniche, è prevista l'installazione di sistemi anti-fulminazione che riducono ulteriormente la probabilità dell'evento. **Il livello di rischio** risulta quindi essere pari a **4**;

- **Impatto possibile con avifauna e corpi estranei.** Il **danno** risulterebbe come **"2 – danno di modesta entità"** e la **probabilità** pari a **"2 – evento poco probabile"**. Il livello di **rischio** risulta pari a **4**. Sono previste alcune misure di sicurezza per la visibilità degli aerogeneratori, quali illuminazione notturne e campiture rosse sulle pale. Infatti, la disposizione sparsa degli aerogeneratori, gli ampi spazi tra un aerogeneratore e l'altro e la presenza di altri impianti esistenti garantiscono che non vi sia una sensibile maggioranza dell'impatto sull'avifauna né su altri corpi estranei (es. droni), essendo la presenza di impianti eolici nella zona già ben assimilata dall'ambiente circostante.

Sono previste inoltre alcune misure di sicurezza per la visibilità degli aerogeneratori quali illuminazione notturne e campiture rosse sulle pale.

3.9. CRONOPROGRAMMA

La realizzazione dell'intero impianto eolico e delle relative opere di utenza può essere suddivisa nelle seguenti macro-lavorazioni:

- realizzazione strade e piazzole (durata 34 settimane)
- realizzazione scavo, pali e plinti di fondazione (durata 42 settimane)
- montaggio aerogeneratori (durata 13 settimane)
- posa cavidotti interrati 33kV (durata 34 settimane)
- realizzazione della SSE 150kV/33kV (durata 5 settimane)
- commissioning e avviamento

Il cronoprogramma dei lavori prevede l'esecuzione delle attività di dismissione dell'impianto esistente e di realizzazione del nuovo progetto il più possibile in parallelo.

Il dettaglio delle lavorazioni e le tempistiche di esecuzione sono riportati nell'elaborato specifico GRE.EEC.P.99.IT.W.17279.00.040 - Cronoprogramma.

Si prevede che nel complesso le attività di realizzazione dell'impianto eolico in progetto avvenga in un arco temporale di circa 67 settimane (comprese le attività di commissioning e avviamento).

Per la realizzazione della Stazione Elettrica 380/150 kV "Sanluri", invece, come evidenziato nell'immagine seguente tratta dell'elaborato G855_DEF_R_087_Rel_tec_gen_1-1_REV02 "Relazione tecnica generale", si stimano circa 2 anni e mezzo, compresi delle fasi di progettazione esecutiva e approvvigionamento materiali.

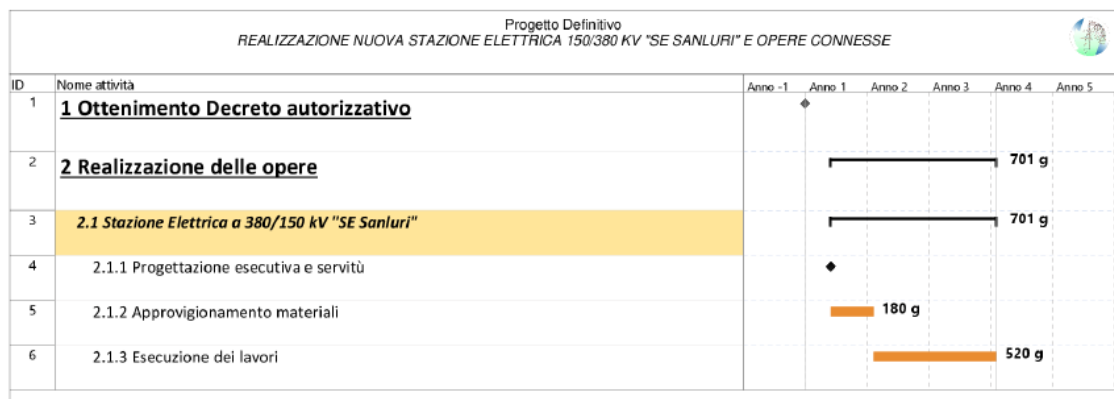


Figura 3-9: cronoprogramma SE "Sanluri"

3.10. ALTERNATIVE DI PROGETTO

Lo scopo del presente capitolo del SIA è quello di allineare lo studio ai dettami normativi previsti dal punto 2 dell'Allegato VII, all'art. 22 del D.lgs. 152/2006 e ss.mm. e iii, rispetto

ai contenuti dello SIA, in cui si prevede: *"Una descrizione delle principali alternative ragionevoli del progetto (quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo, quelle relative alla concezione del progetto, alla tecnologia, all'ubicazione, alle dimensioni e alla portata) prese in esame dal proponente, compresa l'alternativa zero, adeguate al progetto proposto e alle sue caratteristiche specifiche, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto, il profilo dell'impianto ambientale, e la motivazione della scelta progettuale, sotto il profilo dell'impatto ambientale, con una descrizione delle alternative prese in esame e loro comparazione con il progetto presentato".*

Di seguito saranno quindi riportate le considerazioni che hanno portato alla scelta della soluzione progettuale proposta considerata la migliore dal punto di vista ambientale e tecnico.

È d'uopo sottolineare che la realizzazione di un impianto eolico comporta di per sé molti benefici, sia in termini ambientali che economici. Da un lato, il territorio comunale su cui l'impianto insisterà beneficerà delle opere di mitigazione e/o compensazione realizzate dal proponente, nonché di ulteriori benefici monetari derivanti dalle imposte locali (IMU-TASI), corrisposte dall'impresa nel corso della vita utile dell'impianto, e dai lavori appaltati alle imprese locali nel corso della costruzione dell'opera. Dall'altro lato, la realizzazione di un impianto eolico apporta un beneficio ambientale, di inestimabile valore, a tutta la collettività, grazie alle tonnellate di CO2 evitate.

3.10.1. ALTERNATIVA ZERO

L'alternativa "zero" prevede il mantenimento dello status quo senza realizzare alcuna opera, lasciando che il sistema persegua imperturbato i propri schemi di sviluppo.

In tale scenario l'ambiente (inteso come sistema che comprende le componenti naturali ed antropiche) non sarebbe perturbato da nessun tipo di azione, evitando, quindi, l'implementazione di attività tali da generare impatti tanto positivi quanto negativi.

Se da un lato, quindi, si eviterebbero quegli impatti negativi indotti dall'impianto eolico (quale ad esempio quello visivo in fase di esercizio e quelli introdotti in fase di cantiere), dall'altro si annullerebbero le potenzialità derivate dall'utilizzo di fonti rinnovabili di energia rispetto alla produzione energetica da fonti fossili tradizionali. In particolare, non sarebbero generati benefici sulla componente atmosfera in fase di esercizio e sulla componente sociale in fase di cantiere.

Il vantaggio più rilevante consiste nel dare un contributo al raggiungimento degli obiettivi siglati con l'adesione al protocollo di Kyoto, e, globalmente, al raggiungimento di obiettivi qualità ambientale derivati dalla possibilità di evitare che la stessa quantità di energia elettrica prodotta dal parco eolico, venga prodotta da impianti di produzione di energia tradizionali, decisamente più impattanti in termini di emissioni in atmosfera.

Oltre gli aspetti ambientali vi sono poi da valutare gli impatti socioeconomici. In fase di realizzazione del campo, infatti, le figure specializzate che debbono intervenire da trasfertisti utilizzeranno le strutture ricettive dell'area e gli operai e gli operatori di cantiere si serviranno dei servizi di ristorazione locali, generando un indotto decisamente maggiore durante tutto la durata del cantiere.

La realtà in cui si dovrebbe inserire il parco eolico è per lo più agricola. Dominano le superfici investite a colture erbacee asciutte frammezzate da aree dove prevalgono vite e olivo su tessere suddivise talune volte da siepi composte da tamerice (localmente conosciuto come tramatzu), sporadicamente mandorlo e frequentemente fico d'India. Le colture erbacee praticate sono rappresentate da foraggere e cerealicole autunno-vernine da granella, principalmente grano duro, orzo e in misura minore avena. Per quanto concerne le coltivazioni arboree specializzate mediterranee, si rilevano vigneti ed oliveti razionali, gestiti mediante tecniche agronomiche che si rifanno alla tradizionalità rurale zonale. Oltre alla componente prettamente agricola, si riscontrano nell'area diversi allevamenti dotati di centri aziendali razionali, le consistenze maggiori in numero di aziende presenti nell'area e in consistenza numerica, si identificano nell'allevamento ovino da latte mediante tecniche semi-estensive, le quali prevedono largo ricorso al pascolamento durante tutti i periodi dell'anno.

L'iniziativa in progetto nel contesto descritto potrebbe essere volano di sviluppo di nuove professionalità e assicurare un ritorno equo ai conduttori dei lotti su cui si andranno ad inserire gli aerogeneratori, senza tuttavia precludergli la possibilità di continuare ad utilizzare tali terreni per le attività agricole.

Oltretutto la gestione del parco e la sua manutenzione prevedere il ricorso inevitabile a diverse professionalità, che vanno dalle imprese per eseguire determinate opere di manutenzione, alla sorveglianza ecc. tutte queste figure saranno ricercate e/o formate, per questioni di prossimità e di economicità, nell'intorno, andando a creare reddito ed un indotto altrimenti non realizzabile.

Per quanto riguarda le infrastrutture di servizio previste in progetto, certamente quella oggetto degli interventi più significativi e, quindi, fin da ora inserita in un'ottica di pubblico interesse, è rappresentata dall'infrastruttura viaria.

Negli elaborati di progetto, sono illustrati gli interventi previsti sia per l'adeguamento della viabilità esistente, sia per la realizzazione dei nuovi tratti stradali per l'accesso alle singole piazzole attualmente non servite da viabilità alcuna.

Fermo restando il carattere necessariamente provvisorio degli interventi maggiormente impattanti sullo stato attuale di alcuni luoghi (piazzola temporanea di cantiere necessaria all'installazione delle turbine) e tratti della viabilità esistente, si evidenzia come la maggioranza degli interventi possano essere percepiti come utili forme di adeguamento permanente della viabilità a tutto vantaggio del contesto territoriali locale, nonché della maggiore accessibilità e migliore fruibilità di aree di futura accresciuta attrattività.

Quindi appare innegabilmente rilevante e positivo il riflesso occupazionale ed in termini economici che avrebbe la realizzazione del progetto a scala locale. Così come innegabili e rilevanti sono gli impatti positivi dell'impianto a scala globale in termini ambientali.

Da quanto detto si evince che la considerazione dell'alternativa zero, sebbene non determini l'implementazione di azioni impattanti sull'ambiente, compromette i principi delle normative a vantaggio della promozione energetica da fonti rinnovabili, la Transizione Energetica, oltre che precludere la possibilità di generare nuovo reddito e nuova occupazione.

Pertanto, tali circostanze dimostrano che l'alternativa zero rispetto agli scenari che prevedono la realizzazione dell'intervento non sono auspicabili per il contesto in cui si debbono inserire.

3.10.2. ALTERNATIVE LOCALIZZATIVE

Come descritto nell'elaborato *GRE.EEC.R.11.IT.W.17279.00.015.00 - Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità*, ed evidente dall'esame della seguente immagine tratta dall'Atlante Eolico di RSE SpA, il sito di Sanluri-Sardara si trova in una delle zone maggiormente ventose di tutto il Paese.

Ai fini dello sviluppo del progetto in esame sono quindi state selezionate le aree più ventose della zona del Campidano che, nel rispetto del regime vincolistico vigente e del sistema delle aree naturali protette presenti, consentisse di massimizzare la producibilità d'impianto ed assicurare un pieno ed efficiente sfruttamento della risorsa eolica.



Figura 3-10: Atlante Eolico di RSE SpA.

Quindi, partendo dal presupposto che la scelta dell'area di intervento debba costituire un invariante progettuale al fine di perseguire la massimizzazione dello sfruttamento della risorsa eolica, si è proceduto allo sviluppo del layout del parco eolico Sanluru-Sardara in modo da eliminare e/o minimizzare le interferenze con siti vincolati, aree naturali protette e aree di particolare pregio ambientale.

La scelta della localizzazione spaziale degli aerogeneratori è quasi obbligata, perché la restrizione imposta dalle normative comunali, nazionali e regionali, in materia di impianti eolici, nonché l'esigenza di seguire le indicazioni contenute nelle linee guida per il corretto inserimento nel territorio, limitano la definizione di aree alternative a quelle già selezionate per l'impianto in progetto.

Le specifiche valutazioni circa possibili alternative progettuali e ottimizzazione della configurazione impiantistica sono state sviluppate in fase di Studio di Fattibilità dell'iniziativa.

In tale occasione il layout di progetto è stato preventivamente analizzato considerando anche un diverso posizionamento delle macchine (vedi di seguito l'Alternativa 1), che è stato poi necessariamente abbandonato al fine di evitare di interferire con vincoli di varia natura ivi presenti; pertanto, si ritiene che le aree selezionate e proposte nel presente progetto siano quelle più idonee sotto ogni punto di vista.

La configurazione impiantistica e l'ubicazione degli aerogeneratori proposte nel progetto in esame rappresenta pertanto la configurazione finale ottimizzata, in relazione a diversi fattori sia di carattere tecnico, che di minimizzazione dell'impatto paesaggistico, naturalistico ed ambientale dell'opera.

La scelta di un sito differente potrebbe causare sia un maggiore impatto sull'ambiente, sia una riduzione delle prestazioni del parco eolico, causando un rallentamento del raggiungimento degli obiettivi nazionali in termini di produzione energetica da fonti rinnovabili.

Con riferimento alle alternative localizzative, di seguito si riportano le analisi effettuate su diversi possibili layout, che hanno portato a considerare la proposta di cui alla

documentazione presentata nel SIA.

Alternativa localizzativa 1 - scartata

In fase di studio di fattibilità era stata valutata una configurazione impiantistica che prevedeva la realizzazione di numero 15 aerogeneratori (V1 ÷ V15).

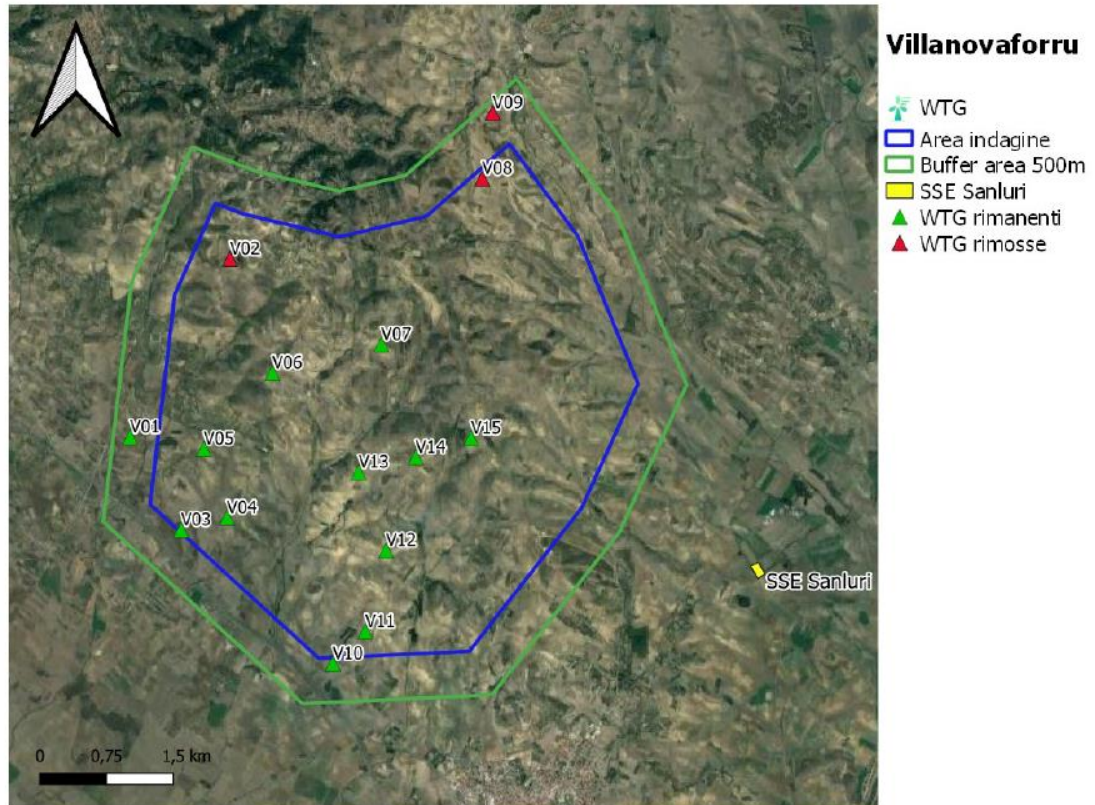


Figura 3-11: Soluzione alternativa 1 - scartata

Dopo analisi di compatibilità del progetto con i vincoli territoriali ed ambientali e valutazioni di natura tecnico-economica si è scelto di:

- rimuovere dal layout definitivo gli aerogeneratori V2, V8 e V9;
- riposizionare l'aerogeneratore V15

I motivi della necessità di rimodulare il layout di progetto risiedono nelle seguenti ragioni:

- la realizzazione delle turbine V2, V8 e V9 non è stata ritenuta conveniente sia per l'entità degli scavi necessari per permettere la posa di cavidotti, sia in termini economici considerando le spese da sostenere per permettere il corretto collegamento tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica.
- interferenza dell'aerogeneratore V09 con recettori sensibili appartenenti alla classe catastale "D/10" e la presenza in corrispondenza della posizione dello stesso aerogeneratore di vigneti e mandorleti.

Alternativa localizzativa 2 - Soluzione progettuale definitiva

Base delle valutazioni è stata l'analisi vincolistica, in cui sono stati analizzati i principali strumenti di pianificazione territoriale, ambientale e settoriale vigenti (Piano Paesaggistico, Aree protette e Rete Natura 2000, PAI, PRG dei Comuni interessati dall'intervento, Aree non idonee impianti eolici) come descritto nel Quadro Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale del progetto e nelle relative tavole di inquadramento.

Ai fini della valutazione delle aree disponibili, sono state, inoltre, mantenute opportune fasce di rispetto da strade, abitazioni e centri abitati, in conformità con le indicazioni contenute nelle Linee Guida del D.M. 10/09/2010 e delle norme regionali di recepimento delle stesse.

Con riferimento alle unità abitative in particolare, è stata cautelativamente considerata mediamente e laddove necessario una distanza pari a ca. 500 m dalla base della torre

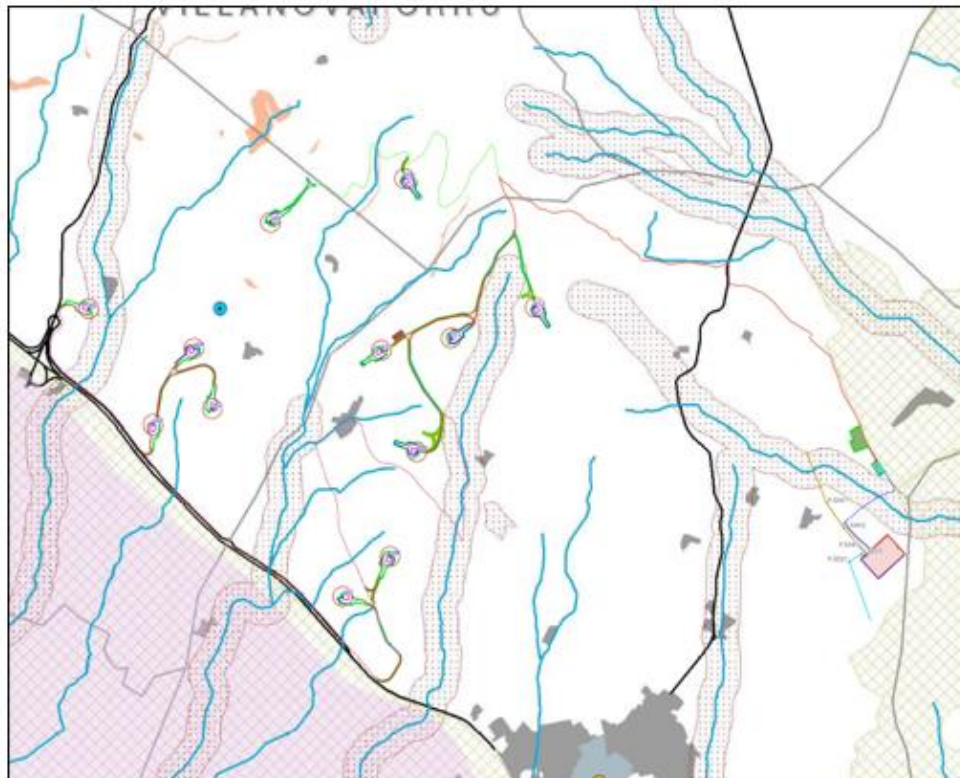
aerogeneratore, maggiore rispetto a quanto previsto nel D.M. 10/09/2010 (200 m), al fine di minimizzare i possibili impatti in termini di rumore e shadow flickering.

Nella definizione del layout d’impianto sono state, inoltre, considerate opportune inter-distanze tra gli aerogeneratori di progetto (5-7 diametri lungo la direzione prevalente del vento e 3-5 diametri lungo la direzione ortogonale a quella prevalente), concordemente con le indicazioni contenute nel D.M. 10/09/2010.

Medesime distanze sono state mantenute anche dagli aerogeneratori di impianti esistenti nell’area allo scopo di proporre un corretto inserimento del progetto nel paesaggio e limitare gli impatti cumulativi, oltre che per evitare possibili interferenze che possano inficiare sull’esercizio degli impianti stessi.

Dalla sovrapposizione dei vincoli è stata quindi generata una mappa delle aree non idonee alla realizzazione dell’intervento, sulla base del quale è stato sviluppato il layout definitivo degli aerogeneratori in modo tale da non generare interferenze dirette con le citate aree “non idonee”.

Di seguito si riporta uno stralcio dell’elaborato *GRE.EEC.X.26.IT.W.17279.00.048.00 - Carta aree non idonee (Del 59_90 del 27.11.2020)* riportato in allegato al SIA, da cui si evidenzia il posizionamento degli aerogeneratori rispetto ai vincoli previsti dalle vigenti normative.



Legenda

Ambiente e agricoltura

1. Aree naturali protette

Aree naturali protette nazionali (ai sensi della L.Q.N. 394/1991) e regionali (ai sensi della L.R. 31/1989)



3. Aree Rete Natura 2000

SIC (Siti di Interesse Comunitario, Direttiva 92/43/CEE) e ZPS (Zone di Protezione Speciale, Direttiva 79/409/CEE)



7. Aree agricole interessate da produzioni di qualità

Terreni agricoli irrigati gestiti dai Consorzi di Bonifica



6. Aree di presenza, riproduzione, faunistiche protette

Centroidi delle aree con presenza di chiroterofauna



Assetto idrogeologico

9. Aree caratterizzate da situazioni

Aree di pericolosità idraulica molto elevata (H4) o elevata (H3) o aree di pericolosità da frana molto elevata (Hg4) o elevata (Hg3)



Fonte: Delibera del 27 novembre 2020, n. 59/90 - Allegato d)

Figura 3-12: Analisi vincolistica dell’area d’indagine valutata per il progetto

Come si può vedere dalla figura, le turbine sono posizionate perlopiù in aree libere da vincoli, fuori dai siti considerati "non idonei" ai sensi della Deliberazione n. 59/90 de 27 Novembre 2020 con cui la Sardegna ha individuato le aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonte energetiche rinnovabili.

Alternativa localizzativa 3 - Soluzione progettuale definitiva revisionata

Come anticipato in premessa del presente Studio di Impatto Ambientale, la revisione del progetto riguarda la modifica della posizione della turbina V01 e relative piazzola e strada di accesso, del sistema BESS, della SSE e della SE di Terna.

Le modifiche sulla turbina V01, BESS e SSE derivano dalla volontà del Proponente di ridurre al minimo l'interferenza con le aree tutelate. In particolare, la localizzazione della turbina V01 è stata modificata al fine di rispettare il criterio relativo alle distanze minime dalle strade provinciali o nazionali e dalle linee ferroviarie da osservare nell'installazione di impianti eolici ai sensi del punto 3.2 dell'Allegato e) "Indicazioni per la realizzazione di impianti eolici in Sardegna" della DGR n.59/90 del 27.11.2020.

Secondo tale indicazione "La distanza di una turbina da una strada provinciale o statale o da una linea ferroviaria deve essere superiore alla somma dell'altezza dell'aerogeneratore al mozzo e del raggio del rotore, più un ulteriore 10%", pari a 242 m per il caso in esame.

La turbina V01, nell'alternativa 2 precedentemente analizzata, si presenta come riportato nella figura sotto.

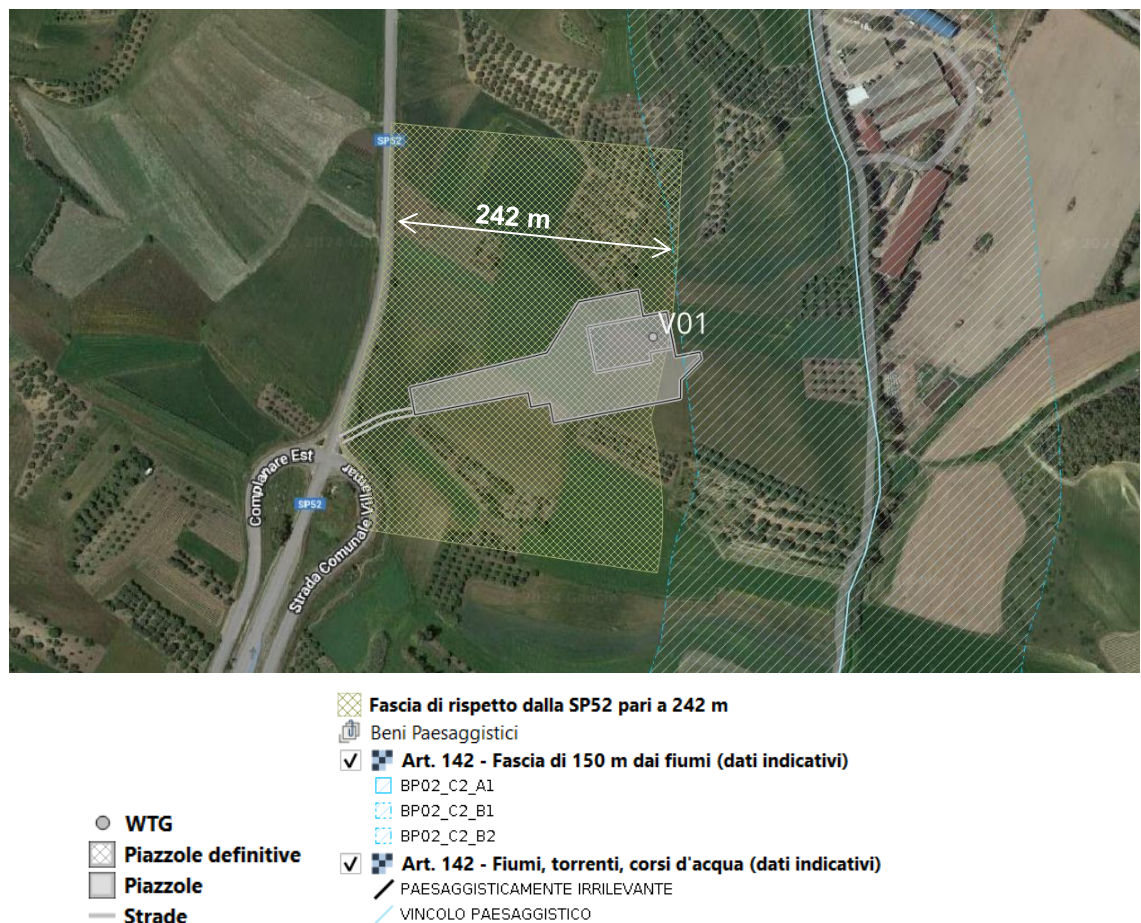
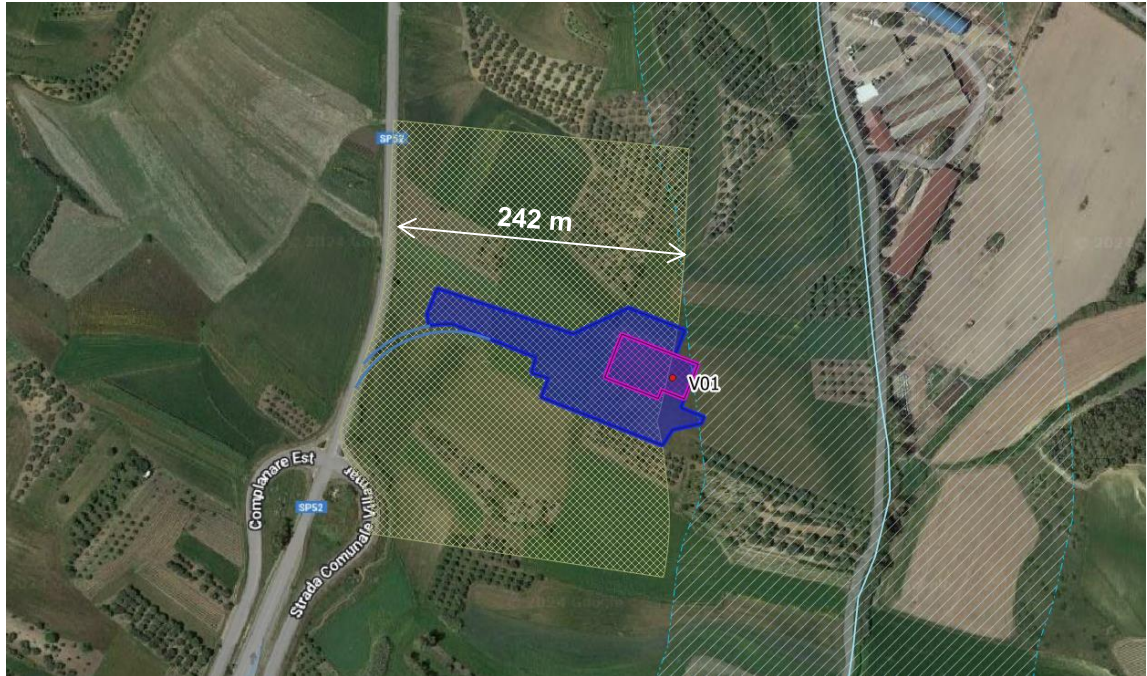


Figura 3-13: Alternativa 2 - localizzazione della turbina V01, relativa piazzola temporanea e piazzola definitiva e strada di accesso

Come si evince dall'immagine sopra, la turbina V01 e la piazzola definitiva sono localizzate nella fascia di rispetto larga 242 m dalla strada provinciale SP52, mentre una piccola porzione della piazzola temporanea ricade in area a vincolo paesaggistico (fascia di 150 m dal Riu Bruncu Fenogu).

Si è valutata un'alternativa localizzativa per la turbina V01, che viene riportata nella figura sotto.



- WTG_Rev01
- Piazzole definitive_Rev01
- Piazzole_Rev01
- Strade_Rev01
- Fascia di rispetto dalla SP52 pari a 242 m
- Beni Paesaggistici
- ✓ ■ Art. 142 - Fascia di 150 m dai fiumi (dati indicativi)
 - BP02_C2_A1
 - BP02_C2_B1
 - BP02_C2_B2
- ✓ ■ Art. 142 - Fiumi, torrenti, corsi d'acqua (dati indicativi)
 - PAESAGGISTICAMENTE IRRILEVANTE
 - VINCOLO PAESAGGISTICO

Figura 3-14: Alternativa 3 - localizzazione della turbina V01, relativa piazzola temporanea e piazzola definita e strada di accesso

In questa configurazione revisionata, la turbina V01 risulta esterna alla fascia di rispetto dalla SP52, mentre solo una porzione della piazzola ricade in area a tutela paesaggistica (meno estesa della configurazione prevista dall'alternativa 2).

Per quanto riguarda, invece, il sistema Bess e la sottostazione elettrica, lo spostamento si è reso necessario al fine di evitare l'occupazione di terreni irrigui serviti dai consorzi di Bonifica.

Come si può vedere dall'immagine sotto riportata, nella configurazione dell'alternativa 2, l'area del BESS e della SE ricadono in aree servite dal distretto irriguo "Villamar", nel Subcomprensorio di Cagliari.

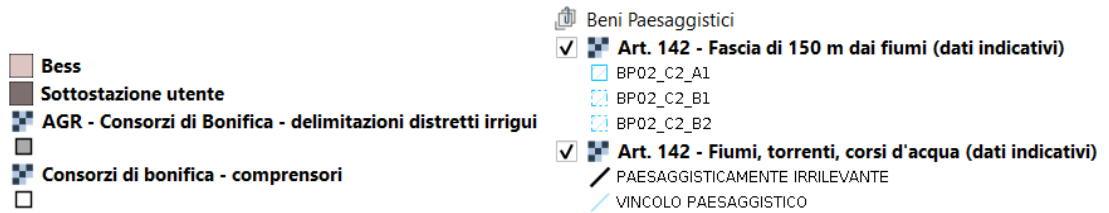
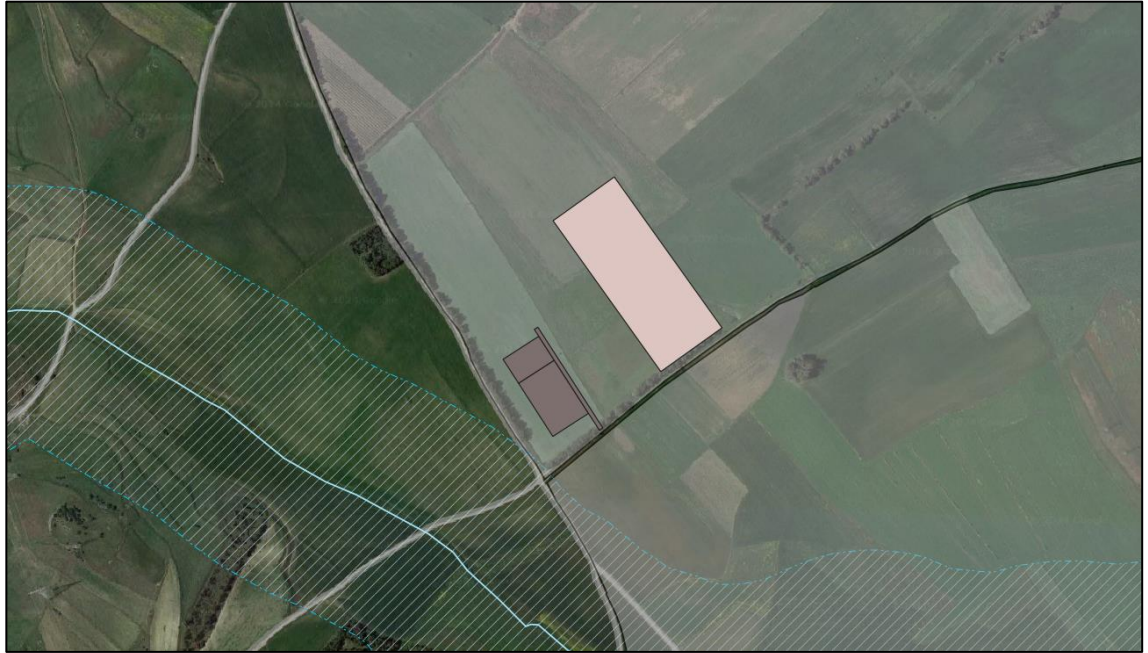


Figura 3-15: Alternativa 2 - localizzazione della sottostazione e sistema Bess

Si è valutata un'alternativa localizzativa per la sottostazione elettrica e l'area del Bess, che viene riportata nella figura sotto.

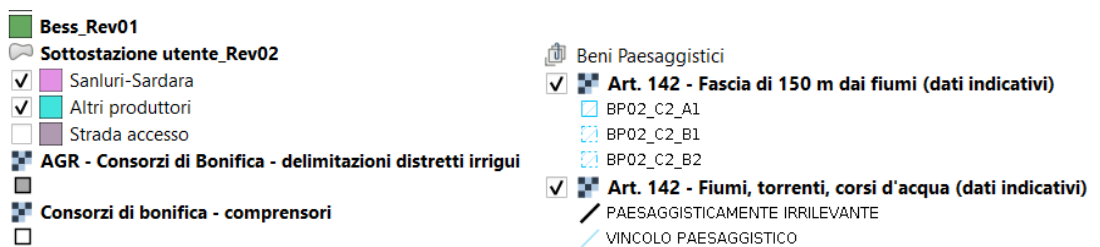


Figura 3-16: Alternativa 3 - localizzazione della sottostazione e sistema Bess

In questa configurazione revisionata, la sottostazione elettrica e l'area del Bess risultano esterni alle aree servite dai consorzi di bonifica e non interessano altre aree vincolate.

Per quanto riguarda, infine, la Stazione Elettrica 150/380 kV "Sanluri" e i relativi raccordi aerei, si precisa che lo spostamento deriva da una specifica richiesta di Terna al fine di contenere, il più possibile, i movimenti scavo-riporti necessari alla costruzione della Stazione Elettrica. La nuova posizione soddisfa questa richiesta.

Come mostrano le figure sotto, la SE Sanluri è stata leggermente ruotata, in modo da ridurre la movimentazione delle terre per la sua realizzazione.

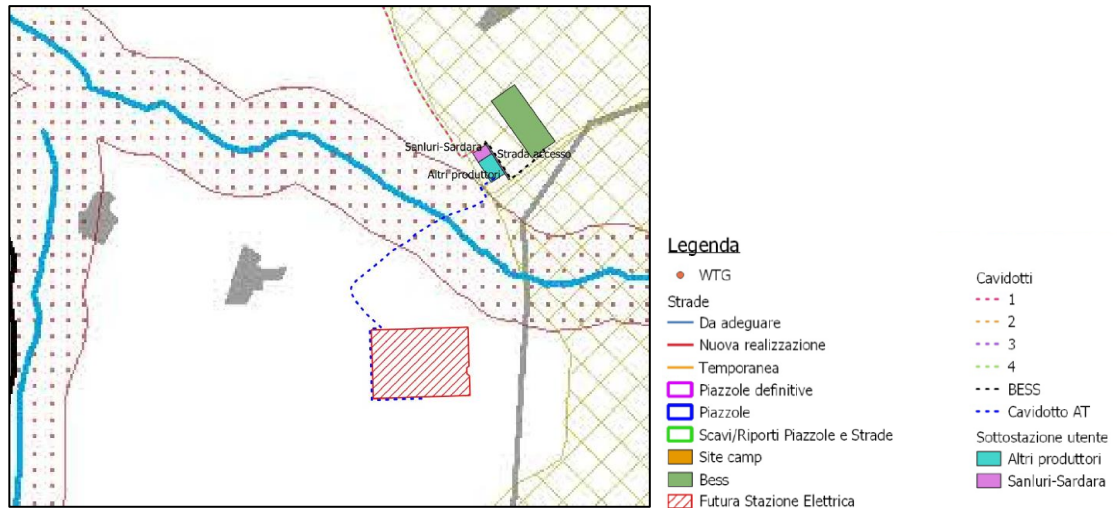


Figura 3-17: Stralcio dell'elaborato "GRE.EEC.X.26.IT.W.17279.00.048.00 - CARTA AREE NON IDONEE (Del 59_90 del 27.11.2020)

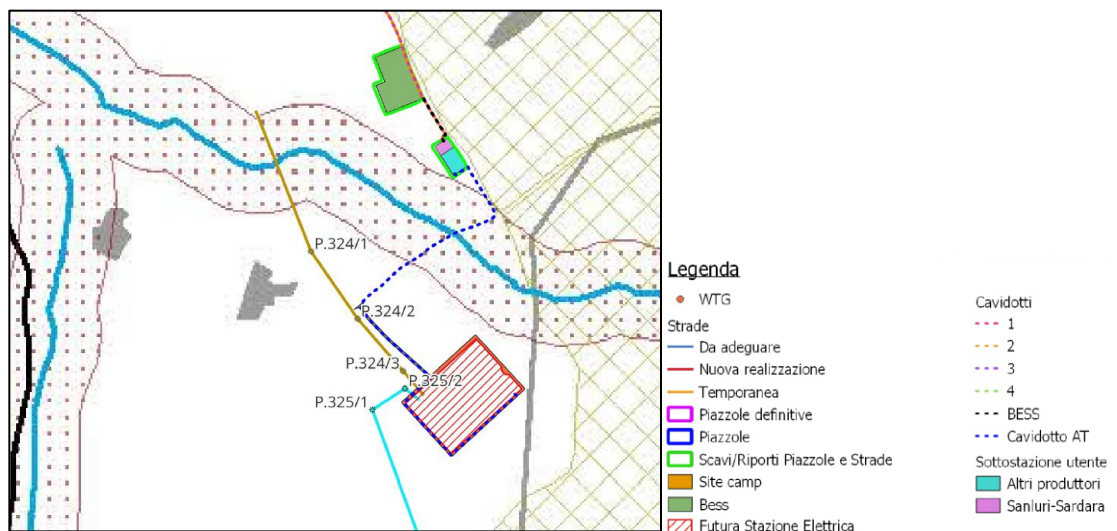


Figura 3-18: Stralcio dell'elaborato "GRE.EEC.X.26.IT.W.17279.00.048.02 - CARTA AREE NON IDONEE (Del 59_90 del 27.11.2020)

3.10.3. ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

Dal punto di vista dimensionale, gli aerogeneratori sono divisibili in:

- macchine di piccola taglia, con potenza compresa in un intervallo di 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m;
- macchine di media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 200-1.000 kW, diametro del rotore da 30 a 100 m, con altezza del mozzo variabile tra 40 e 80 m;
- macchine di grande taglia, con potenza superiore a 1.000 kW, con diametro superiore a 80 m.

Gli impianti di piccola taglia sono destinati generalmente alle singole utenze private, ma se

si volesse raggiungere la potenza in progetto, pari a 72 MW, si dovrebbero installare n° 360 turbine di piccola taglia da 200 kW, con un'elevata occupazione di suolo e un consistente impatto sul paesaggio.

Considerando impianti di media taglia, invece, supponendo l'utilizzo di turbine con una potenza di 1 MW cadauna, si necessiterebbe, per raggiungere la potenza che si propone di ottenere col progetto, della installazione di n° 72 macchine.

Queste alternative tecnologiche, rispetto al layout di progetto, sono senza dubbio molto più impattanti, sia per il numero consistente delle turbine da installare, che causerebbero un effetto selva rilevante, sia dal punto di vista del consumo del suolo, per l'elevata superficie da occupare.

Pertanto, proporre alternative tecnologiche consistenti nell'utilizzo di aerogeneratori di media e piccola taglia, a parità di potenza installata, comporterebbe un incremento dell'impatto complessivo sull'ambiente davvero elevato, nonché un elevato dispendio economico per la società. Inoltre, seppur vero che ci sarebbe una riduzione di CO₂, più o meno nella stessa misura, questo andrebbe sicuramente a discapito di un maggior consumo di suolo.