

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO GALLURA

Titolo elaborato:

RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO

MF	LT	GD	EMISSIONE	21/04/23	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



SARDEGNA PRIME S.R.L.

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

CONSULENZA



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

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

PROGETTISTA

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

Codice
LTEG002

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 92

INDICE

1.	INTRODUZIONE	4
2.	DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
2.1.	Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	9
2.2.	Viabilità e piazzole	9
2.3.	Descrizione opere elettriche	11
2.3.1.	Aerogeneratori	11
2.3.2.	Sottostazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU)	12
2.3.3.	Linee elettriche di collegamento MT	15
2.3.4.	Battery Energy Storage System (BESS)	19
2.3.5.	Linea AT di collegamento alla RTN	21
2.3.6.	Stallo arrivo produttore	22
3.	DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	25
3.1.	Costruzione	25
3.1.1.	Opere civili	25
3.1.2.	Opere elettriche e di telecomunicazione	26
3.1.3.	Installazione aerogeneratori	27
3.2.	Esercizio e manutenzione	27
3.3.	Dismissione dell'impianto	27
4.	FINALITÀ DEL PROGETTO	27
4.1.	Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	28
5.	PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	29
6.	INSERIMENTO NORMATIVO PER DEFINIZIONE LAYOUT	30
6.1.	Criteri di progettazione strutture e impianti	31
7.	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	32
7.1.	Effetti di shadow-flickering	33
7.2.	Impatto acustico	33
7.3.	Impatto elettromagnetico	34
7.4.	Rottura accidentale di organi rotanti	34
8.	INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	34
8.1.	Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	34
8.2.	Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento	36

8.3.	Classificazione sismica	39
8.4.	Infrastrutture viarie presenti	40
8.5.	Opere presenti interferenti	41
9.	VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA	41
9.1.1.	Caratteristiche del paesaggio	ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
10.	VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE	49
11.	RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	53
12.	INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	57
13.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	57
14.	PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO	62

Allegati:

- STMG Terna Codice Pratica: 202200017
- Esito Voltura STMG Terna Codice Pratica 202200017

1. INTRODUZIONE

La “Sardegna Prime s.r.l.” è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Sardegna, denominato “Parco Eolico Gallura”, nel territorio del Comune di Luras e Tempio Pausania (Provincia di Sassari) con punto di connessione a 150 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna “Tempio” 150 kV nel Comune di Calangianus (SS).

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



Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Gallura

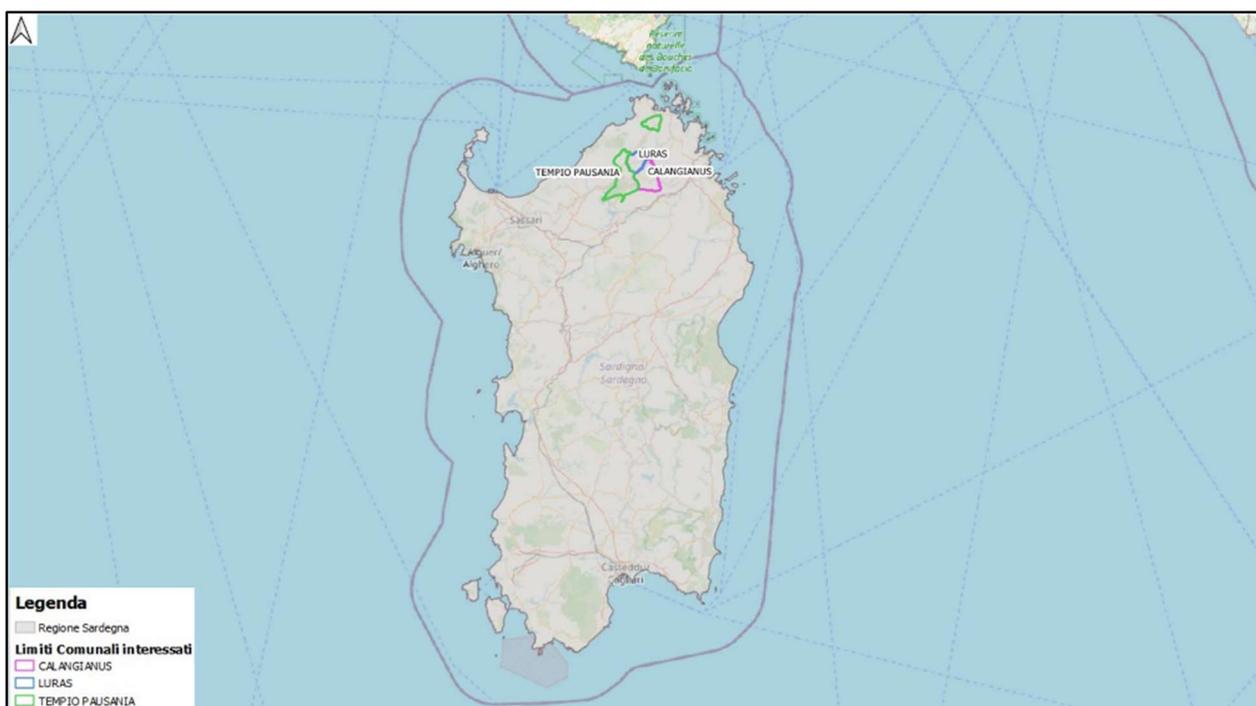


Figura 1.2: Localizzazione Parco Eolico Gallura con individuazione dei Comuni interessati

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza nominale totale in immissione pari a 144 MW ed è costituito da 11 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 7,2 MW (modello Vestas V172 con altezza torre pari a 114 m e rotore pari a 172 m), per una potenza complessiva installata pari a 79,2 MW, e un sistema di accumulo di energia (BESS, Battery Energy Storage System) di potenza pari a 64,8 MW.

L'impianto interessa prevalentemente il Comune di Tempio Pausania (SS), ove ricadano 3 aerogeneratori, il Comune di Luras (SS), ove ricadono 8 aerogeneratori, il BESS e la Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV, e il Comune di Calangianus (SS), dove ricade la Stazione Elettrica (SE) RTN Terna 150 kV "Tempio" (Figura 2.1).

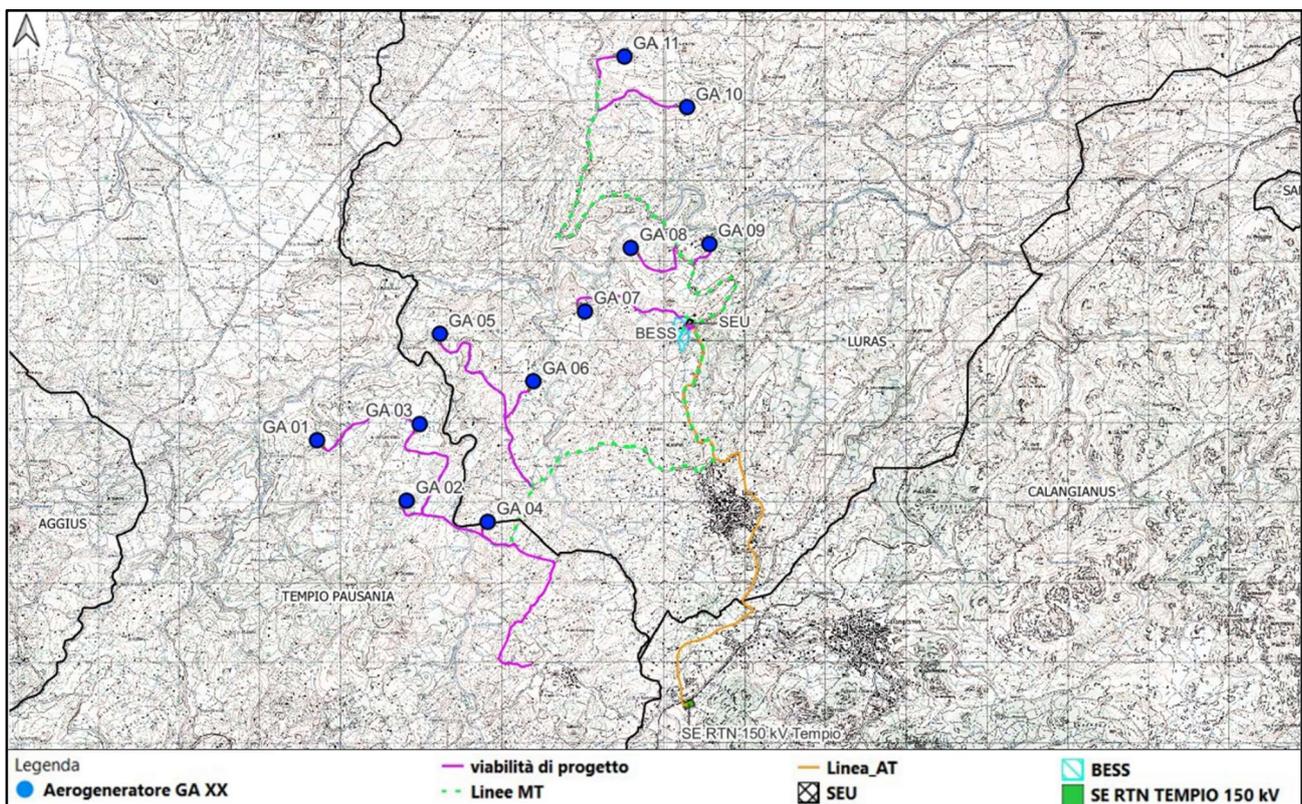


Figura 2.1: Inquadramento territoriale dell'impianto eolico Gallura su IGM con i limiti amministrativi dei comuni interessati

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione C.P. 202200017) prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV in GIS denominata "Tempio" (prevista da Piano di Sviluppo di Terna), previa realizzazione di un nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE di Santa Teresa e la nuova SE Buddusò (di cui al Piano di Sviluppo di Terna) (**Figura 2.2**).

Il progetto prevede che la SEU (Sottostazione Elettrica Utente) 150/33 kV venga collegata alla suddetta SE RTN mediante la posa in opera, su strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo, di una linea Alta Tensione a 150 kV interrata di lunghezza complessiva di circa 7,2 km. Le turbine eoliche verranno collegate attraverso un sistema di linee elettriche interrate a 33 kV, allocate prevalentemente in

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

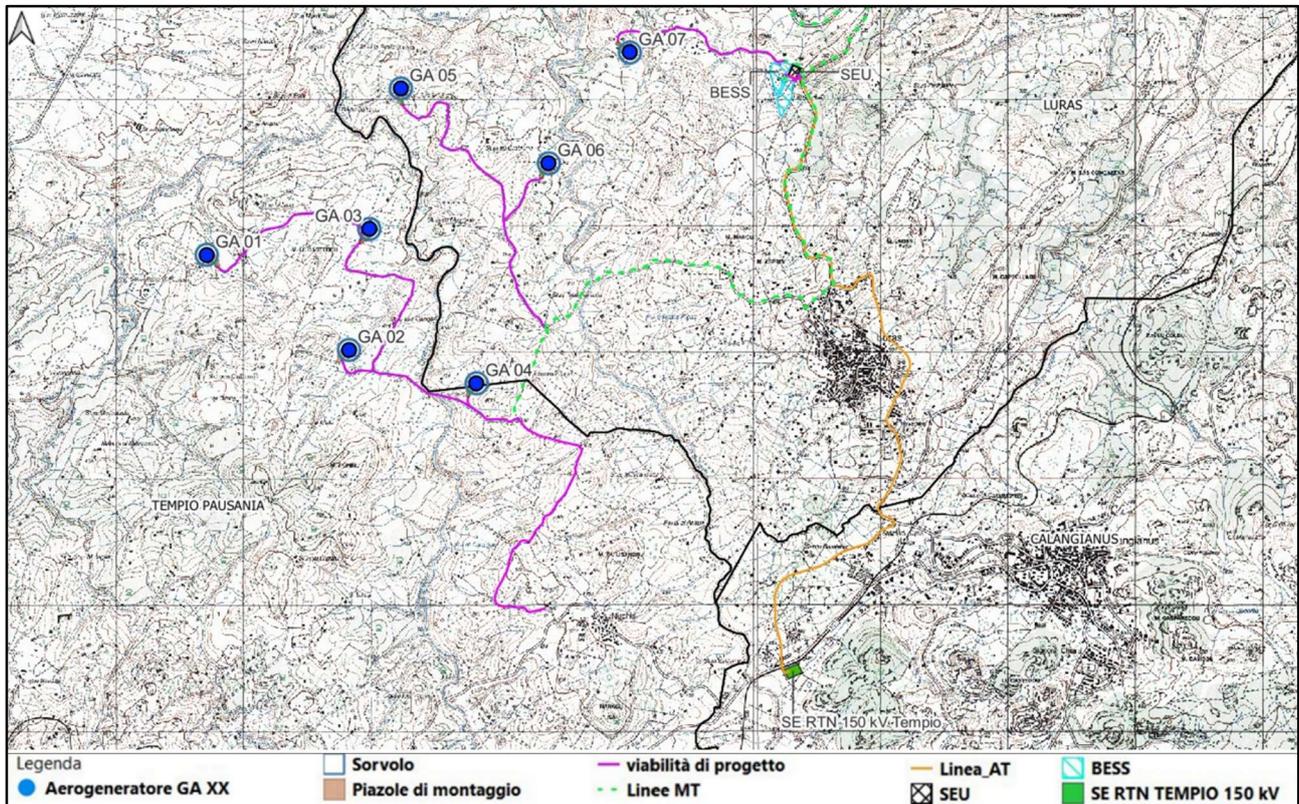


Figura 2.2: Soluzione di connessione a 150 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna 150 kV Tempio (di futura realizzazione)

Soluzione di connessione a 150 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna 150 kV Tempio (di futura realizzazione)

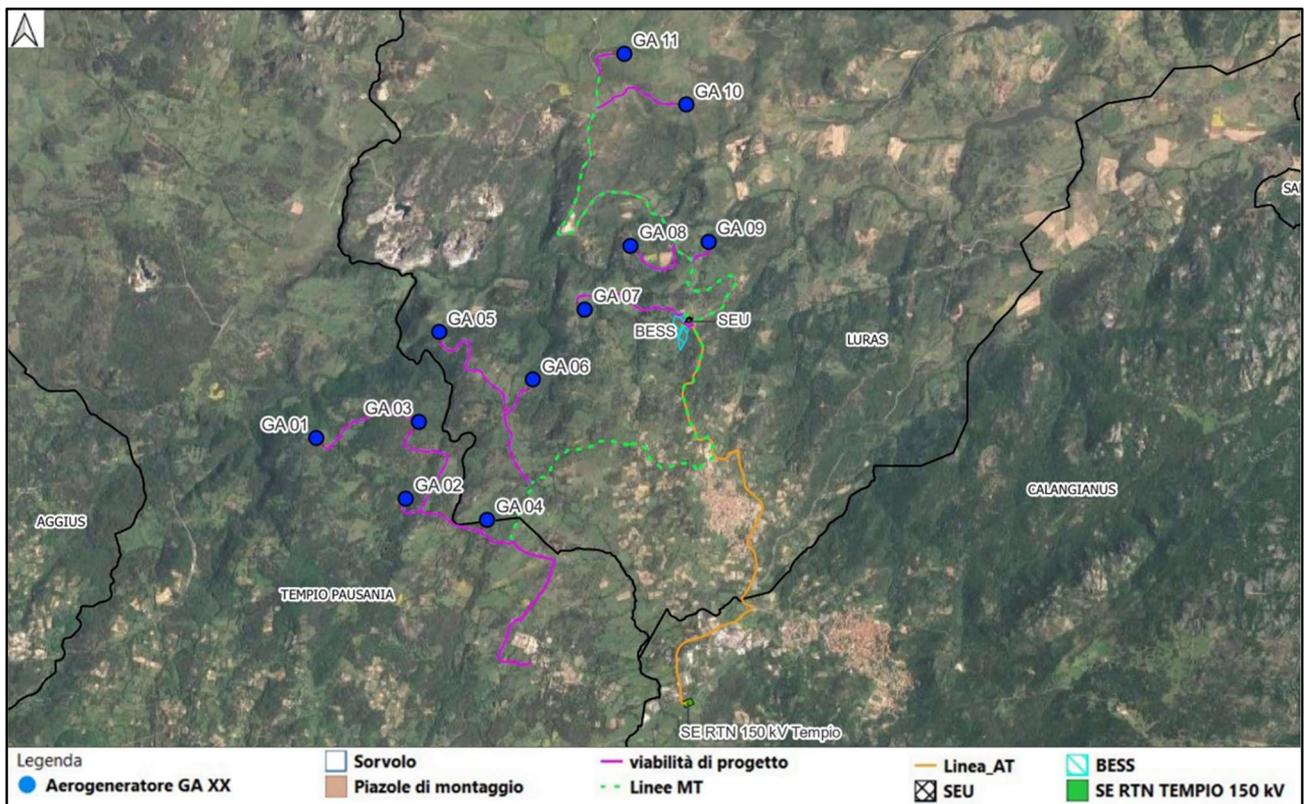


Figura 2.3: Inquadramento territoriale dell'impianto eolico Gallura su ortofoto con i limiti amministrativi dei comuni interessati

L'area di progetto (**Figura 2.4**) si raggiunge partendo dal Porto di Oristano, attraversando poi la SS131, SS729, SS672, SP92, SP33, SP74, SP58, SP74, SP5, SS131 e un sistema di viabilità esistente, opportunamente adeguato e migliorato per il transito dei mezzi eccezionali, da utilizzare per consegnare in sito i componenti degli aerogeneratori e da cui si dirameranno nuovi tratti di viabilità necessari per la costruzione e la manutenzione dell'impianto eolico.

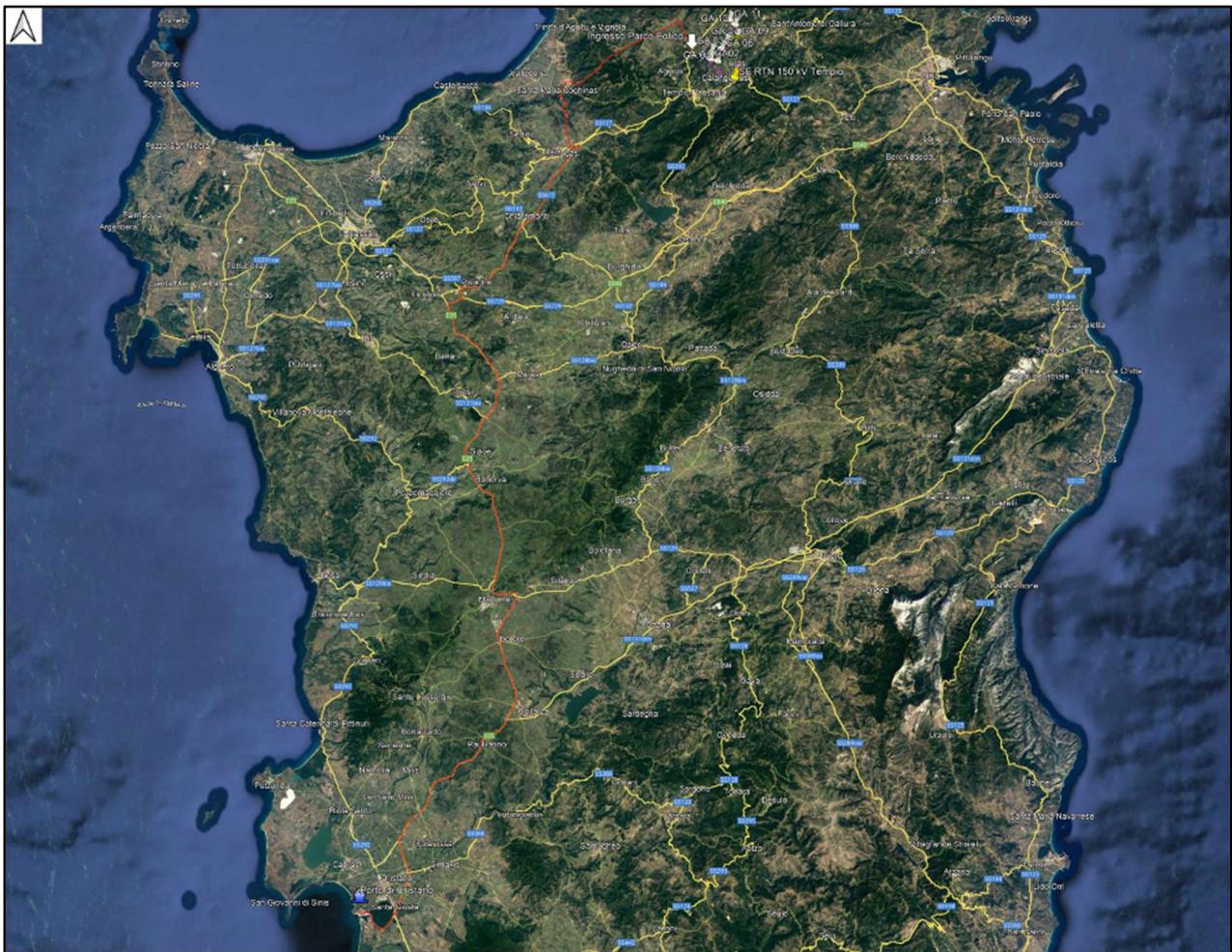


Figura 2.4: Viabilità di accesso al sito dal Porto Industriale di Oristano su immagine satellitare

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

ID	Comune (Provincia)	Informazioni catastali		Coordinate geografiche		D _{ROTORRE} [m]	H _{hub} [m]	H _{TOT} [m]
		Foglio	Particella	Latitudine [°]	Longitudine [°]			
GA01	Tempio Pausania (SS)	161	28	40.944209	9.114506	172	114	200
GA02	Tempio Pausania (SS)	1	72	40.937420	9.127765	172	114	200
GA03	Tempio Pausania (SS)	1	37	40.946034	9.129671	172	114	200
GA04	Luras (SS)	18	59	40.935028	9.139665	172	114	200
GA05	Luras (SS)	18	14	40.956035	9.132634	172	114	200
GA06	Luras (SS)	18	103	40.950686	9.146434	172	114	200
GA07	Luras (SS)	19	110	40.958569	9.154009	172	114	200
GA08	Luras (SS)	19	4	40.965673	9.160778	172	114	200
GA09	Luras (SS)	16	148	40.966117	9.172209	172	114	200
GA10	Luras (SS)	12	57	40.981420	9.168951	172	114	200
GA11	Luras (SS)	12	22	40.987169	9.159870	172	114	200

Tabella 2.1: Localizzazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto

2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

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

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

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

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

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

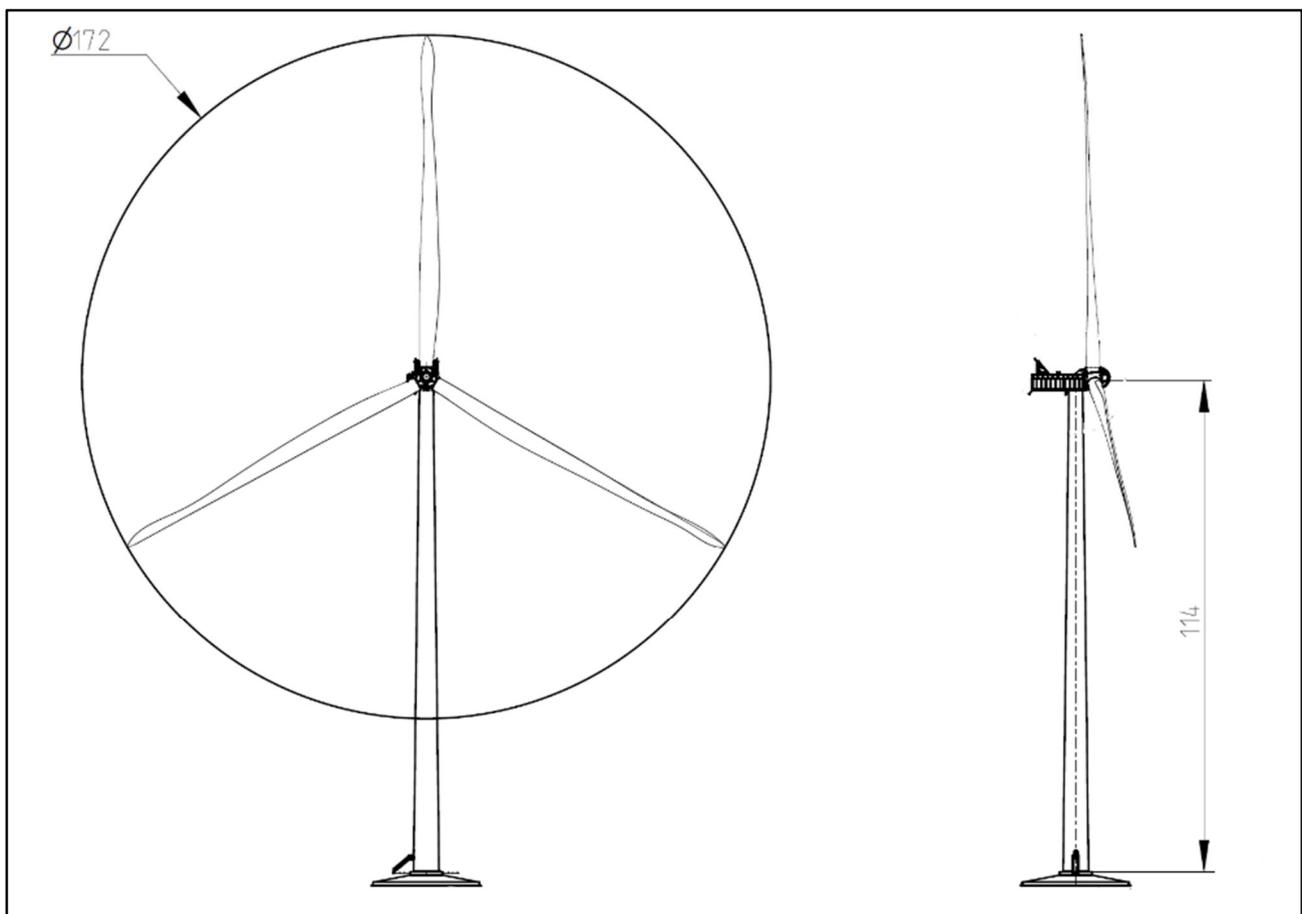


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore V172 – 7,2 MW – HH= 114 m – D=172 m

2.2. Viabilità e piazzole

La viabilità e le piazzole del parco eolico sono elementi progettati considerando la fase di costruzione e

la fase di esercizio dell'impianto eolico.

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

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

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

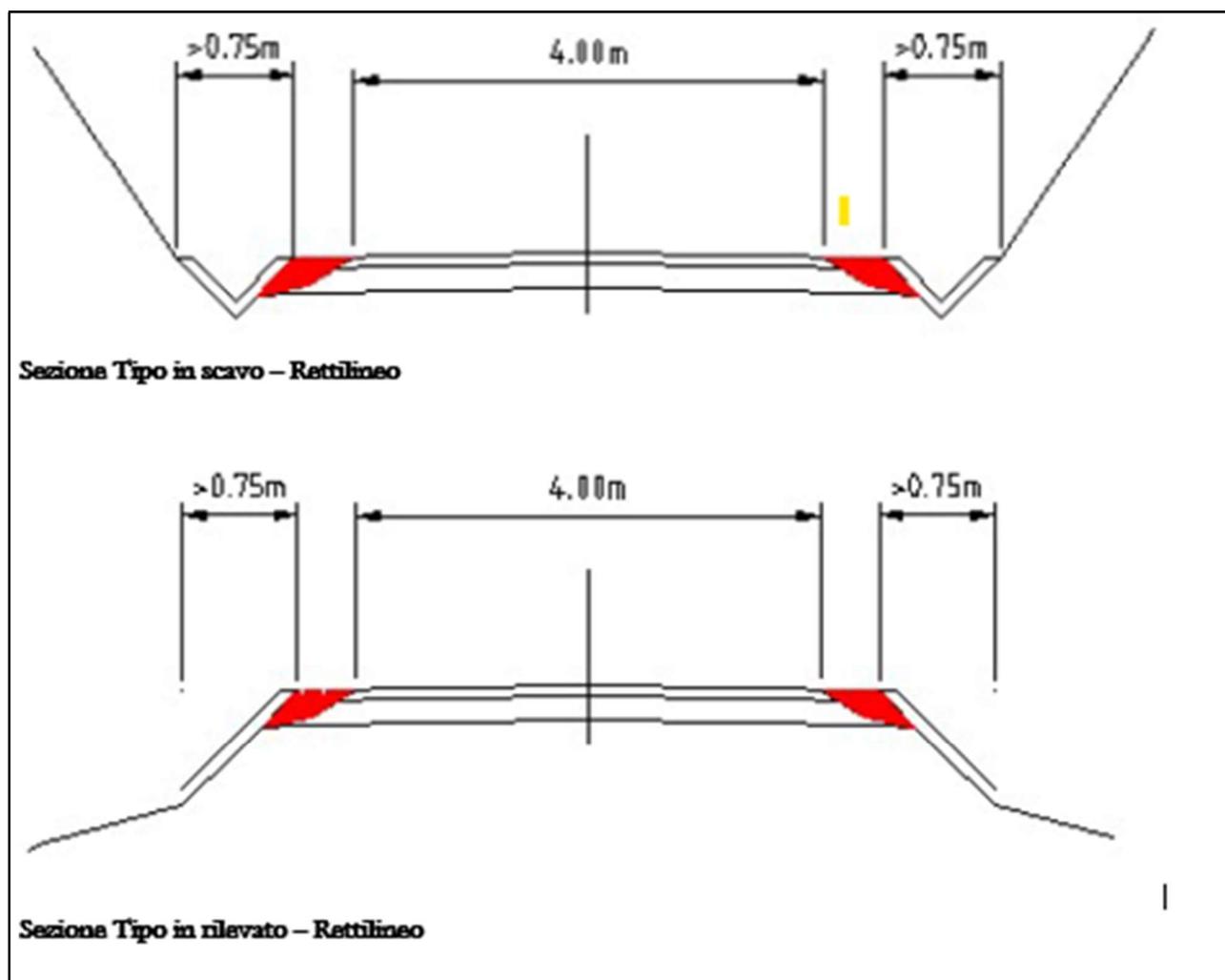


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

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

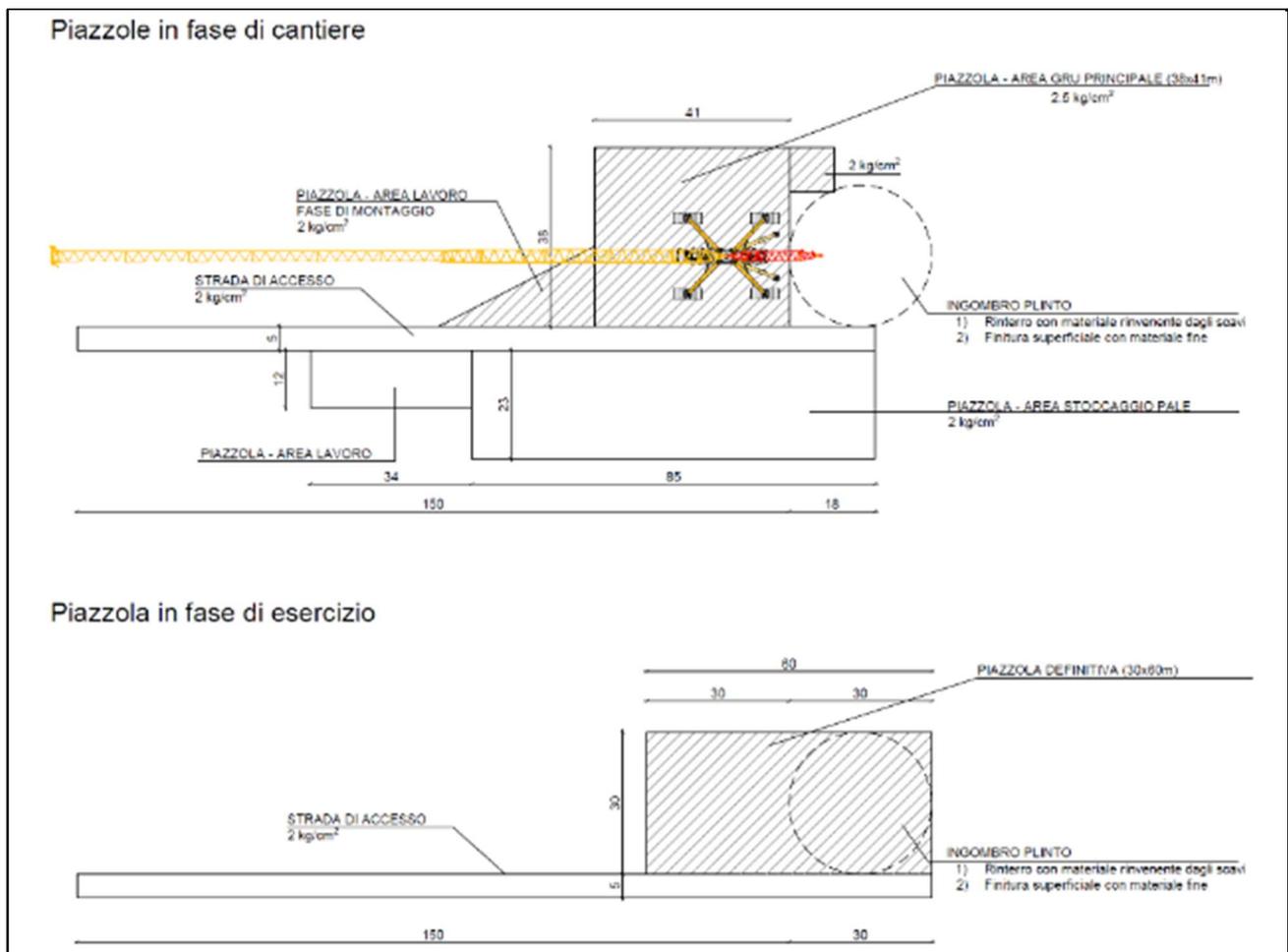


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1. Aerogeneratori

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

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

All'interno della torre saranno installati:

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

2.3.2. Sottostazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU)

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

Nell'area adiacente alla SEU 150/33 kV è localizzato il sistema di accumulo di energia di potenza complessiva di 64,8 MW, collegato alla medesima sottostazione elettrica tramite cavi interrati MT a 33 kV.

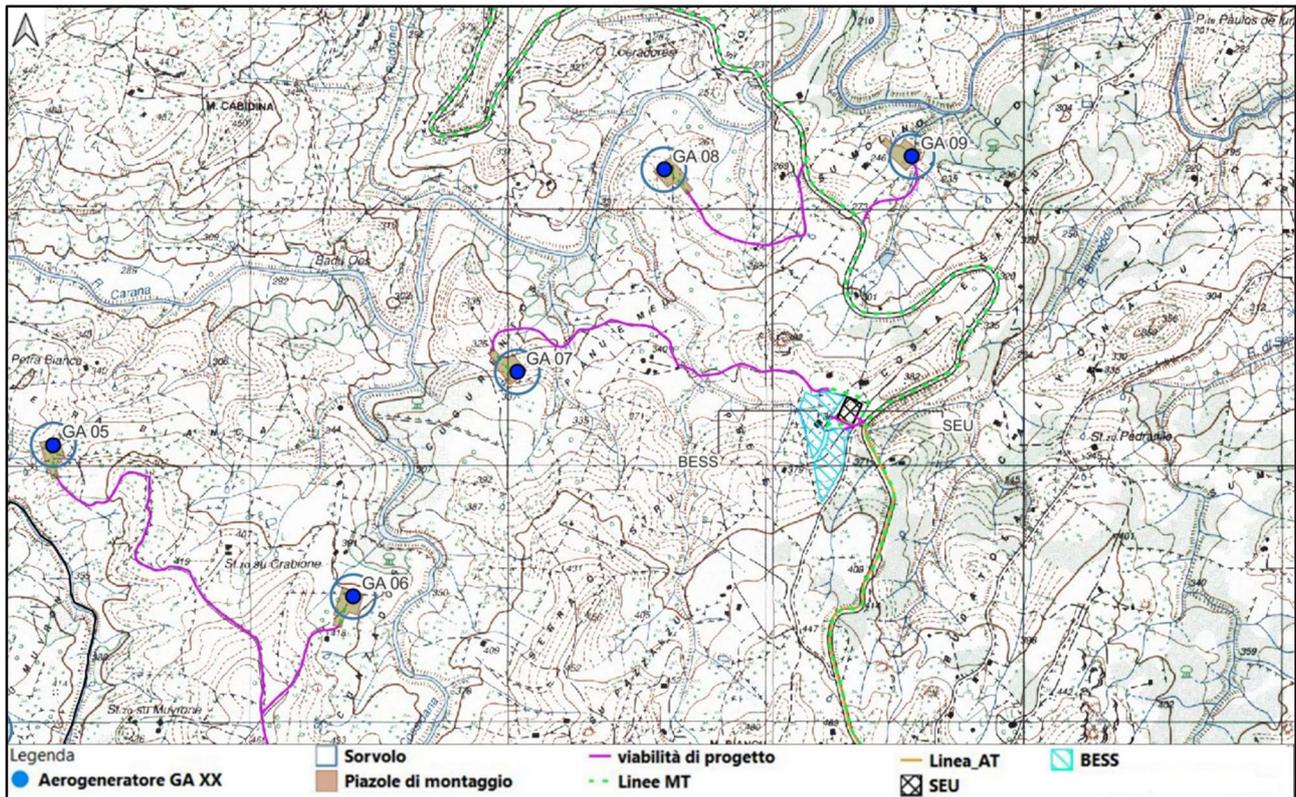


Figura 2.3.2.1: Localizzazione della SEU 150/33 kV e del BESS su IGM

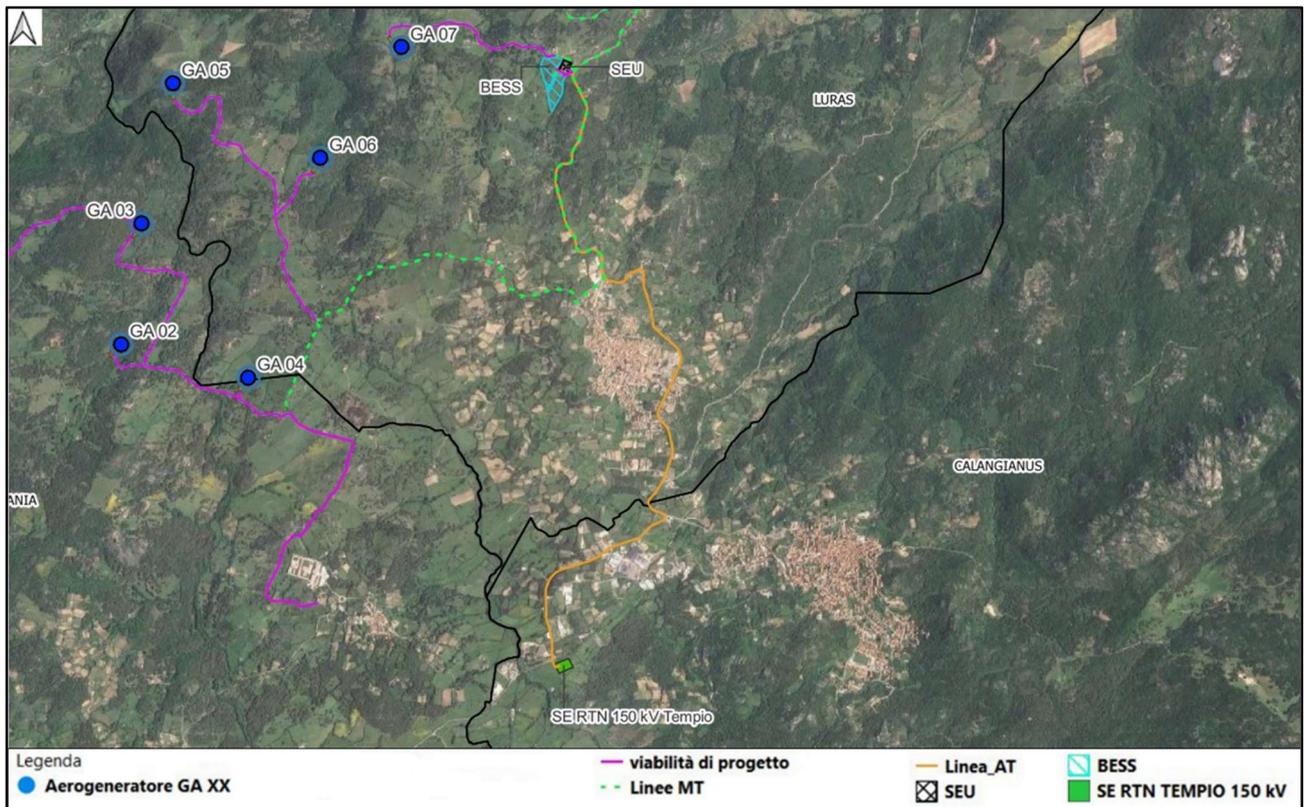


Figura 2.3.2.2: Localizzazione della SEU 150/33 kV, del BESS e della SE RTN 150 kV Tempio su ortofoto

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

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

- 1 trasformatore da 150/33 kV di potenza 180 MVA ONAN/ONAF;
- interruttori tripolari;
- 1 sistema di distribuzione in sbarre;
- trasformatore di tensione;
- trasformatore di corrente;
- scaricatori;
- sezionatori tripolari;
- planimetria apparecchiature elettromeccaniche.

Le caratteristiche delle apparecchiature elencate sono riportate in dettaglio nell'elaborato di progetto "LTOE072 Schema elettrico unifilare impianto utente".

La sezione MT e BT è costituita da:

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

- sistema di monitoraggio e controllo;
- quadri misuratori fiscali.

In particolare, i quadri MT a 33 kV comprendono:

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

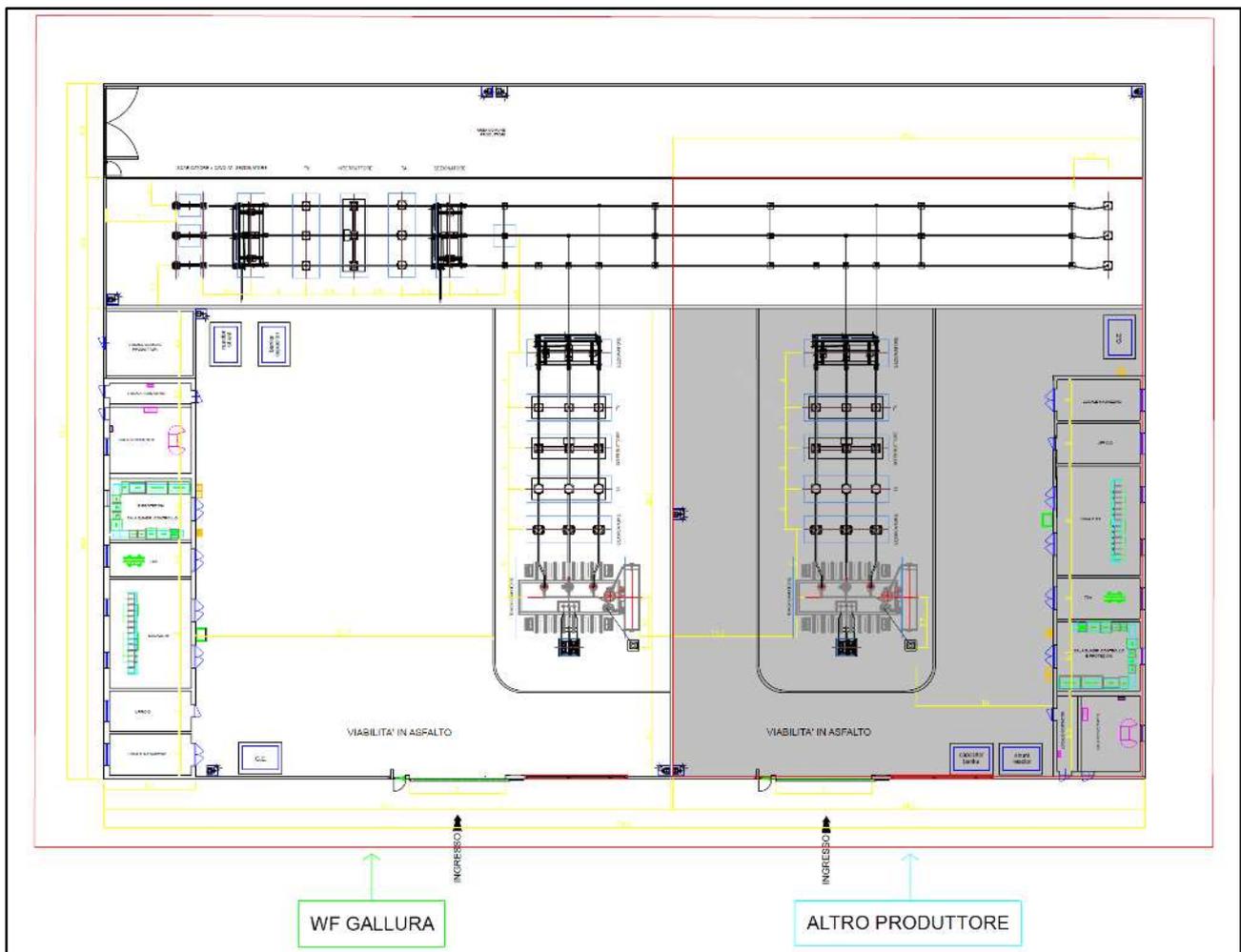


Figura 2.3.2.3: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente 150/33 kV

Presso la Sottostazione Elettrica Utente è prevista la realizzazione di un edificio, di dimensioni in pianta di 34,6 x 6,7 m², all'interno del quale siano ubicati i quadri MT, i trasformatori MT/BT, i quadri ausiliari e di protezione oltre al locale misure e servizi.

L'intera area è delimitata da una recinzione perimetrale, realizzata con moduli in calcestruzzo prefabbricati di altezza pari a 2,5 m, ed è dotata di ingresso pedonale e carrabile (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "LTOE083 Sottostazione elettrica utente - piante, prospetti e sezioni").

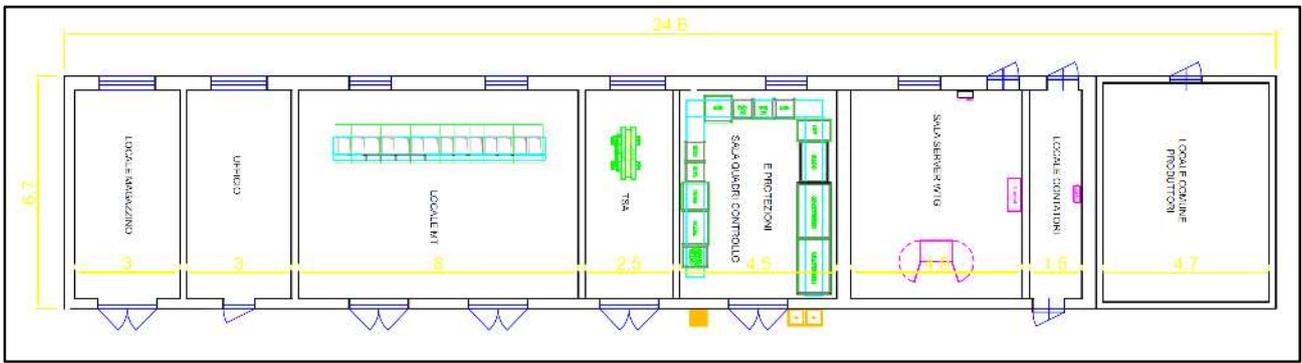


Figura 2.3.2.4: Pianta edificio di controllo SEU 150/33 kV

2.3.3. Linee elettriche di collegamento MT

L’impianto “Parco Eolico Gallura” è caratterizzato da una potenza complessiva di 144 MWp, ottenuta da 11 aerogeneratori di potenza di 7,2 MWp ciascuno e un sistema di accumulo di energia di 64,8 MWp. Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi in Media Tensione a 33 kV in modo da formare 4 sottocampi (Circuiti A, B, C e D) di 2 o 3 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti è associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza, come esplicitato dalla seguente tabella:

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	GA01 – GA03 – GA02	21,60
CIRCUITO B	GA05 – GA06 – GA04	21,60
CIRCUITO C	GA08 – GA09 – GA07	21,60
CIRCUITO D	GA11 – GA10	14,40

Tabella 2.3.3.1: Distribuzione linee a 33 kV

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

Il sistema di accumulo di energia (BESS) è collegato alla Stazione Elettrica Utente 150/33 kV (SEU) mediante 4 cavi in Media Tensione a 33 kV.

Linea di collegamento	Potenza totale [MWp]
Linea 1 BESS	19,05
Linea 2 BESS	15,24
Linea 3 BESS	15,24
Linea 4 BESS	15,24

Tabella 2.3.3.2: Linee a 33 kV di collegamento tra la SEU 150/33 kV e il BESS

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale è indicato il cavo di ogni tratto di linea adoperato e nel quale gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci e in fine linea, è riportato nella **Figura 2.3.3.1**.

L’aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci e ognuno dei 5 circuiti è collegato alla Stazione Elettrica Utente 150/33 kV.

I cavi utilizzati sia per i collegamenti interni ai singoli circuiti che i collegamenti di ogni circuito o del

BESS alla suddetta stazione sono del tipo standard in alluminio con schermatura elettrica e protezione meccanica integrata.

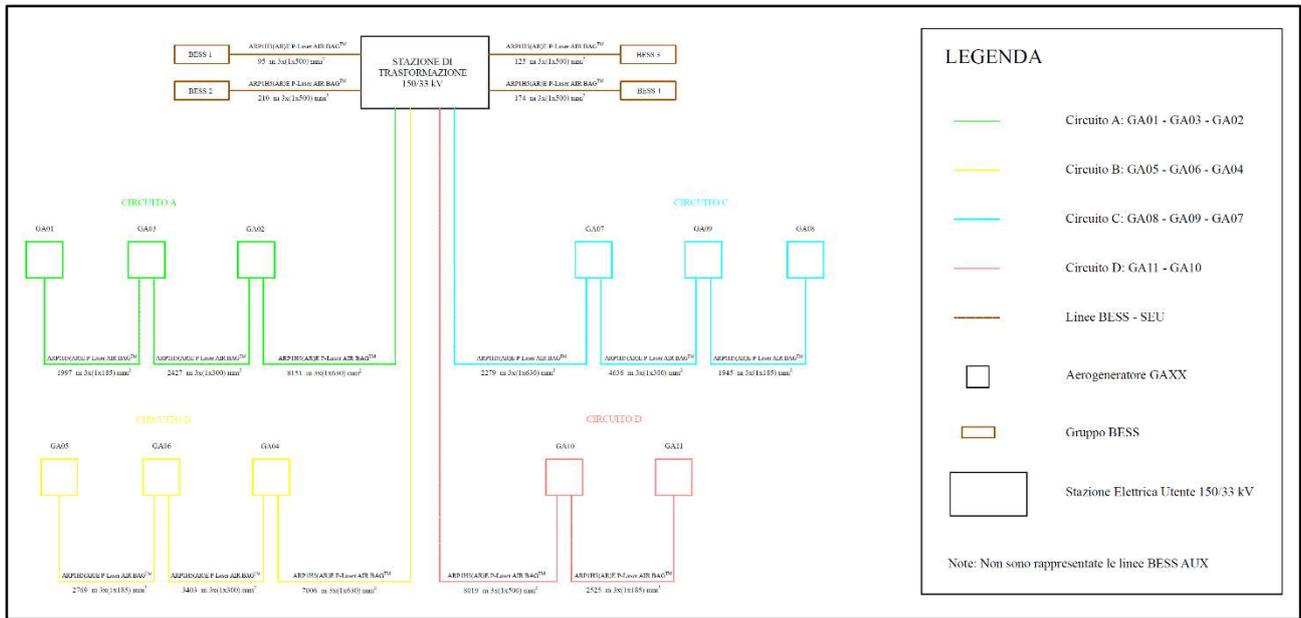


Figura 2.3.3.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Gallura

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

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

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

Le figure seguenti, nelle quali le misure sono espresse in mm, mostrano la modalità di posa; maggiori dettagli sono apprezzabili nell’elaborato “LTOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente”.

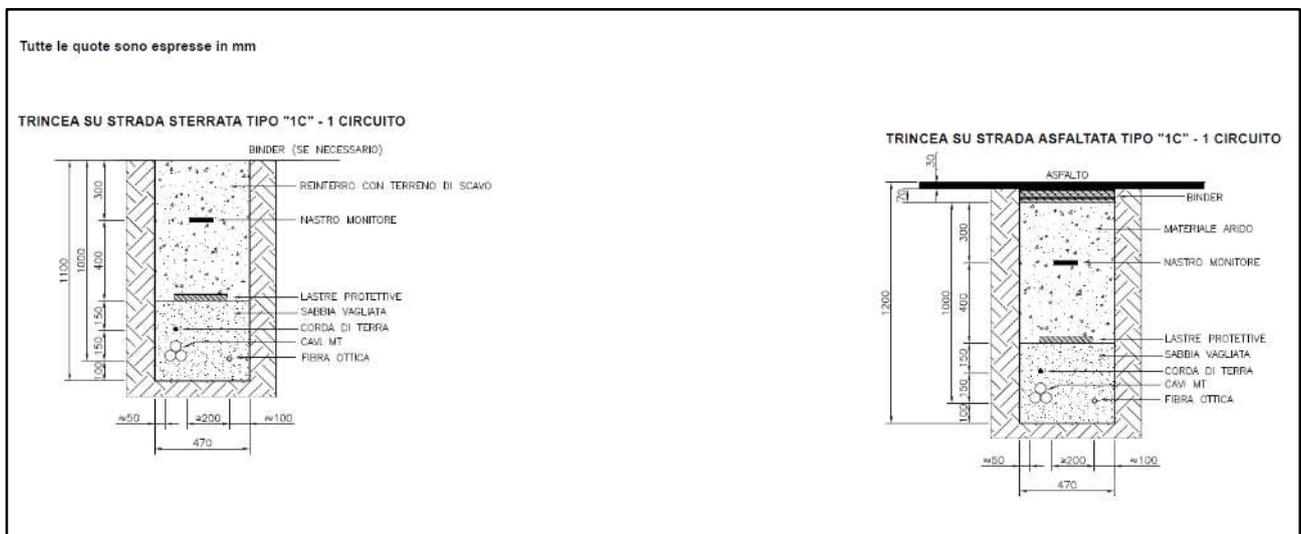


Figura 2.3.3.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

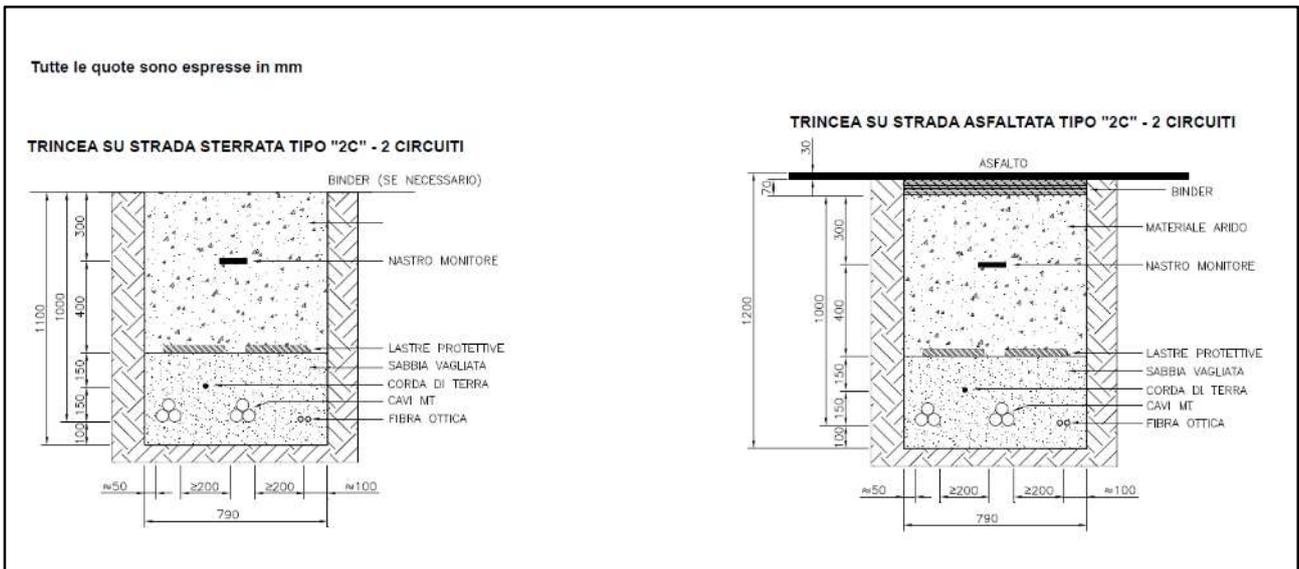


Figura 2.3.3.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

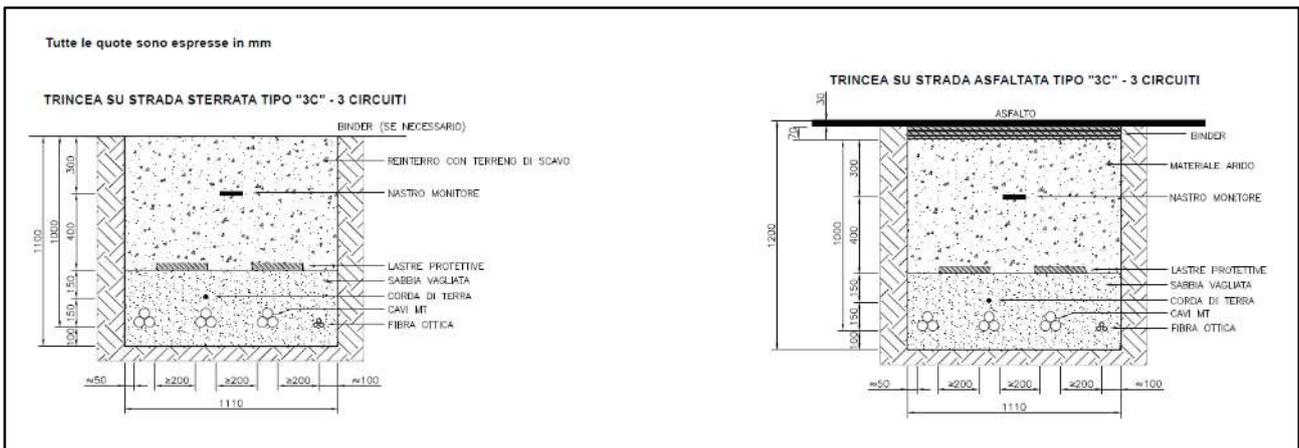


Figura 2.3.3.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

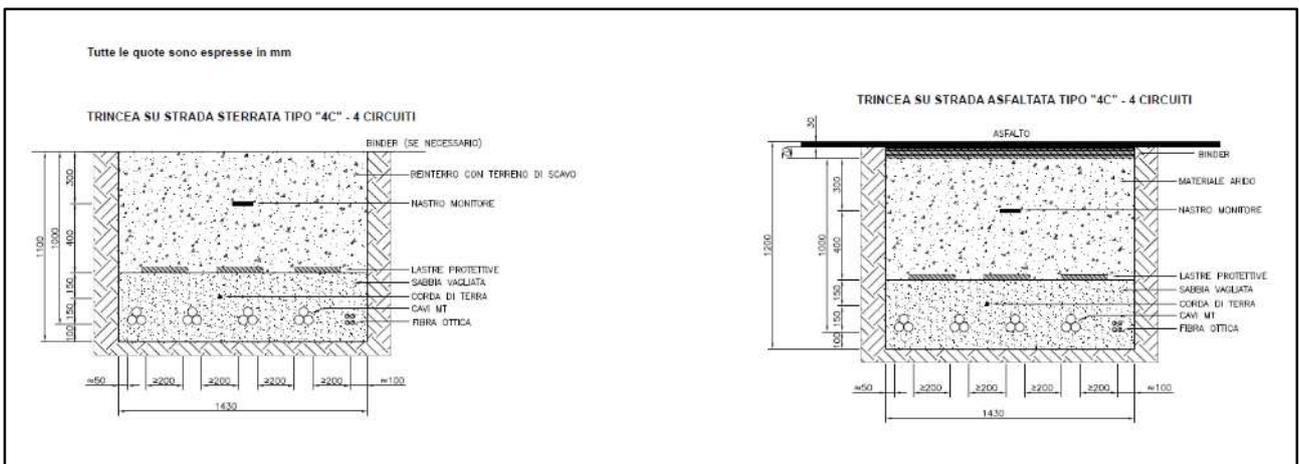


Figura 2.3.3.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

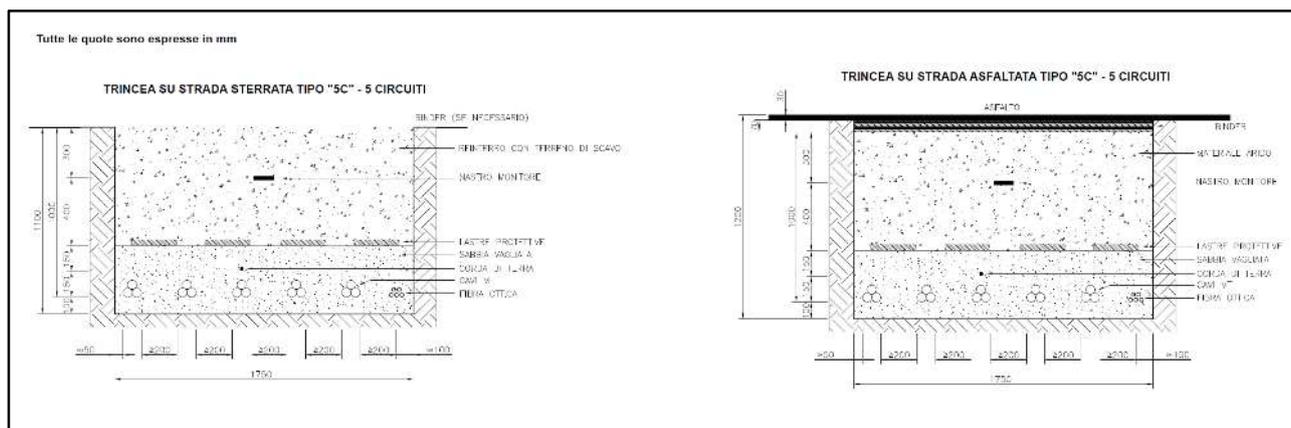


Figura 2.3.3.6: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

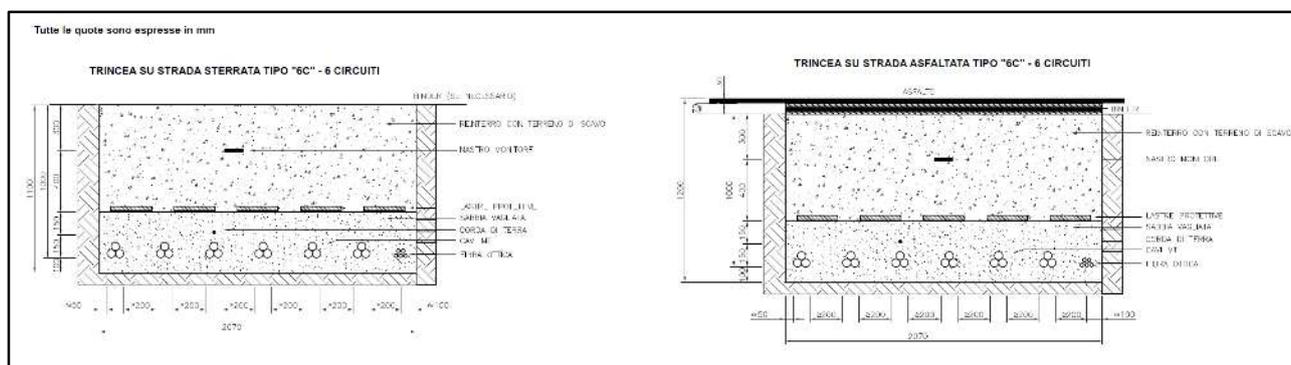


Figura 2.3.3.7: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per sei terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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

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

Il cavo in fibra è posato sul tracciato del cavo mediante l'utilizzo di tritubo in PEHD e le modalità di collegamento seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori (elaborato di progetto "LTOE073 Schema rete di comunicazione Fibra Ottica (FO)").

Il parco eolico è dotato di un **sistema di terra**; in particolare, è previsto un sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore e costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti, come rappresentato in dettaglio nell'elaborato di progetto "LTOE079 Schema rete di terra WTG".

In aggiunta al sistema di cui sopra, si prevede di adoperare un conduttore di terra di collegamento tra le reti di terra dei singoli aerogeneratori consistente in una corda di rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm², interrata all'interno della trincea in cui sono posati i cavi a 33 kV e di fibra ottica e ad una

profondità di 0,850 m e 0,950 m dal piano del suolo rispettivamente nel caso di strada sterrata o asfaltata. Al fine di evitare, in presenza di eventuali guasti, il trasferimento di potenziale agli elementi sensibili circostanti, come tubazioni metalliche, sottoservizi, in corrispondenza di attraversamenti lungo il tracciato del cavidotto, si prevede di adoperare un cavo Giallo-Verde avente diametro superiore a 95 mm² del tipo FG16(O)R.

Il cavo di cui sopra è opportunamente giuntato al conduttore di rame nudo, è inserito da 5 m prima e fino a 5 m dopo il punto di interferenza e assicura una resistenza analoga a quella della corda di rame nudo di 95 mm².

In definitiva, si realizza una maglia di terra complessiva in grado di ottenere una resistenza di terra con un più che sufficiente margine di sicurezza (elaborato di progetto “LTOE080 Schema rete di terra impianto eolico”), in accordo con la Normativa vigente.

2.3.4. Battery Energy Storage System (BESS)

L'impianto eolico è connesso ad un sistema di accumulo di energia BESS (Battery Energy Storage System) di potenza pari a 64,8 MWp localizzato nelle immediate vicinanze della Stazione Elettrica Utente, come rappresentato dalla figura seguente.

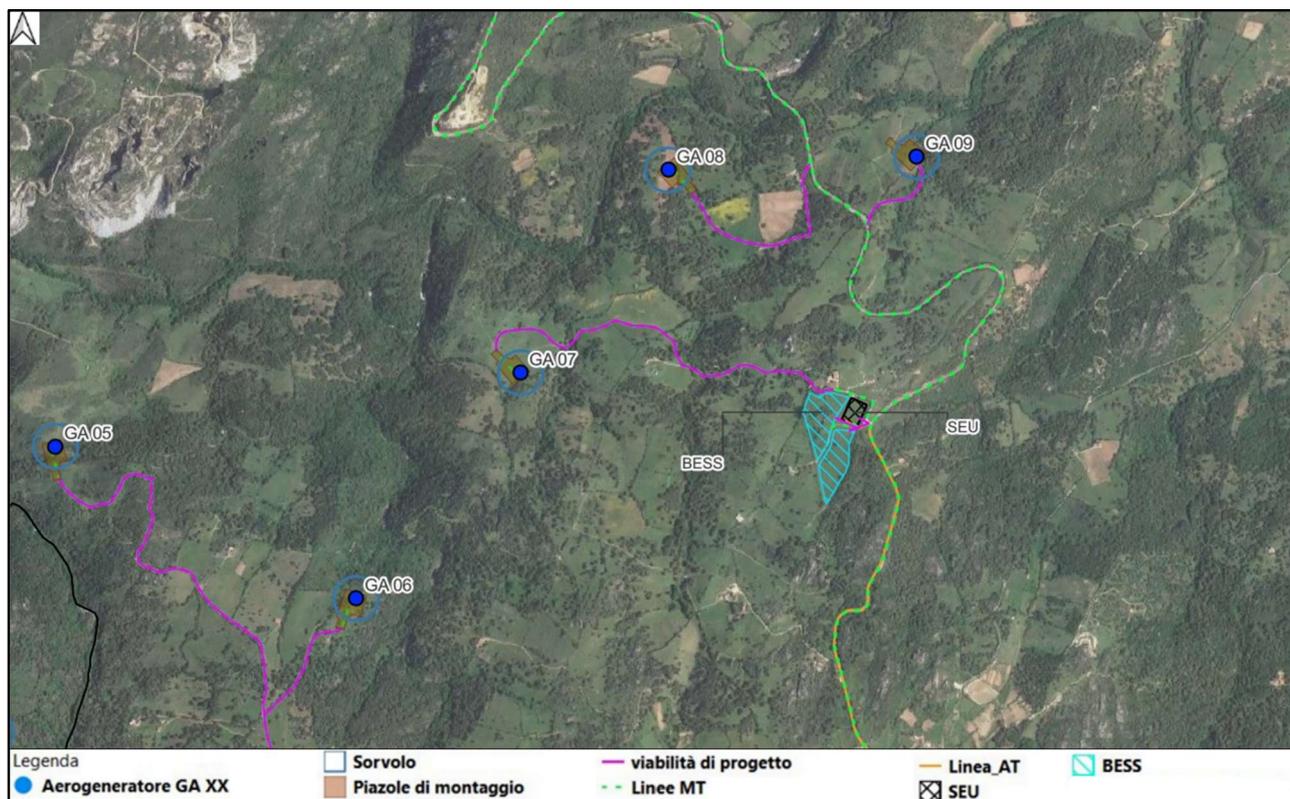


Figura 2.3.4.1: Localizzazione SEU 150/33 kV e BESS su ortofoto

Il BESS è un sistema costituito da apparecchiature e dispositivi in grado di immagazzinare a livello elettrochimico l'energia al fine di convertirla in energia elettrica in media tensione.

In particolare, il sistema BESS è costituito da un insieme di celle elettrochimiche connesse elettricamente

tra loro in serie e parallelo in modo da formare i singoli moduli batterie, i quali, a loro volta, sono connessi elettricamente tra loro in serie e parallelo e assemblati in un unico sistema (armadio batteria).

Le batterie adoperate sono agli ioni di litio e presentano un'aspettativa di vita pari alla vita di impianto prevista in condizioni operative standard all'aperto.

Un sistema di controllo batterie (BMS, Battery Management System) assicura la gestione, il controllo e il monitoraggio locale degli assemblati-batterie, mentre il PCS (Power Conversion System) assicura la conversione bidirezionale della corrente da AC/DC.

La gestione e il controllo locale dell'impianto è assicurato dal Sistema di Controllo Integrato (SCI).

I componenti e le apparecchiature principali del sistema di accumulo sono di seguito elencati:

- celle elettrochimiche;
- moduli batterie;
- sistema di gestione, controllo e monitoraggio locale delle batterie (BMS);
- sistema di conversione di corrente AC/DC (PCS);
- sistema di gestione e controllo dell'impianto (SCI);
- trasformatori di potenza MT/BT;
- quadri elettrici MT;
- sistema di misurazione;
- servizi ausiliari;
- sistema SCADA in grado di garantire la supervisione, il controllo e la raccolta dei dati relativi all'impianto;
- container batterie.

Nella **Figura 2.3.3.2** è rappresentata una configurazione di esempio delle unità base presa in considerazione, ovvero quella relativa a 4,0 MW di potenza erogabile o assorbibile.

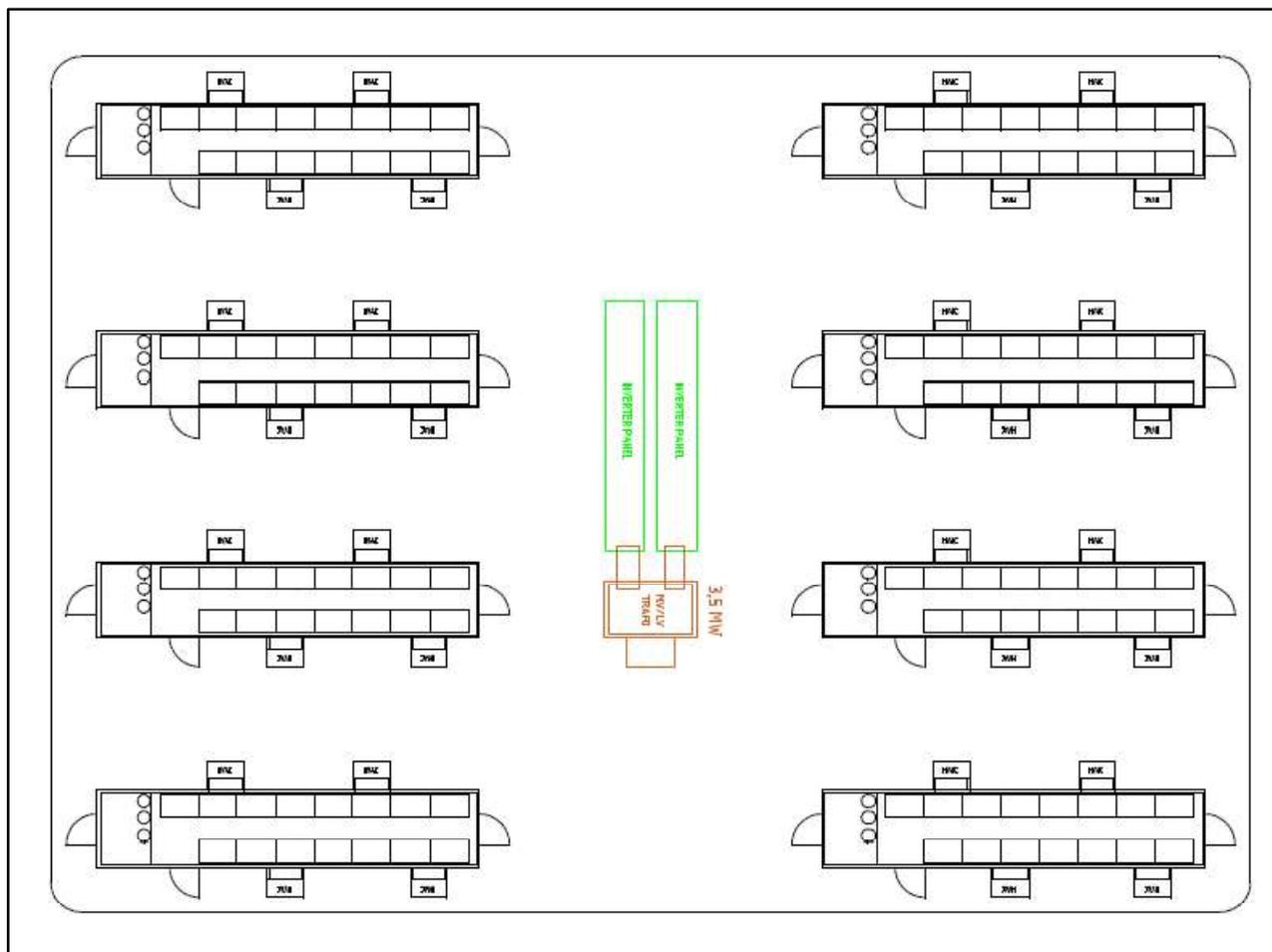


Figura 2.3.4.2: Unità base da 4,0 MW del BESS

Maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "LTOE065 Relazione descrittiva BESS".

2.3.5. Linea AT di collegamento alla RTN

Il collegamento tra la SEU 150/33 kV e il nuovo stallo della Stazione Elettrica 150 kV (SE) denominata "Tempio" è realizzato tramite linea direttamente interrata a 150 kV di lunghezza di circa 7200 m e composto da una terna di cavi unipolari ARE4H5E a 150 kV di sezione 1000 mm², in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in alluminio, schermo semiconduttivo del conduttore, isolamento in polietilene reticolato XLPE, U₀/U_n (U_{max}) 87/150 (170 kV) kV, portata nominale di 750 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallica e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

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

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

La terna di cavi in AT è distante sul piano orizzontale almeno 0,3 m dal cavo in fibra ottica, mentre nel letto di sabbia è previsto anche un cavo unipolare di protezione, così come rappresentato nel dettaglio

dell'elaborato di progetto "LTOE089 Sezione tipica della trincea cavidotto AT".

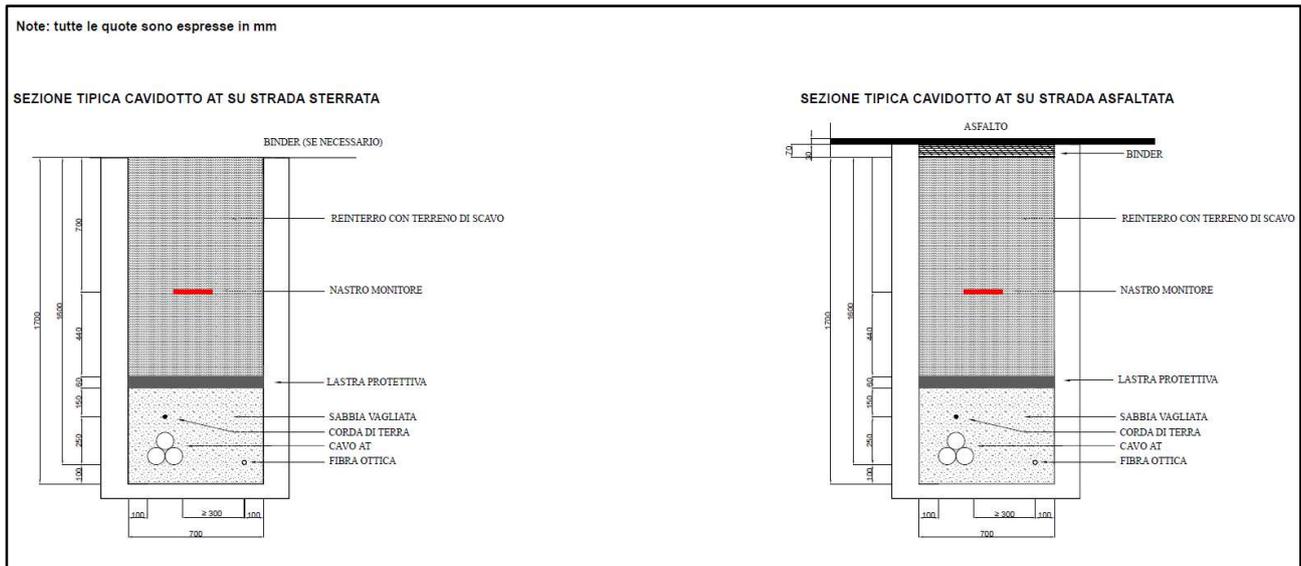


Figura 2.3.5.1: Sezione tipica del cavidotto AT di connessione tra la SEU 150/33 kV e il nuovo stallo della Stazione Elettrica della RTN 150 kV denominata "Tempio"

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

2.3.6. Stallo arrivo produttore

Come indicato nella STMG di Terna, lo stallo di arrivo produttore a 150 kV nella stazione elettrica 150 kV "Tempio" costituisce l'impianto di rete per la connessione (**Figura 2.3.6.1**).

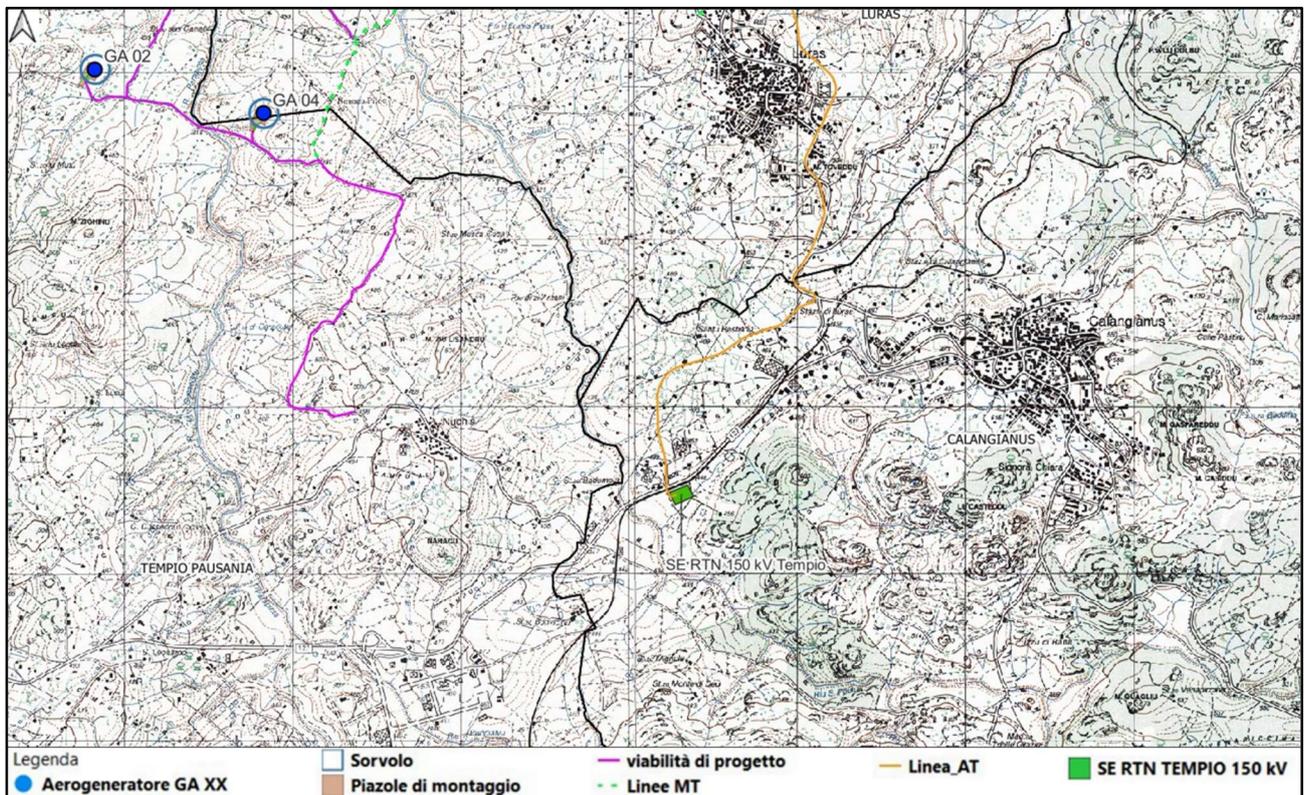


Figura 2.3.6.1a: Individuazione su IGM della Stazione RTN 150 kV "Tempio" di futura realizzazione

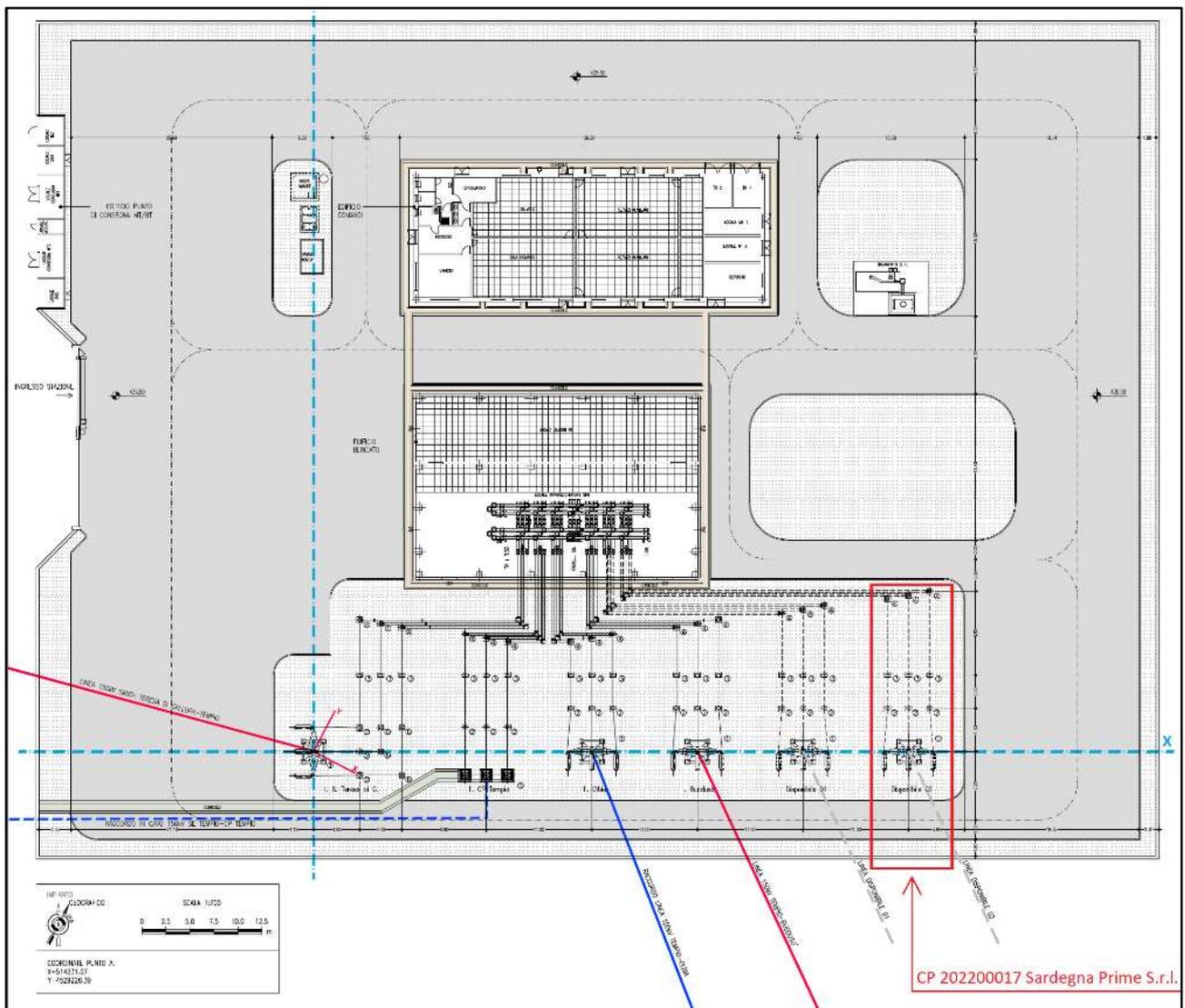


Figura 2.3.6.2: Planimetria della SE RTN a 150 kV “Tempio” con l’ubicazione dello stallo a 150 kV

Nella seguente figura sono rappresentati rispettivamente il dettaglio della planimetria dello stallo di cui sopra e la relativa sezione (“LTOE090 Sottostazione elettrica RTN (stallo AT di competenza) - planimetria e sezione elettromeccanica”).

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

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

3. DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO

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

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

3.1. Costruzione

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

3.1.1. Opere civili

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

Le strade esistenti che verranno adeguate e quelle di nuova realizzazione avranno una larghezza minima di 5 m e le piazzole per le attività di stoccaggio e montaggio degli aerogeneratori avranno una dimensione pari a circa 1100 mq come riportato nell'elaborato "LTOC047 Pianta e sezione tipo piazzola (cantiere e esercizio)".

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

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

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

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

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

3.1.2. Opere elettriche e di telecomunicazione

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

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

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

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

3.1.3. Installazione aerogeneratori

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

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

3.2. Esercizio e manutenzione

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

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

3.3. Dismissione dell'impianto

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo un'attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia. In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce a caratterizzare questa fonte come effettivamente "sostenibile" è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione. Una volta esaurita la vita utile dell'impianto è cioè possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nel "LTEG006 Piano di dismissione".

4. FINALITÀ DEL PROGETTO

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

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

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

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

4.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

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

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

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

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

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

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	79.200,00	PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	189.446.400,00
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	93.965,41
Emissioni S ₀₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	176,19

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Emissioni N ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	109,88
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	5,49
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	105.248,00

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

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

Quindi, essendo la producibilità stimata per l'impianto in progetto, pari a 189 **GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 100.000 famiglie.

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

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

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

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

5. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE

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

- 1) Rinnovamento e miglioramento del sistema viario in prossimità delle aree dell'impianto eolico e relative opere di connessione alla rete RTN;
- 2) Formazione presso le scuole in materia di fonti rinnovabili e della green energy attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'impianto eolico;
- 3) Formazione per la creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili;
- 4) Supporto alla Cultura locale e al decoro dei centri storici dei Comuni interessati dalle opere;
- 5) Creazioni di comunità energetica nell'ottica di condividere il valore dell'impianto eolico;

- 6) Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- 7) Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione e del BESS;
- 8) Bonifiche di eventuali siti inquinati a seguito di abbandono illecito dei rifiuti.
- 9) Ulteriori interventi verranno concordati con gli Organi Istituzionali competenti locali.

6. INSERIMENTO NORMATIVO PER DEFINIZIONE LAYOUT

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

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

1. Aree non idonee FER come da DGR 59/90 del 27.11.2020)
2. Progetto natura (SIC, ZPS, EUAP, Riserve, aree umide);
3. Distanza da attenzione dai perimetri aree Natua 2000 pari ad un buffer di 3000 m;
4. Immobili e aree di notevole interesse pubblico (D.lgs 42/2004);
5. Siti e aree archeologiche con buffer di 500 m.
6. Aree percorse dal fuoco negli ultimi 10 anni;
7. Aree boscate;
8. Distanze di rispetto dagli insediamenti rurali al fine di limitare gli impatti visivi, acustici e di ombreggiamento, ogni singolo aerogeneratore dovrà rispettare una distanza pari a:
 - 300 m da corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario diurno (h. 6.00 – h. 22.00);
 - 500 m da corpi aziendali ad utilizzazione agro-pastorale in cui sia accertata la presenza continuativa di personale in orario notturno (h. 22.00 – 6.00), o case rurali ad utilizzazione residenziale di carattere stagionale;
 - 700 m da nuclei e case sparse nell'agro, destinati ad uso residenziale, così come definiti all'art. 82 delle NTA del PPR.

9. Zone umide, Habitat naturali con buffer 1000 m da attenzionare;
10. Distanza delle turbine dal perimetro dell'area urbana pari ad un buffer di 1200 m;
11. Distanza da strade provinciali o nazionali e da linee ferroviarie pari ad un buffer di 250 m;
12. Distanza da strade che conducono ad abitazioni singole pari ad un buffer 100 m;
13. Distanza dell'elettrodotto aereo AT, SEU e RTN pari a un buffer di 1000 m dall'edificato urbano;
14. Distanza da elettrodotti aerei 150 kV esistenti e di futura realizzazione pari ad buffer di 200 m (ribaltamento);
15. Distanze di rispetto dai beni paesaggistici e identitari (Nuraghi) pari ad un buffer di 200 m (ribaltamento);
16. Distanze dai fiumi pari ad un buffer di 150 m;
17. Distanze dai laghi pari ad un buffer di 300 m;
18. Vincolo idrogeologico;
19. Vincoli PAI R1 e R2 da attenzionare con particolari accorgimenti progettuali per ridurre il livello di rischio;
20. Vincoli PAI R3 e R4;

6.1. Criteri di progettazione strutture e impianti

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

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

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

- Eurocodici strutturali pubblicati dal CEN, con le precisazioni riportate nelle Appendici

Nazionali;

- Norme UNI EN armonizzate i cui riferimenti siano pubblicati su Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea;
- Norme per prove su materiali e prodotti pubblicate da UNI.

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

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

In ultimo, per il posizionamento di ogni aerogeneratore ha tenuto conto della direzione prevalente del vento in si è adottato il criterio base di progettazione rispettando una distanza pari a 3 D (non inferiore a 45°) e 6 D rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e la direzione prevalente del vento

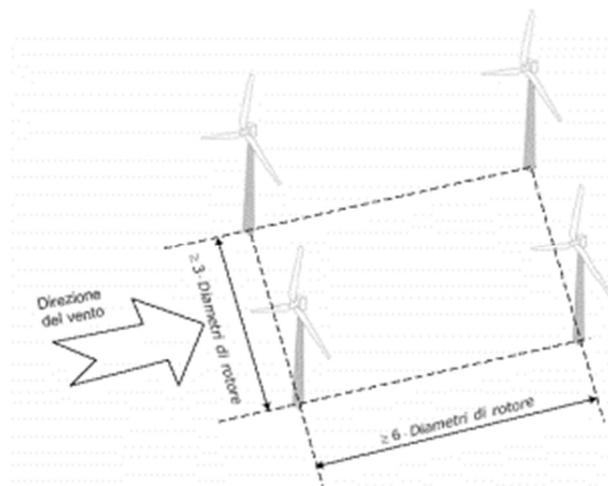


Figura 6.1.1: Criterio di progettazione per definizione layout

7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

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

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

7.1. Effetti di shadow-flickering

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

Il potenziale impatto generato dallo Shadow Flickering è studiato utilizzando il software di calcolo WINDPRO e analizzato nel dettaglio nel seguente documento tecnico, a cui si rimanda per approfondimenti: *"L TSA123 Studio sugli effetti dello shadow flickering"*.

Il fenomeno dello shadow flickering è stato condotto considerando gli 11 aerogeneratori di nuova realizzazione e relativi al progetto del Parco Eolico Gallura in corrispondenza de ricettori più sensibili ai nuovi aerogeneratori.

Nella stima effettuata si assumono le seguenti ipotesi restrittive:

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

Dai risultati ottenuti è stato possibile verificare che per ogni ricettore il valore atteso delle ore d'ombra intermittente per anno è inferiore al valore di 30 ore/anno, parametro considerato di qualità a livello internazionale, a meno di 1 ricettori per i quali il suddetto valore è pari a 53 ore/anno, valore ad ogni modo ritenuto accettabile sulla base delle ipotesi restrittive assunte nel calcolo e sulla base dell'orientamento delle aperture del fabbricato rispetto all'aerogeneratore più vicino.

7.2. Impatto acustico

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della *"L TSA112 Studio previsionale d'impatto acustico"* a cui si rimanda per maggiori dettagli.

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

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

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

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

7.3. Impatto elettromagnetico

L'analisi completa delle emissioni elettromagnetiche associate alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento e dovute potenzialmente al cavidotto MT e AT, alla stazione elettrica d'utenza e alla stazione condivisa, è stata effettuata nella specifica Relazione sull'Elettromagnetismo (D.P.C.M. 08/07/03 e D.M 29/05/08) a cui si rimanda per i dettagli: *"L TSA118 Relazione impatto elettromagnetico"*.

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

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

7.4. Rottura accidentale di organi rotanti

Lo studio della rottura degli organi rotanti è stato svolto mediante il calcolo della traiettoria di una pala del rotore in caso di rottura dell'attacco bullonato che unisce la pala al mozzo, secondo i principi della balistica, nella specifica Relazione di calcolo della gittata, a cui si rimanda per gli approfondimenti: *"L TSA122 Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti"*.

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che in un intorno di ampiezza pari a circa 249 m, che rappresenta il valore di gittata massima stimato, non ricade nessun punto sensibile.

8. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO

8.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto

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

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

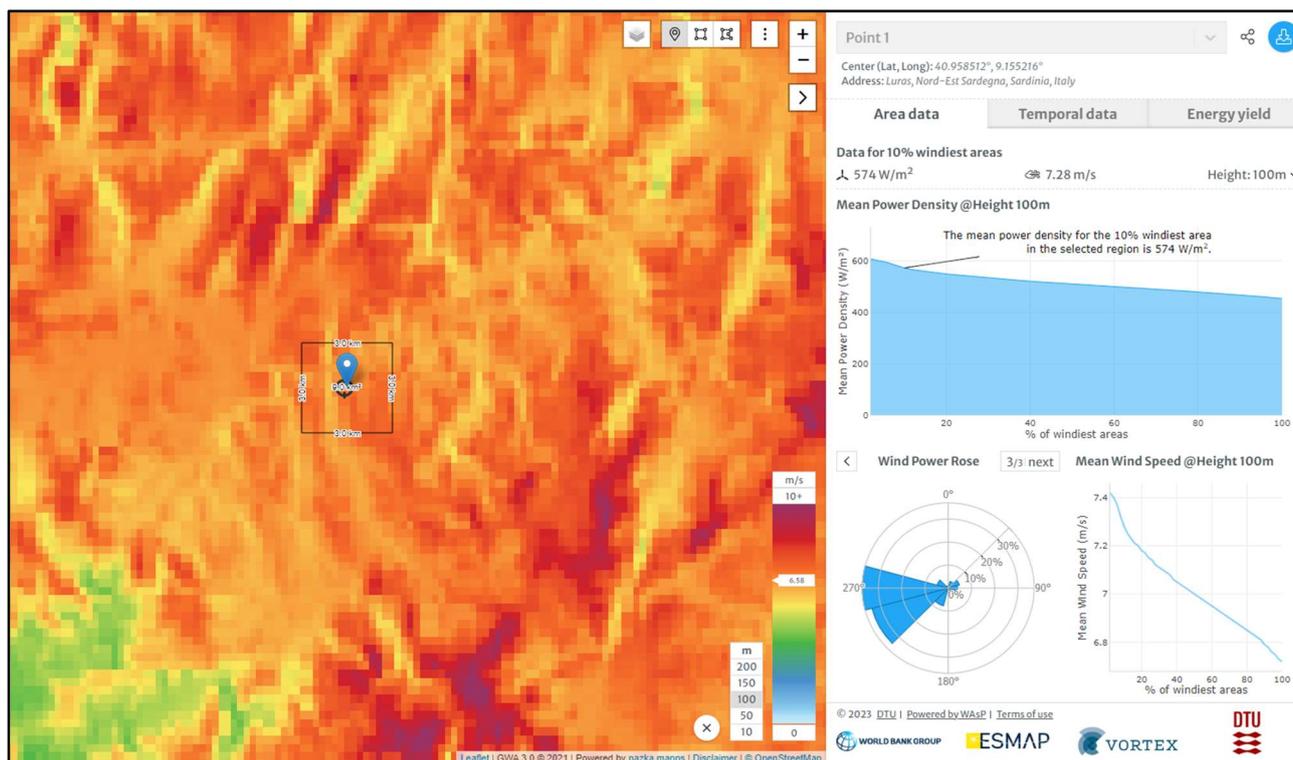


Figura 8.1.1: Mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti (Fonte globalwindatlas.info/en)

Per maggiori dettagli in merito all'anemologia del sito e relativa misurazione si fa riferimento all'elaborato "LTEG009 Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità" da cui è stata estratta la tabella di sintesi sotto riportata.

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	79,8 MW
Modello WTG	VESTAS V172 7.2 MW (IECS)
Potenza nominale WTG	7,2 MW
N° di WTG	11
Classe IEC	S
Diametro del rotore	172 m
Altezza del mozzo	114 m
Velocità media del vento all'altezza del mozzo (free)	6,3 m/s
Produzione netta (cedibile alla rete)	189.450 MWh
Ore equivalenti	2392

Tabella 8.1.1: Risultati stima producibilità

8.2. Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento

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

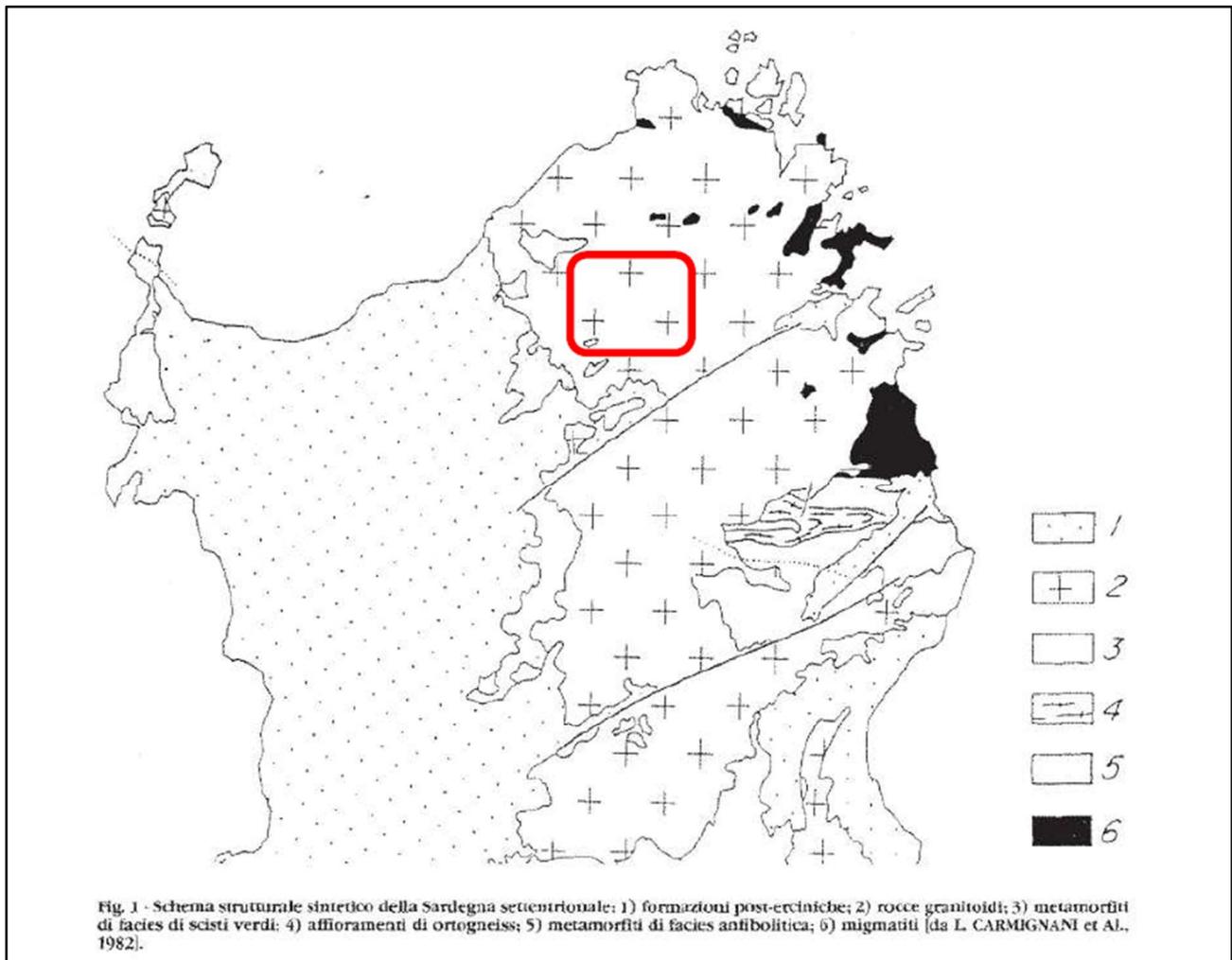


Figura 8.2.1.: Schema strutturale sintetico della Sardegna Settentrionale

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

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



Figura 8.2.2: Affioramento di monzograniti nelle vicinanze dell'aerogeneratore GA08

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

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

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

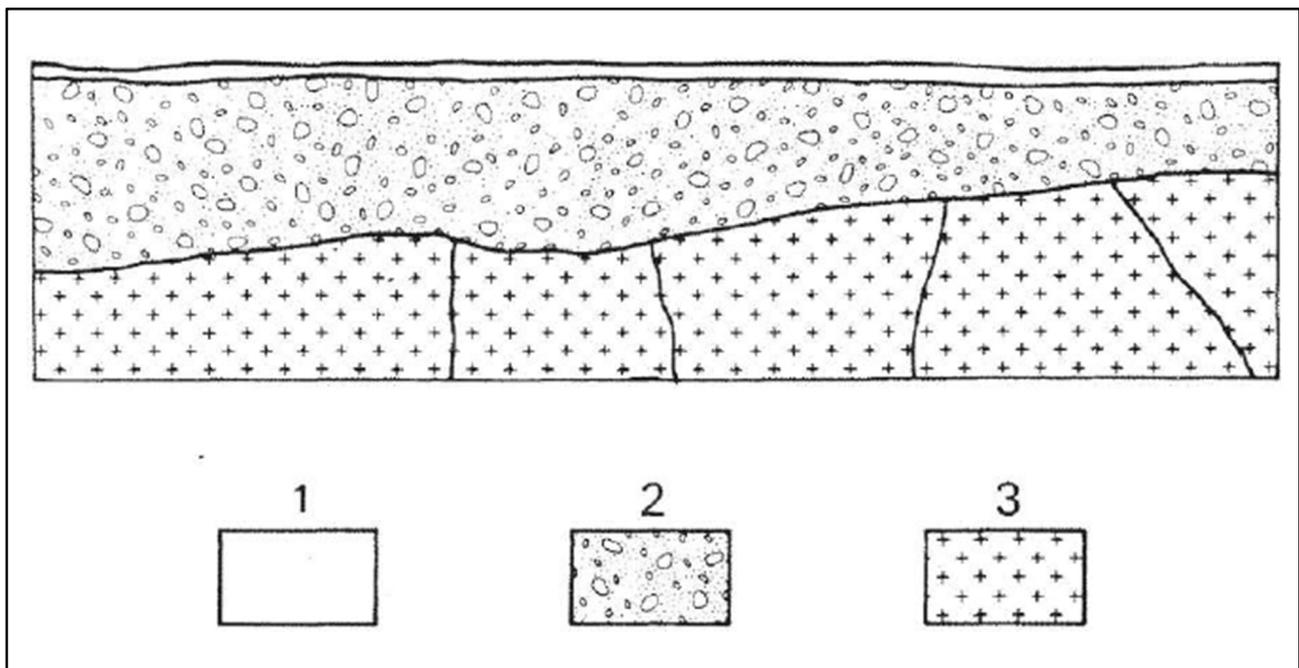


Figura 8.2.3: Schema delle formazioni superficiali in sito (1 Suolo / 2 coltre di sabbie ghiaiose derivanti dalla degradazione dei graniti / 3 roccia granitica fessurata)

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

Dalle indagini preliminari svolte, nelle aree di sedime degli aerogeneratori lo spessore massimo della coltre individuato è di 8,0 metri in corrispondenza della GA07.

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

Come detto, gli aerogeneratori verranno installati a Nord del Monte Limbara e ad Ovest dei Moli Ultana in una zona collinare a Nord degli abitati di Luras e Tempio Pausania, interessando in particolare dei Monzograniti, ovvero graniti grigio-rosati in genere a grana eterogenea.

L'intero parco appartiene al bacino idrografico del fiume Liscia che sfocia direttamente a mare, 35 Km più a Nord.

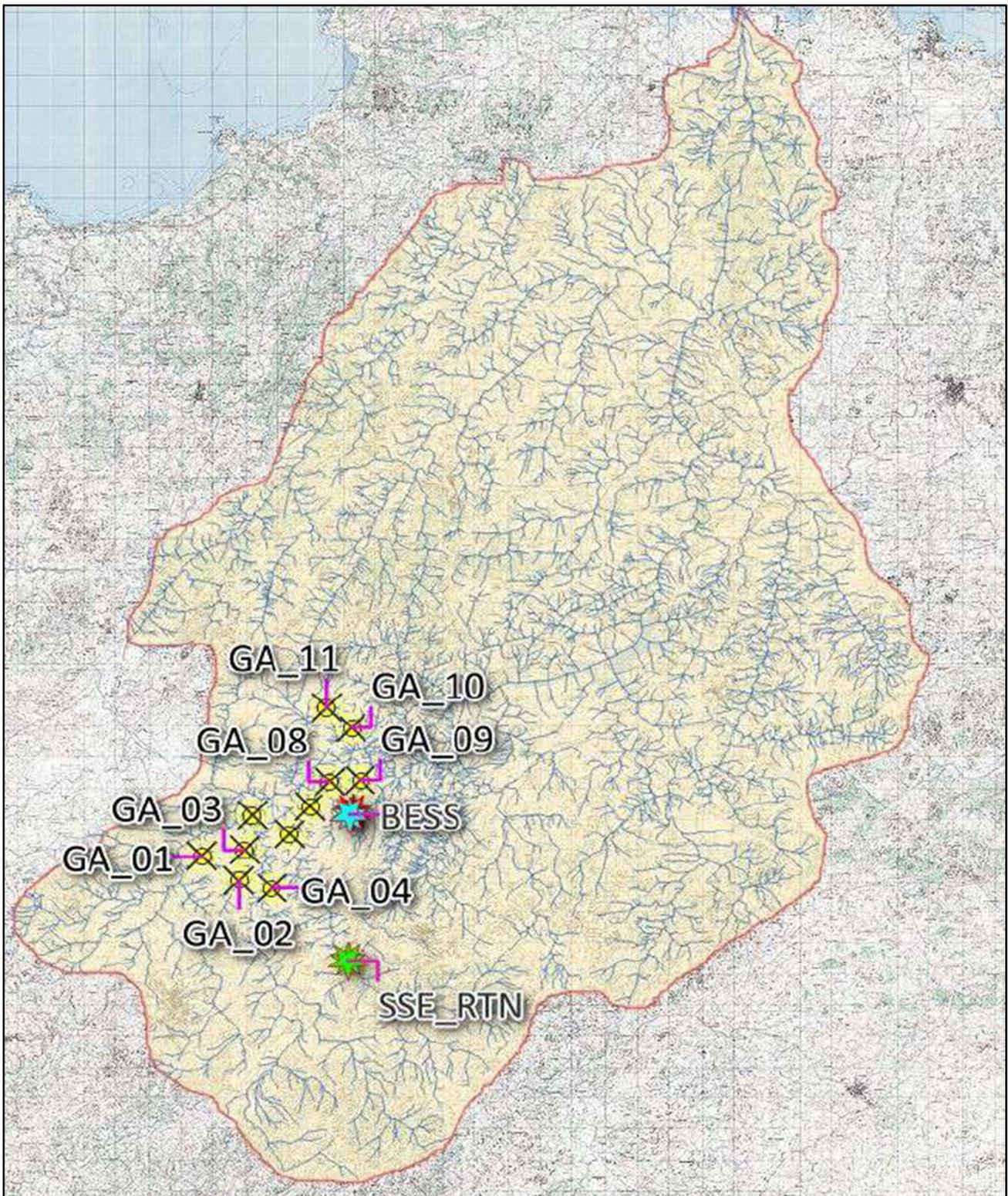


Figura 8.2.4: Ubicazione degli aerogeneratori all'interno dei bacini idrografici

8.3. Classificazione sismica

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

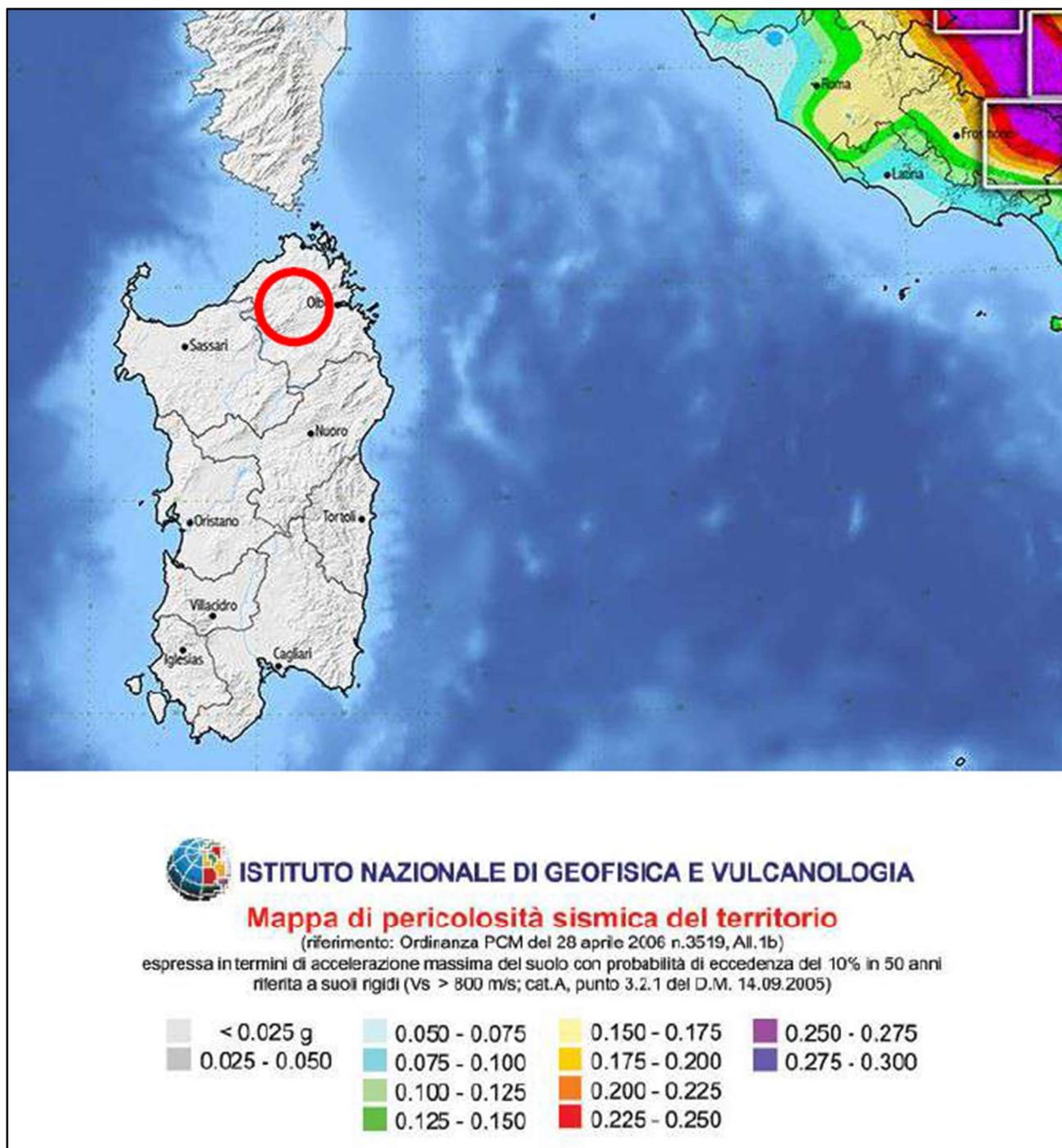


Figura 8.3.1: Classificazione sismica dei comuni interessati dal progetto (*Fonte INGV*)

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

8.4. Infrastrutture viarie presenti

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

non sono previste significative opere viarie per il raggiungimento degli aerogeneratori in progetto, essendo l'infrastruttura viaria locale mediamente articolata e dunque nel complesso idonea alla realizzazione del Progetto. Per i dettagli in merito alla viabilità di accesso al sito si fa riferimento all'elaborato "*LTEG024 Relazione viabilità di accesso al cantiere (road survey)*".

8.5. Opere presenti interferenti

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

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

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

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

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

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

9. VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA

Il parco eolico, come rappresentato nella **Figura 2.1**, interessa prevalentemente i comuni di Luras e Tempio Pausania per la parte di progetto relativa agli aerogeneratori, i cavi di collegamento in Media Tensione, la Stazione Elettrica Utente 150/33 kV, il BESS e parte del cavo di collegamento in Alta Tensione, mentre, il Comune di Calangianus è interessato marginalmente da un tratto di cavo di collegamento in Alta Tensione e dallo stallo a 150 kV all'interno della Stazione Elettrica della RTN "Tempio" di futura realizzazione.

Il Comune di **Luras** è un piccolo centro di circa 2.400 abitanti della Provincia di Sassari nella Regione Sardegna, situato a circa 508 m s.l.m. e avente un'estensione complessiva di circa 88 km².

Il territorio è abitato fin dall'epoca preistorica come testimonia la presenza dai ruderi di 6 nuraghi e dai 4 dolmen, ritrovati integri nelle zone limitrofe al centro abitato, risalenti al periodo compreso tra il 3500 a.C. e 2700 a.C. e facenti parte delle 78 dolmen totali dell'isola.

Nel periodo medioevale Luras è stato uno dei 4 giudicali sardi, il Giudicato di Gallura, in seguito alla cui caduta, avvenuta nel 1296, diviene un possedimento della Repubblica di Pisa per poi passare, a partire dal 1324, al Regno di Sardegna in seguito alla conquista aragonese.

Successivamente, nel XVIII Secolo e fino all'abolizione feudale del 1839, il piccolo centro della Sardegna settentrionale è incorporato nel Marchesato di Gallura alle dipendenze della Signoria di Fernandez Fedriguez.

In base ad alcuni studi, il nome di Luras deriva da *Laurus*, il cui significato è alloro, mentre secondo altri studi la denominazione nasce dal termine latino *lura*, ovvero sacco o otre, derivante dall'immaginazione degli abitanti nel vedere sacchi od otri nelle particolari forme delle rocce presenti.

Nonostante il comune si trova nella regione della Gallura, la lingua parlata è il sardo lugodores, probabilmente perché colonia di ebrei deportati dall'Imperatore Tiberio o colonia etrusca, sostituito successivamente dal Gallurese.

Nel centro del paese sorge la Chiesa parrocchiale di Nostra Signore del Rosario, risalente al XVIII Secolo, che ospita dipinti di rilevante carattere artistico quali la Vergine del Rosario, la Pentecoste e le Anime purganti.

Nelle vicinanze della parrocchiale è possibile ammirare anche la Chiesa di Santa Croce, risalente al 1677 e che ospita la confraternita di Santa croce, che organizza le celebrazioni della Settimana Santa, e un suggestivo presepe in occasione delle feste natalizie.

Luras, pur essendo un centro prevalentemente agricolo, ha nel turismo una delle attività prevalenti grazie ai 4 dolmen, presenti sia nel centro abitato che nelle immediate vicinanze (il Dolmen di Ladas, il Dolmen di Alzoleda, il Dolmen di Ciuledda e il Dolmen di Bilella).

Il Comune di **Tempio Pausania** è un centro di circa 13.200 abitanti della Provincia di Sassari nella Regione Sardegna, situato a circa 566 m s.l.m. e avente un'estensione complessiva di circa 211 km².

Il ritrovamento dei dolmen e dei nuraghi, ancora oggi ben conservati e visitabili, testimonia la presenza nel centro di insediamenti risalenti all'epoca neolitica.

Tempio Pausania, grazie ad un territorio ricco di risorse e adatto al controllo dei territori circostanti, assume sin dall'antichità il ruolo di città guida della Gallura e importante centro di riferimento per i comuni limitrofi dell'entroterra.

La sua storia passa attraverso il periodo romano, in seguito alla conquista dei Romani della Sardegna risalente al 238 a. C., il periodo giudicale, quando diviene capoluogo della Curatoria di Gemini, il periodo catalano, in seguito alla conquista della Sardegna da parte degli Aragonesi risalente al 1324, il periodo

sabaudo, in seguito alla guerra della Quadruplice Alleanza, risalente al 1720 e con la quale la Sardegna è ceduta ai Savoia, al periodo del Regno d'Italia, durante il quale la Sardegna è divisa in 2 province (Cagliari e Sassari) e Tempio Pausania diviene capoluogo di circondario.

Il nome della città "Templum" è ritrovabile per la prima volta in un documento ecclesiastico del 1173 e, secondo alcune ipotesi, deriva dal latino "templum" adoperato nell'accezione di pendio o scarpata.

La denominazione "Pausania" è aggiunta alla fine dell'Ottocento, probabilmente derivante dalla sede vescovile "Phausania", ovvero un villaggio sorto nei pressi della città di Olbia, mentre il 3 luglio del 1879 compare definitivamente la denominazione attuale.

Tra i siti archeologici è possibile annoverare le Nuraghe Maiori, le Nuraghe Polcu e le Nuraghe Izzana, che rappresentano uno dei luoghi più frequentati dai visitatori e che fanno del turismo uno dei settori di maggiore importanza per il centro sardo.

Di notevole interesse artistico e religioso sono la Chiesa da Santa Croce, risalente al periodo medioevale, sede della confraternita della Santa Croce, la Cattedrale di San Pietro al 300 e consacrata nel 1219, la Chiesa di San Francesco, risalente alla fine della prima metà del 1500 e caratterizzata da un impianto rinascimentale.

9.1.1. Caratteristiche del paesaggio

Il contesto in cui si inseriscono l'area di intervento e gran parte del territorio compreso nel buffer sovralocale appartiene al paesaggio variegato della zona meridionale dell'Alta Gallura, caratterizzata da una vegetazione costituita dalla macchia mediterranea, da vigneti e da rilievi ricchi di roccia granitica e dalle forme particolari.

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

Il principale corso d'acqua è rappresentato dal fiume Liscia che attraversa i territori di Tempio Pausania, Luras e Luogosanto, segnando, nel tratto finale e più a Nord, anche i confini Palau e Santa Teresa Gallura, tra le cui coste raggiunge il mare in corrispondenza dell'arcipelago La Maddalena.

Il fiume nasce dal monte San Giorgio, forma a Nord-Est, in località Calamaiu, la diga artificiale del Liscia, da cui ha origine la denominazione del fiume stesso, e presenta una lunghezza di circa 57 km.

Da un punto di vista idrogeologico, l'impianto in progetto appartiene al bacino idrografico del fiume Liscia e i terreni dell'area possono essere considerati a permeabilità medio – bassa e sono costituiti da una formazione superficiale prevalentemente di tipo sabbiosa – argillosa e limosa.

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

Nelle figure seguenti sono rappresentati i vincoli paesaggistici relativamente all'area vasta d'impianto, ovvero i vincoli a carattere storico culturale (**Figura 9.1.1.1**), quali le aree ottenute applicando un buffer di 150 m dai fiumi e 250 m dai nuraghi, le aree contigue ai laghi, le aree vincolate in base all'ex Art. 136 L. 1497-39, le nuraghi e gli alberi monumentali, e i vincoli sui beni paesaggistici ambientali indicati dall'ex Art. 143 D.Lgs. 42/04 e successive modifiche, sulle componenti di paesaggio con valenza ambientale e sulle aree d'interesse naturalistico istituzionalmente tutelate (**Figura 9.1.1.2**) (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "LTSA133 Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta").

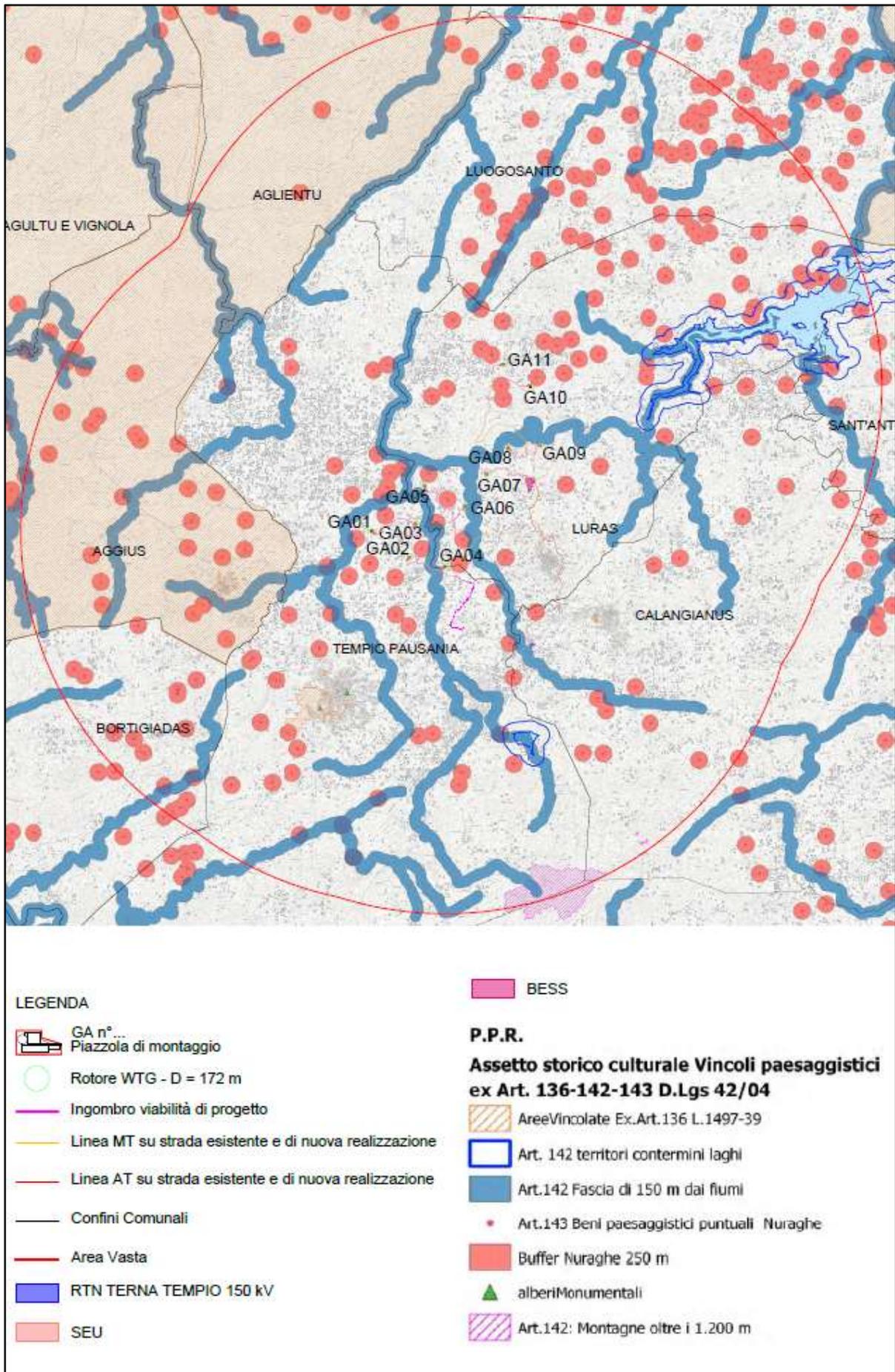


Figura 9.1.1.1: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 10 km) – Fonte: Sardegna Geoportale

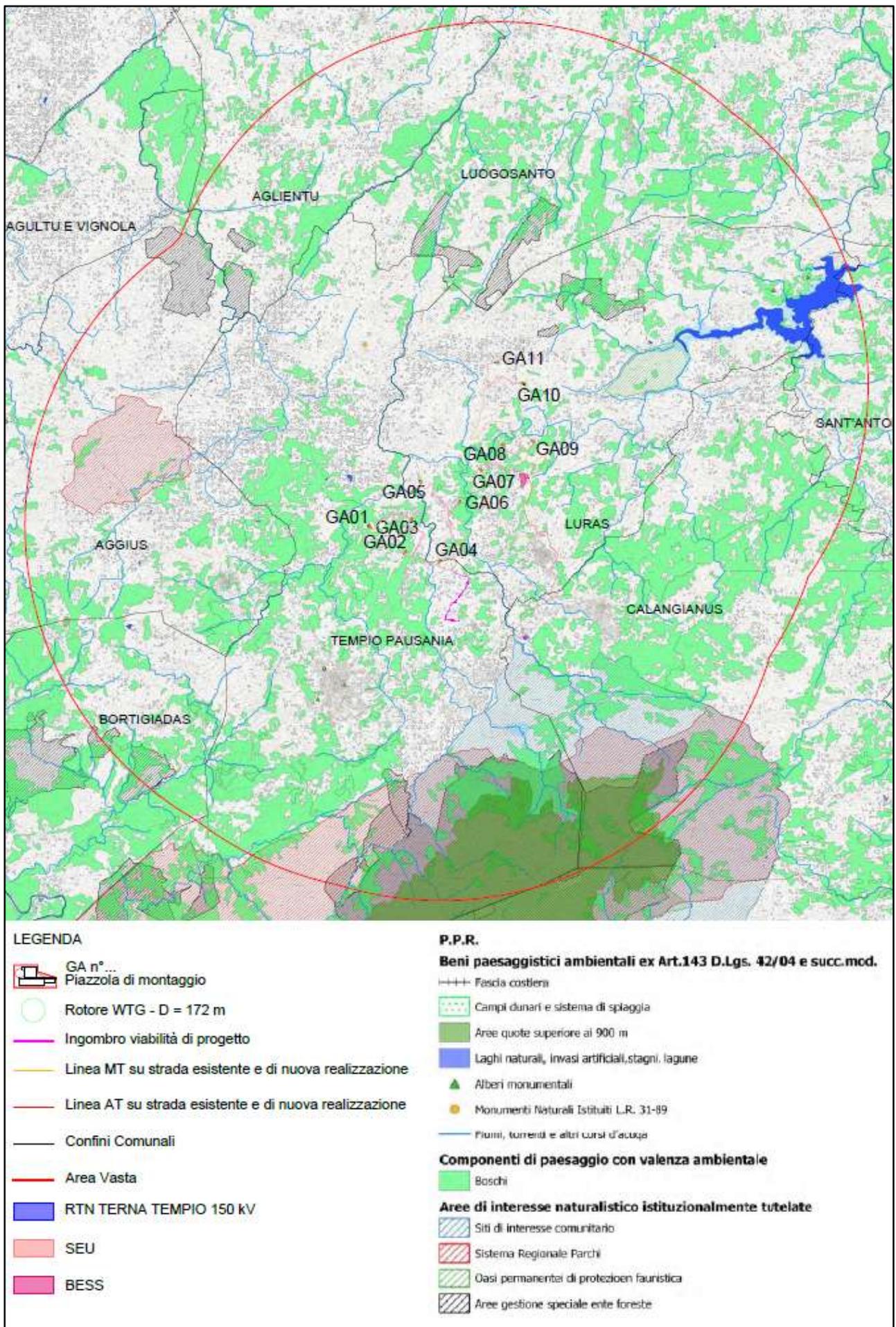


Figura 9.1.1.2: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 10 km) – Fonte: Sardegna Geoportale

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

Sostanzialmente gli elementi che hanno un impatto richiedente una valutazione, attraverso studi di intervisibilità e foto inserimenti, sono le turbine eoliche che, per le loro dimensioni, hanno un impatto visivo sul paesaggio sia a livello di area del sito che a livello di area vasta.

Le altre opere quali viabilità, cavidotti e sottostazioni elettriche hanno un impatto nullo in quanto non risultano visibili da punti di interesse paesaggistico e hanno dimensioni trascurabili rispetto all'intera area del progetto.

Con riferimento al quadro dei vincoli paesaggistici dell'area d'impianto, come possibile osservare dalla **Figura 9.1.1.3** e dalla **Figura 9.1.1.3**, il progetto non interferisce con aree vincolate (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "LTSA134 Carta dei vincoli paesaggistici con area d'impianto").

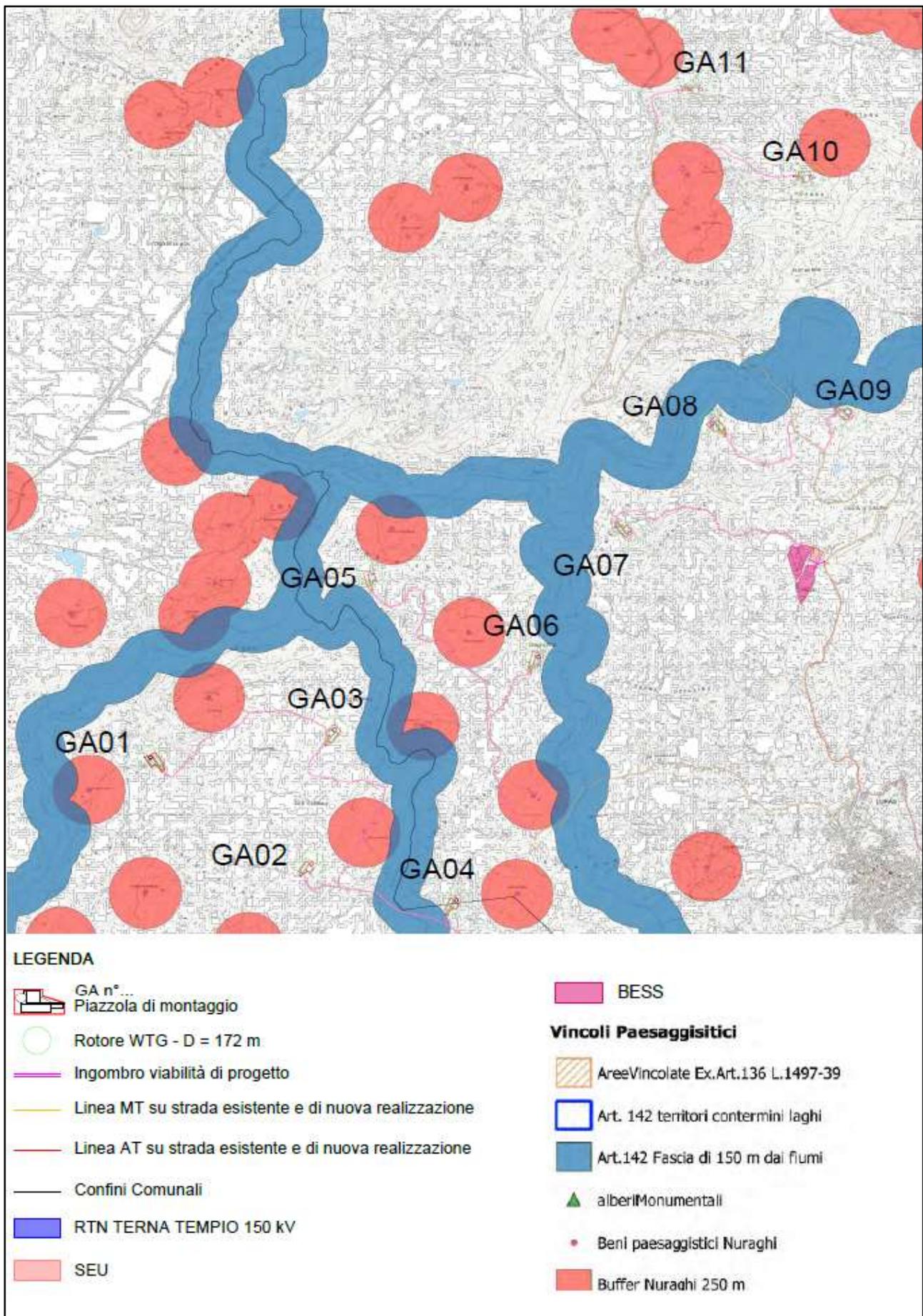


Figura 9.1.1.3: Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto – Fonte: *Sardegna Geoportale*

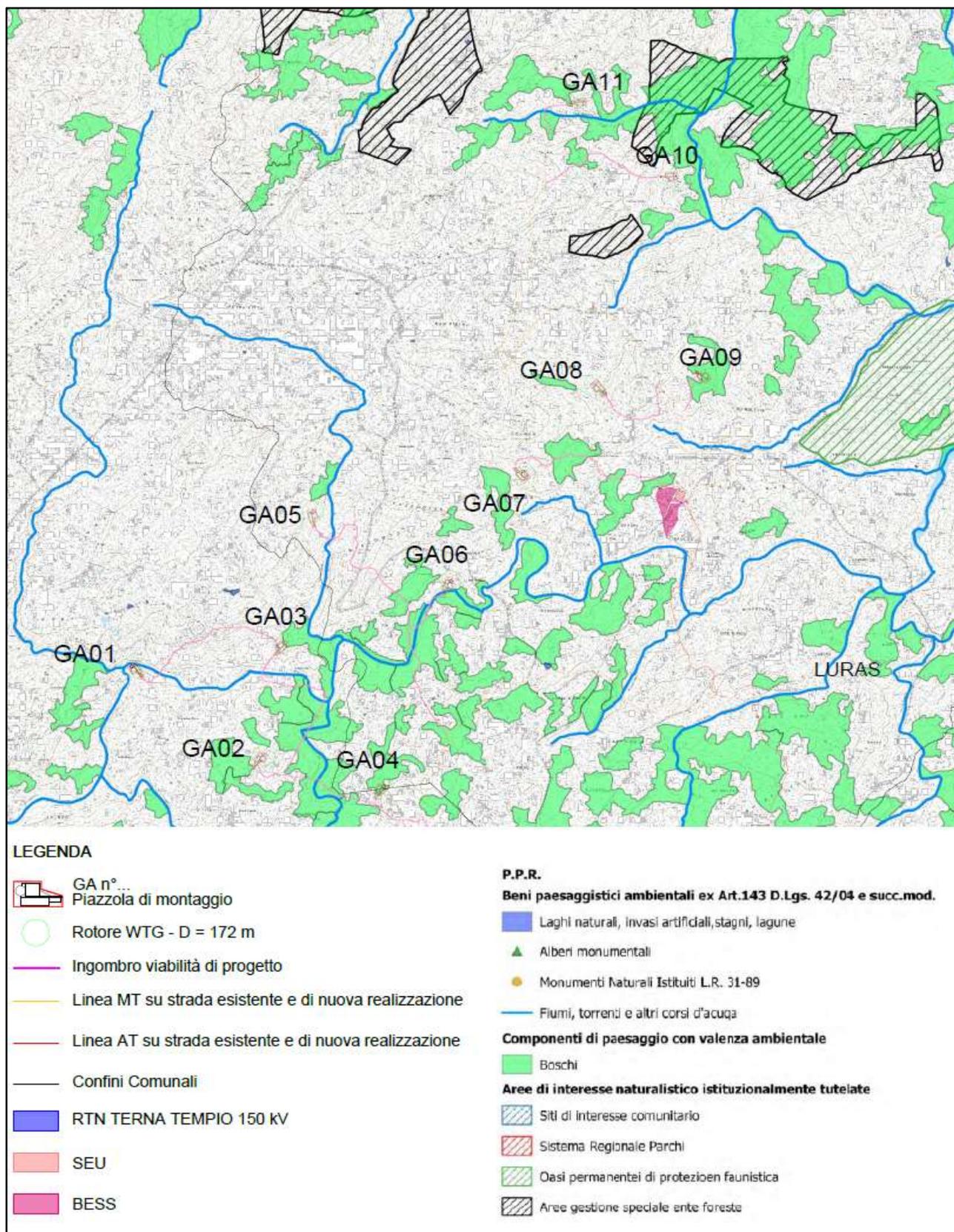


Figura 9.1.1.4: Carta dei vincoli paesaggistici con area d'impianto – Fonte: *Sardegna Geoportale*

10. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE

Gli aerogeneratori in progetto ricadono in aree prive di vincoli di natura ambientale e paesaggistica a livello locale e interessano aree protette in termini di area vasta a distanze tali da non compromettere

lo stato di conservazione.

Nella **Figura 10.1** vengono rappresentate le zone ZPS, ZSC, SIC e EUAP interessate dall'area Vasta dell'impianto eolico.

L'area interessata dall'area vasta dell'impianto eolico è la **ZSC ITB011109 – Monte Limbara**. Tale zona presenta un'estensione di 16.624 ettari e ricade nei territori dei Comuni di Tempio Pausania, Calangianus, Berchidda ed Oschiri. Si caratterizza per essere un'area di grande interesse naturalistico e paesaggistico ad elevato grado di conservazione, importante per la notevole diversità ambientale e le numerose specie animali e vegetali endemiche.

Seconda montagna della Sardegna di natura granitica con importanti accantonamenti fitogeografici e numerosi endemismi vegetali e animali. Le rocce granitiche di questo complesso vanno a costituire un paesaggio aspro e selvaggio. I rilievi di maggiore rilevanza sono individuabili nella parte centrale del territorio, in presenza dei litotipi leucogranitici del Monte Limbara, con le cime più importanti del Monte Biancu (1150 m s.l.m.), P.ta Bandiera (1336 m s.l.m.), Monte La Pira (1076 m s.l.m.), Monte Diana (845 m s.l.m.). Di minore rilevanza s'individuano le cime di P.ta Li Vemmini (1006 m s.l.m.), Monte Nieddu (784 m s.l.m.) e Monte Niddoni (1231 m s.l.m.). Dal punto di vista geologico l'area ricade nella zona centrale della grande batolite sardo-corso, che, con la sua estensione in affioramento di circa 12.000 km², costituisce uno dei più estesi complessi intrusivi d'Europa.

La copertura vegetale risulta caratterizzata da formazioni secondarie di boschi misti di querce, in particolare *Quercus ilex* e di *Quercus suber* estesi su tutti i versanti e frammisti ai diversi aspetti della macchia mediterranea a *Pistacia lentiscus*, *Arbutus unedo* ed *Erica arborea*. Ha particolare rilevanza e interesse il bosco residuo di *Pinus pinaster* di Carracana e gli ontaneti dei corsi d'acqua permanenti, che scorrono su tutti i versanti e nelle aree basali. Le zone culminali si caratterizzano per la presenza di estesi ericeti a *Erica scoparia* e le garighe endemiche a *Genista salzmannii* e *Thymus herba-barona*, così come da un forte contingente di specie endemiche. I nuclei di *Populus tremula*, *Ilex aquifolium* e *Taxus baccata*, sono residui delle antiche formazioni scomparse da tempo a causa dei tagli e degli incendi. Gli interventi di rimboschimento soprattutto con *Pinus nigra*, occupano vaste aree, particolarmente nel versante settentrionale. Nelle aree culminali è presente l'unica stazione di *Daphne laureola* dell'Isola. Presenza importante anche di specie faunistiche endemiche come l'Astore sardo e il Muflone.

Tra le specie di avifauna presenti nell'area della SIC ed elencati nell'Allegato II della Direttiva 2009/147/CE e importanti da un punto di vista conservazionistico si segnalano: Pernice sarda (*Alectoris barbara*), Calandro (*Anthus campestris*), Aquila reale (*Aquila chrysaetos*), Falco di palude (*Circus aeruginosus*), Albanella reale (*Circus cyaneus*), Albanella minore (*Circus pygargus*), Ghiandaia marina (*Coracias garrulus*), Falco della Regina (*Falco eleonorae*), Falco pellegrino (*Falco peregrinus*), Averla

piccola (*Lanius collurio*), Tottavilla (*Lullula arborea*), Pecchiaiolo occidentale (*Pernis apivorus*), Magnanina sarda (*Sylvia sarda*), Magnanina (*Sylvia undata*).

Tra i mammiferi elencati nell'Allegato II della Direttiva 2009/147/CE troviamo: Muflone europeo (*Ovis gmelini musimon*), Ferro di cavallo maggiore (*Rhinolophus ferrumequinum*), Ferro di cavallo minore (*Rhinolophus hipposideros*) e tra anfibi e rettili abbiamo Discoglossino sardo (*Discoglossus sardus*), Testuggine palustre europea (*Emys orbicularis*), Tarantolino (*Euleptes europaea*), Tartaruga di terra di Hermann (*Testudo hermanni*) e Testuggine marginata (*Testudo marginata*).

Oltre agli elenchi di animali presenti su tutto il territorio sardo, ricavabili dalla bibliografia prima citata, consultando gli elenchi presenti sullo *standard data form* relativo al sito Natura 2000 ITB011109 – “Monte Limbara”, si riscontra anche la presenza delle specie di seguito elencate, incluse nella Direttiva Habitat.

Code	Scientific name	Group	Population type Label	Bioregion	Specie inclusa in Direttiva Habitat
A091	Aquila chrysaetos	Birds	Permanent	Mediterranean	X
1190	Discoglossus sardus	Amphibians	Permanent	Mediterranean	X
1220	Emys orbicularis	Reptiles	Permanent	Mediterranean	X
6137	Euleptes europaea	Reptiles	Permanent	Mediterranean	X
1715	Linaria flava	Plants	Permanent	Mediterranean	X
1429	Marsilea strigosa	Plants	Permanent	Mediterranean	X
1055	Papilio hospiton	Invertebrates	Permanent	Mediterranean	X
6135	Salmo trutta macrostigma	Fish	Permanent	Mediterranean	X
1218	Testudo	Reptiles	Permanent		X

Code	Scientific name	Group	Population type Label	Bioregion	Specie inclusa in Direttiva Habitat
	marginata			Mediterranean	

Tabella 4.2.3.1 Elenco delle specie protette presenti nel SIC ITB011109 Monte Limbara

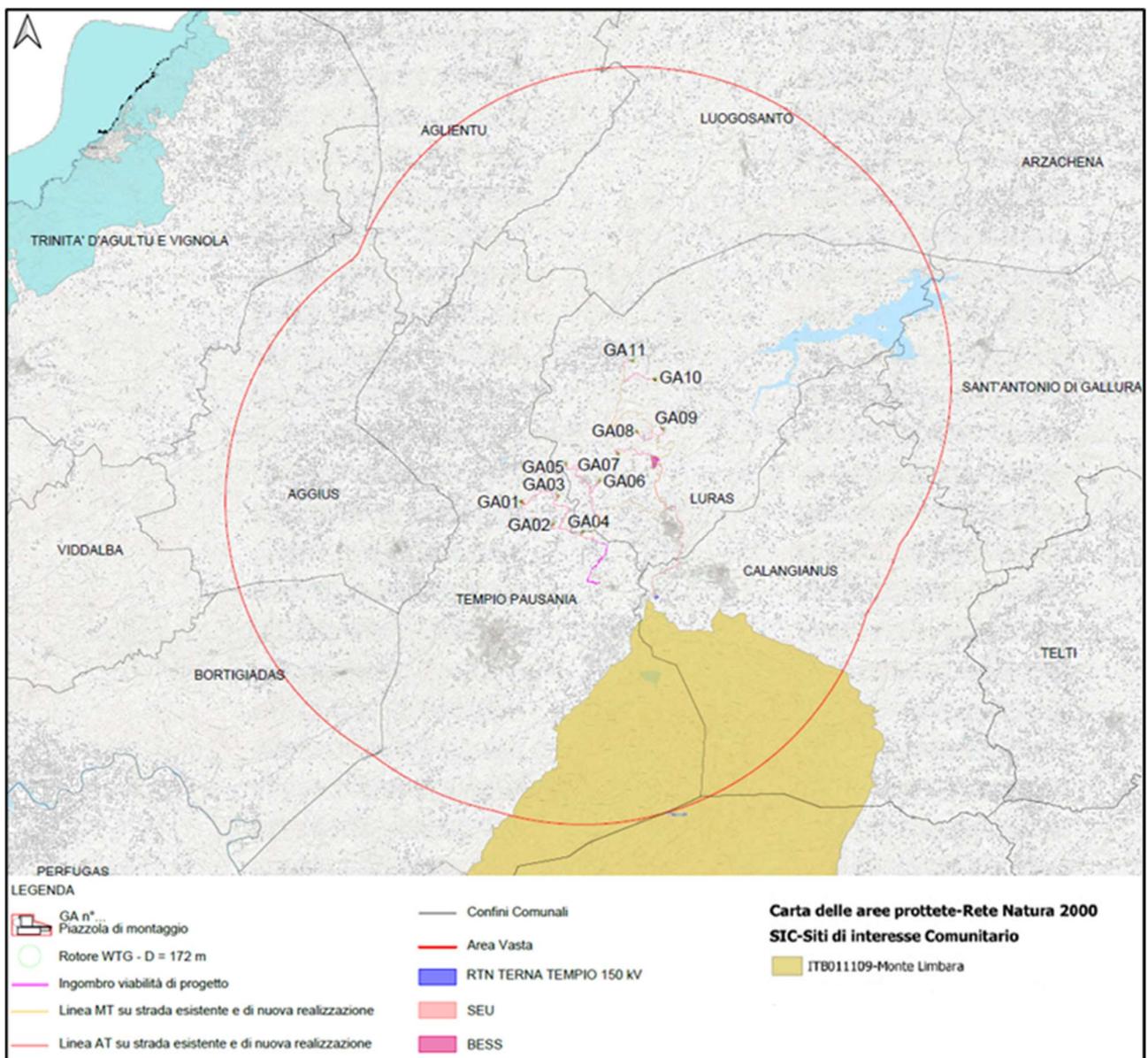


Figura 10.1: Zone SIC/ZPS con perimetro area vasta (Fonte RSDI)

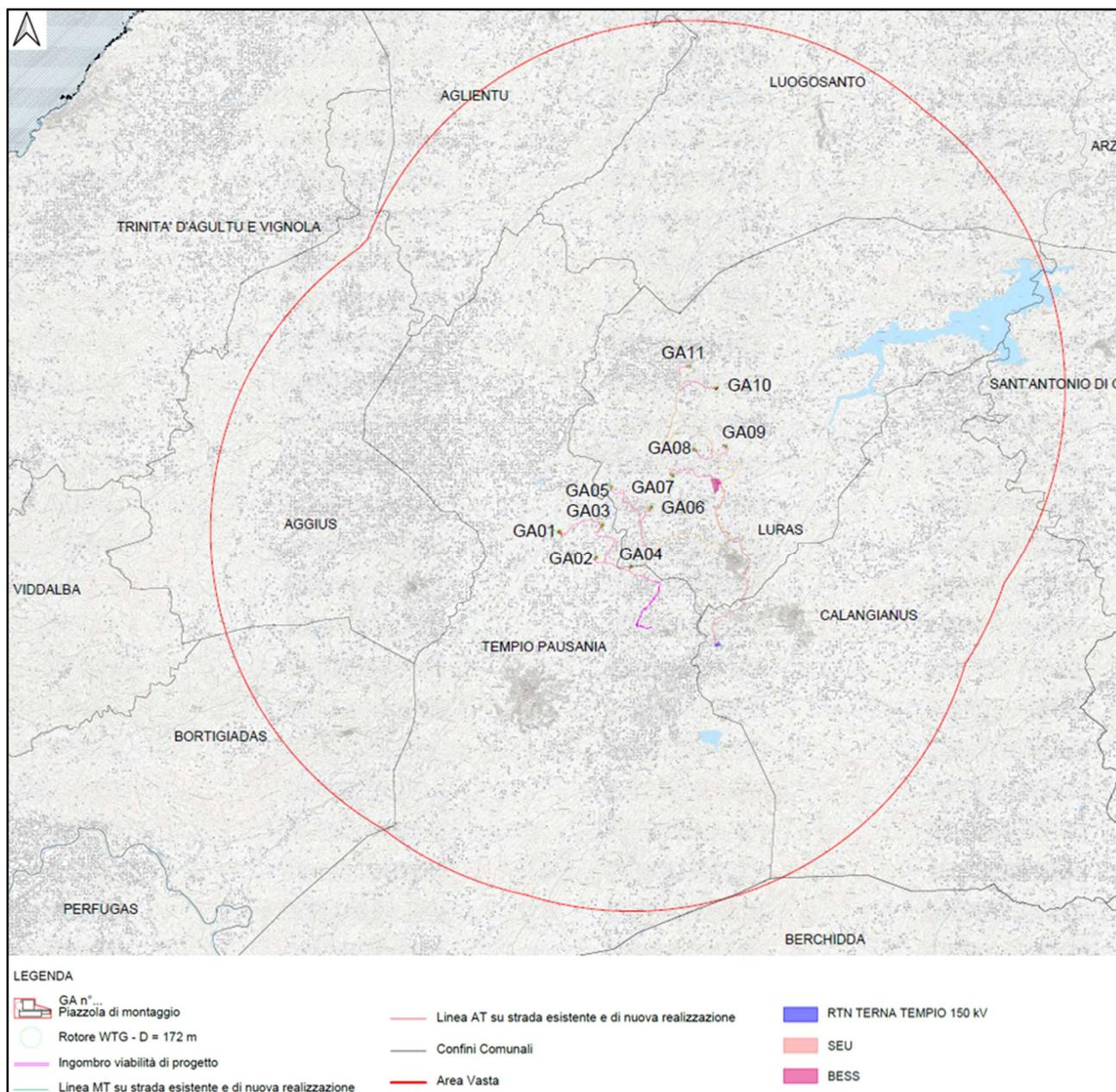


Figura 10.2: Importa Birds Area (Zone IBA) con perimetro area vasta (Fonte Regione Sardegna)

11. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

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

La realizzazione dell'impianto eolico in progetto e le relative opere di connessione alla rete di Trasmissione Nazionale Terna comporteranno degli effetti positivi a livello di occupazione locale, di tipo diretto e di tipo indotto, durante le tre fasi di vita dell'opera: costruzione, esercizio e dismissione.

L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie,

quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

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

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

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

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

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

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

Inoltre, le esperienze professionali e tecniche maturate in tale fase risulteranno un valore a lungo termine per gli addetti locali che verranno coinvolti in quanto potrà essere impiegata per ulteriori iniziative dato

il crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere.

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

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

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

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

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

Nel Gennaio 2008 l'ANEV e la UIL hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014, finalizzato alla predisposizione di uno studio congiunto, che delineasse uno scenario sul panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico. Lo studio si configura come un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del

comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi.

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

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

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

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

In base all'esperienza maturata nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione

dell'impianto eolico, si assume che gli addetti distribuiti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame costituito da 11 aerogeneratori da 7,2 MW per una potenza complessiva di 79.2 MW sono:

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

12. INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO

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

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

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

13. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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

Settore energetico:

- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 ("Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183");
- L. 9 gennaio 1991 n.9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
- L. 9 gennaio 1991 n.10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
- delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna fonte;
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");

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

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

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

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione:

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175 (“Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici”);
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 (“Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica”);
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 (“Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1992 (“Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno”);
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (“Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”);
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 (“Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 (“Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”);
- Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”;
- DPCM 8 luglio 2003 – “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti” – G.U. n. 200 del 29/08/03;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;

- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell'11 gennaio 2008
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
- Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne";
- Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
- Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;

- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1a Ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili e sicurezza:

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 ("Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica");
- D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 ("Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi");
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 ("Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per

- le zone sismiche”);
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 (“Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche”);
 - Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all’ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.
 - D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 (“Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione” e successive istruzioni).
 - Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
 - Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
 - D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
 - D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;
 - Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
 - D.M. 17 Gennaio 2018 (Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”).

14. PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO

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

- istanza al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica e per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal D.Lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all’espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene entro 10 giorni dalla scadenza del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione delle eventuali integrazioni;
- istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della

Regione Sardegna;

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

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

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

[PEC](#)

Spettabile

GE.CO.DOR SRL

VIA P. AMEDEO N. 32

75021 COLOBRARO (MT)

gecodorsrl@pec.it

**Oggetto: Codice Pratica: 202200017 – Comuni di LURAS e TEMPIO PAUSANIA (SS) –
Preventivo di connessione**

Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) con potenza nominale pari a 144 MW integrato con un sistema di accumulo da 42 MW. La potenza in immissione richiesta è pari a 144 MW e la potenza richiesta in prelievo è pari a 42 MW.

Con riferimento alla Vs. richiesta di connessione per l'impianto in oggetto, Vi comunichiamo il preventivo di connessione, che Terna S.p.A. è tenuta ad elaborare ai sensi della delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ARG/elt 99/08 e s.m.i. (TICA).

Il preventivo per la connessione, redatto secondo quanto previsto dalla normativa vigente e dal capitolo 1 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete e ai suoi allegati (nel seguito: Codice di Rete), contiene in allegato:

- A.1 la soluzione tecnica minima generale (STMG) per la connessione dell'impianto in oggetto ed il corrispettivo di connessione;
- A.2 l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
- A.3 una nota informativa in merito alla determinazione del corrispettivo per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo e assistenza dell'iter autorizzativo;

A.4 la comunicazione relativa agli Adempimenti di cui all'art. 31 della deliberazione del TICA.

Qualora sia Vs. intenzione proseguire l'iter procedurale per la connessione dell'impianto in oggetto, Vi ricordiamo che, pena la decadenza della richiesta, dovrete procedere all'accettazione del suddetto preventivo di connessione entro e non oltre 120 (centoventi) giorni dalla presente, accedendo al portale MyTerna (raggiungibile dalla sezione "Sistema elettrico" del sito www.terna.it e seguendo le istruzioni riportate nel manuale di registrazione) ed utilizzando l'apposita funzione disponibile nella pagina relativa alla pratica in oggetto.

Vi ricordiamo che, come previsto dal vigente Codice di Rete, l'accettazione dovrà essere corredata da documentazione attestante il pagamento del 30% del corrispettivo di connessione, così come definito nel seguente allegato A1 (l'importo è soggetto ad IVA), utilizzando il seguente conto:

Banca Popolare di Sondrio SpA

IBAN --- IT14K0569603211000005335X04 - SWIFT POSOIT22

Inserire nella causale di pagamento:

Codice pratica..... Versamento 30% del corrispettivo di connessione relativo all'impianto situato a (Comune / (Provincia),

ed allegare copia della disposizione bancaria dell'avvenuto pagamento sul portale MyTerna <https://myterna.terna.it>, completa del Codice Riferimento Operazione (CRO).

In assenza dell'accettazione del preventivo e del versamento della quota del corrispettivo nei termini indicati, la richiesta di connessione per l'impianto in oggetto dovrà intendersi decaduta.

Vi comunichiamo altresì che Terna ha provveduto ad individuare le aree e linee critiche sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in alta e altissima tensione secondo la metodologia approvata dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Vi informiamo che, qualora il Vs. impianto ricada in un'area/linea critica come da relativa pubblicazione sul sito di Terna, resta valido quanto previsto dalla normativa vigente ed in particolare dalle Delibere ARERA ARG/elt 226/12 e ARG/elt 328/12.

Vi informiamo che, per l'iter della Vs. pratica di connessione, nonché per quanto di nostra competenza relativamente al procedimento autorizzativo, il riferimento di Terna è l'Ing. Alessandra Zagnoni.

Contatti: Lorenzo Del Rio 0683139282

Vi rappresentiamo infine che, qualora sia Vs. intenzione avvalerVi della consulenza di Terna ai fini della predisposizione della documentazione progettuale da presentare in autorizzazione, a fronte del corrispettivo di cui all'allegato A.3 di cui sopra, è necessario formalizzare apposita richiesta a Terna.

Rimaniamo a disposizione per ogni eventuale chiarimento in merito.

Con i migliori saluti.

Enrico Maria Carlini

Firmato digitalmente da

Enrico Maria Carlini

Data e ora della firma: 13/04/2022 15:27:54

TEM36

All.:c.s.

Copia: DTSAR
SSD-DSC-ADE-AEANO
SSD-DSC-OML-POANO
DTSAR-AT-RL
SSD-RIT-REI-ARICA
GPI-SVP-PRA
SSD-PRI-PSR
Az.: SSD-PRI-CON

ALLEGATO A1

**SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE (STMG)
PER LA CONNESSIONE**



Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte eolica con potenza nominale pari a 144 MW e integrato con un sistema di accumulo da 42 MW da realizzare nei Comuni di LURAS (SS) e TEMPIO PAUSANIA (OT). La potenza in immissione richiesta è pari a 144 MW e la potenza in prelievo richiesta è pari a 42 MW. Codice Pratica: 202200017.

La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede che il Vs. impianto venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV in GIS denominata "Tempio" (prevista da Piano di Sviluppo di Terna), previa realizzazione di un nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE di Santa Teresa e la nuova SE Buddusò (di cui al Piano di Sviluppo di Terna).

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Vi comuniciamo che il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della Vs. centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Vi informiamo fin d'ora che al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione; in alternativa sarà necessario prevedere ulteriori interventi di ampliamento da progettare.

In relazione a quanto stabilito dall'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e s.m.i., Vi comuniciamo inoltre che:

- i costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione del Vs. impianto, in accordo con quanto previsto dall'art. 1A.5.2.1 del Codice di Rete, sono di 450 k€ (al netto del costo dei terreni e della sistemazione del sito e nel rispetto di quanto previsto nel documento "Soluzioni Tecniche convenzionali per la connessione alla RTN – Rapporto sui costi medi degli impianti di rete" pubblicato sul ns. sito www.terna.it);
- il corrispettivo di connessione, in accordo con quanto previsto dal Codice di Rete, è pari al prodotto dei costi sopra indicati per il coefficiente relativo alla quota potenza impegnata a Voi imputabile, pari in questo caso a 0,4431;
- i tempi di realizzazione delle opere RTN necessarie alla connessione sono 20 mesi per la realizzazione delle nuove SE e 8 mesi +1 mese/km per i nuovi elettrodotti a 150 kV.

I tempi di realizzazione suddetti decorrono dalla data di stipula del contratto di connessione di cui all'Allegato A.57 del Codice di Rete (disponibile sul ns. sito www.terna.it), che potrà avvenire solo a valle dell'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie, nonché dei titoli di proprietà o equivalenti sui suoli destinati agli impianti di trasmissione.



Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte eolica con potenza nominale pari a 144 MW e integrato con un sistema di accumulo da 42 MW da realizzare nei Comuni di LURAS (SS) e TEMPIO PAUSANIA (OT). La potenza in immissione richiesta è pari a 144 MW e la potenza in prelievo richiesta è pari a 42 MW. Codice Pratica: 202200017.

Per maggiori dettagli sugli standard tecnici di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, Vi invitiamo a consultare i documenti pubblicati sul sito www.terna.it sezione Codice di Rete.

Facciamo altresì presente che, in relazione alla imprescindibile necessità di garantire la sicurezza di esercizio del sistema elettrico e la continuità di alimentazione delle utenze, pur in presenza della priorità di dispacciamento per le centrali a fonte rinnovabile, è necessario che gli impianti siano realizzati ed eserciti nel pieno rispetto di tutto quanto previsto dal Codice di Rete e dalla normativa vigente, compresa la norma tecnica CEI 11-32.

Vi segnaliamo che in ogni caso la connessione alla rete del Vs. impianto in oggetto non dovrà determinare un degrado della qualità della tensione del sistema elettrico nazionale, pertanto dovrà essere limitata l'immissione in rete dei disturbi da flicker, da distorsione armonica e da dissimetria della tensione secondo quanto previsto dal Codice di Rete e pertanto sarà cura del richiedente installare a proprie spese adeguati sistemi di compensazione, nel caso in cui non siano rispettati i parametri di qualità definiti nel Codice di Rete.

Vi informiamo inoltre che, così come riportato nel prospetto informativo Allegato A.2 *"Adempimenti ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni"*:

- la STMG contiene unicamente lo schema generale di connessione alla RTN, nonché i tempi ed i costi medi standard di realizzazione degli impianti RTN;
- ai fini autorizzativi nell'ambito del procedimento unico previsto dall'art. 12 del D.lgs. 387/03 è indispensabile che il proponente presenti alle Amministrazioni competenti la documentazione progettuale completa delle opere RTN benestariata da Terna.

Rappresentiamo pertanto la necessità che il progetto delle opere RTN sia sottoposto a Terna per la verifica di rispondenza ai requisiti tecnici di Terna medesima, con conseguente rilascio del parere tecnico che dovrà essere acquisito nell'ambito della Conferenza dei Servizi di cui al D.lgs. 387/03.

Riteniamo opportuno segnalare che, in considerazione della progressiva evoluzione dello scenario di generazione nell'area:

- sarà necessario prevedere adeguati rinforzi di rete, alcuni dei quali già previsti nel Piano di Sviluppo della RTN;
- non si esclude che potrà essere necessario realizzare ulteriori interventi di rinforzo e potenziamento della RTN, nonché adeguare gli impianti esistenti alle nuove correnti di corto circuito; tali opere potranno essere programmate in funzione dell'effettivo scenario di produzione che verrà via via a concretizzarsi.



Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte eolica con potenza nominale pari a 144 MW e integrato con un sistema di accumulo da 42 MW da realizzare nei Comuni di LURAS (SS) e TEMPIO PAUSANIA (OT). La potenza in immissione richiesta è pari a 144 MW e la potenza in prelievo richiesta è pari a 42 MW. Codice Pratica: 202200017.

Pertanto, fino al completamento dei suddetti interventi, ferma restando la priorità di dispacciamento riservata agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, non sono comunque da escludere, in particolari condizioni di esercizio, limitazioni della potenza generata dai nuovi impianti di produzione, in relazione alle esigenze di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio di trasmissione e dispacciamento.

Enrico Maria Carlini

Firmato digitalmente da

Enrico Maria Carlini

Data e ora della firma: 13/04/2022 15:28:07

ALLEGATO A.2

**ADEMPIMENTI AI FINI DELL'OTTENIMENTO DELLE
AUTORIZZAZIONI
PROSPETTO INFORMATIVO**

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

INDICE

1	OGGETTO ED AMBITO DI APPLICAZIONE.....	1
2	PROCEDURE DI COORDINAMENTO CON IL GESTORE PER LE ATTIVITA' DI PROGETTAZIONE FINALIZZATE ALL'OTTENIMENTO DELLE AUTORIZZAZIONI.....	1
2.1	Autorizzazioni a cura del soggetto richiedente.....	1
2.2	Autorizzazioni a cura del Gestore	4
3	AUTORIZZAZIONE – RIFERIMENTI LEGISLATIVI	5
3.1	Impianti soggetti ad iter unico.....	5
3.1.1	<i>Voltura a favore del Gestore dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio.....</i>	<i>7</i>
3.2	Impianti non soggetti ad iter unico.....	7

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

1 OGGETTO ED AMBITO DI APPLICAZIONE

Con Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i. l'Autorità per l'energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ha disciplinato le condizioni tecniche ed economiche per le connessioni alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica e linee elettriche di connessione.

Ai sensi della citata Delibera, il Gestore fornisce, all'interno del preventivo di connessione (di seguito preventivo), un documento con l'elenco degli adempimenti a cura del soggetto richiedente la connessione (di seguito soggetto richiedente) per l'ottenimento delle autorizzazioni delle opere di rete.

Il presente documento risponde a tale finalità e ha uno scopo meramente informativo, al fine di facilitare il soggetto richiedente nella cura degli adempimenti necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione. Per un quadro completo dei diritti e degli obblighi che sorgono in capo al soggetto richiedente la connessione si rimanda a quanto previsto dal Codice di rete.

In base a quanto previsto dal Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete (Codice di Rete), che recepisce le condizioni di cui alla Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i., il Gestore, a seguito di una richiesta di connessione, elabora il preventivo, che comprende tra l'altro, la soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG).

La STMG è definita dal Gestore sulla base di criteri finalizzati a garantire la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio della rete su cui il nuovo impianto si va ad inserire, tenendo conto dei diversi aspetti tecnici ed economici associati alla realizzazione delle opere di allacciamento.

In particolare il Gestore analizza ogni iniziativa nel contesto di rete in cui si inserisce e si adopera per minimizzare eventuali problemi legati alla eccessiva concentrazione di iniziative nella stessa area, al fine di evitare limitazioni di esercizio degli impianti di generazione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

La STMG contiene unicamente lo schema generale di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), nonché i tempi ed i costi medi standard di realizzazione degli impianti di rete per la connessione.

2 PROCEDURE DI COORDINAMENTO CON IL GESTORE PER LE ATTIVITA' DI PROGETTAZIONE FINALIZZATE ALL'OTTENIMENTO DELLE AUTORIZZAZIONI

2.1 Autorizzazioni a cura del soggetto richiedente

Il Gestore, all'atto dell'accettazione del preventivo, consente al soggetto richiedente di poter espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per gli impianti di produzione e di utenza, anche per le opere di rete strettamente necessarie

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

per la connessione alla RTN, indicate nella STMG, fermo restando che in presenza di iter unico, le autorizzazioni di tali opere saranno obbligatoriamente a cura del soggetto richiedente.

Il soggetto richiedente che si avvalga della facoltà suindicata è responsabile di tutte le attività correlate alle procedure autorizzative, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle Amministrazioni competenti.

In particolare, ai fini della predisposizione della documentazione progettuale (ed eventuale supporto tecnico in iter autorizzativo) da presentare in autorizzazione, il soggetto richiedente può avvalersi della consulenza del Gestore a fronte di una remunerazione stabilita dal Gestore medesimo nel preventivo, secondo principi di trasparenza e non discriminazione.

Al fine di formalizzare quanto sopra, il soggetto richiedente adempie agli “*Impegni per la progettazione*”¹ di cui al Codice di Rete, mediante l'utilizzo del portale MyTerna (o attraverso invio del Modello 4/a disponibile su www.terna.it), con cui tra l'altro, si impegna incondizionatamente ed irrevocabilmente a:

- individuare in accordo con Terna le aree per la realizzazione delle opere RTN necessarie alla connessione e successivamente sottoporre al Gestore, prima della presentazione alle preposte Amministrazioni, il progetto di tali opere, indicate nella STMG, ai fini del rilascio, da parte del Gestore, del parere di rispondenza ai requisiti tecnici indicati nel Codice di Rete, allegando al progetto copia della disposizione bancaria² dell'avvenuto pagamento del corrispettivo di cui al Codice medesimo, nella misura fissa di 2500 Euro (IVA esclusa)³;
- assumere gli oneri economici relativi alla procedura autorizzativa;
- (se del caso) cedere a titolo gratuito al Gestore, nei casi di iter unico con autorizzazione emessa a nome del soggetto richiedente, il progetto come autorizzato e l'autorizzazione relativa alle opere di rete strettamente necessarie per la connessione, per l'espletamento degli adempimenti di competenza del Gestore medesimo ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti;
- manlevare e tenere indenne il Gestore e gli eventuali affidatari della realizzazione delle opere di rete da qualunque pretesa possa essere avanzata in relazione all'utilizzazione del progetto;
- autorizzare espressamente il Gestore ad utilizzare il progetto riguardante gli impianti elettrici di connessione alla Rete Elettrica Nazionale e a diffonderlo ad altri soggetti del settore energetico direttamente interessati ad utilizzarlo, rinunciando espressamente ai diritti di proprietà intellettuale, di sfruttamento economico e di utilizzo, di riproduzione ed elaborazione (in ogni forma e modo nel complesso ed in ogni singola parte), degli elaborati, disegni, schemi, e specifiche e degli altri documenti inerenti il detto progetto creati e realizzati dal soggetto

¹ Anche nel caso in cui il soggetto richiedente si sia avvalso della consulenza del Gestore per l'elaborazione del progetto, lo stesso è tenuto a presentare al Gestore gli impegni per la progettazione di cui al Codice di Rete unitamente al progetto, affinché il Gestore possa verificare le modalità di collegamento degli impianti di utente sugli impianti RTN in progetto. Qualora sia previsto ad esempio il collegamento di più impianti di utente ad una medesima stazione elettrica RTN il Gestore dovrà verificare che non vi siano sovrapposizioni nell'utilizzo degli stalli in stazione.

² Tale corrispettivo dovrà essere versato su Banca Popolare di Sondrio IBAN IT90P0569603211000005500X72, SWIFTPOS0IT22, intestato a TERNA S.p.A. - causale di pagamento: “Trasmissione progetto impianto Codice Pratica da ... kW sito nel comune di per parere di rispondenza”.

³ Nel caso in cui il soggetto richiedente si sia avvalso della consulenza del Gestore per l'elaborazione del progetto completo tale corrispettivo sarà nullo.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

richiedente e/o da questo commissionati a terzi. Il Gestore riconosce che il richiedente non è responsabile per l'uso che i soggetti presso i quali il progetto verrà diffuso faranno dello stesso e si impegna ad inserire tale specifica pattuizione negli accordi che intercorreranno tra il Gestore e i detti soggetti;

- autorizzare altresì il Gestore e gli eventuali affidatari ad effettuare tutte le eventuali variazioni e modifiche che si dovessero rendere necessarie ai fini della progettazione esecutiva e della realizzazione delle opere suddette.

Il progetto delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione dovrà essere elaborato in piena osservanza della STMG fornita dal Gestore, nonché di quanto riportato nella specifica tecnica *"Guida alla preparazione della documentazione tecnica per la connessione alla RTN degli impianti di Utente"*.

Tale specifica tecnica, allegata al presente documento e disponibile sul sito www.terna.it, contiene la documentazione tecnica di base che deve essere prodotta per l'esame preliminare di fattibilità dell'allacciamento alla RTN degli impianti, nonché per la verifica di rispondenza del progetto ai requisiti del Gestore, ai fini delle richieste di autorizzazione. Inoltre, ove previsto dalla normativa vigente, la documentazione suddetta dovrà essere integrata con gli studi e le valutazioni dell'impatto territoriale, paesaggistico ed ambientale delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione.

Il progetto sarà inviato al Gestore mediante la compilazione del Modello 4/b *"Trasmissione degli elaborati di progetto"* di cui al Codice di rete e disponibile sul sito www.terna.it.

Rientrano le opere di rete strettamente necessarie per la connessione interventi quali ad esempio:

- 1) nuova stazione elettrica (S.E.) e relativi raccordi di collegamento su linea esistente, compresi punti di raccolta AAT - AT;
- 2) modifiche o ampliamenti di S.E. esistenti (ad esempio nuovo stallo AT o AAT o eventuale nuova sezione AT o AAT);
- 3) interventi di potenziamento e/o ricostruzione di elettrodotti e realizzazione di nuovi elettrodotti, necessari per la connessione.

Per quanto riguarda i casi in cui vi sia una pluralità di soluzioni di connessione che interessano il medesimo impianto RTN, la localizzazione ed il progetto di tale impianto è definita in stretto coordinamento con il Gestore che si adopera per raggiungere, ove possibile, un comune accordo tra i soggetti interessati dalla medesima STMG, al fine:

- del raggiungimento di una localizzazione condivisa delle aree destinate ai nuovi impianti RTN;
- della definizione di un unico progetto da presentare alle competenti Amministrazioni.

Relativamente ai terreni interessati dagli interventi, il soggetto autorizzante dovrà disporre di titolo di proprietà o predisporre gli atti che gli consentano di attuare la procedura di esproprio.

In seguito alla predisposizione della documentazione di progetto e prima dell'approvazione della stessa da parte del Gestore, il soggetto richiedente rende disponibile al Gestore il progetto

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

medesimo, autorizzandolo altresì alla riproduzione e divulgazione dello stesso ai fini delle relative attività di connessione e sviluppo di sua competenza.

A valle del benessere al progetto, relativamente alla verifica della rispondenza ai requisiti tecnici del Gestore, lo stesso sarà trasmesso a tutte le società cui è stata fornita la medesima STMG, in modo che le stesse società possano tenerne conto, nei propri iter autorizzativi presso le competenti Amministrazioni.

Il soggetto richiedente che abbia ottenuto le autorizzazioni provvede a far sì che le stesse siano trasferite a titolo gratuito al Gestore. A tal fine il soggetto richiedente ed il Gestore inviano alle competenti Amministrazioni richiesta congiunta di voltura a favore del Gestore delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione, per l'espletamento degli adempimenti di competenza ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti.

2.2 Autorizzazioni a cura del Gestore

Il soggetto richiedente, all'atto dell'accettazione del preventivo:

- dichiara di volersi avvalere del Gestore per l'avvio e la gestione della procedura autorizzativa presso le competenti Amministrazioni; richiede al Gestore, a fronte di una remunerazione stabilita nel preventivo dal Gestore medesimo secondo principi di trasparenza e non discriminazione, di elaborare la documentazione progettuale;
- provvede alla richiesta di autorizzazione e gestione dell'iter autorizzativo delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN, indicate nella STMG, su eventuale mandato del Gestore, nei casi di cui al punto 3.2, e sempre in presenza dell'iter unico nei casi di cui al punto 3.1.

In base a quanto disposto dalla Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i. entro 90 (novanta) giorni lavorativi per connessioni in AT e 120 (centoventi) giorni per connessioni AAT dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo da parte del richiedente, il Gestore presenta, informando il soggetto richiedente stesso, le richieste di autorizzazioni di propria competenza e, con cadenza semestrale, lo tiene aggiornato sullo stato di avanzamento dell'iter autorizzativo medesimo.

Resta inteso che, ove necessario, e previo accordo con il soggetto richiedente, il Gestore potrà avviare, prima della richiesta di autorizzazione, una fase di concertazione preventiva con le Amministrazioni e gli E.E. L.L. atta a favorire ed accelerare l'esito positivo dell'iter autorizzativo.

In tal caso sarà possibile derogare dalle tempistiche di cui alla citata delibera.

Non sussisterà alcuna responsabilità del Gestore per inadempimenti dovuti a forza maggiore, caso fortuito, ovvero ad eventi comunque al di fuori del loro controllo

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

3 AUTORIZZAZIONE – RIFERIMENTI LEGISLATIVI

3.1 Impianti soggetti ad iter unico

➤ Impianti di generazione sottoposti al D. Lgs. 387/03

Nel caso di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili sottoposti al decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, l'articolo 12 comma 3, prevede che *“La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione”*. Ai sensi del successivo comma 4, *“l'autorizzazione “è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni”*. Le opere connesse e le infrastrutture indispensabili di cui al citato articolo 12 comprendono anche, specifica l'articolo 1-octies del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105 *“le opere di connessione alla rete elettrica di distribuzione e alla rete di trasmissione nazionale necessarie all'immissione dell'energia prodotta dall'impianto come risultanti dalla soluzione di connessione rilasciata dal gestore di rete”*.

Gli impianti di generazione e le relative opere connesse sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla Regione o Provincia da essa delegata, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico.

Tali pareri sono acquisiti nell'ambito della Conferenza dei Servizi che costituisce uno strumento di semplificazione dei procedimenti decisionali in materia di realizzazione di interventi di trasformazione del territorio, in quanto consente di assumere in un unico contesto tutti i pareri, le autorizzazioni, i nulla osta o gli assensi delle varie Amministrazioni coinvolte.

Nell'iter autorizzativo dell'impianto di produzione confluiscono quindi le opere connesse ed infrastrutture indispensabili ai fini della connessione dell'impianto di produzione alla rete, comprese le opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

L'art. 13 del D.M. 10 settembre 2010, recante *“Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*, indica i contenuti minimi dell'istanza per l'autorizzazione unica. Ai sensi della lettera f), ai fini dell'ammissibilità dell'istanza, è indispensabile che il soggetto richiedente allegghi alla propria documentazione *“il preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete elettrica nazionale, esplicitamente accettato dal proponente; al preventivo sono allegati gli elaborati necessari al rilascio dell'autorizzazione degli impianti di rete per la connessione, predisposti dal gestore di rete competente, nonché gli elaborati relativi agli eventuali impianti di utenza per la connessione, predisposti dal proponente.”*.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

Il soggetto richiedente che abbia accettato il preventivo definito dal Gestore, sottopone a quest'ultimo la documentazione relativa al progetto delle opere elettriche necessarie per la connessione per la verifica di rispondenza alla STMG, al Codice di Rete ed ai requisiti tecnici del Gestore.

Il parere tecnico rilasciato dal Gestore dovrà essere acquisito nell'ambito della Conferenza dei Servizi.

In base all'art. 14 del D.lgs. 387/03, l'AEEG *"emana specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili"*, secondo alcuni principi:

- lettera f-quater) è previsto *"l'obbligo di connessione prioritaria alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili anche nel caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui"*;
- lettera f-quinquies) *"prevedono che gli interventi obbligatori di adeguamento della rete di cui alla lettera f-quater), includano tutte le infrastrutture tecniche necessarie per il funzionamento della rete e tutte le installazioni di connessione, anche per gli impianti di autoproduzione, con parziale cessione alla rete dell'energia elettrica prodotta"*.

Affinché il Gestore garantisca quanto indicato ai commi suddetti, è necessario che il soggetto richiedente autorizzi, tramite procedimento unico le opere di rete e gli interventi su rete esistente strettamente necessari per la connessione indicati nella STMG formulata dal Gestore.

Ciò consente di connettere alla RTN anche impianti di produzione realizzati in zone a bassa copertura di rete (in cui al rete non è presente o è distante dagli impianti di produzione), o altresì zone in cui la rete è poco magliata, o non adeguata ad accogliere ulteriore potenza rispetto a quella installata.

Il comma 2 dell'art. 14, del D.lgs. 387/03 prevede inoltre che *"costi associati allo sviluppo della rete siano a carico del gestore della rete"*.

Tali interventi saranno pertanto a carico del Gestore e saranno realizzati dal Gestore medesimo.

- Impianti di generazione autorizzati ai sensi del decreto legge 7 febbraio 2012, n. 7, convertito con Legge 9 aprile 2002, n. 55

Gli impianti di generazione di potenza termica superiore a 300 MW sono autorizzati ai sensi del decreto legge 7 febbraio 2012, n. 7, convertito con Legge 9 aprile 2002, n. 55, che prevede un'autorizzazione unica di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico per gli impianti di produzione e *"le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, ivi compresi gli interventi di sviluppo e adeguamento della rete elettrica di trasmissione nazionale necessari all'immissione in rete dell'energia prodotta"*, indicati espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 2
		Rev. 03 del 13.07.2012

➤ Impianti di cogenerazione autorizzati ai sensi del D. Lgs. 115/08

Gli impianti di cogenerazione di potenza termica inferiore a 300 MW sono autorizzati ai sensi dell'articolo 11, comma 7 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, che prevede un'autorizzazione unica da parte dell'Amministrazione competente per gli impianti di produzione e per le relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili, comprese le opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

3.1.1 Voltura a favore del Gestore dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio

L'autorizzazione unica rilasciata dalle competenti Amministrazioni, dovrà espressamente prevedere per le opere di rete strettamente necessarie per la connessione, l'autorizzazione oltre che alla costruzione anche all'esercizio.

Dal momento che tali impianti risulteranno nella proprietà del Gestore e saranno eserciti dal Gestore medesimo, è indispensabile che l'Amministrazione competente provveda, a fronte di richiesta congiunta del Gestore e del soggetto richiedente, all'emissione di apposito decreto di voltura a favore del Gestore dell'autorizzazione completa relativamente alla costruzione ed esercizio degli impianti RTN.

3.2 Impianti non soggetti ad iter unico

Nel caso di connessione di impianti di generazione da fonte convenzionale di potenza termica non superiore a 300 MW e non soggetti all'autorizzazione di cui al Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115 e di impianti di generazione non sottoposti al Decreto Legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, l'autorizzazione delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate dal Gestore nella STMG, è di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi del Decreto Legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con legge 27 ottobre 2003, n. 290 e successive modificazioni.

Come descritto al paragrafo 2, la richiesta di autorizzazione è a cura del Gestore ed il provvedimento di autorizzazione è rilasciato a nome del Gestore medesimo.

In alternativa, previo apposito mandato del Gestore e qualora ritenuto possibile dal Ministero dello Sviluppo Economico, il soggetto richiedente avvia e gestisce la procedura autorizzativa per conto del Gestore medesimo al fine di ottenere le autorizzazioni delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione.

Le autorizzazioni succitate saranno ottenute a nome del Gestore, che parteciperà in ogni caso alle Conferenze di Servizi indette e che approverà le eventuali modifiche progettuali richieste.

ALLEGATO A.3

PROGETTO DELLE OPERE RTN NECESSARIE PER LA CONNESSIONE

**DETERMINAZIONE DEL CORRISPETTIVO PER LA PREDISPOSIZIONE DELLA
DOCUMENTAZIONE DA PRESENTARE NELL'AMBITO DELL'ITER
AUTORIZZATIVO E ASSISTENZA / GESTIONE ITER AUTORIZZATIVO**

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

INDICE

1	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	3
2	DETTAGLIO DELLE PRESTAZIONI E VALORI DI RIFERIMENTO DEI CORRISPETTIVI	3
2.1	Piano Tecnico delle Opere (PTO).....	3
	2.1.1 PTO stazioni	3
	2.1.2 PTO elettrodotti aerei	4
	2.1.3 PTO elettrodotti in cavo	5
2.2	Studio di impatto ambientale (SIA) e altri elaborati eventualmente richiesti ai sensi della normativa vigente	6
2.3	Elaborazione della relazione tecnica sui campi elettromagnetici	7
2.4	Predisposizione della documentazione per l'imposizione del vincolo preordinato all'esproprio	7
2.5	Elaborazione della relazione geologica e sismica ⁽¹⁾	8
2.6	Elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica ⁽²⁾	8
	Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.....	8
2.7	Elaborazione della Relazione di indagine idraulica [EVENTUALE] ⁽³⁾.....	8
	Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.....	8
2.8	Gestione iter autorizzativo	9
	2.8.1 Assistenza all'iter autorizzativo	9
3	CORRISPETTIVI.....	9

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

1 RIFERIMENTI NORMATIVI

L'art. 21 del Testo Unico per le Connessioni Attive (TICA) recita: “[...] Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine delle autorizzazioni necessarie per la connessione; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo nell'ambito delle proprie MCC.”

L'art. 3 dello stesso regolamento prevede poi che **Terna** debba stabilire “le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell'iter autorizzativo.”

In ottemperanza agli obblighi sanciti dalla normativa vigente **Terna** propone le seguenti prestazioni finalizzate all'ottenimento dell'autorizzazione:

1. elaborazione del piano tecnico (PTO) delle opere connesse quali stazioni elettriche (A) ed elettrodotti aerei (B) o in cavo (C);
2. redazione di specifici elaborati ove richiesto ai sensi della vigente normativa: es. studio di impatto ambientale (SIA), relazione di incidenza ecologica, relazione paesaggistica;
3. elaborazione della relazione tecnica sui campi elettromagnetici;
4. predisposizione della documentazione per l'imposizione del vincolo preordinato all'esproprio;
5. elaborazione della relazione geologica e sismica asseverata da professionista abilitato;
6. elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica asseverata da professionista abilitato;
7. elaborazione della relazione di indagine idraulica [eventuale] (studio di compatibilità idraulica) asseverata da professionista abilitato;
8. gestione iter autorizzativo (A) o, nel caso di autorizzazione unica assistenza all'iter autorizzativo (B).

2 DETTAGLIO DELLE PRESTAZIONI E VALORI DI RIFERIMENTO DEI CORRISPETTIVI

2.1 Piano Tecnico delle Opere (PTO)

2.1.1 PTO stazioni

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

Il PTO si compone dei documenti di seguito specificati:

- relazione tecnica;
- cronoprogramma delle attività;
- rappresentazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata dall'opera con individuazione delle particelle catastali interessate;
- piante, prospetti e sezioni degli edifici;
- planimetria elettromeccanica;
- sezioni longitudinali delle varie parti di impianto;
- schema elettrico unifilare;
- rete di terra (indicazioni);
- principali caratteristiche tecniche dell'impianto (apparecchiature, servizi ausiliari, sistema di controllo, illuminazione, accessi, viabilità interna ed esterna, etc.);
- studio piano - altimetrico;
- indicazioni relative alla sicurezza antincendio;
- indicazioni sul rumore;
- (se del caso) indicazioni preliminari per la gestione delle terre e rocce da scavo;
- indicazioni sulla sicurezza.

	Formula di corrispettivo [k€]
SE smistamento 150 kV	$10,0 + 2,0 * S$
SE smistamento 220 kV	$12,5 + 2,5 * S$
SE smistamento 380 kV	$15,0 + 3,0 * S$
Nuova sezione SE 150 kV	$10,0 + 2,0 * S$
SE trasformazione 150/220 kV o 150/380 kV	$16,0 + 2,0 * S$
Nuovo stallo 150 kV	16
Nuovo stallo 220 kV	18
Nuovo stallo 380 kV	20

S = numero di stalli

2.1.2 PTO elettrodotti aerei

Il PTO si compone dei documenti di seguito specificati:

- relazione tecnica generale;

- cronoprogramma delle attività;
- tracciato degli elettrodotti su corografia 1:25000 con attraversamenti;
- elenco dei vincoli ambientali, paesaggistici, geologici, aeroportuali, pianificazione territoriale vigente, ect.;
- caratteristiche tecniche dei componenti di elettrodotti in aereo (sezione conduttori, morsetteria, isolatori, equipaggiamenti, corda di guardia, fondazioni, impianto di terra etc.);
- andamento dei campi elettrici e magnetici in funzione della corrente massima e determinazione delle fasce di rispetto secondo la normativa vigente;
- profilo plano-altimetrico con scelta dei sostegni 1 e loro distribuzione, con evidenza della fascia altimetrica compresa tra l'altezza massima prevista per i sostegni ed il franco minimo rispetto al piano campagna;
- planimetria catastale con la indicazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata e posizione dei sostegni;
- indicazioni sul rumore;
- (se del caso) indicazioni preliminari per la gestione delle terre e rocce da scavo;
- indicazioni sulla sicurezza.

	Formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto aereo 150 kV	$12,0 + 4,5 * l$
Elettrodotto aereo 220 kV	$13,5 + 4,7 * l$
Elettrodotto aereo 380 kV	$15,0 + 4,8 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.1.3 PTO elettrodotti in cavo

Il PTO si compone dei documenti di seguito specificati:

- relazione tecnica;
- cronoprogramma delle attività;
- tracciato degli elettrodotti su corografia con attraversamenti;

¹ (Se del caso, informazioni ulteriori sulle caratteristiche dei sostegni) Per le tipologie dei sostegni: ipotesi di carico, calcoli di verifica e diagrammi di utilizzazione, con riferimento alle norme vigenti. Per le tipologie di fondazioni di prevedibile utilizzo per l'intervento proposto: i rispettivi disegni e i calcoli di verifica, con riferimento alle norme vigenti.

- elenco dei vincoli ambientali, paesaggistici, geologici, aeroportuali, pianificazione territoriale vigente, ect.;
- caratteristiche tecniche dei cavi;
- sezione di scavo e posa dei cavi;
- tipici di attraversamenti dei cavi con altre infrastrutture;
- andamento dei campi elettrici e magnetici in funzione della corrente massima;
- planimetria catastale con la indicazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata;
- indicazioni sul rumore;
- (se del caso) indicazioni preliminari per la gestione delle terre e rocce da scavo;
- indicazioni sulla sicurezza.

	formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto in cavo MT	$6,0 + 1,2 * l$
Elettrodotto in cavo AT	$9,0 + 1,5 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.2 Studio di impatto ambientale (SIA) e altri elaborati eventualmente richiesti ai sensi della normativa vigente

Redazione di specifici elaborati ove richiesto ai sensi della vigente normativa: es. studio di impatto ambientale (SIA), relazione di incidenza ecologica, relazione paesaggistica

Redazione dello studio di impatto ambientale con eventuale verifica di assoggettabilità dell'impianto di utenza e dell'impianto di rete per la connessione secondo i disposti di cui al D.Lgs. 152/06 ed al D.Lgs 4/08. Il documento è asseverato a firma di tecnico abilitato.

	Formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto aereo 150 kV	$19,5 + 2,7 * l$
Elettrodotto aereo 220 kV	$21,0 + 2,9 * l$
Elettrodotto aereo 380 kV	$22,5 + 3,0 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.3 Elaborazione della relazione tecnica sui campi elettromagnetici

La documentazione si compone dei seguenti elaborati:

- relazione sui campi magnetici;
- tracciato degli elettrodotti su cartografia ufficiale;
- schema disposizione conduttori;
- andamento dei campi elettrici e magnetici in funzione della corrente massima e determinazione delle fasce di rispetto secondo la normativa vigente.

	formula di corrispettivo [k€]
Elettrodotto aerei	$7,5 + 1,5 * l$
Elettrodotto in cavo	$6,8 + 1,0 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

2.4 Predisposizione della documentazione per l'imposizione del vincolo preordinato all'esproprio

Elaborazione della documentazione necessaria ai sensi del T.U. 327/02 e s.m.i. sulla espropriazione per pubblica utilità costituita da:

- Predisposizione della documentazione per le pubblicazioni di rito (Albi pretori, quotidiani, ecc.) se gli intestatari sono maggiori o uguali a 50
- Predisposizione delle lettere di avvio del procedimento di esproprio o asservimento da inviare alle ditte interessate se gli intestatari sono minori di 50
- Elenchi delle ditte catastali interessati dalle opere in progetto, con definizione della superficie asservita
- Elenchi dei fogli e particelle dei terreni su cui ricadono le opere in progetto
- Planimetria catastale con la indicazione dell'area potenzialmente impegnata e dell'area impegnata

	Formula di corrispettivo [k€]
elettrodotto aerei	$7,5 + 0,5 * l$
elettrodotto in cavo	$7,5 + 0,3 * l$

l = lunghezza dell'elettrodotto [km]

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

2.5 Elaborazione della relazione geologica e sismica ⁽¹⁾

Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.

Corrispettivo [k€] 4

2.6 Elaborazione della relazione idrologica e idrogeologica ⁽²⁾

Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.

Corrispettivo [k€] 6,9

2.7 Elaborazione della Relazione di indagine idraulica [EVENTUALE] ⁽³⁾

Redazione della documentazione relativa alle aree interessate dalle opere in progetto.

Corrispettivo [k€] 6,9

⁽¹⁾ La relazione geologica e sismica sarà asseverata da professionista abilitato.

⁽²⁾ La relazione idrologica e idrogeologica dovrà tenere conto di tutti i vincoli correlati alla presenza del reticolo idrografico e dovrà evidenziare l'eventuale presenza di rischio idraulico di qualsiasi entità, la relazione dovrà essere asseverata da professionista abilitato.

⁽³⁾ La relazione di indagine idraulica dovrà essere sviluppata nel caso la *Relazione idrologica e idrogeologica* di cui al punto 2.6 evidenzi la presenza di rischio idraulico di qualsiasi entità e dovrà approfondirne la valutazione e prevedere le eventuali opere necessarie a contenere il rischio a garanzia della sicurezza degli impianti in progetto.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
		Rev. 01 del 13.07.2012

2.8 Gestione iter autorizzativo

Prevista solo nel caso in cui non sia possibile avvalersi di autorizzazione unica (impianti non disciplinati dal Dlgs. N. 387/2003, né dalla Legge n. 55/2002), l'attività consta nell'istruzione della domanda di autorizzazione per la costruzione ed esercizio degli impianti RTN, nella partecipazione in qualità di richiedente l'autorizzazione alle Conferenza di Servizi e a eventuali riunioni presso le amministrazioni interessate. Il prezzo per questo servizio è pari al 20 % del valore della progettazione delle opere calcolato secondo il presente prezziario, con l'aggiunta delle spese di istruttoria. Tale prezzo non comprende le spese di trasferta che saranno rimborsate a piè di lista.

2.8.1 Assistenza all'iter autorizzativo

L'attività, prevista in particolare nel caso in cui sia necessario avvalersi di autorizzazione unica (impianti disciplinati dal Dlgs. N. 387/2003, dalla Legge n. 55/2002 o merchant lines disciplinate dalla Legge N. 290/2003) consta nell'affiancamento del committente durante la Conferenza di Servizi ed in occasione di riunioni presso le amministrazioni interessate. Il prezzo per questo servizio è pari al 10 % del valore della progettazione delle opere calcolato secondo il presente prezziario. Tale prezzo non comprende le spese di trasferta che saranno rimborsate a piè di lista.

3 CORRISPETTIVI

I corrispettivi sono determinati da **Terna**, a seguito di apposita richiesta da parte del richiedente la connessione, sulla base dei valori di riferimento di cui al presente documento. In funzione della particolarità o specificità (anche in relazione alle diverse situazioni territoriali) delle attività richieste, i corrispettivi potranno differire di $\pm 10\%$ rispetto ai valori di riferimento complessivi indicati nel presente documento.

	PROSPETTO INFORMATIVO	Allegato 3
	Rev. 01 del 13.07.2012	

QUADRO SINOTTICO DEI VALORI DI RIFERIMENTO PER I CORRISPETTIVI

		formula di corrispettivo [k€]
Op	Stazioni	SE smistamento 150 kV 10,0 + 2,0 * S
		SE smistamento 220 kV 12,5 + 2,5 * S
		SE smistamento 380 kV 15,0 + 3,0 * S
		nuova sezione SE 150 kV 10,0 + 2,0 * S
		SE trasformazione 150/220 kV o 150/380 kV 16,0 + 2,0 * S
		nuovo stallo 150 kV 16
		nuovo stallo 220 kV 18
		nuovo stallo 380 kV 20
		elettrodotto aereo 150 kV 12,0 + 4,5 * I
		elettrodotto aereo 220 kV 13,5 + 4,7 * I
	elettrodotto aereo 380 kV 15,0 + 4,8 * I	
	elettrodotto in cavo MT 6,0 + 1,2 * I	
	elettrodotto in cavo AT 9,0 + 1,5 * I	
	elettrodotto aereo 150 kV 19,5 + 2,7 * I	
	elettrodotto aereo 220 kV 21,0 + 2,9 * I	
	elettrodotto aereo 380 kV 22,5 + 3,0 * I	
	elettrodotto aerei 7,5 + 1,5 * I	
	elettrodotto in cavo 6,8 + 1,0 * I	
	elettrodotto aerei 7,5 + 0,5 * I	
	elettrodotto in cavo 7,5 + 0,3 * I	
		4
		6,9
		6,9
		10% corrispettivo del progetto
	Relazione ARPA	
	Relazione ESPROPRIO	
	Relazione geologica e sismica	
	Relazione idrologica e idrogeologica	
	Relazione di indagine idraulica	
	Assistenza iter	

ALLEGATO A.4

COMUNICAZIONE DI AVVIO DEI LAVORI

Adempimenti di cui all'art. 31 della deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i.
dell'AEEG

COMUNICAZIONE AVVIO LAVORI

Per le connessioni in alta ed altissima tensione l'art. 31 dell'Allegato A della deliberazione 99/08 e s.m.i. prevede che il preventivo accettato dal richiedente cessi di validità qualora il medesimo soggetto non comunichi al gestore di rete l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica entro 18 (diciotto) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo.

Con riferimento a quanto sopra, nel caso in cui il termine sopraindicato non possa essere rispettato a causa della mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per causa di forza maggiore o per cause non imputabili al titolare dell'iniziativa, in ottemperanza agli obblighi sanciti dalla citata deliberazione, al fine di evitare la decadenza della soluzione accettata, è necessario che lo stesso comunichi al Gestore di Rete competente (entro 18 mesi dall'accettazione del preventivo per la connessione) la causa del mancato inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica; in tale caso sarà inoltre necessario trasmettere, con cadenza periodica di 180 giorni, una comunicazione recante un aggiornamento dell'avanzamento sullo stato lavori.

Per l'invio delle comunicazioni ora richiamate relative all'avvio o al mancato avvio dei lavori, occorre seguire la seguente procedura:

1. registrarsi, qualora non l'abbiate ancora fatto, sul portale My Terna, raggiungibile all'indirizzo <https://myterna.terna.it>, accedendo con la funzione "Primo accesso Controparti esistenti";
2. accedere alla funzione "Visualizza pratiche" e quindi selezionare la pratica di interesse (mediante il pulsante "Pratica");
3. all'interno della pagina dedicata alla pratica, utilizzare la funzione "SAL impianto di utenza" per comunicare la data di avvio lavori o il motivo del mancato avvio (in questo caso la data sarà recepita automaticamente dal sistema al momento della conferma);
4. compilare, a seconda dei casi, i campi delle date presunte di fine o avvio lavori;
5. Confermare i dati attraverso l'apposito pulsante.

I due campi "Data di avvio lavori" e "Motivo mancato avvio" sono mutuamente escludenti: sarà possibile valorizzarne uno solo.

Qualora però comunichiate l'avvio lavori dopo già averne in precedenza comunicato il ritardo, rimarrà visualizzato l'ultima motivazione inserita, ma sarà comunque possibile valorizzare la data di avvio dei lavori.

In assenza delle comunicazioni di cui sopra, verrà avviato il processo di decadimento del Preventivo per la Connessione dell'impianto in oggetto.

[PEC](#)

Spettabile

SARDEGNA PRIME SRL

VIA ALCIDE DE GASPERI, 8

74023 GROTTAGLIE (TA)

sardegnaprimesrl@pec.it

Spettabile

GE.CO.DOR SRL

VIA DE GASPERI 8

74023 GROTTAGLIE (TA)

gecodorsrl@pec.it

Oggetto: CP: 202200017 – Comune di LURAS (SS) e TEMPIO PAUSANIA (SS) – Comunicazione di esito Voltura.

Richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) con potenza nominale pari a 144 MW integrato con un sistema di accumulo da 42 MW. La potenza in immissione richiesta è pari a 144 MW e la potenza richiesta in prelievo è pari a 42 MW.

Con riferimento alla iniziativa in oggetto Vi comunichiamo, ai sensi della normativa vigente, che il processo di voltura della pratica di connessione si è concluso positivamente e che, a decorrere dalla data indicata nella richiesta di voltura da noi ricevuta, la società SARDEGNA PRIME SRL, ha acquisito la titolarità della pratica 202200017.

Contestualmente comunichiamo che, con effetti a decorrere dalla data suddetta, la pratica di connessione oggetto di voltura non è più nella titolarità della società GE.CO.DOR SRL

Cordiali Saluti.

Enrico Maria Carlini

Firmato digitalmente da

Enrico Maria Carlini

SerialNumber = TINIT-CRLNCM68H07H501D
Data e ora della firma: 18/04/2023 12:21:53

GC
Copia: PSE-CON