

# REGIONE LAZIO

Provincia di Viterbo (VT)

## COMUNE DI CELLERE



01	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	16/12/22	DI MARI C.	SIGNORELLO A.	NASTASI A.
00	EMISSIONE PER COMMENTI	01/12/22	DI MARI C.	SIGNORELLO A.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

**IBERDROLA RENOVABLES ITALIA S.p.A.**

Sede legale in Piazzale dell'Industria, 40, 00144, Roma  
Partita I.V.A. 06977481008 – PEC: iberdrolarenovablesitalia@pec.it



Società di Progettazione:

*Ingegneria & Innovazione*



Via Jonica, 16 – Loc. Belvedere – 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409  
Web: [www.antexgroup.it](http://www.antexgroup.it) e-mail: [info@antexgroup.it](mailto:info@antexgroup.it)

Progetto:

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE 2"**

Progettista/Resp. Tecnico

Dott. Ing. Antonino Signorello  
Ordine degli Ingegneri  
della Provincia di Catania  
n° 6105 sez. A

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C22001S05-PD-RT-01-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

**DEFINITIVO**

*Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.  
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.  
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.*





IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE 2"  
RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO  
DEFINITIVO



16/12/2022

REV: 01

Pag. 2

## INDICE

1. PREMESSA.....	4
2. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI .....	5
3. SCOPO .....	9
4. DATI DEL PROPONENTE .....	9
5. DESCRIZIONE GENERALE DEL SITO.....	10
6. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO .....	20
6.1. Descrizione generale del progetto.....	20
6.2. Layout impianto fotovoltaico.....	20
6.3. Caratteristiche tecniche dell'impianto .....	24
6.4. Descrizione della SSEU.....	24
7. INFRASTRUTTURE ED OPERE CIVILI .....	25
7.1. Strutture di supporto dei Pannelli Solari.....	25
7.2. Strutture di fondazione cabina sottocampo.....	27
7.3. Strutture di fondazione cabina di centrale .....	28
7.4. Strade di accesso e viabilità di servizio .....	29
8. CAVIDOTTI.....	29
8.1. Generalità.....	29
8.2. Rete AT.....	29
8.3. Rete MT .....	31
8.3.1. Portata dei Cavi in Regime Permanente .....	32
8.3.2. Dati tecnici del cavo utilizzato.....	33
8.3.3. Dimensionamento dei cavi rispetto alle sollecitazioni termiche di corto circuito .....	36
8.3.4. Collegamenti elettrici.....	38
8.4. Impianto di messa a terra .....	38
8.5. Sistema di monitoraggio .....	38
8.6. Profondità e sistema di posa cavi.....	39
9. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE (CODICE PRATICA: 202200249).....	40
10. GESTIONE DELL'IMPIANTO .....	40



IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE 2"  
RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO  
DEFINITIVO



16/12/2022

REV: 01

Pag. 3

11. CRONOPROGRAMMA .....	41
12. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE .....	43
13. COSTO DELL'OPERA E STIMA SULLA DISMISSIONE DELL'IMPIANTO .....	44
13.1. Quadro economico sui costi di realizzazione.....	44
13.2. Stima dei Costi di Dismissione Impianto a fine vita.....	45
13.2.1. Opere di ripristino ambientale .....	46
14. TERRE E ROCCE DA SCAVO.....	47
15. SICUREZZA NEI CANTIERI .....	48



IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE 2"  
RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO  
DEFINITIVO



16/12/2022

REV: 01

Pag. 4

## 1. PREMESSA

Su incarico di Iberdrola Renovables Italia S.p.A., la società ANTEX GROUP Srl ha redatto il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato “Impianto Fotovoltaico Cellere 2”, da realizzarsi nei territori del Comune di Cellere (VT) – Regione Lazio.

Il progetto prevede l’installazione di un impianto fotovoltaico, con una potenza nominale pari a 26.457,6 kWp (@STC) utilizzando moduli bifacciali in silicio monocristallino, installato a terra tramite strutture fisse in acciaio zincato a caldo.

La STMG elaborata da Terna prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con una nuova stazione elettrica (SE) a 150 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV “Latera - S. Savino”, previa realizzazione di: – un ampliamento della stazione RTN a 150 kV di Arlena; – un nuovo elettrodotto RTN in cavo a 150 kV di collegamento dalla nuova SE RTN, con l’ampliamento della SE RTN di Arlena; – raccordi RTN a 150 kV, di cui al Piano di Sviluppo Terna, di collegamento della linea RTN a 150 kV “Arlena SE – Canino” con la stazione elettrica di trasformazione RTN 380/150 kV di Tuscania.

L’incarico della progettazione è stato affidato alla Società Antex Group S.r.l. per i suoi professionisti selezionati e qualificati che pongono a fondamento delle attività, quale elemento essenziale della propria esistenza come unità economica organizzata ed a garanzia di un futuro sviluppo, i principi della qualità, come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 nelle loro ultime edizioni.

## 2. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Di seguito sono riportati i principali riferimenti normativi applicati nella progettazione dell'impianto o comunque di supporto:

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: "Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: "Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica" – TIQE;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: "Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica";
- Norma CEI 0-16 "Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- DLgs n. 81 del 09/04/2008 TESTO UNICO SULLA SICUREZZA per la Prevenzione degli Infortuni sul Lavoro;
- DM n. 37 del 22/01/2008 Norme per la sicurezza degli impianti;
- Dlg 791/77 "Attuazione della direttiva 73/23/CEE riguardanti le garanzie di sicurezza del materiale elettrico";
- Legge n° 186 del 01/03/68;

- DPR 462/01;
- Direttiva CEE 93/68 “Direttiva Bassa Tensione”;
- Direttiva 2004/108/CE, CEI EN 50293 “Compatibilità Elettromagnetica”;
- Norma CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata a 1500 V in corrente continua;
- CEI 17-44 Ed. 3a 2000 (CEI EN 60947-1) CEI 17-44;V1 2002 (CEI EN 60947-1/A1) CEI 17-44; V2 2002 (CEI EN 60947-1/A2) “Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali”;
- CEI 70-1 Ed. 2a 1997 (CEI EN 60529) CEI 70-1;V1 2000 (CEI EN 60529/A1) “Grado di protezione degli involucri (Codice IP)”;
- CEI EN 60439-1 “Normativa dei quadri per bassa tensione”;
- CEI 20-22 II, 20-35, 20-37 I, 23-48, 23-49, 23-16, 23-5;
- CEI 23-51 “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”;
- CENELEC EUROPEAN “Norme del Comitato Elettrotecnico Europeo”;
- CEI – UNEL 35011 “Sistema di codifica dei cavi”;
- CEI 214-9 “Requisiti di progettazione, installazione e manutenzione”;
- Norma CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo”;
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici;
- UNI 8477/1 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia Valutazione dell’energia raggiante ricevuta;
- Legge 46/1990, DPR 447/91 (regolamento attuazione L.46/90)per la sicurezza elettrica;
- Per le strutture di sostegno: DM MLP 12/2/82.

### **Normativa di riferimento in campo Ambientale e Paesaggistico**

- L.R. 10/2010 e smi e, in particolare, l'art. 48 disciplina la verifica di assoggettabilità VIA.
- R.D.L. 20 dicembre 1923, n. 3267. Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani.
- L. n. 183/1989. Norme per il riassetto organizzativo della difesa del suolo.
- D.lgs. n. 227/2001. Orientamento e modernizzazione del settore forestale, a norma dell'articolo 7 della legge 5 marzo 2001, n. 5.
- D.lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- D.lgs. n. 42/2004 s.m.i. Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137.
- D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale.

- Direttiva 2007/60/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2007 relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni.
- L.R.T. 19 marzo 2007, n. 14 Istituzione del piano ambientale ed energetico regionale.
- L.R.T. 12 febbraio 2010, n. 10 e s.m.i. Norme in materia di valutazione ambientale strategica (VAS), di valutazione di impatto ambientale (VIA) e di valutazione di incidenza.
- D.lgs. 23 febbraio 2010, n. 49. Attuazione della direttiva 2007/6/CE relativa alla valutazione e alla gestione dei rischi di alluvioni.
- L.R.T. 21 marzo 2011, n. 11 Disposizioni in materia di installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di energia. Modifiche alla legge regionale 24 febbraio 2005, n. 39 (Disposizioni in materia di energia) e alla legge regionale 3 gennaio 2005, n. 1 (Norme per il governo del territorio).
- L.R. 25 febbraio 2016, n. 17 Nuove disposizioni in materia di valutazione ambientale strategica (VAS), di valutazione di impatto ambientale (VIA), di autorizzazione integrata ambientale (AIA) e di autorizzazione unica ambientale (AUA) in attuazione della l.r. 22/2015. Modifiche alla l.r. 10/2010 e alla l.r. 65/2014.
- D.G.R. 10 maggio 2016 n. 410 D.lgs. 152/2006, parte seconda; L.R. 10/2010, titolo III: modalità di determinazione dell'ammontare degli oneri istruttori nonché modalità organizzative per lo svolgimento dei procedimenti di competenza regionale. Modifiche alla deliberazione n. 283 del 16.3.2015.

#### **Normativa di riferimento per Elettrodotti, linee elettriche, sottostazione e cabina di trasformazione**

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici;
- D.P.R. 18 marzo 1965, n. 342 "Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica";
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 "Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59";
- Norma CEI 211-4/1996 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- Norma CEI 211-6/2001 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) – Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo"
- Norma CEI 11-17/2006 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica–Linee in cavo";
- DM 29/05/2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetiche.

#### **Normativa di riferimento per Opere civili**

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 (G. U. 21 dicembre 1971 n. 321) "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica";
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 (G. U. 21 marzo 1974 n. 76) "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche"; D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche".
- D. M. Infrastrutture Trasporti 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018 n. 42 - Suppl. Ord. n. 8) "Aggiornamento delle Norme tecniche per le Costruzioni".
- Linee guida edite dall'A.R.T.A. nell'ambito del Piano per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.). Inoltre, in mancanza di specifiche indicazioni, ad integrazione della norma precedente e per quanto con esse non in contrasto, sono state utilizzate le indicazioni contenute nelle seguenti norme:
- Legge 5 novembre 1971 n. 1086 (G.U. 21 dicembre 1971 n. 321) "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica".
- Legge 2 febbraio 1974 n. 64 (G.U. 21 marzo 1974 n. 76) "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche". Indicazioni progettive per le nuove costruzioni in zone sismiche a cura del Ministero per la Ricerca scientifica - Roma 1981.
- D. M. Infrastrutture Trasporti 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018 n. 42 - Suppl. Ord. n. 8) "Aggiornamento delle Norme tecniche per le Costruzioni". Inoltre, in mancanza di specifiche indicazioni, ad integrazione della norma precedente e per quanto con esse non in contrasto, sono state utilizzate le indicazioni contenute nelle seguenti norme:
- Circolare 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. (G.U. Serie Generale n. 35 del 11/02/2019 - Suppl. Ord. n. 5). Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018.
- Circolare Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 21 gennaio 2019, n. 7, Circolare Consiglio Superiore Lavori Pubblici del 02/02/2009 contenente istruzioni per l'applicazione delle "Nuove norme tecniche per le costruzioni" di cui al DM 14 gennaio 2008;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche "Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980 sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane.
- IEC 60400-1 "Wind Turbine safety and design";
- Eurocodice 2 "Design of concrete structures".
- Eurocodice 3 "Design of steel structures" - EN 1993-1-1..
- Eurocodice 4 "Design of composite steel and concrete structures".
- Eurocodice 7 "Geotechnical design".
- Eurocodice 8 "Design of structures for earthquake resistance".

### Sicurezza

- D.LGS n.81 del 9 Aprile 2008 "Testo unico sulla sicurezza" e ss.mm.ii.





IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE 2"  
RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO  
DEFINITIVO



16/12/2022

REV: 01

Pag. 9

### 3. SCOPO

Scopo della presente relazione è illustrare le caratteristiche generali ed elettriche dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare da 26.457,6 kWp, denominato "*Impianto Fotovoltaico Cellere 2*", che **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.** intende realizzare nei terreni del Comune di Cellere, appartenente alla provincia di Viterbo (VT), al fine di connetterlo alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN).

**La potenza in immissione richiesta per l'impianto in esame è pari a 22,6 MW.**

**Codice Pratica: 202200249.**

La potenza nominale AC degli inverters dell'impianto è pari a 22.720 kVA.

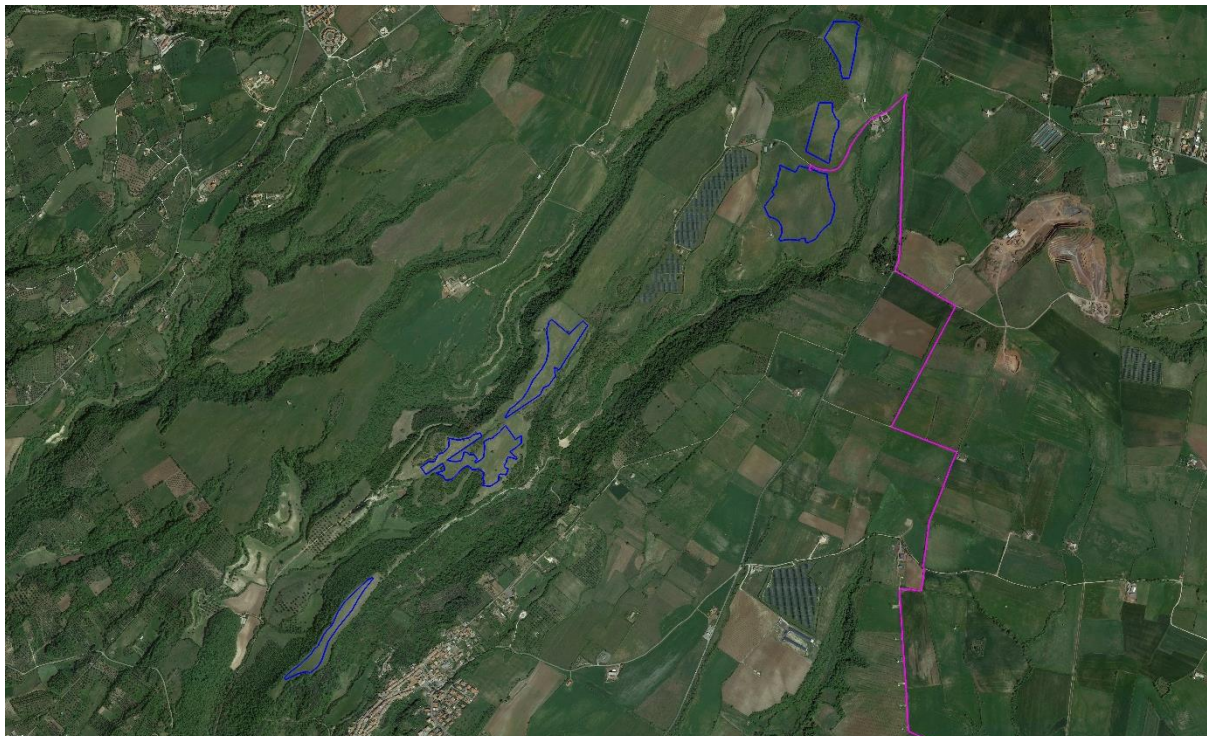
La potenza nominale DC dell'impianto è pari a 26.416 kWp.

La potenza in prelievo richiesta dell'impianto è pari a 150 kVA.

### 4. DATI DEL PROPONENTE

Il proponente del progetto è **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.**, con sede in Piazzale dell'Industria 40, 00144 Roma (RM).

## 5. DESCRIZIONE GENERALE DEL SITO



*Figura 1 - Inquadramento impianto su ortofoto*

Il progetto prevede l'installazione di pannelli fotovoltaici per la produzione di energia da fonte rinnovabile nella porzione nordoccidentale del perimetro comunale, in un'area del comune di Cellere nella provincia di Viterbo.

L'area individuata e studiata si estende per circa 32,56 ettari, con una lunghezza di circa 4,5 km in direzione NE-SO e larga, nella porzione maggiore, circa 0,4 km in direzione NE-SO. Poco più a est, a circa 600 m passa la Strada Regionale 312 Castrense, nello specifico, l'impianto fotovoltaico "Cellere 2" ricade nella porzione più a nord del comune di Cellere, ad una distanza di circa 0,4 km dal centro abitato e ad una distanza compresa tra i 800 m e i 200 m dal confine comunale di Ischia di Castro, anch'esso nella provincia di Viterbo, e in un'area collinare incisa da diversi fossi (alcuni dei quali di natura stagionale). Il perimetro dell'impianto si sviluppa in due areali principali (suddivisi a sua volta in areali più piccoli in modo da non intersecare i corsi d'acqua esistenti); i due areali principali sono ad una distanza di circa 1,2 km l'uno dall'altro. Il perimetro si sviluppa in un'area collinare con scarse pendenze (le parti di territorio con pendenze maggiori sono state escluse dalla perimetrazione o comunque dall'installazione dei pannelli fotovoltaici). L'areale a nord è in prossimità del Monte Marano e il casale Marano, l'areale a sud invece si divide, per le due aree più a nord, in Contrada Marano e, per l'area a sud in località Antea. I perimetri più a nord, invece, si trovano in corrispondenza del toponimo Casale Sabatini.

L'area di interesse presenta una quota variabile tra i 350 m e i 500 m s.l.m.; per ciò che riguarda le pendenze, esse risultano comprese tra il 2 e il 10%. Invece, l'uso del suolo, l'area è occupata principalmente da seminativi semplici non irrigui e terreni incolti. Nelle vicinanze dei fossi principali, sono presenti boschi e cespuglieti..

**Urbanisticamente** dal punto di vista insediativo l'area è caratterizzata dalla presenza di edificato rurale sparso, secondo i

dati forniti dal sito del comune di Cellere (<https://comune.cellere.vt.it/contenuti/337856/piano-acustico-comunale>) .

La tavola della zonizzazione del PRG del comune di Cellere è stata conseguita dal Piano comunale di zonizzazione acustica approvato con Delibera del Consiglio Comunale n.10 del 18.03.2004, a causa dell'impossibilità di reperire tale carta nell'apposita sezione riguardante il PRG sul sito comunale.

Nella successiva Figura 2 viene riportato uno stralcio della zonizzazione individuata, dalla quale si evince che tutta l'area di impianto e il cavidotto di collegamento fra le varie aree ricadono nella zona E agricola.

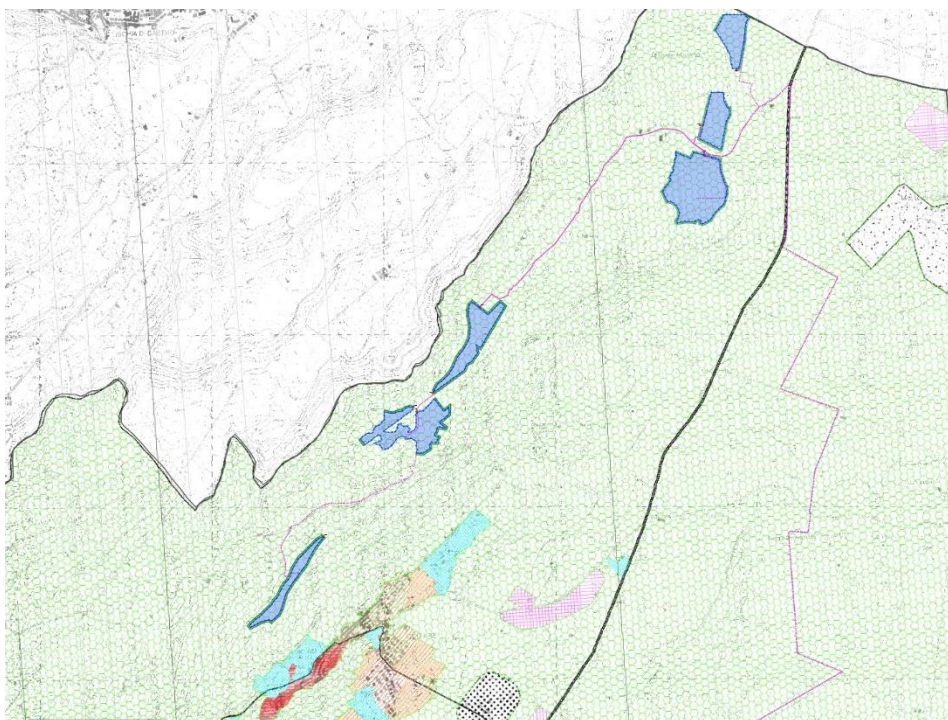
L'articolo 20 'Zona E Agricola' delle NTA riporta quanto segue:

“[...] Nella zona agricola è vietata ogni attività comportante una trasformazione dell'uso del suolo diverso dalle sue vocazioni naturali, quali, ad esempio, lavorazioni di tipo insalubre, impianti di demolizione di auto e relativi depositi, costruzione di nuove strade o modifiche sostanziali di quelle esistenti, ad eccezione di strade a fondo cieco al servizio di edifici e/o opere di uso agricolo, di strade vicinali, interpoderali, o di quelle espressamente previste nella zonizzazione generale o che vengano approvate ed autorizzate con deliberazione del Consiglio Comunale che ne dichiari l'interesse rurale.

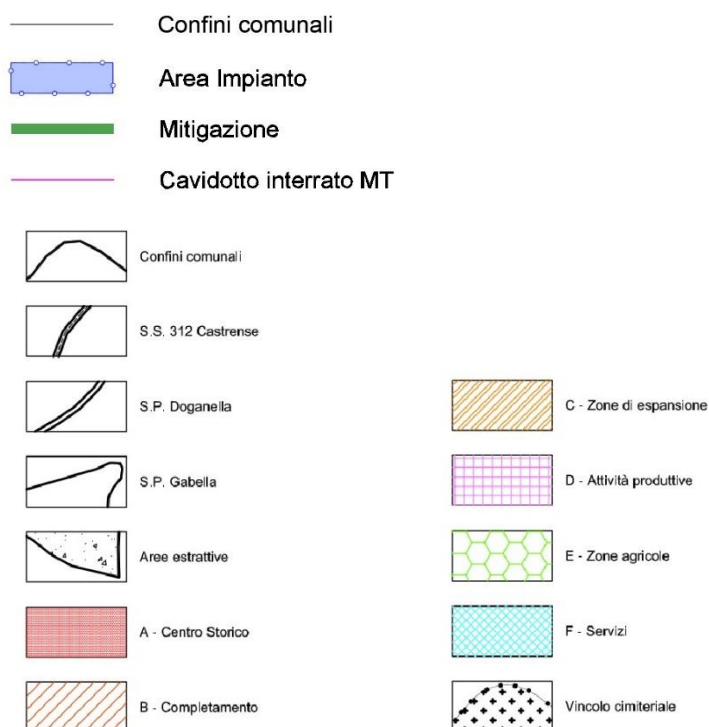
È consentita, invece, la realizzazione di acquedotti, fognature, elettrodotti, metanodotti, linee telefoniche, impianti di depurazione ed impianti tecnologici in genere per i quali valgono, comunque, i vincoli di rispetto previsti dal Piano e dalla legislazione vigente.”

Per quanto riguarda il tratto di cavidotto MT che collega l'area di impianto fotovoltaico al punto di allaccio, che verrà stabilito successivamente al tavolo tecnico con Terna, si specifica che non è stato possibile ottenere alcuna tavola della zonizzazione a causa dell'irreperibilità del PRG sul sito del comune di Tessignano.

Sulla base di quanto precedentemente descritto, gli interventi previsti dal progetto in esame si ritengono coerenti con gli strumenti di pianificazione comunale.



*Figura 2 - Stralcio della zonizzazione del PRG del Comune di Cellere*



La suddivisione del territorio comunale é stata effettuata tenendo in considerazione il D.M. 1444 del 02/04/1968 e la normativa regionale vigente, con una ulteriore articolazione in sottozona in considerazione del fatto che al di là delle funzioni prevalenti di zona, esistono elementi edilizi ed aspetti urbanistici diversificati che hanno determinato il tessuto urbano in modo diverso rispetto alla suddivisione operata a livello legislativo.

Il P.R.G. conferma per esse la destinazione agricola, **Zona “E”**.

**Geomorfologicamente** in data 11 ottobre 2022 è stato, effettuato un rilievo geologico - geomorfologico di dettaglio, volto ad individuare gli elementi geomorfologici principali.

Tale rilievo (fig. 3 e 4) ha evidenziato l’assenza di fenomeni gravitativi attivi o quiescenti che interessino direttamente i perimetri oggetto della relazione.

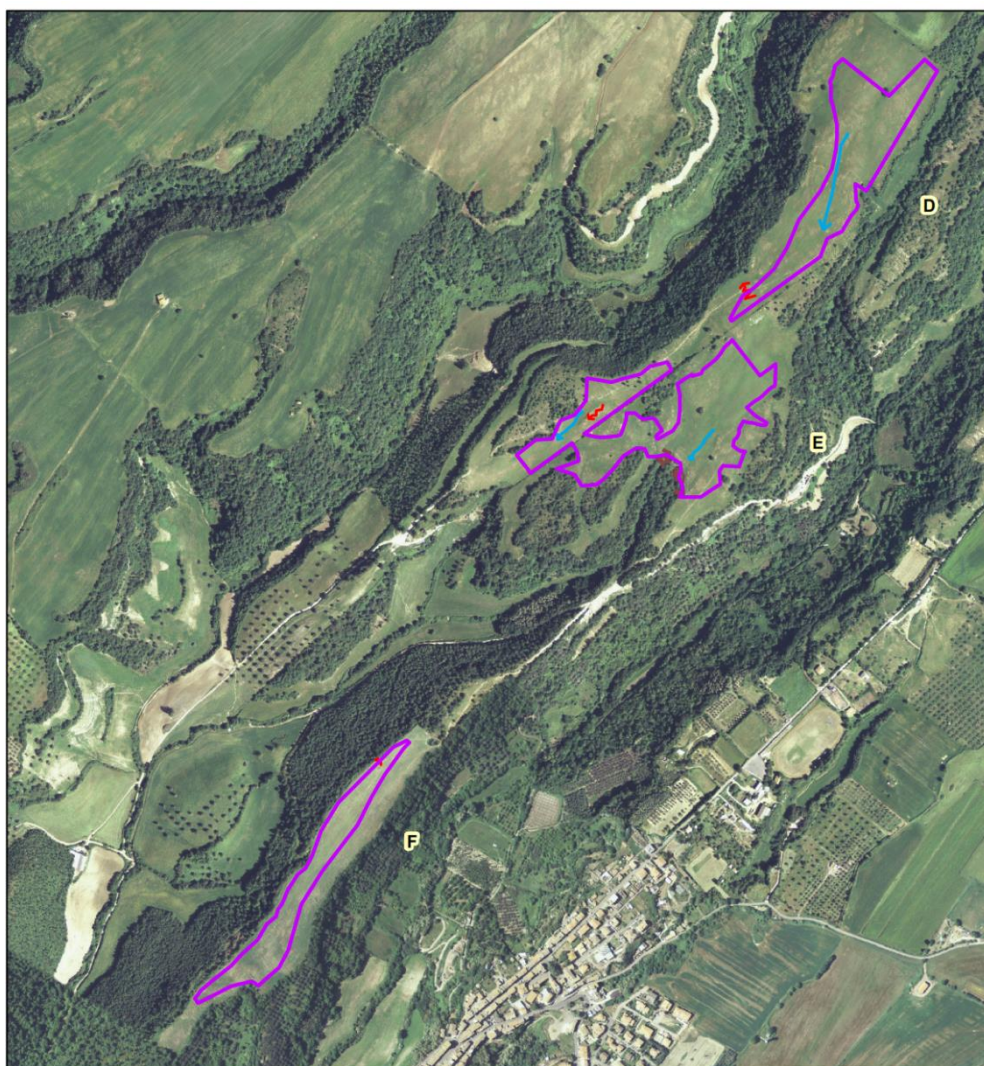
In generale, come si può notare dalla cartografia prodotta, gli areali scelti sono interessati principalmente da fenomeni di erosione incanalata (soprattutto in corrispondenza di incisioni create dall’acqua) o diffusa, che a tratti si sviluppa in modo areale. Sono presenti, inoltre, alcune piccole scarpate che possono interessare la parte perimetrale sud dell’area denominata come “E”. Il perimetro B è interessato, nella sua parte più bassa, da un’estesa area interessata da fenomeni geomorfologici vari e diffusi.



**LEGENDA**

- Perimetro "Cellere 2"
  
- ~~~~~ erosione diffusa    
  scarpate    
  fenomeni geomorfologici diffusi
- erosione incanalata    
  erosione areale diffusa






*Figura 3 – Carta del rilievo geomorfologico area Nord*



**LEGENDA**

 Perimetro "Cellere 2"

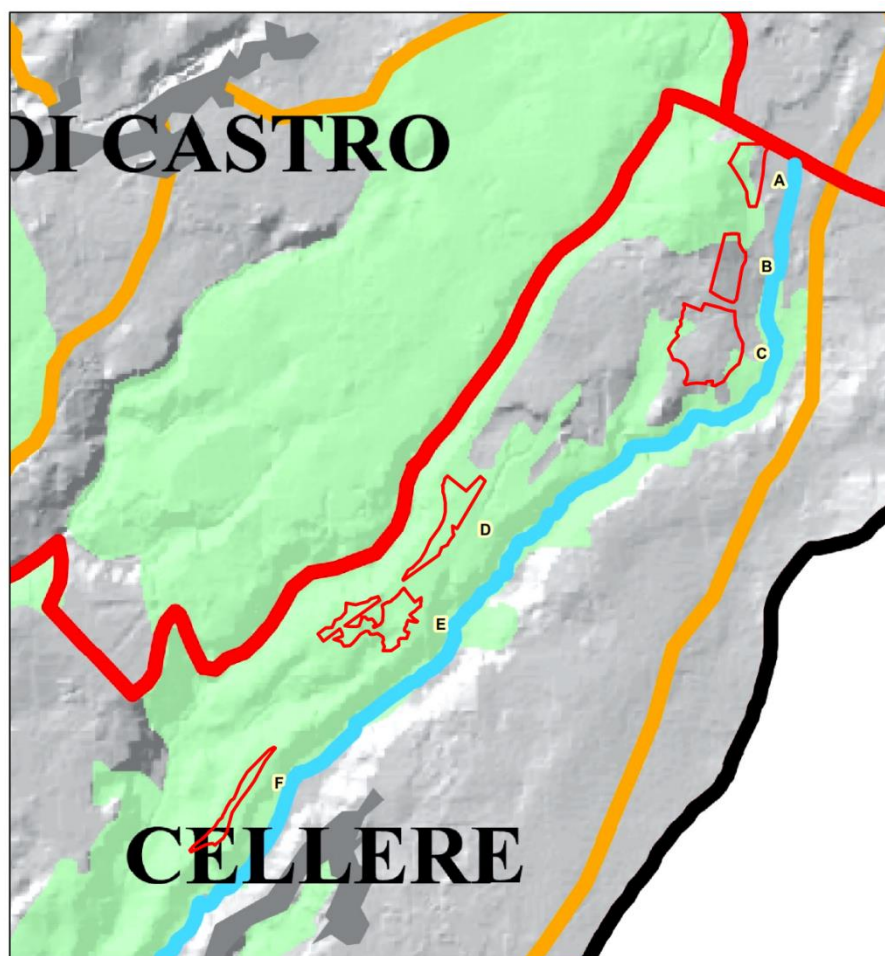


 erosione diffusa    
  scarpate    
  fenomeni geomorfologici diffusi  
 erosione incanalata    
  erosione areale diffusa



Fig

*Figura 4 – Carta del rilievo geomorfologico area Sud*

Per quanto concerne le caratteristiche **idrogeologiche** il perimetro dell'impianto fotovoltaico "Cellere 2" risulta quasi totalmente soggetta a Vincolo Idrogeologico (R.D. 3267/1923 e R.D. n. 1126/1926; la regione Lazio ha decentrato parte delle competenze in materia di Vincolo Idrogeologico agli Enti Locali con Legge Regionale n.53 del 11 dicembre 1998 e Deliberazione di Giunta Regionale n. 3888 del 30 settembre 1998 e ha regolamentato il rilascio di tale parere tramite la Pubblicazione di Linee Guida con il DGR 2649/1999). Ad eccezione di alcune aree dei Lotti A, B e C gli altri sono totalmente soggetti a Vincolo Idrogeologico (Fig.5).



**LEGENDA**

-  Perimetro "Cellere 2"
-  Vincolo idrogeologico

*Figura 5 – Carta del Vincolo Idrogeologico*

**Geologicamente** l'area in progetto dall'analisi della carta geologica della Regione Lazio a scala 1:25.000, estrapolata dal portale

della regione Lazio, si evidenzia la presenza delle seguenti litologie vulcaniche (Fig. 6):

1. tufo litoide;
2. lava (leucite/trachite);
3. tufo/tufite;
4. tufo;
5. scorie e lapilli.

- Il Tufo litoide di età pleistocenica è il tipo di terreno che interessa principalmente l'area di interesse.

- Ignimbrite compatta di colore grigio e giallastro, marrone scuro ove fortemente alterata, avente composizione prevalentemente tefritico-fonolitica e recante pomici grigie, nerastre e rossastre di varie dimensioni, frammenti lavici e cristalli di leucite; lo spessore è variabile in base alla paleomorfologia e raggiunge un massimo di circa 20 metri. Si presenta prevalentemente litoide.
- I terreni leucitici/trachitici sono essenzialmente lave sottosature e sature del Pleistocene costituiti da Leucititi passanti a nefriti leucititiche o a basalti leucititici, latiti, basaniti, nefriti, fonoliti, trachibasalti e tefriti. Tali lave sono caratterizzate da una permeabilità da media a medio-alta sulla base della presenza o meno di una vasta rete di fratture. Laddove si presentano sature d'acqua, esse sono interessate da falde molto produttive.
- I terreni definiti come tufo/tufite sono costituiti da tufi stratificati, tufiti e tufi terrosi del Pleistocene. Sono costituiti da alternanze di lenti, strati e livelli più o meno compatti di marne, limi, sabbie con prevalenti elementi vulcanici, con piante e fossili. La permeabilità è variabile, compresa tra bassa e media, in funzione del dominio geologico attraversato dal corso d'acqua. Nel complesso sono state accorpate litoformazioni di origine molto diversa.
- Tufo – Pleistocene medio Di facies freatomagmatiche, sono manifestazioni eruttive finali costituite da breccie piroclastiche, tufi stratificati prevalentemente trachitico fonolitici, leucititi, caratterizzati da valori permeabilità variabile (sia in senso verticale che orizzontale) da molto bassa a medio-bassa.
- Scorie e lapilli – Pleistocene medio Scorie e lapilli talvolta saldati ("Sperone" Auct. nel foglio Roma) e stratificate, pomici, bombe e brandelli lavici. Coni di scorie.

**Sismicamente** nell'area di impianto il comune di Cellere è inserito, sulla base dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale del Lazio n. 387 del 22 maggio 2009, successivamente modificata con la D.G.R. n. 571 del 2 agosto 2019, fra i comuni sismici in zona 2B (zona a pericolosità sismica medio).

**Catastalmente** l'area in cui si prevede di realizzare l'impianto fotovoltaico è ubicata nei terreni catastalmente censiti nel NCT del Comune di Cellere (VT), il cavidozzo invece si snoderà tra Cellere (VT) e Tessennano (VT), si elencano le particelle interessate:









	<p align="center"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE 2"</b> <b>RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO</b> <b>DEFINITIVO</b></p>	 <i>Ingegneria &amp; Innovazione</i>	
		16/12/2022	REV: 01

## 6. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

### 6.1. Descrizione generale del progetto

L'impianto fotovoltaico è un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare che prevede di installare 40.704 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 650 Wp ciascuno, raggruppati in stringhe da 32 moduli e su strutture fisse in acciaio zincato a caldo.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 6 sottocampi fotovoltaici suddivisi come di seguito indicato:

- Sottocampo#1: 136 stringhe, 2.828,80 kWp, 8 inverter, 2560 kW AC e 3150 kVA.
- Sottocampo#2: 286 stringhe, 5.948,80 kWp, 16 inverter, 5120 kW AC e 6300 kVA.
- Sottocampo#3: 310 stringhe, 6.448 kWp, 17 inverter, 5440 kW AC e 6300 kVA.
- Sottocampo#4: 171 stringhe, 3.556,80 kWp, 9 inverter, 2880 kW AC e 3150 kVA.
- Sottocampo#5: 281 stringhe, 5.824 kWp, 16 inverter, 5120 kW AC e 6300 kVA.
- Sottocampo#6: 87 stringhe, 1.809,60 kWp, 5 inverter, 1600 kW AC e 3150 kVA.

### 6.2. Layout impianto fotovoltaico

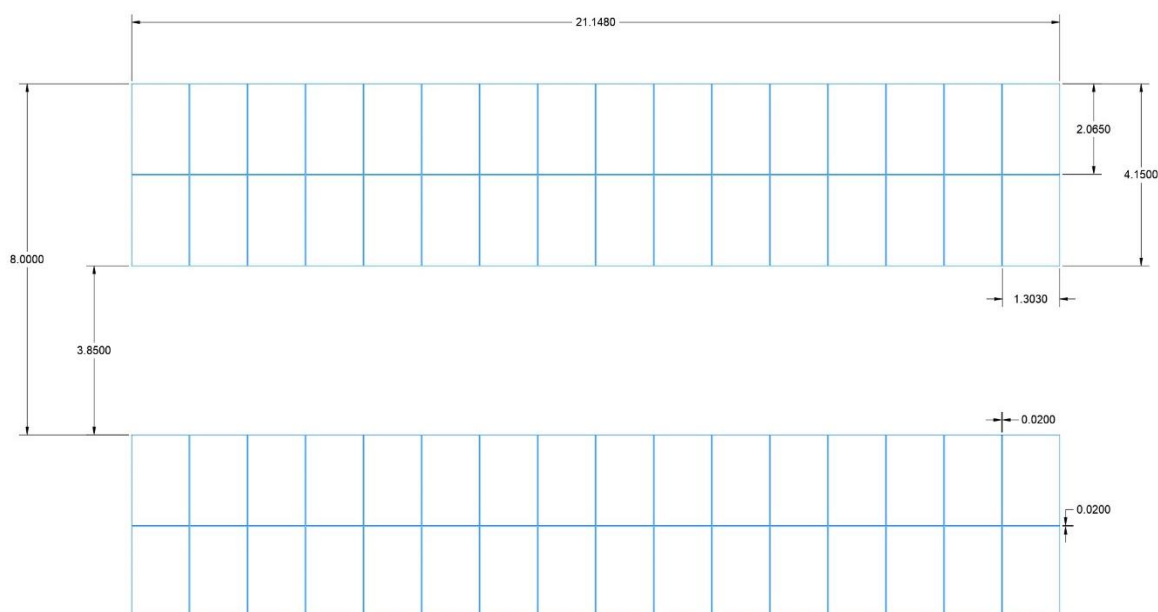
Il layout si estende per circa 32,6 ha, suddiviso in sette aree recintate;

L'impianto fotovoltaico è un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare che prevede di installare 40.704 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 670 Wp ciascuno, raggruppati in stringhe da 32 moduli e su strutture fisse in acciaio zincato a caldo.

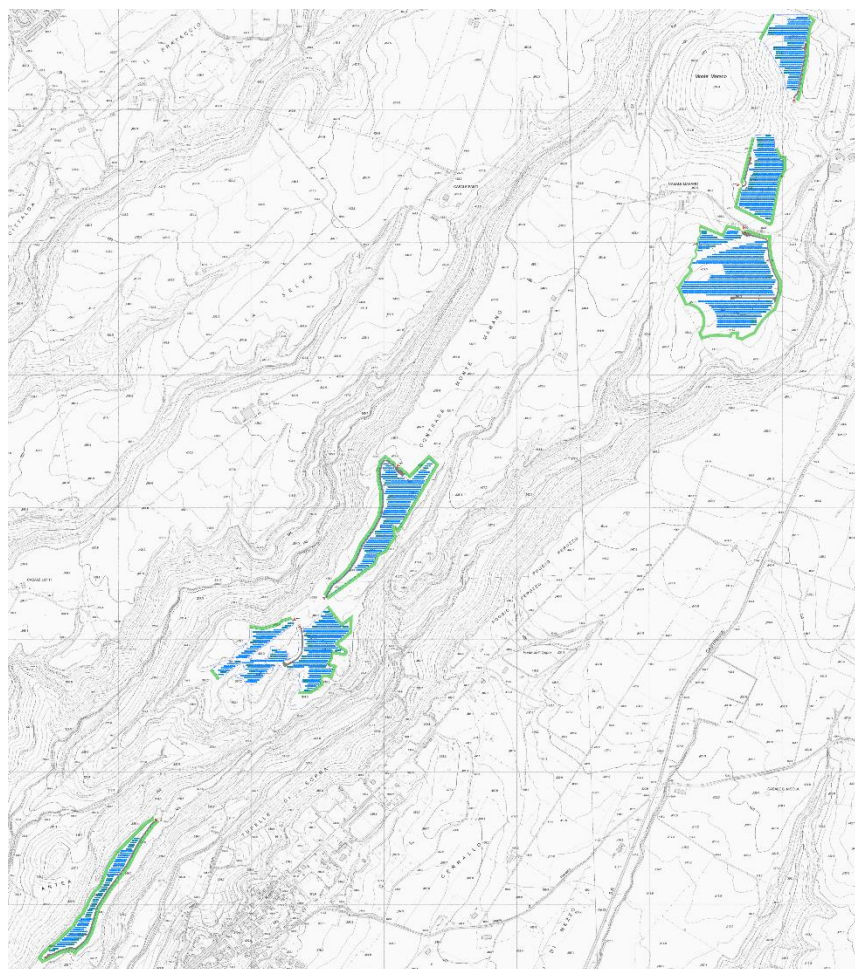
Le infrastrutture interne sono costituite da assi viari che conducono alle cabine di sottocampo, avendo ognuna un singolo accesso dalle strade interpoderali del contesto rurale.

Nella figura seguente si evidenziano le dimensioni delle strutture fisse, la distanza tra le file e il pitch. I moduli fotovoltaici presi in considerazione, hanno dimensione 2065 x 1303 x 35 mm. Le strutture, inclinate a 30°, hanno dimensioni 21.148 x 4.15 m, il pitch è di 8 m e la distanza tra le file è di 3.85 m.

I cavidotti MT collegano le Cabine di sottocampo tra di loro e alla Cabina di Centrale. Da quest'ultima si diramano le due doppie terne, sempre in Media Tensione, fino al punto di allaccio nel comune di Tessennano (VT). Successivamente alla trasformazione a 150 kV l'energia elettrica verrà trasportata, tramite cavidotto AT, alla SE Terna.



*Figura 6 - Distanza tra le strutture fisse con inclinazione a 30°*



*Figura 7 - Layout impianto fotovoltaico*

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 71 inverter, per una potenza pari a 22.720 kW, e sei CS, di cui tre con potenza nominale di 3150 kW e tre da 6300 kW, come di seguito suddivise:

Device	Device amount	DC power, kWp	AC power, kW	DC/AC
<b>Transformer 1</b>	<b>8</b>	<b>2828,800</b>	<b>2560,000</b>	<b>1,110</b>
Inverter INV 1-1	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-2	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-3	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-4	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-5	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-6	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-7	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 1-8	17	353,600	320,000	1,110
<b>Transformer 2</b>	<b>16</b>	<b>5948,800</b>	<b>5120,000</b>	<b>1,160</b>
Inverter INV 2-1	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-2	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-3	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-4	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-5	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-6	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-7	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 2-8	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 2-9	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 2-10	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 2-11	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 2-12	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 2-13	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-14	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-15	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 2-16	18	374,400	320,000	1,170
<b>Transformer 3</b>	<b>17</b>	<b>6448,000</b>	<b>5440,000</b>	<b>1,190</b>
Inverter INV 3-1	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 3-2	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-3	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 3-4	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 3-5	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-6	18	374,400	320,000	1,170

Inverter INV 3-7	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-8	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-9	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-10	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-11	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 3-12	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-13	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-14	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-15	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-16	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 3-17	18	374,400	320,000	1,170
<b>Transformer 4</b>				
<b>Transformer 4</b>	<b>9</b>	<b>3556,800</b>	<b>2880,000</b>	<b>1,240</b>
Inverter INV 4-1	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-2	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-3	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-4	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-5	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-6	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-7	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-8	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 4-9	19	395,200	320,000	1,240
<b>Transformer 5</b>				
<b>Transformer 5</b>	<b>16</b>	<b>5824,000</b>	<b>5120,000</b>	<b>1,140</b>
Inverter INV 5-1	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 5-2	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-3	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-4	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-5	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-6	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-7	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-8	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 5-9	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 5-10	19	395,200	320,000	1,240
Inverter INV 5-11	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 5-12	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-13	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 5-14	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 5-15	16	332,800	320,000	1,040
Inverter INV 5-16	16	332,800	320,000	1,040

<b>Transformer 6</b>	<b>5</b>	<b>1809,600</b>	<b>1600,000</b>	<b>1,130</b>
Inverter INV 6-1	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 6-2	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 6-3	17	353,600	320,000	1,110
Inverter INV 6-4	18	374,400	320,000	1,170
Inverter INV 6-5	18	374,400	320,000	1,170

*N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.*

La cabina di stazione riceve l'energia elettrica proveniente dall'impianto fotovoltaico ad una tensione pari a 30 kV e mediante un trasformatore elevatore AT/MT eleva la tensione al livello della RTN pari a 150 kV, per poi essere ceduta alla rete RTN. La connessione alla RTN è prevista mediante cavidotto interrato a 150 kV in una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV RTN "Latera – S. Savino" di cui al Piano di Sviluppo Terna.

Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete.

### **6.3. Caratteristiche tecniche dell'impianto**

Il modulo scelto è "Vertex TSM-DEG21C.20" della TrinaSolar, il quale presenta una potenza di picco pari a 650W<sub>p</sub>. Il generatore fotovoltaico presenta una potenza di picco totale pari a 26.457,6 kW<sub>p</sub>, intesa come somma delle potenze di picco di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3. Vengono di seguito riportate le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto.

### **6.4. Descrizione della SSEU**

La stazione utente sarà costituita da due sezioni, in funzione dei livelli di tensione: la parte di media tensione, contenuta all'interno della cabina di stazione e dalla parte di alta tensione costituita dalle apparecchiature elettriche con isolamento in aria, ubicate nell'area esterna della stazione utente. La cabina di stazione sarà costituita dai locali contenenti i quadri di MT con gli scomparti di arrivo/partenza linee dall'impianto fotovoltaico, dagli scomparti per alimentare il trasformatore BT/MT dei servizi ausiliari di cabina, dagli scomparti misure e protezioni MT e dallo scomparto MT per il collegamento al trasformatore MT/AT, necessario per il collegamento RTN.

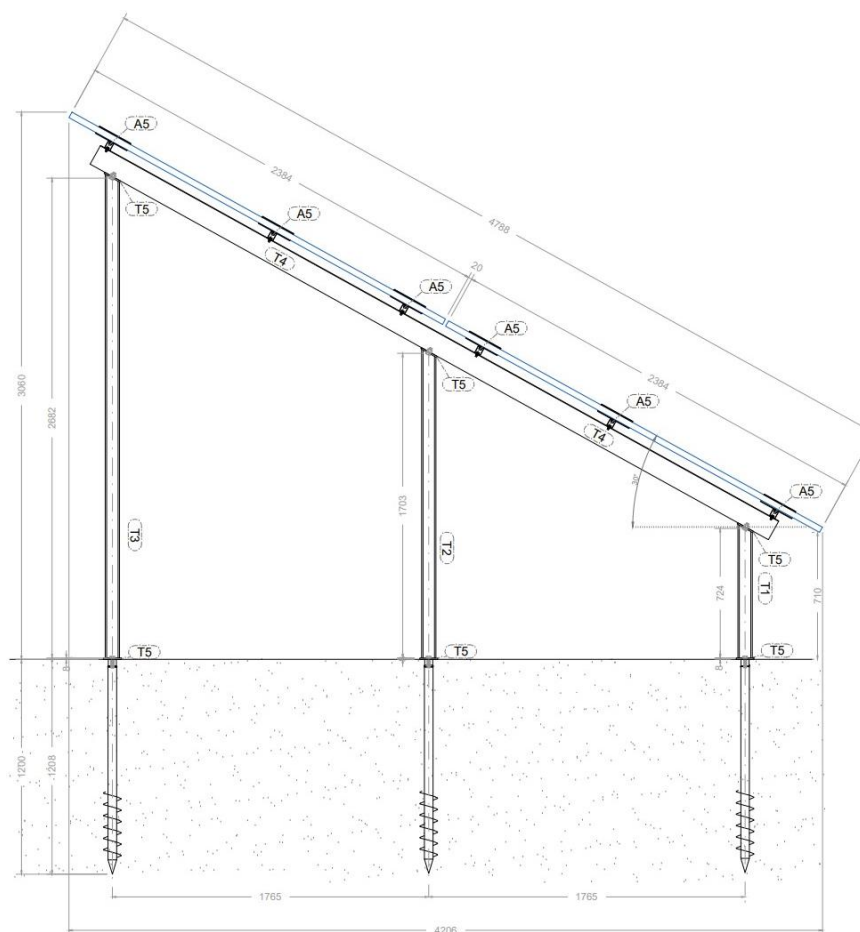


## 7. INFRASTRUTTURE ED OPERE CIVILI

### 7.1. Strutture di supporto dei Pannelli Solari

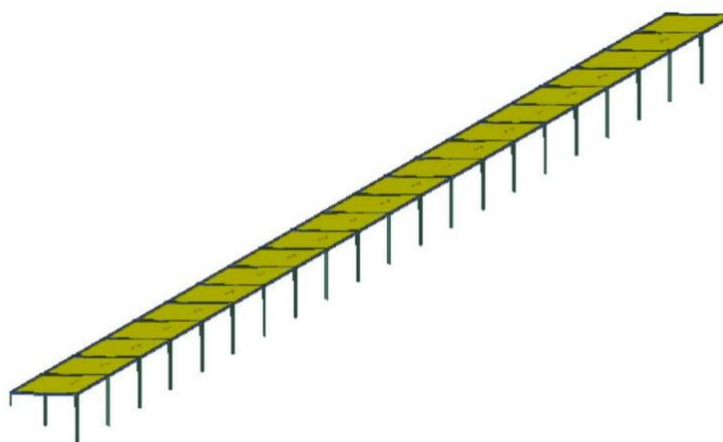
Per il generatore fotovoltaico sono stati previste delle strutture fisse con tilt pari a 30°, le colonne vengono collegate tramite bulloni M16 su dei pali infissi nel terreno per circa 1200mm senza utilizzo di cls. Il telaio trasversale consiste in 3 colonne in acciaio S275 UPN100 con altezze di 724, 1703 e 2682mm in modo di dare l'inclinazione di 30° alla trave  $\Omega$  120x50x30x3 su cui verranno bullonati i sistemi di ancoraggio dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto.

La struttura fissa dispone i pannelli a un'altezza minima di 710mm e 3060mm dal terreno.



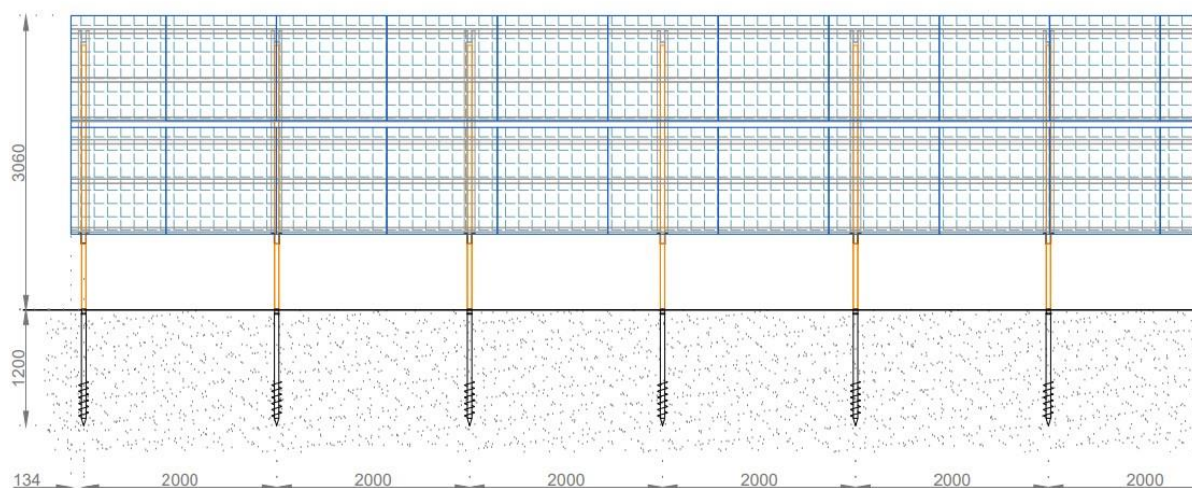
*Figura 8 - Sezione trasversale struttura di supporto*

Le strutture fisse inserite nel progetto sono di due tipologie, identificate “2x32P-64” e “2x16P-32”, sono state calcolate con una struttura a telaio che si ripete per 22 volte, in quella più grande distribuiti in 42316 mm, e 11 volte in quella più piccola distribuiti in 21148 mm, mantenendo un interasse di 2000mm tra telaio – telaio e lembi laterali di 134 mm e 574 mm.



*Figura 9 - Vista anteriore*

Le colonne le travi saranno in acciaio S275 galvanizzato ASTM A123/ISO 1461.



*Figura 10 - Stralcio prospetto struttura di supporto*

L'attacco a terra avviene tramite un palo tubolare Ø48 spessore 2,8mm lungo 1200mm con punta a spirale. Nella testa si ha un foro filettato in cui si avvita la colonna del telaio mediante un bullone M16 classe 10.9.

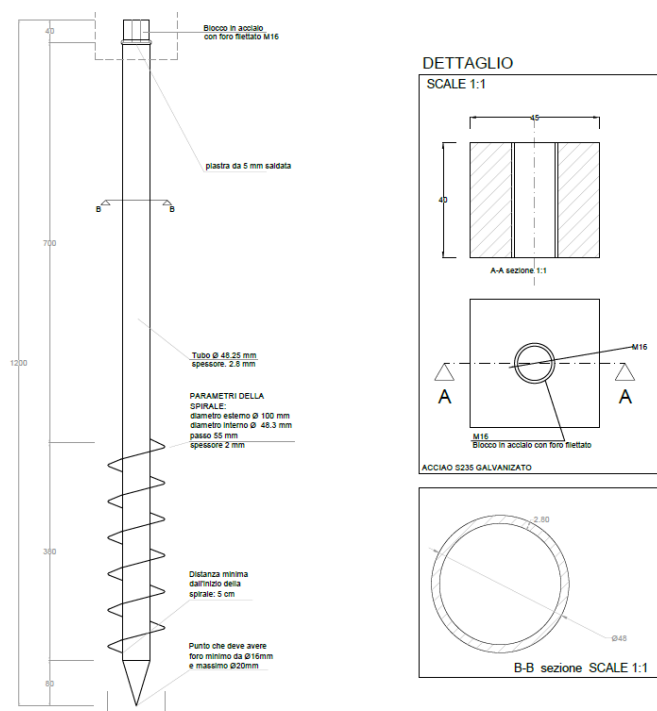


Figura 11 - Attacco a terra delle colonne

## 7.2. Strutture di fondazione cabina sottocampo

All'interno dell'aria dell'impianto è previsto il posizionamento di 6 cabine sottocampo prefabbricate su una platea in c.a. di cls C 32/40 B450C delle dimensioni di 6,46 x 2,82 m e dello spessore di 20 cm. Le cabine saranno consegnate dal fornitore complete dei relativi calcoli strutturali eseguiti nel rispetto normativa vigente.

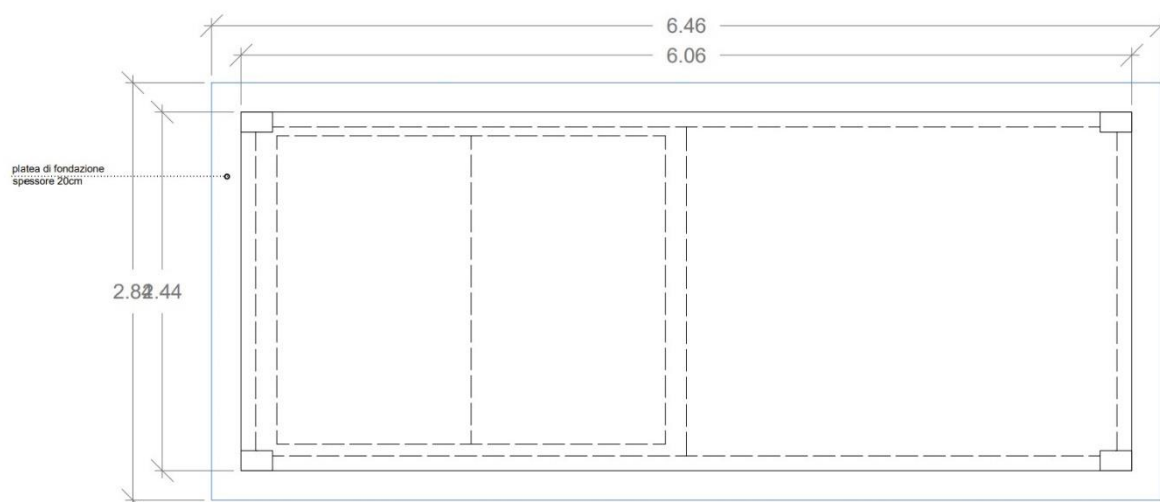
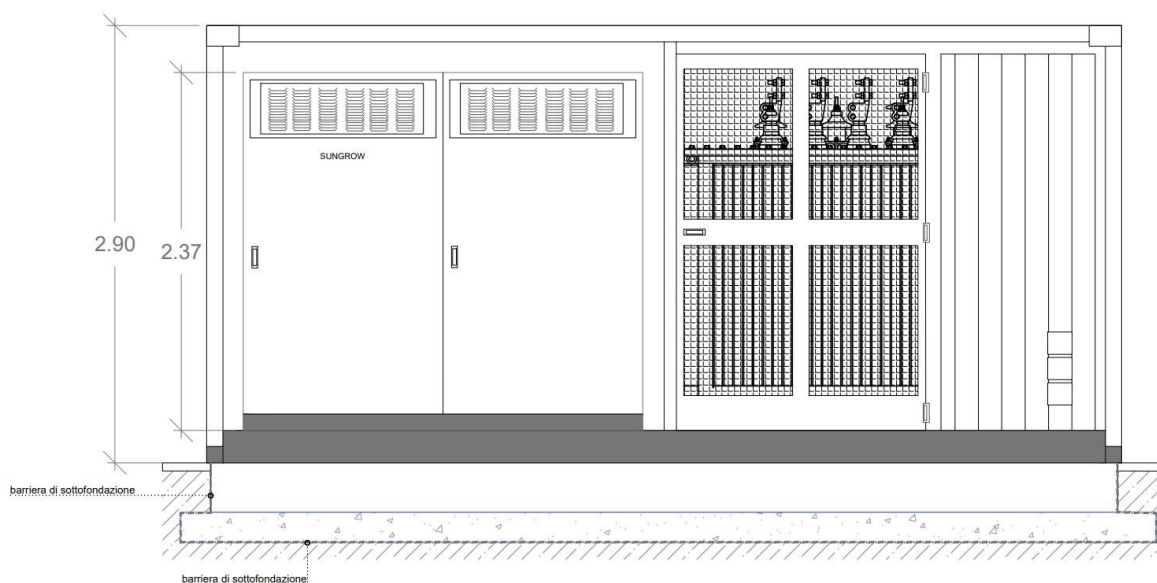


Figura 12 - Pianta struttura di fondazione cabina di sottocampo

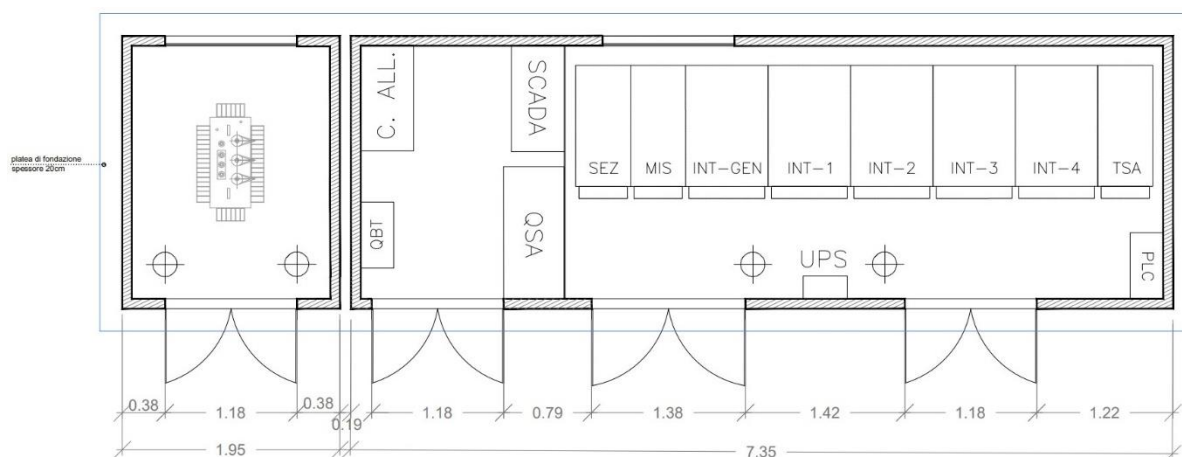


*Figura 13 - Prospetto struttura di fondazione cabina di sottocampo*

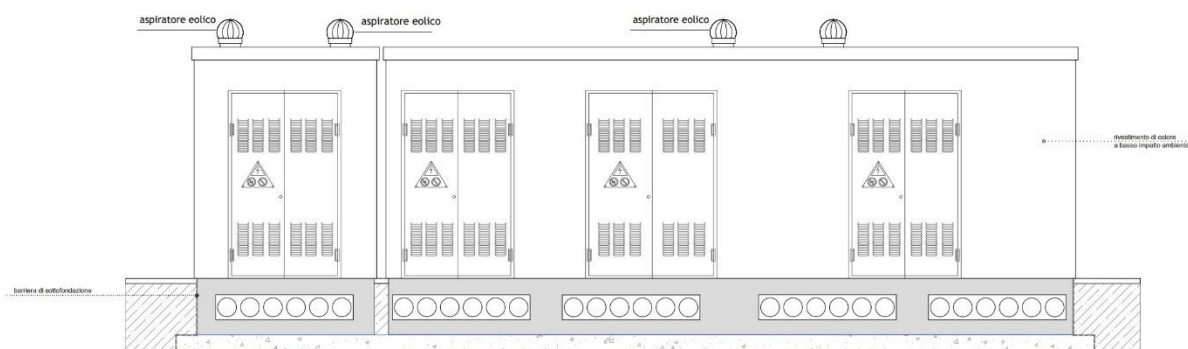
### 7.3. Strutture di fondazione cabina di centrale

All'interno dell'aria di impianto è prevista l'installazione di una cabina elettrica di centrale prefabbricata su una platea di fondazione in c.a. di cls C 32/40 B450C delle dimensioni di 9,89 x 2,88 e spessore 20 cm.

Le pareti esterne della cabina prefabbricata e le porte d'accesso in lamiera zincata saranno tinteggiate con colore adeguato al rispetto dell'inserimento paesistico e come da osservanza delle future prescrizioni degli enti coinvolti nel rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio impiantistico. La cabina sarà consegnata dal fornitore con relativi calcoli strutturali eseguiti nel rispetto normativa vigente.



*Figura 14 - Pianta struttura di fondazione cabina di centrale*



*Figura 15 - Prospetto struttura di fondazione cabina di sottocampo*

#### **7.4. Strade di accesso e viabilità di servizio**

Il raggiungimento del sito è agevole e raggiungibile da parte dei mezzi standard che dovranno trasportare le componenti dell'impianto. Queste ultime, non essendo di considerevoli dimensioni e peso, non necessitano di particolari adeguamenti della viabilità e restrizioni al normale traffico di zona.

L'asse viario portante della zona è rappresentato dalla Strada Regionale 312 Castrense che a sua volta si collega alle strade interpoderali che costeggiano le diverse aree recintate di impianto, permettendo gli l'accessi.

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si minimizzerà la necessità di nuovi tratti per il trasporto dei diversi componenti e l'accessibilità all'impianto.

Per quanto riguarda la cosiddetta viabilità interna, necessaria per consentire il raggiungimento di tutti i pannelli fotovoltaici per eventuali manutenzioni, ci si avvarrà di tratti stradali esistenti (strade vicinali e tratturali) ai quali si collegheranno tratti di nuova realizzazione.

### **8. CAVIDOTTI**

#### **8.1. Generalità**

I lavori consisteranno nella realizzazione di due terne interrate da 400 mm<sup>2</sup> per il tratto dalla Cabina Centrale (CC), sita all'interno dell'impianto fotovoltaico, alla Sottostazione Elettrica Utente (SSEU). Il tracciato del cavidotto, dalla CC alla SSEU, si svilupperà prevalentemente su strade vicinali, comunali, terreni agricoli e parzialmente su strada provinciale, per una lunghezza complessiva pari a circa 14,269 km. Mentre, il tracciato del cavidotto AT, dalla SSEU alla nuova SE attraverserà la strada comunale e i terreni adiacenti ad essa, per una lunghezza pari a circa 100 m.

#### **8.2. Rete AT**

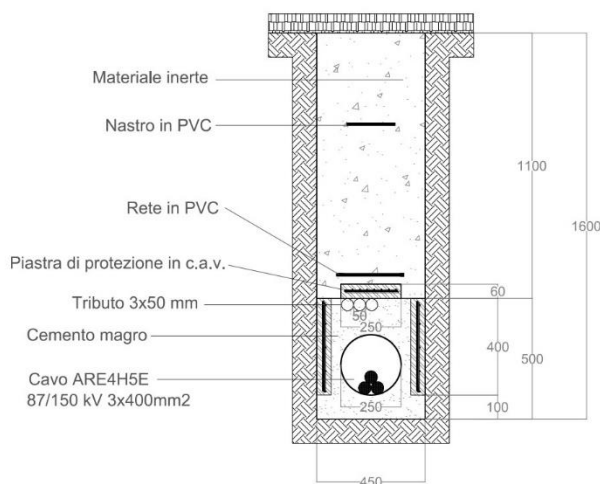
I lavori consisteranno nella realizzazione di un elettrodotto a 150 kV a singola terna in cavo interrato, ad isolamento rigido. La linea elettrica sarà costituita da una terna ARE4H5E 87/150 kV di cavi in alluminio con sezione 1x400 mm<sup>2</sup> (diametro conduttore 23,2 mm, diametro esterno cavo 82 mm), ad isolamento solido in polietilene reticolato (XLPE), massa 8 kg/m, con una portata nominale 710 A (@ 20°C, posa in piano), i quali saranno posati in tratte con lunghezze analoghe. L'isolante è costituito da gomma sintetica a base di polietilene reticolato (XLPE), ad alto modulo elastico e

rispondente alle Norma CEI 20-66. Lo schermo metallico esterno è costituito da un nastro di alluminio. Il rivestimento protettivo esterno è una guaina in polietilene (PE) di colore nero con qualità DMP2, rispondente alle norme CEI 20-66. La SSEU sarà collegata alla Stazione Elettrica tramite una rete in AT, realizzata in cavo interrato. La sezione della linea è stata dimensionata in funzione della corrente di cortocircuito, della corrente nominale circolante sul ramo, il criterio elettrico (massima caduta di tensione) ed il criterio termico (massima sovratemperatura). Condizioni di esercizio AT:  $\cos\phi=0,9$ ,  $\text{sen}\phi=0,436$ ,  $V_n=150.000$  V.

Per le linee elettriche AT, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, con ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità variabile dal piano di calpestio a seconda della sede sulla quale avviene la posa.

Le sezioni tipo di riferimento per le linee AT sono riportate di seguito.

TIPICO CAVIDOTTO A.T. INTERRATI  
 POSA INTERRATA IN PIANO IN TERRENO AGRICOLO



TIPICO CAVIDOTTO A.T. INTERRATI  
 POSA INTERRATA IN PIANO SU SEDE STRADALE

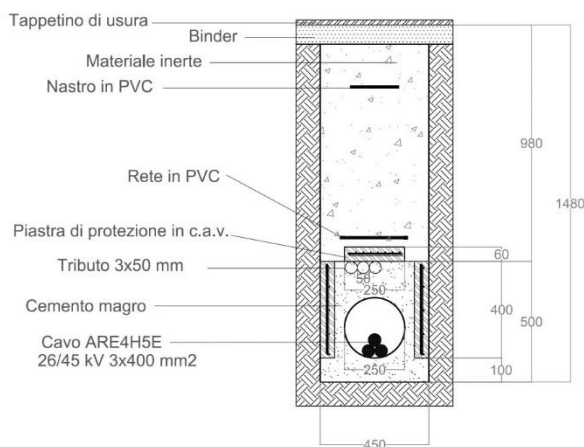


Figura 16 – Sezioni tipo cavidotto AT

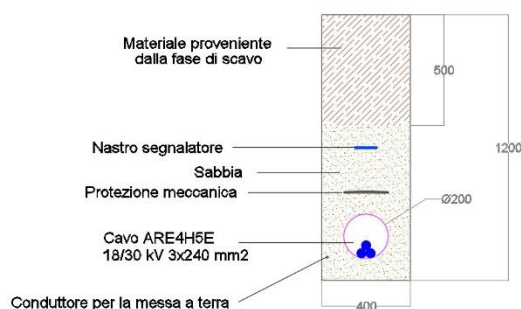
### 8.3. Rete MT

I sottocampi saranno collegati tra loro con due reti a 30 kV in configurazione a semplice anello. I due anelli MT saranno realizzati tramite cavidotto interrato con conduttori ad elica visibile. La rete interna terminerà in una cabina di media tensione, denominata Cabina di Centrale, in cui saranno installate le protezioni e da cui partiranno due cavidotti MT a 30 kV a doppia terna di conduttori, anch'essi ad elica visibile, per raggiungere la SSEU e quindi il punto di consegna dell'energia alla RTN di Terna.

La linea elettrica MT, per il collegamento dalla CC alla SSEU, sarà realizzata con due terne costituite dal cavo ARE4H5E 18/30 kV, con isolamento in Polietilene Reticolato (XLPE) di qualità DIX8. La sezione di tali cavi sarà pari a 400 mm<sup>2</sup> per una portata nominale 551 A (@ 20°C, posa interrata a trifoglio). Di seguito verranno riportate le caratteristiche tecniche del cavo.

Le sezioni tipo di riferimento per le linee MT sono riportate di seguito.

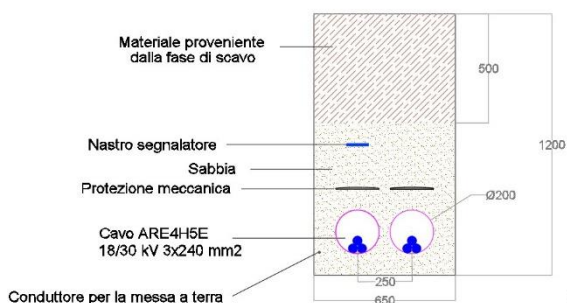
TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
POSA INTERRATA IN PIANO IN TERRENO AGRICOLO



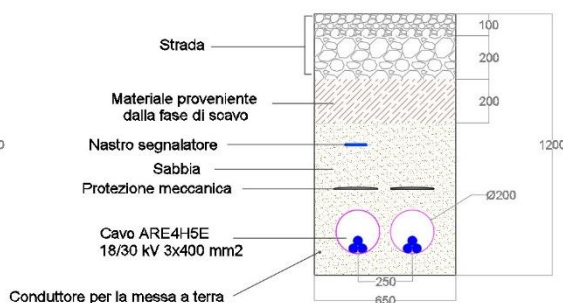
TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
POSA INTERRATA IN PIANO SU SEDE STRADALE



TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
POSA INTERRATA IN PIANO IN TERRENO AGRICOLO

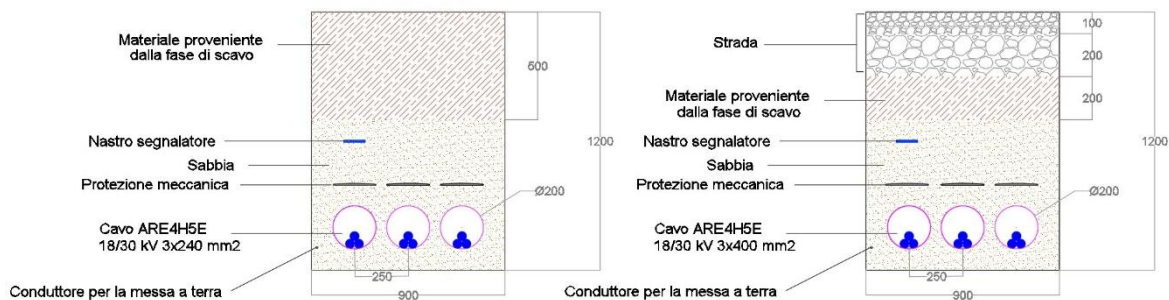


TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
POSA INTERRATA IN PIANO SU SEDE STRADALE



TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
 POSA INTERRATA IN PIANO IN TERRENO AGRICOLO

TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
 POSA INTERRATA IN PIANO SU SEDE STRADALE



TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
 POSA INTERRATA IN PIANO IN TERRENO AGRICOLO

TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
 POSA INTERRATA IN PIANO SU SEDE STRADALE

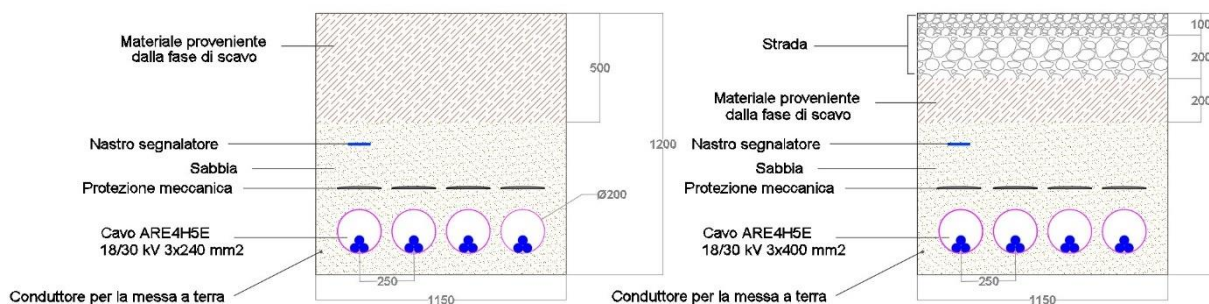


Figura 17 - Sezioni tipo cavidotto MT interno all'area di impianto

TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
 POSA INTERRATA IN PIANO IN TERRENO AGRICOLO

TIPICO CAVIDOTTO M.T. INTERRATI  
 POSA INTERRATA IN PIANO SU SEDE STRADALE

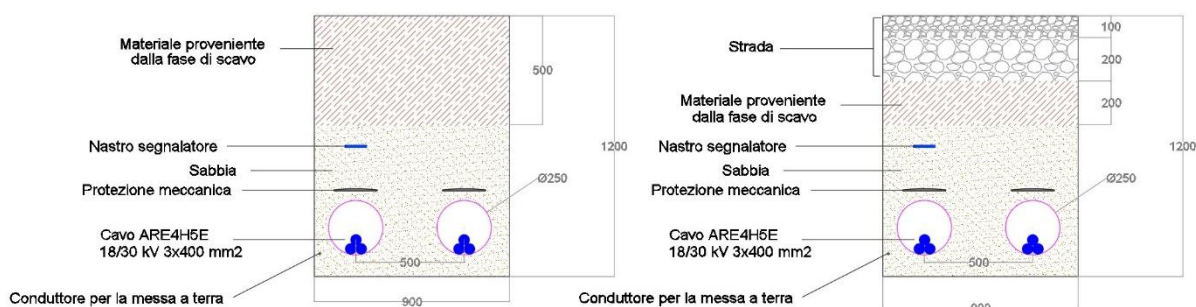



Figura 18 - Sezioni tipo cavidotto MT esterno all'area di impianto

### 8.3.1. Portata dei Cavi in Regime Permanente

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti previsti sono tali da assicurare una durata di vita adeguata alla stima della vita utile dell'impianto dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente



	<p align="center">IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE 2"  <b>RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO</b>  <b>DEFINITIVO</b></p>	 <i>Ingegneria &amp; Innovazione</i>	
		16/12/2022	REV: 01

elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$IB \leq IN \leq IZ \quad e \quad If \leq 1,45 IZ$$

dove

IB = corrente d'impiego del cavo

IN = portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

IZ = portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

If = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, IB risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco (MPPT), mentre IN e If possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

### 8.3.2. Dati tecnici del cavo utilizzato

Le tabelle che seguono, a titolo esemplificativo, mostrano i dati tecnici di un possibile cavo da impiegare.

**SPECIFICHE TECNICHE CAVI ARE4H5E COMPACT**

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

**ARE4H5E COMPACT**

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV  
 Single core 12/20 kV and 18/30 kV



**Norma di riferimento**  
 HD 620/IEC 60502-2

**Descrizione del cavo**

**Anima**  
 Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio  
**Semiconduttivo interno**  
 Mescola estrusa  
**Isolante**  
 Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)  
**Semiconduttivo esterno**  
 Mescola estrusa  
**Rivestimento protettivo**  
 Nastro semiconduttore igroespandente  
**Schermatura**  
 Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale  
 (Rmax 30/Km)  
**Gualina**  
 Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)  
**Marcatura**  
 PRYSMIAN (\*\*) ARE4H5E <tensione>  
 <sezione> <anno>

(\*\*) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro  
 Marcatura metrica ad inchiostro

**Applicazioni**

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

**Accessori idonei**

**Terminali**

ELT-1C (pag. 115), ELT0-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)

**Giunti**

ECOSPEED™ (pag. 140)

**Standard**

HD 620/IEC 60502-2

**Cable design**

**Core**  
 Compact stranded aluminium conductor  
**Inner semi-conducting layer**  
 Extruded compound  
**Insulation**  
 Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)  
**Outer semi-conducting layer**  
 Extruded compound  
**Protective layer**  
 Semiconductive watertight tape  
**Screen**  
 Aluminium tape longitudinally applied  
 (Rmax 30/Km)  
**Sheath**  
 Polyethylene: red colour (DMP 2 type)  
**Marking**  
 PRYSMIAN (\*\*) ARE4H5E <rated voltage>  
 <cross-section> <year>

(\*\*) production site label

Embossed marking each meter  
 Ink-jet meter marking

**Applications**

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

**Suitable accessories**

**Terminations**

ELT-1C (pag. 115), ELT0-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)

**Joints**

ECOSPEED™ (pag. 140)



**Condizioni di posa / Laying conditions**



MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

## ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV  
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

### Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E

sezione nominale	diámetro conduttore	diámetro sull'isolante	diámetro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius
(mm <sup>2</sup> )	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio	
conductor cross-section	open air installation	p=1 °C m/W	p=2 °C m/W
(mm <sup>2</sup> )	(A)	(A)	(A)

#### Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

#### Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	225
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

#### Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	480
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

#### Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	285
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

Valori di I<sub>0</sub> alle condizioni di riferimento:

ARE4H5E 18/30kV Sezione nominale [mm <sup>2</sup> ]	Portata [A] (Trifoglio)	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]	Reattanza di fase [Ohm/km]	Impedenza a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]
70	213	0,5680	0,13	0,58
95	255	0,4110	0,12	0,43
120	291	0,3250	0,12	0,35
150	324	0,2650	0,11	0,29
185	368	0,2110	0,11	0,24
240	426	0,161	0,11	0,19
300	480	0,129	0,1	0,16
400	549	0,1	0,1	0,14
500	624	0,071	0,09	0,11
630	709	0,05	0,08	0,09

Valori di I<sub>L</sub> alle condizioni operative, (applicando i coefficienti correttivi):

ARE4H5E 18/30kV Sezione nominale [mm <sup>2</sup> ]	Portata [A] (Trifoglio)	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]	Reattanza di fase [Ohm/km]	Impedenza a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]
70	163,58	0,5680	0,13	0,58

95	195,84	0,4110	0,12	0,43
120	223,49	0,3250	0,12	0,35
150	248,83	0,2650	0,11	0,29
185	282,62	0,2110	0,11	0,24
240	327,17	0,1610	0,11	0,19
300	368,64	0,1290	0,1	0,16
400	421,63	0,1000	0,1	0,14
500	479,23	0,0710	0,09	0,11
630	544,51	0,0500	0,08	0,09

### 8.3.3. Dimensionamento dei cavi rispetto alle sollecitazioni termiche di corto circuito

L'Allegato A.68 "Centrali Fotovoltaiche – Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di protezione, regolazione e controllo" definisce la corrente di cortocircuito minima per il dimensionamento delle condutture ed apparecchiature pari a 20 kA per una durata di un secondo per la connessione di impianti con tensione maggiore a 110 kV alla RTN. Sulla base di questo è possibile effettuare il calcolo della sezione minima dei cavi in MT e AT, come riportato di seguito.

La Norma CEI 11-17 al paragrafo 2.2.02 definisce le modalità di calcolo per la scelta del conduttore in relazioni a condizioni di sovracorrente. La scelta è fatta in modo tale che la temperatura del conduttore per effetto della sovracorrente non sia dannosa, come entità e durata, per l'isolamento o per gli altri materiali con cui il conduttore è in contatto o in prossimità.

Considerata la sovracorrente praticamente costante e il fenomeno termico sia di breve durata (cortocircuito) in modo da potersi considerare di puro accumulo (regime adiabatico), la sezione del conduttore può determinarsi mediante la seguente relazione:

$$K^2 S^2 \geq (I^2 t)$$

Dove:

- S è la sezione del conduttore in mm<sup>2</sup>;
- I è la corrente di cortocircuito, pari a 20 kA (valore precedentemente calcolato);
- t è la durata della corrente di cortocircuito, pari a 1 s (coincide con il tempo di eliminazione del guasto stabilito dal progettista);
- K costante termica del cavo scelto, ( $K_{MT} = 92$ ).

Il valore del coefficiente K dipende dalla temperatura iniziale e finale di cortocircuito, come riportato in tabella.

**Tab. 2.2.02 Valori del coefficiente K in funzione delle temperature iniziali e finali di cortocircuito per conduttori di rame e di alluminio**

	Temperatura iniziale $\theta_a$ (°C)	1	2	3	4	5	6
		Temperatura finale $\theta_{cc}$ (°C)					
		140	160	180	200	220	250
Conduttori di rame	130	37	64	81	95	106	120
	120	53	74	89	102	113	126
	110	65	83	97	109	119	132
	100	76	92	105	116	125	138
	90	86	100	112	122	131	143
	85	90	104	115	125	134	146
	80	94	108	119	129	137	149
	75	99	111	122	132	140	151
	70	103	115	125	135	143	154
	65	107	119	129	138	146	157
	60	111	122	132	141	149	160
	50	118	129	139	147	155	165
	40	126	136	145	153	161	170
	30	133	143	152	159	166	176
20	141	150	158	165	172	181	
Conduttori di alluminio	130	24	41	52	61	68	78
	120	34	48	58	66	73	81
	110	42	54	63	70	77	85
	100	49	59	67	75	81	89
	90	55	64	72	79	85	92
	85	58	67	74	81	86	94
	80	61	69	77	83	88	96
	75	64	72	79	85	90	98
	70	66	74	81	87	92	99
	65	69	76	83	89	94	101
	60	72	79	85	91	96	103
	50	77	83	90	95	100	105
	40	81	88	94	99	104	110
	30	86	92	98	103	107	114
20	91	97	102	107	111	117	

Così come indicato nella Norma CEI 11-17, la temperatura iniziale del conduttore si assume uguale a quella massima ammissibile in regime permanente (massima temperatura di servizio) e la temperatura finale di cortocircuito si assume uguale a quella massima di cortocircuito per i diversi isolanti.

Per le linee MT verranno impiegati cavi in Alluminio ARE4H5E 18/30 kV con isolante in mescola di polietilene reticolato, aventi massima temperatura di servizio pari a 90 °C e massima temperatura di cortocircuito pari a 250 °C. Pertanto, con tali valori di temperatura si ricava il valore della costante termica K che è pari a 92. Risolvendo la relazione precedente per S:

$$S_{MT} = (I_{cc} * \sqrt{t}) / K = [20 * \sqrt{(1)}] / 92 = 217,4 \text{ mm}^2$$

La sezione minima scelta è pari a 240 mm<sup>2</sup>.

#### 8.3.4. Collegamenti elettrici

I terminali di ognuna delle stringhe confluiranno verso i quadri di sezionamento stringhe e da questi agli inverter, con percorso prima in tubo corrugato HDPE e poi in canalina portacavi. Il percorso dagli inverter al quadro di parallelo o avverrà sempre in canalina portacavi.

Assieme ai cavi di potenza, dal generatore fotovoltaico andranno posati, all'interno della medesima canalizzazione, anche i collegamenti equipotenziali delle strutture di fissaggio; si dovranno collegare tutti i traversi insieme tramite uno spezzone di cavo G/V, fissato con capocorda ad occhiello e bullone in acciaio inox. La serie delle strutture di ciascuna stringa dovrà quindi essere collegata alla barra equipotenziale.

#### 8.4. Impianto di messa a terra

In base alla norma CEI EN 50522 e alla CEI 64-8, tale impianto è da considerarsi come segue:

- lato corrente continua (CC) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all'impianto di terra dell'utente;
- lato corrente alternata (CA) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all'impianto di terra dell'utente.

Le masse del circuito saranno collegate tra di loro mediante il conduttore di protezione (sezioni minime: 2,5 mm<sup>2</sup> rame o 16 mm<sup>2</sup> alluminio se è prevista una protezione meccanica; 4 mm<sup>2</sup> o 16 mm<sup>2</sup> alluminio se non è prevista una protezione meccanica), collegato all'impianto di messa a terra. Nell'area dedicata alla centrale fotovoltaica sarà realizzato un impianto di terra con i relativi dispersori intenzionali a maglia di corda di rame di sezione minima 35 mm<sup>2</sup>.

Il dimensionamento dell'impianto di terra terrà conto dei dispersori di fatto. L'impianto di terra sarà dimensionato in modo da rendere le tensioni di passo e contatto, all'interno e nelle vicinanze delle aree su cui insistono gli impianti, inferiori ai valori prescritti dalle Norme. Inoltre, l'impianto di terra garantirà la protezione di impianti ed apparecchiature contro l'elettricità statica. Oltre ai requisiti precedentemente indicati sarà garantita la funzionalità delle messe a terra di funzionamento, legate ad apparecchiature o ad interventi di manutenzione che si dovessero venire a creare. L'impianto di terra e contro le scariche atmosferiche sarà dimensionato per resistere anche alle sollecitazioni meccaniche ed alla corrosione; particolare cura sarà posta nella realizzazione delle connessioni e delle saldature tra le varie parti dell'impianto di terra, al fine di garantire l'adeguata continuità metallica dell'intero impianto di terra.

#### 8.5. Sistema di monitoraggio

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di analizzare le grandezze di interesse del funzionamento dell'impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485, Modbus TCP, gateway e attraverso modem anche da remoto. Il sistema di monitoraggio sarà collegato al Controllore Centrale d'Impianto, per la trasmissione dei dati al DSO, conformemente all'elaborato "C22001S05-PD-EE-11-01 – Rete Dati".

L'hardware del sistema sarà composto da:

- Sistema SCADA (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);

- interfaccia RS 485;
- sensore di temperatura ambiente;
- sensore di irraggiamento;
- sensore di vento (velocità e direzione);
- linee di collegamento via RS 485 e Modbus TCP.

## 8.6. Profondità e sistema di posa cavi

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,20 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Le modalità di esecuzione dei cavidotti su strade di parco, nell'ipotesi in cui vengano realizzati contestualmente, saranno le seguenti:

- FASE 1 (apertura delle piste laddove necessario):
  - apertura delle piste e stesura della fondazione stradale per uno spessore di cm 40;
- FASE 2 (posa cavidotti):
  - Scavo a sezione obbligata fino alla profondità relativa di -1,20 m dalla quota di progetto stradale finale;
  - collocazione della corda di rame sul fondo dello scavo e costipazione della stessa con terreno vagliato proveniente dagli scavi;
  - collocazione delle terne di cavo MT, nel numero previsto come da schemi di collegamento;
  - collocazione della fibra ottica;
  - rinterro con materiale granulare classifica A1 secondo la UNI CNR 10001 e s.m.i.
  - rinterro con materiale proveniente dagli scavi compattato, per uno spessore di 25 cm;
  - collocazione di nastro segnalatore della presenza di cavi di media tensione;
  - rinterro con materiale proveniente dagli scavi del pacchetto stradale precedentemente steso (in genere 40 cm);
- FASE 3 (finitura del pacchetto stradale):
  - Stesura dello strato di finitura stradale pari a 20 cm fino al piano stradale di progetto finale con materiale proveniente da cava o da riutilizzo del materiale estratto in situ (vedi piano di utilizzo in situ delle terre e rocce da scavo).

Le modalità di esecuzione dei cavidotti su strade di parco, qualora i cavidotti vengano posati precedentemente alla realizzazione della viabilità, saranno suddivise nelle seguenti fasi.

- FASE 1 (posa dei cavidotti):

- Scavo a sezione obbligata fino alla profondità relativa di -1,20 m dalla quota di progetto stradale finale;
  - collocazione della corda di rame sul fondo dello scavo e costipazione della stessa con terreno vagliato proveniente dagli scavi;
  - collocazione delle terne di cavo MT, nel numero previsto come da schemi di collegamento;
  - collocazione della fibra ottica;
  - rinterro con sabbia o misto granulare stabilizzato con legante naturale, vagliato con pezzatura idonea come da specifiche tecniche, per uno spessore di 20 cm;
  - rinterro con materiale degli scavi compattato, per uno spessore di 25 cm;
  - collocazione di nastro segnalatore della presenza di cavi di media tensione;
  - collocazione di fondazione stradale con materiale proveniente dagli scavi se idoneo (Classe A1 UNICNR10006) fino al raggiungimento della quota della strada esistente.
- FASE 2 (finitura del pacchetto stradale):
- Collocazione di fondazione stradale con materiale proveniente dagli scavi se idoneo (Classe A1 UNICNR10006) fino alla profondità relativa di -0,20 m dalla quota di progetto stradale finale;
  - stesura dello strato di finitura stradale pari a 20 cm fino al piano stradale di progetto finale con materiale proveniente da cava o da riutilizzo del materiale estratto in situ (vedi piano di utilizzo in situ delle terre e rocce da scavo);

Per conoscere tutte le sezioni tipo e maggiori particolari, si rimanda alla relativa tavola di progetto.

## 9. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE (CODICE PRATICA: 202200249)

La connessione prevede l’inserimento dell’impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) a 150 kV della RTN, da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV RTN “Latera-S. Savino”, previa realizzazione di:

- un ampliamento della stazione RTN a 150 kV di Arlena;
- un nuovo elettrodotto RTN in cavo a 150 kV di collegamento dalla nuova SE RTN, con l’ampliamento della SE RTN di Arlena;
- raccordi RTN a 150 kV, di cui al Piano di Sviluppo Terna, di collegamento della linea RTN a 150 kV “Arlena SE – Canino” con la stazione elettrica di trasformazione RTN 380/150 kV di Tuscania.

## 10. GESTIONE DELL’IMPIANTO

La centrale viene tenuta sotto controllo-mediante un sistema di supervisione che permette di rilevare le condizioni di funzionamento con continuità e da posizione remota.

A fronte di situazioni rilevate dal sistema di monitoraggio, di controllo e di sicurezza, è prevista l’attivazione di interventi da parte di personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell’impianto, le cui principali funzioni possono riassumersi nelle seguenti attività:

- servizio di guardia;



- conduzione impianto, in conformità a procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata;
- manutenzione preventiva ed ordinaria, programmate in conformità a procedure stabilite per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto sarà effettuata generalmente con ispezioni a carattere giornaliero, mentre la manutenzione ordinaria sarà effettuata con interventi a periodicità mensile.

## 11. CRONOPROGRAMMA

Di seguito si riporta il cronoprogramma studiato per il caso in oggetto e che tiene conto delle seguenti macro attività:

1. Progettazione esecutiva e iter autorizzativo;
2. Allestimento area di cantiere;
3. Opere di scavo e sbancamento, recinzione area;
4. Cavidotti MT;
5. Impianto Illuminazione parco;
6. Impianto Fotovoltaico – opere elettriche;
7. Smantellamento opere provvisionali;
8. Opere di mitigazione ambientale;
9. SSEU;
10. Collaudo e messa in esercizio del parco.

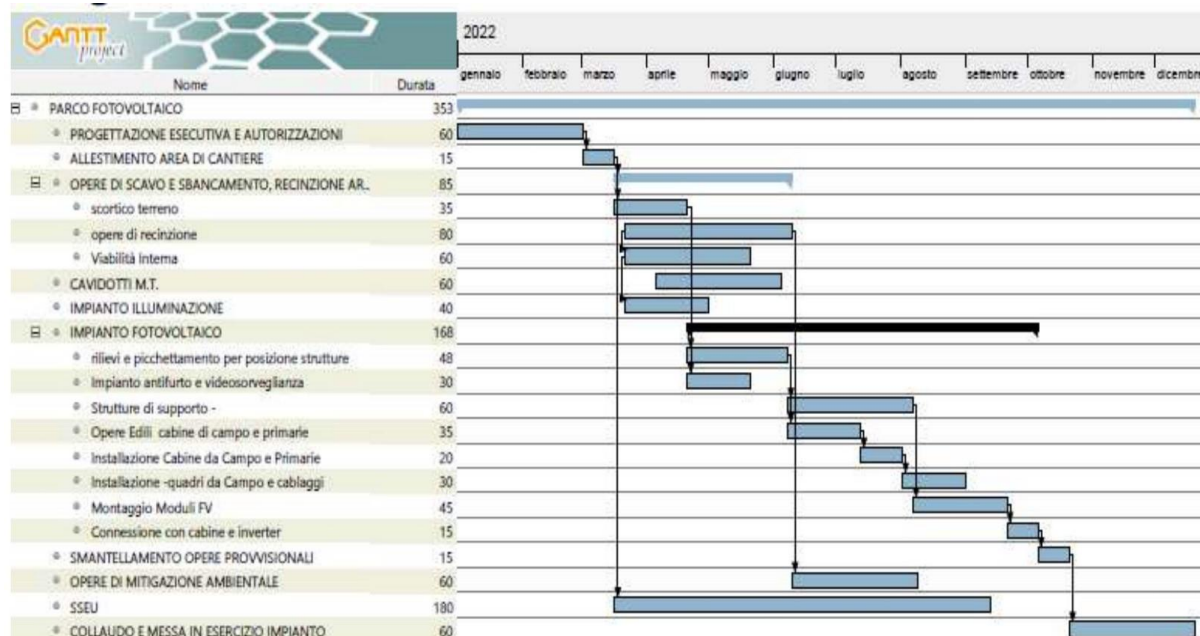


Figura 19 - Gantt project

### Attività

Nome	Durata
PARCO FOTOVOLTAICO	353
PROGETTAZIONE ESECUTIVA E AUTORIZZAZIONI	60
ALLESTIMENTO AREA DI CANTIERE	15
OPERE DI SCAVO E SBANCAMENTO, RECINZIONE AREA	85
scortico terreno	35
opere di recinzione	80
Viabilità Interna	60
CAVIDOTTI M.T.	60
IMPIANTO ILLUMINAZIONE	40
IMPIANTO FOTOVOLTAICO	168
rilievi e picchettamento per posizione strutture	48
Impianto antifurto e videosorveglianza	30
Strutture di supporto -	60
Opere Edili cabine di campo e primarie	35
Installazione Cabine da Campo e Primarie	20
Installazione -quadri da Campo e cablaggi	30
Montaggio Moduli FV	45
Connessione con cabine e inverter	15
SMANTELLAMENTO OPERE PROVVISORIALI	15
OPERE DI MITIGAZIONE AMBIENTALE	60
SSEU	180
COLLAUDO E MESSA IN ESERCIZIO IMPIANTO	60

I tempi previsti per la realizzazione dell'opera sono sintetizzati nella seguente tabella:

ATTIVITA' LAVORATIVA	Giorni Naturali e Conseguitivi
Progettazione Esecutiva e Iter Autorizzativo	60
Allestimento Area di Cantiere	15

Opere di Sbancamento, Recinzione area	85
Cavidotti MT	60
Illuminazione interna	40
Impianto Fotovoltaico: strutture, opere connesse, cabine, moduli e connessioni	168
Smantellamento opere provvisori	15
Opere di mitigazione ambientale	60
SSEU	180
Collaudo e messa in esercizio impianto	60

Relativamente alle sole opere edili ed elettriche, riportate nel computo metrico estimativo, depurando il cronoprogramma dalla fase progettuale e dai collaudi finali, si stimano in totale **233 giorni naturali e consecutivi per le sole opere edili ed elettriche.**

## 12. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Analizzando il progetto, finalizzato alla realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da destinarsi alla vendita, le prime considerazioni di carattere generale, politica ed occupazionale sono da ricercarsi nelle seguenti condizioni:

- la disponibilità di territorio atto alla realizzazione di un tale impianto che presenta una situazione priva di vegetazione arborea, con la giusta esposizione, servito da linee elettriche, peraltro già esistenti in loco a distanze economicamente ragionevoli, con modeste antropizzazioni e scarsa visibilità dai punti panoramici circostanti;
- la situazione politico – economica in atto, che rende economicamente interessanti e vantaggiosi investimenti aventi questo genere di finalità e comunque rivolti a produzioni energetiche alternative;
- le importanti ricadute sul territorio comunale sia in termini di valorizzazione delle risorse ambientali che di sviluppo economico grazie alla formazione di nuovi e rilevanti posti di lavoro per le attività di cantiere e di manutenzione degli impianti fotovoltaici e delle relative opere di connessione.

In sintesi, si può affermare che l'inserimento dell'impianto fotovoltaico in progetto nel territorio, e le scelte che hanno guidato la realizzazione di un tale intervento infrastrutturale, devono essere inserite all'interno della più ampia azione di sostenibilità ambientale. La realizzazione dell'opera si inserisce in un contesto di generazione energetica alternativa alle fonti esauribili: il presente impianto andrà a sfruttare solo ed esclusivamente energia pulita ed inesauribile quale quella rappresentata dall'irradiazione solare, per fini pienamente in linea con gli indirizzi dettati dalle normative internazionali (Protocollo di Kyoto), nazionali (Piano Energetico Nazionale) e Regionali (Piano Energetico Regionale).

### 13. COSTO DELL'OPERA E STIMA SULLA DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

#### 13.1. Quadro economico sui costi di realizzazione

Di seguito si riporta il Quadro Economico ove si propone la stima dei costi relativi alla gestione del progetto, consulenze, direzione lavori e oneri di spesa. Le somme previste sono tutte comprensive di I.V.A. e oneri previdenziali per le spese di consulenza:

<b>QUADRO ECONOMICO GENERALE</b> Valore complessivo dell'opera privata			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	I.V.A %	Totale € (IVA compresa)
<b>A) COSTO DEI LAVORI</b>			
A.1) Interventi previsti	13.465.343,06	10	14.811.877,37
A.2) oneri di sicurezza	56.327,78	10	61.960,56
A.3) Opere di mitigazione	60.000,00	10	66.000,00
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	40.000,00	10	44.000,00
<b>TOTALE A)</b>	<b>13.621.670,84</b>		<b>14.983.837,92</b>
<b>B) SPESE GENERALI</b>			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità	224.882,00	22	274.356,04
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	47.651,00	22	58.134,22
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	40.000,00	22	48.800,00
B.4) Spese per rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluso le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	27.214,00	22	33.201,08
B.5) Oneri di legge sulle spese tecniche B,1), B,2), B,4) e collaudi B.3)	10.595,28	22	12.926,24
B.6) Imprevisti	269.306,86	22	328.554,37
B.7) Spese varie	***	***	***
<b>TOTALE B)</b>	<b>619.649,14</b>	---	<b>755.971,95</b>
C) Eventuali altre imposte e contributi per legge: oneri di conferimento in discarica	146.890,00	22	179.205,80

<b>"Valore complessivo dell'opera"</b>			
<b>TOTALE (A + B + C)</b>	<b>14.388.209,98</b>	---	<b>15.919.015,68</b>

### 13.2. Stima dei Costi di Dismissione Impianto a fine vita

A fine vita si procederà prima allo smantellamento dell'impianto e delle strutture accessorie presenti e dopo al ripristino e risistemazione dell'area dell'impianto.

E' previsto l'affidamento a ditta specializzata delle operazioni suddette, con l'apertura di un apposito cantiere. Si ritiene che l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio dell'impianto comprenda implicitamente anche l'autorizzazione alla messa in ripristino dello stato dei luoghi, previa dismissione dell'impianto medesimo.

Per la costituzione del nuovo cantiere dovrà essere inviata apposita comunicazione alle autorità competenti, indicando le fasi operative, le aree di stoccaggio temporaneo previste e le modalità di gestione dei materiali di risulta (rifiuti speciali) nonché quelle preposte alla sicurezza sui cantieri.

La dismissione prevede lo smantellamento dei moduli fotovoltaici avendo cura di non romperli, vetri in particolare, e di stocarli separatamente dalle strutture di sostegno in metallo.

A questo punto si procederà con la raccolta dei cavi di collegamento e dei necessari scavi per lo scalzamento degli stessi.

La fase successiva prevede la raccolta di tutte le apparecchiature elettriche ed elettroniche per poi passare alla fase di smantellamento di tutte le opere edili prefabbricate e no.

Di seguito si riporta il quadro generale riepilogativo dei costi sulla dismissione:

Numero e codice	Descrizione	MISURE				Quantità	Prezzo (€)	Totale (€)
		N° parti	Lungh.	Largh.	Alt./Pesi			
<b>QUADRO RIEPILOGATIVO GENERALE</b>								
	<b>Totale Lavorazioni</b>							<b>1.330.940,16 €</b>
	<b>Totale Sicurezza Speciale</b>							119.039,82 €
	<b>Totale progetto</b>							<b>1.449.979,98 €</b>
<b>QUADRO RIEPILOGO PER CAPITOLI E SOTTOCAPITOLI</b>								
	<b>DISMISSIONE IMPIANTO FV</b>							
	RIPRISTINO DEI LUOGHI CAVIDOTTO							38.359,90 €
	SICUREZZA SPECIALE ---							119.039,82 €
	SCAVI, SBANCAMENTI INFRASTRUTTURE ---							14.226,05 €
	RIMOZIONE CAVI E CAVIDOTTI ---							991.927,50 €
	DISMISSIONE OPERE CIVILI ---							415.348,95 €
	DISMISSIONE LOCALI TECNICI, APARECCHIATURE ELETTRICHE, PANNELLI ---							446.000,00 €
	RIPRISTINO DEI LUOGHI ---							151.031,00 €
	TRASPORTO A RIFIUTO E CONFERIMENTO IN DISCARICA ---							43.826,82 €
	RECUPERO MATERIALI RICICLABILI ---							-769.780,06 €
	<b>Totale Capitolo DISMISSIONE IMPIANTO FV €</b>							<b>1.449.979,98 €</b>



IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE 2"  
RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO  
DEFINITIVO



16/12/2022

REV: 01

Pag. 46

### 13.2.1. Opere di ripristino ambientale

Terminate le operazioni di smobilizzo delle componenti l'impianto, nei casi in cui il sito non verrà più interessato da nuovi impianti o potenziamenti, si provvederà a riportare tutte le superfici interessate allo stato ante operam.

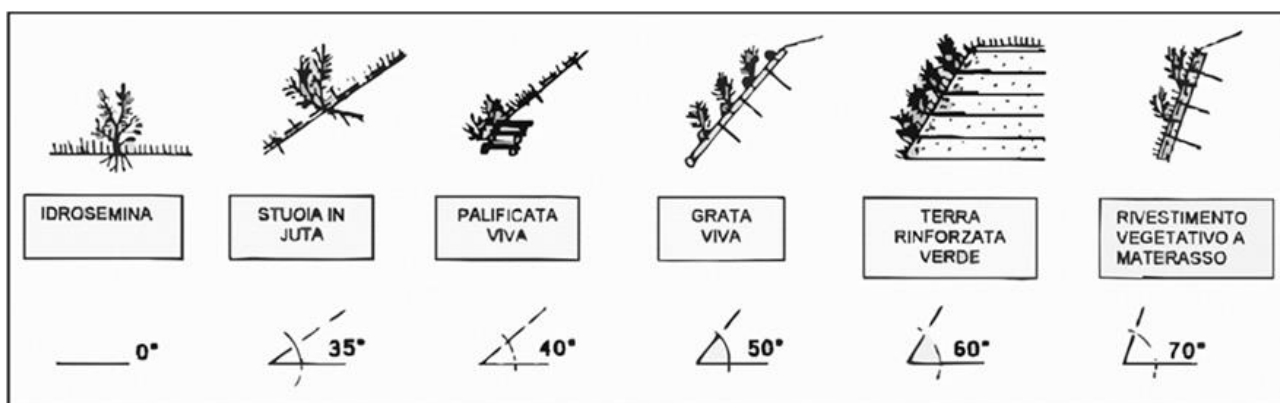
Quindi le superfici occupate dalle pannellature e dalle cabine, le strade di servizio all'impianto ed eventuali opere di regimentazione acque, una volta ripulite verranno ricoperte con uno strato di terreno vegetale di nuovo apporto e operata l'idro-semina di essenze autoctone o, nel caso di terreno precedentemente coltivato, a restituito alla funzione originaria. Le attività di smontaggio producono le stesse problematiche della fase di costruzione: emissioni di polveri prodotte dagli scavi, dalla movimentazione di materiali sfusi, dalla circolazione dei veicoli di trasporto su strade sterrate, disturbi provocati dal rumore del cantiere e del traffico dei mezzi pesanti. Pertanto, saranno riproposte tutte le soluzioni e gli accorgimenti tecnici già adottati nella fase di costruzione e riportati nella relazione di progetto contenente gli studi ambientali.

Vista la natura dei luoghi, la morfologia e tipologia del terreno non sono previsti particolari interventi di stabilizzazione e di consolidamento ad eccezione di piccoli interventi di inerbimento mediante semina a spaglio o idro-semina di specie erbacee delle fitocenosi locali, a trapianti delle zolle e del cotico erboso nel caso in cui queste erano state in precedenza prelevate o ad impianto di specie vegetali ed arboree scelte in accordo con le associazioni vegetali rilevate. Le opere di ripristino possono essere estese a tutti gli interventi che consentono una maggiore conservazione degli ecosistemi ed una maggiore integrazione con l'ambiente naturale.

Difatti le operazioni di ripristino possono consentire, attraverso una efficace minimizzazione degli impatti, la conservazione degli habitat naturali presenti. Le opere di ripristino degli impianti fotovoltaici, si riferiscono essenzialmente al rinverdimento e al consolidamento delle superfici sottratte per la realizzazione dei percorsi e delle aree necessarie alla realizzazione dell'impianto.

Il concetto generale è quello di impiegare il più possibile tecnologie e materiali naturali, ricorrendo a soluzioni artificiali solo nei casi di necessità strutturale e/o funzionale. Deve comunque essere adottata la tecnologia meno complessa e a minor livello di energia (complessità, tecnicismo, artificialità, rigidità, costo) a pari risultato funzionale e biologico.

Le opere di copertura consistono nella semina di specie erbacee per proteggere il suolo dall'erosione superficiale, dalle acque di dilavamento e dall'azione dei vari agenti meteorologici, ripristinando la copertura vegetale. Sono interventi spesso integrati da interventi stabilizzanti. Le principali opere di copertura sono: le semine a spaglio, le idro-semine, le semine a spessore, le semine su reti o stuoie, le semine con coltre protettiva (paglia, fieno ecc.). Di seguito ne vengono schematizzati alcuni a seconda del dislivello da stabilizzare:



#### 14. TERRE E ROCCE DA SCAVO

Per la realizzazione dell'opera è prevista un'attività di movimento terre notevole, che si può distinguere nelle seguenti tipologie:

- terreno vegetale da scotico per la realizzazione della viabilità e delle fondazioni;
- materiali provenienti dagli scavi in sito utilizzati per la realizzazione della viabilità, dei cavidotti e delle fondazioni;
- materiali di nuova fornitura necessari per la formazione dello strato finale di strade.

Allo stato attuale è previsto, come già detto, la quasi totalità del riutilizzo in sito delle prime due tipologie e, di conseguenza, anche uno scarso utilizzo della terza tipologia. Per i materiali di nuova fornitura di cui alla terza tipologia, ci si approvvigionerà da cave di prestito autorizzate il più vicino possibile all'area di cantiere, utilizzando il più possibile materiali di recupero certificati.

Il riutilizzo del materiale all'interno del sito ha consentito una buona riduzione di prodotti destinati a discarica consentendo anche una buona riduzione di trasporti su ruota.

L'uso di un frantoio in cantiere consentirà di riutilizzare nelle modalità migliori il materiale a disposizione.

Il volume di materiale che non verrà riutilizzato all'interno del cantiere potrà essere impiegato per rimodellamenti di aree morfologicamente depresse in conformità al piano di riutilizzo delle terre e rocce da scavo da redigersi ai sensi del DPR 120/2017 o trasportato a discarica autorizzata.

Per quanto riguarda i cavidotti, si evidenzia che tutto il materiale di scavo potrà essere riutilizzato fatta eccezione per i tratti stradali asfaltati in cui il bitume sarà trasportato a discarica.

Il resoconto finale del bilancio delle terre e rocce da scavo è riportato nella tabella seguente:

<b>BILANCIO VOLUMI DI SCAVO E MATERIALI DA RIFIUTO</b>		
<b>VOLUME DI SCAVO TOT.</b>		<b>25819,80 mc</b>
<b>TOT. TERRENO RIUTILIZZATO</b>		<b>11310,79 mc</b>
di cui riciclo terreno da scavo	<b>8579,75</b>	<b>mc</b>
di cui riciclo terreno da scotico	<b>2731,04</b>	<b>mc</b>
<b>VOLUME ECCELENDE</b>		<b>14509,01 mc</b>
di cui terreno da scavo (prof.>60 cm)	<b>12356,11</b>	<b>mc</b>
di cui terreno vegetale (prof. <60 cm)	<b>1299,96</b>	<b>mc</b>
<b>MATERIALE DA RIFIUTO</b>		<b>180,00 mc</b>
<b>TOTALE MATERIALE ECCELENDE</b>		<b>14689,01 mc</b>

Le attività di scavo per le varie fasi della realizzazione del progetto comportano un volume di materiale di scavo pari a circa 25.819,80 mc, come riportato nella tabella precedente, così ripartito:

- 1.299,96 mc da scavo superficiale con profondità non superiore a 60 cm;
- 12.356,11 mc da materiale da scavo profondo oltre i 60 cm.

Il materiale da scavare, dalle preventive analisi, deve presentare caratteristiche di classificazione secondo UNI CNR 10001 e s.m.i. tali da poterlo definire idoneo per gli usi di costruzione del parco. Nell'ottica di riutilizzare quanto più materiale possibile, si prevede un riutilizzo globale del materiale da scavo di 11.310,79 mc così ripartito:

- 8.579,75 mc provenienti dal riciclo del materiale da scavo;
- 2.731,04 mc provenienti dal riciclo del materiale da scavo stabilizzato.

Il riutilizzo del materiale all'interno del sito consente una buona riduzione di prodotti destinati a discarica consentendo anche una buona riduzione di trasporti su ruota.

Il volume di materiale da scavo eccedente dalla lavorazione ammonta a circa 14.689,01 mc, di cui la totalità potrà essere impiegato per leggeri livellamenti all'interno delle aree del parco e comunque in conformità al piano di riutilizzo delle terre e rocce da scavo da redigersi ai sensi del DPR 120/2017.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato "C22001S05-PP-RT-07-01 - Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo".

## 15. SICUREZZA NEI CANTIERI

I lavori si svolgeranno nel rispetto della normativa vigente, con particolare riferimento al Testo Unico sulla Sicurezza (Decreto Legislativo 9 aprile 2008, n. 81 e ss.mm.ii). Pertanto, ai sensi della predetta normativa, in fase di progettazione, Iberdrola Renewable Italia S.p.A. provvederà a nominare un Coordinatore della sicurezza per la progettazione abilitato che redigerà il Piano di Sicurezza e di Coordinamento e il fascicolo d'opera. Successivamente, in fase di realizzazione dell'opera, sarà nominato un Coordinatore della sicurezza per l'esecuzione dei lavori, anch'esso abilitato, che vigilerà



durante tutta la durata dei lavori sul rispetto da parte delle ditte appaltatrici delle norme di legge in materia di sicurezza e delle disposizioni previste nel Piano di Sicurezza e di Coordinamento.

Nello specifico il cantiere sarà suddiviso in due “zone di lavoro”:

- Parco fotovoltaico;
- Cavidotto MT esterno parco;

I due cantieri funzioneranno in maniera indipendente tra loro, evitando così eventuali interferenze, e potranno essere istituiti sia contemporaneamente sia in sequenza o in combinazione tra di essi.