

Integrale ricostruzione dell'impianto eolico VRG-040

Progetto definitivo

Oggetto:

040-12 – Relazione tecnico-descrittiva del progetto

Proponente:

VRgwind040

VRG Wind 040 S.r.l.
Via Algardi 4
Milano (MI)

Progettista:

 **Stantec**

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

Rev. N.	Data	Descrizione modifiche	Redatto da	Rivisto da	Approvato da
01	16/12/2022	Integrati commenti	A. Bellisai	M. Carnevale	P. Polinelli
02	02/03/2023	Integrati commenti	A. Bellisai	M. Carnevale	P. Polinelli
03	03/05/2024	Integrazioni Volontarie	L. Di Matteo	M. Carnevale	P. Polinelli
04	24/05/2024	Integrazioni Volontarie	L. Di Matteo	M. Carnevale	P. Polinelli

Fase progetto: **Definitivo**

Formato elaborato: **A4**

Nome File: **040-12.04 - Relazione tecnico-descrittiva del progetto.docx**

Indice

1	PREMESSA	4
1.1	Descrizione del proponente	4
1.2	Contenuti della relazione	5
2	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	6
2.1	Inquadramento geomorfologico dell'area di studio	8
2.2	Caratteristiche Climatiche locali	9
2.3	Inquadramento idrografico	10
3	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	12
4	CARATTERISTICA DELLA RISORSA EOLICA	15
5	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	18
5.1	Dismissione dell'impianto esistente (Fase 1)	19
5.1.1	Caratteristiche tecniche dell'impianto esistente	21
5.1.2	Opere civili	22
5.1.3	Opere elettro-meccaniche	23
5.1.4	Attività di dismissione	24
5.2	Realizzazione del nuovo impianto (Fase 2)	25
5.2.1	Layout di progetto	27
5.2.2	Caratteristiche tecniche delle opere di progetto	37
5.2.3	Valutazione dei movimenti terra	53
5.3	Esercizio del nuovo impianto	54
5.4	Dismissione del nuovo impianto (fase 4)	55
5.5	Valutazioni di sicurezza	56
5.5.1	Analisi degli scenari incidentali	56
5.5.2	Analisi Shadow flickering	60
5.5.3	Analisi emissioni sonore	61
5.6	Cronoprogramma	63
5.6.1	Stima dei costi	64
5.7	Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche	65

Indice delle figure

Figura 2-1: Inquadramento territoriale dell'impianto VRG-040	6
Figura 2-2: Inquadramento su ortofoto dell'area dell'impianto VRG-040 nel suo stato di fatto e nello stato di progetto. In evidenza i settori nei comuni di Villafrati (sopra) e Campofelice di Fitalia (sotto).	7
Figura 2-3: Foto rappresentative del sito in esame	9
Figura 4-1: Inquadramento stazione anemometrica "003 (TDM)"	15
Figura 4-2: Rosa dei venti	16
Figura 4-3: Curva Weibull	16
Figura 5-1: Planimetria impianto eolico esistente	20
Figura 5-2: Dimensioni principali del modello Gamesa G58 (a sinistra) e G52 (a destra)	21
Figura 5-3: Tipico spazio di manovra per gru	24
Figura 5-4: Esempio ingombro del rotore a terra	24
Figura 5-5: Legenda inquadramento su CTR	28
Figura 5-6: Stralcio inquadramento su CTR sottocampo di Villafrati e S.S.U. Ciminna	28
Figura 5-7: Stralcio inquadramento su CTR sottocampo Campofelice di Fitalia	29
Figura 5-8: Percorso proposto Villafrati	30
Figura 5-9: Percorso proposto Campofelice di Fitalia	30
Figura 5-10: Legenda degli inquadramenti rappresentati nelle seguenti figure	32
Figura 5-11: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto aerogeneratori VF-01_r e VF-04_r	32
Figura 5-12: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto aerogeneratore VF-02_r e VF-03_r	33
Figura 5-13: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto in prossimità di S.S.U. Ciminna	33
Figura 5-14: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto in prossimità di CF-07_r e CF-02_r	34
Figura 5-15: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto in prossimità di CF-03_r, CF-04_r e CF-05_r	35
Figura 5-16: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto in prossimità di CF-06_r e CF-01_r	36
Figura 5-17: Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,0 MW	38

Figura 5-18: Sezione di plinto di fondazione	40
Figura 5-19: Sezione plinto di fondazione - identificazione armatura.....	40
Figura 5-20: Tipico Piazzola standard.....	41
Figura 5-21: Piazzola standard - parte definitiva	42
Figura 5-22: Piazzola temporanea per CF-01_r.....	43
Figura 5-235-24: Piazzola definitiva per CF-01_r	43
Figura 5-25: Percorso proposto Villafrati.....	44
Figura 5-26: Percorso proposto Campofelice	45
Figura 5-27: Sezioni di posa cavidotti in strada di impianto o sterrata	47
Figura 5-28: Sezioni di posa cavidotti su terreno vegetale	48
Figura 5-29: Sezioni di posa cavidotti su strada asfaltata	50
Figura 5-30: Area cantiere 1	52
Figura 5-31: Area cantiere 2	53
Figura 5-32: Matrice di Rischio.....	57
Figura 5-33: Cronoprogramma	64
Figura 5-34: ULA relativi al settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2018 ("I risvolti occupazionali della transizione energetica" - GSE)	67

1 PREMESSA

Stantec S.p.A., in qualità di Consulente Tecnico, è stata incaricata da Sorgenia S.p.A. di redigere il progetto definitivo per il potenziamento dell'esistente impianto eolico ubicato nei Comuni di Campofelice di Fitalia (PA), Villafrati (PA) e Ciminna (PA), costituito da 35 aerogeneratori di potenza 0,85 MW ciascuno, con una potenza complessiva dell'impianto pari a 29,75 MW installati.

L'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori dell'impianto viene convogliata tramite cavidotto interrato MT da 20 kV, alla Sottostazione Utente, ubicata nel comune di Ciminna. L'allacciamento dell'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) avviene attraverso un collegamento direttamente alla Cabina Primaria di Ciminna di Enel Distribuzione, la quale a sua volta è collegata in entra-esce sulla linea esistente AT a 150 kV "Ciminna-Castronovo".

L'intervento in progetto consiste nella sostituzione delle 35 turbine eoliche dell'impianto esistente con 11 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6 MW ciascuno. Si prevede di collegare gli 11 aerogeneratori di progetto alla Sottostazione di trasformazione MT/AT del comune di Ciminna mediante un cavo interrato MT da 33 kV. Il seguente progetto di repowering consente di aumentare notevolmente la potenza complessivamente prodotta dall'impianto, riducendo gli impatti sul territorio grazie al più ridotto numero di aerogeneratori impiegati. Inoltre, la maggior efficienza dei nuovi aerogeneratori comporta un aumento considerevole dell'energia specifica prodotta, riducendo in maniera proporzionale la quantità di CO₂ equivalente.

1.1 Descrizione del proponente

Il soggetto proponente del progetto in esame è VRG Wind 040 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 VRG Wind 040 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

Il presente documento costituisce revisione dell'elaborato depositato in fase di prima istanza per una modifica di layout sopraggiunta a seguito di approfondimenti sulle caratteristiche ed il rischio geomorfologico del sito che hanno portato ad una ottimizzazione della localizzazione degli aerogeneratori e delle relative opere, volta a garantire la stabilità idrogeomorfologica dei versanti, nonché alla minimizzazione dell'entità di scavi e riporti.

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

Il capitolo 2 illustra l'inquadramento territoriale, geomorfologico, meteoclimatico e idrografico dell'impianto in oggetto di integrale ricostruzione.

Nel capitolo 3 si riportano i principali riferimenti normativi.

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

Nel capitolo 5 si riportano tutte le operazioni necessarie durante le fasi del progetto, 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 è ubicato il parco eolico oggetto di Repowering, denominato VRG-040, è collocato nei comuni di Villafrati, Ciminna, Campofelice di Fitalia e Mezzojuso, nella provincia di Palermo, in Sicilia.

L'impianto VRG-040 è localizzato a circa 30 km a Sud dal capoluogo, a 2 km in direzione Sud-Est rispetto al centro urbano del Comune di Villafrati ed a 0,8 km in direzione Sud/Sud-Ovest rispetto al centro storico di Campofelice di Fitalia.

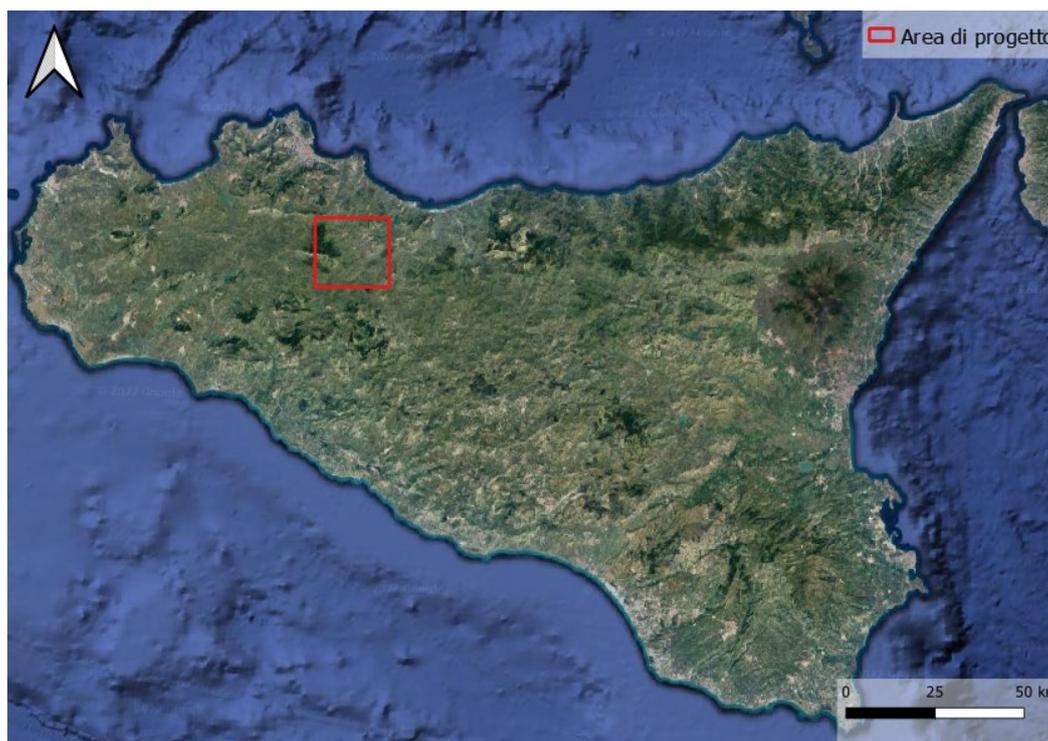


Figura 2-1: Inquadramento territoriale dell'impianto VRG-040

L'impianto eolico VRG-040 è situato in una zona prevalentemente collinare non boschiva caratterizzata da un'altitudine media pari a circa 700 m, ma con rilievi montuosi non trascurabili, con sporadiche formazioni di arbusti e la presenza di terreni seminativi/incolti.

Gli aerogeneratori di progetto ricadono all'interno dei seguenti fogli catastali:

- Fogli 5, 8, 11, 13 nel comune di Campofelice di Fitalia;
- Fogli 15, 16, 17, 18 nel comune di Villafrati;
- Foglio 28 nel comune di Mezzojuso.

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

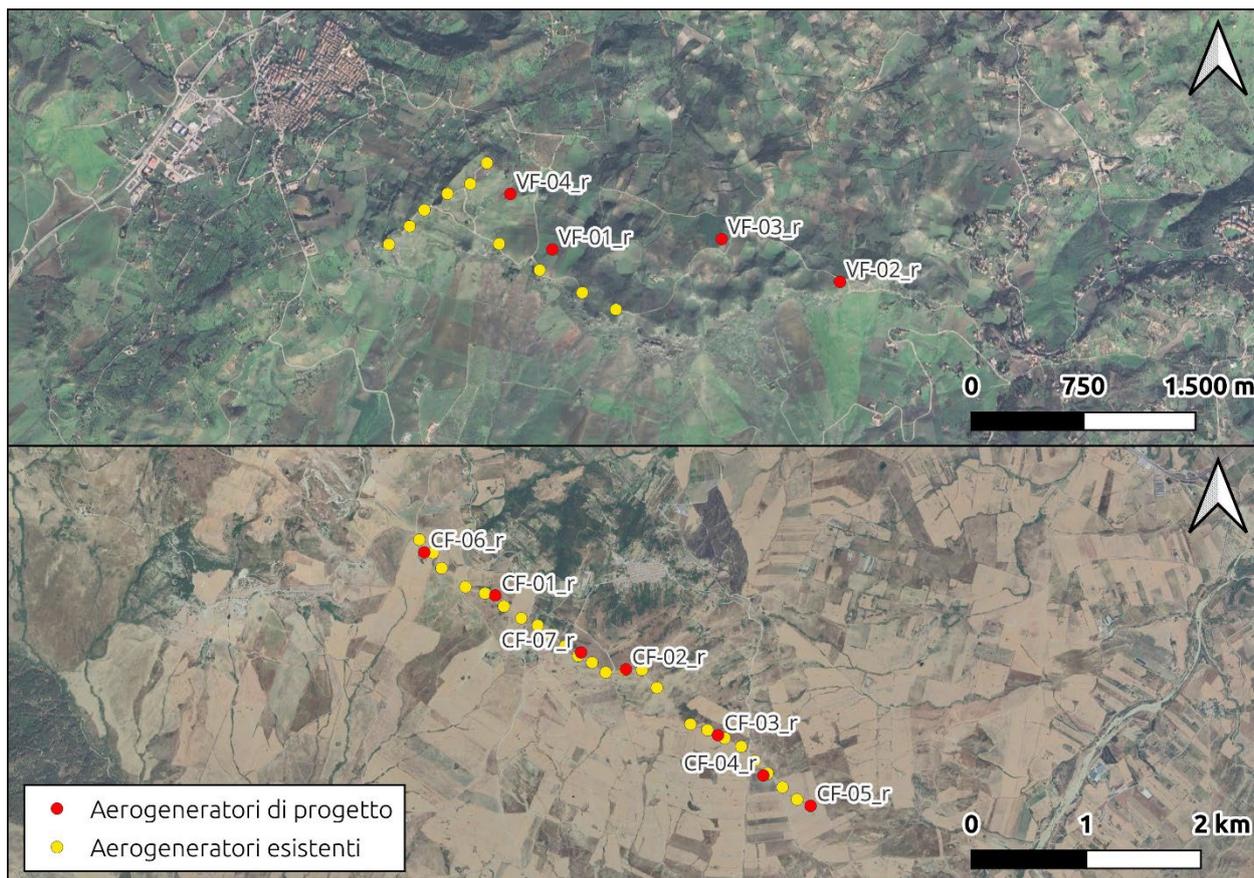


Figura 2-2: Inquadramento su ortofoto dell'area dell'impianto VRG-040 nel suo stato di fatto e nello stato di progetto. In evidenza i settori nei comuni di Villafrati (sopra) e Campofelice di Fitalia (sotto).

Si riporta in formato tabellare un dettaglio sulla localizzazione degli aerogeneratori di nuova costruzione, in coordinate WGS84 UTM fuso 33 N:

Tabella 1: Localizzazione geografica degli aerogeneratori di nuova costruzione

ID	Comune	Est [m]	Nord [m]
VF-01_r	Villafrati	368426	4195457
VF-02_r	Villafrati	370351	4195239
VF-03_r	Villafrati	369560	4195527
VF-04_r	Villafrati	368145	4195831
CF-01_r	Mezzojuso	365474	4187475
CF-02_r	Campofelice di Fitalia	366612	4186827
CF-03_r	Campofelice di Fitalia	367414	4186249
CF-04_r	Campofelice di Fitalia	367808	4185895
CF-05_r	Campofelice di Fitalia	368221	4185627
CF-06_r	Campofelice di Fitalia	364855	4187855
CF-07_r	Campofelice di Fitalia	366221	4186975

2.1 Inquadramento geomorfologico dell'area di studio

L'area di studio ricade nell'ambito dell'entroterra montuoso della Sicilia occidentale e precisamente nell'estremità meridionale della Provincia di Palermo.

L'area di Campofelice di Fitalia è prettamente collinare con diffuse forme dovute all'azione fluviale e di movimenti franosi. Questo settore si trova in un settore compreso tra aree montuose elevate a NO e grandi depressioni, coincidenti con bassi strutturali. Questi fenomeni sono prevalentemente riconducibili a movimenti tettonici che hanno in parte sollevato le aree situate ad ovest del comune e ribassato le attuali zone collinari.

Le quote maggiori si trovano in prossimità di Pizzo Mezzaluna a circa 922 m s.l.m. L'andamento morfologico è aspro, con pendenze notevoli e scarpate evidenti. L'area dove si imposteranno i generatori eolici, tra Portella Guddemi e Pizzo Mezzaluna è costituita da quarzoareniti giallo biancastre con subordinati livelli arenacei che presentano fenomeni di erosione accelerata e dilavamento diffuso.

A nord e a sud dell'area di studio i versanti costituiti dalle argille ed argille sabbiose del Flysch si presentano meno acclivi. In questi terreni l'azione erosiva degli agenti morfogenetici si è esplicitata in maniera veloce, determinando i lineamenti topografici più addolciti e una morfologia a caratteri decisamente più blandi.

L'area di Villafrati è montuosa/collinare e dominata da forme riconducibili al carsismo, all'erosione selettiva e a processi gravitativi.

La zona presenta un'altitudine media più bassa ed è caratterizzata da un'ampia coltre di depositi terrigeni, fluvio-deltizi costituiti da argille sabbiose con lenti di sabbie e conglomerati. Le quote maggiori le troviamo in prossimità di Pizzo Avvoltoio a circa 737 m s.l.m.; si notano infine, rotture di pendenza notevoli, con scarpate evidenti.

Nell'areale in studio si osservano inoltre forme carsiche come doline (generalmente con forma ad imbuto), inghiottitoi, campi solcati (un insieme di piccole forme provocate nella roccia dalla corrosione), solchi o docce carsiche (Rinnenkarren) e valli cieche con inghiottitoi in corrispondenza del contatto gessi-roccie insolubili.

Per un maggiore approfondimento riferirsi all'elaborato 040-18 – Relazione geologica.

Di seguito vengono mostrate alcune foto rappresentative del sito in esame



Figura 2-3: Foto rappresentative del sito in esame

2.2 Caratteristiche Climatiche locali

All'interno dei comuni di Campofelice di Fitalia e Villafrati troviamo un clima caldo e temperato caratterizzato da estati secche. La piovosità annua è distribuita maggiormente durante l'inverno rispetto all'estate.

La temperatura media di Campofelice di Fitalia è di 14,5 °C, dove il mese di luglio è il mese più caldo dell'anno con una temperatura media di 24 °C mentre il più freddo è febbraio con 6,3 °C.

Tabella 2-2: Parametri climatici Campofelice di Fitalia

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Medie Temperatura (°C)	6.3	6.3	8.9	12	16.2	21.1	24	23.9	19.7	16.2	11.6	7.9
Temperatura minima (°C)	3	2.7	4.8	7.4	11.1	15.6	18.3	18.6	15.5	12.4	8.3	4.8
Temperatura massima (°C)	10.1	10.3	13.4	16.7	21.2	26.5	29.6	29.5	24.3	20.5	15.3	11.3
Precipitazioni (mm)	74	75	68	70	43	19	6	19	57	82	72	72
Umidità(%)	85%	82%	77%	71%	63%	52%	48%	51%	68%	76%	82%	84%
Giorni di pioggia (g.)	8	8	8	8	5	3	2	3	6	8	8	9
Ore di sole (ore)	4.6	5.2	7.1	8.9	10.7	12.2	12.5	11.6	8.9	7.2	5.6	4.8

Nel comune di Villafrati la temperatura media è di 15,5 °C, con agosto mese più caldo dell'anno con una temperatura media di 24,7 °C e febbraio più freddo con una temperatura di 7,7 °C.

Tabella 2-3: Parametri climatici Villafrati

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Medie Temperatura (°C)	7.8	7.7	10.1	12.9	17	21.7	24.5	24.7	20.7	17.3	12.9	9.3
Temperatura minima (°C)	4.8	4.5	6.4	8.9	12.6	17	19.7	20.2	17.1	14	10	6.6
Temperatura massima (°C)	11	11.1	14.1	17.1	21.3	26.2	29.3	29.4	24.7	21.1	16.2	12.3
Precipitazioni (mm)	77	76	64	61	36	15	6	17	61	83	69	79
Umidità(%)	83%	80%	76%	72%	66%	57%	54%	56%	69%	76%	80%	82%
Giorni di pioggia (g.)	9	8	7	7	4	2	1	2	6	7	8	10
Ore di sole (ore)	5.8	6.4	8.1	9.7	11.2	12.4	12.5	11.6	9.5	8.0	6.7	5.9

Per un maggiore approfondimento riferirsi all'elaborato 040-18 – Relazione geologica.

2.3 Inquadramento idrografico

L'impianto eolico VRG-040 ricade all'interno di due bacini idrografici: il bacino del Fiume San Leonardo e il bacino del Fiume Milicia.

Il bacino idrografico del Fiume San Leonardo ricade nel versante settentrionale della Sicilia, nel territorio della provincia di Palermo, e confina ad est con il bacino del fiume Torto, a sud con i bacini del fiume Platani e del fiume Verdura, ad ovest con i bacini del fiume Milicia, del fiume Eleuterio, del fiume Belice ed alcuni bacini minori.

Il bacino, con la sua superficie di 504 km², ricade per l'80% in territorio montano ed è considerato il nono bacino per dimensioni fra quelli contenenti corpi idrici significativi, qui costituiti dal fiume omonimo e dal lago artificiale Rosamarina. La forma del bacino idrografico è sub-circolare, con una

pronunciata appendice settentrionale che si estende in direzione NNE-SSO dalla foce verso la zona montana. Il bacino raggiunge la sua massima ampiezza, a meridione; nella parte settentrionale, invece, la larghezza si riduce sensibilmente, a circa Km 3,5 dalla foce, in corrispondenza della gola del Rosamarina, dove il corso del fiume è stato sbarrato dall'omonima diga che genera un invaso di volume di circa 100 milioni di m³.

Il bacino idrografico del Fiume Milicia ricade nel versante settentrionale della Sicilia; esso si estende per circa 127 km², ricade interamente nel territorio provinciale di Palermo e confina ad est con l'area territoriale compresa tra il bacino del Fiume Milicia e il bacino del Fiume San Leonardo, a sud-est e a sud con il bacino del Fiume San Leonardo, a ovest con l'area territoriale compresa tra il bacino del Fiume Milicia e il bacino del Fiume Eleuterio ed a sud-ovest, con il bacino idrografico del Fiume Eleuterio.

La forma del bacino idrografico del F. Milicia è sub-circolare, con una pronunciata appendice settentrionale che si estende in direzione N-NE dalla foce verso la zona montana. Il bacino raggiunge la sua massima ampiezza nel settore meridionale; nella parte settentrionale, invece, la larghezza si riduce progressivamente, fino a qualche centinaio di metri in corrispondenza della foce.

Per un maggiore approfondimento riferirsi all'elaborato [040-20 – Relazione idrogeologica](#)

3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

A seguire si riportano i principali riferimenti normativi e il quadro riepilogativo delle analisi condotte all'interno dell'elaborato *040-41 – Studio di impatto ambientale*:

Piano/Programma	Coerenza/Compatibilità	Note
D. Lgs. 28/2011	✓	Il progetto di repowering dell'impianto eolico VRG 040 in oggetto risulta compatibile in quanto si configura come modifica non sostanziale
D. Lgs. 199/2021 (Direttiva RED II)	✓	Il progetto di repowering dell'impianto eolico VRG 040 in oggetto risulta in area idonea con quanto previsto dal punto 8 dell'art. 20
Linee guida DM 10 settembre 2010		<p>Il progetto rispetta le distanze indicate nel DM a meno delle seguenti eccezioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> - CF-01_r, CF-02_r, Cf-07_r: localizzate a distanze inferiori a 1.260 m (pari sei volte l'altezza delle turbine) dai centri urbani, non rispettando il punto 5.3 lett. b del DM; - CF-01_r, CF-06_r: localizzate a distanze inferiori a 210 m (altezza delle turbine) dalla strada provinciale SP82, non rispettando il punto 7.2 lett. a del DM. <p>Ad ogni modo, si segnala che le distanze riportate nell'Allegato 4 del Decreto costituiscono possibili misure di mitigazione per l'impatto ambientale del progetto e non vincolo ostativo.</p>
Aree non idonee impianti Eolici	✓	Si ha parziale interferenza con aree non idonee in quanto le turbine VF-01_r e VF-02_r ricadono all'interno della ZSC ITA 020024. Trattandosi di repowering con riduzione significativa del numero di turbine rispetto allo stato attuale, maggiore interdistanza tra di esse, e su un territorio con scarsa biodiversità, si ritiene tale interferenza non pregiudizievole. È stata redatta relazione di VincA che conferma la compatibilità dell'intervento.
Normativa Ostacoli e Pericoli Navigazione Aerea	✓	Non si rileva alcuna interferenza tra il progetto e la normativa.
Rete Natura 2000	✓	Il progetto ricade parzialmente all'interno della ZSC ITA 020024. È stata redatta relazione di VincA che conferma la compatibilità dell'intervento.
Important Bird and Biodiversity Areas (IBA)	✓	Il progetto ricade all'esterno di aree IBA, in prossimità della IBA215.
Zone Umide della Convenzione Ramsar	✓	Il progetto è interamente realizzato all'esterno di tali zone.
Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP)	✓	Il progetto sarà interamente realizzato all'esterno del perimetro di Aree Naturali Protette (EUAP).
Geositi	✓	Nessuna interferenza rilevata nelle aree di progetto.
Piano faunistico venatorio	✓	Nessuna interferenza rilevata nelle aree di progetto.
Rete Ecologica Siciliana (RES)	✓	Non si ha interferenza con aree RES.
Piano Forestale Regionale	✓	La piazzola temporanea e definitiva della WTG CF-07_r, e la relativa strada di accesso, ricadono parzialmente a margine della fascia di rispetto di 150 m da un'area boscata ai sensi della L.R. 16/96.

Piano Regionale delle Bonifiche	✓	Nessuna interferenza con le aree da bonificare e/o bonificate.
D. Lgs. 42/2004 – Codice dei Beni culturali e del Paesaggio	✓	Le uniche interferenze rilevate riguardano alcuni tratti di viabilità da adeguare che attraversano area boschiva, e tratti di cavidotto che interferiscono con aree soggette a vincolo relativo ai corsi d'acqua e relative fasce di rispetto. Interferenze ritenute non ostative poiché per i cavidotti interrati si applicano le prescrizioni del dpr 31/17
Piano Territoriale Paesistico Regionale	✓	Si rileva interferenza del cavidotto con aree soggette a vincolo relativo ai corsi d'acqua e relative fasce di rispetto, interferenza con aree soggette a vincolo idrogeologico. Sarà richiesto NO all'Ispezzorato Ripartimentale delle Foreste di Palermo. Tali interferenze si ritengono non ostative.
Piano Territoriale Provinciale di Palermo	✓	Risulta verificata la compatibilità vista la non interferenza con aree RES.
Piano Regolatore del Comune Campofelice di Fitalia, Piano Regolatore del Comune di Villafrati, Piano Regolatore del Comune di Mezzojuso	✓	Verificata la compatibilità del progetto con il PRG del Comune di Campofelice di Fitalia. Non è stato possibile verificare la compatibilità con il PRG di Villafrati causa l'irreperibilità dello stesso. Non è stato possibile verificare la compatibilità con il PRG di Mezzojuso causa l'irreperibilità dello stesso
Piano regionale per la programmazione delle attività di previsione, prevenzione e lotta attiva contro gli incendi boschivi		<p>Le interferenze rilevate riguardano:</p> <ul style="list-style-type: none"> - WTG CF-02_r e opere afferenti ricadono su aree percorse dal fuoco nel: <ul style="list-style-type: none"> - 2014: interessa particelle parzialmente accatastate come pascolo. Tuttavia il vincolo di inedificabilità scade nel 2024. La particella catastale su cui ricade l'aerogeneratore è qualificata come "seminativo"; - 2016 e 2022: interessa particelle a pascolo ma ricade prevalentemente su aree di cantiere, quindi non si prevede edificazione in quest'area; - WTG VF-01_r, VF-03_r, VF-04_r, ricadono in area percorsa dal fuoco nel 2023. Da catasto risulta che le opere definitive relative alle WTG VF-01_r e VF-03_r ricadono su terreni accatastati come seminativi, pertanto non si applicano i vincoli di cui alla Legge 353/2000. Per queste WTG le sole interferenze rilevate tra le aree percorse dal fuoco e le particelle classificate a pascolo riguardano aree di cantiere. <p>Per la WTG VF-04_r risulta che le aree definitive ricadono su particelle accatastate come seminativo con una piccola porzione a pascolo (circa il 2%), si ritiene quindi che possano essere complessivamente classificate come seminativi, pertanto non si applicano i vincoli di cui alla Legge 323/2000.</p>
Piano Cave	✓	Nessuna interferenza rilevata.

Piano per l'Assetto Idrogeologico della regione Sicilia (P.A.I.)	✓	Il progetto ricade per brevi tratti di viabilità e piazzole temporanee in aree a pericolosità geomorfologica. Si ritiene comunque il vincolo non pregiudizievole considerando che si tratta di livelli di pericolosità medio-bassi.
Catalogo frane IFFI	✓	Si rileva prossimità per gli aerogeneratori nel comune di Villafrati con area a rischio frane per crollo/ribaltamento. In prossimità degli aerogeneratori del comune di Campofelice di Fitalia si rileva la presenza di aree con frane superficiali diffuse. Il cavidotto intercetta aree soggette a rischio frana per colamento lento ma essendo interrato al di sotto di sedi stradali esistenti, si ritiene non pregiudizievole tale condizione. Interferenze non ostative.
Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni	✓	Nessuna interferenza rilevata. L'area non risulta essere soggetta a rischio di alluvioni, pericolosità o rischio idraulico.
Vincolo idrogeologico	✓	Il progetto ricade parzialmente in aree soggette a vincolo idrogeologico. Il vincolo non si ritiene ostativo, sarà tuttavia richiesto parere all'Ispettorato delle Foreste.
Zonizzazione sismica	✓	L'area ricade in zona sismica 2.
Piano di Tutela delle Acque	✓	Il progetto non presenta elementi di contrasto con il Piano vista la tecnologia adottata che non genera scarichi. Non si ha interferenza con corpi idrici superficiali o sotterranei.
Piano di gestione del distretto idrografico della Sicilia	✓	Il progetto non presenta elementi di contrasto con il Piano vista la tecnologia adottata che non genera scarichi. Non si ha interferenza con corpi idrici superficiali o sotterranei.

Il progetto, ponendosi come obiettivo lo sviluppo sostenibile e l'incremento della quota di energia rinnovabile, e contribuendo a ridurre le emissioni di gas a effetto serra è in linea con gli obiettivi strategici della politica energetica europea, nazionale (PNIEC/PNRR/SEN/PNACC) e della Regione Sicilia (PEARS), considerando che quest'ultimo dedica grande attenzione agli interventi di repowering all'interno della regione siciliana.

Per maggiori dettagli riguardo la compatibilità del progetto con la normativa ed i piani sopra menzionati si rimanda all'elaborato 040-41 – Studio di impatto ambientale.

4 CARATTERISTICA DELLA RISORSA EOLICA

Si riporta di seguito la caratterizzazione anemologica del sito.

I dati anemometrici utilizzati sono quelli della stazione anemometrica di Marineo 003 (E 362931, N 4201395), raccolti nel periodo Marzo 2010-Dicembre 2013. Essi sono dati deci-minutali di velocità, direzione del vento e relative deviazioni standard, temperatura e pressione, misurati a diverse altezze e tramite sensori posizionati secondo diverse direzioni.

Di seguito il posizionamento della torre anemometrica rispetto agli aerogeneratori di progetto:

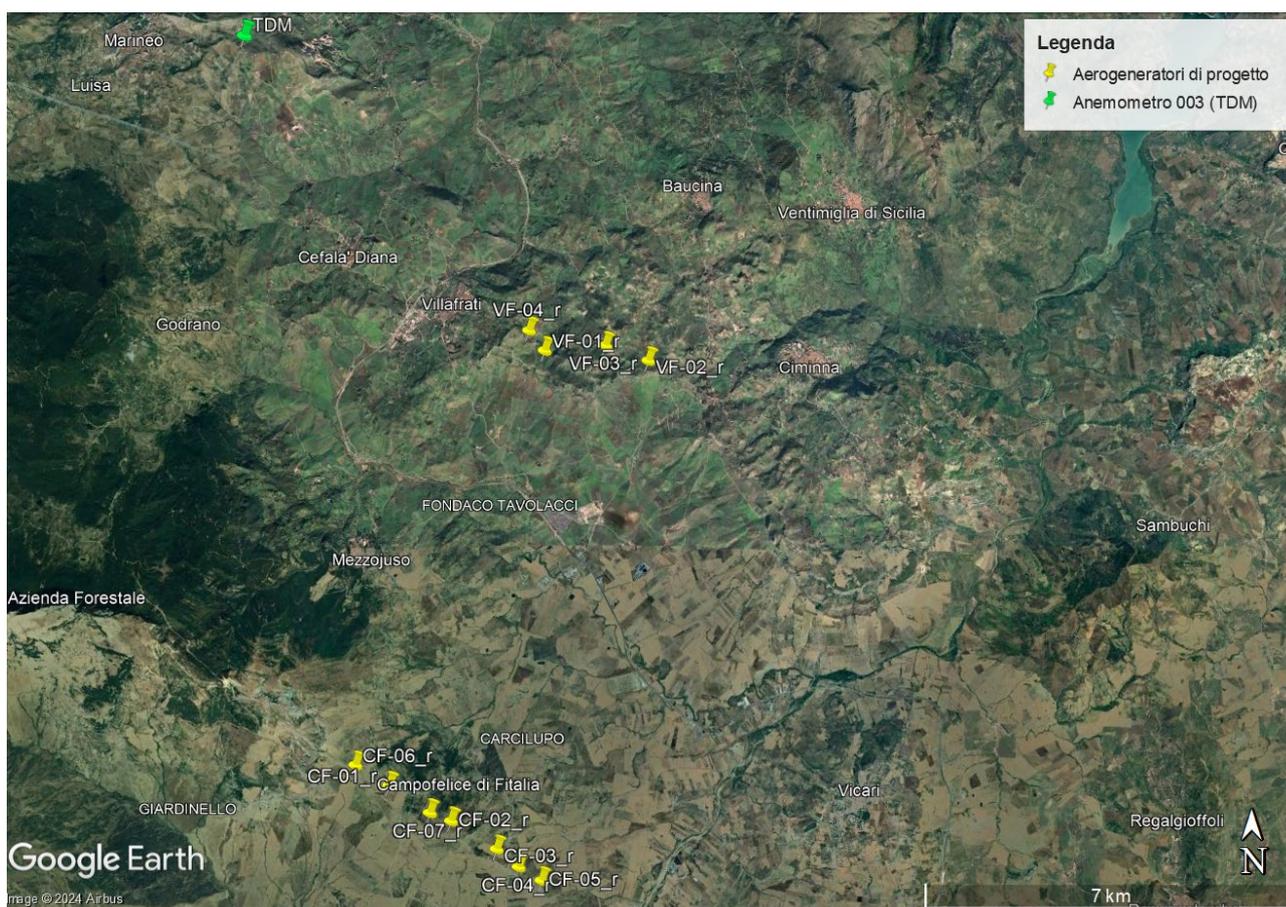


Figura 4-1: Inquadramento stazione anemometrica "003 (TDM)"

A seguito di un processo di validazione dati basato sulla verifica della congruità statistica delle grandezze misurate¹, il software WindFarm effettua la previsione della velocità del vento a lungo termine usando la tecnica "Misura-Correlazione-Previsione" (MCP), analisi fondamentale per proporzionare la risorsa eolica proveniente dai dati anemometrici rispetto a quella storica. Essa è effettuata utilizzando i dati orari satellitari di ventosità forniti da NASA ("Merra 2"), misurati in prossimità dell'area analizzata.

¹ "Wind Resource Assessment Handbook", pag 60-67.

I risultati ottenuti sono la rosa dei venti, mostrata in Figura 4-2, e la curva di distribuzione Weibull, Figura 4-3, caratterizzata da un parametro di scala pari a 6,629 e da un parametro di forma di 1,482. Entrambe sono ottenute ad un'altezza di 55 m s.l.s.

La velocità media risultante ad un'altezza pari a 55 m s.l.s. è pari a 5,933 m/s.

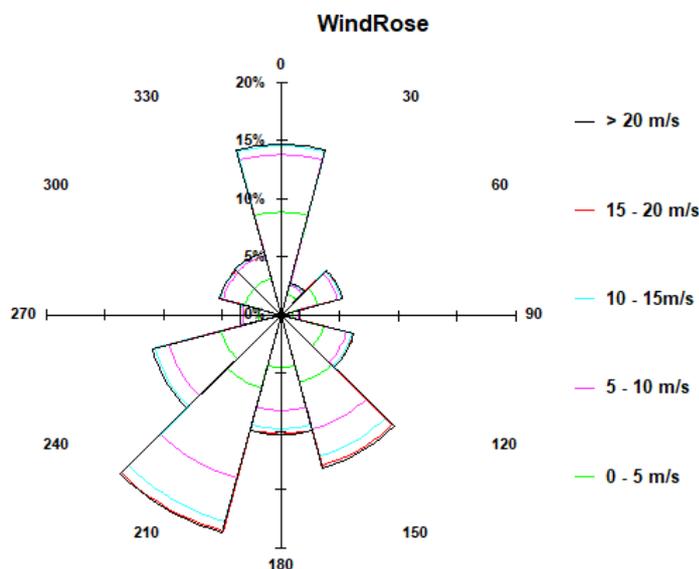


Figura 4-2: Rosa dei venti

La direzione prevalente caratterizzante il sito in esame è la direzione sud ovest.

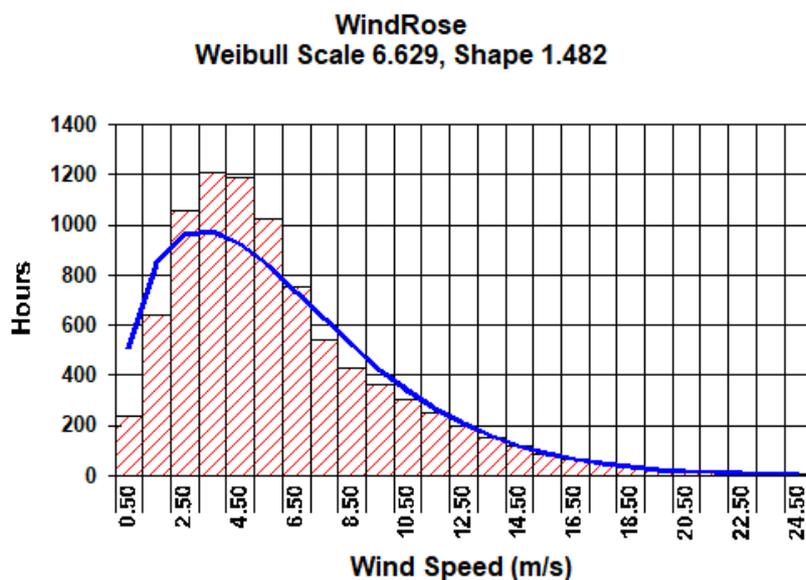


Figura 4-3: Curva Weibull

La modellazione, illustrata in maniera approfondita nell'elaborato 040-070 – Relazione sulla valutazione della risorsa eolica ed analisi di producibilità, ha condotto ai seguenti risultati:

Tabella 4: Risultati stima energia eolica annuale P50 lorda

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	66MW
Potenza nominale WTG	6 MW
N° di WTG	11
Classe IEC	IIIa
Diametro del rotore	170 m
Altezza del mozzo	125 m
Perdite di scia complessive (wake losses)	2,51%
Perdite tecniche	6,88%
Energia prodotta annua P50 netta	164418 MWh
Ore equivalenti P50 nette	2491

È stato riportato il percentile P50 al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche, quali indisponibilità degli aerogeneratori, indisponibilità di rete, indisponibilità del Balance of Plant (BoP), perdite elettriche, perdite di ambiente e perdite di performance delle turbine. Esso rappresenta il valore a cui corrisponde il 50% di probabilità di ottenere, nella realtà, un valore maggiore o uguale a quello riportato.

Al percentile riportato, si stima che l'impianto eolico potrà produrre 164,418 GWh all'anno, per un totale di 2491 ore equivalenti. Il sito è caratterizzato da ottimi valori di ventosità che garantiscono un'elevata producibilità.

5 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il presente progetto riguarda l'integrale ricostruzione di un impianto eolico attualmente in esercizio. Le opere prevedono quindi la dismissione degli aerogeneratori attualmente in funzione e la loro sostituzione con macchine di tecnologia più avanzata, con dimensioni e prestazioni superiori. Contestualmente all'installazione delle nuove turbine, verrà adeguata la viabilità esistente, a connessione alla RTN e saranno realizzati i nuovi cavidotti interrati in media tensione per la raccolta dell'energia prodotta.

In sintesi, le fasi dell'intero progetto prevedono:

1. Dismissione dell'impianto esistente;
2. Realizzazione del nuovo impianto;
3. Esercizio del nuovo impianto;
4. Dismissione del nuovo impianto.

L'impianto eolico attualmente in esercizio è ubicato nel territorio dei Comuni di Campofelice di Fitalia (PA) e Villafrati (PA) ed è composto da 35 aerogeneratori, di cui 27 Gamesa G58 ed 8 Gamesa G52, ciascuno avente una potenza nominale pari a 0,85 MW, per una potenza complessiva del parco eolico pari a 29,75 MW installati.

Gli aerogeneratori esistenti e il sistema di cavidotti in media tensione interrati per il trasporto dell'energia elettrica saranno smantellati e dismessi. Le fondazioni in cemento armato saranno demolite fino ad 1,5 m di profondità dal piano campagna.

L'intervento di integrale ricostruzione prevede l'installazione di 11 nuovi aerogeneratori di ultima generazione, con dimensione del diametro fino a 170 m, altezza del mozzo fino a 125 m e potenza massima pari a 6,0 MW ciascuno. La viabilità interna al sito sarà mantenuta il più possibile inalterata, in alcuni tratti saranno previsti solo degli interventi di adeguamento della sede stradale mentre in altri tratti verranno realizzati alcune piste ex novo, per garantire il trasporto delle nuove pale in sicurezza e limitare per quanto più possibile i movimenti terra. Sarà in ogni caso sempre seguito e assecondato lo sviluppo morfologico del territorio e la viabilità esistente.

Sarà parte dell'intervento anche la posa del nuovo sistema di cavidotti interrati MT in sostituzione di quelli attualmente in esercizio. Il tracciato di progetto, interamente interrato, seguirà prevalentemente il percorso del tracciato del cavidotto esistente.

Come punto di connessione alla rete sarà utilizzata l'attuale cabina di raccolta MT situata all'interno della Sottostazione di trasformazione MT/AT di Ciminna, collegata in sbarra all'impianto di Enel Distribuzione adiacente. La cabina sarà mantenuta in essere, riadeguando l'infrastruttura esistente

alla nuova taglia e layout dell'impianto, e non sarà quindi parte dell'intervento di demolizione e dismissione.

Le caratteristiche del nuovo impianto eolico di integrale ricostruzione oggetto del presente studio sono sintetizzate nella tabella seguente:

Tabella 5-1: Caratteristiche dell'impianto

Nome impianto	VRG040
Comune	Campofelice di Fitalia (PA), Villafrati (PA), Mezzojuso (PA)
Coordinate baricentro UTM zona 33 N	369075 m E 4192508 m N
Potenza complessiva aerogeneratori stato di fatto	29,75 MW
Numero aerogeneratori stato di fatto	35
Aerogeneratori stato di fatto (potenza, diametro rotore, altezza mozzo)	0,85 MW, 52/58 m, 55 m
Potenza complessiva aerogeneratori di progetto	66,00 MW
Numero aerogeneratori di progetto	11
Aerogeneratori di progetto (potenza, diametro rotore, altezza mozzo)	fino a 6,00 MW, fino a 170 m, fino a 125 m
Trasformatore (numero, potenza, livelli di tensione)	1x, 75/90 MVA, 150/33 kV

Nel presente studio l'attività di dismissione dell'impianto esistente e la costruzione del nuovo impianto sono state considerate come attività distinte ed identificate come Fase 1 (dismissione) e Fase 2 (costruzione), al fine di descrivere in maniera chiara le differenze delle due attività ed identificare i loro impatti. Tuttavia, è da tener presente che le due attività si svolgeranno quanto più possibile in parallelo, per cercare di minimizzare la durata degli interventi previsti in fase di cantiere e i conseguenti potenziali impatti, oltre che per limitare la mancata produzione dell'impianto.

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

5.1 Dismissione dell'impianto esistente (Fase 1)

La prima fase del progetto consiste nello smantellamento dell'impianto attualmente in esercizio. La dismissione comporterà in primo luogo l'adeguamento delle piazzole e della viabilità per poter allestire il cantiere, sia per la dismissione delle opere giunte a fine vita, sia per la costruzione del nuovo impianto; successivamente si procederà con lo smontaggio dei componenti dell'impianto ed infine con l'invio dei materiali residui a impianti autorizzati ad effettuare operazioni di recupero o smaltimento.

Non saranno oggetto di dismissione tutte le infrastrutture utili alla realizzazione del nuovo parco potenziato, come la viabilità esistente, le opere idrauliche ad essa connesse e le piazzole esistenti, nei casi in cui coincidano parzialmente con le nuove piazzole di montaggio.

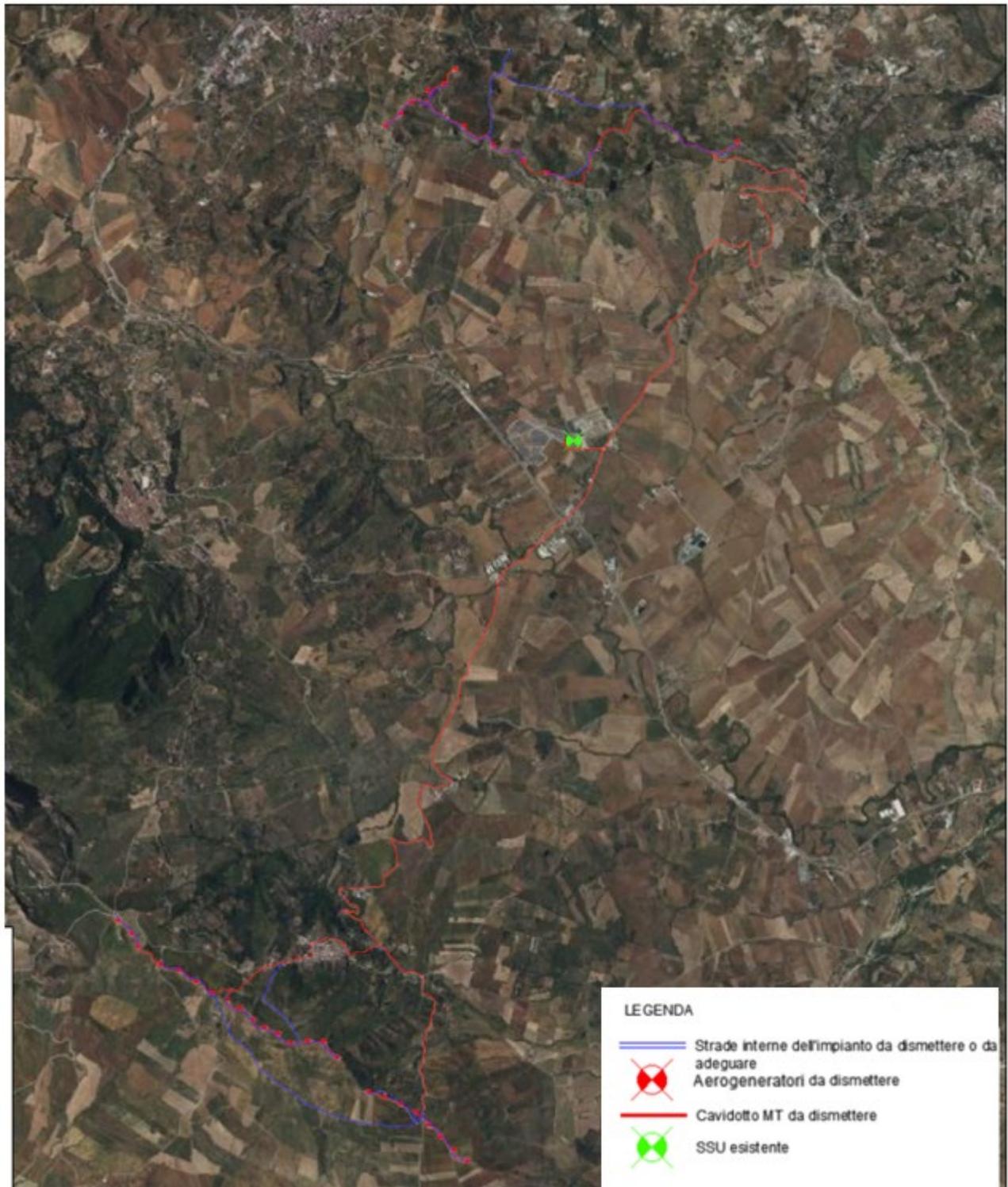


Figura 5-1: Planimetria impianto eolico esistente

5.1.1 Caratteristiche tecniche dell'impianto esistente

La configurazione dell'impianto eolico attualmente in esercizio è caratterizzata da:

- 35 aerogeneratori, di cui 27 Gamesa G58 ed 8 Gamesa G52, entrambi di potenza nominale pari a 0,85 MW;
- 35 piazzole con relative piste di accesso;
- Sistema di cavidotti interrati MT per il collettamento dell'energia prodotta. Il tracciato del cavidotto comprende tratti interrati e termina ai quadri MT presenti nella Sottostazione presente in sito.

Gli aerogeneratori G58 e G52 di potenza nominale pari a 0,85 MW, sono del tipo con torre tronco-conica. Le tre parti principali da cui è costituito questo tipo di turbina eolica sono la torre di supporto, la navicella e il rotore. A sua volta il rotore è formato da un mozzo al quale sono montate le tre pale.

La navicella è montata alla sommità della torre tronco-conica, ad un'altezza di circa 55 metri. Al suo interno è presente l'albero "lento", calettato al mozzo, e l'albero "veloce", calettato al generatore elettrico. I due alberi sono in connessione tramite un moltiplicatore di giri o gearbox. All'interno della navicella è altresì presente il trasformatore MT/BT.

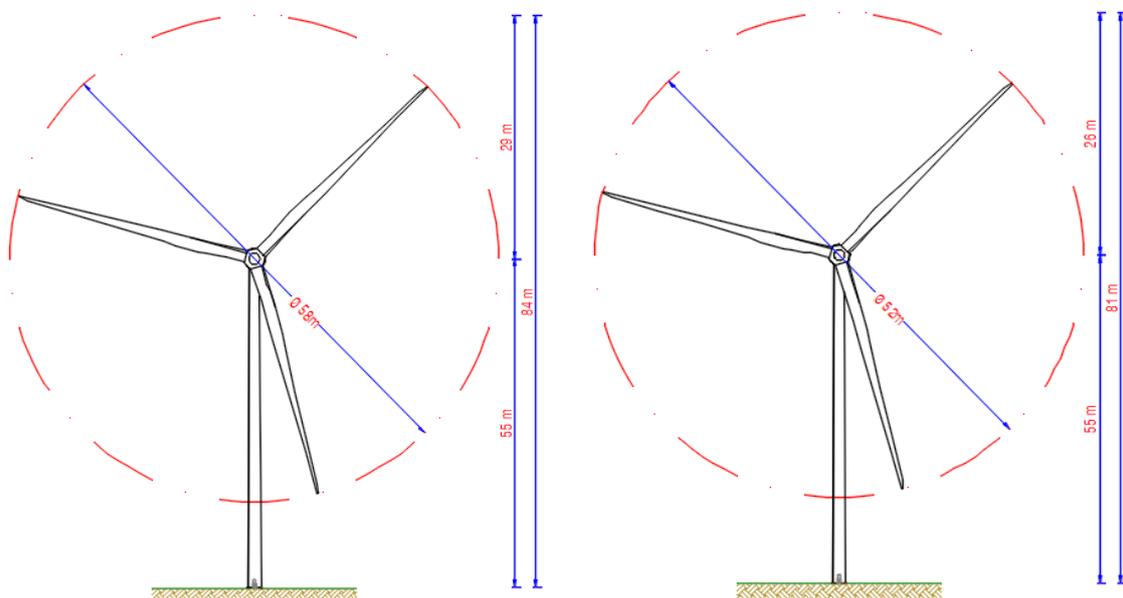


Figura 5-2: Dimensioni principali del modello Gamesa G58 (a sinistra) e G52 (a destra)

5.1.2 Opere civili

5.1.2.1 Le fondazioni

La tipologia delle fondazioni adottata è quella “di tipo diretto o superficiale” costituita da plinti a platea larga in c.a. gettato in opera.

Lo scavo di fondazione è stato eseguito fino ad una quota di circa – 2,45 m dall'originale piano campagna.

Le fondazioni degli aerogeneratori, tenuto conto delle caratteristiche geotecniche del terreno e dei carichi permanenti, accidentali e di quelli trasmessi durante il loro funzionamento, sono costituite da:

- da un getto di calcestruzzo magro di sottofondazione, di forma quadrata con lato in pianta di circa 10,50 m e spessore di 0,15 m;
- da un plinto a pianta quadrata con un ingombro massimo di 10,30 m ed una altezza costante di 1,10 m;
- da un colletto di innesto di lato pari a 4,50 m e altezza di 1 m;
- da un anello in acciaio circolare, avente diametro esterno pari a 3,32 m; in sommità dell'anello, a quota esterna rispetto al piano campagna, è presente la flangia circolare che, mediante bulloni, permette l'accoppiamento con la torre;

5.1.2.2 Le piazzole

In fase di costruzione dell'impianto esistente, per consentire il montaggio degli aerogeneratori sono state realizzate delle piazzole temporanee che hanno previsto lo scotico superficiale, la spianatura, il riporto di materiale vagliato e la compattazione di una superficie di circa 364 m² (28 m x 13 m), comprendente l'area della piazzola definitiva.

A montaggio ultimato è stata mantenuta in essere solamente l'area attorno alle macchine di dimensioni approssimativamente di 10 m x 10 m, mantenuta piana e sgombra da piantumazioni, al fine di consentire l'effettuazione delle operazioni di controllo e/o manutenzione.

5.1.2.3 La viabilità

La sezione stradale, con larghezza di circa 4,00 m, è realizzata in massicciata con materiale arido, al fine di un corretto inserimento ambientale delle strade nella realtà paesaggistica del luogo. La massicciata è costituita da uno strato di fondazione in misto cava con superiormente pietrisco stabilizzato.

Le strade interne sono corredate dalle opere per la regimazione idraulica superficiale per il convogliamento ed allontanamento delle acque piovane al fine di non alterare l'idrologia del sito: le acque meteoriche vengono accompagnate ai punti di naturale compluvio più vicini.

5.1.2.4 Cabina di raccolta MT

Come punto di connessione alla rete sarà utilizzata la cabina di raccolta MT situata all'interno della Sottostazione di trasformazione MT/AT di Ciminna, collegata in sbarra all'impianto di Enel Distribuzione adiacente. La cabina sarà mantenuta in essere, riadeguando l'infrastruttura esistente alla nuova taglia e layout dell'impianto, e non sarà quindi parte dell'intervento di demolizione e dismissione.

5.1.3 Opere elettro-meccaniche

Le opere elettromeccaniche relative all'impianto eolico si riassumono nelle seguenti realizzazioni:

- Sistema di elettrodotti interrati ed aerei per le connessioni di potenza degli aerogeneratori con il punto di raccolta dell'energia sulla rete e delle fibre ottiche per trasmissione dei dati di supervisione;
- Impianto di terra;
- Cabine di raccolta MT.

5.1.3.1 Sistemi di collettamento in MT

I cavidotti sono stati realizzati tramite uno scavo a sezione obbligata con profondità di circa 1,4 m e larghezza variabile in funzione del numero di cavi di energia presenti per ogni tratta (da 0,6 m a 1,2 m); in un angolo, sul fondo dello scavo, all'interno di uno strato di terreno vegetale, è posto il conduttore di terra.

Sempre sul fondo della trincea, all'interno di uno strato di sabbia vagliata, sono alloggiati i cavi di energia ed i cavi (in fibra ottica) per la comunicazione.

5.1.3.2 Impianto di terra

L'impianto di terra è costituito essenzialmente da un dispersore intenzionale di terra che collega tutti gli anelli di terra realizzati attorno ad ogni aerogeneratore e torre anemometrica.

Su ogni piazzola attorno alla fondazione degli aerogeneratori e della torre anemometrica sono presenti anelli di terra di opportune dimensioni geometriche a cui sono connessi i dispersori di fatto costituiti dalle armature metalliche delle opere civili nonché tutte le masse e masse estranee relative

ad ogni macchina (torre, aerogeneratore, apparecchiature elettriche MT, BT e ausiliarie) o alla torre anemometrica (traliccio e strumentazione).

I singoli anelli sono interconnessi tra loro mediante un conduttore di terra interrato insieme ai cavi di potenza. Gli anelli di terra ed i conduttori di interconnessione interrati sono in corda di rame nudo.

5.1.4 Attività di dismissione

La fase di dismissione, di durata prevista pari a circa 18 settimane, prevede un adeguamento preliminare delle piazzole e della viabilità interna esistente per consentire le corrette manovre della gru e per inviare i prodotti dismessi dopo lo smontaggio verso gli impianti di riciclo o dismissione.

Si adegueranno tutte le piazzole, laddove necessario, predisponendo una superficie di 25 m x 15 m sulla quale stazionerà la gru di carico per lo smontaggio del rotore ed una superficie di 6 m x 6 m sulla quale verrà adagiato il rotore.

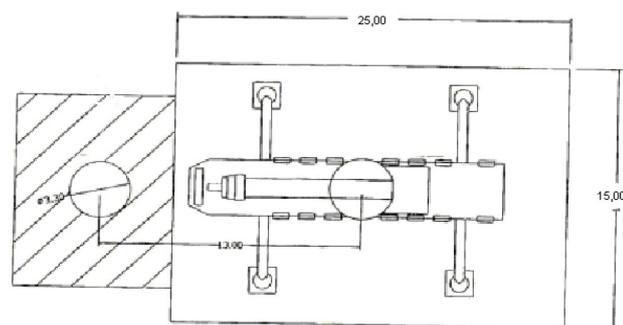


Figura 5-3: Tipico spazio di manovra per gru



Figura 5-4: Esempio ingombro del rotore a terra

In secondo luogo, le operazioni di smantellamento saranno eseguite secondo le seguenti procedure, in conformità con la comune prassi da intraprendere per il completo smantellamento di un parco eolico:

1. Smontaggio del rotore, che verrà collocato a terra per poi essere smontato nei componenti, pale e mozzo di rotazione;
2. Smontaggio della navicella;
3. Smontaggio di porzioni della torre in acciaio pre-assemblate (la torre è composta da 3 sezioni);
4. Demolizione di 1,5 m (in profondità) delle fondazioni in conglomerato cementizio armato. Demolizione completa delle fondazioni esistenti prossime agli aerogeneratori di progetto;
5. Rimozione dei cavidotti e dei relativi cavi di potenza quali:
 - a. Cavidotti di collegamento tra gli aerogeneratori;
 - b. Cavidotti di collegamento alla stazione elettrica di connessione e raccolta MT.

La parziale rimozione delle fondazioni, per massimizzare la quantità di materiale recuperabile, seguirà procedure (taglio ferri sporgenti, riduzione dei rifiuti a piccoli cubi) tali da rendere il rifiuto utilizzabile nel centro di recupero.

Al termine delle operazioni di smontaggio, demolizione e rimozione sopra descritte, verranno eseguite le attività volte al ripristino delle aree che non saranno più interessate dall'installazione del nuovo impianto eolico, tramite la rimozione di pietrame, ghiaia o altri residui come calcinacci, lo scotico dello strato superficiale compattato, la fresatura del terreno esistente e l'apporto e la stesura di uno strato di terreno vegetale che permetta di ricreare una condizione geomorfologica il più simile possibile a quella precedente alla realizzazione dell'impianto.

I prodotti dello smantellamento (acciaio delle torri, calcestruzzo delle opere di fondazione, cavi MT e apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche, ecc...) saranno oggetto di una accurata valutazione finalizzata a garantire il massimo recupero degli stessi.

La fase di dismissione dell'impianto esistente è ampiamente descritta nel piano di dismissione dell'impianto esistente 040-72 - Piano di dismissione dell'impianto esistente e negli elaborati 040-73 - Planimetria dismissione e 040-74 - Tipologico demolizioni.

5.2 Realizzazione del nuovo impianto (Fase 2)

La seconda fase del progetto, che consiste nella realizzazione del nuovo impianto eolico, si svolgerà in parallelo con lo smantellamento dell'impianto esistente. Essa avrà una durata prevista di circa 37 settimane, mentre la durata totale prevista per dismissione e realizzazione del nuovo impianto risulta di circa 50 settimane.

La predisposizione del layout del nuovo impianto è stata effettuata conciliando i parametri definiti nel Decreto Semplificazioni 2, 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. Il layout è stato sviluppato inoltre sulla base delle informazioni ambientali disponibili dall'esercizio del progetto esistente. 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 considerate le indicazioni contenute nelle Linee Guida di cui al D.M. 10 settembre 2010, in particolare i seguenti indirizzi:

- Disposizione delle macchine a mutua distanza sufficiente a contenere e minimizzare le perdite per effetto scia. Sono comunque rispettate il più possibile le distanze minime di 5 diametri tra un aerogeneratore e l'altro rispetto alla direzione prevalente del vento e di 3 diametri rispetto alla direzione perpendicolare;
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate non inferiore a 200 m;

A valle della fase di identificazione delle aree non idonee effettuata tramite cartografia, sono stati condotti vari sopralluoghi (maggio 2022, giugno 2022, dicembre 2022, marzo 2024, aprile 2024) 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.

Il layout di repowering è stato affinato e ottimizzato a seguito di approfondimenti mirati sulle caratteristiche ed il rischio geomorfologico del sito, al fine di garantire la stabilità idrogeomorfologica dei versanti, nonché la minimizzazione dell'entità di scavi e riporti.

Infine, sono state identificate le nuove posizioni degli aerogeneratori per l'installazione in progetto, sono state stabilite in maniera da ottimizzare la configurazione dell'impianto in funzione delle caratteristiche anemologiche e di riutilizzare il più possibile la viabilità già esistente, minimizzando dunque l'occupazione di ulteriore suolo libero. A tal riguardo, è stato ritenuto di fondamentale importanza nella scelta del layout il massimo riutilizzo delle aree già interessate dall'installazione

attuale, scegliendo postazioni che consentissero di contenere il più possibile l'apertura di nuovi tracciati stradali e i movimenti terra.

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

- Analisi delle aree non idonee;
- Analisi delle sensibilità ambientali e paesaggistici;
- Analisi delle linee Guida D.M. 10 settembre 2010;
- Decreto-legge n. 77 del 31/5/2021 (Decreto Semplificazioni-bis);
- Direttiva RED II;
- Massimo riutilizzo delle infrastrutture presenti;
- Ottimizzazione della risorsa eolica;
- Minima occupazione del suolo;
- Contenimento dei volumi di scavo.

5.2.1 Layout di progetto

Le turbine eoliche dell'impianto attualmente in esercizio sono installate sui crinali dei rilievi presenti nell'area di progetto, e la loro posizione segue dunque delle linee ben definite ed individuabili dall'orografia assecondando così la geometria del territorio.

Gli aerogeneratori del progetto di integrale ricostruzione verranno posizionate sui medesimi crinali, riutilizzando le aree già occupate dall'impianto esistente. Si specifica inoltre che le nuove turbine che insisteranno nel comune di Villafrati, sono state poste in aree morfologicamente a quote inferiori rispetto alle aree attualmente interessate dall'impianto esistente, al fine di limitarne la visibilità.

Di seguito è riportato uno stralcio, con relativa legenda, dell'inquadramento su CTR del nuovo impianto, mentre per un inquadramento di maggior dettaglio si rimanda al documento 040-09 – Inquadramento generale su CTR:

LEGENDA

 Aerogeneratori di progetto

 Piazzole temporanee

 Piazzole definitive

 Cabina Primaria

 S.S.U. Ciminna

 Aree di sorvolo

 Aree cantiere

STRADE

 Adattamenti temporanei

 Viabilità esistente da adattare

 Nuova viabilità

CAVIDOTTI

 Sottocampo 1

 Sottocampo 2

 Sottocampo 3

 Sottocampo 4

 Sottocampo 5

Figura 5-5: Legenda inquadramento su CTR

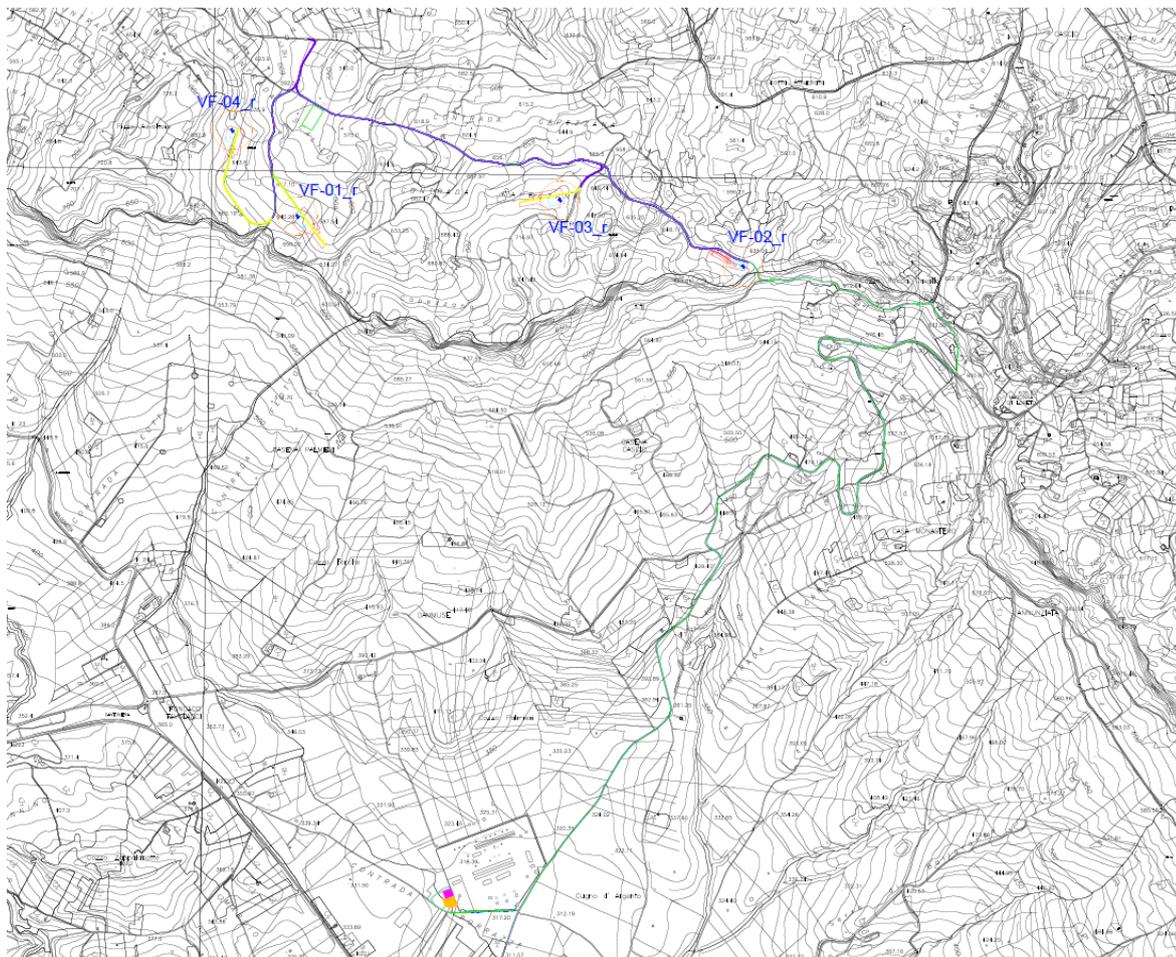


Figura 5-6: Stralcio inquadramento su CTR sottocampo di Villafraati e S.S.U. Ciminna

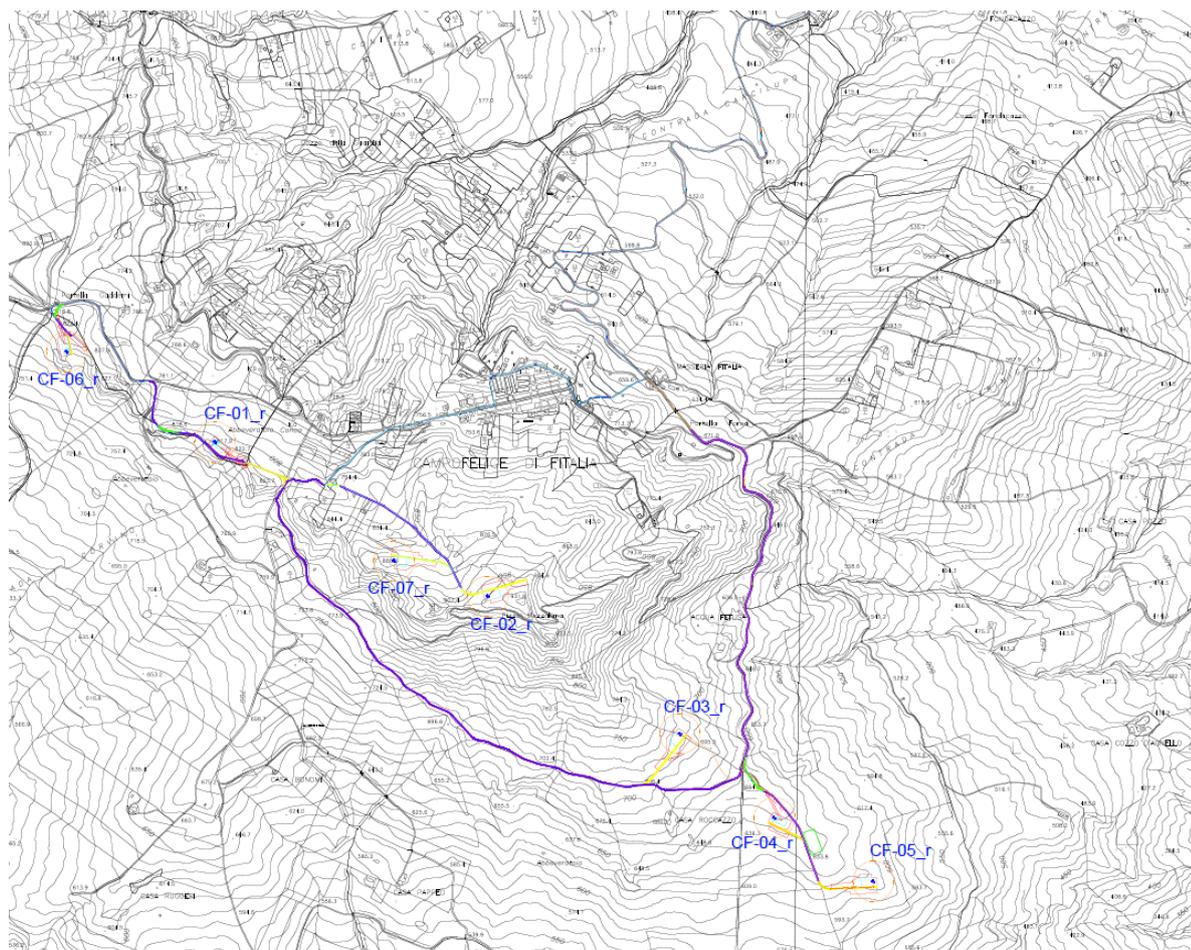


Figura 5-7: Stralcio inquadramento su CTR sottocampo Campofelice di Fitalia

Sono stati individuati due percorsi differenti per il trasporto degli elementi costituenti gli aerogeneratori, uno per il raggiungimento degli aerogeneratori VF-01_r, VF-02_r, VF-03_r e VF-04_r (sottocampo di Villafrati) ed uno per il raggiungimento degli aerogeneratori CF-01_r, CF-02_r, CF-03_r, CF-04_r, CF-05_r, CF-06_r e CF-07_r (sottocampo di Campofelice di Fitalia).

L'ingresso del sottocampo di Villafrati è identificato alla posizione GPS N 37,90412° E 13,50408°.

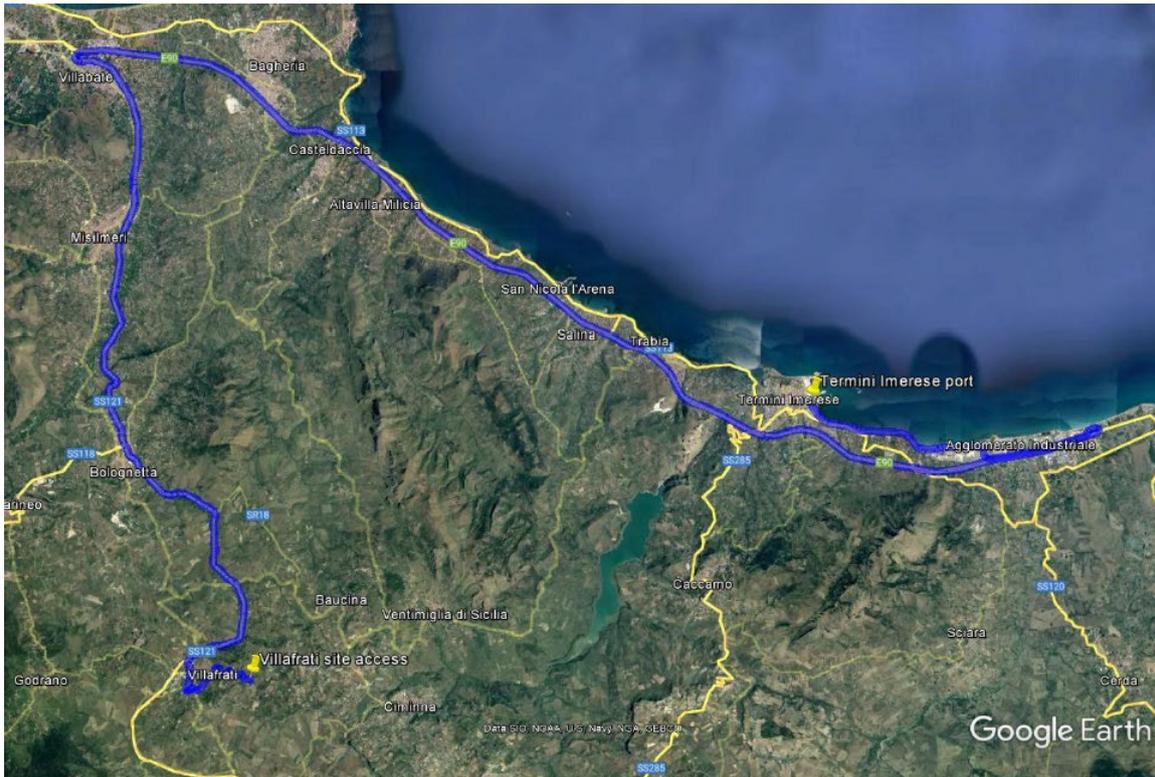


Figura 5-8: Percorso proposto Villafrati

Gli ingressi al sottocampo di Campofelice di Fitalia sono identificati dalla posizione GPS N 37,82018° E 13,49706° (primo accesso) e alla posizione GPS N 37,82254° E 13,47443° (secondo accesso).

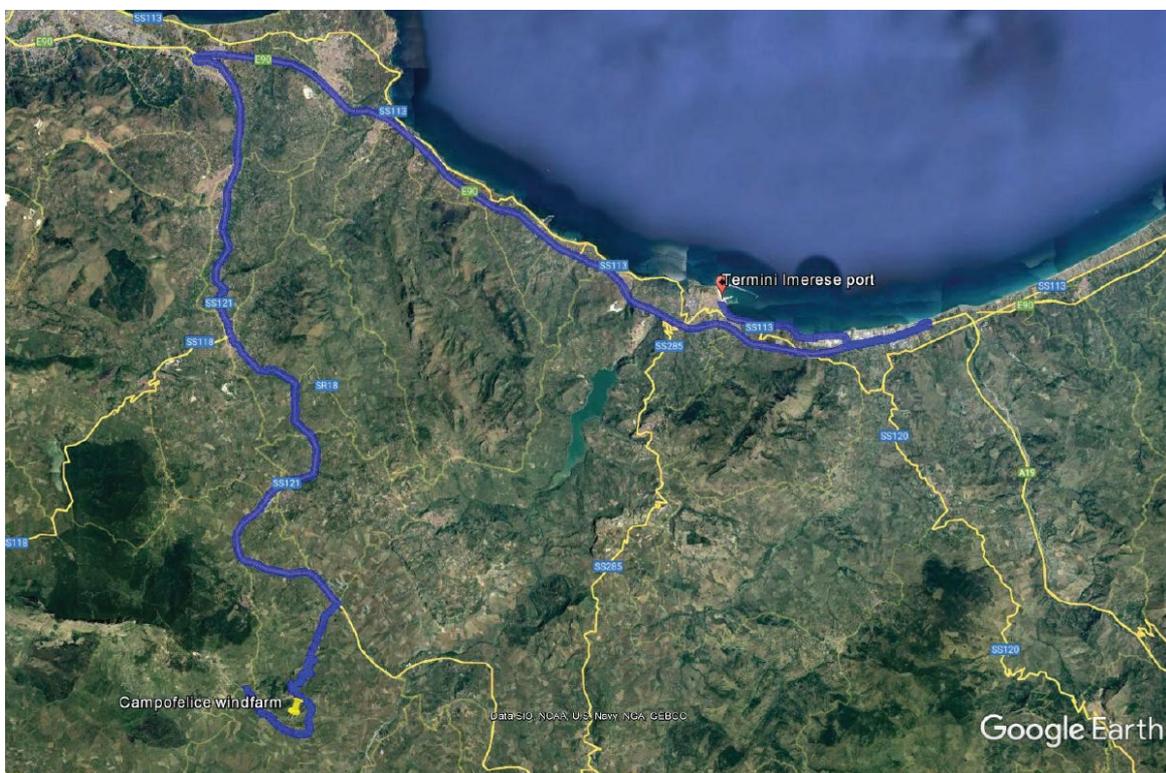


Figura 5-9: Percorso proposto Campofelice di Fitalia

Il parco eolico sarà suddiviso in n. 5 sottocampi composti da 2 o 3 aerogeneratori collegati in entresci con linee in cavo e connessi ad un quadro di media tensione che sarà installato all'interno del fabbricato della sottostazione di trasformazione.

Pertanto, saranno previsti n. 5 elettrodotti che convogliano l'energia prodotta alla stazione di trasformazione:

- Elettrodotto 1 (Sottocampo 1): aerogeneratori VF-01_r, VF-04_r
- Elettrodotto 2 (Sottocampo 2): aerogeneratori VF-02_r, VF-03_r
- Elettrodotto 3 (Sottocampo 3): aerogeneratori CF-01_r, CF-06_r
- Elettrodotto 4 (Sottocampo 4): aerogeneratori CF-02_r, CF-07_r
- Elettrodotto 5 (Sottocampo 5): aerogeneratori CF-03_r, CF-04_r, CF-05_r

La soluzione di connessione è rappresentata dalla sottostazione utente MT/AT di Ciminna collegata in sbarra all'impianto di Enel Distribuzione adiacente.

La sottostazione è esistente e sarà ammodernata per i suoi componenti principali, mantenendo la configurazione esistente. La sottostazione sarà costituita da uno stallo unico di trasformazione AT/MT al quale saranno attestate le sbarre di connessione alla CP e il trasformatore elevatore AT/MT, a sua volta collegato con linea in cavo al quadro di media tensione di raccolta degli impianti eolici.

Di seguito sono riportati degli stralci degli inquadramenti dei cavidotti di progetto. Per un maggiore dettaglio fare riferimento alle tavole 040-34 - Planimetria e sezione cavidotti MT e 040-39 - Planimetria interferenze cavidotto MT esterno.

-  Aerogeneratori di progetto
 -  Piazzole temporanee
 -  Piazzole definitive
 -  Cabina Primaria
 -  S.S.U. Ciminna
 -  Aree di sorvolo
 -  Aree cantiere
- STRADE**
-  Adattamenti temporanei
 -  Viabilità esistente da adattare
 -  Nuova viabilità
- CAVIDOTTI**
-  Sottocampo 1
 -  Sottocampo 2
 -  Sottocampo 3
 -  Sottocampo 4
 -  Sottocampo 5

Figura 5-10: Legenda degli inquadramenti rappresentati nelle seguenti figure

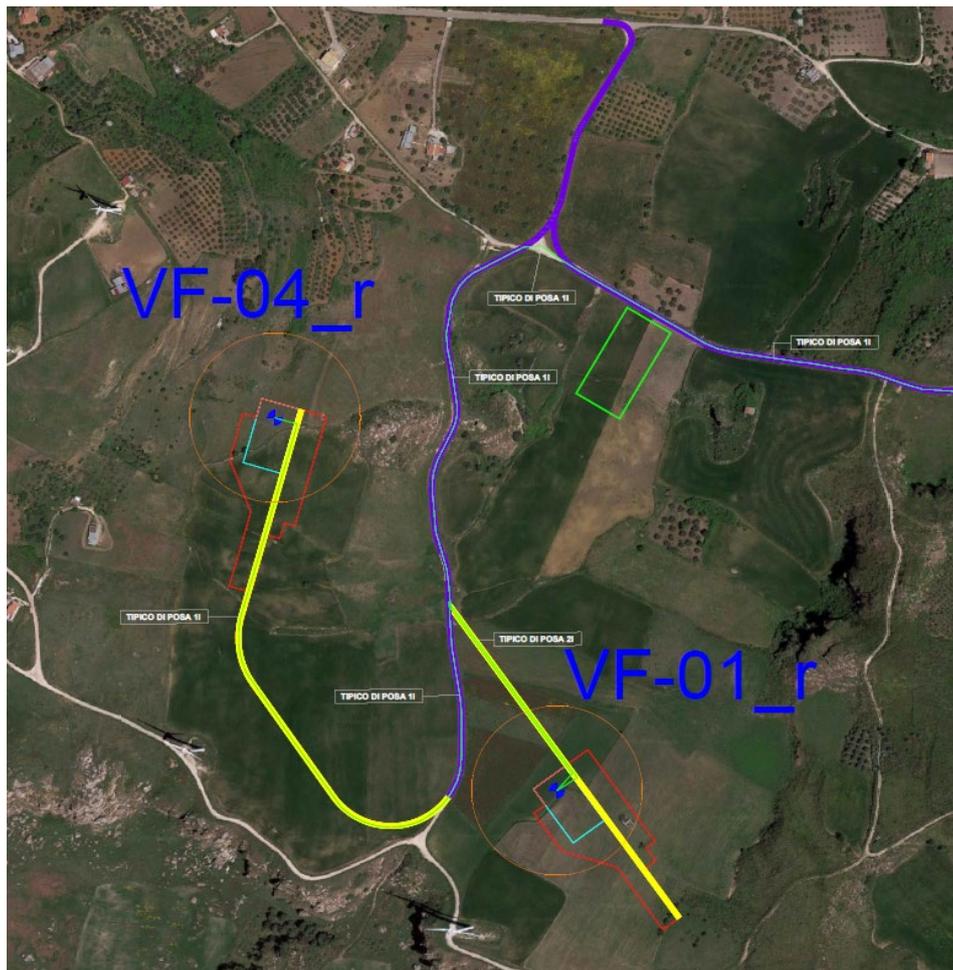


Figura 5-11: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto aerogeneratori VF-01_r e VF-04_r

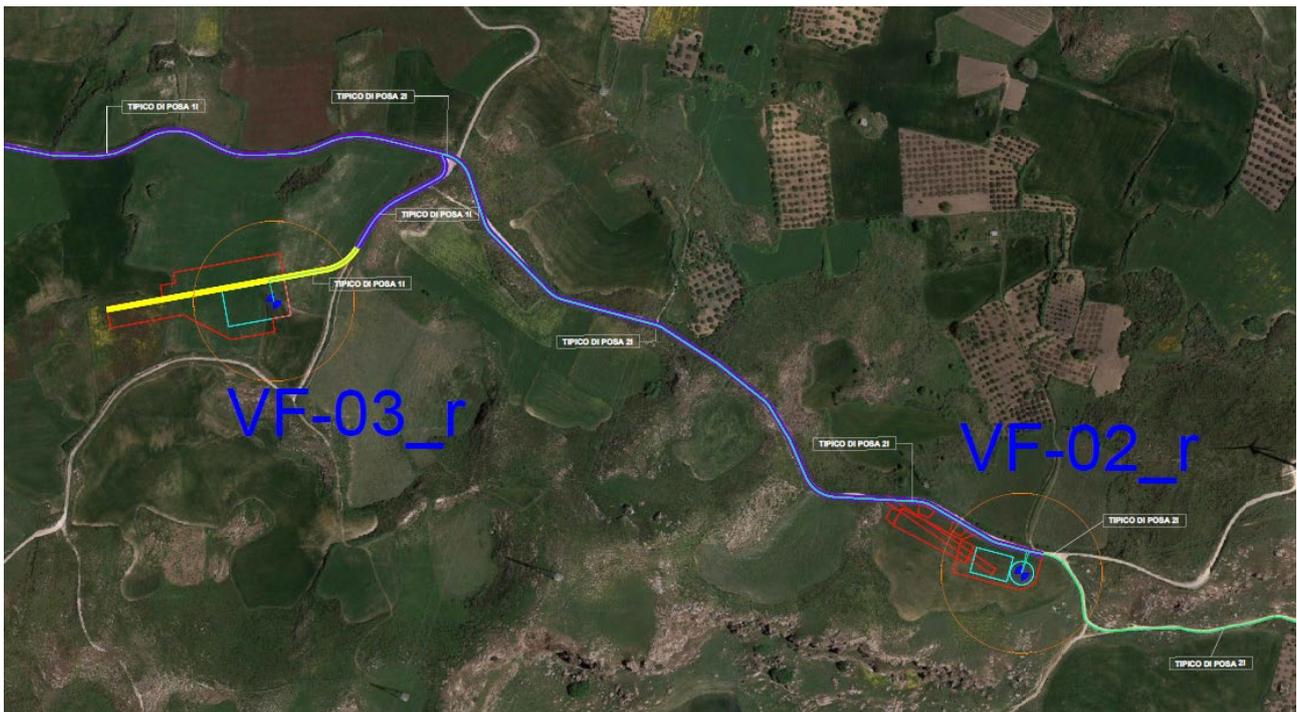


Figura 5-12: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto aerogeneratore VF-02_r e VF-03_r

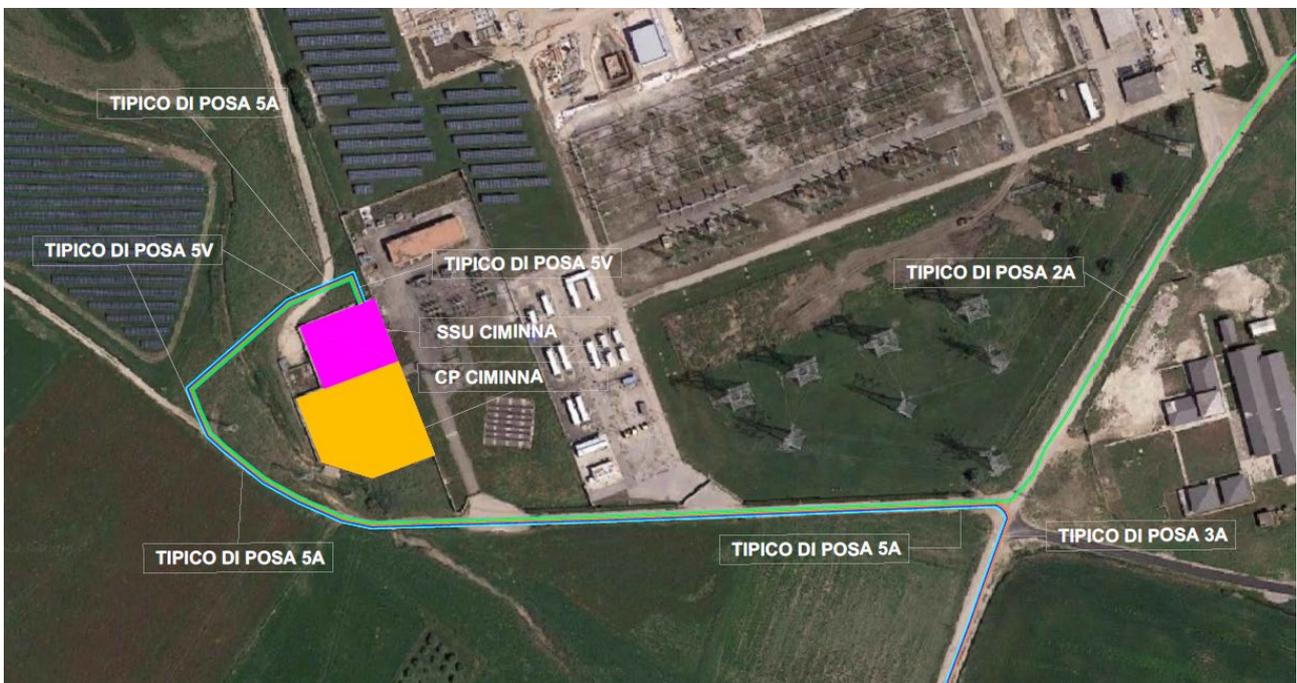


Figura 5-13: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto in prossimità di S.S.U. Ciminna

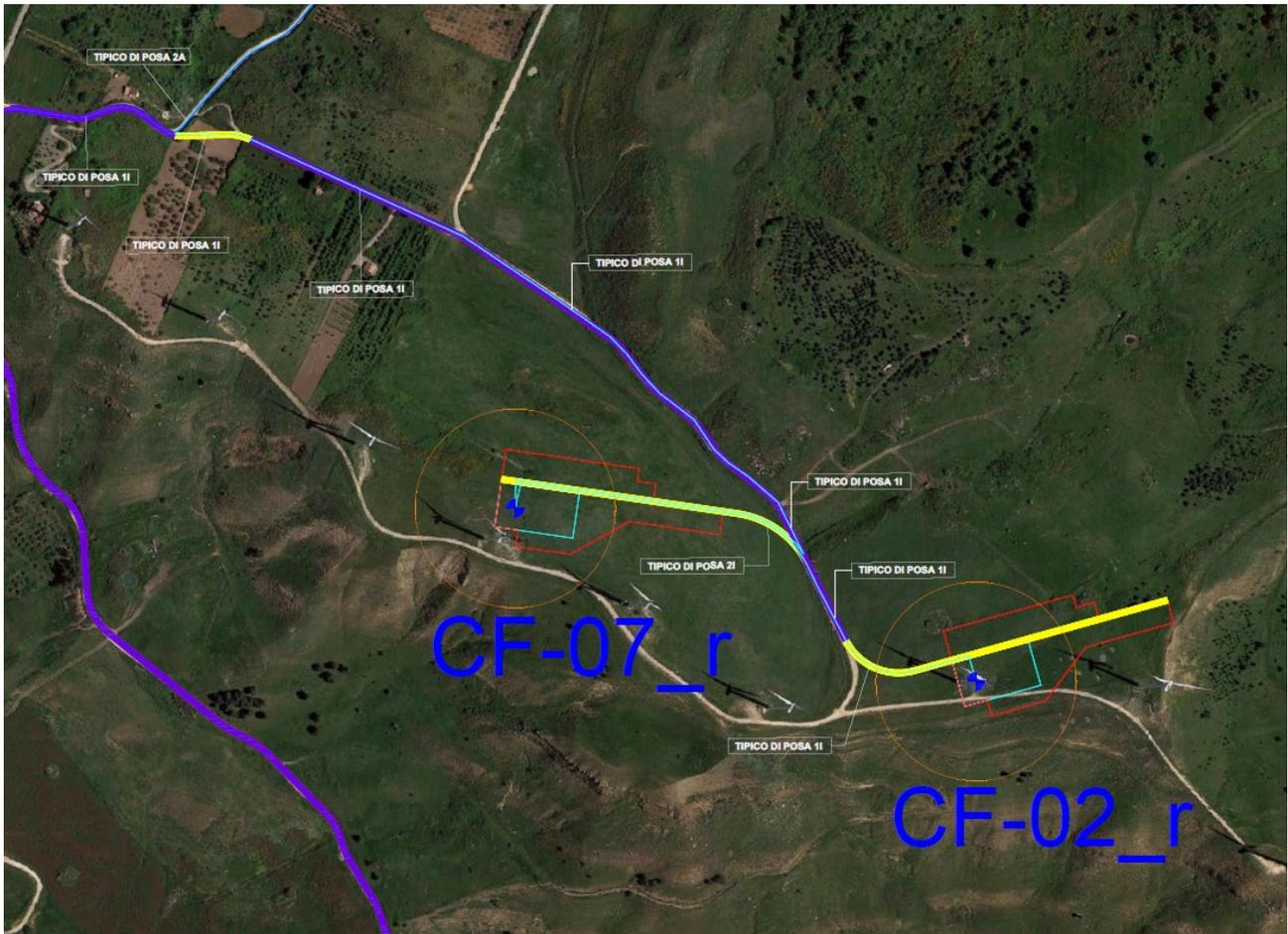


Figura 5-14: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto in prossimità di CF-07_r e CF-02_r

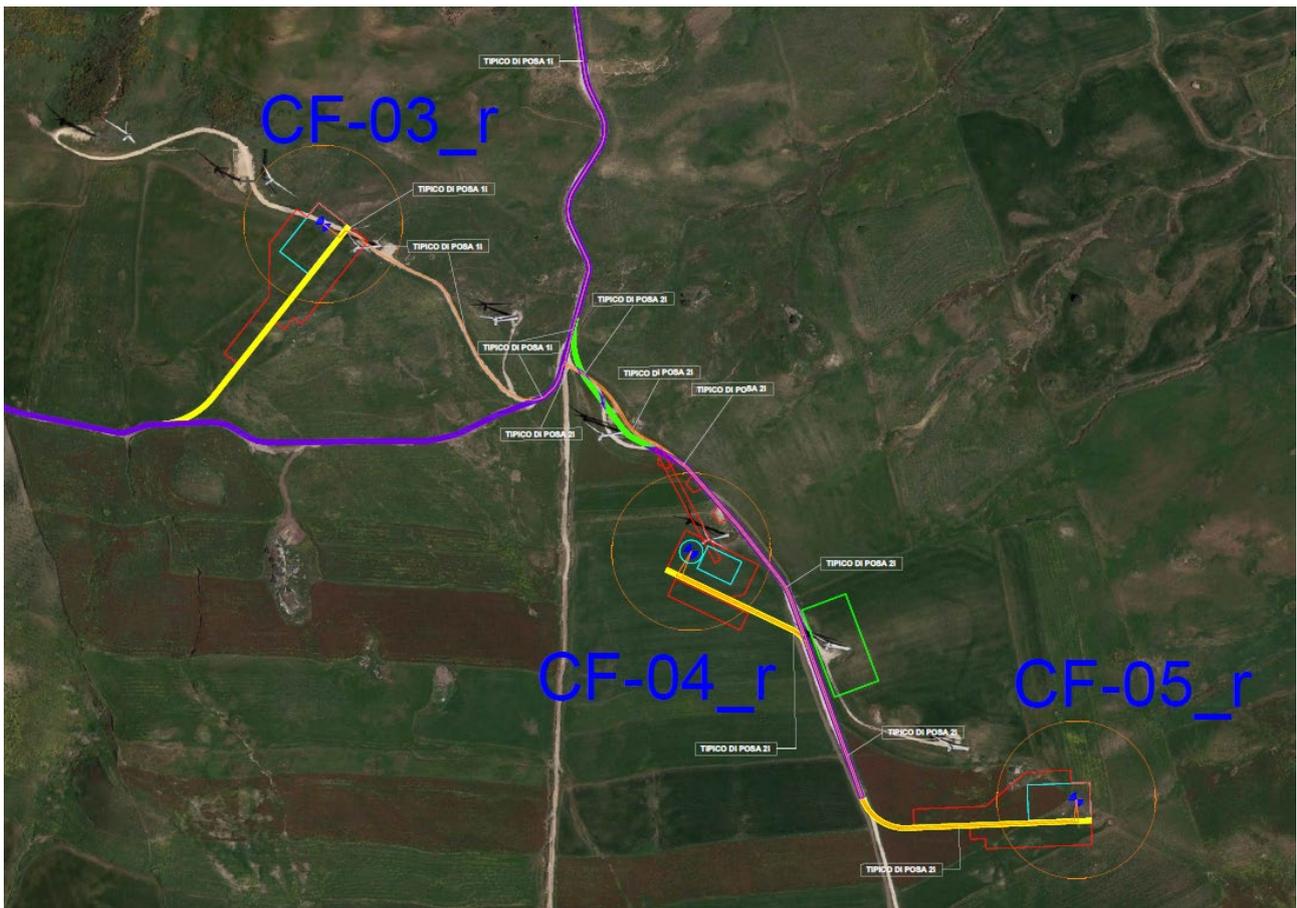


Figura 5-15: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto in prossimità di CF-03_r, CF-04_r e CF-05_r

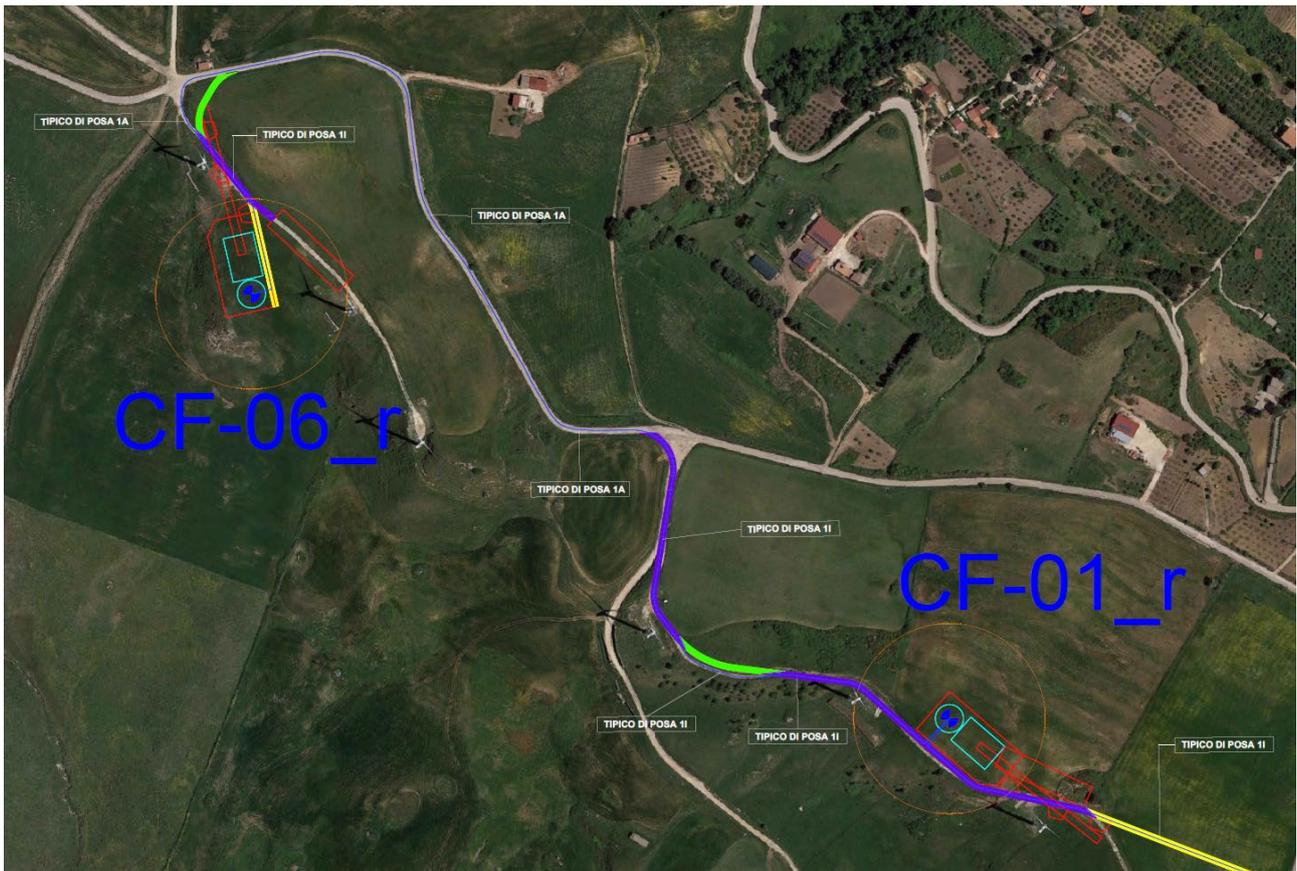


Figura 5-16: Stralcio inquadramento dei cavidotti di progetto in prossimità di CF-06_r e CF-01_r

5.2.2 Caratteristiche tecniche delle opere di progetto

5.2.2.1 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 VRG040 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 5-2: 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:

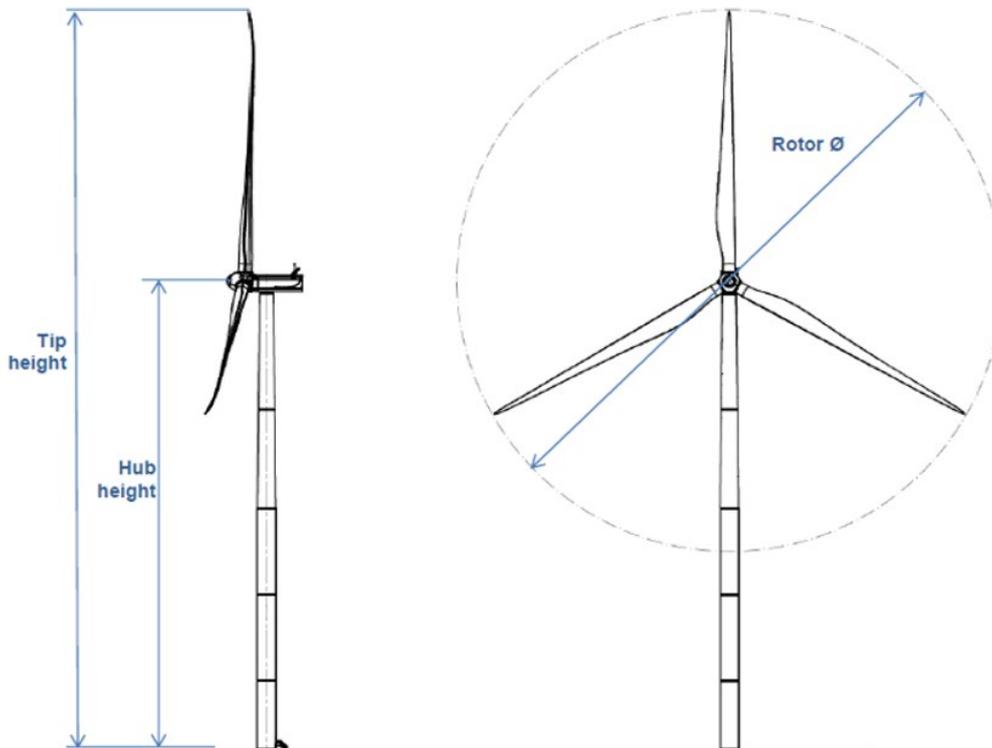


Figura 5-17: Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,0 MW

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

5.2.2.2 Fondazioni aerogeneratori

Il dimensionamento preliminare delle fondazioni degli aerogeneratori è stato condotto sulla base dei dati geologici e geotecnici emersi dalle campagne geognostiche (necessariamente limitata in termini di numero di prove e di tipologia di prove stante l'estensione dell'areale di progetto) condotte durante la fase di costruzione dell'impianto attualmente in esercizio.

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.

La fondazione di ogni aerogeneratore sarà costituita da un plinto, a base circolare su pali, di diametro 25 m. L'altezza dell'elemento è variabile, da un minimo 1,5 m sul perimetro esterno del plinto a un massimo di 3,75 metri nella porzione centrale. In corrispondenza della sezione di innesto della torre di sostegno è realizzato un colletto aggiuntivo di altezza 0,5 m. Considerando i parametri geotecnici dei terreni risultano necessari pali di diametro 1,2 m e lunghezza 33 m.

Il calcestruzzo selezionato per le strutture è di classe di resistenza C25/30 per i pali e C32/40 per il basamento, il colletto dovrà invece essere realizzato 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.

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

- Scoticamento e livellamento asportando un idoneo spessore di materiale vegetale (circa 30 cm); lo stesso verrà temporaneamente accatastato e successivamente riutilizzato in sito per la risistemazione (ripristini e rinterri) alle condizioni originarie delle aree adiacenti le nuove installazioni;
- Scavo fino alla quota di imposta delle fondazioni (indicativamente pari a circa -4,5 m rispetto al piano di campagna rilevato nel punto coincidente con l'asse verticale aerogeneratore);
- Scavo con perforatrice fino alla profondità di 33 m per ciascun palo, a partire dalla quota di imposta delle fondazioni;
- Armatura e getto di calcestruzzo per la realizzazione dei pali;
- Armatura e getto di calcestruzzo per la realizzazione fondazioni;
- Rinterro dello scavo

Per quanto riguarda le modalità di gestione delle terre e rocce da scavo, si rimanda all'apposito documento 040-52 – Piano preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo.

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

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

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

Il tipico delle fondazioni è rappresentato nell'elaborato *040-23 – Tipico fondazione aerogeneratori*.

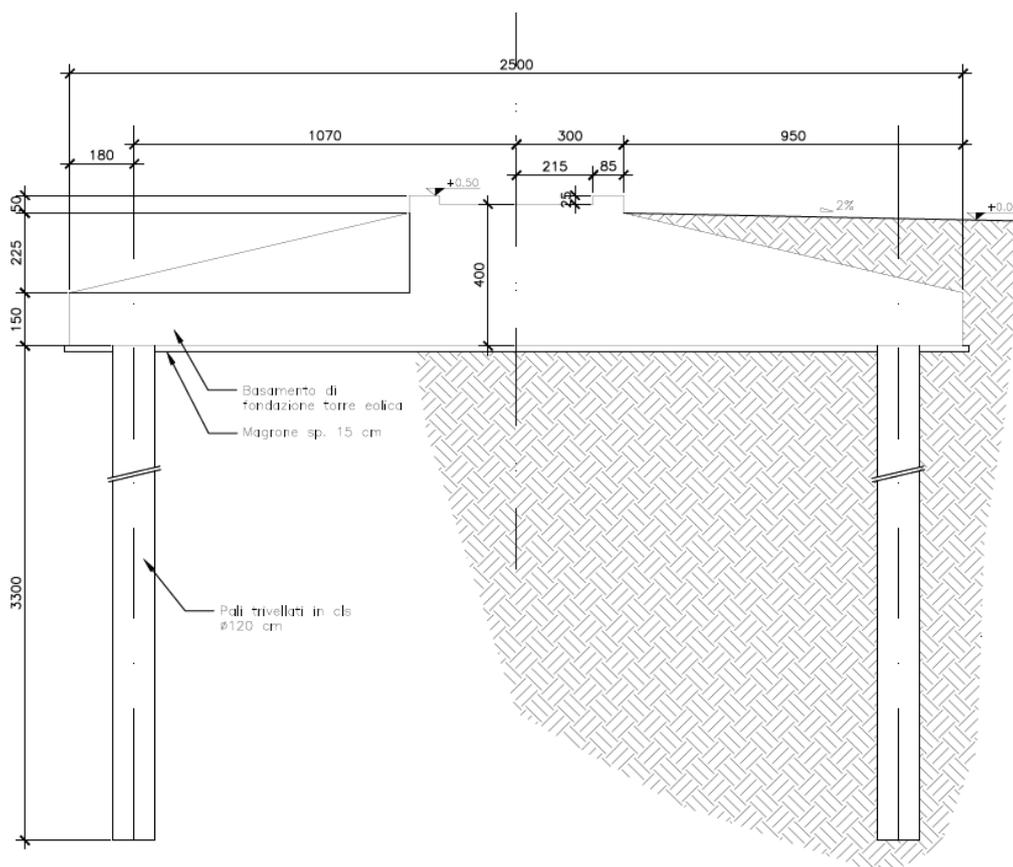


Figura 5-18: Sezione di plinto di fondazione

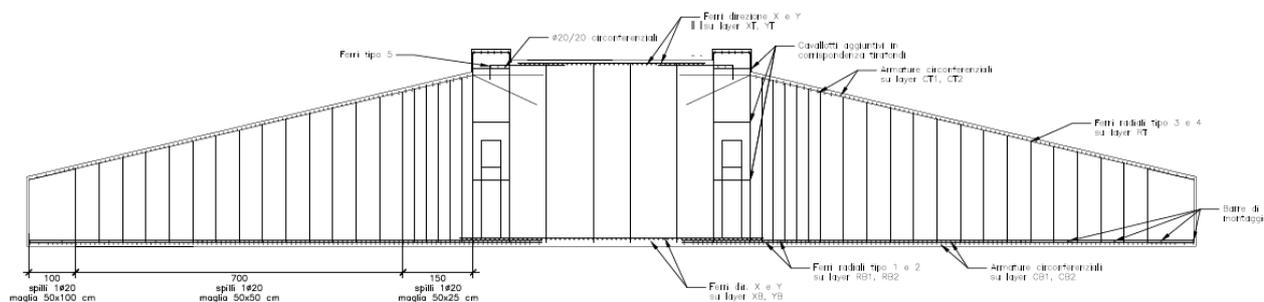


Figura 5-19: Sezione plinto di fondazione - identificazione armatura

5.2.2.3 Piazzola di montaggio e manutenzione

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

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

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

La piazzola prevista in progetto per gli aerogeneratori VF-01_r, VF-03_r, VF-04_r, CF-02_r, CF-03_r, CF-05_r e CF-07_r è mostrata in figura seguente e in dettaglio nell'elaborato 040-25 – Tipico piazzola:

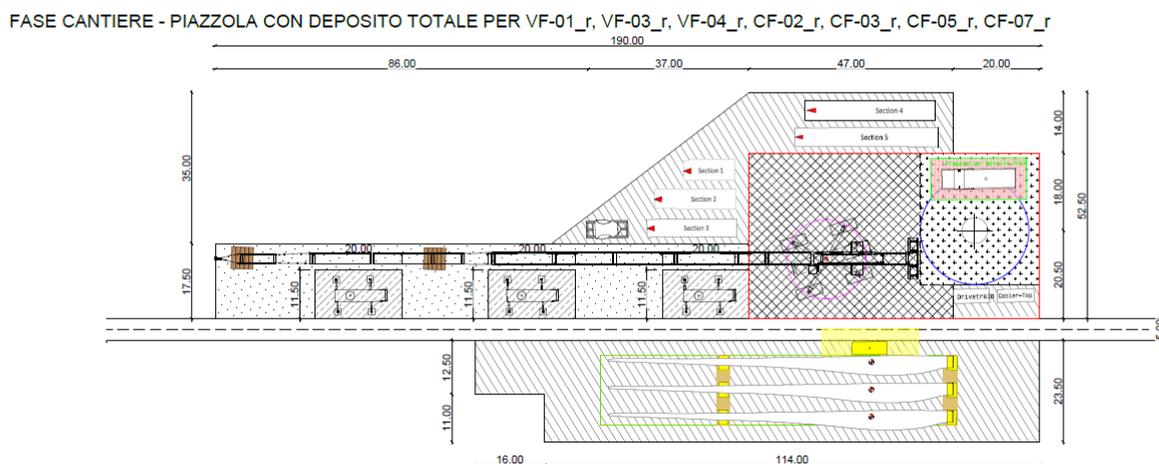


Figura 5-20: Tipico Piazzola standard

Come mostrato nella figura precedente la piazzola sarà composta da due sezioni: la parte superiore con una dimensione di circa 6185 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 2879 m², destinata prevalentemente allo stoccaggio dei componenti per il montaggio, per un totale di circa 9064 m².

Oltre alle superfici sopracitate, per la quantificazione dell'occupazione di suolo, si considera il tratto di viabilità interno alla piazzola (950 m²) come parte integrante della piazzola.

La piazzola sarà costituita da una parte definitiva, presente durante la costruzione e l'esercizio dell'impianto, composta dall'area di fondazione più l'area di lavoro della gru, pari a circa 2580 m² e da una parte temporanea, presente solo durante la costruzione dell'impianto e smantellata al termine della costruzione, pari a 6484 m². In fase di progettazione esecutiva si verificherà l'effettiva

dimensione delle superfici necessarie e la precisa posizione e tipologia delle opere di fondazioni della turbina, anche ai fini dell'aggiornamento delle relative aree di esproprio e di occupazione temporanea.

La parte definitiva è evidenziata in rosso nella figura seguente:

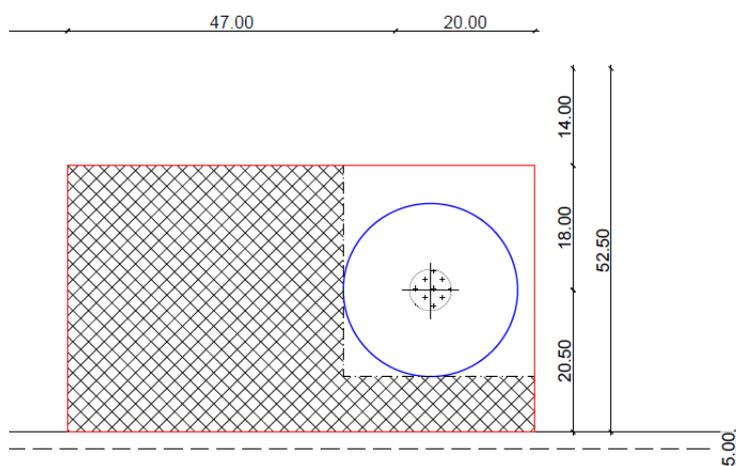


Figura 5-21: Piazzola standard - parte definitiva

La piazzola di montaggio è stata poi studiata maggiormente nel dettaglio per ciascun aerogeneratore di progetto al fine di garantire il miglior inserimento possibile dello stesso nell'area del sito, ottimizzando i movimenti terra e minimizzando l'utilizzo di suolo prediligendo l'impiego di viabilità preesistente. Di conseguenza, le piazzole relative agli aerogeneratori di progetto CF-01_r, CF-04_r, CF-06_r e VF-02_r sono caratterizzate da geometrie differenti e dimensioni inferiori rispetto alla piazzola standard. Si riportano la piazzola temporanea e definitiva per l'aerogeneratore CF-01_r. Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato 040-25 – Tipico piazzola.

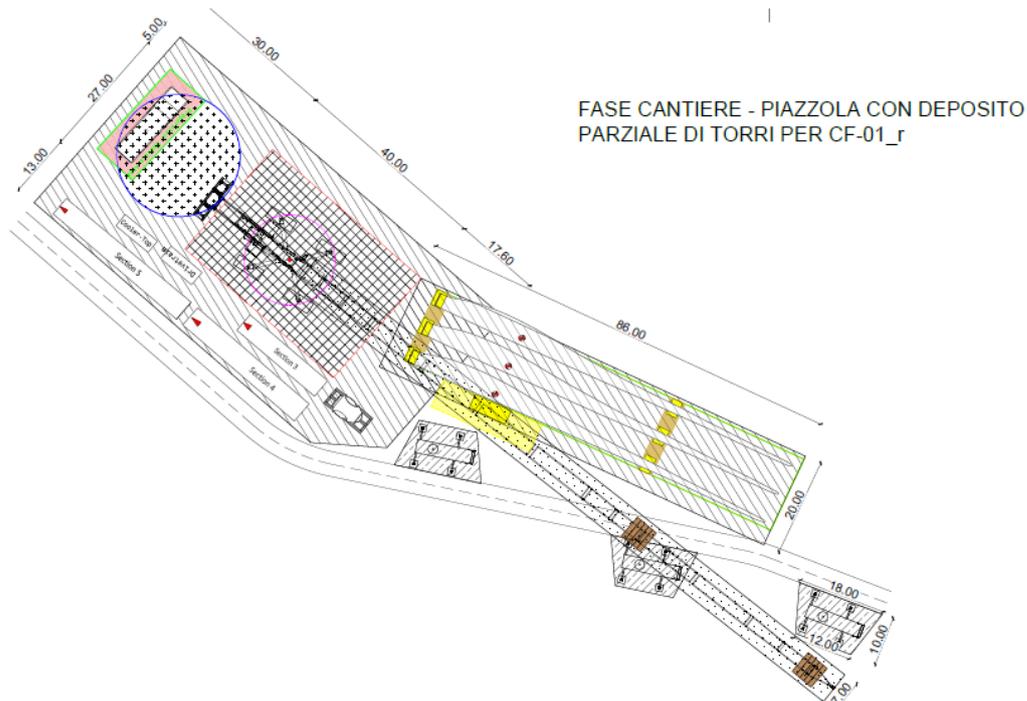


Figura 5-22: Piazzola temporanea per CF-01_r

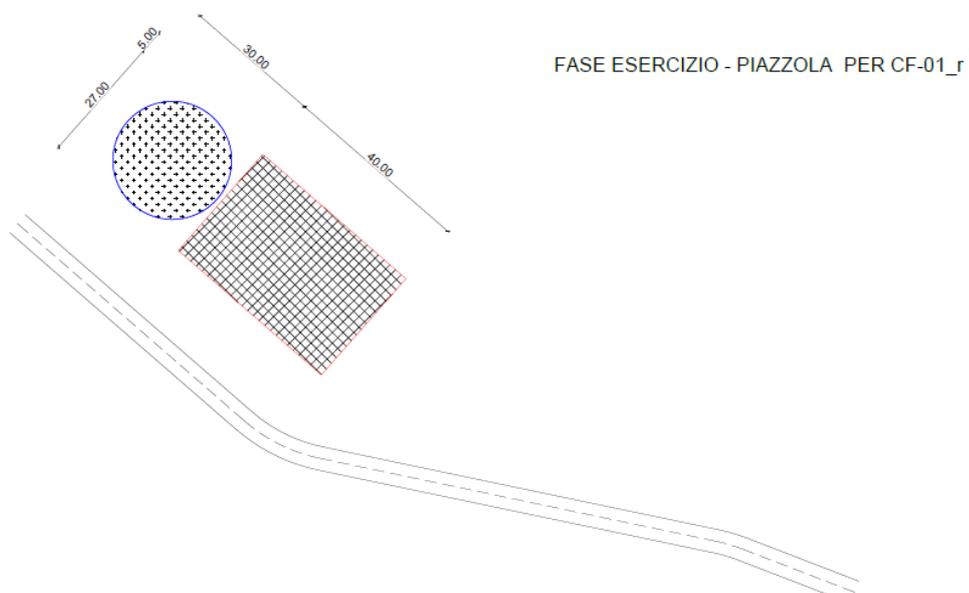


Figura 5-235-24: Piazzola definitiva per CF-01_r

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.

5.2.2.4 Viabilità di accesso e viabilità interna

L'obiettivo della progettazione della viabilità interna al sito è stato quello di conciliare i vincoli di pendenze e curve imposti dal produttore della turbina, il massimo riutilizzo della viabilità esistente e la minimizzazione dei volumi di scavo e riporto. Le elaborazioni di progetto sono state sviluppate sulla base di un DTM maglia 10x10, e in parte un DTM maglia 2x2; conseguentemente la posizione del tracciato così come le quote che determinano le aree in scavo e quelle in rilevato potrebbero presentare qualche imprecisione legata al modello digitale del terreno, che verrà verificata in sede di progettazione esecutiva tramite opportuno rilievo in sito.

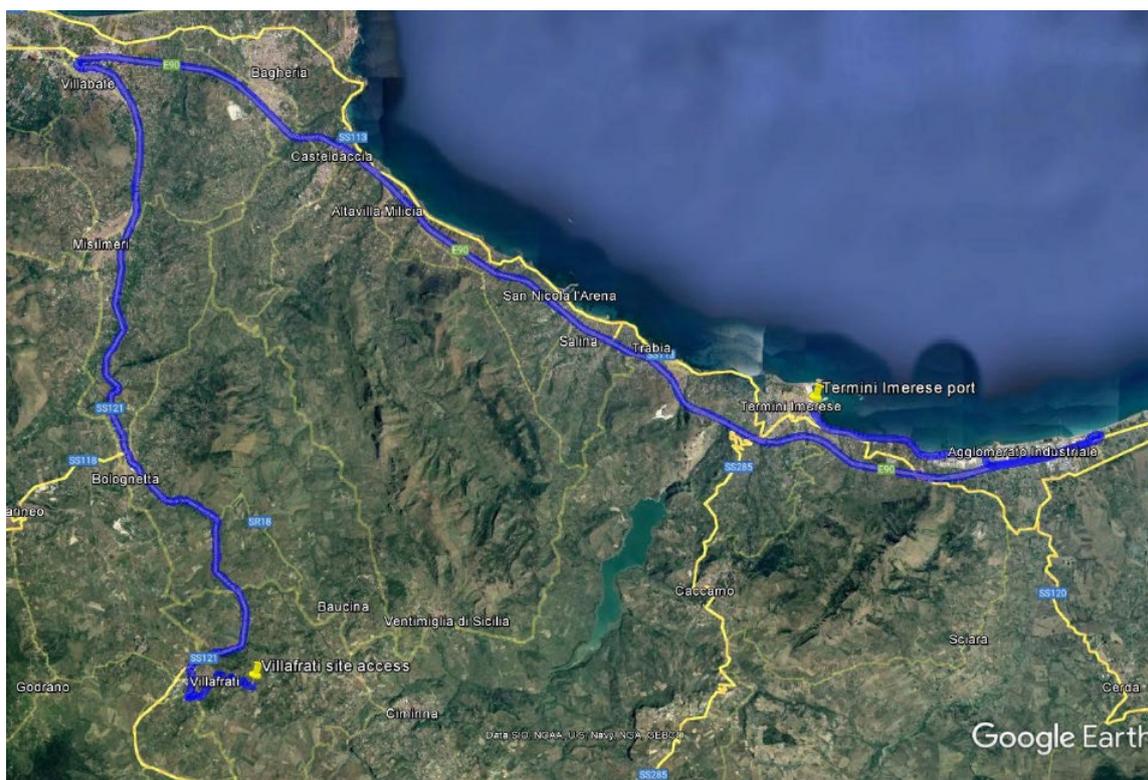


Figura 5-25: Percorso proposto Villafrati

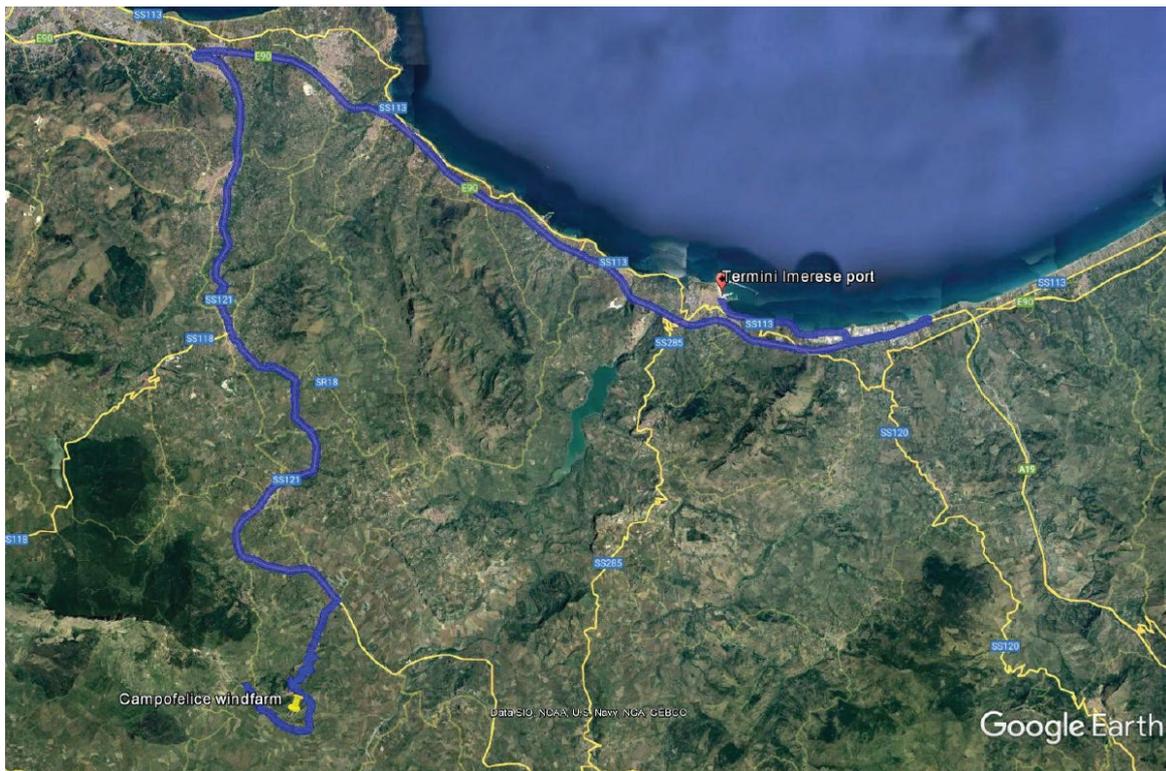


Figura 5-26: Percorso proposto Campofelice

La viabilità interna al sito necessita di alcuni interventi, legati sia agli adeguamenti che consentano il trasporto delle nuove 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, di una rete elettrosaldata e di uno strato di 10 cm di calcestruzzo.

5.2.2.5 Cavidotti in media tensione

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

Come anticipato, il cavidotto del parco eolico sarà organizzato in cinque 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%
VF-04_r	VF-01_r	1220	1x300	117	0,1201
VF-01_r	SST	9410	1x630	350	1,6244
					1,75

Elettrodotto 2

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
VF-03_r	VF-02_r	1295	1x300	117	0,1275
VF-02_r	SST	6550	1x630	350	1,1307
					1,26

Elettrodotto 3

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
CF-06_r	CF-01_r	1550	1x300	117	0,1526
CF-01_r	SST	9900	1x630	350	1,7090
					1,86

Elettrodotto 4

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
CF-02_r	CF-07_r	700	1x300	117	0,0689
CF-07_r	SST	10295	1x630	350	1,7772
					1,85

Elettrodotto 5

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
CF-03_r	CF-04_r	1150	1x300	117	0,1132
CF-04_r	CF-05_r	840	1x500	233	0,1151
CF-05_r	SST	10500	1x630	350	1,8125
					2,04

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

La posa dei nuovi cavidotti, fino a 1,2 m di profondità, cercherà di avvenire il più possibile sfruttando il tracciato già esistente e la viabilità di progetto. Sarà prevista una segnalazione con nastro monitore posta a 50-60 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.

Si prevede di utilizzare 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, tre circuiti, quattro o cinque circuiti secondo lo schema in Figura 5-27 e Figura 5-29. Per dettagli migliori fare riferimento all'elaborato "040-34 - Planimetria e sezione cavidotti MT".

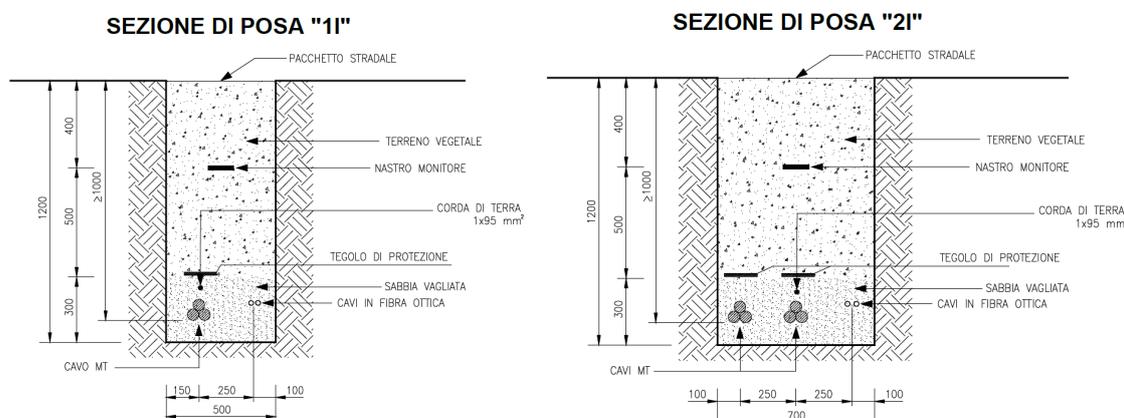
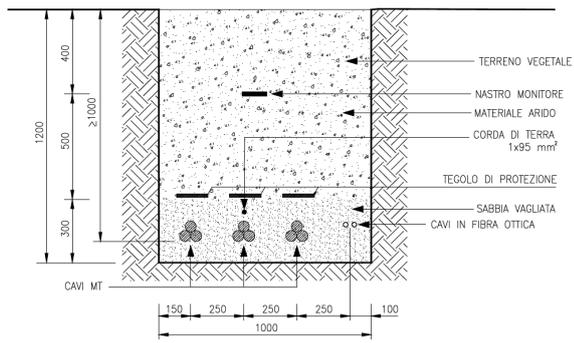


Figura 5-27: Sezioni di posa cavidotti in strada di impianto o sterrata

SEZIONE DI POSA "3V"



SEZIONE DI POSA "5V"

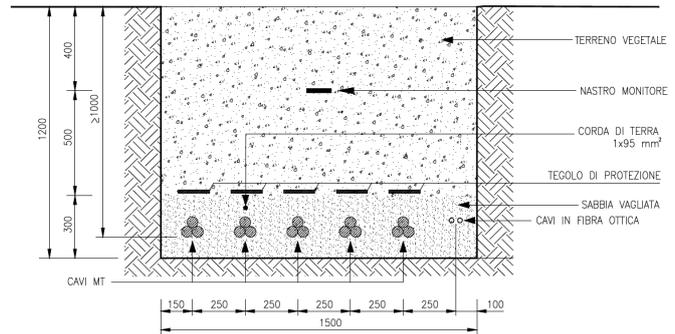
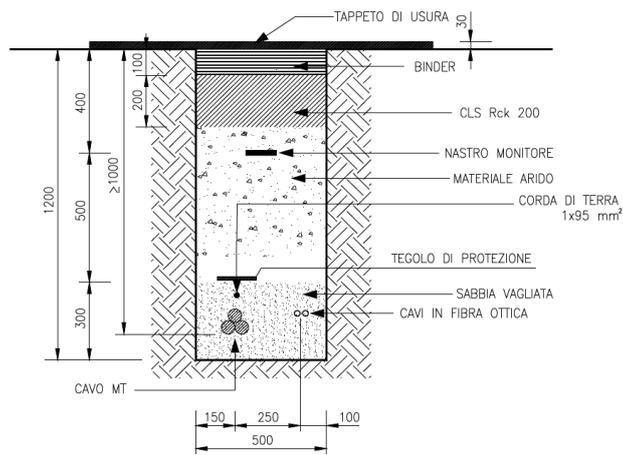
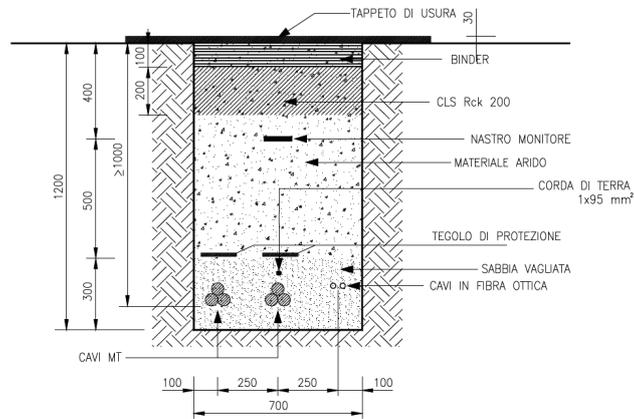


Figura 5-28: Sezioni di posa cavidotti su terreno vegetale

SEZIONE DI POSA "1A"



SEZIONE DI POSA "2A"



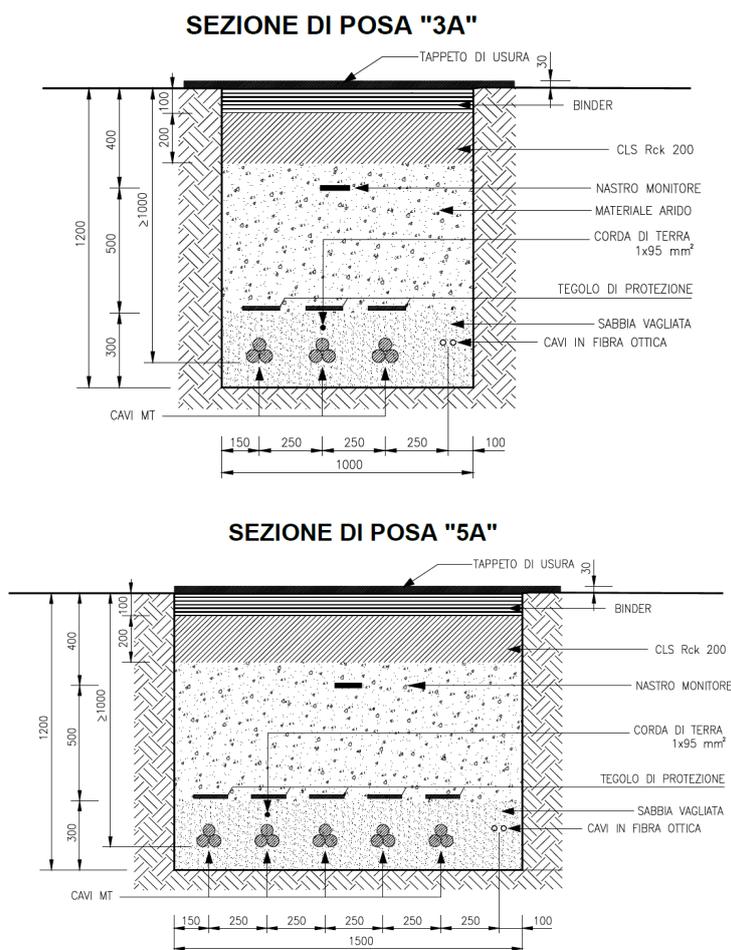


Figura 5-29: Sezioni di posa cavidotti su strada asfaltata

5.2.2.6 Rete di terra

La rete di terra primaria è esistente e sarà mantenuta in essere, eventualmente ripristinando le parti danneggiate dalle attività di ristrutturazione della sottostazione.

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

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

5.2.2.7 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, supervisory control and data acquisition, 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.

5.2.2.8 Stazione di trasformazione

L'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori dell'impianto viene convogliata tramite cavidotto interrato MT da 33 kV, alla Sottostazione Utente di trasformazione MT/AT esistente, ubicata nel comune di Ciminna in adiacenza della Stazione Elettrica di proprietà di E-distribuzione. Quest'ultima è collegata in entra-esce sulla linea a 150 kV AT Ciminna-Castronovo.

Si prevede il rifacimento integrale della componentistica della sottostazione in quanto sarà modificato il layout, passando da una configurazione a due stalli di trasformazione e uno stallo linea, ad una soluzione con un solo stallo di trasformazione. Tuttavia, l'area occupata dalla sottostazione non verrà modificata.

La sottostazione sarà composta da:

- N.1 montante trasformatore AT/MT

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

- Sbarre di connessione alla CP adiacente
- N.1 sezionatore di linea (189L) 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 (152L) dimensionato per 170 kV, 31,5 kA, 1250 A, con bobina di chiusura, due bobine di apertura, isolamento in SF₆ e comando a motore elettrico (110Vcc).
- N.3 TA a quattro avvolgimenti secondari, 2 di misura e 2 di protezione, con isolamento in SF₆.
- N.3 scaricatori di sovratensione.

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

5.2.2.9 Aree di cantiere

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

Area cantiere 1: Dimensione 5000 m²

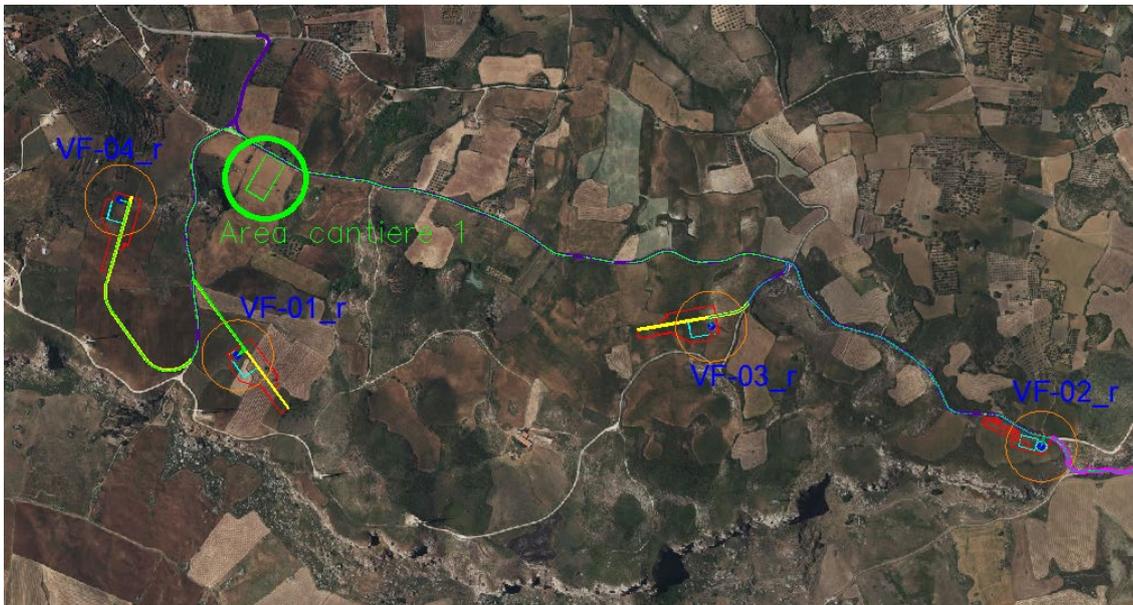


Figura 5-30: Area cantiere 1

Area cantiere 2: Dimensione 5000 m²

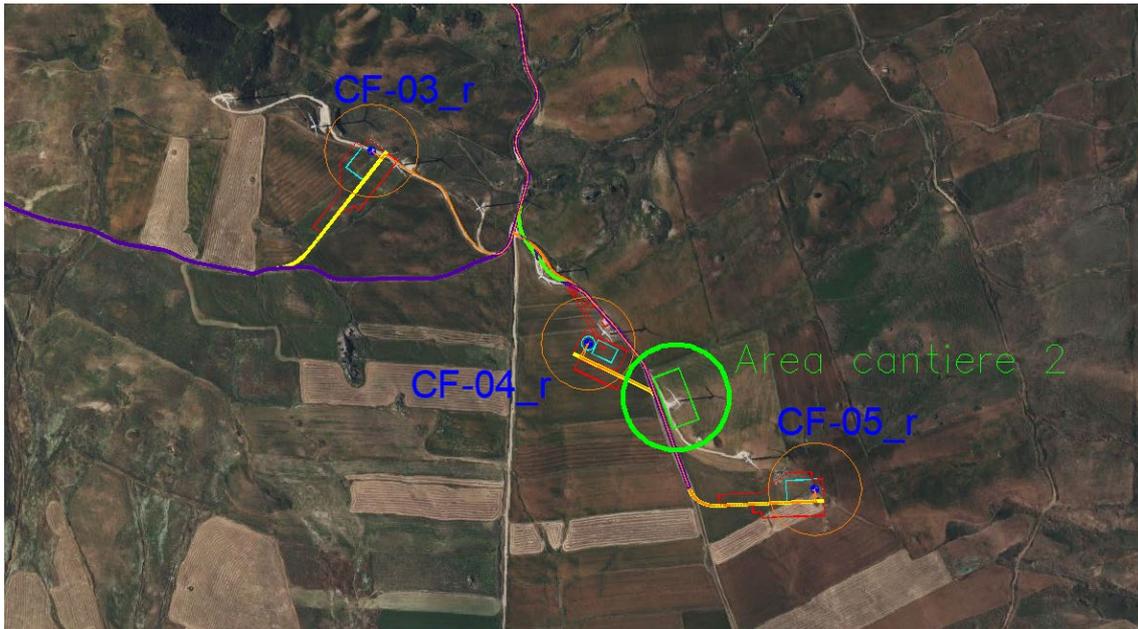


Figura 5-31: Area cantiere 2

Le aree cantiere, nella loro totalità, comprenderanno:

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

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

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

5.2.3 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 040-52 – Piano preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo.

Tabella 5-3: Riepilogo delle volumetrie di scavo e rinterro

Opera	Scotico [mc]	Scavo [mc]	Rinterro [mc]	Scavo post ripristino aree temporanee [mc]	Rinterro post ripristino aree temporanee [mc]	Base da cava [mc]	Subbas e da cava [mc]	Volume da conferire a discarica [mc]
Piazzole	42984	404797	122345	161919	48938	9384	37536	112981
Strade	51981	115060	123085	115060	123085	6893	27570	-8025
Fondazione superficiale		21566	8213	21566	8213			13353
Fondazioni profonde		8211		8211				8211
Cavidotti		22602	16952	22602	16952			5650
Site Camp	3000	21289	32942	11653	0			11653
Totale								143823

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

Legenda Tabella 5-3

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

5.3 Esercizio del nuovo impianto

Una volta terminata la dismissione dell'impianto esistente e la costruzione del nuovo impianto, le attività previste per la fase di esercizio dell'impianto sono connesse all'ordinaria conduzione dell'impianto.

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

- Servizio di controllo da remoto, attraverso fibra ottica predisposta per ogni aerogeneratore;

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

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

Le tipiche operazioni di manutenzione ordinaria che verranno svolte sull'impianto di nuova realizzazione sono descritte nel documento 040-67 - Piano di manutenzione dell'impianto.

5.4 Dismissione del nuovo impianto (fase 4)

Si stima che l'impianto "VRG-040", a seguito della completa ricostruzione, avrà una vita utile di circa 25-30 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.

In entrambi gli scenari, le fasi che caratterizzeranno lo smantellamento dell'impianto di 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 della sottostazione elettrica lato utente, rimuovendo le opere elettromeccaniche, 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 di integrale ricostruzione giunto a fine vita utile, si rimanda alla relazione [040-13 - Piano di dismissione dell'impianto](#).

5.5 Valutazioni di sicurezza

5.5.1 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.

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

- Incidenti legati alla rottura delle pale dell'aerogeneratore;
- Incidenti legati alla rottura della torre e al collasso della struttura;
- Incidenti legati al lancio di ghiaccio;
- Incidenti legati a possibili fulminazioni.

Tutti gli scenari accidentali sopra elencati sono stati affrontati nel dettaglio all'interno delle relazioni 040-69 - Relazione gittata massima elementi rotanti per rottura accidentale e 040-68 – Relazione sull'analisi di possibili incidenti.

Il livello 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 5-32: Matrice di Rischio

La classificazione dei livelli è la seguente:

1. Probabilità:

- **P=1** -> evento molto improbabile (concatenamento di una serie di eventi molto improbabili; evento che praticamente non si è mai verificato);
- **P=2** -> evento poco probabile, accaduto raramente;
- **P=3** -> evento probabile, con già alcuni riscontri nella letteratura;

- **P=4** -> evento molto probabile.

2. Danno

- **D=1** -> danno lieve;
- **D=2** -> danno di modesta entità;
- **D=3** -> danno grave;
- **D=4** -> danno molto grave.

Dal prodotto di probabilità e danno si ottiene quindi il livello di rischio associato a tale evento.

Essendo alcuni tra questi eventi non del tutto eliminabili o prevenibili a priori, l'obiettivo delle ricerche in ambito di sicurezza è quello di ridurre al minimo sia la probabilità di accadimento (ove possibile) sia il danno da esso procurato, tramite l'implementazione di normative e linee guida specifiche di settore.

Applicato agli incidenti analizzati in questo elaborato, l'accadimento di un dato evento e le conseguenze a elementi sensibili ad esso correlate dipende da una concatenazione di eventi di seguito riportati:

- Probabilità che l'evento accada sulla turbina eolica;
- Probabilità che, accaduto l'evento, esso causi un danno ad un elemento sensibile;
- Fattori che possano alterare la probabilità quali fattori strutturali della turbina (usura, vita utile ecc.) e fattori atmosferici (vento, tempesta, ecc.).

Può essere quindi definita una serie generica di eventi legati agli incidenti analizzati:

1. Rottura della pala e distacco con moto parabolico e impatto con elemento sensibile ad una distanza minore della gittata massima;
2. Rottura della torre, collasso della struttura ed impatto elemento sensibile ad una distanza minore della altezza massima dell'aerogeneratore;
3. Formazione e caduta di massa di ghiaccio con conseguente impatto con elemento sensibile;
4. Fulminazione dell'aerogeneratore con conseguente incendio o rottura di pala e impatto con elemento sensibile.

Per quanto riguarda l'impianto oggetto di questo studio, si definiscono di seguito i livelli di danno e probabilità per ciascuno degli eventi sopracitati:

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 “**1 – evento molto improbabile**”, dato che si è mantenuta, da tutti i recettori sensibili identificati, una distanza maggiore della gittata massima. **Il livello di rischio** risulta quindi essere pari a **4**;
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 dai recettori sensibili identificati una distanza maggiore della altezza massima della turbina, come riportato anche nelle linee guida del 10 settembre 2010, e dato che è previsto il corretto dimensionamento delle fondazioni ed una corretta esecuzione del progetto in fase di costruzione. **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 l'utilizzo da parte degli aerogeneratori di funzionalità di Ice Detection e dato che si sono mantenute distanze di sicurezza dai recettori sensibili identificati. **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 dai recettori sensibili identificati, 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**.

Le azioni mitigative sono state analizzate in fase di progettazione dell'impianto eolico e sono riportate di seguito in tabella:

Evento	Livello Rischio	Azione Mitigativa
Incidente associato alla rottura della pala	4 (D=4, P=1)	La disposizione degli aerogeneratori, tenendo conto delle distanze di sicurezza dai recettori sensibili e degli studi sulla gittata massima della pala distaccata, dettagliati nel documento " <u>040-69 - Relazione gittata massima elementi rotanti per rottura accidentale</u> ", garantisce una minimizzazione del rischio.
Incidente associato alla rottura della torre e collasso della struttura	4 (D=4, P=1)	Un corretto dimensionamento delle fondazioni ed una corretta esecuzione del progetto in fase di costruzione garantiscono una riduzione del rischio. Inoltre, il rischio è ulteriormente mitigato dal mantenimento di distanze maggiori della altezza massima della turbina da recettori sensibili, al fine di prevenire l'impatto in caso di collasso della struttura.
Incidente associato a fulminazione	4 (D=4, P=1)	Evento mitigato dal mantenimento di distanze di sicurezza da recettori sensibili e dall'installazione di sistemi anti-fulminazione.
Incidente a caduta massa di ghiaccio	3 (D=3, P=1)	Evento mitigato dal mantenimento di distanze di sicurezza da recettori sensibili e da condizioni climatiche sfavorevoli alla formazione di ghiaccio.

5.5.2 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 soli 6 recettori (RC 30, RC 109, RC 129, RC 138, RC 169 e RC 170), incidendo in maniera molto limitata e poco significativa, in quanto il valore atteso massimo è risultato di poco superiore alle 30 ore l'anno per tutti i casi, ad eccezione dei recettori RC 109 e RC 138. Il fabbricato RC 109 è caratterizzato da un numero ridotto di finestre rivolte verso gli aerogeneratori. Nel caso venisse registrato effettivo disturbo verrà effettuata comunque una piantumazione di alberature per schermare il fabbricato e ridurre l'effetto. Il recettore RC 138 invece risulta comunque 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 040-54 – Relazione sugli effetti shadow-flickering.

5.5.3 Analisi emissioni sonore

5.5.3.1 Fase di cantiere (dismissioni e realizzazione)

In fase di dismissione dell'impianto esistente 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 50 settimane, come indicato nel documento 040-14 – 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 piccole dimensioni, di durata limitata nel tempo e operante solo nel periodo diurno.

La fase più significativa sarà quella relativa alle demolizioni delle fondazioni e alla perforazione per la realizzazione dei pali delle nuove fondazioni, che saranno completate in circa 10 mesi complessivi nel corso della quale si prevede di utilizzare tre martelli demolitori. Si precisa che tali mezzi non saranno utilizzati in modo continuativo e contemporaneo.

Le interazioni sull'ambiente che ne derivano sono modeste, considerato che la durata dei lavori è limitata nel tempo e l'area del cantiere è comunque sufficientemente lontana da centri abitati e le fondazioni degli aerogeneratori distano oltre 250 m da tutti gli edifici identificati nella zona.

Tuttavia, si assiste soltanto, su alcuni ricettori, a superamenti del limite differenziale, motivo per il quale sarà opportuno richiedere una deroga durante le diverse fasi del cantiere e saranno individuate e implementate apposite misure di mitigazione del rumore, quali impiego di apparecchiature e macchinari poco rumorosi, utilizzo di barriere antirumore mobili e controllo delle emissioni mediante monitoraggio acustico.

Le attività di cantiere sono comunque da considerarsi temporanee e non saranno condotte tutte contemporaneamente nell'arco delle 50 settimane in tutta l'area di progetto, bensì interesseranno periodi di tempo differenti e saranno dislocate in un'area molto ampia entro porzioni territoriali anche molto distanti fra loro. Di conseguenza dato che le attività non saranno fisse ma si sposteranno nel tempo e nello spazio, esse non interesseranno contemporaneamente tutti i ricettori analizzati.

Per un maggiore dettaglio fare riferimento all'elaborato 040-47 - Relazione impatto acustico.

5.5.3.2 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 106 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 040-47 - Relazione impatto acustico. I risultati di tale studio sono mostrati di seguito.

LIMITI DI IMMISSIONE – ANALISI DELLA SITUAZIONE FUTURA.

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 per le classi di vento considerate.

LIMITI DI IMMISSIONE DIFFERENZIALI – ANALISI DELLA SITUAZIONE FUTURA.

Per quanto riguarda il periodo di riferimento diurno (06.00-22.00), non si sono rilevati problemi in quanto, dai valori previsti, inferiori ai 50 dBA, tale Criterio non risulta applicabile.

Per quanto riguarda il periodo di riferimento notturno (22.00-06.00) per quasi tutti i recettori, all'esterno dell'ambiente abitativo non abbiamo livelli superiori ai 40 dBA, per cui anche in questo caso non ci sono le condizioni per l'applicabilità di tale criterio. Dove questa condizione non viene soddisfatta, la differenza fra rumore ambientale e residuo è comunque inferiore o uguale a 3 dB e quindi il limite risulta rispettato per le classi di velocità del vento indagate.

Gli unici recettori sul quale si ha un lieve superamento del limite differenziale sono i recettori RC30, RC31, RC109, RC129, RC143 che alle classi di vento più alte (7 m/s, 8 m/s) mostrano dei valori non conformi nel periodo notturno.

Questo lieve superamento, riguardando solo specifiche velocità del vento, potrà verosimilmente realizzarsi per brevi periodi. Inoltre l'analisi non ha tenuto conto delle specifiche condizioni anemologiche che determinano la reale operabilità degli aerogeneratori. Infine i valori risultanti sono conservativi poiché valutati in facciata, come da D.M. 1 Giugno 2022, mentre considerando l'ambiente abitativo interno si avrebbe una riduzione del rumore immesso di circa 3 dB.

5.6 Cronoprogramma

Il cronoprogramma dei lavori prevede l'esecuzione delle attività progettazione esecutiva, procurement, dismissione dell'impianto esistente e di realizzazione del nuovo progetto, queste ultime due il più possibile in parallelo.

Il dettaglio delle lavorazioni e le tempistiche di esecuzione sono riportati nell'elaborato specifico 040-14 - Cronoprogramma.

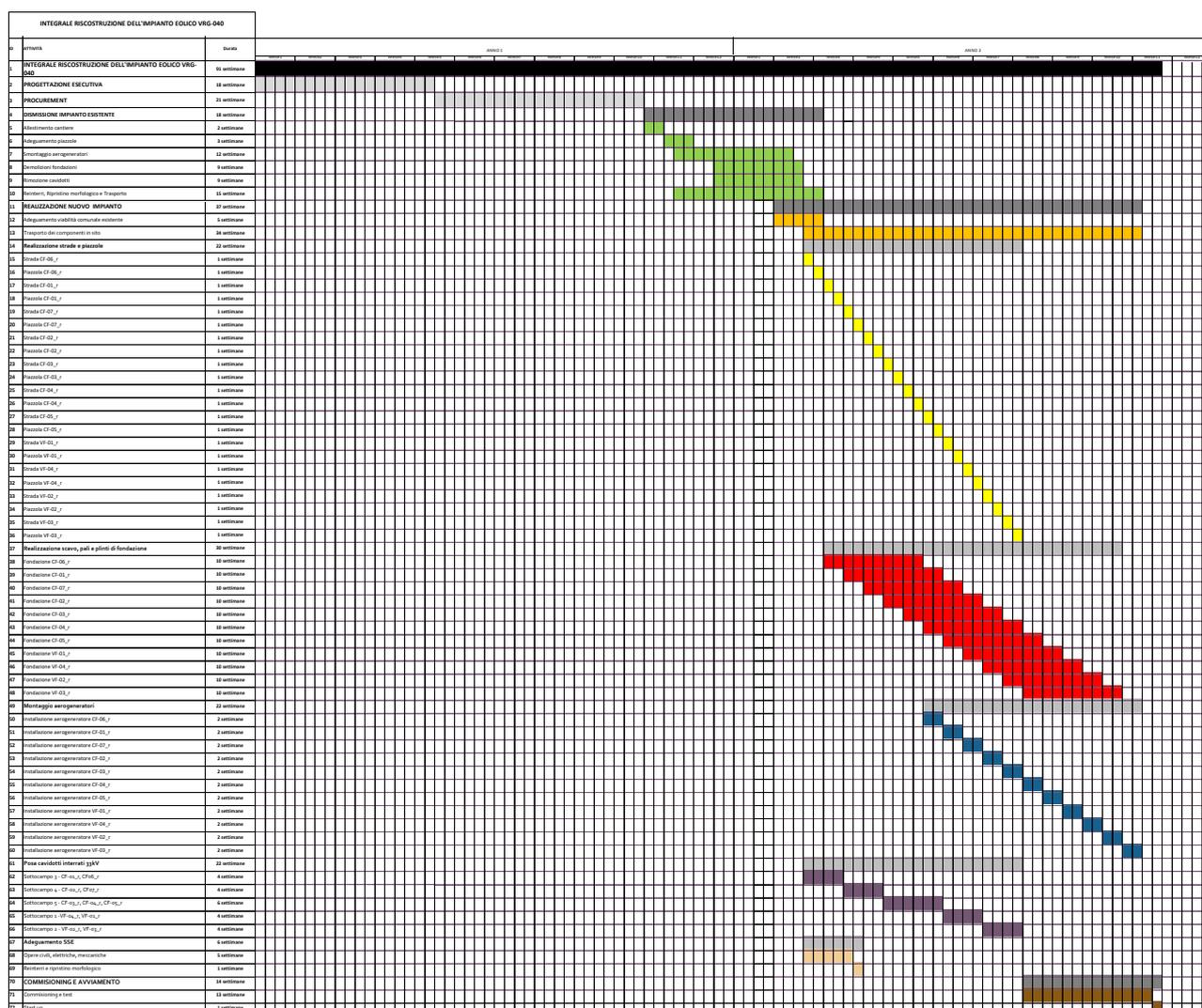


Figura 5-33: Cronoprogramma

Si prevede che le attività di realizzazione dell'integrale ricostruzione dell'impianto eolico con contestuale dismissione degli aerogeneratori esistenti avvenga in un arco temporale di circa 23 mesi, comprensivi della fase di progettazione esecutiva, procurement e avvio dell'impianto. Di questi, 50 settimane saranno impiegate per la fase di cantiere composta da dismissione dell'impianto esistente e la realizzazione del nuovo impianto.

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

5.6.1 Stima dei costi

I costi per la dismissione dell'impianto includono l'allestimento del cantiere di dismissione, l'adeguamento delle piazzole per lo smontaggio degli aerogeneratori, lo smontaggio degli

aerogeneratori, la demolizione dei calcestruzzi armati sino ad 1,5 m di profondità, il rinterro e ripristino morfologico, la rimozione e lo smaltimento dei cavi e cavidotti ed il trasporto dei rifiuti ed invio al centro di smaltimento. È necessario considerare nell'analisi anche i ricavi da recupero dei materiali ferrosi e recupero del rame delle bobine dei generatori elettrici.

Si stima che le opere per la realizzazione del nuovo impianto e per la dismissione di quello attualmente in esercizio avranno un costo complessivo pari a euro **113.250.700** (040-16 – Quadro economico del progetto definitivo).

I costi per la dismissione del nuovo impianto a fine vita si stima avranno un costo pari a euro **1.034.535** (040-13 – 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.

5.7 Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche

L'intervento di integrale ricostruzione dell'impianto eolico in progetto avrà delle ricadute occupazionali sia in termini di consolidamento e prolungamento delle attività lavorative in corso, sia in termini di nuovi posti di lavoro. Infatti, da un lato le ditte che già operano sull'impianto per garantire la manutenzione ordinaria e straordinaria vedranno prolungare nel tempo le loro attività che altrimenti cesserebbero di svolgersi una volta terminata la vita utile dell'impianto. Dall'altro, 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”² (21/06/2019) e “Le ricadute economiche ed occupazionali delle FER”³ (16/03/2018), ha fornito delle stime di ULA temporanee e permanenti relativi al settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Ricadute occupazionali dello sviluppo delle FER ELETTRICHE

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

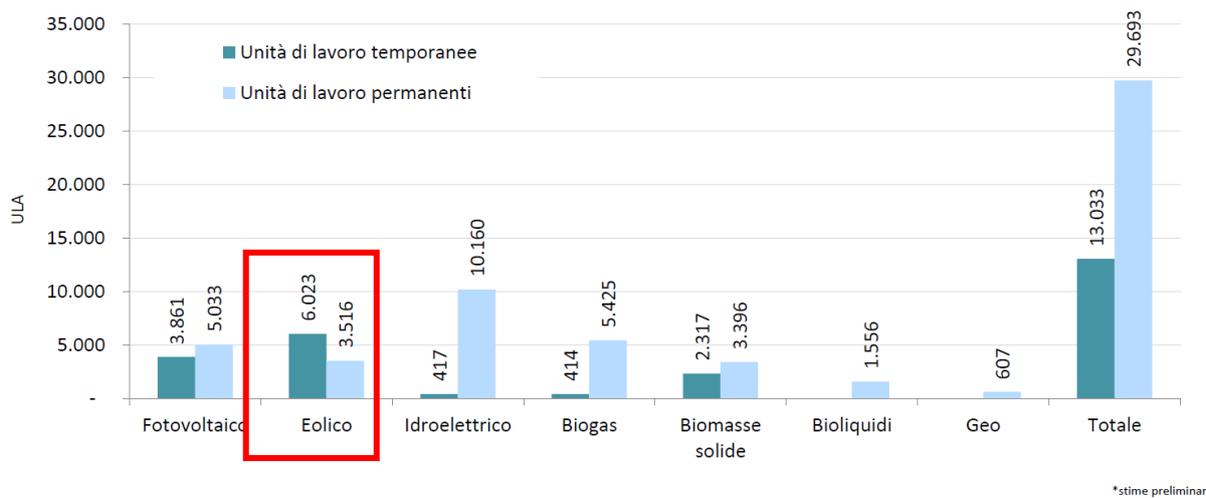


Figura 5-34: ULA relativi al settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2018 (“I risvolti occupazionali della transizione energetica” - GSE)

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. Sulla base di questo studio è possibile stimare per il progetto in esame ULA temporanee (produzione, cantiere e dismissioni) pari a 1122 ULA e ULA permanenti (gestione e manutenzione) pari a 26,4 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, attualmente in stato di significativo

² I risvolti occupazionali della transizione energetica – GSE - 21/06/2019

³ Le ricadute economiche ed occupazionali delle FER – GSE - 16/03/2018

degrado, 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.

Infine, va rimarcato il contributo sostanziale in ottica di economia circolare che un intervento di integrale ricostruzione apporta: le turbine attualmente in esercizio che stanno raggiungendo un livello importante di obsolescenza saranno smantellate ed i loro componenti saranno attentamente analizzati e valutati per poter massimizzare il loro riutilizzo. Potrà essere considerato il loro utilizzo in mercati emergenti (ricondizionando i componenti più usurati) oppure il riutilizzo dei materiali compositi per utilizzi secondari. L'installazione di macchine di nuova generazione continuerà a garantire alti valori di produzione di energia pulita, riducendo significativamente il cosiddetto effetto selva e continuando a garantire lo svolgimento di un'attività economica ben recepita ed integrata nel territorio.

In aggiunta, la realizzazione del progetto di repowering 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 164.418MWh/anno di energia elettrica, significativamente superiore alla produzione attuale, consentirà una riduzione annua 77.819 t/anno di CO₂ (anidride carbonica) che nei primi 30 anni di vita di impianto saranno equivalenti a circa 2334.594 ton i CO₂ non emessa in atmosfera.