

Progetto per la costruzione e l'esercizio di un Impianto eolico denominato "Luras"

Progetto definitivo

Oggetto:

LUR.40 - Relazione tecnico - descrittiva

Proponente:



LURAS WINDFARM
ENERGY & INFRASTRUCTURE

Luras Windfarm
Via Dante 7
20123 Milano (Milano)

Progettista:



Stantec S.p.A.
Centro Direzionale Milano 2, Palazzo Canova
Segrate (Milano)

Rev. N.	Data	Descrizione modifiche	Redatto da	Rivisto da	Approvato da
01	30/04/2024	Integrati Commenti	S. Bossi	M. Carnevale	P. Polinelli
00	26/01/2024	Prima Emissione	S. Bossi	M. Carnevale	P. Polinelli

Fase progetto: Definitivo	Formato elaborato: A4
----------------------------------	------------------------------

Nome File: **LUR.40 - Relazione tecnico - descrittiva.docx**

Indice

1	PREMESSA	3
1.1	DESCRIZIONE DEL PROPONENTE.....	3
1.2	CONTENUTI DELLA RELAZIONE.....	3
2	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	4
2.1	INQUADRAMENTO GEOMORFOLOGICO DELL'AREA DI STUDIO.....	6
2.2	INQUADRAMENTO IDROGRAFICO	8
2.2.1	CARATTERISTICHE DELL'U.I.O. LISCIA.....	9
3	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	10
3.1	NORMATIVA DI PIANIFICAZIONE ENERGETICA	10
3.1.1	NORMATIVA DI RIFERIMENTO EUROPEA E NAZIONALE	10
3.1.2	PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONE SARDEGNA (PEARS)	16
4	CARATTERISTICA DELLA RISORSA EOLICA.....	20
5	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....	24
5.1	REALIZZAZIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 1)	24
5.1.1	LAYOUT DI PROGETTO	25
5.1.2	CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE DI PROGETTO	30
5.1.3	VALUTAZIONE DEI MOVIMENTI TERRA	49
5.2	ESERCIZIO DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 2)	51
5.3	DISMISSIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 3).....	53
5.4	ANALISI DEGLI SCENARI INCIDENTALI	53
5.5	CRONOPROGRAMMA	56
5.6	STIMA DEI COSTI.....	56
5.7	ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE.....	57

Indice delle figure

Figura 2-1: Inquadramento territoriale dell'impianto Luras.....	4
Figura 2-2: Inquadramento su ortofoto degli aerogeneratori in progetto.....	5
Figura 2-3: Inquadramento su ortofoto delle opere elettriche connesse in progetto.....	6
Figura 2-4: Panoramica con evidenza di tor e inselberg verso zona impianto; punto di scatto della foto dal dolmen Ladas (Luras).....	7
Figura 2-5: inquadramento geomorfologico dell'area con indicazione delle curve di livello e reticolo idrografico	8
Figura 2-6: Inquadramento idrografico – Stralcio Tav. 5/10 – Idrografia Superficiale del Piano di Tutela delle Acque (PTA). Il quadrato rosso indica l'area di progetto.....	9
Figura 4-1: Rosa dei venti a 130 m s.l.s.....	20
Figura 4-2: Distribuzione del vento Weibull	21
Figura 4-3: Mappa del vento.....	22
Figura 3-1: Inquadramento opere su CTR, vista complessiva aerogeneratori	26
Figura 3-2: Inquadramento opere su CTR, dettagli e legenda	29
Figura 3-3: Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,2 MW	33
Figura 3-4: Tipico Piazzola	35
Figura 3-5: Piazzola - parte definitiva.....	36
Figura 3-6: Tipologico pacchetto stradale	39
Figura 3-7: Sezioni di posa cavidotti su strada di progetto	42
Figura 3-8: Sezioni di posa cavidotti su strada asfaltata	43
Figura 3-9: Area cantiere 1	47
Figura 3-10: Aree cantiere 2	48
Figura 3-11: Area cantiere 3.....	48
Figura 5-1 Confronto aree tra fase di cantiere (sx) e fase di esercizio (dx) per la piazzola T1.....	52
Figura 5-2: Matrice di Rischio.....	55

1 PREMESSA

Stantec S.p.A., in qualità di Consulente Tecnico, è stata incaricata da Luras Windfarm S.r.l. di redigere il progetto definitivo per la costruzione di un nuovo impianto eolico denominato “Luras” ubicato nei comuni di Luras, Tempio Pausania e Calangianus in provincia di Sassari, in Sardegna, costituito da 5 aerogeneratori di potenza 6,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva pari a 31 MW e sistema BESS integrato da 10 MW di potenza.

1.1 DESCRIZIONE DEL PROPONENTE

Il soggetto proponente dell’iniziativa è LURAS WINDFARM S.R.L. avente sede legale a Milano (MI) CAP 20123, Via Dante 7, iscritta alla Camera di Commercio di Milano Monza Brianza Lodi, NUM. REA MI – 2702359, C.F. e P.IVA n. 13080440962, società che si occupa dello sviluppo, progettazione, costruzione, gestione e manutenzione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

1.2 CONTENUTI DELLA RELAZIONE

La presente relazione ha l’obiettivo di illustrare in estrema sintesi tutte le fasi del progetto in esame.

Il capitolo 2 illustra l’inquadramento territoriale, geomorfologico, meteorologico e idrografico dell’impianto in progetto.

Nel capitolo 3 si riportano i principali riferimenti normativi.

Il capitolo 4 riporta una sintesi dello studio della risorsa eolica ed infine nel capitolo 5 si riportano tutte le operazioni necessarie durante le fasi del progetto, l’analisi degli scenari incidentali, il cronoprogramma, i costi e l’analisi delle possibili ricadute sociali ed economiche.

2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il sito in cui sarà ubicato il parco eolico in oggetto, denominato Luras, è collocato nei comuni di Luras, Tempio Pausania e Calangianus nella provincia di Sassari, in Sardegna.

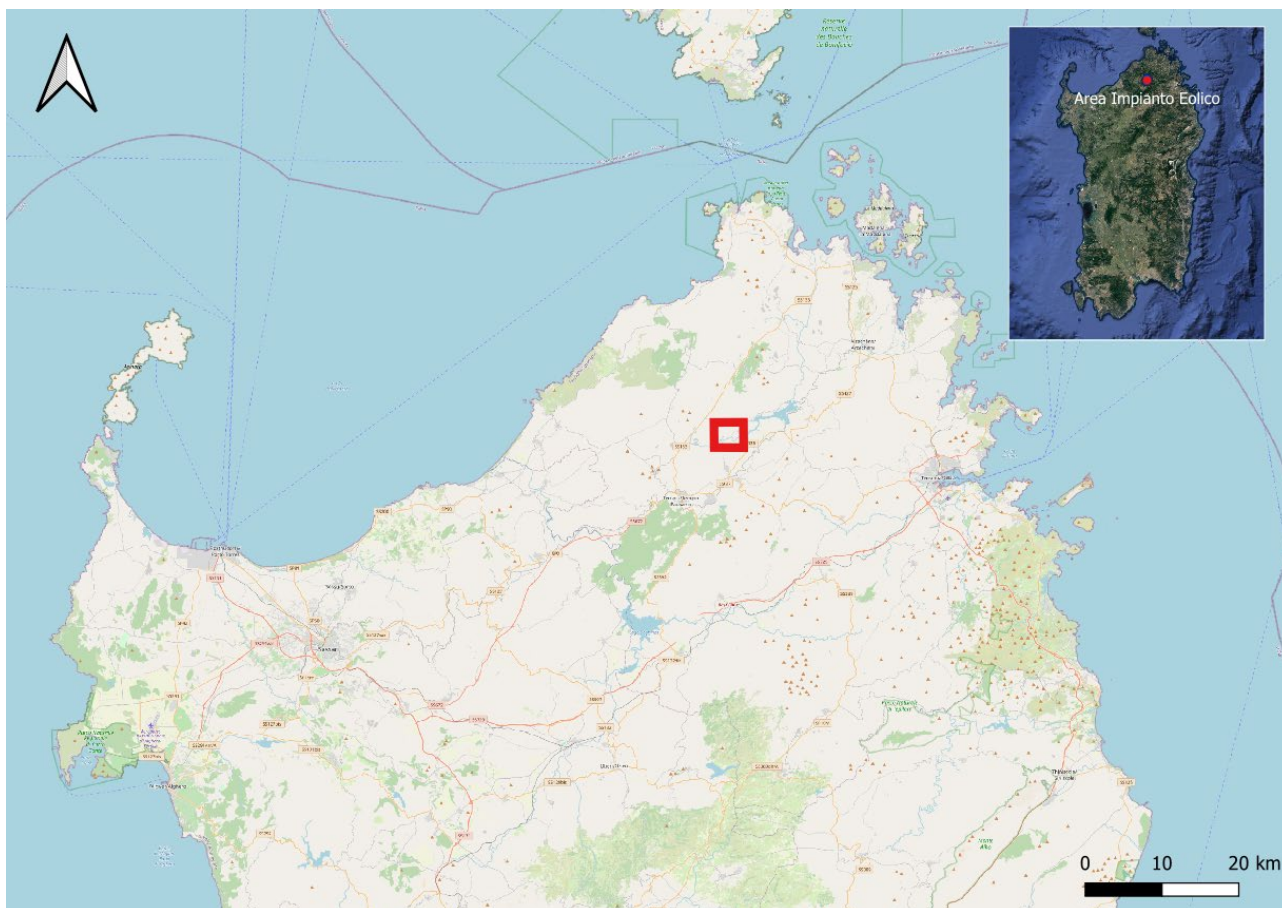


Figura 2-1: Inquadramento territoriale dell'impianto Luras

L'impianto eolico Luras è situato in una zona prevalentemente collinare caratterizzata da un'altitudine media pari a circa 330 m.s.l.m.

Il parco eolico ricade all'interno dei fogli catastali n° 12, 13, 16 e 19 del comune di Luras e all'interno del foglio n° 5 del comune di Tempio Pausania sezione B.

In Figura 2-2 e Figura 2-3 sono riportati gli inquadramenti territoriali su ortofoto rispettivamente degli aerogeneratori e delle opere elettriche connesse in progetto.

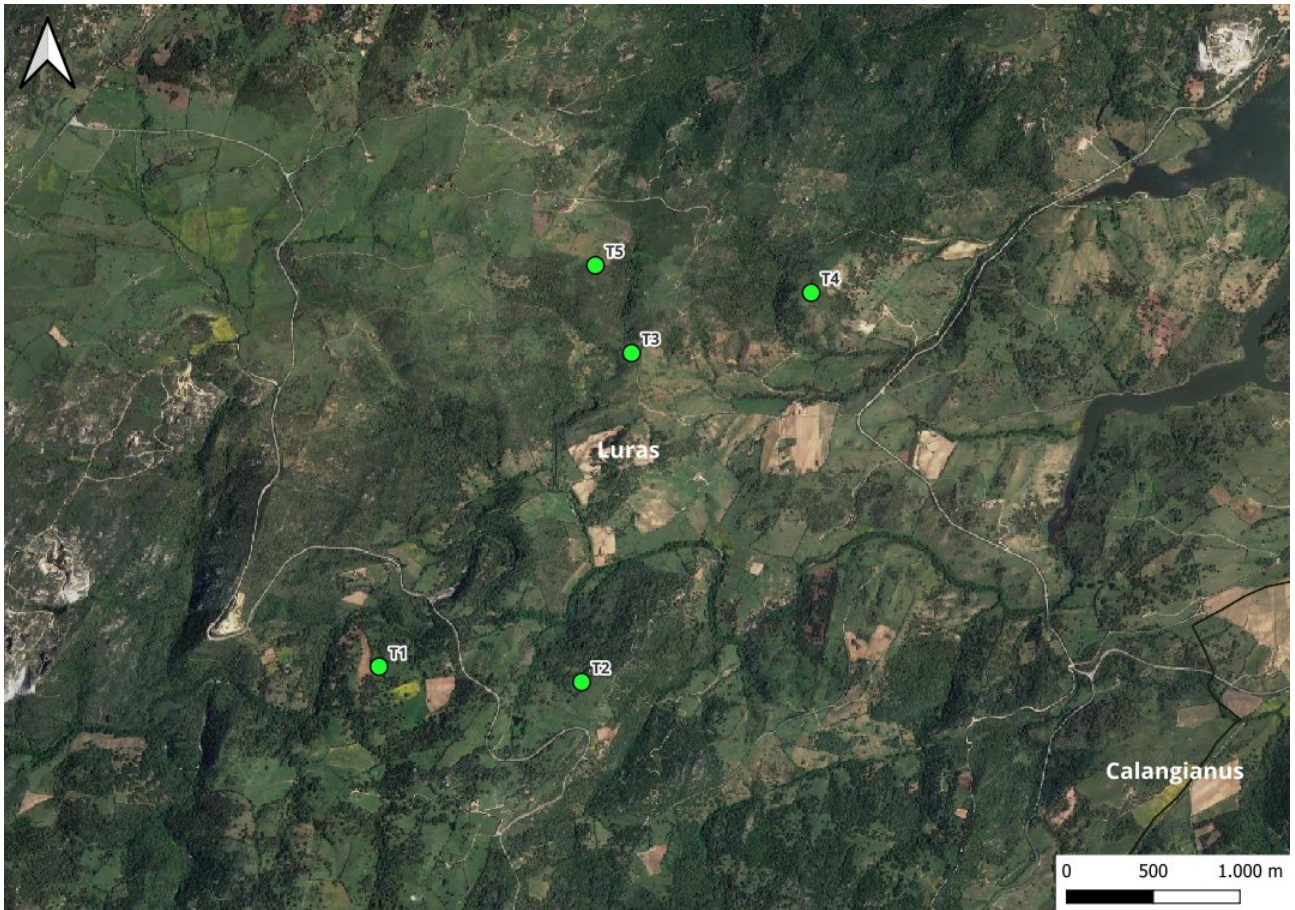


Figura 2-2: Inquadramento su ortofoto degli aerogeneratori in progetto

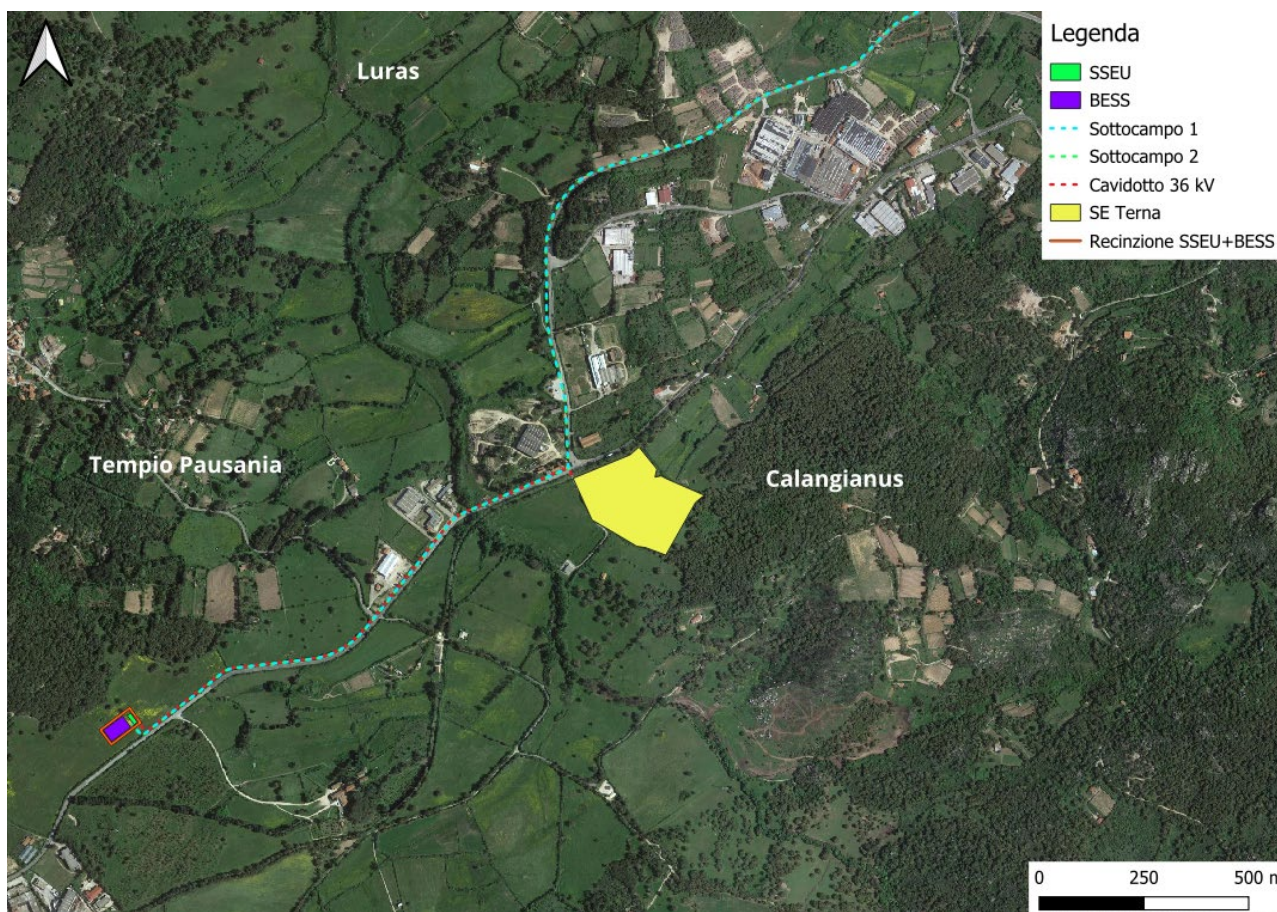


Figura 2-3: Inquadramento su ortofoto delle opere elettriche connesse in progetto

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

Tabella 2-1: Localizzazione geografica degli aerogeneratori di nuova costruzione

ID	Comune	Est [m]	Nord [m]
T1	Luras	513607	4534932
T2	Luras	514776	4534844
T3	Luras	515064	4536740
T4	Luras	516100	4537088
T5	Luras	514855	4537245

2.1 INQUADRAMENTO GEOMORFOLOGICO DELL'AREA DI STUDIO

L'area in esame occupa un settore interno della Sardegna settentrionale posto a cavallo tra il Golfo dell'Asinara e il Golfo di Olbia; la morfologia di questo settore è tipica del settore, contraddistinto da un insieme di aspetti geomorfologici e paesaggistici comuni negli ambienti granitici. È

fondamentalmente caratterizzata da un paesaggio di tipo montano con rilievi che raggiungono nella zona delle quote massime di 500 m slm (Monte San Pietro).

L'eredità strutturale ha svolto un ruolo importante nel modellamento dell'area dato che la maggior parte delle valli si approfondisce lungo le faglie e le fratture della tettonica alpina, orientale prevalentemente circa NE-SW. Il paesaggio assume gradualmente forme meno aspre che diventano decisamente più morbide soprattutto nel settore N e NE, in corrispondenza di litologie a composizione monzogranitica. Risultano del tutto assenti le piane alluvionali: la morfologia montuosa e collinare viene interrotta solo localmente da ampie distese di depositi detritici di fondovalle.

A scala più piccola l'erosione delle rocce cristalline lungo faglie e fratture ha generato un paesaggio tipico e ben descritto in zone aride. L'area, infatti, pur non essendo attualmente interessata da un clima arido, lo è stata per larga parte delle ultime fasi fredde pleistoceniche. Si tratta di forme caratteristiche di versante su rocce cristalline cioè tipici dossi e crinali arrotondati in cui le fratture, la loro intersezione, densità e persistenza, guidano l'erosione selettiva generando localmente ammassi cupoliformi, tor e pilastri più o meno isolati. Numerosi sono anche gli inselberg come quelli di Monte Pulchiana e forme da erosione selettiva delle rocce granitiche come campi di blocchi con mega boulder e tafoni e nidi d'ape.

Di seguito un particolare delle strutture morfologiche osservate durante il sopralluogo in sito condotto a giugno 2023.



Figura 2-4: Panoramica con evidenza di tor e inselberg verso zona impianto; punto di scatto della foto dal dolmen Ladas (Luras)



Figura 2-5: inquadramento geomorfologico dell'area con indicazione delle curve di livello e reticolo idrografico

2.2 INQUADRAMENTO IDROGRAFICO

L'impianto eolico greenfield "Luras" ricade interamente all'interno del bacino idrografico del Fiume Liscia, corrispondente all'Unità Idrografica Omogenea (U.I.O.) denominata "Liscia".

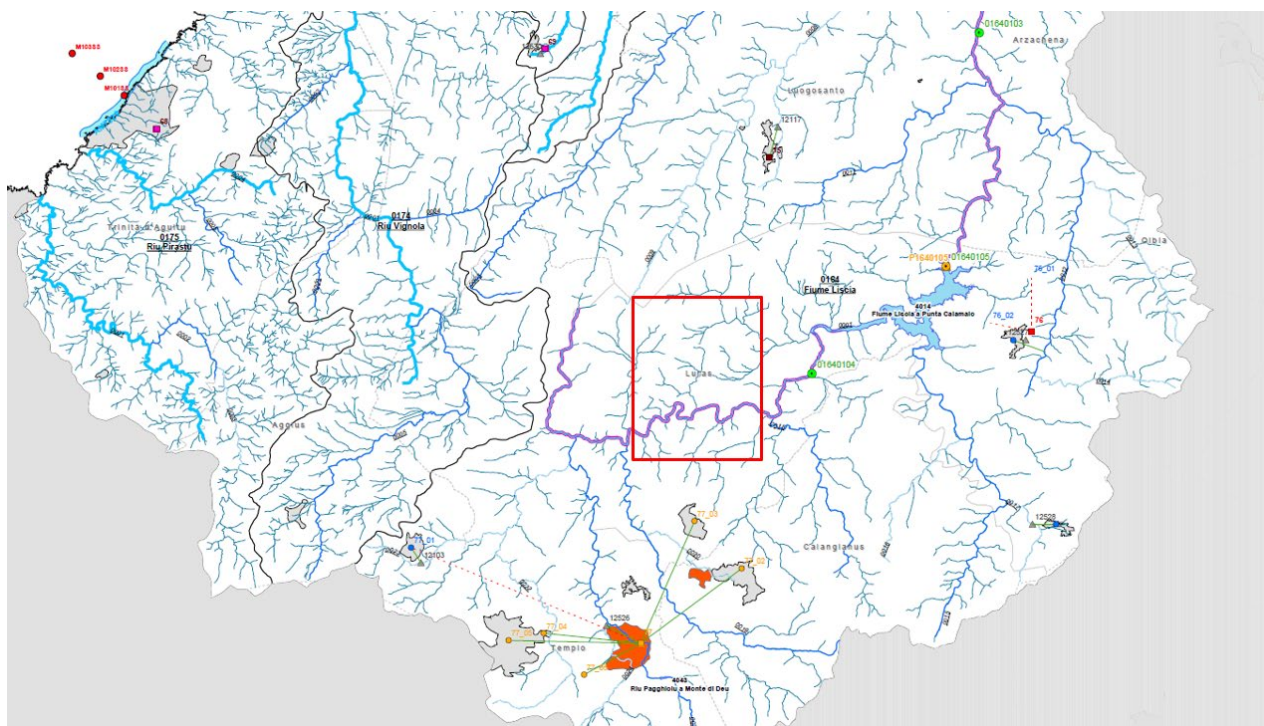


Figura 2-6: Inquadramento idrografico – Stralcio Tav. 5/10 – Idrografia Superficiale del Piano di Tutela delle Acque (PTA). Il quadrato rosso indica l'area di progetto.

2.2.1 CARATTERISTICHE DELL'U.I.O. LISCIA

L'U.I.O. del Liscia ha un'estensione di circa 1031 Km² ed è delimitata a Sud dal Massiccio del Limbara, ad Est dai rilievi di Punta Salici e Monte Littigheddu, sino ad arrivare sulla costa al promontorio di Isola Rossa, ad Ovest dai modesti rilievi del M.Pinna e di Punta di Manas e a Nord dalle Bocche di Bonifacio. L'altimetria della U.I.O. varia con quote che vanno da 0 m (s.l.m.) in corrispondenza della foce del Fiume Liscia ai 1285 m (s.l.m.) in corrispondenza dei Monti del Limbara.

Il bacino principale è quello del fiume Liscia, la cui superficie totale, misurata in corrispondenza della sezione più valliva (Liscia a Liscia), è di 562 Km².

Il fiume ha origine nel versante Nord del Massiccio del Limbara. Gli affluenti principali del fiume sono:

- a sinistra il Rio Bassacutena, che ha origine dalla confluenza del Rio di Viglieto e del Rio di Baldu, e il Rio Balaiana;
- a destra il Rio S. Paolo, il Rio Platu, il Rio Uddastru.

Oltre ai 13 corsi d'acqua del I ordine, tra cui si segnalano per importanza il Rio Pirastu e il Rio Vignola, nella U.I.O. del Liscia si contano anche 19 corsi d'acqua del II ordine.

I laghi della U.I.O. del Liscia sono ottenuti da due sbarramenti realizzati nel bacino del Fiume Liscia, il primo sul Fiume Liscia stesso, il secondo sul Rio Parapinta, detto anche Rio Pagghiolu.

Per un maggiore approfondimento riferirsi all'elaborato LUR.56 – Relazione idrologica idraulica.

3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Si riportano di seguito i principali riferimenti legislativi per la pianificazione energetica, l'autorizzazione e la costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili in Europa, Italia e Sardegna (si sottolinea che sono riportati solo i documenti rilevanti per questo tipo di studio).

3.1 NORMATIVA DI PIANIFICAZIONE ENERGETICA

3.1.1 NORMATIVA DI RIFERIMENTO EUROPEA E NAZIONALE

Il Green Deal europeo e l'evoluzione del Quadro regolatorio europeo in materia di energia e clima

Il Quadro regolatorio europeo in materia di energia e clima al 2030 è in continua evoluzione. La Commissione Europea ha adottato un pacchetto di proposte per rendere le politiche dell'UE in materia di ambiente, energia, uso del suolo, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Tale obiettivo è previsto dalla legge europea sul clima (Regolamento 2021/1119/UE) ed è a sua volta funzionale a trasformare l'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra, come indicato dal **Green Deal europeo**.

Con il "Green Deal europeo", l'Unione europea ha riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente e ha previsto un Piano d'azione finalizzato a trasformare l'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra. È stata riconosciuta anche la necessità di predisporre un quadro favorevole che vada a beneficio di tutti gli Stati Membri e comprenda strumenti, incentivi, sostegno e investimenti adeguati ad assicurare una transizione efficiente in termini di costi, giusta, socialmente equilibrata ed equa, tenendo conto delle diverse situazioni nazionali in termini di punti di partenza.

Uno dei punti cardine del Green Deal è consistito nella presentazione di una proposta di legge europea sul clima, recentemente adottata in via definitiva e divenuta Regolamento 2021/1119/UE. Il Regolamento ha formalmente sancito l'obiettivo della neutralità climatica al 2050 e il traguardo vincolante dell'Unione in materia di clima per il 2030 che consiste in una riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Si tratta di un nuovo e più ambizioso obiettivo rispetto a quello che era stato inizialmente indicato per il 2030 nel Regolamento 2018/1999/UE e nel Regolamento 2018/842/UE (riduzione di almeno il 40% delle emissioni al 2030 rispetto ai valori 1990).

Vi è uno stretto legame tra il raggiungimento dei nuovi obiettivi climatici e di transizione energetica e la realizzazione del Piano europeo di ripresa e resilienza. Per il finanziamento del Green deal e in risposta alla crisi senza precedenti causata dal Coronavirus, la Commissione Europea ha proposto il pacchetto temporaneo per la ripresa e sono state messe a disposizione specifiche risorse all'interno di **"Next Generation EU" (NGEU)**.

In particolare, il regolamento del NGEU prevede che un minimo del 37 per cento della spesa per investimenti e riforme programmata nei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) debba sostenere gli obiettivi climatici. Tutti gli investimenti e le riforme previste da tali piani devono rispettare il principio del "non arrecare danni significativi" all'ambiente. In tale contesto, gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili e alternative e di efficienza energetica rivestono un ruolo centrale. Nell'ambito di NGEU, vi sono anche le risorse del Fondo speciale per una transizione giusta, finalizzato a sostenere la transizione equilibrata di quei territori degli Stati Membri, individuati - dopo una interlocuzione con le Istituzioni europee - a più alta intensità di emissioni di CO2 e con il più elevato numero di occupati nel settore dei combustibili fossili.

Il pacchetto legislativo europeo "Fit-for-55"

Gli obiettivi 2030 legislativamente fissati nel Clean energy package sono dunque attualmente in evoluzione, essendo in corso una revisione al rialzo dei target in materia di riduzione di emissioni, energie rinnovabili e di efficienza energetica originariamente previsti. L'UE sta, infatti, lavorando alla revisione di tali normative al fine di allinearle alle nuove ambizioni. Il 14 luglio 2021, la Commissione Europea ha adottato una serie di proposte legislative che definiscono come si intende raggiungere la neutralità climatica nell'UE entro il 2050, compreso l'obiettivo intermedio di riduzione netta di almeno il 55% delle emissioni di gas serra entro il 2030.

Il pacchetto **"Fit-for-55"** propone dunque di rivedere diversi atti legislativi dell'UE sul clima, tra cui l'EU ETS, il regolamento sulla condivisione degli sforzi, la legislazione sui trasporti e l'uso del suolo, definendo in termini reali i modi in cui la Commissione intende raggiungere gli obiettivi climatici dell'UE nell'ambito del Green Deal europeo. Pertanto, si tratta di un quadro normativo ancora in evoluzione, dal momento che l'UE sta, infatti lavorando alla revisione di tali normative al fine di allinearle alle nuove ambizioni.

Sono state già adottate le seguenti direttive:

- Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II), che fissa al 2030 una quota obiettivo dell'UE di energia da FER sul consumo finale lordo almeno pari al 32%. L'Italia, che ha centrato gli obiettivi 2020 (overall target del 17% di consumo da FER sui CFL di energia), concorre al raggiungimento del target UE, con un obiettivo di consumo dal FER del 30% al 2030. La Direttiva è stata recepita dal D.Lgs. 8 novembre 2021 n. 199. Il "Pacchetto FIT for 55" si propone di intervenire su questa Direttiva per rendere più

ambizioso l'obiettivo UE di consumo di energia da FER, portandolo dal 32% al 40%. Si rinvia alla pagina della Commissione.

- Direttiva 2018/2002/UE sull'efficienza energetica che modifica la Direttiva 2012/27/UE e fissa un obiettivo di riduzione dei consumi di energia primaria dell'Unione pari ad almeno il 32,5% al 2030 rispetto allo scenario 2007, al cui raggiungimento tutti gli Stati Membri devono concorrere. L'Italia si è prefissa un obiettivo di risparmio energetico del 43%. La Direttiva è stata recepita nell'ordinamento nazionale con il D.Lgs. 14 luglio 2020, n. 73, ma il "Pacchetto FIT for 55" si propone di intervenire anche su questa Direttiva.
- Regolamento 2019/941/UE sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e Regolamento 2019/943/UE, sul mercato interno dell'energia elettrica.
- Direttiva 2019/944/UE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE. Il recente D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 210 recepisce la Direttiva, nonché reca disposizioni per l'adeguamento della normativa interna al Regolamento 943/2019/UE, al Regolamento 941/2019/UE. Regolamento 2019/942/UE che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

Tali obiettivi sono stati assunti anche dall'Italia attraverso il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**. Il PNRR profila, dunque, un futuro aggiornamento degli obiettivi sia del **Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC)** approvato nel 2019 sia della Strategia di Lungo Termine per la Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra, per riflettere i mutamenti nel frattempo intervenuti in sede europea.

Nelle more di tale aggiornamento, che sarà condizionato anche dall'approvazione definitiva del Pacchetto legislativo europeo "Fit for 55", il Ministero della Transizione Ecologica (oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) ha adottato il Piano per la Transizione Ecologica (PTE), che fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi già delineati nel PNRR. Il punto di partenza è la crescita conosciuta dalle FER nell'ultimo quindicennio, sia dal lato della produzione che del consumo; incremento che ha permesso il buon posizionamento del Paese tra le grandi economie europee. Il PNRR ha assunto la centralità della transizione ecologica e, al suo interno, dell'incremento dell'efficienza energetica e dello sviluppo delle energie rinnovabili funzionali al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC)

Il meccanismo di governance delineato in sede UE con il "winter package" del 30 novembre 2016, prevede che ciascuno Stato Membro sia chiamato a contribuire al raggiungimento degli obiettivi comuni attraverso la fissazione di propri target 2030. A tale fine sono preordinati i Piani nazionali integrati per l'energia e il clima - PNIEC, che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030.

Il primo PNIEC italiano, che copre il periodo 2021-2030, è stato presentato dall'Italia alle istituzioni europee a fine dicembre 2019¹ e propone di accelerare la transizione energetica al 2030, incrementando il target delle rinnovabili al 30% del consumo finale lordo di energia. L'obiettivo fissato dal PNIEC è funzionale ai fini del raggiungimento dell'obiettivo comunitario del 32% ed era declinato in diverse quote di penetrazione per i principali settori di consumo: oltre il 55% con riferimento ai consumi elettrici, il 33,9% per quelli termici e il 22% per il settore dei trasporti. In particolare, il PNIEC pone come obiettivo il raggiungimento di oltre 50 GW prodotti da impianti fotovoltaici entro il 2030, di cui circa 20 GW sono già in esercizio.

È evidente quindi che il progetto in esame si integra perfettamente con le politiche energetiche nazionali, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi fissati nel PNIEC in termini di rinnovabili elettriche.

Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Nel frattempo, gli indirizzi della Commissione Europea stabiliscono che i Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR) funzionali all'accesso ai fondi stanziati in ambito Next Generation EU, devono essere coerenti con i PNIEC. L'Italia, tra gli Stati membri, è il primo beneficiario delle risorse stanziare mediante Next Generation EU, con circa 200 miliardi di prestiti e sussidi.

Nel PNRR si prevede che la maggior parte delle risorse siano destinate a rivoluzione verde e transizione ecologica, per fornire un sostegno alle misure sull'efficientamento energetico degli edifici, le **energie rinnovabili**, la mobilità sostenibile, la filiera dell'idrogeno, l'agricoltura sostenibile, l'economia circolare, la tutela e valorizzazione del territorio.

Il Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo (digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale) e lungo le seguenti missioni:

- 1) Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura, con l'obiettivo di promuovere la trasformazione digitale del Paese, sostenere l'innovazione del sistema produttivo, e investire in turismo e cultura;
- 2) Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica, con gli obiettivi principali di migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva;
- 3) Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile, il cui obiettivo primario è lo sviluppo di un'infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile ed estesa a tutte le aree del Paese;
- 4) Istruzione e Ricerca, con l'obiettivo di rafforzare il sistema educativo, le competenze digitali e tecnico-scientifiche, la ricerca e il trasferimento tecnologico;

¹ <https://documenti.camera.it/leg18/dossier/testi/AP0243.htm>

- 5) Inclusione e Coesione, per facilitare la partecipazione al mercato del lavoro, rafforzare le politiche attive del lavoro e favorire l'inclusione sociale;
- 6) Salute, con l'obiettivo di rafforzare la prevenzione e i servizi sanitari sul territorio, modernizzare e digitalizzare il sistema sanitario e garantire equità di accesso alle cure.

Il Piano prevede inoltre un ambizioso programma di riforme per facilitare la fase di attuazione e, più in generale, contribuire alla modernizzazione del Paese, rendendo il contesto economico più favorevole allo sviluppo dell'attività d'impresa. Di particolare interesse, ai fini del presente Studio, è la missione relativa alla rivoluzione verde e transizione ecologica, la quale consiste in:

- C1. Economia circolare e agricoltura sostenibile;
- C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile;
- C3. Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;
- C4. Tutela del territorio e della risorsa idrica.

In merito allo sviluppo dell'energia rinnovabile, il Piano prevede un incremento della quota di energia prodotta da FER, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, attraverso:

- lo sviluppo dell'agro-voltaico, ossia l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte. L'obiettivo dell'investimento è installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-voltaici di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂;
- la promozione delle rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo, ipotizzando che riguardino impianti fotovoltaici con una produzione annua di 1.250 kWh per kW, ovvero circa 2.500 GWh annui, i quali contribuiranno a una riduzione delle emissioni di gas serra stimata in circa 1,5 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno;
- la promozione impianti innovativi (incluso off-shore), che combinino tecnologie ad alto potenziale di sviluppo con tecnologie più sperimentali (come i sistemi che sfruttano il moto ondoso), in assetti innovativi e integrati da sistemi di accumulo. La realizzazione di questi interventi, per gli assetti ipotizzati in funzione delle diverse tecnologie impiegate, consentirebbe di produrre circa 490 GWh anno che contribuirebbero ad una riduzione di emissioni di gas climalteranti stimata intorno alle 286.000 tonnellate di CO₂;
- lo sviluppo del biometano.

Piano per la Transizione Ecologica (PTE)

Il **Piano Nazionale di Transizione Ecologica (PTE)** risponde alla sfida che l'Unione Europea con il Green Deal ha lanciato al mondo: assicurare una crescita che preservi salute, sostenibilità e prosperità del pianeta, attraverso l'implementazione di una serie di misure sociali, ambientali, economiche e politiche, aventi come obiettivi, in linea con la politica comunitaria, la neutralità climatica, l'azzeramento dell'inquinamento, l'adattamento ai cambiamenti climatici, il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi, la transizione verso l'economia circolare e la bioeconomia.

Soggetto a periodici aggiornamenti, il Piano in coerenza con le linee programmatiche delineate dal PNRR, prevede un completo raggiungimento degli obiettivi nel 2050, così come in buona parte prefissato nella *Long Term Strategy* nazionale. Più precisamente, le tematiche delineate e trattate nel Piano sono suddivise in:

01. Decarbonizzazione
02. Mobilità sostenibile
03. Miglioramento della qualità dell'aria
04. Contrasto al consumo di suolo e al dissesto idrogeologico
05. Miglioramento delle risorse idriche e delle relative infrastrutture
06. Ripristino e rafforzamento della biodiversità
07. Tutela del mare
08. Promozione dell'economia circolare, della bioeconomia e dell'agricoltura sostenibile.

In particolare, il PTE indica un nuovo obiettivo nazionale di riduzioni emissioni climalteranti al 2030. Il precedente obiettivo del PNIEC consisteva, in termini assoluti, in una riduzione da 520 milioni di tonnellate emesse nel 1990 a 328 milioni al 2030. Ora, il target 2030 è intorno a quota 256 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (-72 tonnellate, con una percentuale di riduzione che passa da -58,54 a -103,13). Il Piano indica quindi la necessità di operare ulteriori riduzioni di energia primaria rispetto a quanto già disposto nel PNIEC: la riduzione di energia primaria dovrebbe passare dal 43 al 45% (rispetto allo scenario energetico base europeo Primes 2007) da ottenere nei comparti a maggior potenziale di risparmio energetico come residenziale e trasporti, grazie anche alle misure avviate con il PNRR. La generazione di energia elettrica dovrà dismettere l'uso del carbone entro il 2025 e provenire nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili, fino a livelli prossimi al 95-100% nel 2050. Pur lasciando aperta la possibilità di un contributo delle importazioni, di possibili sviluppi tecnologici e della crescita di fonti rinnovabili finora poco sfruttate (come l'eolico offshore), si punterà sul solare fotovoltaico, che secondo le stime potrebbe arrivare tra i 200 e i 300 GW installati. Si tratta di un incremento notevole, di un ordine di grandezza superiore rispetto ai 21,4 GW solari che risultano operativi a fine 2020.

Relazione con il progetto:

Il progetto di costruzione di un nuovo parco eolico può considerarsi in linea con gli obiettivi strategici della politica energetica europea e nazionale, in quanto si pone come obiettivo lo sviluppo sostenibile e l'incremento della quota di energia rinnovabile, contribuendo a ridurre le emissioni di gas a effetto serra.

3.1.2 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONE SARDEGNA (PEARS)

La Giunta Regionale con la deliberazione n. 43/31 del 6.12.2010 ha conferito mandato all'Assessore dell'Industria di avviare le attività dirette alla predisposizione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS) più aderente alle recenti evoluzioni normative, che è stato approvato con DELIBERAZIONE N. 45/40 del 2.08.2016.

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) è lo strumento attraverso il quale l'Amministrazione regionale persegue obiettivi di carattere energetico, socioeconomico e ambientale al 2020 partendo dall'analisi del sistema energetico e la ricostruzione del Bilancio Energetico Regionale (BER).

Attraverso il PEARS vengono individuati gli indirizzi strategici, gli scenari e le scelte operative in materia di energia che l'Amministrazione Regionale mira a realizzare in un arco temporale medio-lungo. Il PEARS è coordinato con le strategie energetiche europee e nazionali. In tal senso, sulla base degli scenari pianificati a livello comunitario fino al 2050, l'Unione europea ha stabilito gli obiettivi di riduzione del livello di emissioni di CO₂ del 40%, rispetto ai valori del 1990, entro il 2030. Il cuore della strategia del PEARS, in questo senso, è costituito dal ruolo anticipatore che la Sardegna intende assumere nel contesto comunitario, puntando su innovazione e qualità in campo energetico. In sintesi, il PEARS si pone l'obiettivo di ridurre al 50% le emissioni di gas climalteranti associate ai consumi energetici finali della Sardegna, migliorando così i valori indicati dall'Unione Europea.

Per realizzare questo obiettivo si intende implementare un programma con azioni mirate a sperimentare e sviluppare in Sardegna prodotti e servizi replicabili successivamente nel mercato europeo, e che possano rendere la Sardegna un attrattore internazionale per gli investitori del settore.

La giunta Regionale ha dunque individuato le seguenti sette linee di azione strategica:

1. Efficienza energetica;
2. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
3. Metanizzazione della Sardegna;
4. Integrazione e digitalizzazione dei sistemi energetici locali, Smart Grid e Smart City;
5. Ricerca e sviluppo di tecnologie energetiche innovative;

6. Governance: regolamentazione, semplificazione, monitoraggio ed informazione.

Per il conseguimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori stimati del 1990, sono stati individuati inoltre i seguenti Obiettivi Generali (OG) e correlati Obiettivi Specifici (OS):

OG1 Trasformazione del sistema energetico Sardo verso una configurazione integrata e intelligente:

- OS1.1. Integrazione dei sistemi energetici elettrici, termici e della mobilità attraverso le tecnologie abilitanti dell'Information and Communication Technology (ICT);
- OS1.2. Sviluppo e integrazione delle tecnologie di accumulo energetico;
- OS1.3. Modernizzazione gestionale del sistema energetico;
- OS1.4. Aumento della competitività del mercato energetico regionale e una sua completa integrazione nel mercato europeo dell'energia;

OG2 Sicurezza energetica:

- Aumento della flessibilità del sistema energetico elettrico;
- Promozione della generazione distribuita da fonte rinnovabile destinata all'autoconsumo;
- Metanizzazione della Regione Sardegna tramite l'utilizzo del GNL quale vettore energetico fossile di transizione;
- Gestione della transizione energetica delle fonti fossili (Petrolio e Carbone);
- Diversificazione nell'utilizzo delle fonti energetiche;
- Utilizzo e valorizzazione delle risorse energetiche endogene;

OG3 Aumento dell'efficienza e del risparmio energetico;

OG4 Promozione della ricerca e della partecipazione attiva in campo energetico.

L'utilizzo delle fonti rinnovabili, in relazione al raggiungimento degli obiettivi di Piano assume una grande importanza, in particolar modo in merito ai seguenti punti:

- Incremento della produzione di energia elettrica;
- Raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂;
- Aumento dell'autonomia e della flessibilità del sistema elettrico che collaborano al raggiungimento dell'OG2 sulla sicurezza del sistema energetico regionale;

Monitoraggio del PEARS

Il D.lgs. 152/2006 e s.m.i., in attuazione di quanto prescritto dalla direttiva 2001/42/CE, prevede che, per i piani o programmi sottoposti a VAS, siano adottate specifiche misure di monitoraggio ambientale dirette al controllo degli effetti ambientali significativi del Piano e alla verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale prefissati, al fine di individuare e adottare eventuali misure correttive ritenute opportune. In ottemperanza a tale Decreto legislativo, con l'approvazione del PEARS è stata approvata anche la Strategia per l'attuazione e il monitoraggio, che descrive l'impostazione del monitoraggio, individua nel dettaglio i soggetti coinvolti nella governance del processo e definisce la struttura del sistema di monitoraggio.

Obiettivo del monitoraggio è la verifica dello stato di attuazione del PEARS e la valutazione degli effetti delle azioni realizzate rispetto agli obiettivi del Piano stesso e rispetto agli obiettivi di sostenibilità ambientale definiti dalla procedura di VAS, opportunamente aggiornati. Il report del monitoraggio restituisce anche la descrizione del contesto energetico della Regione Sardegna, andando anche ad aggiornare il Bilancio Energetico Regionale (BER). Tale analisi permette da un lato di descrivere e quantificare gli effetti positivi del PEARS, consentendo un eventuale rafforzamento di tali effetti, dall'altro lato permette di intercettare eventuali carenze e impatti negativi, individuarne le cause e adottare opportune misure di riorientamento.

In seguito all'attività di monitoraggio condotta durante il 2022 e primi mesi del 2023 è stato redatto il Terzo Rapporto di Monitoraggio del Piano Energetico Ambientale Regionale, relativo all'annualità 2020 (PIANO ENERGETICO AMBIENTALE DELLA REGIONE SARDEGNA 2015-2030 - Terzo Rapporto di Monitoraggio. Marzo 2023)⁽²⁾.

Per quanto riguarda l'avanzamento del Piano e il raggiungimento dei suoi obiettivi, si sottolinea che il PEARS ha promosso numerose azioni, che però in alcuni casi ancora non hanno determinato degli effetti misurabili, in quanto le rispettive azioni sono ancora in fase di realizzazione.

Rispetto all'Obiettivo strategico di sintesi per l'anno 2030, che prevede la riduzione delle emissioni di CO₂ associate ai consumi della Sardegna del 50% rispetto ai valori del 1990, come indicato nel Capitolo 4 del rapporto, si registra nel 2020 una riduzione delle emissioni pari al 31% circa rispetto al 1990; nel 2013 tale riduzione era pari al 16% mentre le riduzioni delle emissioni osservate nell'elaborazione dei BER al 2017 e al 2018 risultano pari rispettivamente al 18 e al 22%. Pertanto, la regione ritiene che, mantenendo tale ritmo di riduzione, l'Obiettivo sia raggiungibile entro il 2030.

² Fonte: <https://sardegnaenergia.regione.sardegna.it/index.php?xsl=2420&s=73&v=9&c=93217&na=1&n=10&tb=15028>.

Relazione con il progetto:

Sulla base di quanto riportato è possibile affermare che non emergono contraddizioni tra il progetto in oggetto e gli indirizzi di pianificazione regionali. Si ritiene, anzi, che tale intervento concorra, allo stesso tempo, sia allo sviluppo della tecnologia eolica sul territorio, sia al raggiungimento dell'importante obiettivo di riduzione di CO₂ della Sardegna per l'anno 2030, oggi giunto ad una riduzione del 31% rispetto al 1990.

4 CARATTERISTICA DELLA RISORSA EOLICA

Si riporta di seguito la caratterizzazione anemologica del sito.

I Dati di velocità e direzione del vento utilizzati sono provenienti dal modello di re-analisi meso-scala ERA-5, database sviluppato da ECMWF (European Center for Medium-Range Weather Forecasts). Esso fornisce dati atmosferici di meso-scala di un periodo di 20 anni, periodo di tempo sufficientemente vasto per garantire un alto grado di affidabilità per l'analisi di previsione futura.

Di seguito la rosa dei venti e la distribuzione Weibull ottenute ad un'altezza pari a 130 m s.l.s.

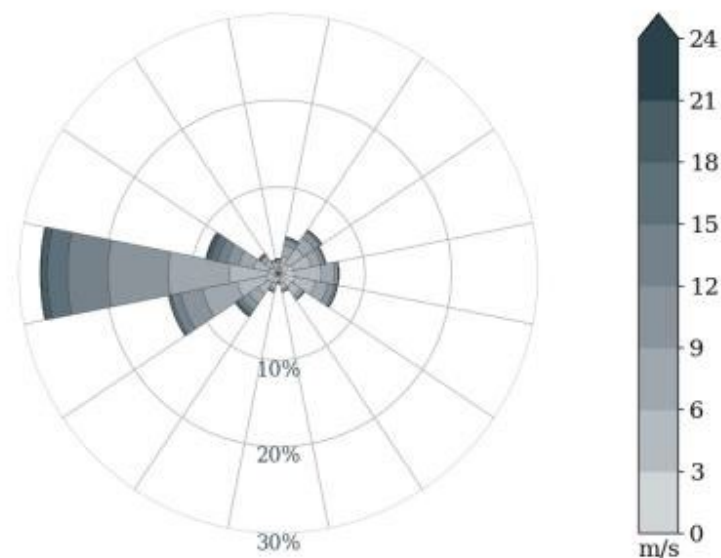


Figura 4-1: Rosa dei venti a 130 m s.l.s.

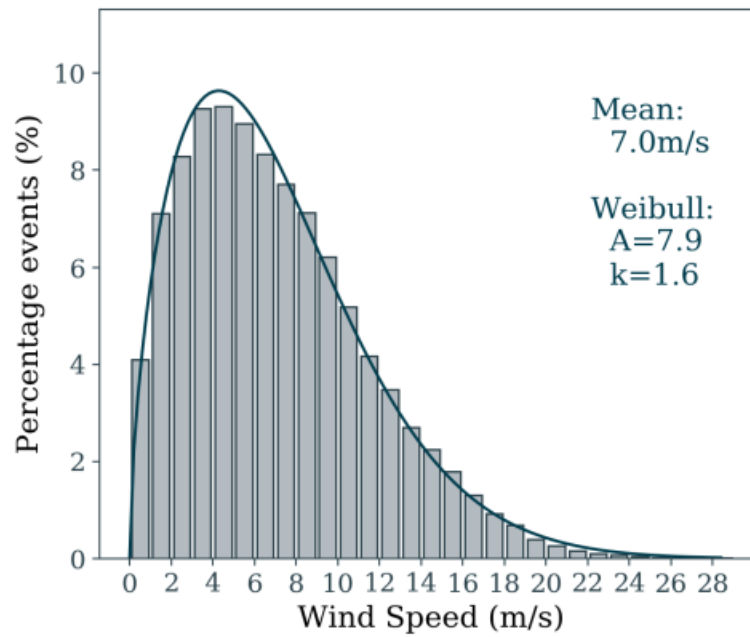


Figura 4-2: Distribuzione del vento Weibull

La direzione prevalente del vento risulta essere Ovest-Est e la media annua della velocità del vento ottenuta a 130 m s.l.s. è pari a 7 m/s.

I dati anemometrici utilizzati sono poi estrapolati orizzontalmente su tutta l'area investigata in accordo con la rosa dei venti ottenuta a 130 m s.l.s. ed in base al modello digitale del terreno.

Di seguito la mappa del vento ottenuta.

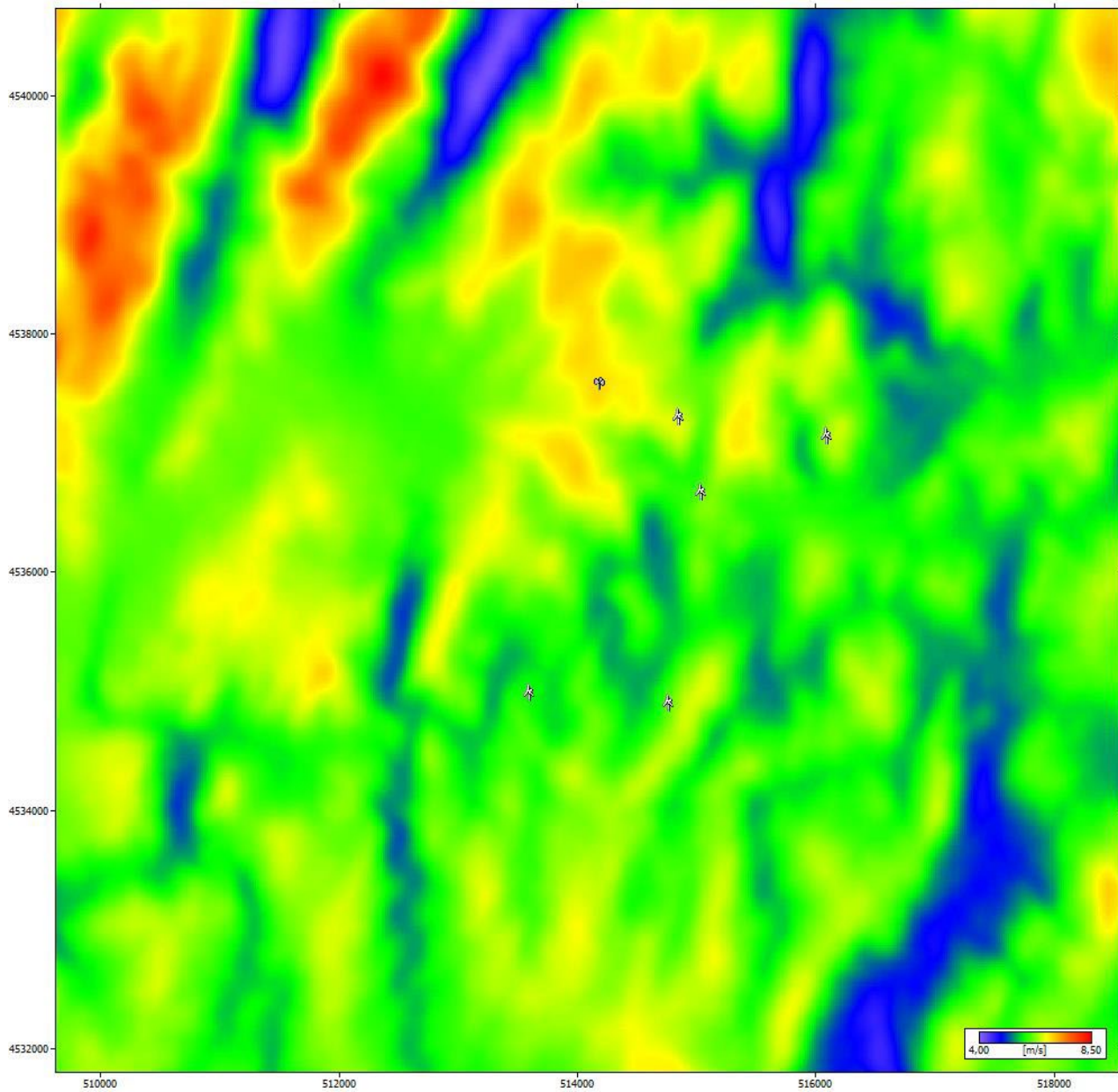


Figura 4-3: Mappa del vento

La modellazione, illustrata in maniera approfondita nell'elaborato *LUR.15 – Relazione sulla producibilità attesa*, ha condotto ai seguenti risultati:

Tabella 4-1: Risultati stima energia eolica annuale P50 netta

Caratteristica	Valore
Potenza installata	31 MW
Potenza nominale WTG	6,2 MW
N° di WTG	5
Classe IEC	III A
Diametro del rotore	170 m
Altezza del mozzo	135 m
Perdita di scia complessive (wake losses)	2,4 %
Perdite tecniche	10,8 %
Energia prodotta annua P50 netta	83,841 GWh/anno
Ore equivalenti P50 nette	2705

È stato riportato il percentile P50 al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche. Esso rappresenta il valore a cui corrisponde il 50% di probabilità di ottenere, nella realtà, un valore maggiore o uguale a quello riportato.

Al percentile riportato, si stima che l'impianto eolico potrà produrre 83,841 GWh all'anno, per un totale di 2705 ore equivalenti, valore superiore alle 2000 ore indicate nell'allegato E "PIANO ENERGETICO AMBIENTALE DELLA REGIONE SARDEGNA" della delibera G.R. n. 59/90 del 27.11.2020.

Come già evidenziato, il sito è caratterizzato da ottimi valori di ventosità che garantiscono un'elevata producibilità.

5 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

5.1 REALIZZAZIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 1)

La predisposizione del layout del nuovo impianto è stata effettuata conciliando i vincoli identificati dalla normativa con i parametri tecnici derivanti dalle caratteristiche del sito, quali la conformazione del terreno, la morfologia del territorio, le infrastrutture già presenti nell'area di progetto e le condizioni anemologiche. In aggiunta, si è cercato di posizionare i nuovi aerogeneratori nell'ottica di integrare il nuovo progetto in totale armonia con le componenti del paesaggio caratteristiche dell'area. Infine, si sottolinea che la redazione del progetto è stata condotta in accordo con le specifiche tecniche previste per gli aerogeneratori da 6.2 MW.

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

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

- Disposizione delle macchine a mutua distanza sufficiente a contenere e minimizzare le perdite per effetto scia. Sono comunque sempre rispettate le distanze minime di 3 diametri tra un aerogeneratore e l'altro;
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate non inferiore a 200 m;
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti non inferiore a 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore;
- Distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre.

A valle della fase di identificazione delle aree non idonee effettuata tramite cartografia e delle indicazioni da DM 10/09/2010 appena riportate, sono stati condotti vari sopralluoghi con specialisti delle diverse discipline coinvolte (ingegneri ambientali, ingegneri civili, geologi, archeologi ed agronomi), mirati a identificare le aree maggiormente indicate per le nuove installazioni dal punto di vista delle caratteristiche geomorfologiche dell'area.

Le posizioni degli aerogeneratori per l'installazione in progetto sono state ulteriormente raffinate in maniera da ottimizzare la configurazione dell'impianto in funzione delle caratteristiche anemologiche e di riutilizzare il più possibile la viabilità già esistente, minimizzando dunque

l'occupazione di ulteriore suolo libero. A tal riguardo, è stato ritenuto di fondamentale importanza nella definizione del layout la scelta di postazioni che consentissero di contenere il più possibile l'apertura di nuovi tracciati stradali e di movimenti terra.

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

- Esclusione delle aree non idonee (Delibera regionale del 27 novembre 2020 n.59/90);
- Rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici;
- Linee Guida D.M. 10 settembre 2010;
- Massimo riutilizzo delle infrastrutture presenti;
- Ottimizzazione della risorsa eolica;
- Minima occupazione del suolo, prediligendo il riutilizzo, previo riadattamento, della viabilità preesistente;
- Contenimento dei volumi di scavo.

5.1.1 LAYOUT DI PROGETTO

Gli aerogeneratori in progetto sono stati posizionati al fine di ottimizzare la produzione di energia di ridurre al minimo l'impatto del progetto sull'ambiente circostante.

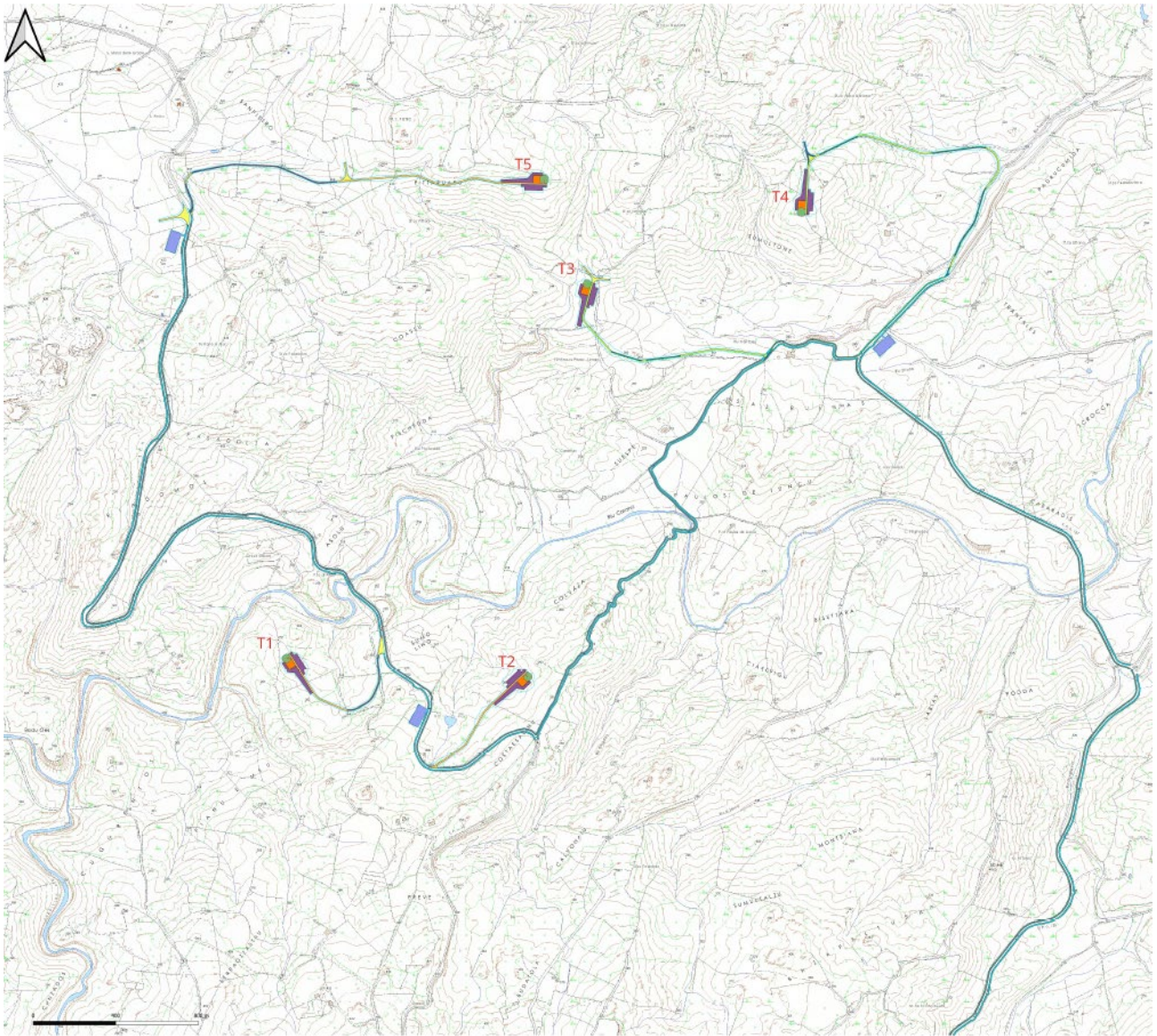
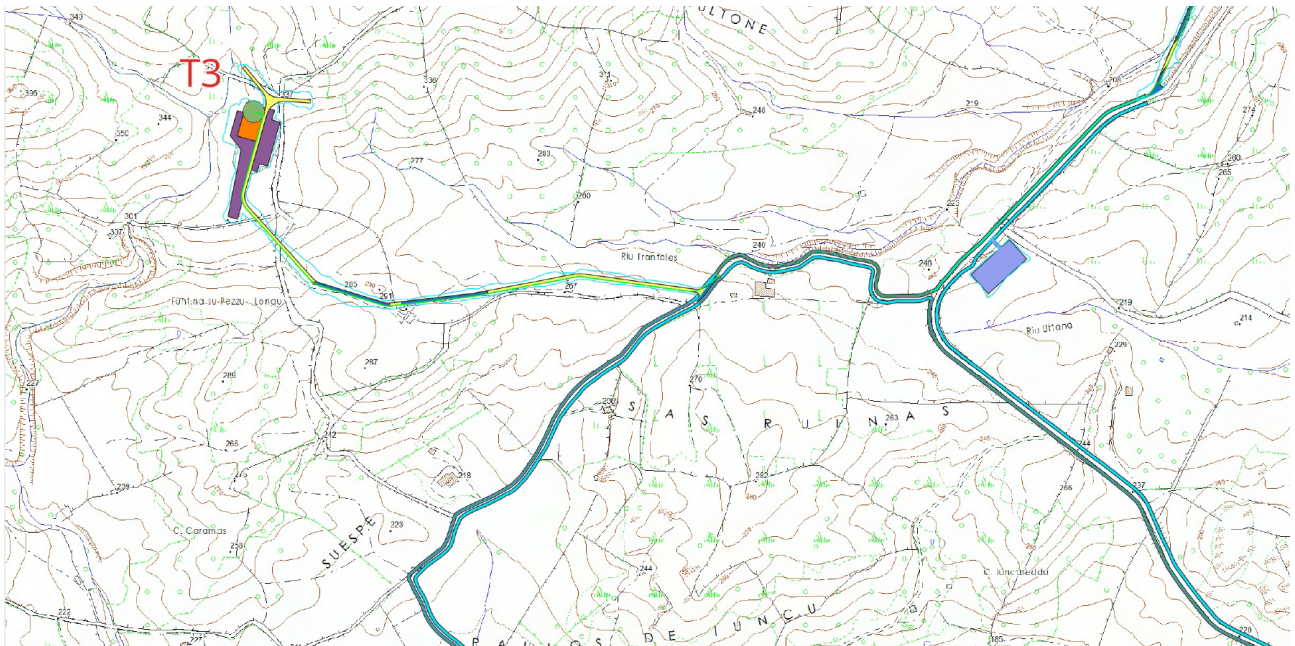
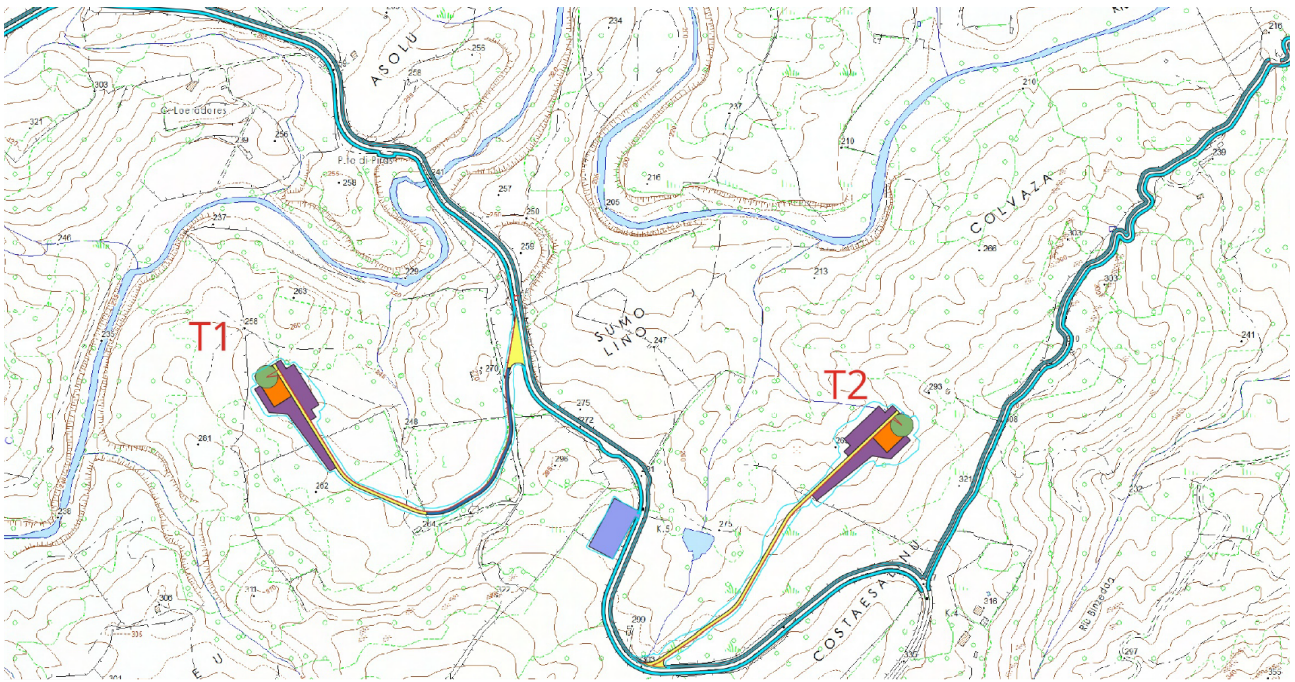
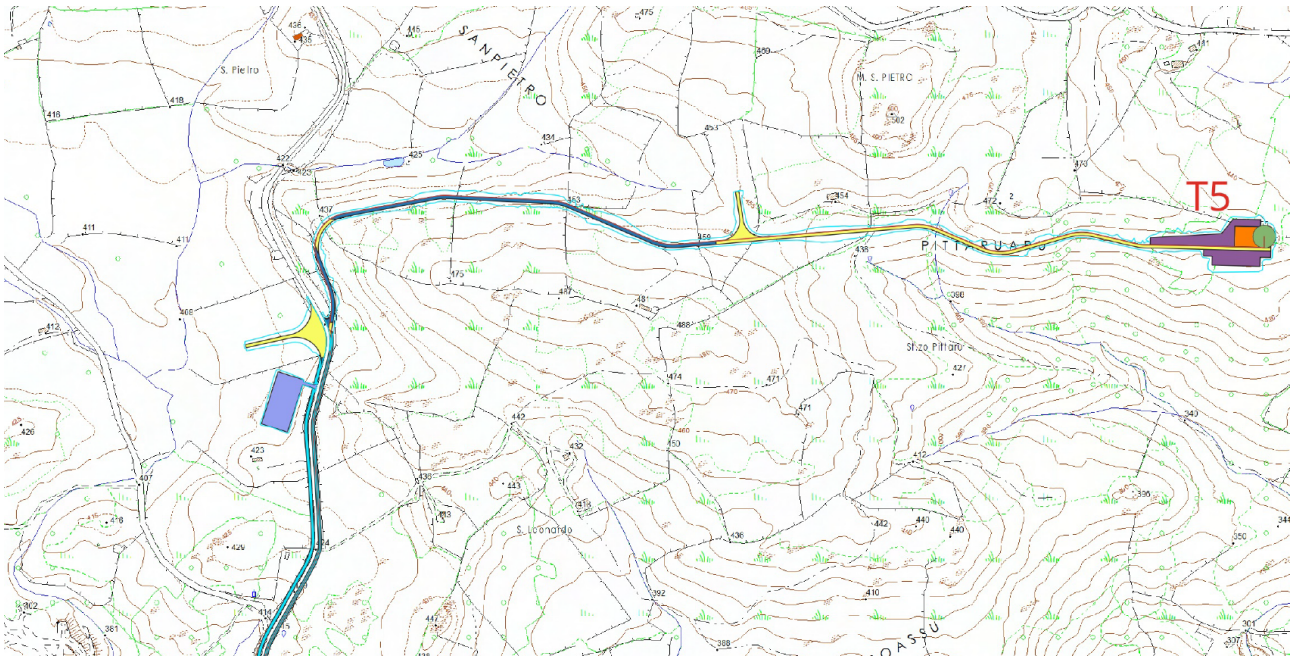
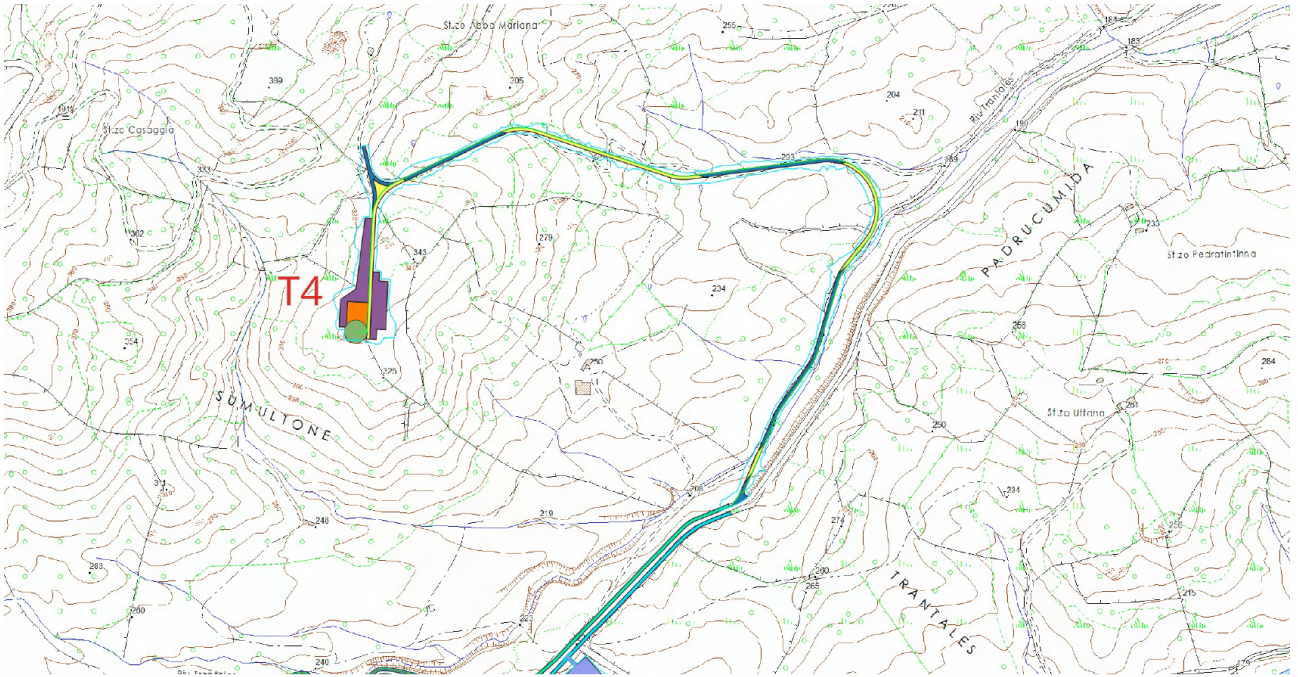
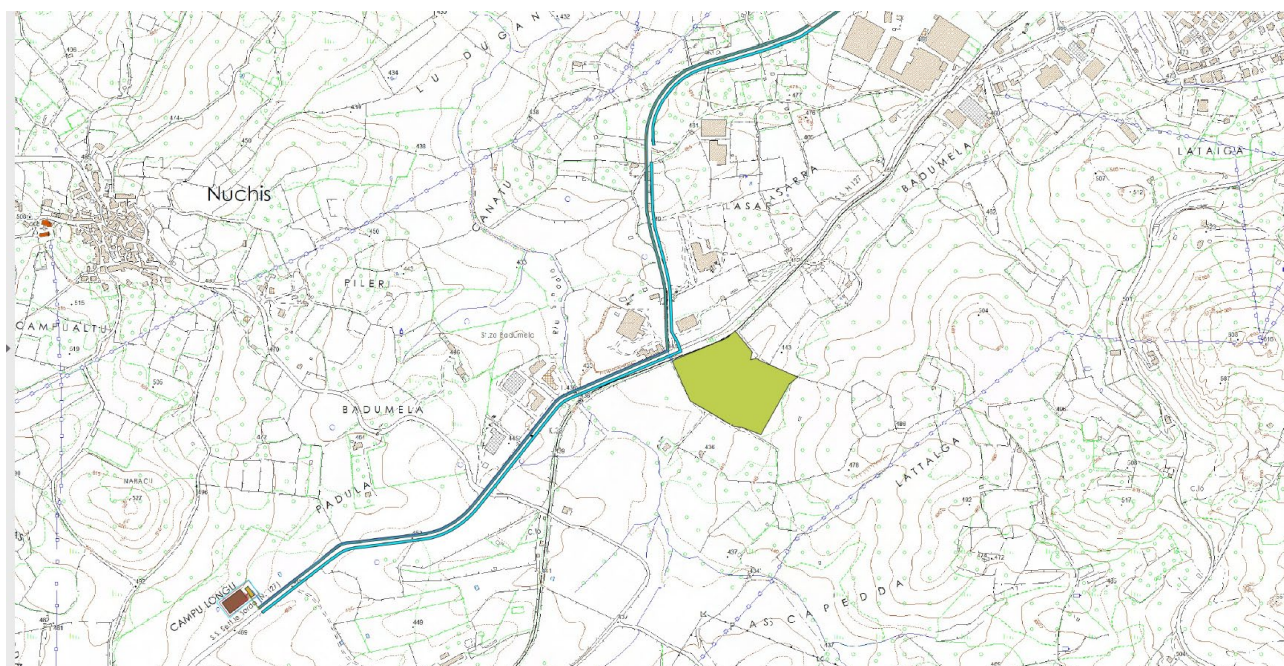


Figura 5-1: Inquadramento opere su CTR, vista complessiva aerogeneratori







Legenda	
● Aerogeneratori	— Ingombri opere civili
■ Piazzole definitive	■ Buffer 6m cavidotto
■ Piazzole temporanee	Cavidotti
■ Aree cantiere	— Sottocampo 1 - 33 kV
■ SSEU	— Sottocampo 2 - 33 kV
■ BESS	— Cavidotto 36 kV
— Recinzione SSEU+BESS	Strade
■ SE Terna "Tempio"	■ Strade di nuova realizzazione
■ Cabine di sezionamento	■ Strade da riadattare

Figura 5-2: Inquadramento opere su CTR, dettagli e legenda

L'accesso al sito è garantito, per quanto riguarda gli aerogeneratori T1, T2 e T5 dalla Strada provinciale SP 10, per quanto riguarda invece gli aerogeneratori T3 e T4, da una strada asfaltata diramazione della SP 136 che scorre a sud est dell'area di impianto.

Inoltre, in sito sono presenti delle strade locali sterrate che verranno riutilizzate in modo da minimizzare la necessità di occupare nuovo suolo.

L'impianto eolico di nuova realizzazione sarà suddiviso in n. **2 sottocampi** composti da 2 o 3 aerogeneratori collegati in entra-esce con linee in cavo e connessi al quadro di media tensione installato all'interno del fabbricato della sottostazione di trasformazione.

Pertanto saranno previsti n. 2 elettrodotti che convoglieranno l'energia prodotta alla sottostazione di trasformazione:

- Elettrodotto 1: aerogeneratori T1- T2 -T5
- Elettrodotto 2: aerogeneratori T3 – T4

Per un maggiore dettaglio fare riferimento alle tavole *LUR.66 - Tipico di posa cavidotti e risoluzione delle interferenze* e *LUR.57 - Tavola sul censimento delle interferenze dei cavidotti MT e AT e modalità risolutive*.

L'impianto di connessione di utenza alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), sarà composto inoltre da:

- ✓ Sistema BESS
- ✓ Cabina di raccolta ubicata all'interno della sottostazione di trasformazione contenente all'interno il quadro mt a 33 kV per la raccolta delle linee dall'impianto eolico e dal BESS e il quadro AT a 36 kV.
- ✓ Il trasformatore elevatore 33 kV/36 kV è installato all'esterno in una apposita baia adiacente alla cabina di raccolta.
- ✓ Linea in cavo AT a 36 kV verso la sezione a 36 kV di una stazione Terna di futura individuazione.

Tali opere vengono descritte più nel dettaglio nel paragrafo successivo.

5.1.2 CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE OPERE DI PROGETTO

5.1.2.1 Aerogeneratori

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

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

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

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

Gli aerogeneratori che verranno installati nel nuovo impianto "Luras" saranno selezionati sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato. La potenza nominale delle turbine previste sarà pari a 6,2 MW. La tipologia e la taglia esatta dell'aerogeneratore saranno comunque individuati in seguito alla fase di acquisto delle macchine e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche di un aerogeneratore con potenza nominale pari a 6,2 MW:

Tabella 5-1: Caratteristiche principali aerogeneratori di progetto

Potenza nominale	6,2 MW
Diámetro del rotore D	170 m
Lunghezza della pala rtip	83,5 m
Corda massima della pala	4,5 m
Area spazzata	22.698 m ²
Altezza al mozzo Hm	135 m
Altezza al Tip	220 m
Classe di vento IEC	III A
Velocità cut-in	3 m/s
Velocità nominale	10 m/s
Velocità cut-out	25 m/s
Giri al minuto rotore n	8,8 rpm

Nell'immagine seguente è rappresentata una turbina con rotore di diametro pari a 170 m e potenza fino a 6,2 MW:

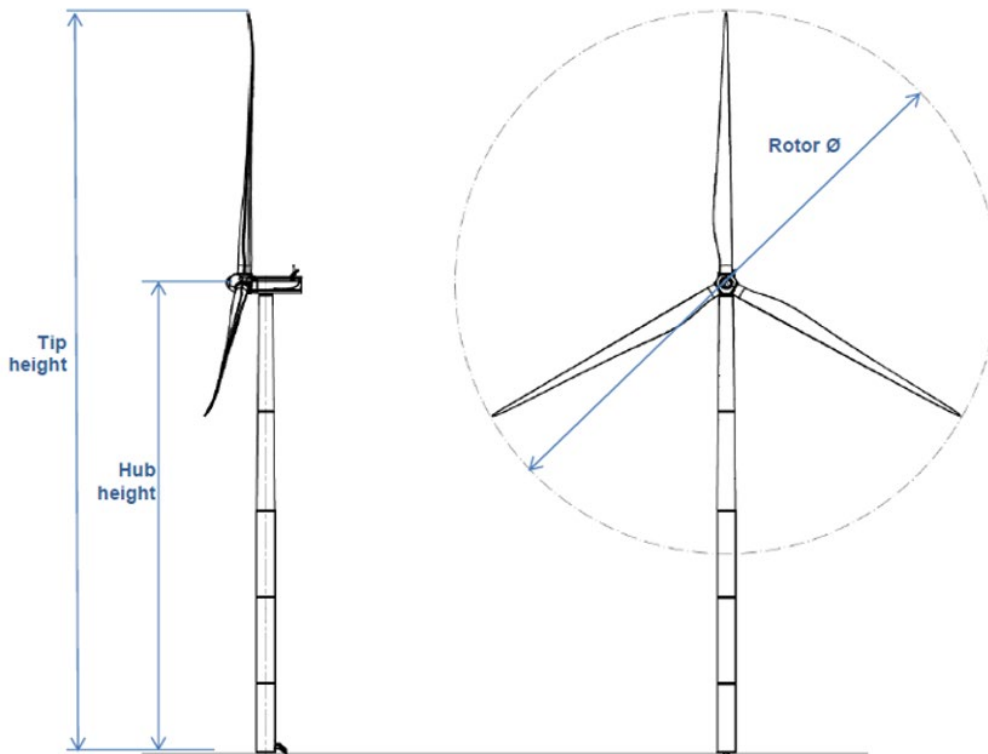


Figura 5-3: Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,2 MW

Ogni aerogeneratore è equipaggiato di generatore elettrico asincrono, di tipo DFIG (Directly Fed Induced Generator) che converte l'energia cinetica in energia elettrica ad una tensione nominale di 690 V. È inoltre presente all'interno di ogni macchina il trasformatore MT/BT per innalzare la tensione di esercizio da 690 V a 33.000 V.

5.1.2.2 Fondazioni aerogeneratori

Il dimensionamento preliminare delle fondazioni degli aerogeneratori è stato condotto sulla base dei dati geologici e geotecnici come riportati sul documento *LUR.54 – Relazione geologica e geotecnica*.

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

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

La fondazione di ogni aerogeneratore sarà costituita da un plinto in calcestruzzo gettato in opera a pianta circolare di diametro massimo di 25 m, composto da un anello esterno a sezione troncoconico con altezza variabile da 4.40 metri (esterno gonna aerogeneratore) a 1,8 metri (esterno plinto). Al di sotto del plinto di fondazione verrà posto uno strato di calcestruzzo magro di spessore pari a 10 cm.

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

Al di sotto del plinto si prevede di realizzare 20 pali in calcestruzzo armato di diametro di 1,2 m e profondità di 8 m circolari, il cui centro è posto ad una distanza di 11.5 m dal centro del basamento di fondazione.

Il calcestruzzo selezionato per le strutture è di classe di resistenza C25/30 per i pali e C32/40 per il basamento, il colpetto dovrà invece essere realizzato con un successivo getto con classe di resistenza C35/45. In ogni caso, all'interfaccia tra il calcestruzzo del colpetto e le strutture metalliche, dovrà essere interposta un'idonea malta ad alta resistenza per permettere un livellamento ottimale e garantire la perfetta verticalità delle strutture e permettere un'idonea distribuzione degli sforzi di contatto.

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

- Scoticamento e livellamento asportando un idoneo spessore di materiale vegetale (circa 30 cm); lo stesso verrà temporaneamente accatastato e successivamente riutilizzato in sito per la risistemazione (ripristini e rinterri) alle condizioni originarie delle aree adiacenti le nuove installazioni;
- Scavo fino alla quota di imposta delle fondazioni (indicativamente pari a circa -4,5 m rispetto al piano di campagna rilevato nel punto coincidente con l'asse verticale aerogeneratore);
- Scavo con perforatrice fino alla profondità di 8 m, a partire dal piano di imposta della fondazione, per ciascun palo;
- Armatura e getto di calcestruzzo per la realizzazione dei pali;
- Armatura e getto di calcestruzzo per la realizzazione fondazioni;
- Rinterro dello scavo.

Per quanto riguarda le modalità di gestione delle terre e rocce da scavo, si rimanda all'apposito documento *LUR.43 – Piano preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo*.

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

Inoltre, nel dintorno del plinto di fondazione verrà collocata una maglia di terra in rame per

disperdere nel terreno, nonché a scaricare a terra eventuali scariche elettriche dovute a fulmini atmosferici. Tutte le masse metalliche dell'impianto saranno connesse alla maglia di terra.

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

Il tipico delle fondazioni è rappresentato nell'elaborato *LUR.48 - Pianta e sezioni fondazione delle WTG (tipologico)*.

5.1.2.3 Piazzola di montaggio e manutenzione

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

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

- Montaggio della gru tralicciata (bracci di lunghezza pari a circa 140 m);
- Stoccaggio pale, conci della torre, mozzo e navicella;
- Montaggio dell'aerogeneratore mediante l'utilizzo della gru tralicciata e della gru di supporto.

La piazzola prevista in progetto è mostrata in figura seguente e in dettaglio nell'elaborato *LUR.13. - Tipico piazzole aerogeneratore*:

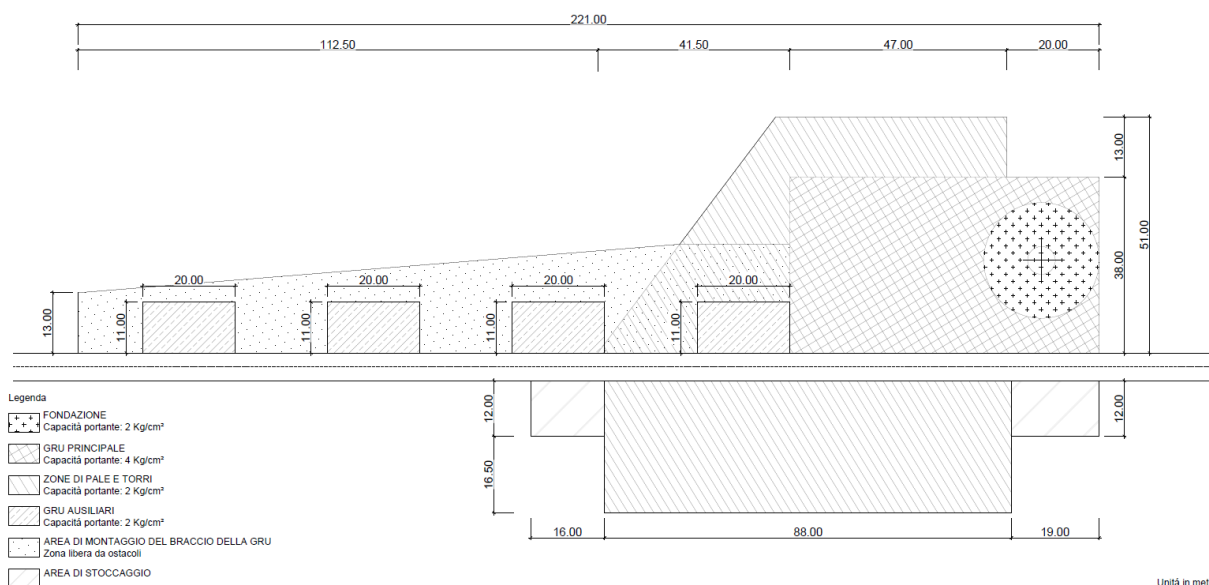
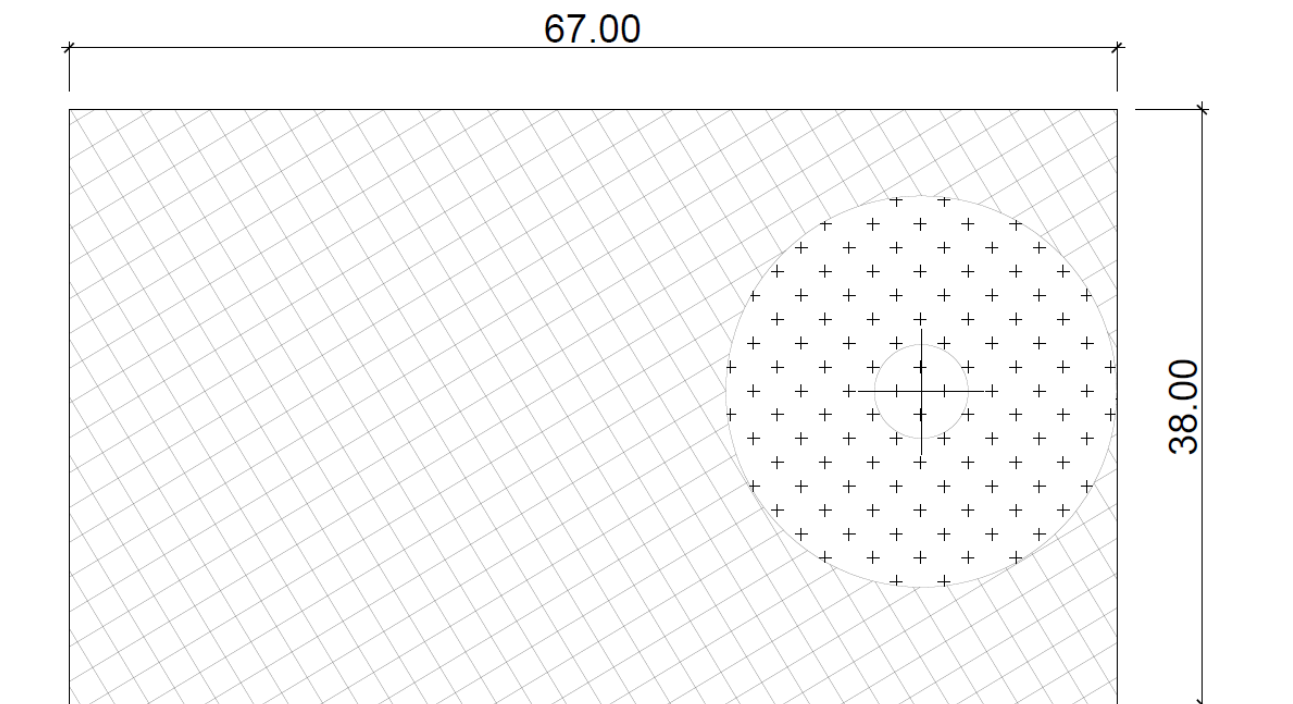


Figura 5-4: Tipico Piazzola

Come mostrato nella figura precedente la piazzola sarà composta da due sezioni: la parte superiore con una dimensione di circa 6460 m², destinata prevalentemente al posizionamento dell'aerogeneratore, al montaggio e all'area di lavoro della gru e una parte inferiore, con una superficie di circa 2923 m², destinata prevalentemente allo stoccaggio dei componenti per il montaggio, per un totale di circa 9383 m².

La piazzola sarà costituita da una parte definitiva, presente durante la costruzione e l'esercizio dell'impianto, composta dall'area di fondazione più l'area di lavoro della gru, pari a 2.546 m² (67 x 38 m) e da una parte temporanea, presente solo durante la costruzione dell'impianto, pari a 6837 m². In fase di progettazione esecutiva si verificherà l'effettiva dimensione delle superfici necessarie e la precisa posizione e tipologia delle opere di fondazioni della turbina, anche ai fini dell'aggiornamento delle relative aree di esproprio e di occupazione temporanea.

La parte definitiva è evidenziata in rosso nella figura seguente:



Legenda

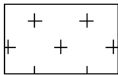

- | | |
|---|--|
|  | FONDAZIONE
Capacità portante: 2 Kg/cm ² |
|  | GRU PRINCIPALE
Capacità portante: 4 Kg/cm ² |

Figura 5-5: Piazzola - parte definitiva

La tecnica di realizzazione delle piazzole prevede l'esecuzione delle seguenti operazioni:

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

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

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

5.1.2.4 Viabilità di accesso e viabilità interna

L'obiettivo della progettazione della viabilità interna al sito è stato quello di conciliare i vincoli di pendenze e curve imposti dal produttore della turbina, il massimo riutilizzo della viabilità esistente e la minimizzazione dei volumi di scavo e riporto. Le elaborazioni di progetto sono state sviluppate sulla base di un DTM maglia 2 x 2 ottenuto tramite rilievo topografico, ove tale rilievo non era disponibile è stato utilizzato un DTM maglia 10 x 10 m. Come conseguenza di ciò, la posizione del tracciato così come le quote che determinano le aree in scavo e quelle in rilevato potrebbero presentare qualche imprecisione, non rilevante in questa fase della progettazione.

Per garantire l'accesso al sito dell'impianto eolico in progetto, è necessario apportare degli adeguamenti alla viabilità esistente in alcuni tratti, per poter garantire il transito delle pale.

Il percorso identificato per il trasporto dei componenti in sito prevede la partenza dal Porto di Olbia e giunge al sito percorrendo:

- Via taiwan
- Via Siria
- S. Panoramica Olbia
- Circonvallazione Ovest
- SS729
- SS597
- SP68
- SS672

- SS672
- SS127
- SS133
- Viabilità locale che porta al centro dell'impianto

Tale percorso, attraverso gli interventi studiati (allargamenti, rettificazioni, nuove viabilità, potature, etc.) è adatto al trasporto delle componenti degli aerogeneratori.

Il trasporto sarà effettuato mediante tecniche di trasporto miste, ovvero con semirimorchi speciali sulle le strade statali e provinciali e con il blade lifter per il tratto finale, consentendo di ridurre al minimo e allo stretto necessario gli interventi di adeguamento della viabilità.

Allo stesso modo, la viabilità interna al sito necessita di alcuni interventi, legati sia agli adeguamenti che consentano il trasporto delle nuove turbine sia alla realizzazione di tratti ex novo per raggiungere le postazioni delle nuove turbine.

La viabilità interna a servizio dell'impianto sarà costituita da una rete di strade con larghezza media di 6 m e curve di raggio variabile tra un minimo di 35 m e un massimo di 90 m. La viabilità di impianto sarà realizzata in parte adeguando la viabilità già esistente e in parte realizzando nuove piste, seguendo l'andamento morfologico del sito. I raggi di curvatura sono stati in alcuni casi ridotti fino a 35 m, invece di considerarli di 90, al fine di garantire il massimo riutilizzo della viabilità preesistente e di evitare le interferenze con la vegetazione arborea presente.

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

In alcuni tratti dove la pendenza stradale supera il 10% nei tratti rettilinei o il 7% nei tratti in curva, la rifinitura superficiale sarà costituita da uno strato in calcestruzzo. Si sottolinea, tuttavia, che l'effettiva necessità della pavimentazione in calcestruzzo sarà valutata in una fase successiva della progettazione, in accordo al preciso modello di aerogeneratore che sarà installato e alle indicazioni del suo produttore e che tale soluzione viene inserita in questa fase a scopo cautelativo.

Il pacchetto stradale verrà realizzato secondo lo schema seguente:

PACCHETTO STRADALE

Tratti rettilinei con $i < 10\%$ e tratti in curva con $i < 7\%$



Tratti rettilinei con $i > 10\%$ e tratti in curva con $i > 7\%$

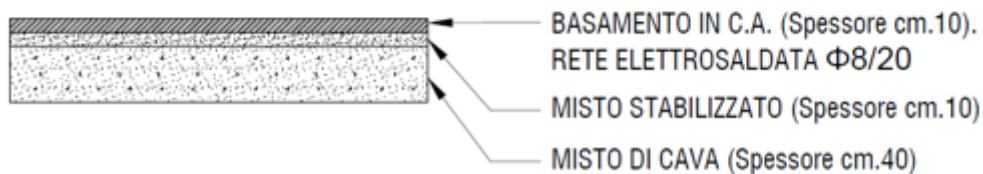


Figura 5-6: Tipologico pacchetto stradale

Le strade verranno realizzate e/o adeguate secondo le modalità indicate nella tavola LUR.06 – Tipologico sezioni stradali e opere di sostegno.

Il progetto prevede la realizzazione di nuovi tratti stradali per circa 3.725 m e il riadattamento di circa 2.629 m di strade esistenti, per un totale di circa 6.354 m di viabilità al servizio dell'impianto.

Per un maggiore dettaglio, si rimanda agli elaborati:

- LUR.49 – T1 Planimetrie, profili e sezioni trasversali della viabilità di impianto e della piazzola di montaggio
- LUR.50 – T2 Planimetrie, profili e sezioni trasversali della viabilità di impianto e della piazzola di montaggio
- LUR.51 – T3 Planimetrie, profili e sezioni trasversali della viabilità di impianto e della piazzola di montaggio
- LUR.52 – T4 Planimetrie, profili e sezioni trasversali della viabilità di impianto e della piazzola di montaggio
- LUR.53 – T5 Planimetrie, profili e sezioni trasversali della viabilità di impianto e della piazzola di montaggio

Infine, si segnala che i tratti stradali originariamente asfaltati interessati dai lavori che eventualmente verranno deteriorati durante le fasi di trasporto dei componenti e dei materiali da costruzione saranno risistemati con finitura in asfalto, una volta ultimata la fase di cantiere.

5.1.2.5 Cavidotti in media tensione 33 kV

Per raccogliere l'energia prodotta dal campo eolico e convogliarla verso la stazione di trasformazione sarà prevista una rete elettrica costituita da tratte di elettrodotti in cavo interrato aventi tensione di esercizio di 33 kV e posati direttamente nel terreno in apposite trincee che saranno realizzate lungo la viabilità dell'impianto, lungo tratti di strade poderali e per brevi tratti in terreni agricoli.

Come anticipato, il parco eolico sarà suddiviso in n. 2 sottocampi composti da 2 e 3 aerogeneratori collegati in entra-esci con linee in cavo e connessi al quadro di media tensione installato all'interno del fabbricato della sottostazione di trasformazione.

Pertanto saranno previsti n. 2 elettrodotti che convoglieranno l'energia prodotta alla sottostazione di trasformazione e 4 linee MT che collegano il sistema BESS alla sottostazione di trasformazione:

Elettrodotto 1

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante [A]	Cdt%
T05	T01	7070	1x300	120,53	0,7192
T01	T02	2615	1x300	241,06	0,5320
T02	QMT-SS	15500	1x630	361,59	2,7648
					4,0161

Elettrodotto 2

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante [A]	Cdt%
T04	T03	4375	1x300	120,53	0,4451
T03	QMT-SS	12820	1x630	241,06	1,5245
					1,9696

Linee impianto BESS

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante [A]	Cdt%
MV ST-1	QMT-SS	25	1x150	69,98	0,0029
MV-ST-2	QMT-SS	60	1x150	69,98	0,0070
MV-ST-3	QMT-SS	82	1x150	69,98	0,0096
TAC-1	QMT-SS	48	1x150	21,87	0,0018

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

La posa dei nuovi cavidotti, fino a 1,2 m di profondità, cercherà di avvenire il più possibile sfruttando il tracciato già esistente e la viabilità di progetto. Sarà prevista una segnalazione con nastro monitore posta a 40-50 cm al di sopra dei cavi MT.

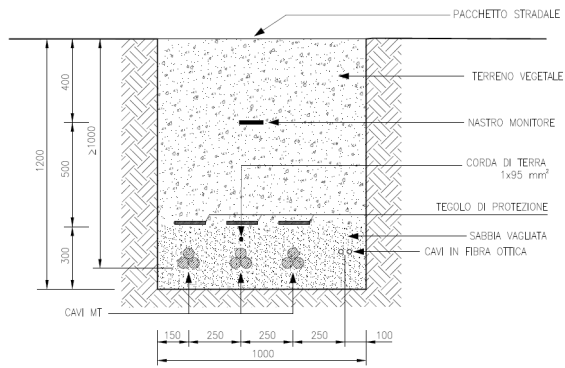
All'interno dello scavo per la posa dei cavi media tensione saranno posate anche la fibra ottica e la corda di rame dell'impianto di terra.

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

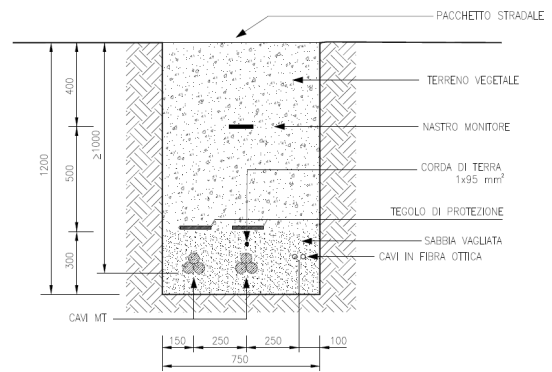
Saranno impiegati cavi unipolari con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene di tipo XLPE, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di alluminio e rivestimento esterno in poliolefine tipo DMZ1, aventi sigla ARE4H5E tensione di isolamento 18/30 kV.

Si riportano di seguito dei tipologici di trincea che verranno utilizzati lungo il tracciato del cavidotto a seconda che sia interessato da uno, due o tre circuiti secondo lo schema in Figura 5-7 e Figura 5-8. Per dettagli migliori fare riferimento all'elaborato "*LUR.66 – Tipico di posa cavidotti e risoluzione delle interferenze 7 di 8*".

**SEZIONI TIPICHE VIE CAVO SU STRADA DI IMPIANTO
SEZIONE DI POSA "3V"**



**SEZIONI TIPICHE VIE CAVO SU STRADA DI IMPIANTO
SEZIONE DI POSA "2V"**



**SEZIONI TIPICHE VIE CAVO SU STRADA DI IMPIANTO
SEZIONE DI POSA "1V"**

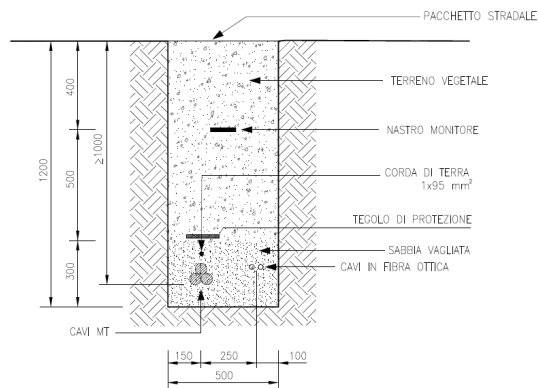


Figura 5-7: Sezioni di posa cavidotti su strada di progetto

- Quadro at a 36 kV.

5.1.2.6.1 Cabina di raccolta

All'interno della cabina di raccolta sarà installato un quadro di media tensione con un numero di scomparto adeguato a svolgere le seguenti funzioni:

- Linee di collegamento alle torri di generazione
- Scomparto misure
- Linea di alimentazione del trasformatore dei servizi ausiliari
- Linea di collegamento al trasformatore elevatore
- Linee di collegamento all'impianto BESS

La cabina di raccolta sarà equipaggiata con i servizi ausiliari necessari (luce, fm, ventilazione) alimentati tramite dedicato trasformatore ausiliario e relativo quadro di bassa tensione.

La cabina di raccolta sarà composta da elementi prefabbricati, realizzati in CAV, assemblati in sito al fine di realizzare una struttura avente le seguenti dimensioni: 20000 x 10000 x 4000 (h) mm.

Nella parte inferiore della cabina sarà realizzata la vasca di fondazione, per il passaggio dei cavi, predisposta con i fori a frattura prestabilita e le connessioni per l'impianto di terra.

La cabina sarà dotata di accessori quali porte, griglie di areazione e torrini eolici.

Le opere civili consisteranno nella realizzazione dello scavo della platea di appoggio in calcestruzzo per la vasca di fondazione.

All'interno della cabina sarà installato anche il quadro AT di alta tensione al quale si attestano i cavi AT in uscita dal trasformatore elevatore e dal quale si deriverà la linea di connessione a 36 kV alla stazione Terna di futura identificazione.

Per maggiori dettagli si veda l'elaborato *LUR.65 – Relazione tecnica opere di utenza*.

5.1.2.7 Sistema BESS

Il sistema BESS è un impianto di accumulo elettrochimico di energia, ovvero un impianto costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia e alla conversione bidirezionale della stessa in energia elettrica in bassa tensione, poi trasformata in alta tensione.

La tecnologia di accumulatori elettrochimici (batterie) è composta da celle elettrolitiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie e in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in appositi armadi in

modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente. Ogni "assemblato batterie" è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema BMS (Battery Management System).

Il BESS è composto da una serie di apparecchiature racchiuse all'interno di dedicati moduli. I principali componenti sono:

- batterie di accumulatori elettrochimici, del tipo agli ioni di Litio ferro fosfato (LFP), suddivise in unità di determinata potenza in funzione del servizio richiesto;
- sistema di controllo di batteria (BMS: Battery Management System);
- protezioni di batteria (Battery Protection Unit);
- convertitore AC/DC bidirezionale caricabatterie-inverter (PCS: Power Conversion System) per la conversione in corrente alternata in bassa tensione di ogni singola unità;
- trasformatore BT/MT (33 kV) per la conversione in media tensione della singola unità;
- quadro di media tensione (33 kV) per la protezione del trasformatore e la connessione in entra-esce con la rete di distribuzione in alta tensione;
- sistema di controllo (EMS: Energy management system);
- servizi ausiliari (HVAC, antincendio, condizionamento, illuminazione, ecc.) alimentati tramite un trasformatore dedicato (MT/BT);
- quadro di media tensione (33 kV) per la raccolta delle linee di connessione ai singoli moduli e per la connessione alla stazione Terna.

Il BESS è composto da unità modulari (modulo base) costituite da:

- Modulo batterie: contenente le batterie, il sistema di controllo delle batterie (BMS) e le protezioni di batteria. Tale modulo potrà avere dimensioni differenti in funzione del fornitore che sarà selezionato;
- Modulo PCS/trasformatore/quadro MT: trattasi di uno skid preassemblato contenente gli inverter, il trasformatore elevatore BT/MT in olio sintetico a doppio secondario, il quadro a 33 kV per la connessione alla cabina di raccolta. Tale modulo potrà avere dimensioni differenti in funzione del fornitore che sarà selezionato;
- Quadro ausiliari di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di ogni modulo base.
- Modulo Ausiliari: contenente il sistema di controllo EMS, il trasformatore dei servizi ausiliari MT/BT, il quadro di distribuzione in bassa tensione. Tale modulo potrà avere dimensioni differenti in funzione del fornitore che sarà selezionato.

L'impianto BESS, di potenza nominale pari a 10 MW, è stato dimensionato con un margine di circa 11% al fine di tenere in considerazione il degrado nel tempo dell'efficienza delle batterie ed il consumo degli ausiliari. L'impianto BESS sarà composto da 12 container batteria di potenza 1860 kW, aventi una capacità 2 ore per batteria, 3,72 MWh, connessi a n. 3 container PCS contenenti un quadro di media tensione a 33 kV, un trasformatore elevatore da 4000 kVA e un inverter da 3450 kVA. La potenza totale dell'impianto Bess è pari a 11.16 MW con una capacità di 4 ore.

Sarà inoltre previsto un container ausiliari contenente un trasformatore mt7bt da 1250 kVA.

Tutti i suddetti componenti saranno installati su dedicate fondazioni aventi caratteristiche idonee al peso delle strutture da sorreggere.

Completano l'installazione dell'impianto la cabina di raccolta, costituita da elementi in calcestruzzo vibrato e da una vasca sottostante per il passaggio dei cavi, in comune con l'impianto eolico.

5.1.2.8 Rete di terra

Per garantire la protezione contro le tensioni di passo e contatto, in accordo alle prescrizioni della Norma CEI 61936-1, la sottostazione sarà dotata di impianto di messa a terra realizzato con maglia interrata (alla profondità di 0,9 m) in corda di rame nuda da 95 mm².

Tutte le apparecchiature metalliche che richiedono la messa a terra (funzionale e di protezione) saranno collegate all'impianto di messa a terra secondario, in accordo alle prescrizioni della Norma CEI 64-8 e alla Norma CEI 50522.

L'impianto di messa a terra secondario sarà composto dai collettori principali di terra (piatto di rame di dimensioni 500x50x6 mm), conduttori equipotenziali di colore giallo-verde di idonea sezione e isolamento e sarà connesso direttamente alla maglia di terra interrata.

L'impianto BESS sarà dotato di impianto di terra primario e secondario per il collegamento delle masse.

Il sistema sarà progettato e dotato delle certificazioni in accordo alle norme IEC/CEI EN ed alla legislazione italiana vigente e sarà costituito da una maglia di conduttore di rame di idonea sezione interrato a 1 metro di profondità.

5.1.2.9 Aree di cantiere (site camp)

Durante la fase di cantiere, sarà necessario approntare delle aree da destinare a site camp. Sono state individuate tre aree di cantiere:

Area cantiere 1: Dimensione 5147 m²

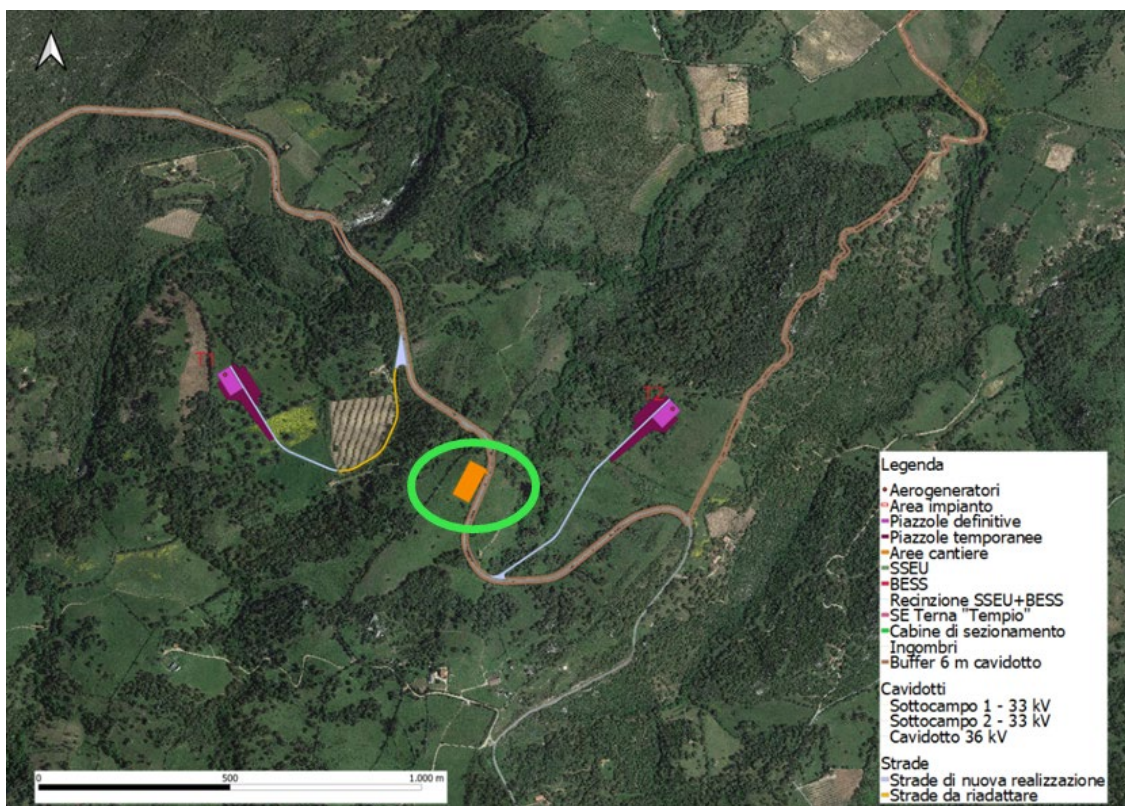


Figura 5-9: Area cantiere 1

Area cantiere 2: Dimensione 5190 m2

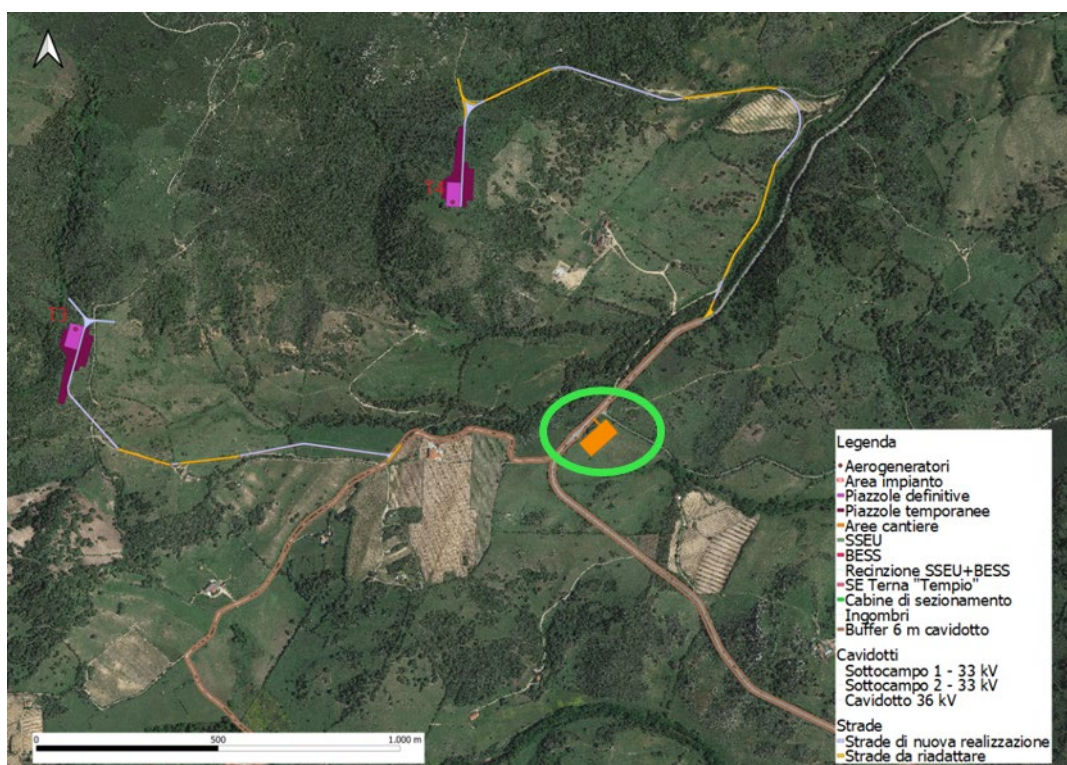


Figura 5-10: Aree cantiere 2

Area cantiere 3: Dimensione 5114 m2

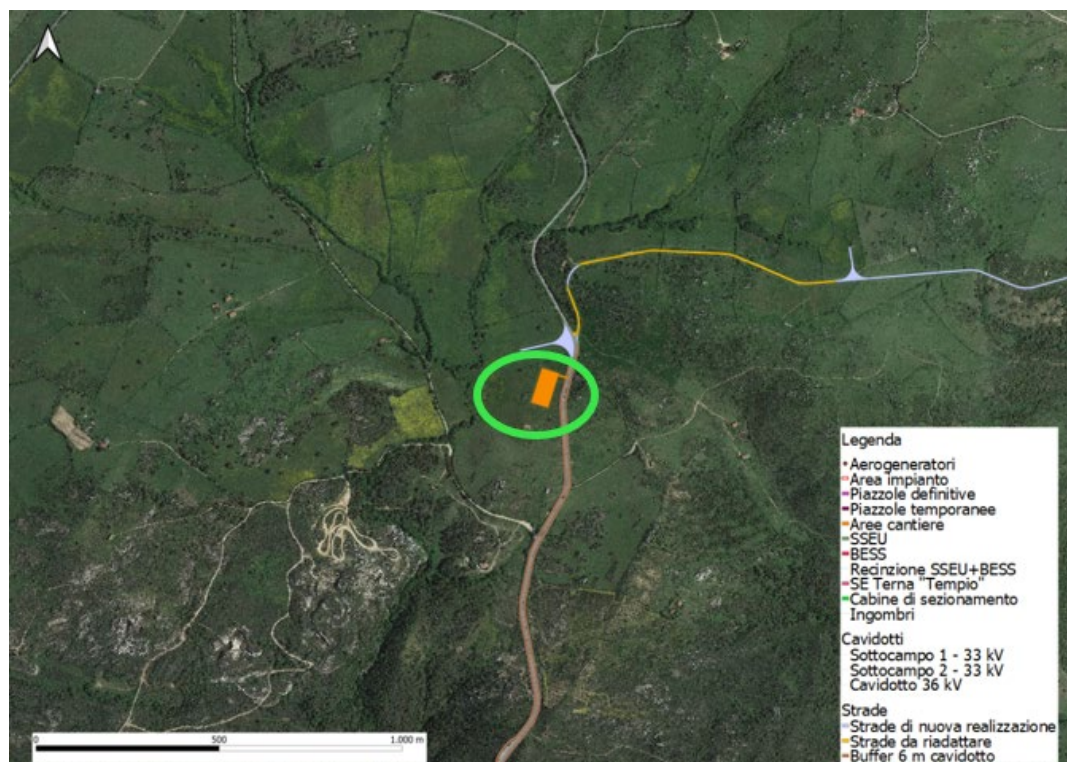


Figura 5-11: Area cantiere 3

Le aree cantiere, nella loro totalità, comprenderanno:

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

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

Infine, in questa fase non è prevista l'identificazione di aree aggiuntive per stoccaggio temporaneo di terreno da scavo in quanto sarà possibile destinare a tale scopo le piazzole delle turbine dismesse a mano a mano che si renderanno disponibili ed il piazzale sottostazione elettrica e BESS. In ogni caso, quando verrà predisposto il Piano di Utilizzo delle terre e rocce da scavo in una fase successiva della progettazione, verranno valutate maggiormente nel dettaglio le aree da adibire al deposito temporaneo dei materiali.

5.1.3 VALUTAZIONE DEI MOVIMENTI TERRA

Le seguenti tabelle sintetizzano tutti i movimenti terra che saranno eseguiti durante la fase di realizzazione del nuovo impianto eolico. Per ulteriori dettagli fare riferimento all'elaborato LUR.43 – Piano preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo.

Tabella 5-2: Dettaglio Volumi dei movimenti di materiali per l'impianto eolico in oggetto

Dettaglio Volumi Movimenti materiali Impianto eolico	Scotico [mc]	Scavo [mc]	Rinterro totale (da cava e scavi) [mc]	Strato fondazione stradale - Base - da cava [mc]	Strato fondazione stradale - Sottofondo - da cava [mc]	Calcestruzzo stradale[mc]	Binder [mc]	Manto d'usura [mc]	Sabbia Vagliata [mc]
Piazzole	29.588	81.774	126.718	6.157	24.627	0	0	0	0
Strade	27.598	62.003	73.203	2.821	11.282	486	0	0	0
Fondazione superficiale	Incluso in Piazzola	10.799	3.750	0	0	0	0	0	0
Fondazioni profonde	Incluso in Piazzola	905	0	0	0	0	0	0	0
Cavidotti MT + AT	5255	15.766	15.766	0	0	0	0	0	5.255
Sottostazione + BESS	1.390	5.530	287	363	1.451	0	254	109	0
Site Camp 1	1.754	352	4.018	518	2.070	0	0	0	0
Site Camp 2	1.764	4.155	1.820	517	2.068	0	0	0	0
Site Camp 3	1.635	3.295	212	506	2.024	0	0	0	0
Totale	68.984	184.579	225.774	10.881	43.523	486	254	109	5.255

Tabella 5-3: Volumi totali di materiale movimentato

Volumi Totali [mc]	
Volume necessario alla formazione rilevati di cui da cava (comprato): 41.195 mc di cui da scavi (riutilizzato in sito): 184.579 mc	225.774 (41.195+184.579)
Volume di scotico riutilizzato per rinaturalizzazione scarpate	68.984
Volume inerti per fondazione stradale- base	10.881
Volume inerti per fondazione stradale- sottofondo	43.523
Volume calcestruzzo fondazione stradale	486
Volume Binder per area SSE+BESS	254
Volume Manto d'usura per area SSE+BESS	109
Volume Sabbia vagliata per rinfianco cavidotti	5.255
Volume totale da conferire a discarica	-

I volumi sopra riportati sono frutto di una modellazione software (Civil3D) e successivamente elaborati secondo i criteri progettuali di seguito elencati:

- Il volume di scotico, ricavato dall'asportazione dei primi 30 centimetri di terreno, viene stoccato in sito e riutilizzato per la rinaturalizzazione di scarpate ed aree temporanee una volta terminata l'area di cantiere;
- In base alle informazioni derivanti dalla geologia-geotecnica e dai sopralluoghi effettuati in sito, il materiale escavato risulta essere di tipo granulare-granitoide per cui si presta particolarmente alla formazione dei rilevati. Pertanto, per la formazione del rilevato, viene considerato il 90% in volume come proveniente dagli scavi e il restante 10% come proveniente dalla cava;
- La voce di scavo è un output del software (eccetto per cavidotti e fondazioni), ed è il volume di terreno che è necessario escavare per raggiungere le quote d'imposta descritte negli elaborati e nelle tavole stradali;
- La voce di rilevato è un output del software (eccetto per cavidotti e fondazioni), ed è il volume di terreno che è necessario riportare per raggiungere le quote di progetto. Esso è opportunamente diviso (in Tabella 5-3) in volume di materiale riutilizzato (e quindi preso dagli scavi) e volume di materiale acquistato da cava;
- Gli strati di fondazione stradale sono acquisiti da cava. Il calcestruzzo è stato disposto come manto d'usura in strade a pendenza elevata. Entrambi sono stati ottenuti in accordo a quanto descritto in Figura 5-6: Tipologico pacchetto stradale;

- Binder e Manto d'usura (asfalto), rispettivamente di spessore pari a 7 cm e 3 cm, sono volumi calcolati per la sola area BESS e Sottostazione;
- La sabbia vagliata, lo scavo, lo scotico e il rinterro dei cavidotti sono stati calcolati a partire dalla sezione del tipologico del cavidotto (*LUR.66 - Tipico di posa cavidotti e risoluzione delle interferenze*);
- Per quanto riguarda le fondazioni, i volumi computati sono stati calcolati a partire dai tipici delle fondazioni (*LUR.41 - Relazione di calcolo preliminare Fondazioni Aerogeneratori e LUR.48 - Pianta e Sezioni fondazione delle WTG (tipologico)*).

La mancanza di rilievi di dettaglio su tutta l'area d'impianto e di indagini geotecniche diffuse e di analisi granulometriche e di caratterizzazione richiede che le volumetrie di scavo e di riutilizzo debbano essere verificate ed eventualmente aggiornate in fase di progettazione esecutiva. Inoltre, si dovrà verificare l'effettiva possibilità di impiego dei materiali escavati in sito per la costituzione di rilevati, ripristino di scavi e altre eventuali finalità in funzione delle caratteristiche geotecniche dei materiali stessi. Qualora si escluda il loro riutilizzo, potrebbe essere necessario utilizzare dei geosintetici di rinforzo, con una conseguente variazione dei costi.

5.2 ESERCIZIO DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 2)

Durante l'esercizio dell'impianto, verranno mantenute solamente le opere definitive, ossia:

- Le piazzole definitive (area corrispondente al plinto di fondazione ed area per la gru principale)
- La viabilità di impianto.
- L'area corrispondente alla Sottostazione utente e BESS.

Saranno ripristinate ad una condizione di naturalità le aree delle piazzole temporanee e le aree di cantiere.

Si veda un esempio in Figura 5-12, per maggiori informazioni fare riferimento all'elaborato *LUR.13 - Tipico piazzole aerogeneratore*.



Figura 5-12 Confronto aree tra fase di cantiere (sx) e fase di esercizio (dx) per la piazzola T1.

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

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

Nella predisposizione del progetto sono state adottate alcune scelte, in particolare per le strade e le piazzole, volte a consentire l'eventuale svolgimento di operazioni di manutenzione straordinaria, dove potrebbe essere previsto il passaggio della gru tralicciata per operazioni quali la sostituzione delle pale o del moltiplicatore di giri. Infatti, sarà mantenuta come definitiva l'area per l'utilizzo della gru tralicciata e la viabilità di impianto come prevista da progetto, al fine di garantire l'eventuale transito di convogli eccezionali.

5.3 DISMISSIONE DEL NUOVO IMPIANTO (FASE 3)

Si stima che l'impianto di "Luras" a seguito della costruzione, avrà una vita utile di circa 25-30 anni, a seguito della quale, data la peculiarità anemologica e morfologica del sito, sarà valutata l'esecuzione di un futuro intervento di potenziamento o ricostruzione.

Tuttavia, nell'ipotesi di non procedere con una eventuale ricostruzione o ammodernamento dell'impianto, si procederà alla dismissione dello stesso, provvedendo a una rinaturalizzazione dei terreni interessati dalle opere.

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

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

Per un maggior dettaglio sulle attività di dismissione dell'impianto giunto a fine vita utile, si rimanda alla relazione *LUR.47 - Piano di dismissione dell'impianto*.

5.4 ANALISI DEGLI SCENARI INCIDENTALI

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

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

La maggior frequenza di incidenti si verifica nella fase di funzionamento, poiché essa è caratterizzata da un'estensione temporale molto ampia (la vita utile di un impianto varia dai 25 ai 30 anni) e da una più complessa combinazione di azioni, le quali hanno implicazioni sul comportamento strutturale e funzionale dell'aerogeneratore.

Le tipologie di incidenti che sono state analizzate sono le seguenti:

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

Tutti gli scenari accidentali sopra elencati sono stati affrontati nel dettaglio all'interno delle relazioni *LUR.04 - Relazione analisi possibili incidenti* e *LUR.05 - Relazione di calcolo della gittata*.

Il livello di rischio legato ad un incidente è funzione del danno provocato, e della probabilità di accadimento dell'evento come da relazione illustrata di seguito:

$$R=f(P,D)=P \times D$$

Dove:

- R è il rischio
- P è la probabilità di accadimento dell'evento
- D è la magnitudo del danno causato dall'evento

L'analisi quantitativa del rischio è effettuata assegnando un numero da 1 a 4 sia alla probabilità che al danno. Si può quindi definire una matrice di rischio per identificarne la portata come fatto di seguito:

		4	8	12	16
	3	3	6	9	12
	2	2	4	6	8
	1	1	2	3	4
Probabilità (P)	Probabilità / Rischio	1	2	3	4
		Danno / Magnitudo (D)			

Figura 5-13: Matrice di Rischio

L'esito degli studi sopramencionati ha evidenziato le seguenti conclusioni:

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

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

5.5 CRONOPROGRAMMA

Il cronoprogramma dei lavori prevede la realizzazione del nuovo progetto, il commissioning e il primo collegamento alla rete.

Il dettaglio delle lavorazioni e le tempistiche di esecuzione sono riportati nell'elaborato specifico *LUR.02 – Cronoprogramma dei lavori di realizzazione dell'impianto.*

Si prevede che le attività di realizzazione dell'impianto eolico avvengano in un arco temporale di circa 17 mesi.

Per poter rispettare la durata del cantiere, è necessario che l'emissione degli ordini di acquisto delle principali forniture ed apparecchiature debba avvenire con tempi coerenti con le date di consegna previste nel cronoprogramma.

5.6 STIMA DEI COSTI

Le opere per la realizzazione del nuovo impianto si stima avranno un costo complessivo pari a 78.736.928,23 € (per i dettagli, si vedano gli elaborati *LUR.44 – Computo metrico* e *LUR.45 – Quadro economico del progetto*).

I costi per la sola dismissione del nuovo impianto a fine vita si stima avranno un costo pari a 2.325.643 €, considerati i ricavi dal recupero di materiale riciclabile (si veda l'elaborato *LUR.47 – Piano di dismissione delle opere e ripristino dello stato dei luoghi con relativa analisi dei prezzi e cronoprogramma.*)

La stima è stata effettuata sulla base del livello progettuale definitivo redatto in funzione dei livelli conoscitivi disponibili, in termini di topografia, orografia e conoscenza geologica/geotecnica dei terreni interessati.

In fase di definizione esecutiva del progetto, a seguito di specifico rilievo topografico di dettaglio e di esecuzione dei necessari sondaggi ed accertamenti geotecnici, la stima potrà quindi essere eseguita puntualmente, modificata ed adeguata alle effettive situazioni geomorfologiche e geotecniche, nonché alle eventuali evoluzioni progettuali.

5.7 ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

L'intervento di costruzione dell'impianto eolico in progetto avrà delle ricadute occupazionali in termini di nuovi posti di lavoro. Infatti, la necessità di avviare un nuovo cantiere richiederà il coinvolgimento di ditte appaltatrici sia per la fornitura sia per la posa e realizzazione delle opere in progetto, con il loro indotto che genereranno in tutta l'area, come ad esempio l'incremento delle attività legate alla ricettività e alla ristorazione.

La catena del valore per il settore eolico include i seguenti elementi, corrispondenti alle varie fasi di sviluppo dell'investimento per la realizzazione di impianti alimentati da FER:

- "Manufacturing" (Produzione): in questa fase si inseriscono tutte le attività connesse alla produzione delle turbine eoliche e dei componenti del parco, comprese le attività di ricerca e sperimentazione. Il tipo di occupazione associata a questa fase sarà definita in funzione del periodo di tempo necessario per consentire a un impianto appena ordinato di essere prodotto e per tale motivo ci si riferisce a questo tipo di occupazione con il termine di "occupazione temporanea".
- "Construction and Installation" (Costruzione e Installazione): comprende le operazioni relative a progettazione, costruzione e installazione, comprese le attività di assemblaggio e delle varie componenti accessorie finalizzate alla consegna dell'impianto eolico. In tale ambito l'occupazione sarà definita per il tempo necessario all'installazione ed avviamento dell'impianto (anche in questo caso si tratterà dunque di "occupazione temporanea").
- "Operation and Maintenance" (Gestione e Manutenzione): si tratta di attività, la maggior parte delle quali di natura tecnica, che consentono agli impianti eolici di produrre energia nel rispetto delle norme e dei regolamenti vigenti. O&M è a volte considerato anche come un sottoinsieme di asset management, ossia della gestione degli assetti finanziari, commerciali ed amministrativi necessari a garantire e a valorizzare la produzione di energia per garantire un flusso di entrate appropriato, e a minimizzarne i rischi. In questo caso il tipo di occupazione prodotta avrà la caratteristica di essere impiegata lungo tutto il periodo di funzionamento all'impianto e per tale motivo ci si riferisce ad essa con la qualifica di "occupazione permanente".
- "Decommissioning" (Dismissione): in questa fase le attività sono quelle connesse alla dismissione dell'impianto eolico e al recupero/riciclo dei materiali riutilizzabili.

Inoltre, si può affermare che il parco eolico Luras rappresenta un'importante opportunità per il rilancio dello sviluppo e dell'economia locale, sia nell'immediato che in prospettiva.

L'indotto generato dalla realizzazione del Parco Eolico favorirà una crescita occupazionale nella zona, creando altri posti di lavoro sia in fase di costruzione che di gestione dell'impianto.

Durante l'iter autorizzativo del progetto, di concerto con le amministrazioni locali di Luras, verranno stabilite adeguate misure di compensazione ambientale che saranno a vantaggio della collettività, quali, miglioramento dei servizi ai cittadini, progetti di valorizzazione territoriale e ambientale, potenziamento delle capacità attrattive del territorio, ecc.

A titolo meramente esemplificativo, potranno riguardare i seguenti aspetti:

- iniziative nel campo delle rinnovabili da realizzare nel territorio come, ad esempio, l'installazione di impianti fotovoltaici in edifici comunali, la creazione di punti di ricarica per la mobilità sostenibile;
- progetti di educazione ambientale da attuarsi nelle scuole al fine di promuovere l'assunzione di valori ambientali, ritenuti indispensabili affinché, sin da piccoli, gli alunni e le rispettive famiglie imparino a conoscere e ad affrontare i principali problemi connessi all'utilizzo del territorio e ad un uso non sostenibile e siano consapevoli del proprio ruolo attivo per salvaguardare l'ambiente naturale per le generazioni future;
- sostegno economico volto a valorizzare le tradizioni culturali locali o a preservare luoghi di interesse archeologico;
- sostegno allo studio tramite acquisto di strumenti/materiali didattici;
- promozione di una mobilità sostenibile tramite l'acquisto di veicoli ecocompatibili;
- sostegno per la creazione di zone ricreative.

Oltre alle ricadute sociali ed economiche connesse all'occupazione ed all'indotto generati in tutta l'area vanno evidenziati gli effetti positivi, sia sociali che economici, derivanti dalla costruzione di un impianto per la produzione di energia alimentato da fonte rinnovabile, con conseguenti benefici e risparmi nel campo della salute, della gestione dell'inquinamento atmosferico e dell'ambiente in generale. Per ulteriori informazioni si rimanda all'elaborato *LUR.18 – Studio di Impatto Ambientale*.