

Impianto eolico di Collinas

Progetto definitivo

Oggetto:

COL-07 – Relazione tecnica descrittiva del progetto

Proponente:



Sorgenia Renewables S.r.l.
Via Algardi 4
Milano (MI)

Progettista:



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

Rev. N.	Data	Descrizione modifiche	Redatto da	Rivisto da	Approvato da
00	12/062023	Prima Emissione	M. Da Ros, A. Bellisai	M. Iaquina	P. Polinelli

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

Nome File: COL-07.02 - Relazione tecnica descrittiva del progetto.docx

Indice

1	PREMESSA	5
1.1	Descrizione del proponente	6
1.2	Contenuti della relazione.....	6
2	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	7
2.1	Inquadramento geologico	9
2.2	Inquadramento geomorfologico dell'area di studio	11
2.3	Inquadramento idrografico	11
2.4	Caratteristiche climatiche locali.....	12
3	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	16
3.1	Normativa di pianificazione energetica	16
3.1.1	Pianificazione e programmazione energetica europea	16
3.1.2	Pianificazione e programmazione energetica nazionale.....	16
3.1.3	Pianificazione e programmazione energetica Regionale	17
3.2	Normativa di pianificazione ambientale e compatibilità progettuale	17
4	CARATTERISTICA DELLA RISORSA EOLICA.....	19
4.1	Input anemologico	19
4.2	Modello di aerogeneratore	20
4.3	Analisi di producibilità.....	22
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.....	27
5.1.3	Valutazione dei movimenti terra	46
5.2	Esercizio del nuovo impianto (fase 2)	47
5.3	Dismissione del nuovo impianto (fase 3)	48
5.4	Valutazioni di sicurezza.....	49
5.4.1	Analisi degli scenari incidentali.....	49
5.4.2	Analisi Shadow flickering	51
5.4.3	Analisi emissioni sonore	52
5.5	Cronoprogramma.....	53
5.5.1	Stima dei costi	54

5.6 Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche 55

Indice delle figure

Figura 2-1: Inquadramento territoriale dell'impianto di Collinas	7
Figura 2-2: Inquadramento su ortofoto dell'area dell'impianto eolico Collinas.....	8
Figura 2-3: schema tettonico della zona del graben campidanese; in rosso l'area in studio.....	9
Figura 2-4 Inquadramento idrografico -Stralcio della Tav. 2-Idrografia Superficiale del Piano di Tutela delle Acque (PTA).....	12
Figura 2-5 Grafico piovosità mensile media per la stazione di Villacidro (1922-2007)	14
Figura 2-6 Grafico piovosità mensile media per la stazione di Pabillonis (1922-2007)	14
Figura 2-7 Grafico piovosità mensile media per la stazione di Sardara (1922-2007)	15
Figura 4-1 Rosa dei venti e distribuzione Weibull torre virtuale VORTEX.....	20
Figura 4-2 Curva di potenza dell'aerogeneratore Siemens Gamesa SG170 da 6,0 MW in funzione della velocità del vento al mozzo in condizioni standard	21
Figura 4-3 Coefficienti di spinta e di potenza dell'aerogeneratore Siemens Gamesa SG170 da 6,0 MW in funzione della velocità del vento al mozzo in condizioni standard	21
Figura 5-1: Estratto elaborato "COL-04 – Inquadramento generale su CTR"	26
Figura 5-2: Estratto elaborato "COL-05 – Inquadramento generale su ortofoto"	27
Figura 5-3: Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,0 MW.....	29
Figura 5-4: Tipologia 1 - Sezione opere in progetto	31
Figura 5-5: Tipologia 2 - Sezione opere in progetto	32
Figura 5-6: Tipico Piazzola	33
Figura 5-7: Piazzola - parte definitiva in rosso	34
Figura 5-8 Pacchetto stradale.....	36
Figura 5-9 Sezione tipo stradale in scavo	37
Figura 5-10 Sezione tipo strada in rilevato	38
Figura 5-11 Sezione tipo strada a mezza costa.....	39
Figura 5-12 Sezione di posa cavidotti su terreno vegetale	41
Figura 5-13: Sezioni di posa cavidotti su strada asfaltata	42
Figura 5-14 Inquadramento SSEU su ortofoto. (stralcio elaborato COL-05 - Inquadramento generale su ortofoto)	44
Figura 5-15 Area di cantiere del progetto.....	46

Figura 5-16: Matrice di Rischio	50
Figura 5-17 Cronoprogramma dei lavori	54
Figura 5-18: ULA relativi al settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2018 ("I risvolti occupazionali della transizione energetica" - GSE)	57

1 PREMESSA

La società Sorgenia Renewables S.r.l, d'ora in avanti il proponente, intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica nella provincia del Sud Sardegna, in agro del comune di Collinas.

L'impianto sarà costituito da 8 aerogeneratori di potenza unitaria nominale fino a 6 MW, per una potenza installata complessiva fino a 48 MW.

Data la potenza dell'impianto, superiore ai 10.000 kW, il servizio di connessione sarà erogato in alta tensione (AT), ai sensi della Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 luglio 2008 n.99 e s.m.i.

Gli aerogeneratori forniscono energia elettrica in bassa tensione (690V) e sono pertanto dotati di un trasformatore MT/BT ciascuno, alloggiato all'interno dell'aerogeneratore stesso e in grado di elevare la tensione a quella della rete del parco. La rete del parco è costituita da un cavidotto interrato in media tensione (30kV), tramite il quale l'energia elettrica viene convogliata dagli aerogeneratori alla sottostazione elettrica (SSE) di trasformazione AT/MT di proprietà del proponente, collegato ad un sistema di sbarre condivise con altri produttori, che sarà collegata in antenna ad una nuova stazione elettrica (SE) di smistamento a 380/150/36 kV della RTN, da inserirsi in modalità entra-esce sulla linea a 380 kV "Ittiri-Selargius" (nel seguito "nuova SE").

Le opere progettuali sono quindi sintetizzate nel seguente elenco:

- parco eolico composto da 8 aerogeneratori, da 6 MW ciascuno, con torre di altezza fino a 125 m e diametro del rotore fino a 170 m, e dalle relative opere civili connesse quali strade di accesso, piazzole e fondazioni;
- impianto di rete, consistente in una nuova SE di smistamento a 380/150/36 kV della RTN da inserirsi in modalità entra-esce sulla futura linea a 380 kV "Ittiri-Selargius";
- impianto di utenza per la connessione alla RTN, consistente nella rete di terra, nella rete di comunicazione in fibra ottica, nel cavidotto in media tensione (30kV) interamente interrato e sviluppato principalmente sotto strade esistenti, nella SSE di trasformazione 150/30 kV di proprietà del Proponente e nell'elettrodotto a 150 kV di collegamento tra la SSE e la nuova SE.

I progetti del tipo in esame rispondono a finalità di interesse pubblico (riduzione dei gas ad effetto serra, risparmio di fonti fossili scarse ed importate) ed in quanto tali sono indifferibili ed urgenti, come stabilito dalla legge 1° giugno 2002, n. 120, concernente "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997" e dal D.Lgs. 29 dicembre 2003, n.387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa

alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" e s.m.i..

L'utilizzo di fonti rinnovabili comporta infatti beneficio a livello ambientale, in termini di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) risparmiate e mancate emissioni di gas serra, polveri e inquinanti. Per il progetto in esame si stima una producibilità del parco eolico superiore a 130 GWh/anno (Produzione Media Annuale P50), che consente di risparmiare almeno 24.000 TEP/anno (fonte ARERA: 0,187 TEP/MWh) e di evitare almeno 64.000 ton/anno di emissioni di CO₂ (fonte ISPRA, 2020: 493,80 gCO₂/kWh).

1.1 Descrizione del proponente

Il soggetto proponente del progetto in esame è Sorgenia Renewables S.r.l., interamente parte del gruppo Sorgenia Spa, uno dei maggiori operatori energetici italiani. Il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica con oltre 4'750 MW di capacità di generazione installata e oltre 400'000 clienti in fornitura in tutta Italia. Efficienza energetica e attenzione all'ambiente sono le linee guida della sua crescita. Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito dai più avanzati impianti a ciclo combinato e da impianti a fonte rinnovabile, per una capacità di circa 370 MW tra biomassa ed eolico. Nell'ambito delle energie rinnovabili, il Gruppo, nel corso della sua storia, ha anche sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW), ed idroelettrico (ca. 33 MW). In quest'ultimo settore, Sorgenia è attiva con oltre 75 MW di potenza installata gestita tramite la società Tirreno Power, detenuta al 50%. Il Gruppo Sorgenia, tramite le sue controllate, fra le quali Sorgenia Renewables S.r.l., è attualmente impegnata nello sviluppo di un importante portafoglio di progetti rinnovabili di tipo eolico, fotovoltaico, biometano, geotermico ed idroelettrico, caratterizzati dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente.

1.2 Contenuti della relazione

La presente relazione ha l'obiettivo di illustrare in estrema sintesi le caratteristiche del progetto in esame.

Il capitolo 2 illustra l'inquadramento territoriale, geomorfologico, meteorologico e idrografico dell'impianto in oggetto di nuova costruzione.

Nel capitolo 3 si riportano i principali riferimenti normativi.

Il capitolo 4 contiene una sintesi dello studio della risorsa eolica.

Nel capitolo 5 si riporta la descrizione del progetto e tutte le operazioni necessarie durante le fasi di vita dell'impianto, l'analisi degli scenari incidentali, i risultati degli studi di shadow flickering e emissioni sonore, 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 di nuova costruzione è collocato nel comune di Collinas, nella provincia del Sud Sardegna, in Sardegna.

L'impianto eolico di Collinas è localizzato a circa 45 km dal capoluogo, a circa 1,2 km dal centro urbano del comune di Collinas, ed a circa 8 km in direzione nord-ovest dal centro abitato del comune di Sanluri.



Figura 2-1: Inquadramento territoriale dell'impianto di Collinas

L'impianto eolico di Collinas è situato in una zona prevalentemente collinare non boschiva caratterizzata da un'altitudine media pari a circa 300 m s.l.m., con sporadiche formazioni di arbusti e la presenza di terreni seminativi/incolti.

Il parco eolico (comprensivo di aerogeneratori, piazzole, strade, cavidotti e sottostazione elettrica utente) ricade all'interno dei seguenti fogli catastali:

- Fogli 1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 17, 18, 21, 22 nel comune di Collinas;
- Fogli 1 e 4 nel comune di Villanovaforru;
- Fogli 4, 5, 7, 9, 12, 13, 17, 18 nel comune di Lunamatrona;

- Fogli 3, 4, 5, 11, 12, 17 nel comune di Sanluri.

Nello specifico, le turbine sono ubicate esclusivamente nel comune di Collinas nei fogli 1, 4, 7, 9, 10, 22.

In Figura 2-2 è riportato l'inquadramento territoriale dell'area nel suo stato di fatto e nel suo stato di progetto, con la posizione degli aerogeneratori su ortofoto.



Figura 2-2: Inquadramento su ortofoto dell'area dell'impianto eolico Collinas

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]
CO01	Collinas	481841	4388538
CO02	Collinas	482705	4388489
CO03	Collinas	482834	4389529
CO04	Collinas	484824	4390072
CO05	Collinas	485765	4389899
CO06	Collinas	486631	4389443
CO07	Collinas	487941	4388648
CO08	Collinas	487087	4386511

2.1 Inquadramento geologico

Il sito in esame risulta ubicato ai margini settentrionali di una fossa tettonica, successivamente colmata da un potente spessore di sedimenti formatasi a seguito della fase distensiva plio-quaternaria, responsabile della formazione del Graben Campidanese; si osservano infatti nello schema strutturale sotto riportato (Figura 2-3), uno dei lineamenti tettonici di tipo "normale" associati al graben, orientati in direzione circa Nord/Ovest – Sud/Est.

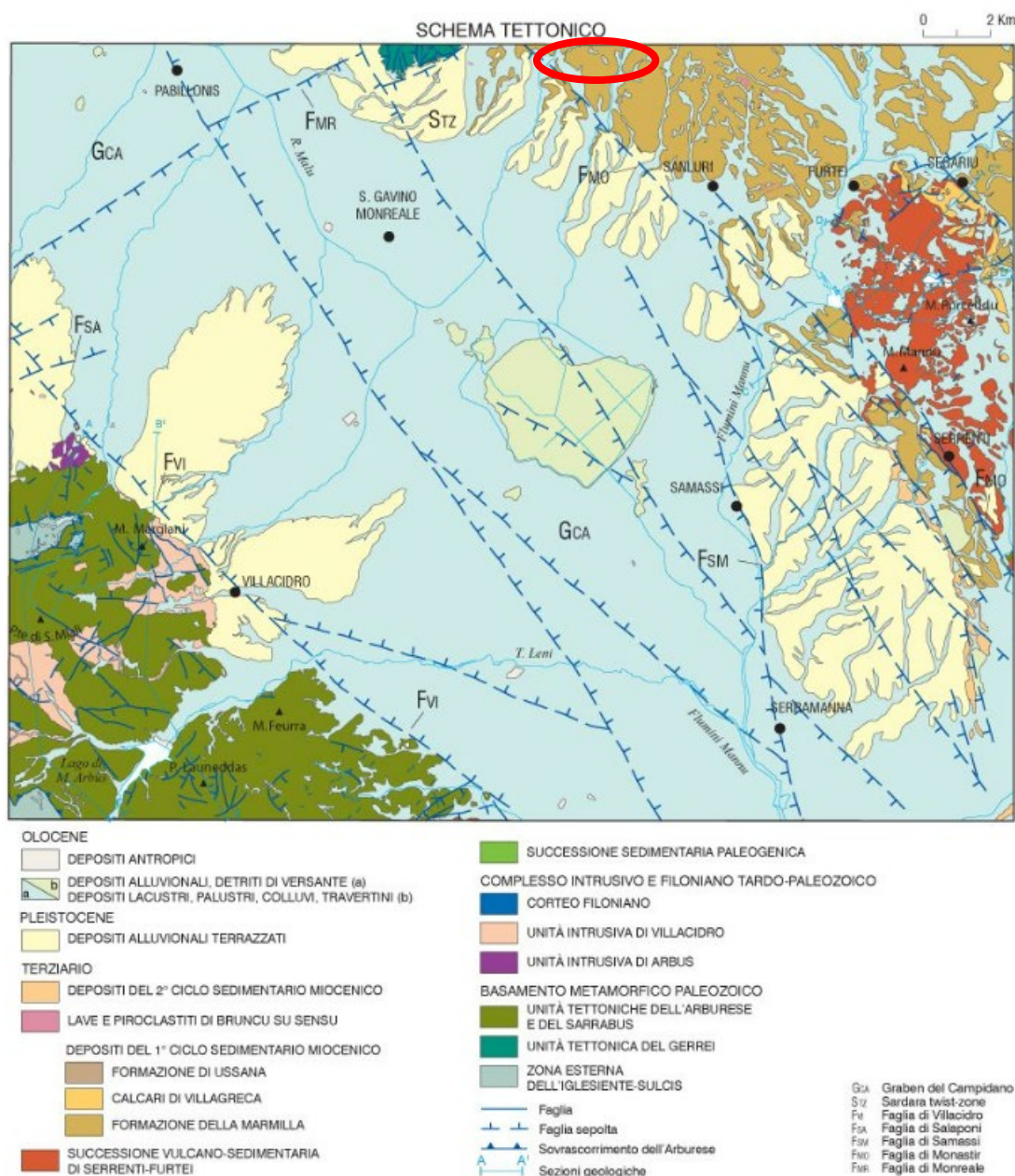


Figura 2-3: schema tettonico della zona del graben campidanese; in rosso l'area in studio

A partire dal Miocene superiore e fino al Pliocene-Pleistocene, tutta l'isola è interessata da un'importante fase distensiva da riferire all'apertura del Tirreno centro-meridionale, la quale

favorisce una breve e localizzata (Penisola del Sinis, Campidano di Cagliari e di Oristano, Orosei) ingressione marina nel Pliocene Inferiore. A questa tettonica distensiva sono da imputare le estese manifestazioni vulcaniche plio-pleistoceniche dell'Isola, prevalentemente basiche e ad affinità alcalina, transizionale e tholeiitica, di età isotopica compresa tra 5,3 e 0,14 Ma, nonché l'impostazione del graben subsidente del Campidano, colmato da potenti depositi detritici continentali plio-pleistocenici (formazione di Samassi).

La quasi totalità degli aerogeneratori risultano ubicati all'interno di una zona in cui affiorano):

- La Formazione della Marmilla (RML), nota da tempo come "Complesso marnoso-arenaceo Miocenico del Campidano", in cui prevalgono sedimenti fini costituiti da marne arenaceo-argillose e siltiti, siltiti marnose grigio giallastre, arenarie da medie a fini, distribuiti in alternanze tra il decimetro e il metro. Lo spessore complessivo è di circa qualche centinaio di metri. (Aquitaniense-Burdigaliano inf.)
- Subsistema di Portoscuso: litofacies a sabbie e arenarie eoliche con subordinati detriti e depositi alluvionali (Pleistocene sup.)
- Unità di Cuccuru Aspru: Basalti subalcalini generalmente ipocristallini da afirici a porfirici in colate (Pliocene-Pleistocene)

I rilievi collinari a nord dell'abitato di Sardara, nell'area di progetto, presentano una successione della formazione RML disturbata da piccole faglie con rigetti di ordine metrico e immersioni variabili a causa di fenomeni plicativi che hanno modificato la precedente struttura monoclinale. Qui, i depositi marnoso-arenacei risultano infine fittamente incisi e terrazzati dal reticolo idrografico impostatosi in epoca recente, nei cui alvei sono contenuti i depositi alluvionali ghiaioso-sabbiosi quaternari. Frequenti dicchi e intrusioni basaltiche e andesitiche caratterizzano infine la formazione della Marmilla.

Dallo stralcio cartografico sotto riportato si osserva che gli aerogeneratori CO02, CO05, CO06 e CO07 sono impostati sulle formazioni marnose arenacee della Marmilla, mentre CO03, CO04 e CO08 sono impostati su successioni basaltiche; infine, CO01 risulta ubicata in una zona di transizione tra le due formazioni.

Infine, risulta che anche la SSEU di impianto risulta ubicata su depositi riconducibili alla formazione della Marmilla, in una località in cui tale formazione viene incisa e terrazzata dal reticolo idrografico. Ne risulta che sia possibile individuare sia le litofacies tipiche della Marmilla, sia i depositi non o poco consolidati delle alluvioni oloceniche (Sabbie con subordinati limi ed argille).

Le stratigrafie ottenute a seguito di perforazione pozzi, ubicati nelle vicinanze dell'area di impianto, confermano che la successione stratigrafica della Marmilla presenta alternanze marnose-argillose-

arenacee con spessore anche di centinaia di metri, mentre le colate basaltiche possono raggiungere anche i 40-50 m di spessore.

Per un maggiore approfondimento riferirsi all'elaborato [COL-21 – Relazione geologica, geomorfologica, sismica.](#)

2.2 Inquadramento geomorfologico dell'area di studio

La morfologia dell'area in esame è fortemente influenzata dal contesto geo-litologico e strutturale della regione del Campidano, che ha interagito con gli effetti dei cambiamenti climatici quaternari.

Il Campidano è interpretato come un graben la cui formazione viene riferita al Pliocene Medio-Superiore con presenza nel suo sottosuolo di oltre 500 m di sedimenti continentali. Dato che estese conoidi del Pleistocene superiore e dell'Olocene mascherano i bordi del Campidano, non è possibile discriminare quanto dell'attuale forma dei rilievi sia da attribuire a processi di erosione selettiva eventualmente sovrapposti ad attività tettonica. Questo areale, comprendente sia i rilievi collinari vulcanici sia quelli sedimentari oligo-miocenici, presenta versanti di tipo prevalentemente erosivo; risultano infatti modellati a spese dei sedimenti marnosi-arenacei terziari, con morfologie collinari dolci e poco acclivi. Invece, l'area interessata dalle rocce vulcaniche oligo-mioceniche è invece caratterizzata da dossi più elevati e versanti più acclivi. La morfologia dei versanti è quindi condizionata dall'erosione selettiva e dai processi di riesumazione.

Caratteri importanti del territorio, però, sono anche dati dai depositi alluvionali, che appartengono a due grandi cicli morfogenetici, uno più antico Pleistocenico e uno più recente Olocenico. Dai versanti che delimitavano il Campidano, infatti, durante il Pleistocene superiore si sono originate estese conoidi alluvionali coalescenti. La loro morfologia era caratterizzata da una più elevata acclività nei pressi del versante e da una progressiva diminuzione della stessa nella parte distale fino a generare conoidi con profilo concavo. Sulla loro superficie le irregolarità topografiche dovute alla presenza di canali distributori sono state in genere livellate dai processi erosivi. Tutte queste conoidi sono state interessate da importanti processi di incisione che hanno condotto al loro terrazzamento. Le morfologie dei depositi di pianura legati alle dinamiche oloceniche sono state sovente cancellate dagli interventi antropici.

Per un maggiore approfondimento riferirsi all'elaborato [COL-21 – Relazione geologica, geomorfologica, sismica, COL-14 Documentazione fotografica.](#)

2.3 Inquadramento idrografico

L'impianto eolico greenfield "Collinas" ricade in corrispondenza dello spartiacque di due bacini:

- Bacino del Flumini Mannu di Pabillonis;
- Bacino di Mogoro.

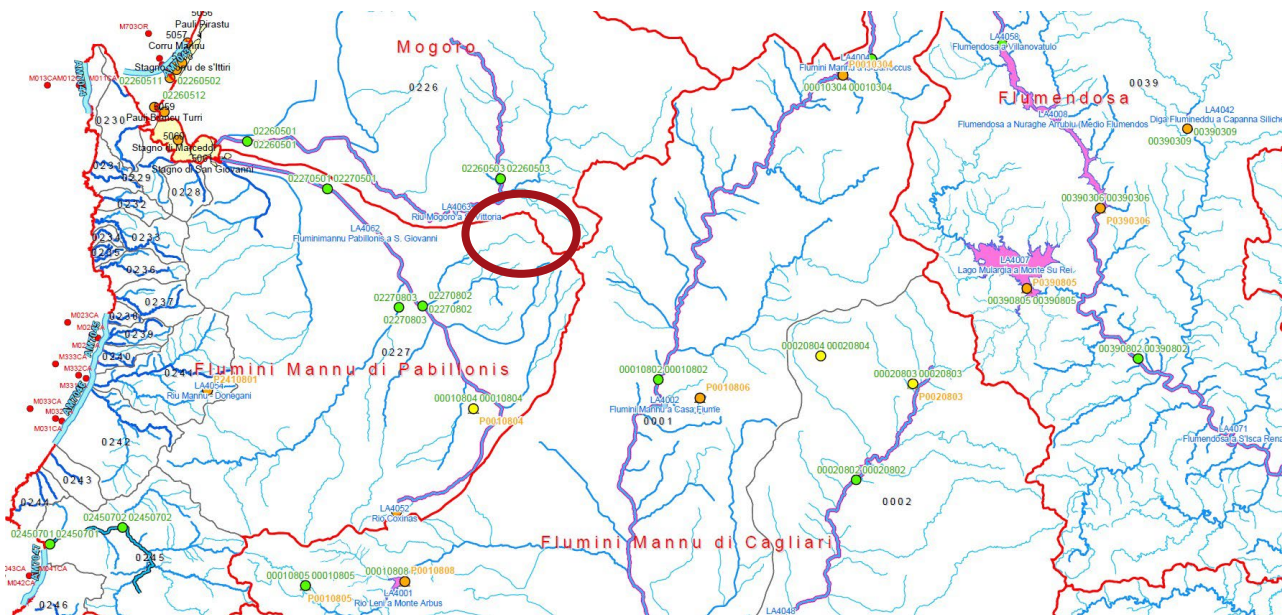


Figura 2-4 Inquadramento idrografico -Stralcio della Tav. 2-Idrografia Superficiale del Piano di Tutela delle Acque (PTA)

I sopracitati bacini fanno parte della stessa Unità Idrografica Omogenea (U.I.O) denominata "Flumini Mannu di Pabillonis - Mogoro".

Per un maggiore approfondimento riferirsi all'elaborato COL-23 – Relazione idrologica e idraulica.

2.4 Caratteristiche climatiche locali

La caratterizzazione del clima del territorio del bacino dell'U.I.O. del Mannu di Pabillonis – Mogoro è basata sui dati delle stazioni pluviometriche ricadenti all'interno del bacino (Tabella 2-2).

Tabella 2-2 Elenco delle stazioni pluviometriche nell'U.I.O. del Flumini Mannu di Pabillonis-Mogoro.

STAZIONE	ANNI DI OSSERVAZIONE	STRUMENTO	QUOTA (m.s.l.m.)	COORDINATE
Villacidro	1922-2007	Pluviometro	267	39°27'29.08"N 8°44'32.54"E
Pabillonis	1922-2007	Pluviometro	42	39°35'32.53"N 8°43'18.2"E
Sardara	1922-2007	Pluviometro	163	39°36'50.00"N 8°49'17.43"E

Per l'analisi delle condizioni pluviometriche, si è fatto riferimento ai dati registrati nelle tre stazioni del bacino più vicine al sito di progetto e riportate in Tabella 2-3.

Tabella 2-3 Piovosità mensile media per le stazioni pluviometriche site all'interno dell' U.I.O. del Flumini Mannu di Pabillonis-Mogoro.

Piovosità mensile media [mm]			
Mese	Stazione di Sardara	Stazione di Villacidro	Stazione di Pabillonis
Gennaio	78	85	66
Febbraio	68	81	62
Marzo	59	71	52
Aprile	60	64	50
Maggio	43	38	34
Giugno	20	18	17
Luglio	12	11	10
Agosto	13	16	13
Settembre	40	41	41
Ottobre	65	73	66
Novembre	83	100	81
Dicembre	89	196	86
Annuale Media	632	795	578

Considerando i dati dal 1922 al 2007, l'analisi del regime pluviometrico dimostra come il valore di piovosità media annua sia attorno ai 578-795 mm. I mesi più piovosi sono i mesi di novembre e dicembre dove si toccano i 100 mm di pioggia media caduti al mese. I mesi estivi si confermano invece come il periodo più asciutto, soprattutto luglio e agosto, in cui i valori medi delle tre stazioni di riferimento non salgono sopra i 20 mm mensili. È interessante notare che la stazione pluviometrica più piovosa (Villacidro) è localizzata ai piedi dell'area montuosa del Santu Miali, fattore che ne influenza la piovosità con circa 160 mm in più di media all'anno.

Nelle figure riportate in seguito sono riportate le precipitazioni medie mensili in formato grafico.

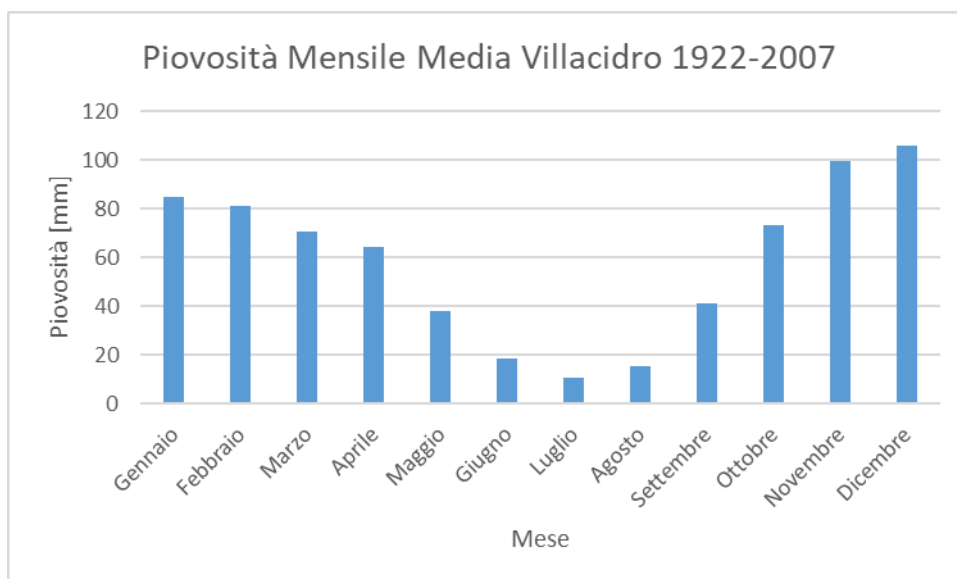


Figura 2-5 Grafico piovosità mensile media per la stazione di Villacidro (1922-2007)

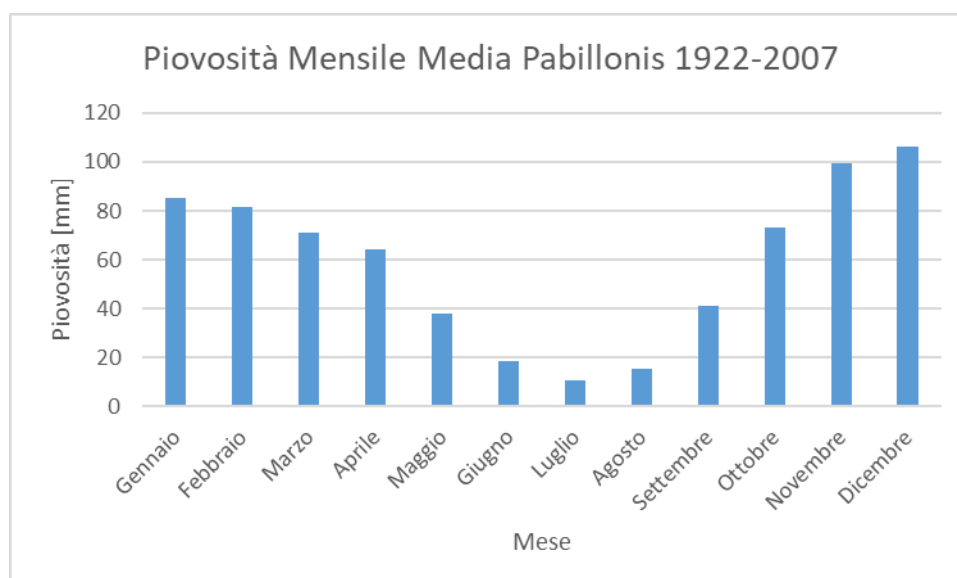


Figura 2-6 Grafico piovosità mensile media per la stazione di Pabillonis (1922-2007)

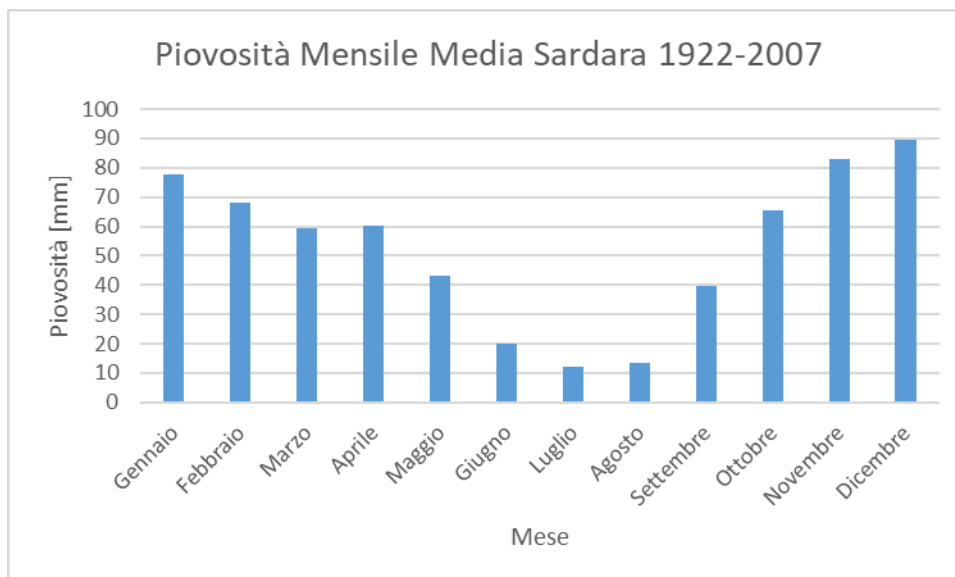


Figura 2-7 Grafico piovosità mensile media per la stazione di Sardara (1922-2007)

In generale, nell'arco di ogni singolo anno i giorni più piovosi ricadono nel semestre autunno-inverno e, in particolare, nell'intervallo temporale Ottobre-Febbraio mentre le precipitazioni diventano decisamente di scarsa entità nel periodo compreso tra Maggio e Settembre. Analizzando i caratteri pluviometrici riportati, viene delineato un clima di tipo temperato-mediterraneo, ovvero caratterizzato da precipitazioni concentrate nel periodo autunnale-invernale e quasi assenti in quello estivo. Queste caratteristiche influenzano notevolmente il regime delle acque sotterranee; a causa delle piogge concentrate in metà anno, in tale periodo assumono particolare interesse i fenomeni di ruscellamento superficiale e di infiltrazione tipica dei mesi umidi; mentre si verificano fenomeni di evaporazione e abbassamento dei livelli delle falde nei mesi asciutti.

Per un maggiore approfondimento riferirsi all'elaborato [COL-23 – Relazione idrologica e 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 Pianificazione e programmazione energetica europea

Per quanto riguarda la pianificazione energetica europea, si è fatto riferimento ai seguenti strumenti:

- Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici Unfccc, 1992;
- Libro bianco "Una politica energetica per l'Unione Europea", 1995;
- Direttiva 96/92/CE, Liberalizzazione del mercato, 2003;
- Libro Verde sull'energia, 2006;
- SET Plan, 2008;
- Il Terzo Pacchetto Energia, 2009;
- Pacchetto Clima-Energia "20-20-20", 2009;
- Accordo di Parigi, 2015;
- Energia pulita per tutti gli europei, 2016;
- "Next Generation EU (NGEU)"
- Regolamento 2021/1119/UE
- "Fit for 55"
- COP26, 2021;
- COP27, 2022.

3.1.2 Pianificazione e programmazione energetica nazionale

Per quanto riguarda la pianificazione energetica nazionale, si è fatto riferimento ai seguenti strumenti:

Per quanto riguarda la pianificazione energetica nazionale, si è fatto riferimento ai seguenti strumenti:

- Piano nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC), 2016;

- Strategia Energetica Nazionale (SEN), 2017;
- Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC), 2020;
- Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), 2021
- Piano per la Transizione Ecologica (PTE), 2022

3.1.3 Pianificazione e programmazione energetica Regionale

Per quanto riguarda la normativa a livello regionale, si è fatto riferimento al seguente:

- Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS), 2016
- Deliberazione N. 59/90 DEL 27.11.2020, "Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili".

3.2 Normativa di pianificazione ambientale e compatibilità progettuale

Rispetto alla normativa nazionale, si è fatto riferimento ai seguenti riferimenti legislativi:

- Vincolo idrogeologico, Regio decreto 30 dicembre 1923 n.3267.
- Dpr 20 ottobre 2001, n. 380 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia".
- Decreto Legislativo n.387 del 29/12/2003, attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Normativa Ostacoli e Pericoli Navigazione Aerea (all'interno del Decreto Legislativo n.387 del 29/12/2003)
- Decreto Legislativo n.42 del 22/01/2004 "Codice dei beni culturali e del paesaggio" e successive modifiche e integrazioni.
- Decreto Legislativo n.152 del 03/04/2006, "Norme in materia ambientale" e successive modifiche e integrazioni.
- Decreto Ministeriale del 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"; pur nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, tali linee guida sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER).

- Decreto Legislativo n. 28 03/03/2011, attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successive abrogazioni delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE; tale decreto ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica.
- Decreto Ministeriale n.52 del 30/03/2015, "Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti delle Regioni e delle province autonome" definisce gli iter procedurali a livello nazionale per la verifica di assoggettabilità a Valutazione d'Impatto Ambientale. Esso riporta le linee guida per i progetti appartenenti all'allegato IV del D.Lgs. 152/2006 (i progetti soggetti a Verifica di Assoggettabilità), estendendo i criteri già definiti nell' Allegato V del D. Lgs. 152/2006.
- Decreto Legislativo n.104 16/06/2017, "Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114".
- Dl 16 luglio 2020, n. 76 - Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale (cd. "Decreto Semplificazioni") - Stralcio - Misure in materia di appalti, edilizia, semplificazione amministrativa, valutazione di impatto ambientale (Via), rifiuti sanitari, rottami ferrosi, bonifica dei siti inquinati, economia circolare, energie rinnovabili.
- DL 31 maggio 2021, n. 77 Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e snellimento procedure amministrative (cd. "Decreto Semplificazioni 2") - Misure in materia di rifiuti, bonifiche dei siti contaminati, valutazione di impatto ambientale, appalti pubblici, energie rinnovabili.
- LEGGE 29 luglio 2021, n. 108. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.
- D.Lgs 8 novembre 2021 n. 199 di recepimento della direttiva UE 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II).

4 CARATTERISTICA DELLA RISORSA EOLICA

Si riporta di seguito la caratterizzazione anemologica del sito.

4.1 Input anemologico

Per la definizione preliminare del regime anemologico sulla zona interessata dal progetto d'impianto è stata pertanto impiegata una torre anemometrica virtuale, fornita dalla società VORTEX FCDe derivante da calcoli numerici complessi applicati a modelli anemologici mesoscala con risoluzione di calcolo geografica pari a 100 m. Le frequenze di occorrenza della velocità vento sono state estrapolate sulla posizione della torre anemometrica virtuale prossima alla posizione dell'aerogeneratore CO03 alle coordinate nel sistema di riferimento geografico UTM/WGS84 PVortex (483481, 4389760) e corrispondenti ad un'altezza dal suolo pari a 110 m.

Tabella 4-1 Distribuzione frequenza e intensità vento su torre virtuale VORTEX

deg → m/s ↓	0.0	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	%
0-1	37.0	22.3	19.1	26.4	31.6	26.2	51.2	40.9	28.8	21.4	20.0	19.3	20.2	28.6	26.6	34.9	5.2
1-2	60.5	37.2	16.1	31.3	39.8	49.2	72.2	63.6	37.8	21.8	25.8	20.9	34.5	84.8	78.9	57.7	8.4
2-3	73.0	36.3	10.9	21.9	37.6	55.4	76.6	69.8	36.3	18.7	23.0	16.3	39.9	136.6	114.9	67.9	9.5
3-4	65.9	32.8	7.6	15.7	33.2	64.7	86.4	66.7	29.7	16.5	17.7	12.6	41.5	182.0	150.5	59.2	10.1
4-5	57.2	27.1	4.8	11.7	29.1	61.0	75.9	65.6	22.0	13.0	17.0	11.2	40.2	218.5	176.4	46.3	10.0
5-6	43.8	20.6	3.7	8.4	26.5	57.4	69.9	57.5	15.0	8.2	11.8	9.5	38.8	238.5	187.8	38.2	9.5
6-7	32.7	16.4	2.6	6.5	25.3	53.1	64.8	51.1	9.9	5.0	10.8	8.3	37.0	267.5	183.3	33.3	9.2
7-8	20.8	12.6	2.2	2.6	20.9	49.7	54.9	44.0	6.7	3.8	7.0	7.2	31.6	241.8	171.1	26.4	8.0
8-9	13.5	7.9	1.8	1.8	14.9	47.0	47.1	35.4	5.3	2.7	6.2	5.8	28.2	189.4	165.4	20.3	6.8
9-10	10.8	5.8	1.7	0.8	11.8	43.9	41.7	29.9	3.1	2.1	5.2	4.7	20.5	144.6	157.2	14.8	5.7
10-11	6.0	3.1	1.3	0.0	9.2	42.5	31.9	21.7	2.1	1.7	3.3	3.2	13.7	114.0	134.0	9.9	4.5
11-12	3.4	1.8	1.3	0.0	7.0	33.9	27.5	16.9	1.5	1.6	2.0	3.0	11.1	84.8	106.7	6.7	3.5
12-13	2.2	1.1	1.1	0.0	5.6	27.4	22.7	12.0	0.0	0.0	0.9	2.0	8.0	51.5	90.6	5.1	2.6
13-14	2.1	0.0	0.9	0.0	4.7	24.5	18.7	8.4	0.0	0.0	0.0	2.0	6.6	37.9	77.1	3.3	2.1
14-15	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	18.2	14.3	6.1	0.0	0.0	0.0	1.6	4.1	29.1	51.6	3.0	1.5
15-16	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	12.4	11.0	3.9	0.0	0.0	0.0	1.3	2.9	16.2	38.9	1.6	1.0
16-17	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	9.2	10.6	3.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.8	14.9	26.7	0.9	0.8
17-18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2	9.1	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	11.4	18.8	0.0	0.6
18-19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	6.3	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	6.6	11.8	0.0	0.4
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	6.3	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	8.0	0.0	0.2
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	0.0	0.1
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	0.0	0.1
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.1
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0
24-25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25-26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	4.9	2.6	0.9	1.4	3.5	7.9	9.2	6.9	2.3	1.3	1.7	1.5	4.4	24.0	22.7	4.9	

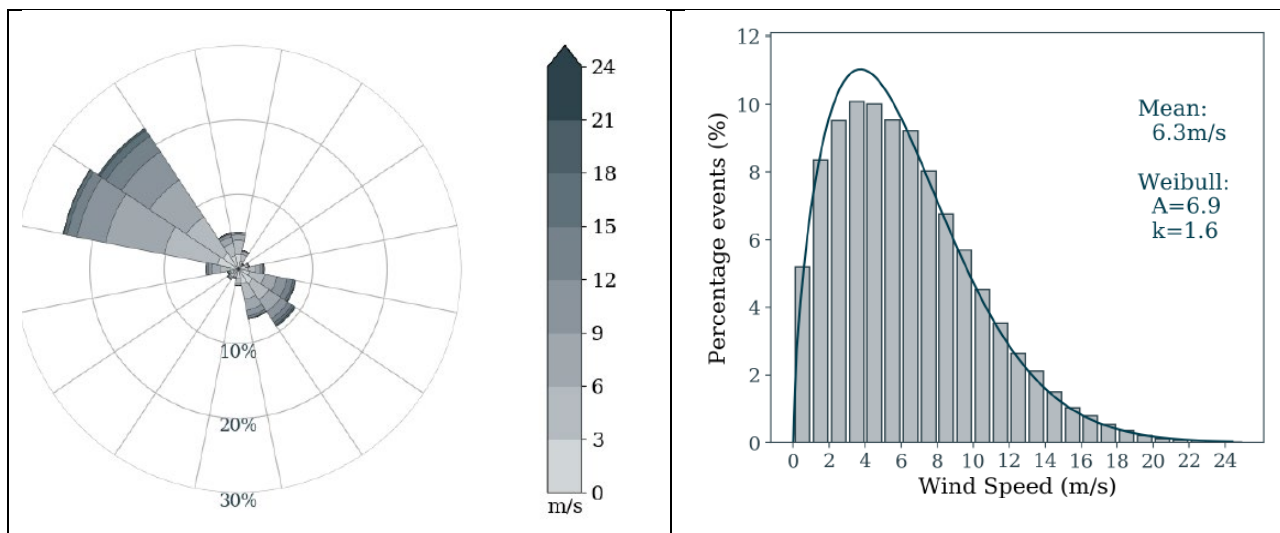


Figura 4-1 Rosa dei venti e distribuzione Weibull torre virtuale VORTEX

Come si può constatare dall'osservazione delle distribuzioni dei parametri anemologici, sopra riportate, sia per classi di velocità con step 1 m/s che per 16 settori di provenienza del vento, la risorsa eolica in sito è concentrata sulla direttrice principale NO sia in termini di distribuzione di frequenza, sia di densità di potenza specifica.

Le frequenze disponibili sono rappresentative di un periodo equivalente di monitoraggio del vento pari a vent'anni, e quindi assunte come quelle attese di riferimento sul lungo periodo.

4.2 Modello di aerogeneratore

Gli aerogeneratori in progetto avranno diametro del rotore fino a 170 m, una torre di altezza fino a 125 m e una potenza unitaria fino a 6,0 MW ciascuno.

Per la stima della resa energetica delle turbine di progetto è stato considerato come aerogeneratore tipo la turbina SG170-AM2 prodotta da Siemens Gamesa, con altezza mozzo di 125 m, che si è ritenuto possa essere rappresentativo della taglia massima di aerogeneratore scelta per il parco eolico in esame, di cui si riportano le principali caratteristiche tecniche in Tabella 4-2.

Tabella 4-2 Specifiche tecniche aerogeneratore di riferimento

Grandezza	U.M.	Valore
Potenza	kW	6000
Velocità di avvio (cut in)	m/s	3
Velocità massima potenza	m/s	11.0
Velocità di arresto (cut out)	m/s	25
Velocità di rotazione nominale	rpm	8.8
Numero di pale	n°	3

Altezza della torre	m	125
Diametro del rotore	m	170
Area spazzata dal rotore	m ²	22'692
Classe	IEC	IEC IIIA/IIIB

Di seguito, sono rappresentate nel loro sviluppo la curva di potenza (P), la curva di spinta (Ct) e il coefficiente di potenza (Cp) usati per determinare la producibilità e le perdite per effetto scia dell'impianto, riferite alla densità dell'aria standard pari a 1,225 kg/m³.

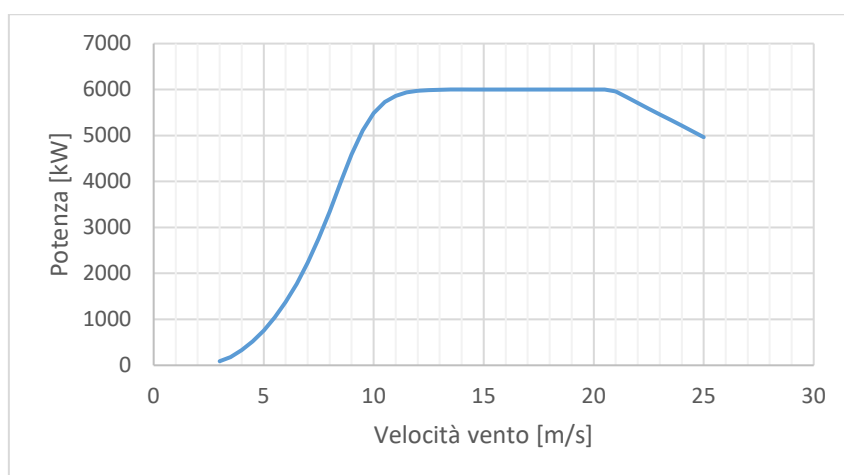


Figura 4-2 Curva di potenza dell'aerogeneratore Siemens Gamesa SG 170 da 6,0 MW in funzione della velocità del vento al mozzo in condizioni standard

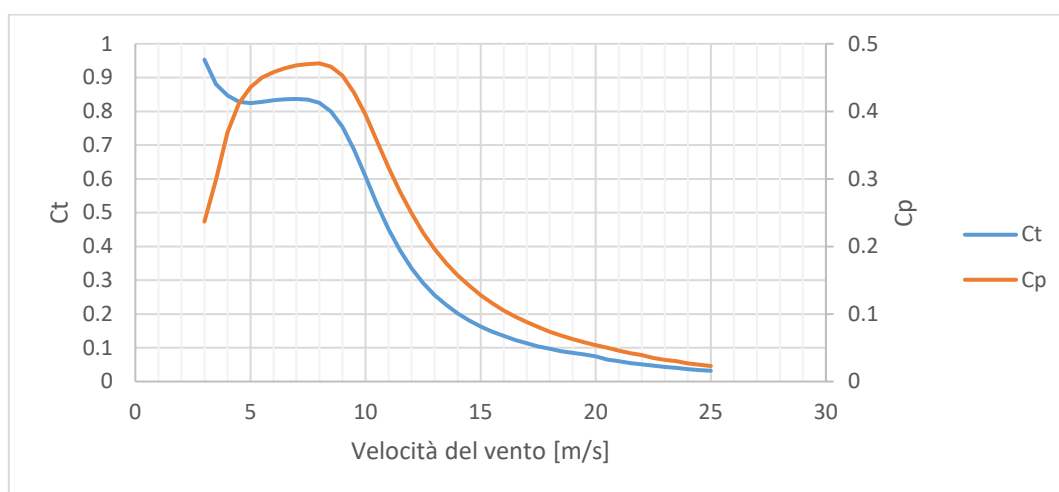


Figura 4-3 Coefficienti di spinta e di potenza dell'aerogeneratore Siemens Gamesa SG 170 da 6,0 MW in funzione della velocità del vento al mozzo in condizioni standard

4.3 Analisi di producibilità

È stato realizzato un modello orografico digitale DTM (Digital Terrain Model) che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento. Inoltre, è stata implementata anche una mappatura digitale della rugosità superficiale del terreno su area vasta, sulla base del database CORINE LANDCOVER 2018.

Il modello altimetrico e la rugosità superficiale del terreno sono stati implementati nell'estrapolazione orizzontale e verticale della velocità del vento. La risultante velocità del vento media annuale in sito all'altezza mozzo è pari a 6,4 m/s.

In base alla distribuzione puntuale della risorsa eolica, e alle caratteristiche di performance del modello di turbina considerato, il codice di calcolo ricava la produzione lorda associata ad ogni punto macchina. La produzione lorda deve essere successivamente decurtata delle perdite di scia e delle perdite tecniche per ricavare la produzione netta.

In particolare, la producibilità lorda al netto delle perdite per scia è stata successivamente elaborata decurtandola delle perdite fisse aggiuntive legate a fattori indipendenti dalle potenzialità eoliche del sito e dalle caratteristiche di performance del modello di turbina adottato.

I valori assunti per la stima di tali perdite, esprimibili in percentuale dell'energia prodotta al netto delle scie, sono riportati sulla seguente Tab. 4, ciascuno in corrispondenza dell'effetto considerato.

Tabella 4-3 Stima perdite tecniche impianto

Fattore di perdita	Perdita [%]
Perdite elettriche di impianto	3,0%
Indisponibilità impianto per manutenzione ordinaria/straordinaria	3,0%
Degradazione performance aerogeneratori	2,0%
Indisponibilità BOP/rete	0,7%
Altri fattori	0,5%
Totale	9,20%

Tali coefficienti di perdita sono stati quindi applicati ai risultati di producibilità, già calcolati al netto delle scie, e riportati in termini assoluti e di ore di funzionamento medie annue unitarie a potenza nominale. La produzione così calcolata, rappresenta la P50, essendo P il valore di resa energetica che l'impianto attende di realizzare sul lungo periodo, con la probabilità pari al 50% che tale livello di energia prodotta venga raggiunto o superato.

La tabella sottostante riporta la sintesi dei risultati della producibilità d'impianto in termini di produzione media annuale [GWh/a] ed ore equivalenti [Heq]:

Tabella 4-4 Sintesi dei risultati della producibilità d'impianto

Potenza installata [MW]	Turbine #	Modello turbina	Altezza mozzo [m]	AEP Lorda [MWh/a]	Perdite scia [%]	Perdite tecniche [%]	AEP Netta P50	
							[MWh/a]	[Heq]
48,0	8	SG170-6,0MW	125	148'420	3,0	9,20	130'764	2'724

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 di progetto.

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

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

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

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

Le posizioni degli aerogeneratori per l'installazione in progetto sono state ulteriormente stabilite in maniera da ottimizzare la configurazione dell'impianto in funzione delle caratteristiche anemologiche e di riutilizzare il più possibile la viabilità già esistente, minimizzando dunque l'occupazione di ulteriore suolo libero. A tal riguardo, è stato ritenuto di fondamentale importanza nella 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 che è risultato essere 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;
- Contenimento dei volumi di scavo.

5.1.1 Layout di progetto

L'area di progetto è collocata interamente nel comune di Collinas (SU). La stessa è ubicata nella zona di entroterra centro-meridionale della Sardegna, a circa 45 Km di distanza in direzione Sud-Est dal Golfo di Oristano.

L'impianto eolico di Collinas è situato in una zona prevalentemente collinare caratterizzata da un'altitudine media pari a circa 300 m s.l.m., con sporadiche formazioni di arbusti e la presenza di terreni seminativi/incolti.

Di seguito è riportato uno stralcio dell'inquadramento su CTR del nuovo impianto, sia per l'area in cui sono localizzati gli aerogeneratori in progetto che per quella relativa alla sottostazione elettrica condivisa MT/AT e al punto di consegna, mentre per un inquadramento di maggior dettaglio si rimanda ai documenti "COL-04 – Inquadramento generale su CTR", "COL-03 – Inquadramento generale su IGM" e "COL-05 – Inquadramento generale su ortofoto".

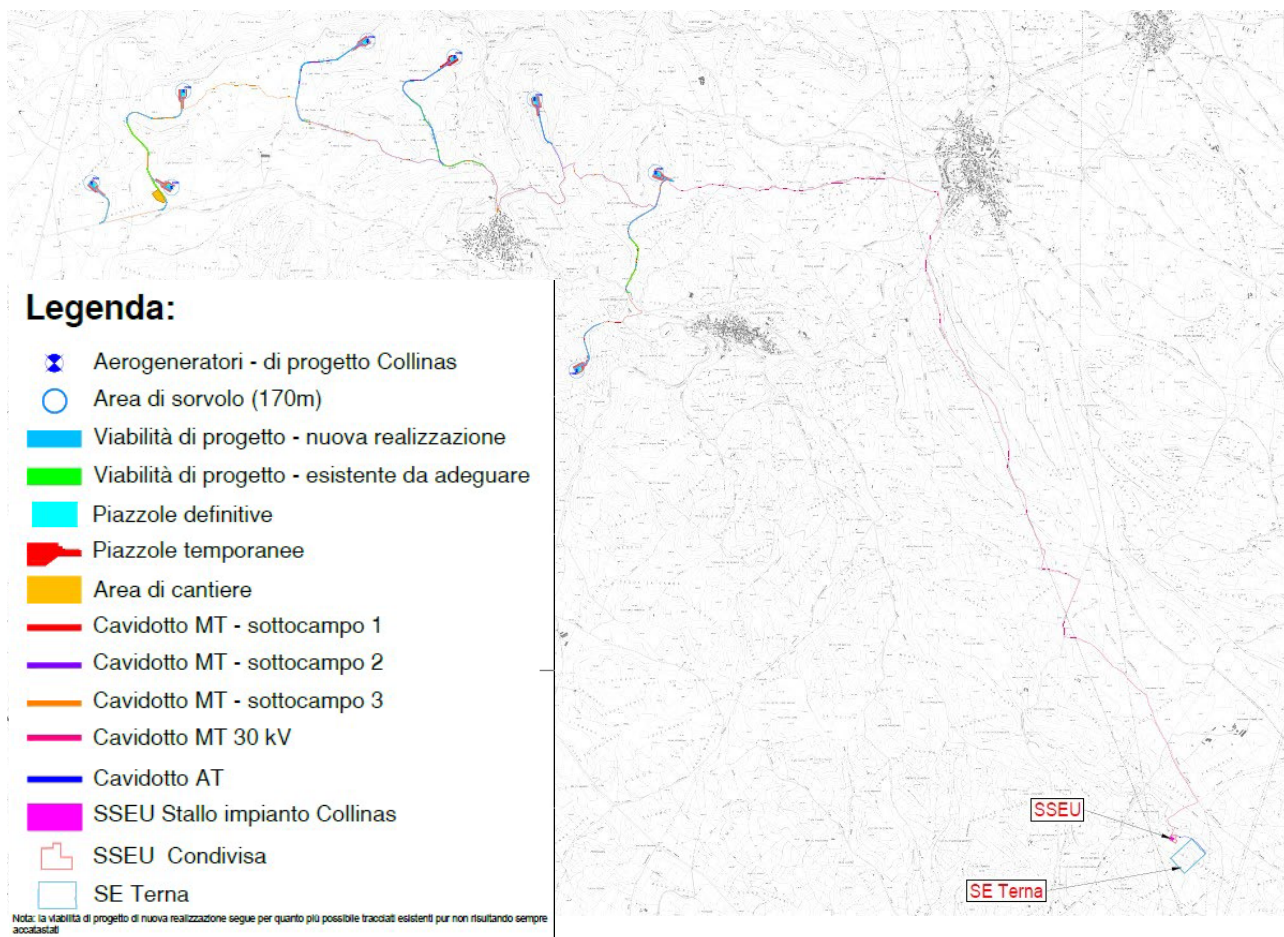


Figura 5-1: Estratto elaborato "COL-04 – Inquadramento generale su CTR"

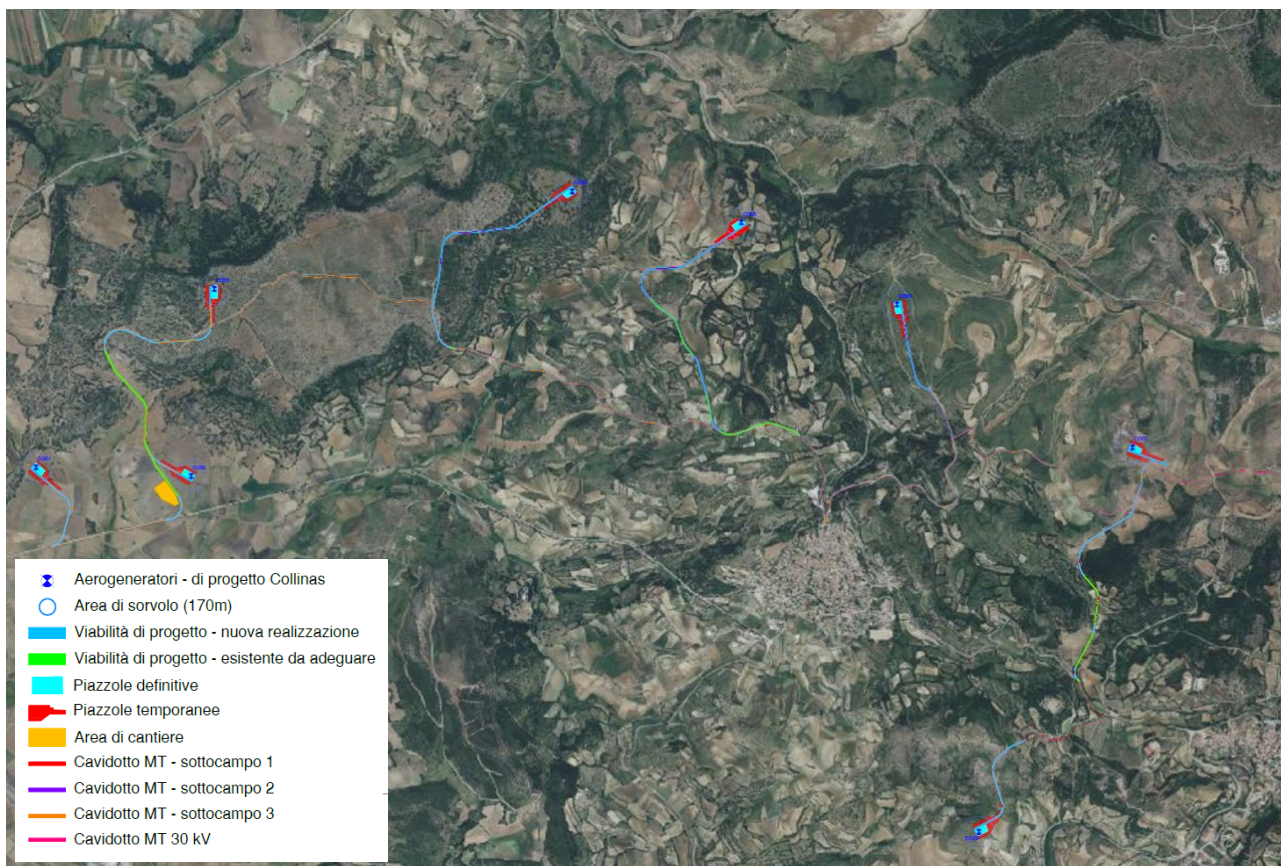


Figura 5-2: Estratto elaborato "COL-05 – Inquadramento generale su ortofoto"

L'impianto eolico di nuova realizzazione sarà composto da 3 sottocampi, in ciascuno di essi gli aerogeneratori saranno collegati in entra-esce con linee in cavo, e si conetteranno al quadro di media tensione installato all'interno del fabbricato della stazione di trasformazione condivisa.

La sottostazione elettrica di trasformazione condivisa (SSEU MT/AT) si trova nel Comune di Sanluri (SU). Tale sottostazione è situata in prossimità della futura Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Ittiri – Selargius", la quale costituirà il punto di connessione dell'impianto alla RTN, come da Preventivo di connessione (STMG).

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

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

Tabella 5-1: Caratteristiche principali aerogeneratori di progetto

Potenza nominale	6,0 MW
Diametro del rotore	Fino a 170 m
Lunghezza della pala	83,5 m
Corda massima della pala	4,5 m
Area spazzata	22.698 m ²
Altezza al mozzo	Fino a 125 m
Classe di vento IEC	III A
Velocità cut-in	3 m/s
V nominale	10 m/s
V cut-out	25 m/s

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

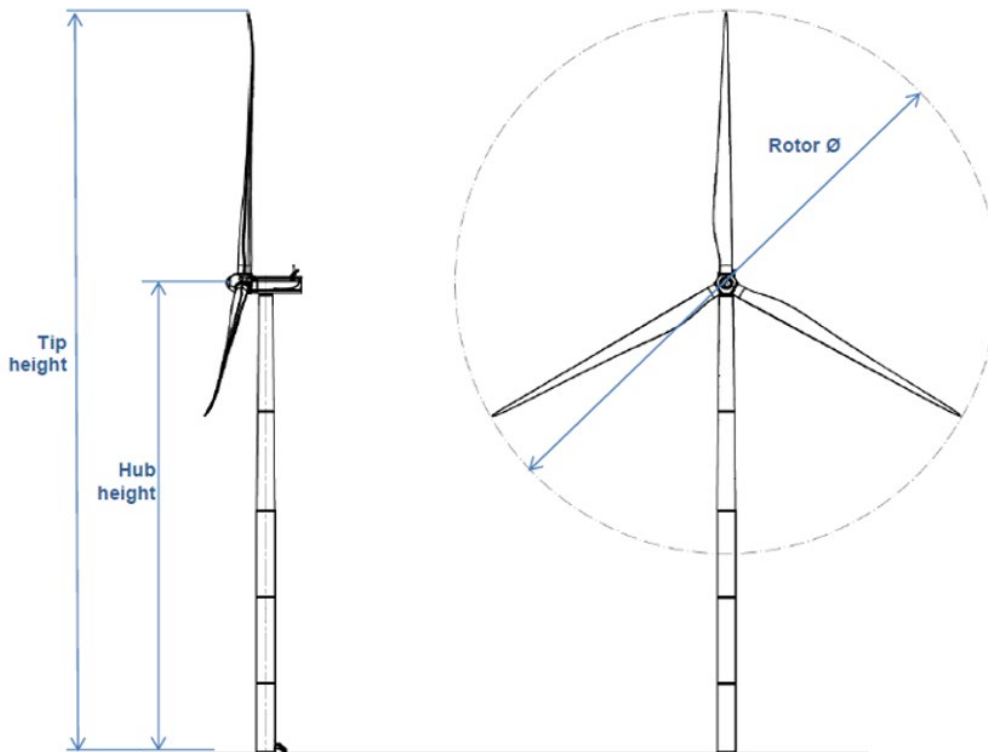


Figura 5-3: Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,0 MW

Ogni aerogeneratore è equipaggiato di generatore elettrico asincrono, di tipo DFIG (Directly Fed Induced Generator) che converte l'energia cinetica in energia elettrica ad una tensione nominale di 690 V. È inoltre presente all'interno di ogni macchina il trasformatore MT/BT per innalzare la tensione di esercizio da 690 V a 30.000 V.

5.1.2.2 Fondazioni aerogeneratori

Il dimensionamento preliminare delle fondazioni degli aerogeneratori è stato condotto sulla base dei dati riportati in studi geologici e geotecnici di pubblica accessibilità e dei dati derivanti dalla campagna geognostica (necessariamente limitata in termini di numero di prove e di tipologia di prove stante l'estensione dell'areale di progetto) eseguita dal geologo del gruppo di progettazione.

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

In fase di progettazione esecutiva dovranno essere eseguiti sondaggi puntuali su ogni asse degli aerogeneratori in progetto, al fine di verificare le effettive condizioni geotecniche dei terreni e confermare/aggiornare i dati geotecnici utilizzati in questa fase progettuale.

Si ipotizzano due tipologie di opere fondazionali, a seconda della litologia di posa, materiale incoerente o bedrock. Nel primo caso le fondazioni saranno di tipo indiretto, costituite da un plinto

su pali, mentre nel secondo le fondazioni saranno di tipo diretto costituite dal solo plinto, si rimanda per maggior dettaglio all'elaborato "COL-25 - Tipico fondazioni aerogeneratore". Nelle successive fasi progettuali, in seguito all'aggiornamento del modello geotecnico di calcolo, si procederà al dimensionamento definitivo della fondazione di ciascuna WTG.

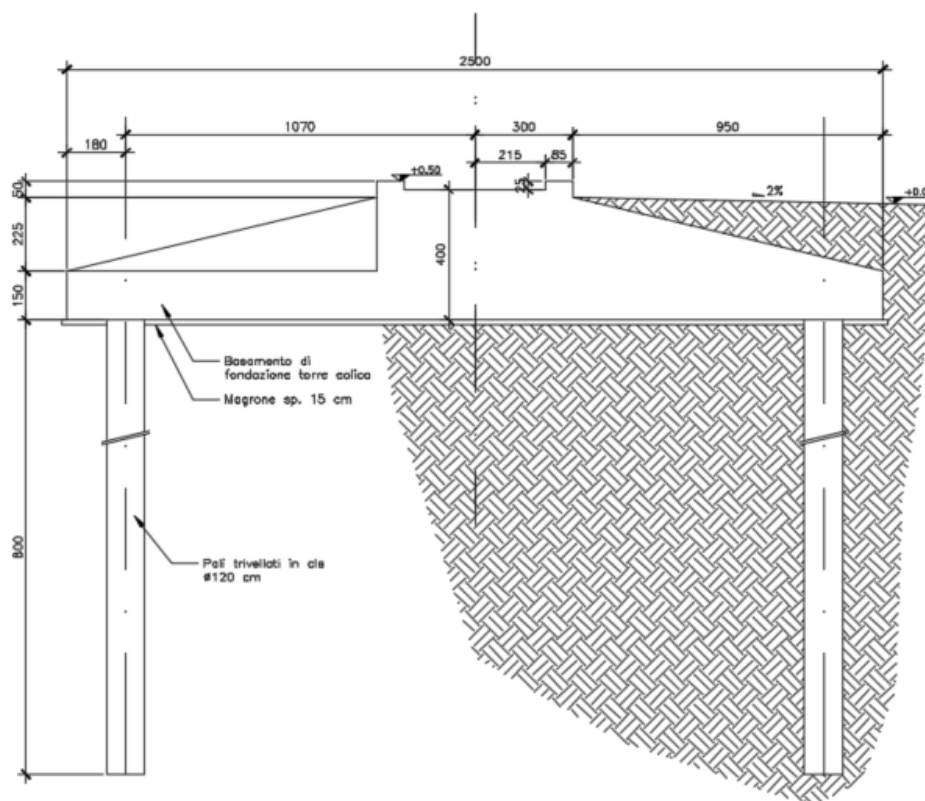
Tipologia 1: plinto su pali

Come illustrato in seguito, il basamento è costituito da un plinto, a base circolare su pali, di diametro 25 m. L'altezza dell'elemento è variabile, da un minimo 1.5 m sul perimetro esterno del plinto a un massimo di 3.75 metri nella porzione centrale. In corrispondenza della sezione di innesto della torre di sostegno è realizzato un colletto aggiuntivo di altezza 0.5 m. I pali sono di diametro 1.2 m e lunghezza 8 m.

Questa tipologia di fondazione si ipotizza per gli aerogeneratori C02, C05, C06, C07.

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

Si allega sezione delle opere estratta dagli elaborati grafici allegati:



SEZIONE PLINTO DI FONDAZIONE – Tipologia 1
scale 1:100

Figura 5-4: Tipologia 1 - Sezione opere in progetto

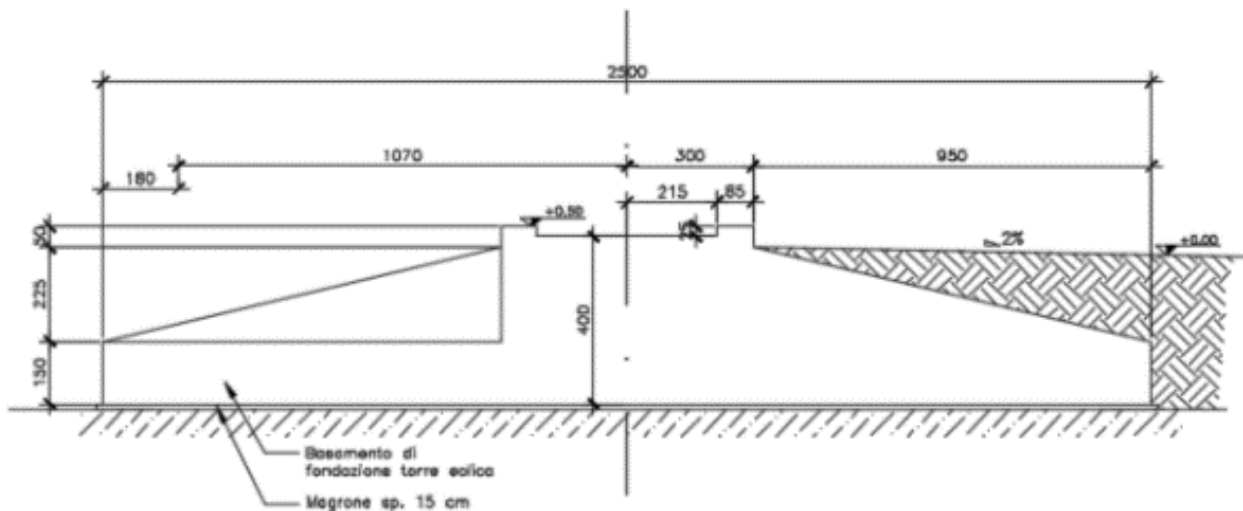
Tipologia 2: plinto

Come illustrato in seguito, il basamento è costituito da un plinto, a base circolare, di diametro 25 m. L'altezza dell'elemento è variabile, da un minimo 1.5 m sul perimetro esterno del plinto a un massimo di 3.75 metri nella porzione centrale. In corrispondenza della sezione di innesto della torre di sostegno è realizzato un colletto aggiuntivo di altezza 0.5 m.

Questa tipologia di fondazione si ipotizza per gli aerogeneratori C01, C03, C04, C08, ricadenti su bedrock basaltico.

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

Si allega sezione delle opere estratta dagli elaborati grafici allegati:



SEZIONE PLINTO DI FONDAZIONE – Tipologia 2

scala 1:100

Figura 5-5: Tipologia 2 - Sezione opere in progetto

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

- Scotricamento 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 -4.50 m rispetto al piano di campagna rilevato nel punto coincidente con l'asse verticale aerogeneratore);
- Scavo con sonda perforatrice fino alla profondità di 8 m per ciascun palo (qualora previsto);
- Armatura e getto di calcestruzzo per la realizzazione dei pali (qualora previsti);
- 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 "COL-54 - Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce da scavo".

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

Inoltre, nell'intorno 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, sarà redatto il progetto esecutivo strutturale nel quale verranno approfonditi ed affinati i dettagli dimensionali e tipologici delle fondazioni per ciascun aerogeneratore, sulla base degli esiti delle indagini geognostiche di dettaglio.

5.1.2.3 Piazzola di montaggio e manutenzione

Il montaggio degli aerogeneratori richiede una piazzola di montaggio alla base di ogni turbina.

Salvo eventuali modifiche in fase esecutiva, 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 COL-27 – Tipico piazzola:

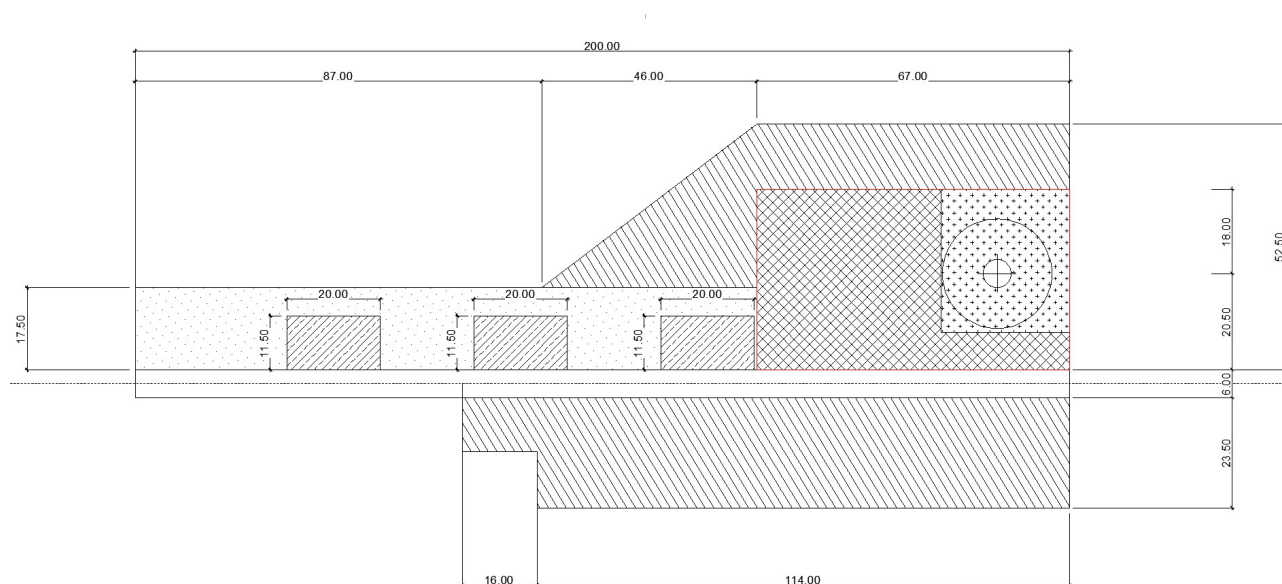


Figura 5-6: Tipico Piazzola

Come mostrato nella figura precedente la piazzola sarà composta da due sezioni: la parte superiore con una dimensione di circa 6650 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 2863 m², destinata prevalentemente allo stoccaggio dei componenti per il montaggio, per un totale di circa 9513 m².

Oltre alle superfici sopracitate, per la quantificazione dell'occupazione di suolo, si considera il tratto di viabilità interno alla piazzola (1200 m²) come parte integrante della piazzola.

La piazzola sarà costituita da una parte definitiva (indicata in rosso in Figura 5-6), esistente durante la costruzione e l'esercizio dell'impianto, composta dall'area di fondazione più l'area di lavoro della gru, pari a circa 2580 m² e da una parte temporanea, esistente solo durante la costruzione dell'impianto e smantellata al termine della costruzione, pari a 6933 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.

Dettaglio della parte definitiva, evidenziata in rosso, è la figura seguente:

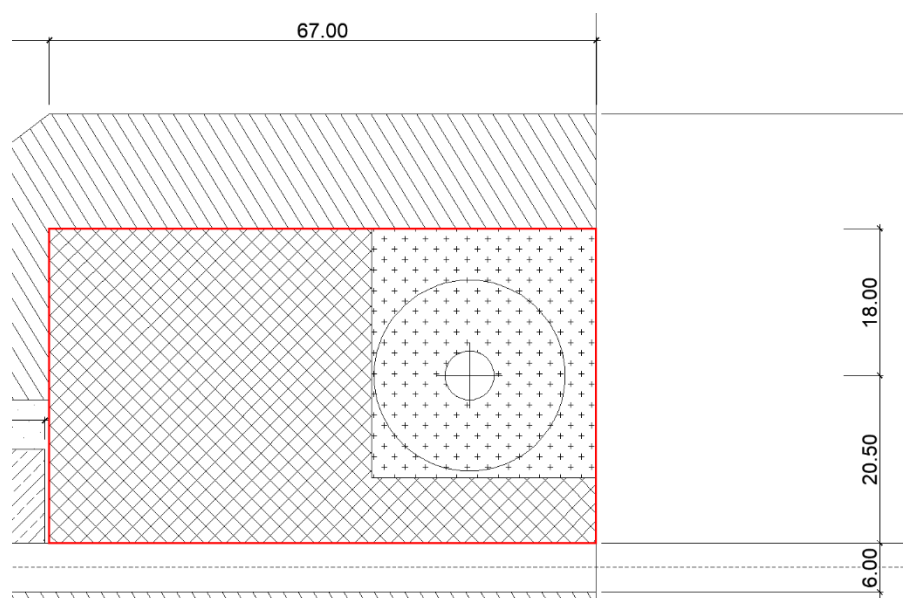


Figura 5-7: Piazzola - parte definitiva in rosso

Si precisa che in casi specifici le piazzole sono state modificate per un miglior inserimento nella morfologia in-situ.

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 interna al parco eolico

L'obiettivo della progettazione della viabilità interna al sito è stato quello di conciliare i vincoli dell'area, i limiti di pendenza e curva imposti dal produttore della turbina, il massimo riutilizzo della viabilità esistente e la minimizzazione dei volumi di scavo e riporto. In mancanza di un rilievo di dettaglio su tutta l'area dell'impianto, le elaborazioni di progetto sono state sviluppate sulla base di un DTM maglia 10x10, e solo in parte un DTM 2x2; conseguentemente la posizione del tracciato così come le quote che determinano le aree in scavo e quelle in rilevato potrebbero presentare qualche imprecisione.

La viabilità interna al sito necessita di alcuni interventi, legati sia agli adeguamenti per il trasporto delle pale 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 5 m che saranno realizzate in parte adeguando la viabilità già esistente e in parte realizzando nuove piste, seguendo l'andamento morfologico del sito.

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

In alcuni tratti dove la pendenza stradale supera il 10% nei tratti rettilinei o il 7% nei tratti in curva, la rifinitura superficiale sarà costituita da calcestruzzo.

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

- scoticamento di 30 cm del terreno esistente;
- regolarizzazione delle pendenze mediante la stesura di strati di materiale idoneo;
- la posa di una fibra tessile (tessuto/non-tessuto) di separazione;
- posa di uno strato di compattazione di 40 cm di misto di cava e 10 cm di misto granulare stabilizzato;

- nel caso di pendenze sopra il 10% nei tratti rettilinei o 7% nei tratti in curva, posa di uno strato di 40 cm di misto di cava, di uno strato di 10 cm di misto granulare stabilizzato e di uno strato di 10 cm di calcestruzzo.

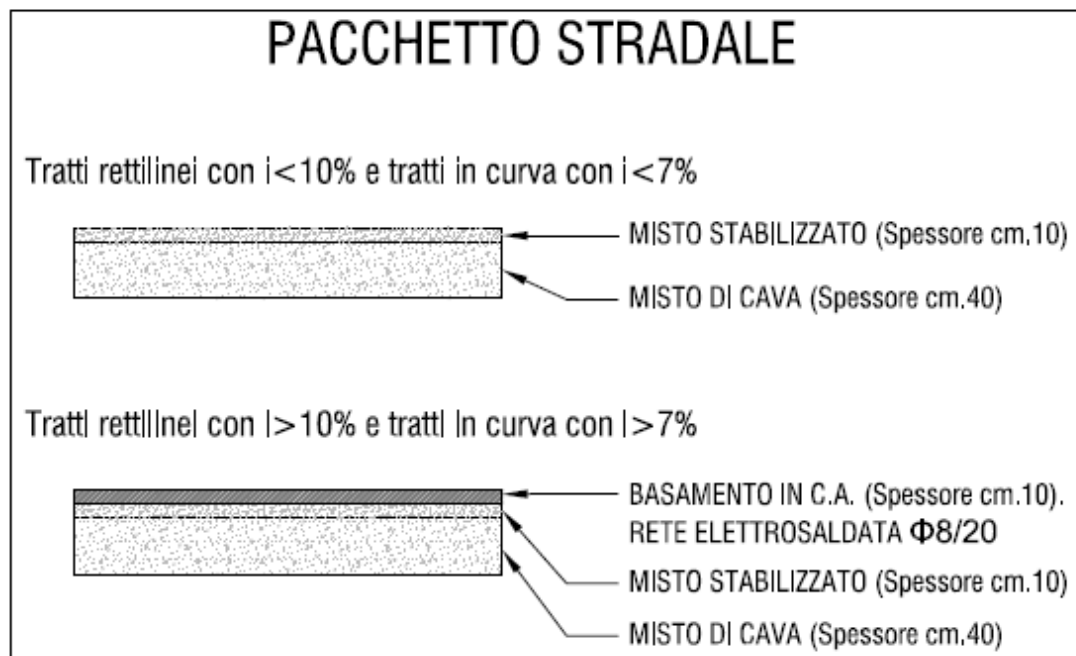


Figura 5-8 Pacchetto stradale

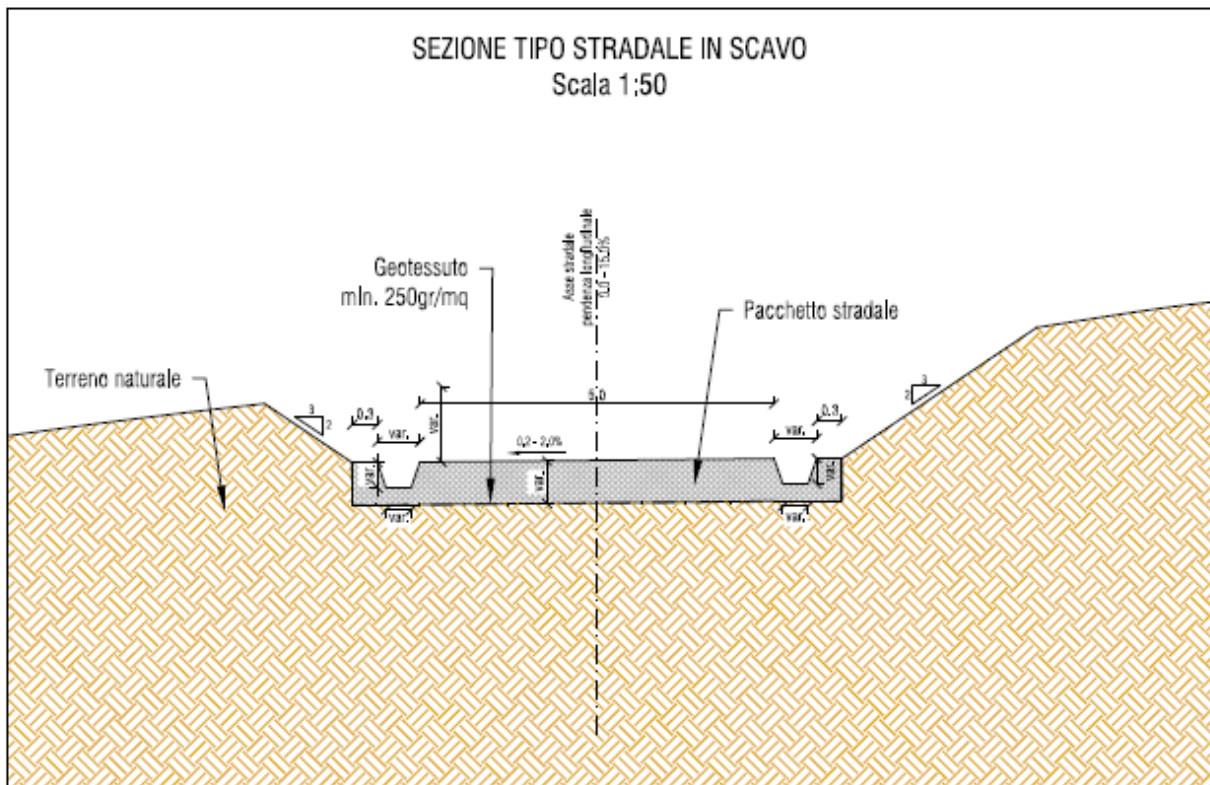


Figura 5-9 Sezione tipo stradale in scavo

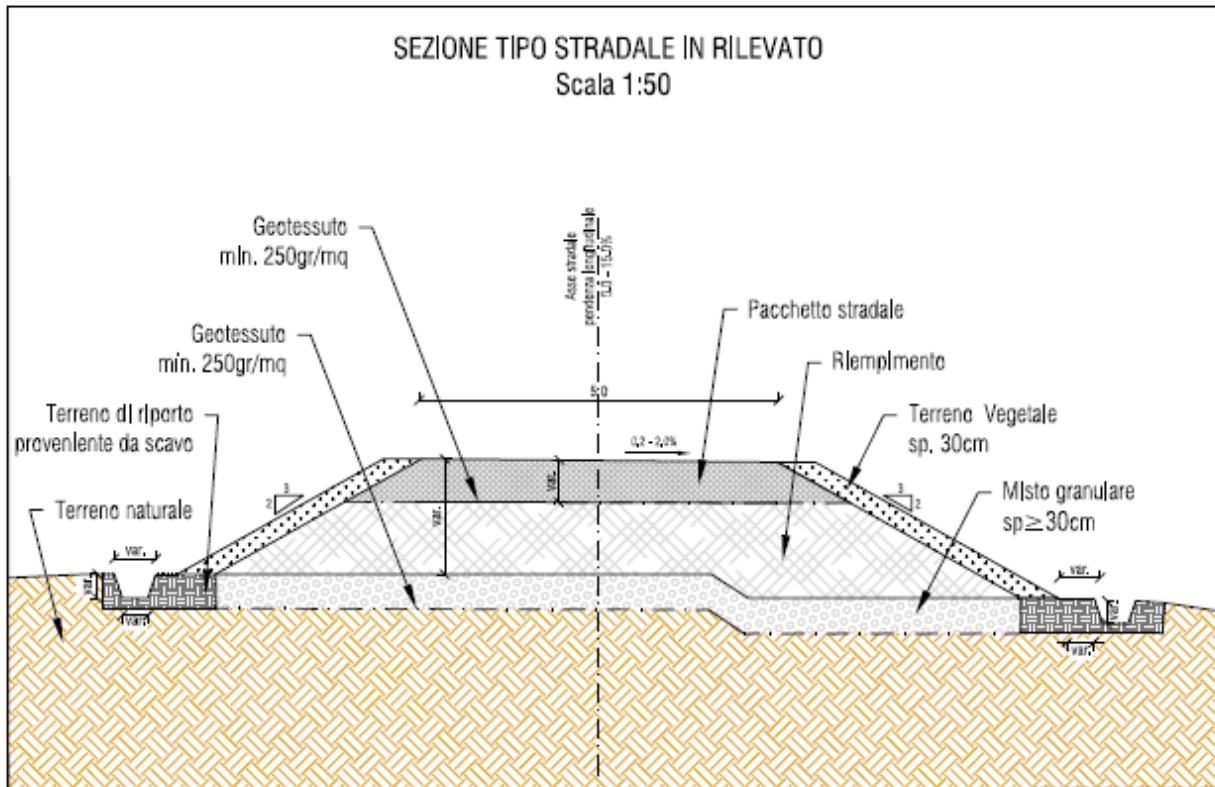


Figura 5-10 Sezione tipo strada in rilevato

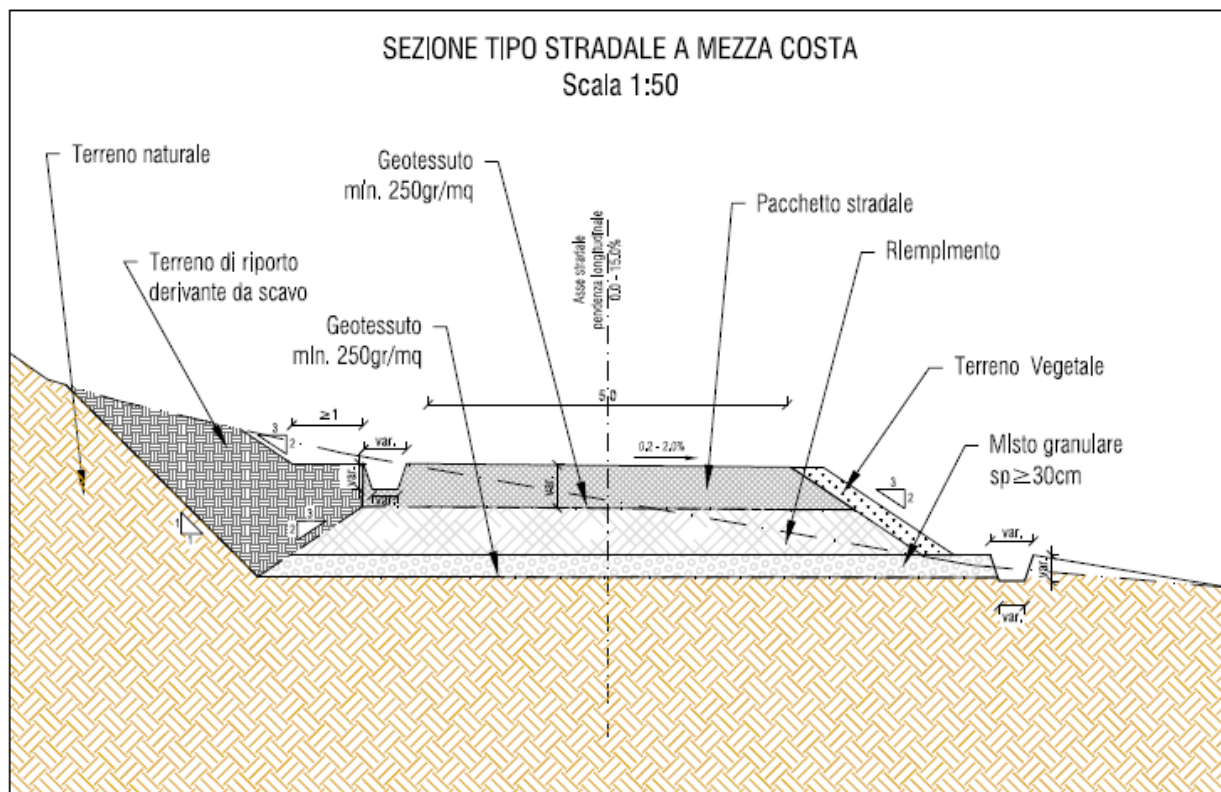


Figura 5-11 Sezione tipo strada a mezza costa

Si specifica che a causa della morfologia del territorio e della mancanza di un rilievo di dettaglio, parti di tracciato stradale in scavo e quelle in riporto dovranno essere verificate e/o aggiornate con lo sviluppo della progettazione esecutiva, in particolare per quanto riguarda le opere di sostegno previste nella tavola "COL-22 – Tipico sezioni stradali", e la posizione del tracciato.

Il progetto prevede la realizzazione di nuovi tratti stradali per circa 6584 m, l'adeguamento di circa 2987 m di viabilità esistente. Si sottolinea che la viabilità "di nuova realizzazione" viene chiamata così anche nel caso vi sia un tracciato preesistente alla realizzazione dell'opera, ma si discosti planimetricamente di alcuni metri. Invece, la viabilità di "adeguamento", viene definita tale se la viabilità di progetto ricalca, in tutto o in larga parte, la viabilità esistente.

5.1.2.5 Cavidotti in media tensione

Per raccogliere l'energia prodotta dal campo eolico e convogliarla verso la stazione di trasformazione sarà prevista una rete elettrica costituita da tratte di elettrodotti in cavo interrato aventi tensione di esercizio di 30 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 organizzato in tre sottocampi, all'interno di ciascuno di essi gli aerogeneratori saranno collegati in entra-esce con linee in cavo per poi essere connessi alla sottostazione di trasformazione tramite un elettrodotto avente le seguenti caratteristiche:

Elettrodotto 1

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
CO-08	CO-07	3290	1x300	117	0,324
CO-07	SSEU	12000	1x630	233	2,072
					2,396

Elettrodotto 2

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
CO-04	CO-05	4860	1x300	117	0,481
CO-05	CO-06	4985	1x630	233	0,571
CO-06	SSEU	14250	1X630	350	2,460
					3,512

Elettrodotto 3

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
CO-01	CO-02	2050	1x300	117	0,202
CO-02	CO-03	1980	1x630	233	0,390
CO-03	SSEU	19420	1X630	350	3,352
					3,944

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 della viabilità 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 5-12 e Figura 5-13. Per dettagli migliori fare riferimento all'elaborato "COL-36 – Planimetria e sezione tipo cavidotti".

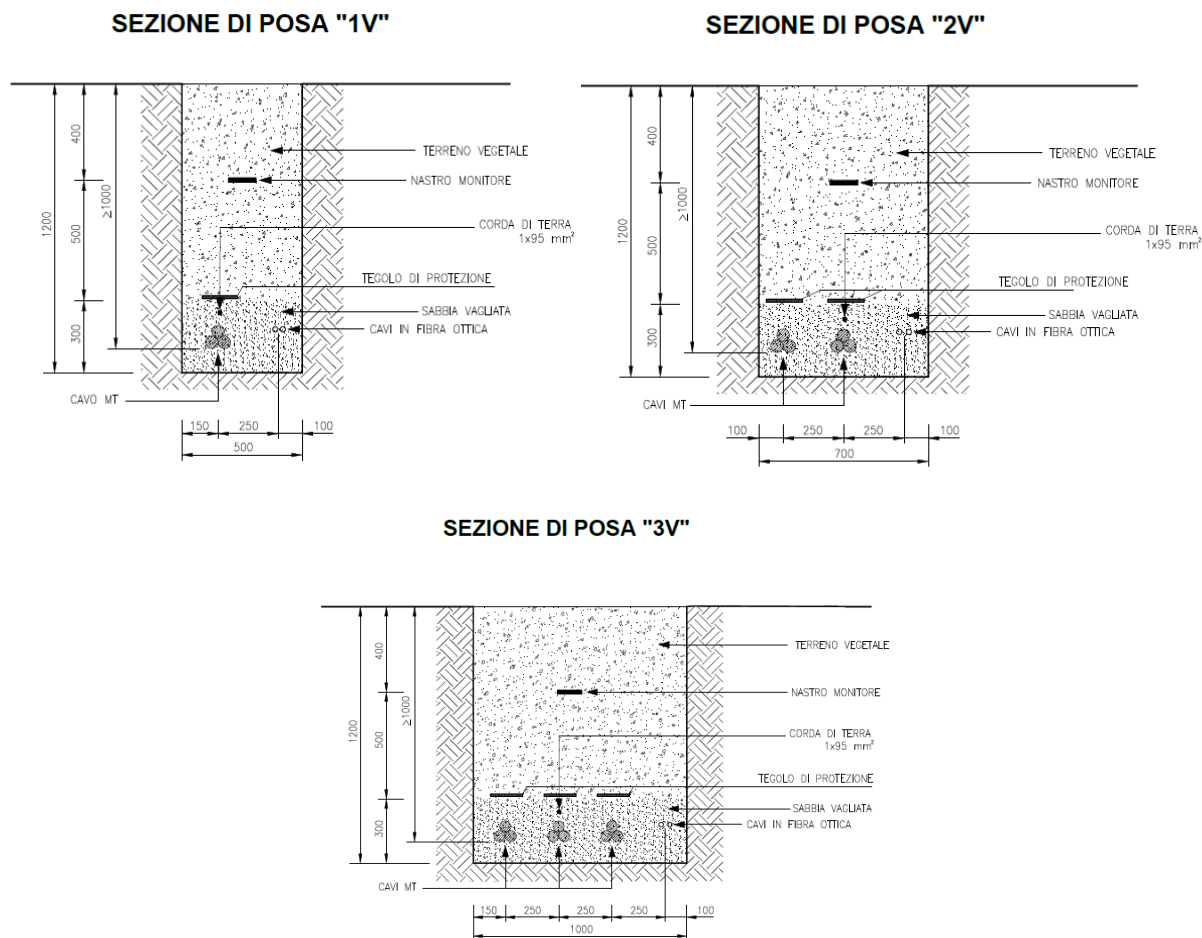


Figura 5-12 Sezione di posa cavidotti su terreno vegetale

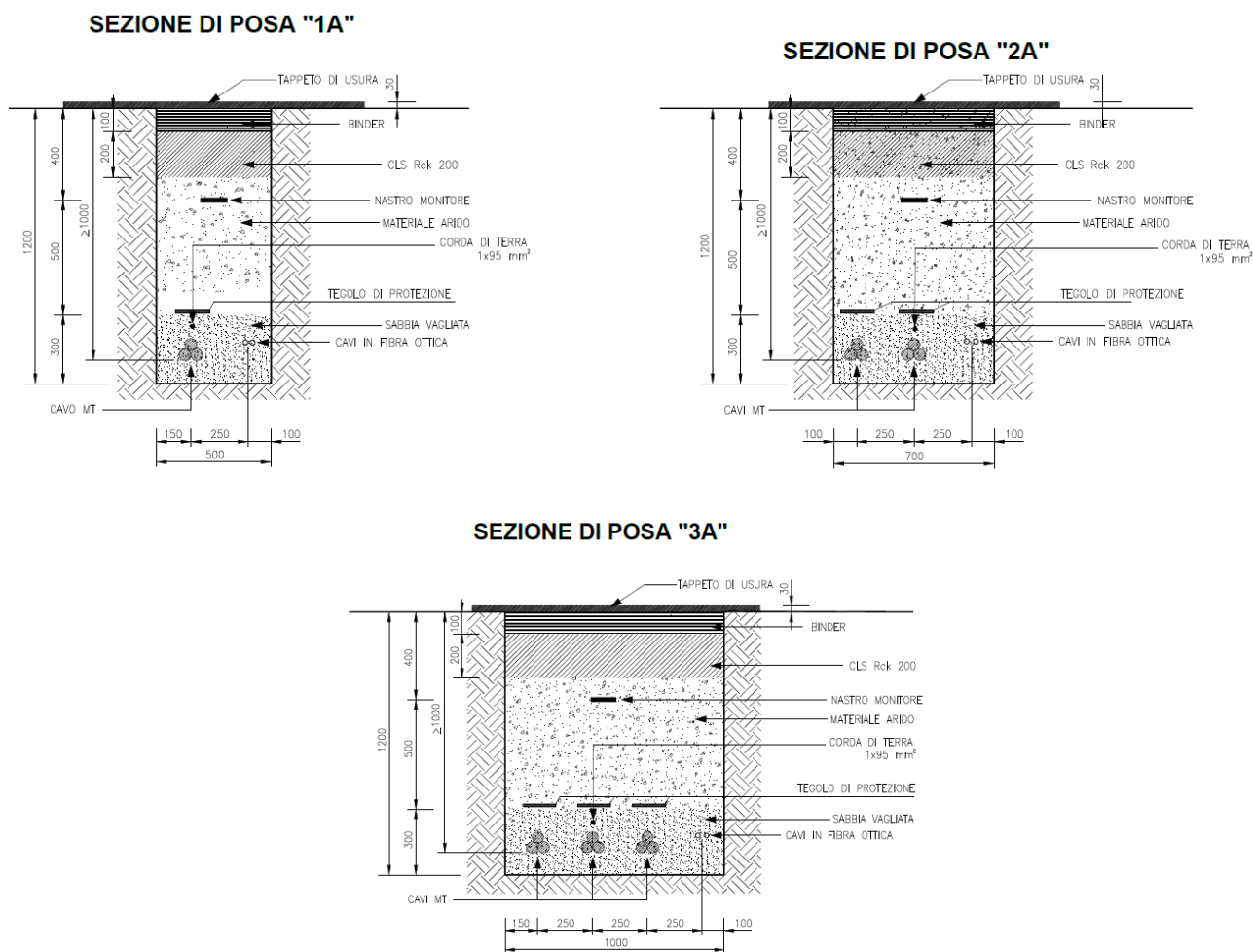


Figura 5-13: Sezioni di posa cavidotti su strada asfaltata

5.1.2.6 Rete di terra

Per garantire la protezione contro le tensioni di passo e contatto, in accordo alle prescrizioni della Norma CEI 61936-1, tutto l'impianto sarà provvisto di una messa a terra tramite corda di rame nudo da 95 mm². Ogni aerogeneratore sarà dotato di piatto di acciaio di dimensioni 30x3,5 mm, mentre la sottostazione sarà dotata di piatto di rame di dimensioni 500x50x6 mm con conduttori equipotenziali di colore giallo-verde di idonea sezione e isolamento connessi alla maglia di terra interrata (alla profondità di 0,7 m).

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.

Per ulteriori dettagli rifarsi agli elaborati COL-34 – Schema rete di terra e COL-38 – Relazione tecnica opere di utenza.

5.1.2.7 Sistema SCADA

La fibra ottica, posata nel medesimo scavo dei cavi di media tensione, ha lo scopo di trasportare le informazioni della turbina eolica al sistema SCADA ("Supervisory Control And Data Acquisition").

Il sistema SCADA monitora varie informazioni riguardanti l'aerogeneratore come potenza prodotta, velocità del vento, direzione del vento, pressione dell'olio, temperature.

Generalmente l'output del sistema SCADA è rappresentato dalla media, dal massimo, dal minimo e dalla deviazione standard delle informazioni registrate in un intervallo di tempo pari a 10 minuti. Queste informazioni sono utili a determinare il comportamento di un aerogeneratore e quindi rilevare possibili malfunzionamenti, ottimizzando l'attività di manutenzione.

Un sistema SCADA tipico è composto da unità terminali remote (RTU, Remote Terminal Unit) e da una stazione di lavoro.

Le RTU hanno la funzione di acquisire i dati ed implementare il controllo. Esse ricevono i dati in tempo reale, quali lo stato delle turbine, la potenza attiva/reattiva, le condizioni ambientali all'interno delle navicelle, lo stato delle sottostazioni e le condizioni atmosferiche in tutto il parco eolico. Quindi, inviano i dati alla stazione di lavoro in modo che gli operatori possano fornire alle RTU le istruzioni necessarie a compiere diverse attività, come avviamento e spegnimento delle turbine, esecuzione di test e ripristini, controllo dell'imbardata, controllo del passo e controllo del generatore. Inoltre, le RTU possono spegnere le turbine automaticamente qualora vengano superati determinati parametri operativi.

Le stazioni di lavoro rappresentano i centri di controllo che monitorano le informazioni generali, quali capacità installata, stato operativo e condizioni atmosferiche del parco eolico e gestiscono le turbine eoliche.

Per ulteriori dettagli rifarsi all'elaborato [COL-35 – Schema rete di comunicazione fibra ottica](#).

5.1.2.8 Stazione di trasformazione

La Sottostazione Elettrica Utente (SSEU) sarà una sottostazione condivisa a più produttori, ognuno con il proprio stallo di trasformazione connesso alle sbarre comuni di alta tensione che costituiranno le sbarre di parallelo. Lo stallo linea sarà uno solo, unico per tutti i produttori.

La SSEU sarà connessa con un cavo in Alta Tensione alla SE Terna (Stazione Elettrica) prevista in prossimità della SSEU, entrambi i componenti cavidotto AT e SE sono esclusi dallo scopo del presente progetto.

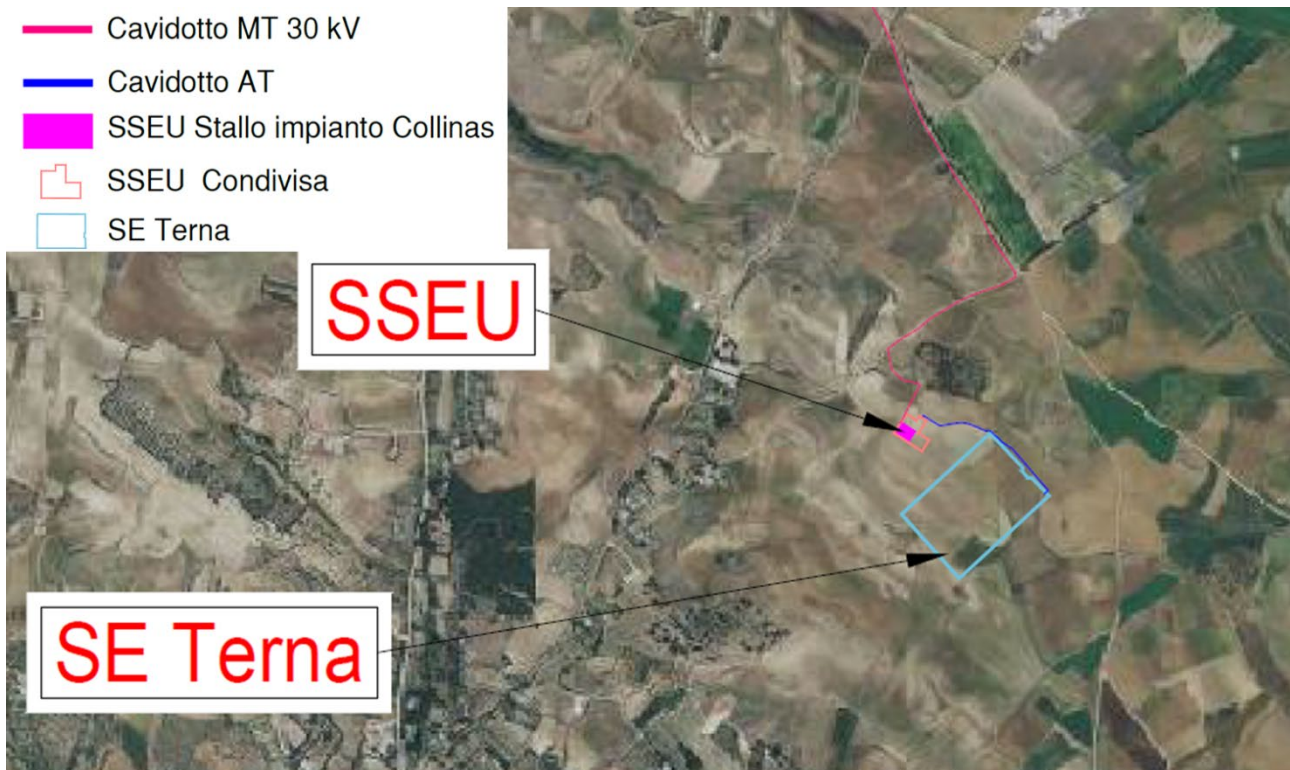


Figura 5-14 Inquadramento SSEU su ortofoto. (stralcio elaborato COL-05 - Inquadramento generale su ortofoto)

La sottostazione sarà composta da sbarre ad isolamento in aria (AIR type), mentre gli interruttori e i trasformatori di misura saranno ad isolamento in SF6 per installazione all'aperto.

Essa sarà costituita da:

- Stallo arrivo linea in cavo AT
- Sbarre comuni di alta tensione per il parallelo dei produttori
- N.2 stalli di trasformazione mt/at per il collegamento dei singoli produttori
- Spazio disponibile per un terzo stallo per altro produttore.

Lo stallo di ciascun produttore sarà opportunamente separato e segregato dagli altri. L'area sbarre AT sarà indipendente e separata dagli altri stalli e sarà in comune con lo stallo arrivo linea in cavo AT.

La stallo dedicato all'interno della sottostazione condivisa sarà composta da:

- N.1 montante trasformatore AT/MT

Il montante sarà composto dalle seguenti apparecchiature ad isolamento in aria:

- Sbarre di connessione alle sbarre comuni
- N.1 sezionatore di sbarra (189T) e sezionatore di terra dimensionati per 170 kV, 31,5 kA, 1250 A, con comando a motore elettrico (110Vcc).

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

Le sbarre saranno in tubo di alluminio di diametro 100/86 mm, gli isolatori e portali idonei al livello di tensione di 170 kV.

Tutti i circuiti di comando e di alimentazione funzionale dei motori di manovra saranno a 110 Vcc, mentre l'alimentazione ausiliaria sarà a 230/400 Vca.

Tutte le apparecchiature in alta tensione avranno caratteristiche idonee al livello di isolamento (170 kV) e alla corrente di corto circuito prevista (31,5 kA x 1 s).

Per ogni area di pertinenza di ciascun produttore sarà realizzato un edificio in muratura suddiviso in più locali al fine di contenere i quadri di media tensione, i servizi ausiliari e i sistemi di controllo e comando della relativa sezione di altra tensione nonché del proprio impianto eolico.

Tutta l'area della sottostazione sarà dotata di un opportuno impianto di illuminazione artificiale normale e di emergenza, tale da garantire i livelli di illuminamento richiesti dalla normativa vigente per gli ambienti di lavoro all'aperto.

Per ulteriori dettagli rifarsi all'elaborato COL-38 – Relazione opere di utenza di connessione.

5.1.2.9 Area di cantiere

Durante la fase di cantiere, sarà necessario approntare un'area (site camp) da destinare alla realizzazione dell'impianto eolico. È stata individuata un'area di cantiere della dimensione di 10000 m².

Il site camp comprenderà:

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

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

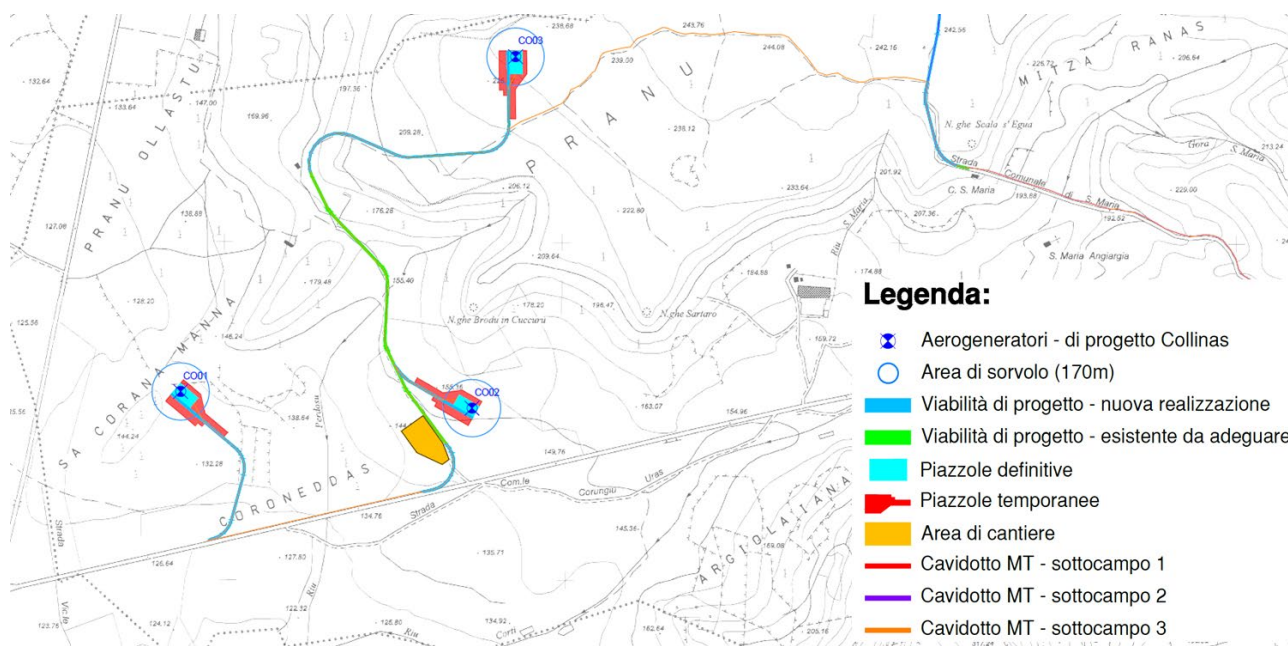


Figura 5-15 Area di cantiere del progetto.

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

5.1.3 Valutazione dei movimenti terra

La seguente tabella sintetizza tutti i movimenti terra che saranno eseguiti durante la fase di realizzazione del nuovo impianto eolico. Per ulteriori dettagli fare riferimento all'elaborato COL-54 - Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce da scavo.

Tabella 5-2 Riepilogo volumetrie terre e rocce da scavo

Opera	Scotico [mc]	Scavo [mc]	Rinterro [mc]	Scavo Post ripristino aree temporanee [mc]	Rinterro post ripristino aree temporanee [mc]	Misto cava[mc]	Misto stabilizzato[mc]	Sabbia[mc]	Volume da conferire a discarica [mc]
Piazzole	33,343	269,000	36,660	53,598	107,802	41,932	10,050	-	185,468
Strade	32,060	76,230	49,245	-	-	27,013	4,291	-	36,833
Fondazione superficiale	-	15,685	5,279	-	-	-	-	-	10,406
Fondazioni profonde	-	724	-	-	-	-	-	-	724
Cavidotti	-	29,481	22,110	-	-	-	-	7,370	7,370
Site Camp	10,000	119	611	611	119	4000	1000	-	0
SSE stallo Collinas	1,428	120	612	-	-	777	194	-	-492
Totale	76,832	391,358	114,518	54,209	107,921	73,721	15,536	7,370	240,309

Tabella 5-3 Legenda volumi movimenti terra

	volumi scavati
	volumi riutilizzati
	volumi procurati esternamente
	volumi eccedenti da conferire a discarica

La mancanza di rilievi di dettaglio 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.

5.2 Esercizio del nuovo impianto (fase 2)

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

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

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

Le tipiche operazioni di manutenzione ordinaria che verranno svolte sull'impianto di nuova realizzazione sono descritte nel documento COL-16 - Piano di manutenzione dell'impianto.

5.3 Dismissione del nuovo impianto (fase 3)

Si stima che l'impianto eolico Collinas, a seguito della sua costruzione, avrà una vita utile di circa 30 anni, a seguito della quale si procederà o con una nuova integrale ricostruzione o ammodernamento dell'impianto, oppure con una totale dismissione dello stesso, provvedendo a una rinaturalizzazione dei terreni interessati dalle opere.

Le fasi che caratterizzeranno lo smantellamento dell'impianto o integrale ricostruzione sono illustrate di seguito:

1. Trasporto della gru in sito, con conseguenti adeguamenti necessari della viabilità per il trasporto di pale, conci di torre e navicella e la preparazione di una piazzola temporanea, se non già esistente, per l'ubicazione della gru;
2. Smontaggio del rotore, che verrà collocato a terra per poi essere smontato nei componenti, pale e mozzo di rotazione;
3. Smontaggio della navicella;
4. Smontaggio di porzioni della torre in acciaio pre-assemblate (la torre è composta da 5 sezioni);
5. Demolizione di 1,5 m (in profondità) delle fondazioni in conglomerato cementizio armato;
6. Demolizione di piazzole e strade di nuova costruzione e conseguente ripristino a terreno agricolo (se richiesto);
7. Rimozione dei cavidotti e dei relativi cavi di potenza quali:
 - a. Cavidotti di collegamento tra gli aerogeneratori;
 - b. Cavidotti di collegamento alla stazione elettrica di trasformazione e di consegna (SSU).
8. Smantellamento dello stallo della sottostazione elettrica lato utente, rimuovendo le opere elettro-meccaniche, le cabine, il piazzale e la recinzione;
9. Rinaturalizzazione del terreno per restituire l'uso originario dei siti impegnati dalle opere.

Per un maggior dettaglio sulle attività di dismissione dell'impianto oggetto del presente progetto una volta giunto a fine vita utile, si rimanda alla relazione [COL-08 – Piano di dismissione dell'impianto.](#)

5.4 Valutazioni di sicurezza

5.4.1 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;

Tutti gli scenari accidentali sopra elencati sono stati affrontati nel dettaglio all'interno delle relazioni COL-18 - Rel. gittata massima elementi rotanti per rottura accidentale e COL-17 - Relazione sull'analisi di possibili incidenti.

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

Figura 5-16: Matrice di Rischio

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

1. Rottura della pala e distacco con moto parabolico e danno ad elemento sensibile. Il **danno** risulterebbe pari a **“4 – danno molto grave”**, ma la **probabilità** risulta essere pari a **“2 – evento poco probabile, accaduto raramente”**, dato che si è mantenuta, da tutti gli elementi sensibili identificati, una distanza maggiore della gittata massima, con la sola eccezione della SP53, collocata a 210m di distanza da CO02, per la quale si sottolinea che, al netto delle assunzioni altamente conservative fatte in sede di simulazione del calcolo della gittata, la probabilità di accadimento è ulteriormente mitigata dal fatto che la pala dovrebbe distaccarsi esattamente in direzione della strada e che l'area di collisione coincida nel tempo e nello spazio con la traiettoria percorsa da un ipotetico bersaglio in transito; **Il livello di rischio** risulta quindi essere pari a **8**;
2. 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**;
3. 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**;
4. 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 sensibili, 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**;

5.4.2 Analisi Shadow flickering

Lo shadow flickering (letteralmente ombreggiamento intermittente) è l'espressione comunemente impiegata per descrivere una fluttuazione periodica dell'intensità luminosa osservata. Tale effetto (stroboscopico) è causato dalla proiezione, su una generica superficie, dell'ombra indotta da oggetti in movimento. Nel caso specifico di un impianto eolico il fenomeno è generato dalla proiezione, al suolo o su un recettore (abitazione), dell'ombra prodotta dalle pale degli aerogeneratori in rotazione allorché il sole si trova alle loro spalle.

Il fenomeno, dal punto di vista di un potenziale recettore, si traduce in una variazione alternata e ciclica di intensità luminosa che, a lungo andare, può provocare fastidio agli occupanti delle abitazioni le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso. Il fenomeno, ovviamente, risulta assente sia quando il sole è oscurato da nuvole o dalla nebbia, sia quando, in assenza di vento, le pale dell'aerogeneratore non sono in rotazione.

Attualmente nel nostro paese non sono state emanate specifiche norme o linee guida che regolamentino i limiti di esposizione al fenomeno dello Shadow flickering generato dall'esercizio degli impianti eolici, né è stata definita una distanza massima oltre la quale si ritiene improbabile il verificarsi di un impatto significativo sulla salute umana. La maggior parte dei paesi che hanno adottato specifiche linee guida o regolamenti in materia si sono basati sulle norme di riferimento tedesche e sui limiti di accettabilità da esse introdotti.

Nello specifico, tali linee guida sono state introdotte nel 2002 dal comitato statale per il controllo dell'inquinamento e, da allora, sono state adottate e sono comunemente considerate buone pratiche nella valutazione dell'impatto prodotto da un parco eolico. In particolare, tali linee guida, stabiliscono che lo shadow flickering deve essere valutato:

- Fino ad una distanza tale che il rotore copra il 20% del disco solare; a distanze superiori il fenomeno è considerato troppo diffuso da poter produrre fastidio;
- Per angoli del sole sull'orizzonte superiori a 3 gradi; per angoli inferiori il fenomeno si ritiene schermato dalla presenza di edifici e/o vegetazione;
- Ad un'altezza di 2 metri dal suolo;

Gli obiettivi di qualità stabiliti dalle suddette linee guida sono un massimo di:

- 30 minuti al giorno;
- 30 ore all'anno.

La simulazione, effettuata tramite software dedicato, ha evidenziato che il fenomeno dello shadow flickering si verifica per oltre 30 ore l'anno in corrispondenza di un solo recettore (RC 03), incidendo in maniera molto limitata e poco significativa, in quanto il valore atteso massimo è risultato di poco superiore alle 30 ore l'anno. Inoltre, quest'ultimo risulta essere circondato da alberi che possono fungere da ostacolo alla diffusione dello shadow flickering, limitandone così l'influenza reale.

Per maggiori dettagli fare riferimento all'elaborato [COL-56 – Relazione sugli effetti shadow-flickering.](#)

5.4.3 Analisi emissioni sonore

5.4.3.1 Fase di cantiere (realizzazione)

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

Le attività si svolgeranno durante le ore diurne, per cinque giorni alla settimana (da lunedì a venerdì) ed avranno una durata complessiva di circa 84 settimane, come indicato nel documento [COL-09 - Cronoprogramma.](#)

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

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

Le interazioni sull'ambiente che ne derivano sono modeste e come evidenziato nella relazione specialistica [COL-49 - Relazione impatto acustico](#) non si prevede in nessun momento il superamento dei valori soglia di emissione acustica previsti dalla normativa vigente.

5.4.3.2 Fase di esercizio del nuovo impianto

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

Un tipico aerogeneratore di grande taglia, il cui utilizzo è previsto per l'impianto eolico oggetto del presente Studio, raggiunge, in condizioni di funzionamento a piena potenza, livelli di emissione sono fino a 107 dB.

A titolo cautelativo, nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente e della popolazione, è stata eseguita una valutazione previsionale della pressione sonora indotta i cui risultati sono riportati per esteso nell'elaborato [COL-49 - Relazione impatto acustico.](#)

Non essendovi un Classificazione Acustica non è possibile confrontarsi con i limiti di Emissione, mentre possiamo analizzare quelli di Immissione e Differenziali.

- LIMITI DI IMMISSIONE – ANALISI DELLA SITUAZIONE FUTURA.

I valori di Immissione possono essere confrontati con i limiti provvisori previsti dal DPCM 1/3/1991, che vedono l'area inquadrata come "Tutto il Territorio Nazionale" con valori di 70 dBA nel periodo di riferimento diurno (06.00-22.00) e 60 dBA nel periodo di riferimento notturno.

Su tutti i ricettori presenti nell'area tali limiti vengono ampiamente rispettati, sia per la fase di progetto che per la fase di cantiere.

- LIMITI DI IMMISSIONE DIFFERENZIALI – ANALISI DELLA SITUAZIONE FUTURA.

Per quanto riguarda il periodo di riferimento diurno (06.00-22.00), non si sono rilevate criticità, in quanto, dai valori previsti, inferiori ai 50 dBA, tale Criterio non risulta applicabile, ad eccezione del ricettore RC04, per il quale la differenza è inferiore a 5 dB.

Anche per quanto riguarda il periodo di riferimento notturno (22.00-06.00), non si sono rilevate criticità, in quanto, dai valori previsti, inferiori ai 40 dBA, tale Criterio non risulta applicabile.

Il criterio differenziale sarà quindi pienamente rispettato, sia per la fase di progetto che per la fase di cantiere.

5.5 Cronoprogramma

Il cronoprogramma dei lavori prevede l'esecuzione delle attività di realizzazione del nuovo progetto oltre che di commissioning ed avviamento.

Il dettaglio delle lavorazioni e le tempistiche di esecuzione sono riportati nell'elaborato specifico COL-09 - Cronoprogramma.

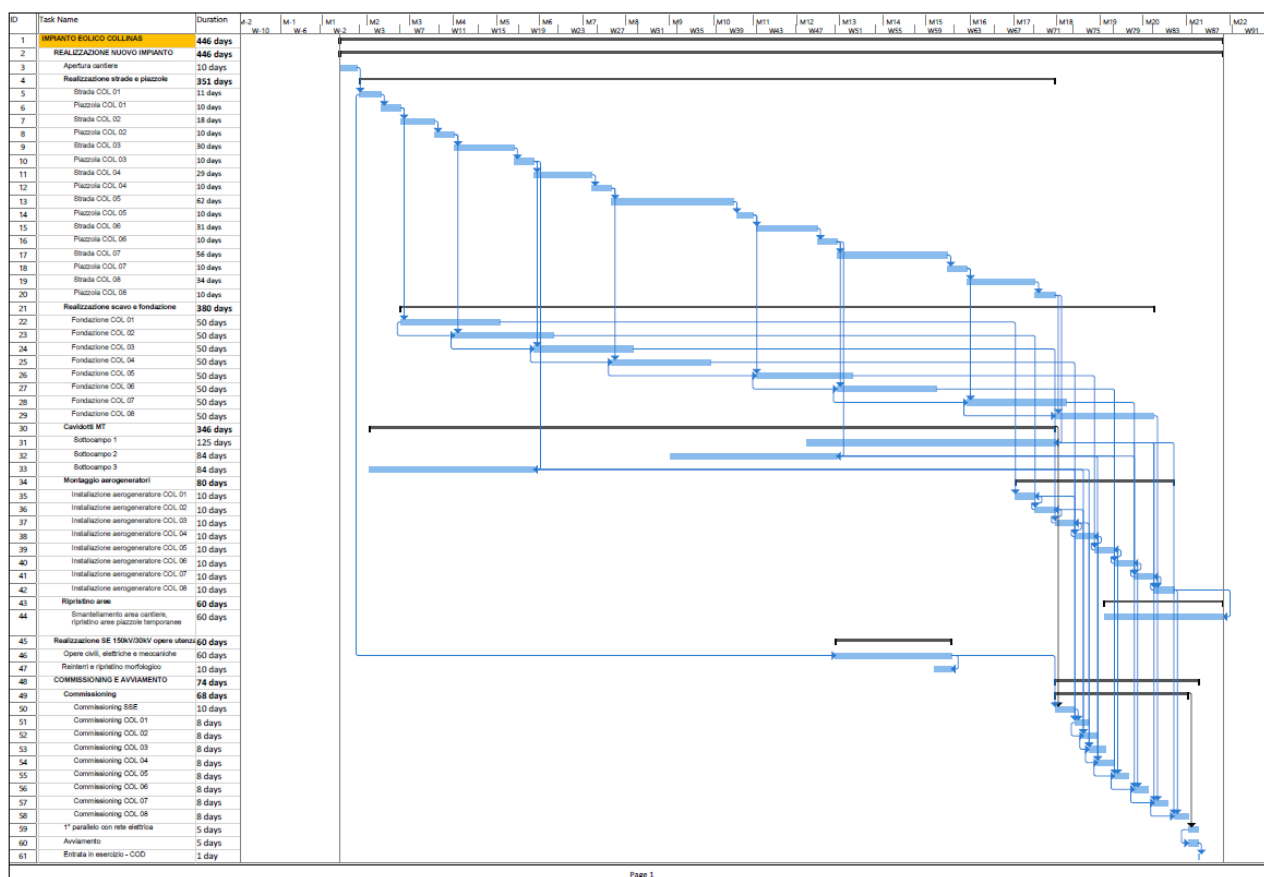


Figura 5-17 Cronoprogramma dei lavori

Si prevede che le attività di realizzazione del nuovo impianto eolico Collinas avvenga in un arco temporale di circa 21 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.

5.5.1 Stima dei costi

Le opere per la realizzazione del nuovo impianto si stima avranno un costo complessivo pari a 112.330.755,69€ (COL-11 – Quadro economico del progetto definitivo).

I costi per la dismissione del nuovo impianto a fine vita si stima avranno un costo pari a 1.335.063 € (COL-08 - Piano di dismissione dell'impianto).

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.

5.6 Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche

L'intervento di costruzione dell'impianto eolico in progetto avrà delle ricadute occupazionali soprattutto in termini di nuovi posti di lavoro. La necessità di avviare un nuovo cantiere richiederà il coinvolgimento di ditte appaltatrici, dove possibile saranno preferite ditte locali, 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.

Nello specifico il quadro delle ricadute socio-occupazionali riconducibili agli interventi nel settore delle FER (tra cui appunto l'eolico), può essere esaminato mediante l'analisi di diversi profili occupazionali tra cui:

- Occupazione diretta: è definita come l'occupazione che si genera in un determinato settore e che riguarda l'intera catena del valore del settore stesso. La catena del valore è uno strumento di analisi mediante il quale un processo produttivo o una tecnologia viene disaggregato in un insieme di sotto- processi/attività correlati tra loro;
- Occupazione indiretta: riguarda l'insieme dei lavoratori impegnati nelle attività di supporto e di approvvigionamento del settore, compresa la fornitura delle materie prime necessarie alla produzione primaria;
- Occupazione indotta: discende dalle attività economiche generate dai gruppi precedenti, vale a dire dall'insieme dei beni e servizi necessari alla vita dei lavoratori e delle loro famiglie. L'indotto, diversamente dall'uso in ambito finanziario o economico, quindi non rientra nella catena diretta di approvvigionamento del settore ma può essere considerato come l'insieme delle attività commerciali e di servizio o di pubblica utilità provenienti dai redditi dei primi due gruppi.

La catena del valore per il settore eolico include i seguenti elementi, corrispondenti alle varie fasi di sviluppo dell'investimento 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 ad un impianto 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, compresi tutti i servizi di supporto e consulenza legati allo sviluppo del progetto, con impiego di professionisti locali dove possibile. 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 di gestire e monitorare tutti i componenti di un impianto eolico. 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 fotovoltaico 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 (anche in questo caso si tratterà dunque di “occupazione temporanea”). In caso di repowering le attività di dismissione sono due, una per l'impianto esistente ed una per l'impianto di integrale ricostruzione.

Un parametro significativo è “Unità lavorative annue (ULA)”, il quale rappresenta la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno (220 giorni annui per 8 ore al giorno). A tal proposito il GSE, tramite gli studi “I risvolti occupazionali della transizione energetica”¹ (21/06/2019) e “Le ricadute economiche ed occupazionali delle FER”² (16/03/2018), ha fornito delle stime di ULA temporanee e permanenti relativi al settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

¹ *I risvolti occupazionali della transizione energetica* – GSE - 21/06/2019

² *Le ricadute economiche ed occupazionali delle FER* – GSE - 16/03/2018

Ricadute occupazionali dello sviluppo delle FER ELETTRICHE

Stima delle Unità di Lavoro temporanee (correlate agli investimenti) e permanenti (correlate all'esercizio degli impianti), relativi al settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2018*

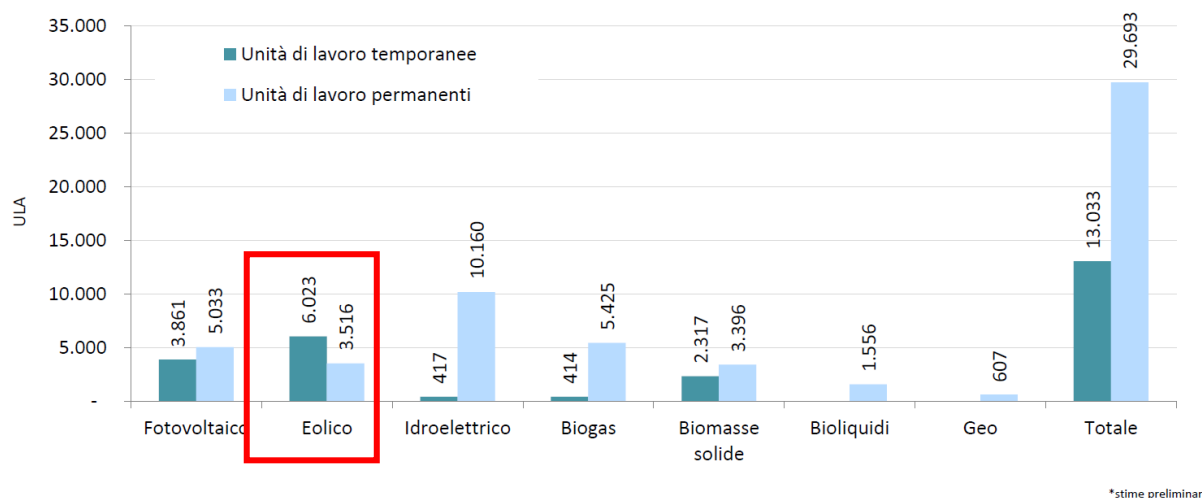


Figura 5-18: ULA relativi al settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2018 ("I risvolti occupazionali della transizione energetica" - GSE)

In particolare, per la tecnologia eolica nel 2018 sono state stimate 6.023 ULA temporanee e 3.516 ULA permanenti, nel complessivo numeri inferiori solo alla tecnologia idroelettrica.

In "Le ricadute economiche ed occupazionali delle FER" il GSE ha stimato per l'anno 2016 per la tecnologia eolica delle ULA per MW temporanee pari a 17 ULA/MW e ULA per MW permanenti pari a 0,4 ULA/MW. Di conseguenza è possibile stimare per il progetto in esame ULA temporanee (produzione, cantiere e dismissioni) pari a 1530 ULA e ULA permanenti (gestione e manutenzione) pari a 36 ULA.

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 legati al miglioramento delle infrastrutture locali, tra cui le strade, al campo della salute, alla gestione dell'inquinamento atmosferico, e all'ambiente in generale.

Inoltre, saranno messe in atto misure compensative a favore degli stessi Comuni da destinare ad interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e alla sensibilizzazione della cittadinanza sui già menzionati temi.

In aggiunta, la realizzazione del progetto comporterà una maggiore produzione di energia elettrica e conseguentemente sarà evitata la emissione di gas climalteranti. Il progetto infatti consentirà la realizzazione di un impianto che a fronte di una produzione di circa 130.764 MWh/anno di energia

elettrica, consentirà una riduzione annua 64.000 t/anno di CO₂ (anidride carbonica) che nei primi 30 anni di vita di impianto saranno equivalenti a circa 1.920.000 ton i CO₂ non emessa in atmosfera