

# REGIONE BASILICATA PROVINCIA DI POTENZA COMUNE DI MONTEMILONE

**Progetto di due impianti agrivoltaici avanzati per la produzione di energia elettrica, denominati Montemilone 1 CP: 202300145 della potenza nominale di 61.920 kW e Montemilone 2 CP: 202300146 della potenza nominale di 51.660 kW, ubicati in Località Perillo Soprano, La Sterpara, Santa Maria nel Comune di Montemilone (PZ) per una potenza nominale complessiva di 113.580 kW comprensivo delle opere di rete per la connessione a 36kV alla RTN di Terna Spa**



## PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE COMPRESIVO DELLE OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE

ELABORATO

### RELAZIONE TECNICA

DATA: Dicembre 2023

Scala: -

Nome file: NPB1\_MTM\_C1 - RELAZIONE TECNICA

PROPONENTE

**NP Basilicata 1**

NP Basilicata 1 S.r.l.  
Galleria Passarella n. 2, 20122 Milano (MI)  
Partita IVA 13004260967  
PEC: npbasilicata1@legalmail.it

NP Basilicata 1 S.r.l.  
Galleria Passarella, 2  
20122 MILANO  
P.IVA - C.F. 13004260967

ELABORATO DA:

Entrope Srl  
Dott. Sc. Amb. Enrico Forcucci  
Via per Vittorito Zona PIP  
65026 Popoli (PE)  
Tel/Fax 085986763  
PIVA 01819520683

Arch. Pasqualino Grifone  
Piazza Sirena, 8  
66023 - Francavilla al Mare



Agronomo Nicola Pierfranco Venti  
Via A. Volta, 1  
65026 Popoli (PE)

revisione	descrizione	data	Elab. n.
A	Modifica soluzione di connessione Montemilone 1 CP: 202300145 su nuova SE a Spinazzola (BT)	Aprile '24	<b>C1</b>
B			
C			

## Sommario

1	PREMESSE.....	3
2	DEFINIZIONI .....	9
2.1	RETE ELETTRICA .....	9
2.2	IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	9
3	UBICAZIONE DELL’IMPIANTO DI PRODUZIONE .....	12
3.1	DESTINAZIONE URBANISTICA.....	13
4	PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI E VINCOLI.....	14
4.1	VINCOLI.....	14
4.2	AREE IDONEE DM 2010 .....	15
4.3	AREE IDONEE DLGS 199/2021 .....	17
4.4	PROCEDIMENTI AMIBENTALI.....	19
4.5	CONFORMITA DEL PROGETTO ALLE LINEE GUIDA AGRIVOLTAICO DI GIUGNO 2022 .....	20
4.6	Caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici.....	21
4.6.1	REQUISITO A: l’impianto rientra nella definizione di “agrivoltaico” .....	22
4.6.2	REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell’impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli .....	26
4.6.3	REQUISITO C: l’impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra.....	27
4.6.4	REQUISTI D ed E: i sistemi di monitoraggio .....	29
5	DIMENSIONAMENTO IMPIANTO.....	37
5.1	Producibilità dell’impianto attesa .....	39
6	DESCRIZIONE TECNICA DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	40
6.1	GENERALITÀ.....	40
6.2	MODULI FOTOVOLTAICI.....	49
6.3	STRUTTURE DI SOSTEGNO .....	50
6.3.1	Caratteristiche strutturali .....	52
6.3.2	Resistenza al vento e posizione di sicurezza .....	52
6.3.3	Ancoraggi .....	53
6.3.4	Rivestimento protettivo dei pali infissi nel terreno .....	54
6.4	INVERTER.....	55
6.5	CABINE ELETTRICHE.....	64
6.5.1	CABINA DI INVERTER E DI TRASFORMAZIONE .....	64
6.5.2	LOCALI TECNICI E CABINE O&M.....	64
6.5.3	CABINA RACCOLTA CAVI E SEZIONAMENTI.....	64
6.6	SCAVI E CANALIZZAZIONI.....	68
6.7	CAVI ELETTRICI E CABLAGGI.....	70
6.8	CARATTERISTICHE DEI TRASFORMATORI BT/MT .....	78
6.8.1	ATTIVITÀ SOGGETTE AGLI OBBLIGHI DI PREVENZIONE INCENDI .....	78
6.9	POZZETTI E CHIUSINI .....	79
6.10	FIBRA OTTICA.....	79
6.11	SERVIZI AUSILIARI .....	80
6.12	IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE ESTERNA E VIDEOSORVEGLIANZA.....	81
6.13	SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO (SCM) .....	82
6.14	RECINZIONE METALLICA E VERDE PERIMETRALE .....	82
6.15	FORMAZIONI DI NUOVA VIABILITA’ .....	85
6.16	IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE Montemilone 1 CP: 202300145 .....	85
6.17	IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE Montemilone 2 CP: 202300146.....	86
7	INTERFERENZE .....	89
7.1	RETICOLO IDROGRAFICO .....	89
7.1.1	POSA CON TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA .....	92
7.2	INTERFERENZE CON RETI DI TELECOMUNICAZIONE (TLC).....	96

7.2.1	CEI 103-6 limiti massimi delle forze elettromotrici indotte (FEMI) sulle reti TLC in caso di guasto ....	97
7.2.2	Parallelismo e incroci tra cavi di energia e linee di telecomunicazione (Norme CEI 11-17) .....	98
7.3	Interferenze con attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi .....	104
7.4	Interferenze con infrastrutture di ENAC ENAV .....	104
7.5	Interferenze con metanodotti di SNAM rete Gas .....	104
8	IMPIANTO DI TERRA.....	105
9	PROVVEDIMENTI PER LA PROTEZIONE .....	105
9.1	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI .....	105
9.2	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	105
10	NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO .....	106
Figura 1	- Immagini di impianti agrivoltaici – fonte: ENEA rete nazionale per l’agrivoltaico sostenibile.....	4
Figura 2	- Rappresentazione delle aree di impianto e delle opere di connessione.....	13
Figura 3	- Energia mensile prodotta.....	38
Figura 4	- Irraggiamento mensile sul piano.....	38
Figura 5	- Rappresentazione del layout di impianto, vista complessiva .....	44
Figura 6	- Rappresentazione del layout di impianto Montemilone1 – Campo6 e Campo7.....	45
Figura 7	- Rappresentazione del layout di impianto Montemilone1 Campo5 e Montemilone2 Campo3 e Campo4.....	46
Figura 8	- Rappresentazione del layout di impianto Montemilone2 Campo1, Campo2 e opere di rete.....	47
Figura 9	- Modulo fotovoltaico .....	49
Figura 10	- Particolare di un inseguitore monoassiale est-ovest in un sistema agro-fotovoltaico .....	51
Figura 11	- Ventosità della zona di Montemilone periodo 2007-2016.....	52
Figura 12	- Immagine cabina inverter .....	55
Figura 13	- Tipologico cabina con copertura in laterizio e tetto a due falde .....	66
Figura 14	- Particolare impianto di terra cabine elettriche .....	67
Figura 15	- Tipologica scavi cavidotti di campo.....	69
Figura 16	- Sezioni di scavo su strada asfaltata dorsali 36kV.....	69
Figura 17	- Cavi corrente continua .....	71
Figura 18	- Scheda tecnica e posizionamento quadri di stringa e cablaggio corrente continua.....	72
Figura 19	- Cavi corrente continua .....	73
Figura 20	- Immagine rappresentativa dei quadri di campo .....	74
Figura 21	- Cavo MT utente 36 kV.....	75
Figura 22	- Pozzetti in CAV .....	79
Figura 23	- Rappresentazione della fascia arborea perimetrale.....	82
Figura 24	- Aperture passaggio di animali su recinzione perimetrale .....	84
Figura 25	- Sezione rappresentativa della viabilità dedicata interna all’impianto .....	85
Figura 26	- Opere di collegamento alla RTN Montemilone 1 CP: 202300145 .....	86
Figura 26	- Opere di collegamento alla RTN Montemilone 2 CP: 202300146 .....	87
Figura 27	- collegamento in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica Esistente.....	88
Figura 28	- Interferenze con il reticolo idrografico.....	91
Figura 28	- Interferenze con il reticolo idrografico Cavidotto M1 CP: 202300145 e opere di ret .....	92
Figura 29	- Planimetria interferenze con reti di TLC.....	96
Figura 29	- Planimetria con reti di TLC Montemilone 1 CP: 202300145.....	97

## 1 PREMESSE

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico avanzato, ovvero un impianto caratterizzato da un utilizzo “ibrido” di terreni che saranno infatti utilizzati sia per la produzione agricola che per la produzione di energia elettrica del tipo ad inseguitori monoassiali sito nel Comune di Montemilone (PZ).

Il fotovoltaico abbinato a una agricoltura sostenibile e di qualità può costituire un elemento di rilancio e di corretta valorizzazione economica e ambientale del territorio con l’obiettivo di ridare vita e immagine all’agricoltura di pregio della Regione attraverso nuove forme di agricoltura moderne e sostenibili.

Lo scopo è quello di far coesistere generazione elettrica ed economia agricola senza sottrarre territorio utile all’agricoltura. La possibilità progettuale che si propone nel seguito nasce per meglio inserire il Progetto nel contesto ambientale e per ridurre il consumo di suolo agricolo.

Il progetto mira a coniugare produzione fotovoltaica con produzione agricola e rigenerazione/riqualificazione del territorio. Agro-fotovoltaico – anche nella variante fito-voltaica – è far coesistere generazione elettrica ed economia agricola senza sottrarre territorio utile all’agricoltura. Una innovazione agronomica che consentirà di permettere una corretta rigenerazione agronomica a terreni che fino a oggi sono stati sfruttati in maniera intensiva.

In finestre di tempo determinate dalla scienza agronomica sarà possibile modulare i tipi di colture a seconda delle vocazioni e delle necessità industriali, ambientali e sociali.

Sono sempre di più diffusi i progetti che puntano a far convivere fotovoltaico e agricoltura, con reciproci vantaggi in termini di produzione energetica, tutela ambientale, conservazione della biodiversità, mantenimento dei suoli. L’idea di base dell’agro-fotovoltaico è far sì che i terreni agricoli possano essere utilizzati per produrre energia elettrica pulita, lasciando spazio alle colture agricole.

In altri termini, si tratta di coltivare i terreni sui quali è stato realizzato un impianto fotovoltaico, in modo tale da ridurre l’impatto ambientale, ma senza rinunciare alla ordinaria redditività delle colture agricole ivi praticate. Un connubio tra pannelli solari e agricoltura che porterebbe benefici sia alla produzione di energia che a quella agricola.

In tale contesto l’impianto agrivoltaico contribuirà a:

- **Creazione di corridoi ecologici e nuovi habitat**, grazie alla corretta progettazione delle aree a verde e all’inserimento di una agricoltura più sostenibile
- **Minor utilizzo della risorsa idrica** per le colture
- Aumento della biodiversità nonché maggiorata capacità di **accumulo della CO2** e di “sequestro” della CO2 nel suolo
- Conservazione e tutela **dell’identità agricola** del territorio.



*Figura 1 - Immagini di impianti agrivoltaici – fonte: ENEA rete nazionale per l’agrivoltaico sostenibile*

Tutti i dettagli del progetto colturale sono approfonditi negli elaborati specifici di riferimento.

Per quanto riguarda il progetto nella sua interezza avrà potenza nominale complessiva di 113.580 kW, costituito da due impianti rispettivamente denominati Montemilone 1 CP: 202300145 della potenza nominale di 62.920 kW e Montemilone 2 CP: 202300146 della potenza nominale di 51.660 kW, ubicati in Località Perillo Soprano, La Sterpara, Santa Maria e comprensivi delle opere di connessione a 36kV alla rete di Terna Spa ricadenti nel Comune di Montemilone per la pratica Montemilone 2 CP: 202300146 e nel Comune di Spinazzola (BAT) per la pratica Montemilone 1 CP: 202300145.

L’area dove sorgerà l’impianto agrifotovoltaico ha un’estensione di circa 152 ettari, è attualmente utilizzata ai fini agricoli intensivi ed **ha destinazione urbanistica “ZONA AGRICOLA”** sulla base del Certificato di Destinazione Urbanistica rilasciato dal Comune in data 15.06.2023.

Il terreno dove sorgerà l’impianto agrifotovoltaico è nella disponibilità del produttore che presenta istanza di autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell’impianto di produzione in virtù di CONTRATTO PRELIMINARE UNILATERALE DI COSTITUZIONE DI DIRITTI DI SUPERFICIE, DI DIRITTO DI SERVITÙ DI ELETTRODOTTO E DI PASSAGGIO, DI COLTIVAZIONE.

Per le opere connesse ricadenti su strada pubblica si intende acquisire specifico provvedimento di concessione per passaggio e interramento nell'ambito del procedimento di autorizzazione unica.

Per le opere connesse ricadenti su beni privati sarà necessario dare corso alla procedura di esproprio di cui al DPR 327/01 e s.m.i.

L'impianto è configurato con un sistema ad inseguitore solare monoassiale di tilt. L'inseguitore solare orienta i pannelli fotovoltaici posizionandoli sempre nella direzione migliore per assorbire più radiazione luminosa possibile. È prevista l'installazione di complessivi 181.728 pannelli fotovoltaici bifacciali da 625 W per una potenza complessiva di generazione di 113.580 kWp, raggruppati in stringhe e collegate ai rispettivi inverter.

Per il progetto, suddiviso in due impianti, saranno realizzate complessivamente n. 54 cabine elettriche per la conversione DC/AC e per l'elevazione della potenza a 36 kV. Sono previste inoltre cabine locale tecnico e O&M, e le cabine di raccolta cavi 36kV provenienti dai singoli sottocampi per la partenza dei cavidotti interrati per la connessione alla rete elettrica nazionale.

L'impianto sarà idoneamente dotato dei dovuti sistemi di allarme e videosorveglianza. Saranno realizzati una rete di cavidotti interrati interni al campo fotovoltaico per la distribuzione della corrente continua e per la distribuzione della corrente alternata in bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

È prevista la costituzione di una fascia arborea-arbustiva perimetrale di 5 metri con la finalità di mitigazione e schermatura paesaggistica.

**In base a quanto indicato nel preventivo di connessione rilasciato da Terna Spa (Montemilone 1 CP: 202300145), l'allaccio alla rete prevede che entrambi gli impianti vengano collegati in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Genzano – Melfi" ricadente nel Comune di Spinazzola (BAT).** La progettazione della Futura SE della RTN 380/150kV da inserire in EE sulla linea 380kV "Genzano-Melfi" è in capo alla Società capofila SOLARIA PROMOZIONE E SVILUPPO FOTOVOLTAICO SRL CP: 202200951. La progettazione della sezione RTN 150/36kV per la connessione dei produttori a 36kV sono in capo alla Società capofila APOLLO SOLAR 2 SRL CP: 202100283.

**In base a quanto indicato nel preventivo di connessione rilasciato da Terna Spa (Montemilone 2 CP: 202300146), l'allaccio alla rete prevede che entrambi gli impianti vengano collegati in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Genzano – Melfi" ricadente nel Comune di Montemilone (PZ).** La progettazione della sezione RTN 150/36kV per la connessione dei produttori a 36kV sono in capo alla Società capofila EDISON RINNOVABILI SPA CP: 202102255.

Lo scopo del presente documento è di definire e descrivere tutti gli elementi e le indicazioni necessarie per la progettazione dell'impianto fotovoltaico, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili alla costruzione ed all'esercizio dell'impianto.

Il progetto è stato ampiamente condiviso dalla Rienzi Italia Azienda Agricola Srl, proprietaria dei terreni, che ha contribuito alla definizione dei contenuti progettuali e del progetto agro-energetico, inteso come progetto a sostegno dell'attività agricola di tipo prevalente e non semplice, quanto formale, corollario o forma di mitigazione.

Di seguito alcune considerazioni progettuali che hanno guidato lo sviluppo del progetto di agripv:

- **Orientamento tracker 24° SE:** rispetto alla configurazione ottimale per la produzione di energia elettrica, si è deciso di orientare i tracker per **garantire il rispetto della tessitura agraria, minore interferenza con le attuali pratiche agricole, parallelismo con le attuali scoline, migliore inserimento paesaggistico.** Inoltre, questa architettura dell'impianto garantisce il **rispetto delle indicazioni di corretto inserimento nel paesaggio di cui alla norma UNI/PdR 148:2023** “La giacitura delle file dei moduli, e cioè l'orientamento della trama, dovrebbe armonizzarsi con quello del paesaggio, e cioè seguire le giaciture esistenti (orientamento dei moduli simile, ad esempio, a quello dei filari di alberi esistenti)”. L'orientamento dei moduli è stato inoltre adattato alla disponibilità di luce e quindi all'uso agricolo del terreno, posizionandoli in modo uniforme sul terreno agricolo per garantire la massima omogeneità di irraggiamento.
- **Tracker 2P, pitch a 11 metri.** Coltivazione interfilare e sottotracker di 9 metri dedicata esclusivamente al grano. Fascia che risulta compatibile con il parco mezzi in dotazione alla Soc. Agricola Rienzi oltre che con altre mietitrebbie di grandi dimensioni presenti sul mercato. L'analisi tecnica agronomica ha messo in evidenza che una fascia libera interfilare di 9 metri permette di utilizzare anche le più moderne mietitrebbie tipo NewHolland CX5/CX8 e John Deree Serie 600/700 con testata di taglio unica di 9 metri, oppure mietitrebbie con testate di taglio più piccole a due passaggi di raccolta. La restante parte di terreno sotto tracker sarà comunque interessata da inerbimento a prato polifita.
- Con riferimento alle **fondazioni della struttura dell'impianto agrivoltaico**, si è adottata un sistema di fondazione a minore impatto per il suolo del tipo a palo infisso senza l'utilizzo di calcestruzzo in opera. Questo tipo di fondazioni rappresenta una soluzione reversibile che garantisce lo smaltimento a fine vita con minimo impatto sul terreno.

- I **cavidotti** saranno esclusivamente interrati, compatibilmente con le caratteristiche tecniche dell'impianto stesso (punto 7.6 della PAS CEI 82-93), sulla viabilità di collegamento tra le varie cabine elettriche e perimetralmente in corrispondenza della recinzione. I cavidotti saranno comunque realizzati rispettando i criteri di sicurezza elettrica ad opportune profondità. Le aree impegnate dai cavidotti sono escluse dal calcolo dell'area utilizzabile a scopi agricoli.
- **Modulo 625W bifacciale.** I moduli bifacciali, che permettono la raccolta anche dell'energia sul lato posteriore con il loro grado di bifaccialità, possono essere una soluzione efficace per le applicazioni agrivoltaiche laddove la componente diffusa della radiazione è rilevante, la maggior distanza tra i moduli consente una maggiore riflessione (albedo) del terreno anche con coefficienti di albedo maggiori.
- **Altezza minima da terra in posizione di massima inclinazione del tracker a 40° di 2,2 metri e altezza asse di rotazione a 3,8 metri,** compatibile quindi con l'altezza del grano a maturazione che eventualmente anche con altre colture di granelle più alte come il mais ed il girasole. Minima limitazione sulla rotazione del tracker nel periodo di maturazione della coltura, anche e soprattutto con riferimento al mais. Nella fase di progettazione dell'impianto agrivoltaico, si è tenuto conto dell'altezza libera da terra in modo che i lavoratori e le macchine agricole possano lavorare senza pericolo.
- **Classificazione impianto agrivoltaico** (linee guida MITE e UNI/PdR 148:2023): **impianti di TIPO 1: impianti agrivoltaici elevati ad inseguitore monoassiale, sottocategoria B:** colture annuali e pluriennali (cerealicole, orticole, foraggere, prato). Gli impianti agrivoltaici elevati (TIPO 1) permettono lo svolgimento delle pratiche agricole al di sotto dei moduli FV e della struttura di sostegno dei moduli. L'altezza dell'impianto è quindi definita in funzione dell'attività svolta e dei macchinari o animali che devono transitare sotto l'impianto. Pertanto, gli impianti agrivoltaici di TIPO 1 sono quelli considerati maggiormente integrati con l'agricoltura e ad elevato valore aggiunto.
- **Superficie Coltivabile: >70% dell'attuale.**
- **Indirizzo produttivo: mantenuto.** Vengono mantenute le attuali pratiche agricole destinate alla produzione di grano e granelle in genere. È inoltre previsto un miglioramento in quanto il progetto prevede una fascia verde perimetrale di tipo agricolo produttivo e schermatura paesaggistica con una siepe del tipo schermante associata ad una coltura di olivo. Sulla medesima area perimetrale è previsto inoltre la messa a dimora di un prato mellifero associato ad un sistema di apicoltura connesso al prato polifita sottotracker.
- **Presenza dispositivi monitoraggio: SI.**
- **Area di controllo: SI.** È prevista un'area di controllo di 2000 mq esterna al sistema agrivoltaico per monitoraggio confronto e controllo della produzione
- **Soggetto responsabile del sistema agrivoltaico:** una impresa del settore energetico che realizza

l'impianto su un terreno agricolo stipulando contratti per l'ottenimento del diritto di superficie per un periodo almeno pari alla vita utile dell'impianto. Inoltre, è necessaria la stipula di un accordo tra il Soggetto Responsabile e l'imprenditore agricolo / l'azienda agricola che si occuperà dell'attività agricola del sistema agrivoltaico garantendo la continuità dell'attività agricola su tale terreno, nel rispetto del requisito B delle Linee Guida MiTE. L'imprenditore agricolo / l'azienda agricola potrà coincidere o meno con il proprietario del terreno su cui viene realizzato il sistema agrivoltaico.

Tutti gli approfondimenti agronomici saranno trattati nella relazione agronomica di progetto.

## 2 DEFINIZIONI

### 2.1 RETE ELETTRICA

- Distributore: Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure di distribuzione di cui è proprietaria.
- Punto di consegna: Il punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra rete del distributore e la rete di utente.
- Punto di consegna per utenti attivi: Il punto di consegna per gli utenti attivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a monte dell'impianto di misura: quest'ultimo viene realizzato a carico dell'utente attivo che ne ha la completa responsabilità. Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà degli impianti. Qualora l'impianto di rete per la connessione preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento. Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.
- Punto di misura: Il punto di misura è il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete.
- Punto di connessione: Punto sulla rete del distributore dal quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è alimentato l'impianto dell'Utente.
- Utente della rete del distributore (o utente): Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.
- Utente attivo: Soggetto che converte l'energia primaria in energia elettrica mediante impianti di produzione allacciati alla Rete di distribuzione.

### 2.2 IMPIANTO FOTOVOLTAICO

- Angolo di inclinazione (o di tilt): Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS61836).
- Angolo di orientazione (o di azimut): L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest

e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN61194).

- Campo fotovoltaico: Insieme di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN61277).
- Cella fotovoltaica: Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.
- Condizioni di Prova Standard (STC): Comprendono condizioni di prova normalizzate (CEI EN60904-3)
  - Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C;
  - Irraggiamento: 1000 W/m<sup>2</sup> con distribuzione spettrale riferimento (massa d'aria AM 1,5).
- Condizioni di utilizzo a temperatura ambiente (NOCT): Comprende le seguenti condizioni ambientali per calcolare l'influenza della temperatura sulla potenza nominale
  - Irraggiamento solare: 800 W/m<sup>2</sup>;
  - Temperatura ambiente (dell'aria): 20 °C;
  - Velocità dell'aria sul retro del modulo: 1 m/s;
- Modulo funzionante a vuoto.
- Dispositivo di interfaccia: Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia; esso controlla il collegamento elettrico dell'uscita del gruppo di conversione alla rete di utente non in isola e quindi alla rete del distributore. Questo dispositivo permette, in condizioni normali, all'impianto fotovoltaico di funzionare in parallelo con la rete del distributore e quindi all'energia elettrica generata di fluire verso detta rete; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agiscono le protezioni di interfaccia.
- Effetto fotovoltaico: Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.
- Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter): Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.
- Impianto (o Sistema) fotovoltaico: Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti, tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze e/o di immetterla nella rete del distributore.

- Inseguitore della massima potenza (MPPT): Dispositivo di comando dell’inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall’inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.
- Modulo fotovoltaico: Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall’ambiente circostante (CEI EN60904-3).
- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico: Potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate (kVA). Per generatori tradizionali ed eolici, come potenza nominale può essere indicata la potenza attiva del gruppo di generazione a  $\cos\phi$  nominale (turbina, convertitore, ecc.) (kW). Nel caso di generatori FV, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell’inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV.
- Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico: Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN61829).
- Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico: Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all’uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.
- Stringa fotovoltaica: Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d’uscita desiderata.

### 3 UBICAZIONE DELL’IMPIANTO DI PRODUZIONE

L’impianto agrifotovoltaico si sviluppa su una superficie di circa 152 ha, ed è identificato catastalmente alle seguenti particelle del Comune di Montemilone:

#### **Montemilone 1 CP: 202300145**

Comune di Montemilone

Foglio 26 – Particelle 10, 12, 13, 249, 250;

Foglio 34 – Particelle 190, 191, 119, 194;

Foglio 32 – Particelle 253, 49, 66.

Comune di Spinazzola – Cavidotto utente

Foglio 83; Particella 24;

Foglio 85; Particella 37;

Foglio 88; Particella 48; 10.

#### **Opere di rete Montemilone 1 CP: 202300145**

Comune di Spinazzola - Futura SE RTN 380/150/36 e nuovi raccordi:

Foglio 88; Particella 60; 10; 11; 12; 13; 20; 72; 73; 26; 27; 62; 71; 16.

#### **Montemilone 2 CP: 202300146**

Comune di Montemilone

Foglio 26 – Particelle 264, 15, 266, 265, 242;

Foglio 32 – Particelle 2, 153, 154, 141, 3, 72, 253, 49, 66.

#### **Opere di rete Montemilone 2 CP: 202300146**

Comune di Montemilone

Foglio 32 – Particelle 253, 49, 66, 58, 50, 105, 67, 51, 48.

Il progetto suddiviso tra i diversi campi può essere identificato alle seguenti coordinate geografiche:

Montemilone 1 CP: 202300145 Campo n.5: 41.012983° - 15.931400°

Montemilone 1 CP: 202300145 Campo n.6: 40.988740° - 15.957514°

Montemilone 1 CP: 202300145 Campo n.7: 40.990814° - 15.960190°

Montemilone 2 CP: 202300146 Campo n.1: 41.001583° - 15.899472°

Montemilone 2 CP: 202300146 Campo n.2: 41.007885° - 15.906036°

Montemilone 2 CP: 202300146 Campo n.3: 41.011612° - 15.921727°

Montemilone 2 CP: 202300146 Campo n.4: 41.008924° - 15.926752°

Opere di connessione alla RTN **Montemilone 1 CP: 202300145:** 40.952799° - 16.002404°

Opere di connessione alla RTN **Montemilone 2 CP: 202300146:** 40.996404° - 15.902101°

La quota media del piano campagna sul livello del mare è di 370 metri.

Il progetto è situato a circa 3 km a sud dell’abitato di Montemilone. Oltre a sud corre la SS655 Bradanica ed oltre ancora a sud la SP77 Via Appia.

Per le opere connesse ricadenti su strada pubblica e beni demaniali si intende acquisire specifico provvedimento di concessione per passaggio e interrimento nell’ambito del procedimento di autorizzazione unica. **Per le opere connesse ricadenti su beni privati si darà corso alla procedura di esproprio di cui al DPR 327/01 e s.m.i. per servitù di passaggio e cavidotto interrato.**



Figura 2 - Rappresentazione delle aree di impianto e delle opere di connessione

### 3.1 DESTINAZIONE URBANISTICA

L’area dove sorgerà l’impianto agrifotovoltaico ha un’estensione di circa 162 ettari, è attualmente utilizzata ai fini agricoli ed **ha destinazione urbanistica “ZONA AGRICOLA”** sulla base del Certificato di Destinazione Urbanistica rilasciato dal Comune in data 15.06.2023. Dal medesimo CDU emerge di come le aree non siano state attraversata dal fuoco con riferimento al catasto incendi 2004-2022.

## 4 PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI E VINCOLI

Rispetto alle aree naturali protette come definite dalla L.394/1991 e ai siti della Rete Natura 2000, **il progetto non ricade** neppure parzialmente all'interno di tali aree.

**Il progetto inoltre rientra tra quelli ricompresi nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, nella tipologia elencata nell'Allegato I-bis alla Parte Seconda del D.Lgs.152/2006, al punto 1.2.1 denominata “1.2 Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente, relativamente a: 1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e fotovoltaici (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti” ed anche nella tipologia elencata nell'Allegato II oppure nell'Allegato II-bis, sopra dichiarata; **e tra quelli ricompresi nel Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR) Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico.**

### 4.1 VINCOLI

#### **Aree protette, SIC, ZPS**

L'impianto di produzione e l'intero impianto di rete per la connessione **non ricadono all'interno di aree protette**. Il sito rete Natura2000 più vicino IT9150041 Valloni di Spinazzola dista circa 4 km dai confini est dell'impianto Montemilone 1 CP: 202300145 Campo n.6 e Campo n. 7. L'analisi ha messo in evidenza che la natura dell'intervento unitamente alle azioni poste in essere in sede progettuale (preventiva) e in quella di esercizio dell'attività (abbattimento) per limitare gli impatti, determina una incidenza sul contesto ambientale di modesta entità, che non riveste carattere di significatività. Non si ritiene necessario procedere con successive fasi di Valutazioni.

#### **Vincoli paesaggistici D.Lgs 42/04 e zone di interesse archeologico**

L'impianto di produzione e l'intero impianto di rete per la connessione **non ricadono all'interno del vincolo paesaggistico di cui agli articoli 136.**

**Una parte del cavidotto interrato si strada pubblica ricade all'interno del vincolo aree tutelate per legge ai sensi dell'art. 142 del codice: corsi d'acqua**, fasce di rispetto di 150 metri. Ai sensi del DPR 13 febbraio 2017, n. 31 - Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata, **il cavidotto di connessione alla rete elettrica nazionale è un intervento escluso dall'autorizzazione paesaggistica.**

Con riferimento alle zone di interesse archeologico, con Determina di Giunta Regionale n. 754/2020 del 3 Novembre 2020, sono state approvate le attività del Comitato Tecnico Paritetico (con seduta del 7 ottobre 2020). Tali attività sono state rese pubbliche, in data 23 ottobre 2020, sul portale web della

Regione Basilicata, pubblicando una nuova perimetrazione di zone di interesse archeologico a valenza paesaggistica, ex art. 142 let. M del D.Lgs. 42/2004.

**La ricognizione, delimitazione e rappresentazione delle aree di cui all'articolo 142 comma 1 lettera m) – zone di interesse archeologico sono state aggiornate con D.G.R. n. 793 del 23 novembre 2022 la quale approva la definitiva delimitazione delle aree di cui all'articolo 142 comma 1 lettera m) – zone di interesse archeologico.**

**Le opere di progetto non ricadono all'interno di tali aree.** Per gli aspetti di natura archeologica sarà interessata in ogni caso la Soprintendenza Archeologica in quanto le opere sono assoggettate alla disciplina dell'Art. 25 del D. Lgs. n. 50 del 18/04/2016 in relazione alla valutazione preliminare del rischio archeologico.

#### **Piano di Assetto Idrogeologico**

L'impianto di produzione e l'intero impianto di rete per la connessione **non ricadono all'interno di aree classificate dal Piano di Assetto Idrogeologico.**

#### **PGRA**

L'impianto di produzione e l'intero impianto di rete per la connessione **non ricadono all'interno di aree classificate dal Piano di Gestione Rischio Alluvioni.**

#### **4.2 AREE IDONEE DM 2010**

**L'area/immobile oggetto di intervento non ricade all'interno di aree ritenute non idonee fra quelle specificamente elencate dall'allegato 3) lettera f), al decreto del ministero dello sviluppo economico del 10/09/2010, ovvero che l'area/immobile oggetto di intervento NON RICADE all'interno di:**

- Siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO;
- Aree e beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 42/04;
- Immobili e aree dichiarate di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 del D.Lgs. 42/04;
- Coni visuali in luoghi storici ed in termini di notorietà internazionale di attrattiva turistica;
- Zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree a confine ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso;
- Aree naturali protette ai diversi livelli;
- Zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar;
- Aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla direttiva 92/43/CEE ed alla direttiva 79/409/CEE;
- Important Bird Areas (I.B.A.);

- Aree che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità (fasce di rispetto o aree contigue delle aree naturali protette);
- Istituzione di aree naturali protette oggetto di proposta del Governo ovvero di disegno di legge regionale approvato dalla Giunta;
- Aree di connessione e continuità ecologico-funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali;
- Aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette;
- Aree in cui è accertata la presenza di specie animali e vegetali soggette a tutela dalle Convenzioni internazionali e dalle Direttive comunitarie, specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione;
- Aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale.

Relativamente alle aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità tutta la zona di produzione che riguarda la provincia di Potenza è classificata IGT Basilicata relativamente al settore vinicolo.

Per l'olio di oliva lucano invece è stata ottenuta la DOP "Vulture" che è in attesa di essere pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea



**L'area che sarà interessata dall'impianto agrivoltaico è utilizzata ai fini agricoli per la coltivazione di cereali.** Le future colture previste nel piano agronomico di progetto rispecchieranno quelle esistenti e senza pregiudicare l'introduzione di eventuali e previste future produzioni agricolo-alimentari di qualità.

- Aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.);
- Zone individuate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n. 42 del 2004 valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti. Per gli aspetti di natura archeologica sarà interessata la Soprintendenza Archeologica in quanto anche le opere sono assoggettate alla disciplina dell'Art. 25 del D. Lgs. n. 50 del 18/04/2016 in relazione alla valutazione preliminare del rischio archeologico.

#### 4.3 AREE IDONEE DLGS 199/2021

Il D.Lgs. n. 199/2021, all'articolo 20, comma 8 individua alcune aree da considerarsi tali ai fini dell'applicazione delle semplificazioni previste dalla normativa di settore. La classificazione data dal comma 8 acquisisce ora rilievo ai fini della successiva definizione delle aree idonee, giacché l'articolo 20, comma 1, come modificato dall'articolo 47 del D.L. n. 13/2023, prevede che i decreti recanti i criteri per l'individuazione delle aree idonee dovranno tener conto anche delle aree definite idonee ai sensi del successivo comma 8.

Detto comma prevede siano aree idonee, in via generale:

- i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati **interventi di modifica**, anche sostanziale, per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, **eventualmente abbinati a sistemi di accumulo**, che non comportino una **variazione dell'area occupata** superiore al **20 per cento**. Detto limite percentuale non si applica per gli **impianti fotovoltaici**;
- le aree dei siti oggetto di **bonifica**;
- le **cave** e **miniere** cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento;
- i **siti** e gli **impianti** nelle disponibilità delle **società** del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di **infrastrutture ferroviarie** nonché delle società concessionarie **autostradali**;
- i **siti** e gli **impianti** nella disponibilità delle **società di gestione aeroportuale** all'interno dei sedimi aeroportuali, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC);

- c-quater), **le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (incluse le zone gravate da usi civici di cui all'articolo 142, comma 1, lettera h), del medesimo decreto), né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda (beni culturali) oppure dell'articolo 136 (immobili ed aree di notevole interesse pubblico)**. Ai soli fini della presente lettera, **la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di tre chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici**. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto all'articolo 12, comma 3-bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;

- esclusivamente **per** gli impianti **fotovoltaici** e per gli impianti di produzione di **biometano**, **in assenza di vincoli** ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, in materia di **beni culturali**:

- le **aree classificate agricole**, racchiuse in un perimetro i cui punti distino **non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale**, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le **cave** e le **miniere**;
- le **aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti**, nonché le **aree classificate agricole** racchiuse in un perimetro i cui punti distino **non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento**;
- le **aree adiacenti alla rete autostradale** entro una distanza non superiore a **300 metri**.

Le **semplificazioni** previste per l'autorizzazione di impianti localizzati in aree idonee dall'articolo 22 sono:

- il **carattere obbligatorio e non vincolante del parere** dell'autorità competente in materia **paesaggistica**, anche ai fini della VIA. Decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere, l'amministrazione provvede comunque sulla domanda di autorizzazione (art. 22, comma 1, let. a);
- la **riduzione di un terzo dei termini** delle procedure di autorizzazione (art. 22, comma 1, let. b).

Dette semplificazioni si applicano anche:

- alle **infrastrutture elettriche interrato** di connessione degli impianti, **a prescindere dalla loro ubicazione** (art. 22, comma 1-ter);
- alle **altre infrastrutture elettriche di connessione** (linee aree e, eventualmente, stazioni o cabine o loro porzioni), nonché a quelle necessarie per lo **sviluppo della rete** di trasmissione nazionale strettamente **funzionale** all'incremento dell'energia producibile da fonti **rinnovabili**, purché ricadenti **in aree idonee** (art. 22, comma 1-bis).

**L'AREA DI IMPIANTO E DELLE OPERE DI RETE NON È RICOMPRESA NEL PERIMETRO DEI BENI SOTTOPOSTI A TUTELA AI SENSI DEL DECRETO LEGISLATIVO 22 GENNAIO 2004, N. 42, NON RICADE IN ZONE GRAVATE DA USI CIVICI, NON RICADE NELLA FASCIA DI RISPETTO DEI BENI SOTTOPOSTI A TUTELA AI SENSI DELLA PARTE SECONDA (BENI CULTURALI) OPPURE DELL'ARTICOLO 136 (IMMOBILI ED AREE DI NOTEVOLE INTERESSE PUBBLICO).**

**AREA IDONEA AI SENSI DELL'ARTICOLO 20, COMMA 8, C QUATER del D.Lgs. n. 199/2021**

#### 4.4 PROCEDIMENTI AMIBENTALI

Le soglie previste dagli allegati alla parte seconda del D.Lgs. n. 152/2006.

- sono sottoposti a **verifica di assoggettabilità a VIA regionale** gli impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con **potenza complessiva superiore a 1 MW** (Allegato IV, punto 2, lettera b);
- sono di **competenza statale** gli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva **superiore a 10 MW** (Allegato II punto 2).

Dette soglie sono state elevate da 1 a **10 MW** (*per gli impianti fotovoltaici di cui all'allegato IV, punto 2, lettera b sottoposti alla Verifica di assoggettabilità di competenza delle regioni*) e da 10 a **20 MW** (*per gli impianti fotovoltaici di cui all'allegato II, punto 2 di competenza statale*) ai sensi dell'**articolo 47, comma 11-bis del D.L. n. 13/2023**, nel caso di impianti:

- **in aree idonee (D.Lgs. n. 199/2021);**
- nelle zone e nelle aree a destinazione **industriale, artigianale e commerciale**, nonché in **discariche** o lotti di discarica chiusi e ripristinati ovvero in **cave** o lotti o porzioni di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento o, comunque;
- **al di fuori delle aree sensibili e vulnerabili individuate alla lettera f) dell'allegato 3 del D.M. 10 settembre 2010.** Queste includono i siti Unesco, le aree soggette a vincolo culturale o paesaggistico, le aree naturali protette, le zone umide di importanza internazionale, i siti Rete Natura 2000, le Important Bird Areas, le aree agricole IGP, DOC, STG, DOCG, le aree caratterizzate da dissesto o rischio idrogeologico secondo i Piani di Assetto Idrogeologico.

**Essendo la potenza complessiva dell'impianto superiore a 20 MW per gli impianti fotovoltaici di cui all'allegato II, punto 2 di competenza statale** calcolata sulla base del solo progetto sottoposto a valutazione ed escludendo eventuali impianti o progetti localizzati in aree contigue o che abbiano il medesimo centro di interesse ovvero il medesimo punto di connessione e per i quali sia già in corso una valutazione di impatto ambientale o sia già stato rilasciato un provvedimento di compatibilità ambientale **il progetto è sottoposto alla Valutazione di impatto ambientale di competenza.**

#### 4.5 CONFORMITÀ DEL PROGETTO ALLE LINEE GUIDA AGRIVOLTAICO DI GIUGNO 2022

Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 1991 (di seguito anche decreto legislativo n. 199/2021) di recepimento della direttiva RED II, l'Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050.

L'obiettivo suddetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

In tale ambito, risulta di particolare importanza individuare percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche necessarie, che consentano di coniugare l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Fra i diversi punti da affrontare vi è certamente quello dell'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo.

**Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. “agrivoltaici”, ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.**



A riguardo, è stata anche prevista, nell’ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l’obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti.

Il lavoro prodotto dal MITE nella emanazione delle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici di Giugno 2022ha, dunque, lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico, sia per ciò che riguarda gli impianti più avanzati, che possono accedere agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne le altre tipologie di impianti agrivoltaici, che possono comunque garantire un’interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

#### 4.6 Caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici

Nella presente sezione sono trattati con maggior dettaglio gli aspetti e i requisiti che i sistemi agrivoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi.

Possono in particolare essere definiti i seguenti requisiti:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l’integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- **REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell’attività agricola e pastorale;
- **REQUISITO C:** L’impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- **REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l’impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- **REQUISITO E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Si ritiene dunque che:

- **Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto** fotovoltaico realizzato in area agricola come “**agrivoltaico**”. Per tali impianti dovrebbe inoltre previsto il rispetto del requisito D.2.
- **Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di “impianto agrivoltaico avanzato”** e, in conformità a quanto stabilito dall’articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l’impianto come meritevole dell’accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.
- **Il rispetto dei A, B, C, D ed E sono pre-condizione per l’accesso ai contributi del PNRR**, fermo restando che, nell’ambito dell’attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 “Sviluppo del sistema agrivoltaico”, come previsto dall’articolo 12, comma 1, lettera f) del decreto legislativo n. 199 del 2021, potranno essere definiti ulteriori criteri in termini di requisiti soggettivi o tecnici, fattori premiali o criteri di priorità.

#### 4.6.1 REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di “agrivoltaico”

Il primo obiettivo nella progettazione dell'impianto agrivoltaico è senz'altro quello di creare le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale, garantendo, al contempo, una sinergica ed efficiente produzione energetica. Tale risultato si deve intendere raggiunto al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali. In particolare, sono identificati i seguenti parametri:

- **A.1) Superficie minima coltivata:** è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;
- **A.2) LAOR massimo:** è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola.

##### 4.6.1.1 A.1 Superficie minima per l'attività agricola

Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di “continuità” dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021).

Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, Stot<sup>1</sup>) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA):

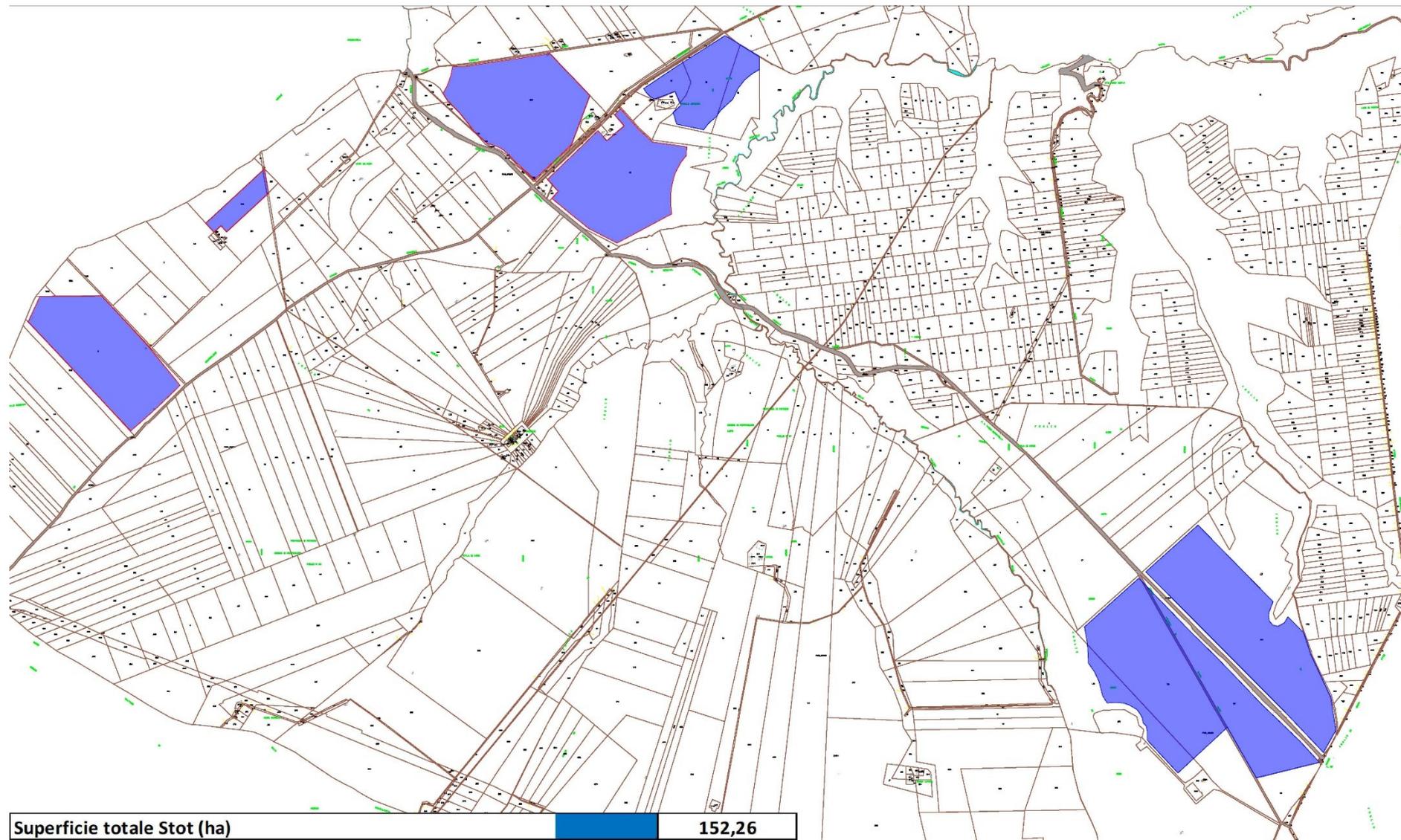
Verifica Requisito A.1 Sagricola $\geq 0,7$ Stot				VERIFICATA
Superficie totale Stot (ha)			152,26	82,5%
Superficie occupata dall'impianto Simp (ha)				
Cabine (mq)	1.720		26,69	
Cavidotti e rispetti perimetrali. Fascia di 1 metro dalla recinzione non computata ai fini agricoli (mq)	13.990			
Stradelle di servizio. Viabilità di impianto non computata ai fini agricoli (mq)	37.510			
Area sotto moduli non computata ai fini agricoli. Fascia di 2 metri dedicata ai cavidotti ed alle opere di sostegno dei moduli (mq)	213.728			
Sagricola (ha)				
Perimetrale agricolo produttivo (mq)	70.500		125,57	
Area dedicata alle colture produttive (mq)	1.185.200			

**Il requisito A.1 superficie minima coltivata viene rispettato.**

<sup>1</sup> Superficie di un sistema agrivoltaico (Stot): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico;

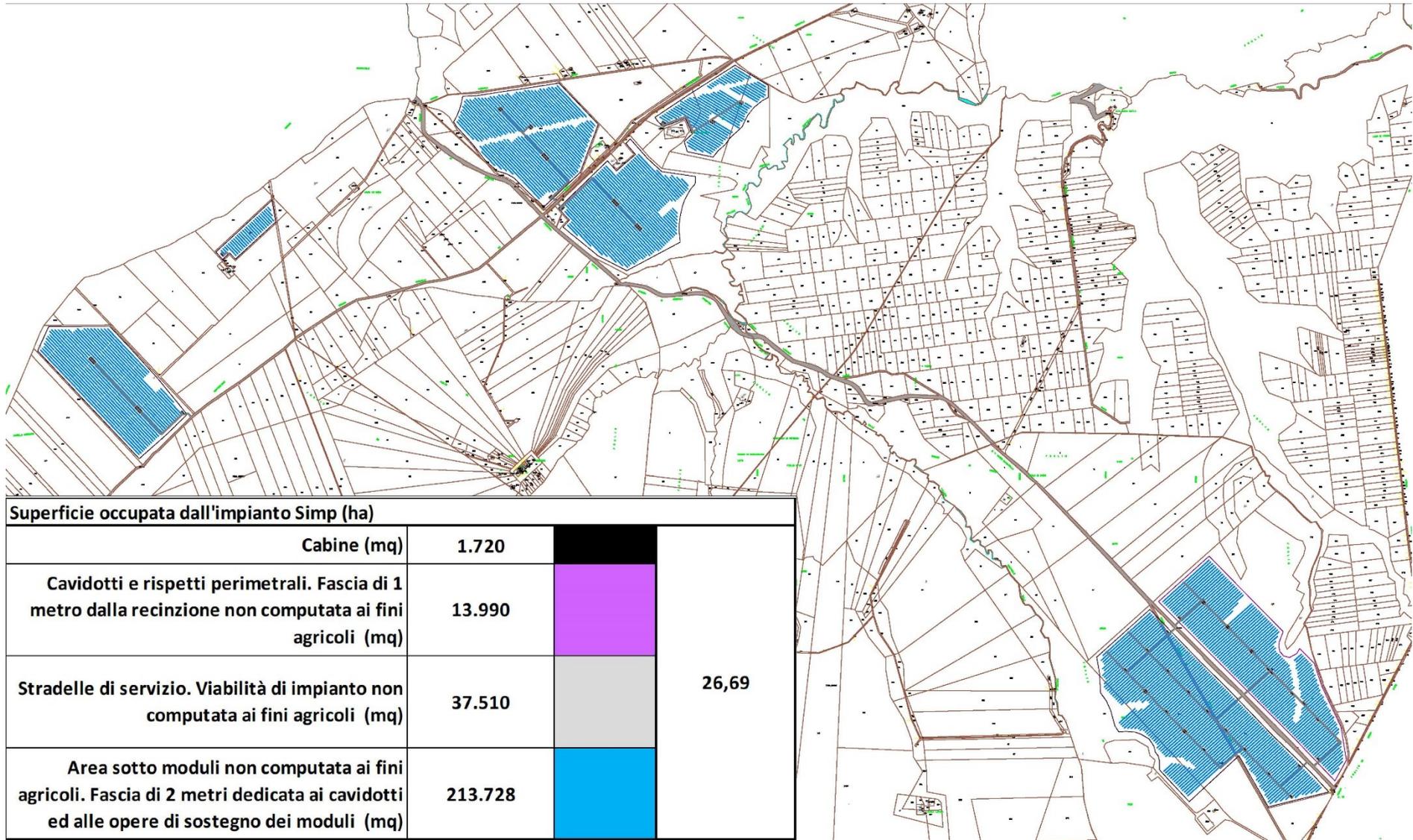
Progetto di due impianti agrivoltaici avanzati per la produzione di energia elettrica, denominati Montemilone 1 CP: 202300145 della potenza nominale di 61.920 kW e Montemilone 2 CP: 202300146 della potenza nominale di 51.660kW, ubicati in Località Perillo Soprano, La Sterpara, Santa Maria nel Comune di Montemilone (PZ) per una potenza nominale complessiva di 113.580 kW comprensivo delle opere di rete per la connessione a 36kV alla RTN di Terna Spa – **RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA – Revisione a seguito di agg. Connessione Montemilone 1 CP: 202300145 sulla SE della RTN "Spinazzola" nel Comune di Spinazzola (BAT)**

NP Basilicata 1 S.r.l.  
Galleria Passarella n. 2  
20122 Milano (MI)  
Partita IVA 13004260967



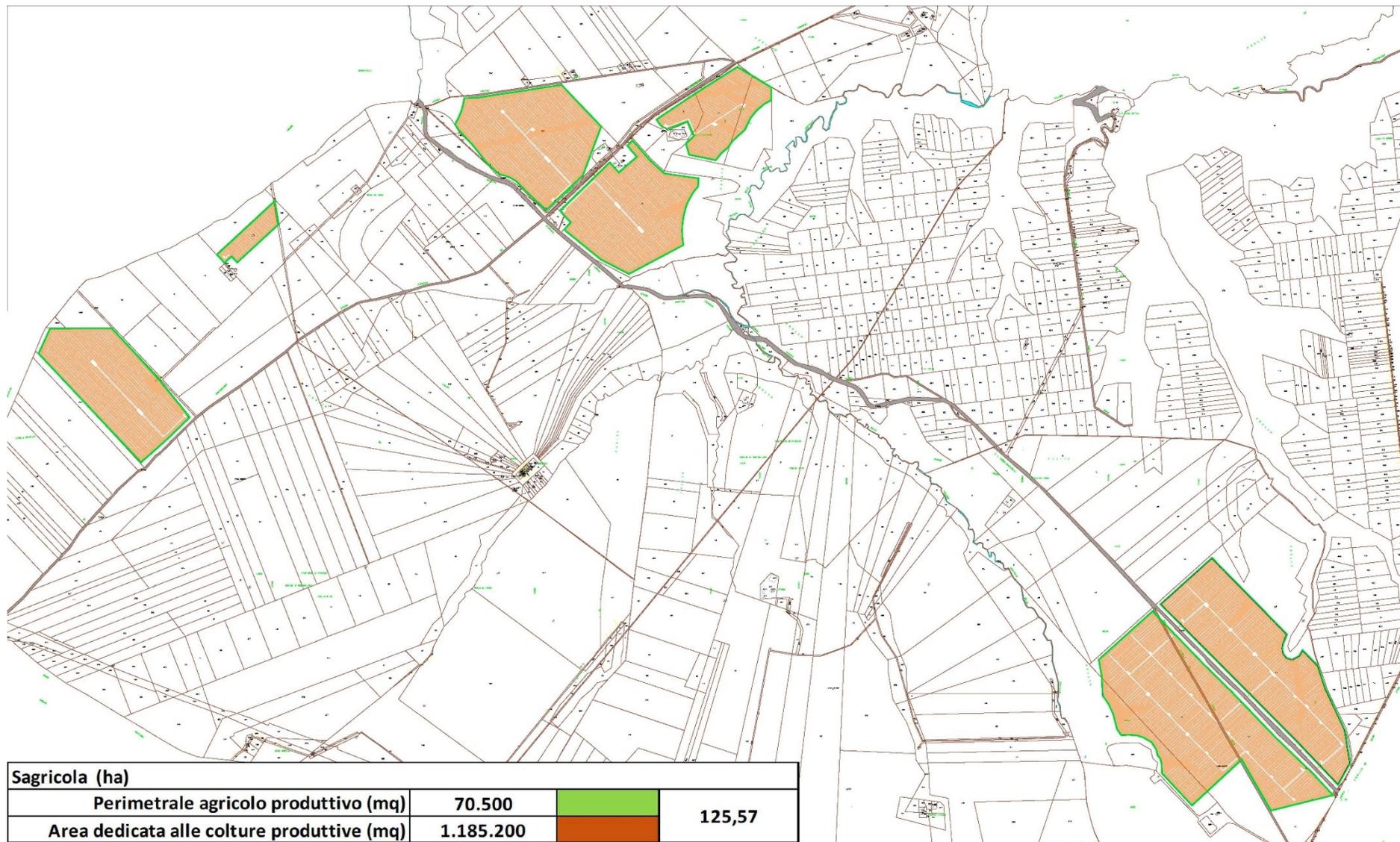
Progetto di due impianti agrivoltaici avanzati per la produzione di energia elettrica, denominati Montemilone 1 CP: 202300145 della potenza nominale di 61.920 kW e Montemilone 2 CP: 202300146 della potenza nominale di 51.660kW, ubicati in Località Perillo Soprano, La Sterpara, Santa Maria nel Comune di Montemilone (PZ) per una potenza nominale complessiva di 113.580 kW comprensivo delle opere di rete per la connessione a 36kV alla RTN di Terna Spa – **RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA – Revisione a seguito di agg. Connessione Montemilone 1 CP: 202300145 sulla SE della RTN "Spinazzola" nel Comune di Spinazzola (BAT)**

NP Basilicata 1 S.r.l.  
Galleria Passarella n. 2  
20122 Milano (MI)  
Partita IVA 13004260967



Progetto di due impianti agrivoltaici avanzati per la produzione di energia elettrica, denominati Montemilone 1 CP: 202300145 della potenza nominale di 61.920 kW e Montemilone 2 CP: 202300146 della potenza nominale di 51.660kW, ubicati in Località Perillo Soprano, La Sterpara, Santa Maria nel Comune di Montemilone (PZ) per una potenza nominale complessiva di 113.580 kW comprensivo delle opere di rete per la connessione a 36kV alla RTN di Terna Spa – **RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA – Revisione a seguito di agg. Connessione Montemilone 1 CP: 202300145 sulla SE della RTN "Spinazzola" nel Comune di Spinazzola (BAT)**

NP Basilicata 1 S.r.l.  
Galleria Passarella n. 2  
20122 Milano (MI)  
Partita IVA 13004260967



#### 4.6.1.2 A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR<sup>2</sup>).

Al fine di non limitare l'adizione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %:

Verifica Requisito A.2 LAOR ≤ 40%					VERIFICATA		
Potenza installata (MW)	Stot (ha)	Densità di Potenza (MW/ha)	Potenza moduli [W]	Superficie singolo modulo [m2]	Numero di moduli	Spv (ha)	LAOR [%]
113,58	152,2615	0,75	0,625	2,79531	181728	50,8	33,4%

**Il requisito A.2 LAOR massimo viene rispettato.**

#### 4.6.2 REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli

Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, dovrebbero essere verificate:

- **B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;**
- **B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.**

##### 4.6.2.1 B.1 Continuità dell'attività agricola

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

##### L'esistenza e la resa della coltivazione

Al fine di valutare statisticamente gli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione di sistemi agrivoltaici. In particolare, tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha, confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo. In assenza di produzione agricola sull'area negli anni solari precedenti, si potrebbe fare riferimento alla produttività media della medesima produzione agricola nella zona geografica oggetto dell'installazione.

In alternativa è possibile monitorare il dato prevedendo la presenza di una zona di controllo che permetterebbe di produrre una stima della produzione sul terreno sotteso all'impianto.

<sup>2</sup> LAOR (Land Area Occupation Ratio): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (Stot). Il valore è espresso in percentuale.

Superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv): somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice).

## Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione standard calcolato a livello complessivo aziendale; la modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono predisposti nell'ambito della Indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate. A titolo di esempio, un eventuale riconversione dell'attività agricola da un indirizzo intensivo (es. ortofloricoltura) ad uno molto più estensivo (es. seminativi o prati pascoli), o l'abbandono di attività caratterizzate da marchi DOP o DOCG, non soddisfano il criterio di mantenimento dell'indirizzo produttivo.

**Vengono mantenute le attuali pratiche agricole destinate al pascolo e foraggio. È inoltre previsto un miglioramento in quanto il progetto prevede una fascia verde perimetrale di tipo agricolo produttivo e schermatura paesaggistica con una siepe del tipo schermante associata ad una coltura fruttifera di olivo. Sulla medesima area perimetrale è previsto inoltre la messa a dimora di un prato mellifero associato ad un sistema di apicoltura.**

**Il requisito B.1 viene rispettato dotando l'impianto di un sistema per il monitoraggio dell'attività agricola rispettando le specifiche indicate al requisito D.**

### 4.6.2.2 B.2 Producibilità elettrica minima

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FVstandard in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima: .

Verifica Requisito B.2 FVagri $\geq$ 0,6 FV standard			VERIFICATA
	Potenza installata (MW)	Producibilità (GWh/anno)	%
FV Agri	113,58	188,36	88%
FV standard intensivo	120,10	165,25	

**Il requisito B.2 viene rispettato.**

### 4.6.3 REQUISITO C: l'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra

La configurazione spaziale del sistema agrivoltaico, e segnatamente l'altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l'area occupata dall'impianto agrivoltaico o solo sulla porzione che risulti libera dai moduli fotovoltaici.

Nel caso delle colture agricole, l'altezza minima dei moduli da terra condiziona la dimensione delle colture che possono essere impiegate (in termini di altezza), la scelta della tipologia di coltura in funzione del grado di compatibilità con l'ombreggiamento generato dai moduli, la possibilità di compiere tutte le attività legate alla coltivazione ed al raccolto. Le stesse considerazioni restano valide nel caso di attività zootecniche, considerato che il passaggio degli animali al di sotto dei moduli è condizionato dall'altezza dei moduli da terra (connettività).

In sintesi, l'area destinata a coltura oppure ad attività zootecniche può coincidere con l'intera area del sistema agrivoltaico oppure essere ridotta ad una parte di essa, per effetto delle scelte di configurazione spaziale dell'impianto agrivoltaico.

Il caso in esame vien configurato come segue:

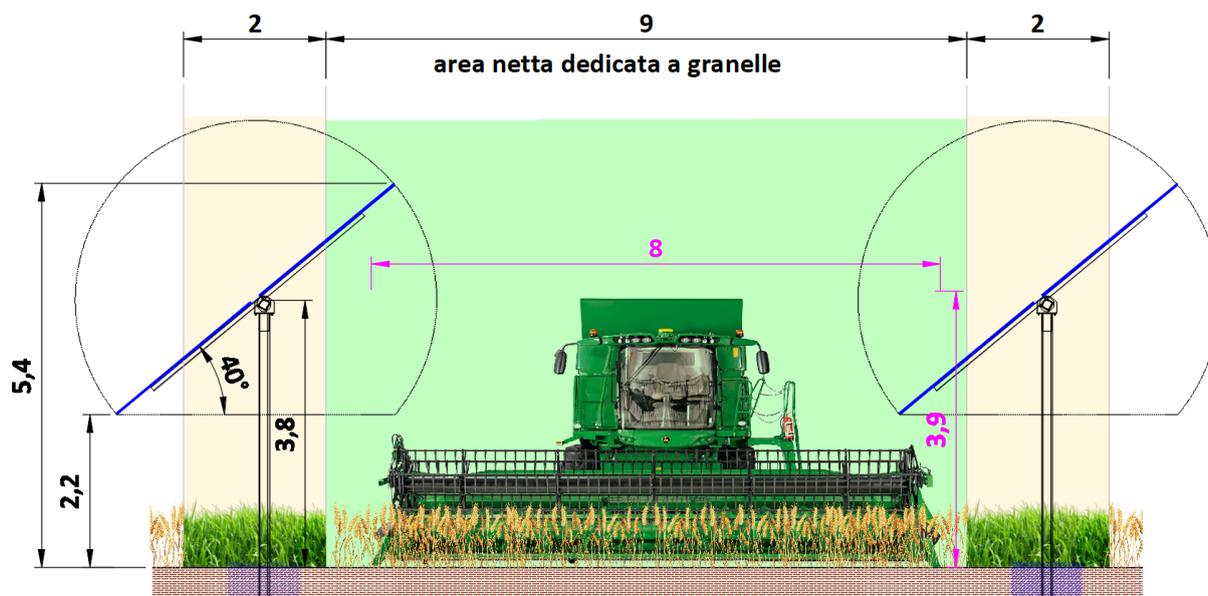
- **TIPO 1): l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo, ed una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e la coltura, e cioè i moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicitare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento, grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici. In questa condizione la superficie occupata dalle colture e quella del sistema agrivoltaico coincidono, fatti salvi gli elementi costruttivi dell'impianto che poggiano a terra e che inibiscono l'attività in zone circoscritte del suolo.**



*Sistema agrivoltaico in cui la coltivazione avviene tra le file dei moduli fotovoltaici, e sotto a essi (TIPO 1).*

Considerata l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, le Linee Guida Ministeriali fissano valori di riferimento:

- 1,3 metri nel caso di attività zootecnica;
- 2,1 metri nel caso di attività colturale.



**Essendo la struttura di progetto mobile del tipo ad inseguitore monoassiale avente una altezza dei moduli da terra in posizione di massima inclinazione di 2,2 metri, si ritiene rispettato il requisito C.**

#### 4.6.4 REQUISITI D ed E: i sistemi di monitoraggio

**Richiamando le indicazioni riportate nelle Linee Guida MiTE, il monitoraggio deve essere funzionale a raccogliere i dati** e le informazioni per l’allestimento dei dossier da presentare alle autorità competenti ai fini della fruizione di incentivi statali (DL 77/2021) **secondo i seguenti requisiti:**

- **D.1) il risparmio idrico;**
- **D.2) la continuità dell’attività agricola**, ovvero: l’impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- **E.1) il recupero della fertilità del suolo;**
- **E.2) il microclima;**
- **E.3) la resilienza ai cambiamenti climatici.**

Il sistema di monitoraggio della produzione agricola ha come obiettivi funzionali principalmente:

- a) stime di produzione agricola;
- b) stime di resa della produzione agricola;
- c) valutazione degli aspetti agro-meteorologici;
- d) stime dei tempi di raccolta;
- e) valutazione degli aspetti fitosanitari delle colture;
- f) valutazione dei fabbisogni irrigui;
- g) attuazione degli interventi necessari alla ottimizzazione della produttività.

Per tutte queste funzioni è centrale il ruolo dell’agronomo che può intervenire, ad esempio per le valutazioni di cui alla lettera e) precedente, effettuando specifiche analisi di laboratorio su prove in campo.

L’abilitazione delle funzioni di monitoraggio della produzione agricola può essere spesso effettuata con continuità anche attraverso l’utilizzo di reti di sensori che operano in tempo reale. Questi sensori sono tipicamente:

- sensori di temperatura ambiente;
- sensori di umidità relativa;
- sensori del punto di rugiada;
- sensori di pioggia;
- sensori di pressione barometrica;
- sensori di velocità del vento;
- sensori di temperatura suolo;
- sensori di conducibilità suolo;
- sensori di pH del suolo;
- sensori di umidità suolo;
- sensori di temperatura pianta;
- sensori di livello CO<sub>2</sub>;
- spettrofotometria VIS-IR;
- contatori di flusso acqua di irrigazione.

Le misure effettuate in ambito agricolo sono molto spesso georeferenziate e, in alcuni casi, possono essere ottenute attraverso misure satellitari e attraverso UAV. In qualche caso, quando si voglia far riferimento alla cosiddetta agricoltura di precisione, questi temi sono stati codificati nelle linee guida emesse dal ministero competente (Linee Guida MPAAF).

In generale, per impianti FV di potenza significativa, i dati prodotti dai sistemi MFV sono asserviti all'utilizzo in uno specifico SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) finalizzato alla gestione ottimale e automatizzata dell'impianto fotovoltaico in cui possono essere implementate logiche di Intelligenza Artificiale (AI) volte alla ottimizzazione della produzione energetica nel tempo.

Allo stesso modo, per sistemi agricoli i dati MPA possono essere utilizzati per il monitoraggio in continuo dello stato delle colture e per l'ottimizzazione degli interventi irrigui e fitosanitari, volti alla massimizzazione della produzione agricola. I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto.

L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti. Gli esiti dell'attività di monitoraggio, con specifico riferimento alle misure di promozione degli impianti agrivoltaici innovativi citate in premessa, sono fondamentali per valutare gli effetti e l'efficacia delle misure stesse.

#### **4.6.4.1 D.1 Monitoraggio del risparmio idrico**

I sistemi agrivoltaici possono rappresentare importanti soluzioni per l'ottimizzazione dell'uso della risorsa idrica, in quanto il fabbisogno di acqua può essere talvolta ridotto per effetto del maggior ombreggiamento del suolo. L'impianto agrivoltaico, inoltre, può costituire un efficace infrastruttura di recupero delle acque meteoriche che, se opportunamente dotato di sistemi di raccolta, possono essere riutilizzate immediatamente o successivamente a scopo irriguo, anche ad integrazione del sistema presente. È pertanto importante tenere in considerazione se il sistema agrivoltaico prevede specifiche soluzioni integrative che pongano attenzione all'efficientamento dell'uso dell'acqua (sistemi per il risparmio idrico e gestione acque di ruscellamento).

Al fine di monitorare l'uso della risorsa idrica a fini irrigui sarebbe, inoltre, necessario conoscere la situazione ex ante relativa ad aree limitrofe coltivate con la medesima coltura, in condizioni ordinarie di coltivazione e nel medesimo periodo, in modo da poter confrontare valori di fabbisogno irriguo di riferimento con quelli attuali e valutarne l'ottimizzazione e la valorizzazione, tramite l'utilizzo congiunto delle banche dati SIGRIAN e del database RICA. Le aziende agricole del campione RICA che ricadono nei distretti irrigui SIGRIAN possono considerarsi potenzialmente irrigate con acque consortile in quanto raggiungibili dalle infrastrutture irrigue consortili, quelle al di fuori irrigate in autoapprovvigionamento. Le miste sono individuate con un ulteriore livello di analisi dei dati RICA-SIGRIAN.

Nelle aziende con colture in asciutta, invece, il tema riguarderebbe solo l'analisi dell'efficienza d'uso dell'acqua piovana, il cui indice dovrebbe evidenziare un miglioramento conseguente la diminuzione dell'evapotraspirazione dovuta all'ombreggiamento causato dai sistemi agrivoltaici. Nelle aziende non irrigue il monitoraggio di questo elemento dovrebbe essere escluso. Gli utilizzi idrici a fini irrigui sono quindi funzione del tipo di coltura, della tecnica colturale, degli apporti idrici naturali e dall'evapotraspirazione così come dalla tecnica di irrigazione, per cui per monitorare l'uso di questa risorsa bisogna tener conto che le variabili in gioco sono molteplici e non sempre prevedibili.

#### **4.6.4.2 D.2 Monitoraggio della continuità dell'attività agricola**

**Gli elementi da monitorare nel corso della vita dell'impianto sono:**

- 1. l'esistenza e la resa della coltivazione;**
- 2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;**

Tale attività può essere effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita. Alla relazione potranno essere allegati i piani annuali di coltivazione,

recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).

**Il progetto sarà dotato di un sistema di monitoraggio nel rispetto del REQUISITO D.**

#### **4.6.4.3 E.1. il recupero della fertilità del suolo;**

Secondo quanto riportato dalla certificazione Afnor per i sistemi agrivoltaici, i risultati di un progetto agrivoltaico in termini di prestazioni agricole possono essere misurati dopo la messa in funzione dell'impianto e talvolta il tempo necessario può essere maggiore di 4 o 5 anni in funzione del tipo di attività agricola. Infatti, ad esempio, se si tratta di colture perenni i risultati non possono essere valutati nel breve periodo. Anche nel caso di valutazione della fertilità del suolo, questa analisi deve essere fatta nel medio lungo periodo in linea con la durata dell'impianto agrivoltaico. Quando si parla di fertilità del suolo per un sistema agrivoltaico devono essere soddisfatti determinati requisiti all'interno di tre fasi progettuali:

- fase di progettazione e sviluppo del progetto agrivoltaico;
- fase operativa;
- fine progetto agrivoltaico.

I requisiti da soddisfare durante la fase di progettazione e sviluppo del progetto sono da considerarsi in base alla tipologia di impianto agrivoltaico da installare e conseguenti lavorazioni necessarie (ad esempio movimentazione del suolo). È importante valutare quali siano quelle operazioni che disturbino di meno la flora e fauna presente nell'areale di installazione e il suolo stesso (es. minore compattamento, minore erosione) e anche il paesaggio al fine di poter avere una continuità agroecologica del sito di interesse. Per un confronto adeguato, la fertilità dovrebbe essere monitorata anche in fase ante operam.

Durante la fase operativa, sono necessari dei sistemi di monitoraggio per la produzione agricola atti a valutare la fertilità del suolo in base al tipo di coltivazione, al tipo di indirizzo produttivo scelto e al tipo di impianto installato. È necessario valutare la fertilità del suolo in ambiente agrivoltaico e in funzione dell'attività agricola. In questo ultimo caso, la presenza di un'area di riferimento in pieno campo con la coltura scelta è utile a valutare la fertilità del suolo in condizioni di riferimento di coltivazione e confrontarla con le condizioni presenti in ambiente agrivoltaico in quanto, se le aree vengono gestite in egual modo, permettono una valutazione reale di come la fertilità del suolo può essere influenzata dalla presenza del sistema agrivoltaico. Oltre alla valutazione di fertilità del suolo, quest'area è utile al monitoraggio durante tutto il ciclo colturale e per la valutazione della resa agricola ottenuta in condizioni agrivoltaiche e in condizioni di riferimento (pieno campo).

Infine, a fine progetto agrivoltaico è di fondamentale importanza valutare l'uso del suolo a seguito di un'installazione agrivoltaica. Questo requisito è da tenere in considerazione sia per le aree che sono da sempre state destinate all'uso agricolo, che soprattutto per quelle aree che, prima dell'installazione dell'impianto agrivoltaico, non erano utilizzate per l'attività agricola. Questo aspetto già indicato nelle Linee Guida MiTE (requisito E.1) ed è correlato ad un recupero della fertilità del suolo, ad esempio in termini di sostanza organica, stoccaggio di carbonio, fauna tellurica e quindi di produttività di un suolo agricolo.

**Il requisito E.1 indica l'importanza di monitorare i casi in cui sia ripresa l'attività agricola su superfici agricole non utilizzate negli ultimi 5 anni.**

**Le misurazioni sulla fertilità del suolo sono richieste obbligatoriamente per gli impianti agrivoltaici avanzati che accedono ai fondi del PNRR** (requisito E.1 delle Linee Guida MiTE). Tuttavia, si ritiene siano degli indicatori efficaci dell'impatto dell'agrivoltaico sulla capacità del suolo di fornire importanti servizi ecosistemici ed è quindi consigliabile monitorarli in tutti i sistemi agrivoltaici.

#### **4.6.4.3.1 Area di monitoraggio delle colture: resa e fertilità del suolo**

##### **Modalità per la stima della produzione**

Prendendo in considerazione le Linee Guida MiTE, non è indicata la superficie dell'area di controllo esterna all'area del sistema agrivoltaico per monitorare e stimare la resa agricola in condizioni di riferimento di crescita delle colture agrarie.

Nella DIN SPEC 91434 non vengono indicate le superfici delle aree di controllo ma sono presenti delle indicazioni riguardo due situazioni da prendere in considerazione:

a) le colture sono già state coltivate sull'intera area del progetto o su altre aree dell'azienda.

Per le colture permanenti e i pascoli, si calcola la media delle rese degli ultimi 3 anni. Nelle rotazioni di seminativi la resa deve essere valutata considerando la media produttiva nei 3 cicli precedenti di rotazione delle singole colture;

b) le colture non sono ancora state coltivate nell'azienda: rese medie degli ultimi tre anni tratte da pubblicazioni pertinenti.

Richiamando l'Afnor Label Projet Agrivoltaïque, invece, è possibile individuare un'area di controllo esterna al sistema agrivoltaico per monitorare la riduzione della produzione (posta entro 150 m dall'impianto). Il confronto deve avvenire ogni anno per coltura.

Considerando infine le Linee Guida NEDO, è possibile individuare come modalità della stima del calo produttivo in impianti agrivoltaici la resa media della produzione agricola che si è avuta sia negli anni precedenti o nelle aree circostanti con le stesse specie agrarie.

##### **Monitoraggio agronomico, la DIN SPEC 91434**

La DIN SPEC 91434 non prevede un vero e proprio piano di monitoraggio ma stabilisce che in fase di progettazione siano fissati dei criteri e un piano agronomico coerente con le caratteristiche dell'impianto (piano di utilizzo di tre anni dopo la costruzione dell'impianto).

Il piano di utilizzo deve descrivere in dettaglio come verrà utilizzato il terreno nei tre anni successivi alla costruzione dell'impianto agrivoltaico, o nell'ambito di un ciclo di rotazione delle colture. La proposta dovrà prestare particolare attenzione ai seguenti punti:

- installazione;
- perdita di suolo;
- fattibilità delle operazioni di lavorazione del terreno;
- disponibilità di luce e omogeneità;
- disponibilità di acqua;
- erosione del suolo;
- montaggio e smontaggio senza lasciare residui;
- calcolo dell'efficienza economica.

##### **Monitoraggio agronomico, la AFNOR LABEL PROJET AGRIVOLTAÏQUE**

Nel documento Afnor viene suggerito di scegliere un'area con caratteristiche pedologiche non dissimili da quelle in cui avviene la coltivazione in agrivoltaico e con la stessa gestione agronomica (per es. stesso metodo di produzione agricola, biologico o convenzionale). L'area non dovrebbe subire l'ombreggiamento dell'impianto limitrofo e collocarsi, preferibilmente, nelle immediate vicinanze a una distanza non superiore a 150 metri. La dimensione dell'area è da differenziarsi a seconda della tipologia di colture.

###### **- Area di controllo di 2000 m2:**

- **colture da pieno campo: cereali, colture foraggere, luppolo, mais, sorgo, oleaginose, piante da fibra, colture proteiche, tabacco, terreni a riposo, barbabietole;**
- arboree: agrumi, alberi da frutta secca, drupacee, pomacee.

Se nello stesso sistema agrivoltaico sono presenti più coltivazioni, l'area di controllo deve essere rappresentativa per almeno 2 delle varietà più emblematiche, tenendo conto delle aree di controllo definite precedentemente.

**Oltre alla misurazione della produzione commerciale (t ha<sup>-1</sup>) è richiesto di valutare la qualità dei prodotti in termini di calibro, valore nutrizionale e caratteristiche estetiche.**

Come per la DIN SPEC 91434, anche l'Afnor Label Projet Agrivoltaïque richiede la valutazione di numerosi parametri agronomici al fine di dimostrare che l'impianto agrivoltaico migliora le condizioni di coltivazione.

In particolare sono richieste:

- misure della temperatura per dimostrare la riduzione di stress termico nelle colture coltivate in agrivoltaico in estate e l'effetto di mitigazione sulle basse temperature di inverno;
- verifica della riduzione del consumo idrico e dell'evapotraspirazione delle colture;
- attenzione agli effetti sul suolo (soprattutto compattazione);
- valutazione degli effetti di mitigazione su condizioni climatiche avverse (riduzione delle scottature da caldo, dei danni da grandine, danni da gelo);
- verifiche sul rispetto dei vincoli paesaggistici, sulla conservazione della biodiversità, riduzione dell'uso dei prodotti fitosanitari, stimolo all'implementazione di pratiche agro-ecologiche.

#### 4.6.4.4 E.2 Monitoraggio del microclima

Il microclima presente nella zona ove viene svolta l'attività agricola è importante ai fini della sua conduzione efficace. Infatti, l'impatto di un impianto tecnologico fisso o parzialmente in movimento sulle colture sottostanti e limitrofe è di natura fisica: la sua presenza diminuisce la superficie utile per la coltivazione in ragione della palificazione, intercetta la luce, le precipitazioni e crea variazioni alla circolazione dell'aria.

Tali aspetti possono essere monitorati tramite sensori di temperatura, umidità relativa e velocità dell'aria unitamente a sensori per la misura della radiazione posizionati al di sotto dei moduli fotovoltaici e, per confronto, nella zona immediatamente limitrofa ma non coperta dall'impianto. In particolare, **il monitoraggio potrebbe riguardare:**

- **la temperatura ambiente esterno** (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti) misurata con sensore (preferibile PT100) con incertezza inferiore a  $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ ;
- **la temperatura retro-modulo** (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti) misurata con sensore (preferibile PT100) con incertezza inferiore a  $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ ;
- **l'umidità dell'aria retro-modulo e ambiente esterno**, misurata con igrometri/psicrometri (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti);
- **la velocità dell'aria retro-modulo e ambiente esterno**, misurata con anemometri.

I risultati di tale monitoraggio dovranno essere registrati, ad esempio, tramite una relazione triennale redatta da parte del proponente

#### 4.6.4.5 E.3 Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici

Come stabilito nella circolare del 30 dicembre 2021, n. 32 recante " Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente (DNSH)", dovrà essere prevista una valutazione del rischio ambientale e climatico attuale e futuro in relazione ad alluvioni, nevicate, innalzamento dei livelli dei mari, piogge intense, ecc. per individuare e implementare le necessarie misure di adattamento in linea con il Framework dell'Unione Europea.

Il principio DNSH si basa su quanto specificato nella “Tassonomia per la finanza sostenibile”, adottata per promuovere gli investimenti del settore privato in progetti verdi e sostenibili nonché contribuire a realizzare gli obiettivi del Green Deal. Il Regolamento individua sei criteri per determinare come ogni attività economica contribuisca in modo sostanziale alla tutela dell’ecosistema, senza arrecare danno a nessuno degli obiettivi ambientali:

1. Un'attività economica non deve portare a significative emissioni di gas serra (GHG).
2. Un'attività economica non deve determinare un maggiore impatto negativo al clima attuale e futuro, sull'attività stessa o sulle persone, sulla natura o sui beni.
3. Un'attività economica non deve essere dannosa per il buono stato dei corpi idrici (superficiali, sotterranei o marini) e determinare il deterioramento qualitativo o la riduzione del potenziale ecologico.
4. Un'attività economica non deve portare a significative inefficienze nell'utilizzo di materiali recuperati o riciclati, ad incrementi nell'uso diretto o indiretto di risorse naturali, all’incremento significativo di rifiuti, al loro incenerimento o smaltimento, causando danni ambientali significativi a lungo termine.
5. Un'attività economica non deve determinare un aumento delle emissioni di inquinanti nell'aria, nell'acqua o nel suolo.
6. Un'attività economica non deve essere dannosa per le buone condizioni e resilienza degli ecosistemi o per lo stato di conservazione degli habitat e delle specie, comprese quelle di interesse per l'Unione.

**Ai fini del rispetto della tassonomia, la produzione di elettricità da pannelli solari è considerata una attività che contribuisce in modo sostanziale all’obiettivo della mitigazione dei cambiamenti climatici, se:**

- è svolta con adeguati livelli di efficienza;
- non compromette alcuno dei sei obiettivi ambientali della Tassonomia, e, in particolare, in materia di economia circolare, e salvaguardia della biodiversità, anche agraria.

Questa scheda fornisce indicazioni gestionali ed operative per tutti gli interventi che prevedano la produzione di energia elettrica da pannelli solari conformemente alla classificazione statistica delle attività economiche definita dal regolamento (CE) n. 1893/2006.

Verifiche e controlli da condurre per garantire il principio DNSH				
Tempo di svolgimento delle verifiche	n.	Elemento di controllo	Esito (Sì/No/Non applicabile)	Commento
Ex-ante	1	Il progetto di produzione di elettricità da pannelli solari segue le disposizioni del CEI o in generale rispetta le migliori tecniche disponibili per massimizzare la produzione di elettricità da pannelli solari, anche in relazione alle norme di connessione?	SI	Tra le principali norme che si applicano si evidenziano: <b>CEI EN 61215; CEI EN 61646 CEI EN 61730-1; CEI EN 61730-2; CEI EN 62108; CEI EN IEC 61724-1; CEI EN 62446-1; CEI 316; CEI 0-16; CEI 0-21</b>
	2	I pannelli fotovoltaici hanno la Marcatura CE, inclusa la certificazione di conformità alla direttiva Rohs, o rispondono ai criteri previsti dal GSE?	SI	<b>I pannelli fotovoltaici ammessi a finanziamento devono avere la Marcatura CE o rispondere alle caratteristiche richieste dal GSE.</b>

			<b>In particolare, la marcatura CE dovrà includere la conformità alla Direttiva RoHS.</b>
3	E' stata condotta un'analisi dei rischi climatici fisici funzione del luogo di ubicazione così come definita nell'appendice 1 della Guida Operativa, per impianti di potenza superiore a 1 MW?	<b>SI</b>	<b>L'attività soddisfa i criteri di cui all'appendice A del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139</b>
4	Sono stati rispettati gli obblighi pervisti dal D.Lgs. 49/2014 e dal D.Lgs. 118/2020 da parte del produttore di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (nel seguito, AEE) anche attraverso l'iscrizione dello stesso nell'apposito Registro dei produttori AEE?	<b>SI</b>	<b>Per la realizzazione del progetto devono essere seguite, come previsto dalla normativa sui RAEE, le Istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici (ai sensi dell'art.40 del D.lgs. 49/2014 e dell'art.1 del D.lgs. 118/2020</b>
5	Per le strutture situate in aree sensibili sotto il profilo della biodiversità o in prossimità di esse, è stata svolta una verifica preliminare, mediante censimento floro-faunistico, dell'assenza di habitat di specie (flora e fauna) in pericolo elencate nella lista rossa europea o nella lista rossa dell'IUCN?	<b>SI</b>	<b>Si prega di far riferimento alla relazione botanico faunistica allegata al progetto.</b>
6	Per aree naturali protette (quali ad esempio parchi nazionali, parchi interregionali, parchi regionali, aree marine protette etc....) , è stato ottenuto il nulla osta degli enti competenti?	<b>NA</b>	<b>L'intervento NON RICADE in aree naturali protette</b>
7	Laddove sia ipotizzabile un'incidenza diretta o indiretta sui siti della Rete Natura 2000 l'intervento è stato sottoposto a Valutazione di Incidenza (DPR 357/97)?	<b>NA</b>	<b>L'intervento NON RICADE in aree naturali protette ne in prossimità di esse.</b>

#### 4.6.4.5.1 Analisi dei rischi climatici fisici

La produzione di elettricità da pannelli solari deve essere realizzata in condizioni e in siti che non pregiudichino l'erogazione dei servizi in ottica di cambiamenti climatici attuali o futuri.

In fase di progettazione deve essere condotta una analisi dei rischi climatici fisici in funzione del luogo di ubicazione, in linea con quanto specificato all'Appendice A del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139.

I rischi climatici fisici che pesano sull'attività sono stati identificati tra quelli elencati nella tabella di seguito, effettuando una solida valutazione del rischio climatico e della vulnerabilità conformemente alla procedura che segue:

- a) esame dell'attività per identificare quali rischi climatici fisici possono influenzare l'andamento dell'attività economica durante il ciclo di vita previsto;
- b) se l'attività è considerata a rischio per uno o più rischi climatici fisici, occorre una valutazione del rischio climatico e della vulnerabilità per esaminare la rilevanza dei rischi climatici fisici per l'attività economica;
- c) una valutazione delle soluzioni di adattamento che possono ridurre il rischio fisico climatico individuato.

Per le nuove attività e le attività esistenti che utilizzano beni fisici di nuova costruzione, l'operatore economico integra le soluzioni di adattamento che riducono i più importanti rischi climatici individuati che pesano su tale attività al momento della progettazione e della costruzione e provvede ad attuarle prima dell'inizio delle operazioni.

**Il progetto per l'eventuale accesso ai contributi del PNRR sarà dotato di un sistema di monitoraggio nel rispetto del REQUISITO E.**

## 5 DIMENSIONAMENTO IMPIANTO

La quantità di energia elettrica producibile è calcolata tramite utilizzo del software di simulazione dotato di mappa interattiva denominato PVGIS fotovoltaico (PhotovoltaicGeographical Information System). Il simulatore effettua il calcolo della procedibilità sulla base dei valori di irradianza giornaliera che varia in funzione dei seguenti input:

- la località di installazione
- il mese di interesse
- l'inclinazione (0°-90°)
- l'orientamento (-180° - +180°)

Di seguito si riportano i valori di producibilità annua dell'impianto calcolato con il simulatore PVGIS fotovoltaico:

<b>Valori inseriti:</b>	
Luogo [Lat/Lon]:	41.009 - 15.922
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	1
Perdite di sistema [%]:	14
<b>Output di calcolo:</b>	
<b>Produzione annuale FV [kWh/kWp]:</b>	<b>1658</b>
Irraggiamento annuale [kWh/m <sup>2</sup> ):	2127,22
Variazione interannuale [kWh]:	47,1
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-1,81
Effetti spettrali [%]:	0,81
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-8,41
Perdite totali [%]:	-22,04

*Tabella 1 - Dati di ingresso dimensionamento impianto*

**La produzione complessiva di energia elettrica calcolata sulla potenza totale dei due progetti di 113.580 kW è pari a 188.360 MWh/anno.**

**La sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con un prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 449,1 g CO<sub>2</sub> (ISPRA Rapporti 363/2022), che in questo caso si traduce in 84.592 TonnCO<sub>2</sub>/anno evitate nell'ambiente.**

Di seguito si riportano i valori delle medie mensili di radiazione solare e di temperatura della località interessata, i valori variano di mese in mese per un periodo pluriennale (dal 2005 al 2016).

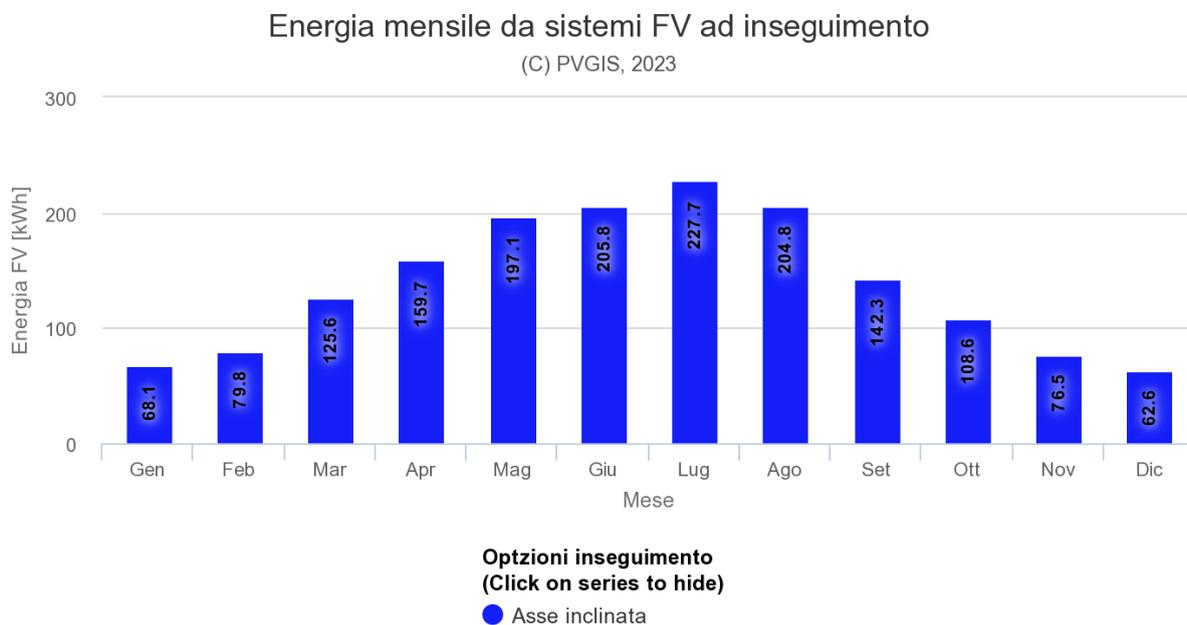


Figura 3 - Energia mensile prodotta

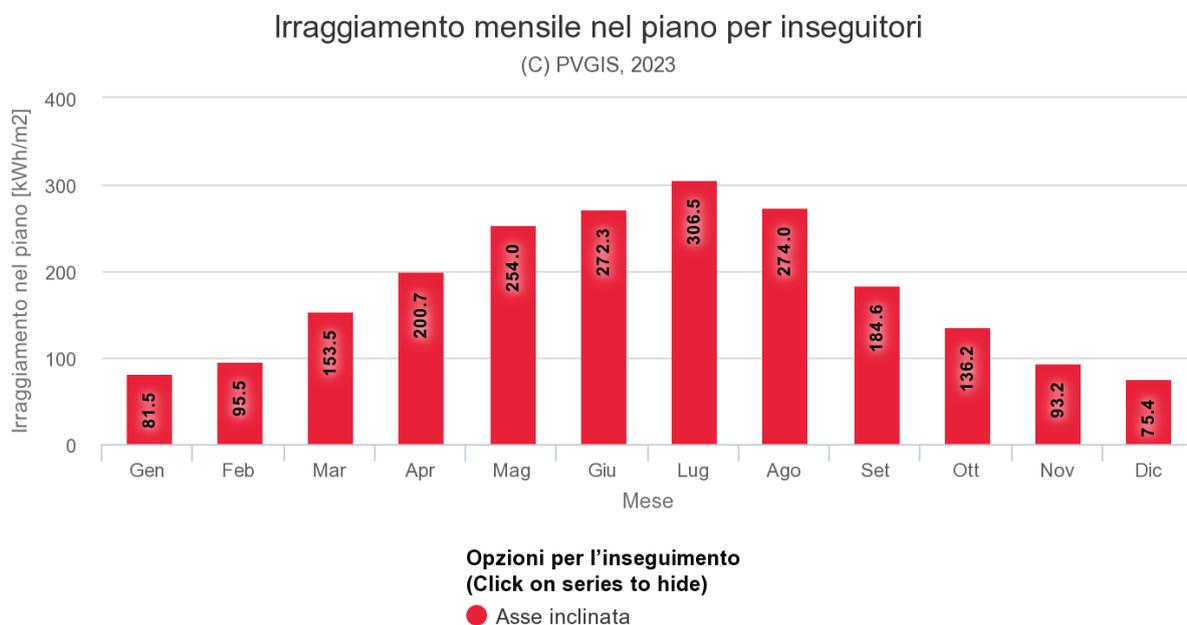


Figura 4 - Irraggiamento mensile sul piano

I valori di irraggiamento sono in kWh/m<sup>2</sup>, i valori di temperatura sono in °C.

## 5.1 Producibilità dell'impianto attesa

Anno	Decadimento annuo 0,4%	Producibilità
		kWh
1		188.360.000
2	753.440,00	187.606.560
3	750.426,24	186.856.134
4	747.424,54	186.108.709
5	744.434,84	185.364.274
6	741.457,10	184.622.817
7	738.491,27	183.884.326
8	735.537,30	183.148.789
9	732.595,15	182.416.194
10	729.664,77	181.686.529
11	726.746,12	180.959.783
12	723.839,13	180.235.944
13	720.943,77	179.515.000
14	718.060,00	178.796.940
15	715.187,76	178.081.752
16	712.327,01	177.369.425
17	709.477,70	176.659.947
18	706.639,79	175.953.308
19	703.813,23	175.249.494
20	700.997,98	174.548.496
21	698.193,99	173.850.302
22	695.401,21	173.154.901
23	692.619,60	172.462.282
24	689.849,13	171.772.432
25	687.089,73	171.085.343
<b>Totale producibilità</b>		<b>4.489.749.680</b>

Tabella 2 – Producibilità attesa dell'impianto nei 25 anni di esercizio

Considerando una durata di esercizio dell'impianto di 25 anni ed una percentuale di decadimento annua dello 0,4%, si stima una produzione complessiva di 4489,75 GWh, pari a 2.016.346 TonnCO2/anno evitate nell'ambiente.

## 6 DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

### 6.1 GENERALITÀ

La presente relazione descrive le scelte progettuali previste per la realizzazione di un impianto fotovoltaico grid – connected ad inseguimento automatico su un asse (inseguitore monoassiale). La consistenza dell'impianto in oggetto si può sintetizzare nei seguenti sistemi:

- Sistema di generazione o campo fotovoltaico (moduli e strutture di sostegno)
- Sistema di conversione (inverter) e trasformazione;
- Sistema di connessione alla Rete (cabina di consegna e cavidotto).

L'intero impianto sarà costituito da 54 generatori FV distinti ai quali saranno collegati in ingresso i moduli fotovoltaici divisi in stringhe. I moduli fotovoltaici saranno del tipo bifacciali in silicio monocristallino con una potenza nominale di picco pari a 625 Wp. Le già menzionate stringhe, saranno posizionate su strutture ad inseguimento mono-assiale doppio modulo, distanziate le une dalle altre, in direzione Est-Ovest, di 11 m (interasse strutture). Si riporta di seguito una sintesi dei principali dati di progetto dell'impianto fotovoltaico:

Montemilone 1 CP: 202300145					
Campo5	Stringhe	Moduli stringa	N. Moduli	P Moduli	P Campo
M1-C5-I1	200	18	3600	0,625	2250
M1-C5-I2	200	18	3600	0,625	2250
M1-C5-I3	200	18	3600	0,625	2250
<b>TOTALE C5</b>	<b>600</b>	<b>18</b>	<b>10800</b>	<b>0,625</b>	<b>6750</b>
Campo6	Stringhe	Moduli stringa	N. Moduli	P Moduli	P Campo
M1-C6-I1	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I2	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I3	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I4	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I5	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I6	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I7	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I8	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I9	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I10	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I11	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I12	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I13	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I14	192	18	3456	0,625	2160
M1-C6-I15	192	18	3456	0,625	2160
<b>TOTALE C6</b>	<b>2880</b>	<b>18</b>	<b>51840</b>	<b>0,625</b>	<b>32400</b>

Campo7	Stringhe	Moduli stringa	N. Moduli	P Moduli	P Campo
M1-C7-I1	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I2	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I3	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I4	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I5	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I6	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I7	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I8	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I9	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I10	184	18	3312	0,625	2070
M1-C7-I11	184	18	3312	0,625	2070
<b>TOTALE C7</b>	<b>2024</b>	<b>18</b>	<b>36432</b>	<b>0,625</b>	<b>22770</b>

Totale Montemilone 1 CP: 202300145	Stringhe	Moduli stringa	N. Moduli	P Moduli	P Tot
	<b>5504</b>	<b>18</b>	<b>99072</b>	<b>0,625</b>	<b>61920</b>

Montemilone 2 CP: 202300146					
Campo1	Stringhe	Moduli stringa	N. Moduli	P Moduli	P Campo
M2-C1-I1	184	18	3312	0,625	2070
M2-C1-I2	184	18	3312	0,625	2070
M2-C1-I3	184	18	3312	0,625	2070
M2-C1-I4	184	18	3312	0,625	2070
M2-C1-I5	184	18	3312	0,625	2070
M2-C1-I6	184	18	3312	0,625	2070
M2-C1-I7	184	18	3312	0,625	2070
M2-C1-I8	184	18	3312	0,625	2070
<b>TOTALE C1</b>	<b>1472</b>	<b>18</b>	<b>26496</b>	<b>0,625</b>	<b>16560</b>
Campo2	Stringhe	Moduli stringa	N. Moduli	P Moduli	P Campo
M2-C2-I1	144	18	2592	0,625	1620
<b>TOTALE C2</b>	<b>144</b>	<b>18</b>	<b>2592</b>	<b>0,625</b>	<b>1620</b>
Campo3	Stringhe	Moduli stringa	N. Moduli	P Moduli	P Campo
M2-C3-I1	192	18	3456	0,625	2160
M2-C3-I2	192	18	3456	0,625	2160
M2-C3-I3	192	18	3456	0,625	2160
M2-C3-I4	192	18	3456	0,625	2160
M2-C3-I5	192	18	3456	0,625	2160
M2-C3-I6	192	18	3456	0,625	2160
M2-C3-I7	192	18	3456	0,625	2160
M2-C3-I8	192	18	3456	0,625	2160

<b>TOTALE C3</b>	<b>1536</b>	<b>18</b>	<b>27648</b>	<b>0,625</b>	<b>17280</b>
<b>Campo4</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Moduli stringa</b>	<b>N. Moduli</b>	<b>P Moduli</b>	<b>P Campo</b>
<b>M2-C4-I1</b>	180	18	3240	0,625	2025
<b>M2-C4-I2</b>	180	18	3240	0,625	2025
<b>M2-C4-I3</b>	180	18	3240	0,625	2025
<b>M2-C4-I4</b>	180	18	3240	0,625	2025
<b>M2-C4-I5</b>	180	18	3240	0,625	2025
<b>M2-C4-I6</b>	180	18	3240	0,625	2025
<b>M2-C4-I7</b>	180	18	3240	0,625	2025
<b>M2-C4-I8</b>	180	18	3240	0,625	2025
<b>TOTALE C4</b>	<b>1440</b>	<b>18</b>	<b>25920</b>	<b>0,625</b>	<b>16200</b>

<b>Totale Montemilone 2 CP: 202300146</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Moduli stringa</b>	<b>N. Moduli</b>	<b>P Moduli</b>	<b>P Tot</b>
	<b>4.592</b>	<b>18</b>	<b>82.656</b>	<b>0,625</b>	<b>51.660</b>

<b>Totale M1 + M2</b>	<b>Stringhe</b>	<b>Moduli stringa</b>	<b>N. Moduli</b>	<b>P Moduli</b>	<b>P Tot</b>
	<b>10.096</b>	<b>18</b>	<b>181.728</b>	<b>0,625</b>	<b>113.580</b>

*Tabella 3 - Caratteristiche del generatore fotovoltaico*

Per Superficie radiante totale del generatore fotovoltaico si intende l'area complessiva dei moduli fotovoltaici, intesa come superficie del singolo modulo per il numero dei moduli.

<b>CALCOLO DELLA SUPERFICIE RADIANTE DI PROGETTO</b>		
Superficie radiante singolo modulo:	mq	2,795
Numero di moduli M1:		99.072
<b>Superficie radiante M1:</b>	<b>mq</b>	<b>276.937</b>
Numero di moduli M2:		82.656
<b>Superficie radiante M2:</b>	<b>mq</b>	<b>231.049</b>
Numero di moduli M1+M2:		181.728
<b>Superficie radiante complessiva M1+M2:</b>	<b>mq</b>	<b>507.986</b>

Progetto di due impianti agrivoltaici avanzati per la produzione di energia elettrica, denominati Montemilone 1 CP: 202300145 della potenza nominale di 61.920 kW e Montemilone 2 CP: 202300146 della potenza nominale di 51.660kW, ubicati in Località Perillo Soprano, La Sterpara, Santa Maria nel Comune di Montemilone (PZ) per una potenza nominale complessiva di 113.580 kW comprensivo delle opere di rete per la connessione a 36kV alla RTN di Terna Spa –**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA – Revisione**

NP Basilicata 1 S.r.l.  
Galleria Passarella n. 2  
20122 Milano (MI)  
Partita IVA 13004260967





Figura 5 - Rappresentazione del layout di impianto, vista complessiva



Figura 6 - Rappresentazione del layout di impianto Montemilone1 – Campo6 e Campo7



Figura 7 - Rappresentazione del layout di impianto Montemilone1 Campo5 e Montemilone2 Campo3 e Campo4



Figura 8 - Rappresentazione del layout di impianto Montemilone2 Campo1, Campo2 e opere di rete



Rappresentazione del layout di impianto Montemilone1 Campo6, Campo7 e opere di rete

## 6.2 MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici utilizzati sono del tipo bifacciale per una potenza nominale di 625 Wp. Sono previsti dei moduli fotovoltaici tipo modello JINKO SOLAR di dimensioni pari a 1134\*2465 mm e di potenza pari a P= 625 Wp le cui caratteristiche tecniche sono riportate nella scheda tecnica allegata.

www.jinkosolar.com

**JinKO Solar**  
Building Your Trust in Solar

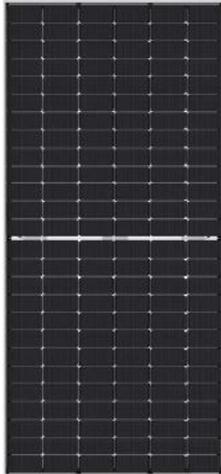
# Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 605-625 Watt

BIFACIAL MODULE WITH  
DUAL GLASS

**N-Type**

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC 61215(2016), IEC 61730(2016)  
ISO 9001:2015: Quality Management System  
ISO 14001:2015: Environment Management System  
ISO 45001:2018  
Occupational health and safety management systems



## Key Features

 <b>SMBB Technology</b> Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.	 <b>Hot 2.0 Technology</b> The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.
 <b>PID Resistance</b> Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.	 <b>Enhanced Mechanical Load</b> Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
 <b>Higher Power Output</b> Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.	

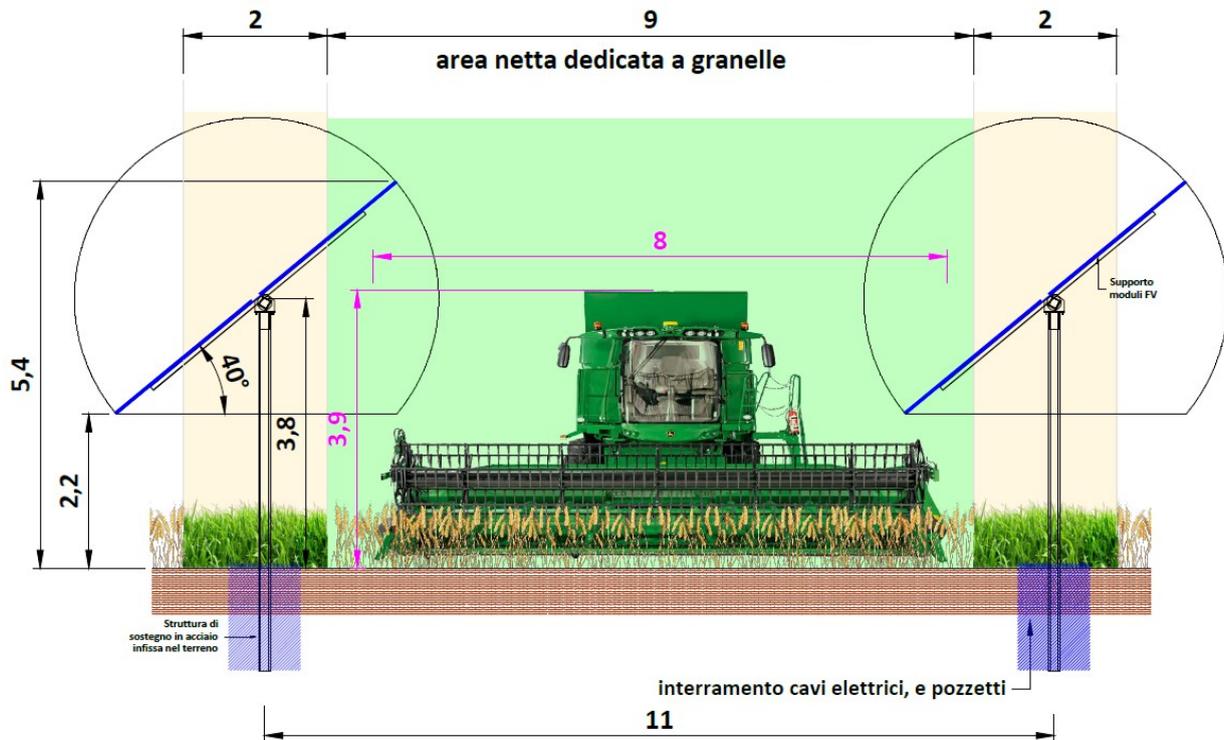
Figura 9 - Modulo fotovoltaico

**Il CEI ha chiarito ufficialmente con propria nota 1393/2021/IV/mgs del 15/10/2021 che la potenza nominale di un impianto fotovoltaico è data dalla potenza nominale del lato frontale dei moduli, ignorando qualsiasi contributo del lato posteriore.**

In fase esecutiva la marca e la tipologia dei moduli fotovoltaici potranno variare in relazione alla disponibilità nel mercato, fermo restando che non si eccederà il valore di superficie radiante totale del generatore fotovoltaico.

### 6.3 STRUTTURE DI SOSTEGNO

L'impianto fotovoltaico è stato configurato con un sistema ad inseguitore solare monoassiale est-ovest a doppio modulo. Si riporta di seguito una immagine di riferimento del sistema utilizzato.





*Figura 10 - Particolare di un inseguitore monoassiale est-ovest in un sistema agro-fotovoltaico*

### 6.3.1 Caratteristiche strutturali

La struttura di supporto è realizzata in acciaio da costruzione e progettata secondo gli Eurocodici standard. La maggior parte dei componenti metallici del tracker (tubo di torsione, pile, ...) sono zincati a caldo secondo Standard ISO 1461 (bagno batch) o ISO 3575 (bagno continuo). Le guide del modulo possono essere in acciaio zincato secondo ISO 1461, o realizzato in Magnelis, un rivestimento di zinco-alluminio-magnesio, applicato come bene tramite bagno di immersione a caldo, che ha una resistenza ancora superiore in ambienti esterni difficili. Come standard, tutte le strutture sono garantite per 30 anni nella corrosione atmosferica ISO 14713-1 categoria fino a C2. Diverse durate di garanzia possono essere concordate come opzione. I componenti meccanici sono stati progettati con simulazioni FEM e software CAD 3D e ampiamente testato per più di 50 anni di durata equivalente. Sono disponibili diverse lunghezze di tracker, che rappresentano un diverso numero di stringhe.

### 6.3.2 Resistenza al vento e posizione di sicurezza

Il design dei tracker è il risultato di studi di test in galleria del vento. I tracker iniziano la procedura di sicurezza quando la velocità del vento di raffica è superiore a 50 km / h e resistono a 55 km / h durante le operazioni. Sulla base di studi in galleria del vento, la posizione di sicurezza assunta in caso di vento eccessivo non è orizzontale, ma a 35 °, in modo da evitare il galoppo del vento, che altrimenti potrebbe danneggiare sia i moduli fotovoltaici sia la struttura del tracker. In posizione di sicurezza, può resistere a una raffica di vento di 120 km /h. La velocità del vento raffica è la media di 3 secondi. Le velocità del vento sono definite come velocità del vento a 10 m sopra il livello del suolo su terreni aperti, secondo la definizione di Eurocodici.

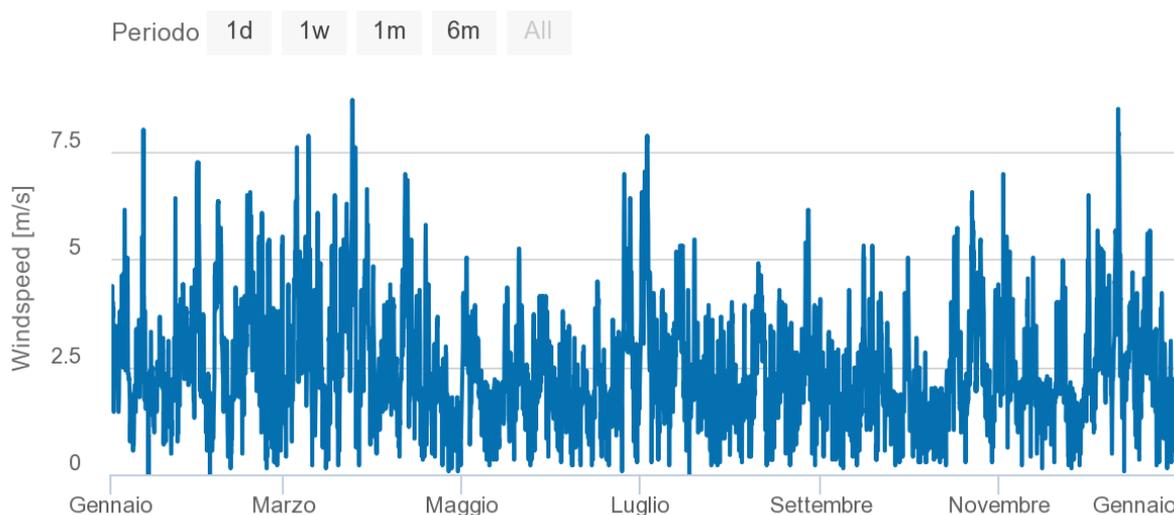


Figura 11 - Ventosità della zona di Montemilone periodo 2007-2016

**Nel Comune di Montemilone si registra un regime di vento medio con picco nel mese di marzo periodo 2007/2016 di circa 7,5 m/s, pari a 27 km/h. L'inseguitore risulta compatibile con la ventosità dell'area.**

### 6.3.3 Ancoraggi<sup>3</sup>

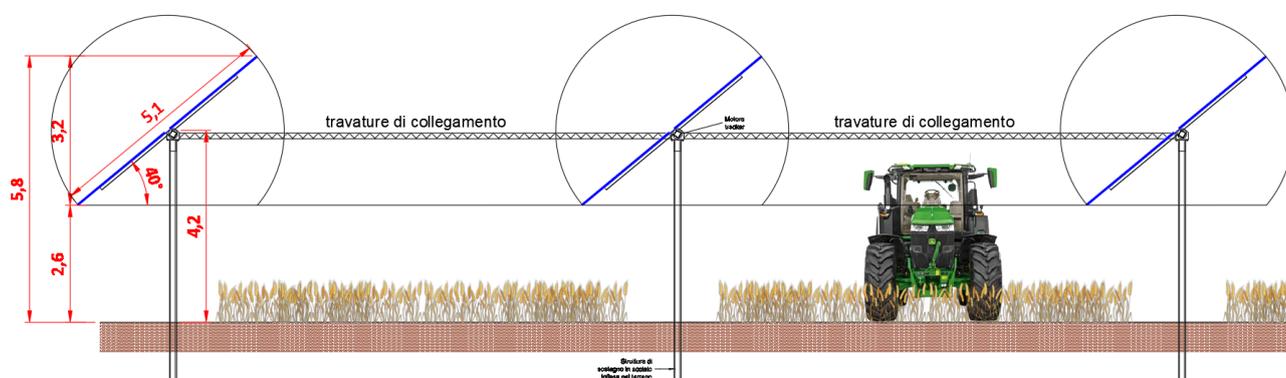
Il progetto di una fondazione su pali, così come prescritto dalle NTC 2018, deve comprendere la scelta del tipo di palo e delle relative tecnologie e modalità di esecuzione, il dimensionamento dei pali e delle relative strutture di collegamento, tenendo conto degli effetti di gruppo tanto nelle verifiche SLU quanto nelle verifiche SLE. La progettazione delle opere di fondazione dei trackers è strettamente legata alla conoscenza delle caratteristiche litostratigrafiche dell'area oggetto di intervento; infatti, le indagini geotecniche devono essere dirette anche ad accertare l'effettiva realizzabilità e l'idoneità del tipo di palo in relazione alle caratteristiche dei terreni e del regime delle pressioni interstiziali.

L'analisi condotta all'interno dello studio geologico allegato al presente progetto ha portato a definire un modello geologico preliminare, in questa fase progettuale, ritenuto idoneo a simulare le caratteristiche fisico-meccaniche dei litotipi presenti nelle aree di progetto.

**Il modello geognostico porta a prevedere ad un palo infisso tipo IPE 300 della profondità di 5 m.** Ogni struttura lunga complessivamente 42 m circa, realizzata in tubolari in acciaio, contiene 72 pannelli ed è sostenuta da un sistema di sostegno su tredici pali del tipo sopra descritto.

Tuttavia, viste le incertezze legate al sistema di elevazione, considerato che i reali scarichi in fondazione provenienti dalla sovrastruttura saranno forniti in fase esecutiva e le incertezze legate al modello definitivo litostratigrafico del terreno tale valore sarà oggetto di conferma in fase di progettazione esecutiva.

In fase di progettazione esecutiva e nel rispetto della variazione dell'altezza massima dal suolo non superiore al 20 per cento (*Decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, detto Decreto Semplificazioni*) è possibile, al fine di diminuire il sistema di sostegno su tredici pali, ovvero il numero di infissioni nel terreno, prevedere un sistema di travature di collegamento tra le file di tracker che migliorerebbe la logica di carico sulle fondazioni e sulla punta palo. Tale soluzione viene in questa fase rappresentata come alternativa alla soluzione 1 e sarà valutata in fase di progettazione esecutiva.



**Soluzione 2 con travature di collegamento**

<sup>3</sup> Fonte: Relazione Geotecnica e Strutturale Ing. Aniello Romano

### 6.3.4 Rivestimento protettivo dei pali infissi nel terreno

La struttura di supporto dei moduli fotovoltaici è realizzata in acciaio da costruzione e progettata secondo gli Eurocodici standard. La maggior parte dei componenti metallici del tracker, compreso gli ancoraggi nel terreno, sono zincati a caldo secondo Standard ISO 1461 (bagno batch) o ISO 3575 (bagno continuo).

La zincatura serve a garantirne una lunga protezione grazie al fatto che in atmosfera lo zinco forma sulla sua superficie uno strato protettivo molto compatto e stabile, costituito da ossidi e carbonati (o anche solfati idrati, in dipendenza dall'ambiente). Ancorché molto sottile, questo strato risulta impermeabile alle specie aggressive ed è in grado di portare la corrosione dello zinco ad un valore circa pari ad 1/17 – 1/18 della velocità con cui si dissolve l'acciaio non protetto. La zincatura ottenuta sui profili di acciaio strutturale di solito eccede significativamente i minimi di spessore previsti dagli standard pari a 85µm, ne determina una protezione di lunga durata; per esempio, in area costiera urbana (con apprezzabile tasso di inquinamento) un rivestimento di 100µm svolge la sua azione all'incirca per 25 anni, ben oltre la durata di qualsiasi antiruggine o verniciatura. Col tempo, però, la corrosione dello strato di zinco può portare a possibili perdite del materiale del rivestimento a causa dell'aggressività dell'ambiente in cui le strutture sono immerse.

Le principali tipologie di corrosione per lo zinco possono essere suddivise in base all'ambiente in cui si generano. Nel terreno la corrosività è dovuta sia a fattori fisici (temperatura, assorbimento di acqua e permeabilità per l'ossigeno) sia a fattori chimici (concentrazione di sali, di bicarbonato di calcio e differenti valori di pH da 3 a 9,5). Per la sua struttura, il terreno ha una permeabilità diversa all'aria e all'umidità. Generalmente la concentrazione di ossigeno è inferiore rispetto all'aria, al contrario di quella di anidride carbonica che è superiore. In genere, le condizioni più critiche per la corrosione sono localizzate nei punti in cui cambia drasticamente la composizione o in cui il manufatto affiora dal terreno. Tra interno ed esterno, la diversità delle concentrazioni delle specie reattive (in particolar modo dell'ossigeno) innesca la pila corrosiva (per aerazione differenziata). **In linea di massima, si considera che la velocità di corrosione dello zinco nel terreno sia piuttosto contenuta, con valori medi intorno ai 5 µm/anno.**

Nei liquidi, ancor più che nell'atmosfera, per la velocità di corrosione è determinante il valore del pH. Oltre a questo, anche altri fattori influiscono sulla corrosione dello zinco in acqua, quali la composizione chimica, la temperatura, la pressione, la velocità di flusso, l'agitazione e la concentrazione di ossigeno disciolto. Le acque dolci contenenti sali minerali o le acque dure, con calcio e magnesio, non sono molto aggressive; se la superficie di zinco rimane, invece, per un certo tempo a contatto con acqua a scarso contenuto di elementi minerali, oppure quando l'aerazione e, quindi, la presenza di CO<sub>2</sub>, è insufficiente, gli strati anticorrosivi non si possono formare, ne consegue una velocità di corrosione più alta.

Questa corrosione può essere ritardata proteggendo la superficie zincata con rivestimenti polimerici, guaine bituminose o qualsiasi materiale compatibile che determini isolamento.

**Dalle indagini geognostiche eseguite sul terreno non è emersa la presenza di falda nello strato fino alla profondità di 30 metri; pertanto, non si necessita di rivestimento protettivo dei pali infissi nel terreno.**

## 6.4 INVERTER

La conversione della forma d'onda elettrica, da continua in alternata, verrà effettuata per mezzo di n° 54 inverter di tipo SMA Mod. SMA SC 2200-10, di cui n° 25 per il progetto di Montemilone2 e n° 29 per il progetto di Montemilone1, aventi le caratteristiche riportate nella scheda tecnica allegata. Gli inverter sono alloggiati all'interno di cabina in acciaio del tipo ISO 20". All'interno della stessa cabina sono presenti, oltre all'inverter, il trasformatore bt/MT ed i rispettivi dispositivi di protezione per ciascun livello di tensione.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-widthmodulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme su EMC e limitazione delle emissioni RF: norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme;
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.



Figura 12 - Immagine cabina inverter

Si riporta di seguito la configurazione elettrica per ciascuno dei campi fotovoltaici di progetto:

## Montemilone 1 CP 202300145

### Panoramica del sistema

#### 10800 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV (Campo5)

Azimuth: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 6,75 MWp

#### 51840 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV (Campo6)

Azimuth: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 32,40 MWp

#### 36432 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV (Campo7)

Azimuth: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 22,77 MWp



3 x SMA SC 2200-10



15 x SMA SC 2200-10



11 x SMA SC 2200-10

### Dati dimensionamento FV

Numero complessivo moduli fotovoltaici:	<b>99072</b>	Rendimento annuo di energia*:	<b>119,01 GWh</b>
Picco di potenza:	<b>61,92 MWp</b>	Fattore di utilizzo dell'energia:	<b>100 %</b>
Numero di inverter FV:	<b>29</b>	Performance Ratio*:	<b>89 %</b>
Potenza nominale CA degli inverter FV:	<b>63,80 MW</b>	Rendimento specifico di energia*:	<b>1922 kWh/kWp</b>
Potenza attiva CA:	<b>63,80 MW</b>	Perdite di linea (in % sull'energia FV):	<b>---</b>
Rapporto potenza attiva:	<b>103 %</b>	Carico asimmetrico:	<b>0,00 VA</b>

## Montemilone 2 CP 202300146

### Panoramica del sistema

#### 26496 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV (Campo1)

Azimuth: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 16,56 MWp

#### 2592 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV (Campo2)

Azimuth: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 1,62 MWp

#### 27648 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV (Campo3)

Azimuth: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 17,28 MWp

#### 25920 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV (Campo4)

Azimuth: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 16,20 MWp



8 x SMA SC 2200-10



1 x SMA SC 2200-10



8 x SMA SC 2200-10



8 x SMA SC 2200-10

### Dati dimensionamento FV

Numero complessivo moduli fotovoltaici:	<b>82656</b>	Rendimento annuo di energia*:	<b>99.311,64 MWh</b>
Picco di potenza:	<b>51,66 MWp</b>	Fattore di utilizzo dell'energia:	<b>100 %</b>
Numero di inverter FV:	<b>25</b>	Performance Ratio*:	<b>89 %</b>
Potenza nominale CA degli inverter FV:	<b>55,00 MW</b>	Rendimento specifico di energia*:	<b>1922 kWh/kWp</b>
Potenza attiva CA:	<b>55,00 MW</b>	Perdite di linea (in % sull'energia FV):	<b>---</b>
Rapporto potenza attiva:	<b>106,5 %</b>	Carico asimmetrico:	<b>0,00 VA</b>

Tabella 4 - Configurazione elettrica generatore fotovoltaico

### 3 x SMA SC 2200-10 (Campo5)

Picco di potenza:	6,75 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	10800
Numero di inverter FV:	3
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	2,25 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	2,20 MW
Tensione di rete:	21,0 kV
Rapporto potenza nominale:	100 %
Fattore di dimensionamento:	102,3 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1964,9 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: Campo5

3600 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	200
Moduli fotovoltaici:	18
Picco di potenza (ingresso):	2,25 MWp
Tensione CC min. INVERSOR (Tensione di rete 21,0 kV):	570 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✔ 792 V
Tensione fotovoltaica min.:	752 V
Tensione CC max (Inverter):	1100 V
Tensione fotovoltaica max.	✔ 1066 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	3960 A
Corrente max generatore:	✔ 2712,0 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	6400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✔ 2854,0 A

### Fattore di sfasamento minimo

Tabella 5 - Configurazione elettrica generatore fotovoltaico Montemilone 1 Campo5

### 15 x SMA SC 2200-10 (Campo6)

Picco di potenza:	32,40 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	51840
Numero di inverter FV:	15
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	2,25 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	2,20 MW
Tensione di rete:	21,0 kV
Rapporto potenza nominale:	104 %
Fattore di dimensionamento:	98,2 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1887,0 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: Campo6

3456 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	192
Moduli fotovoltaici:	18
Picco di potenza (ingresso):	2,16 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 21,0 kV):	570 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✔ 792 V
Tensione fotovoltaica min.:	752 V
Tensione CC max (Inverter):	1100 V
Tensione fotovoltaica max.:	✔ 1066 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	3960 A
Corrente max generatore:	✔ 2603,5 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	6400 A
Corrente di cortocircuito max FV:	✔ 2739,8 A

### Fattore di sfasamento minimo

Tabella 6 - Configurazione elettrica generatore fotovoltaico Montemilone 1 Campo6

### 11 x SMA SC 2200-10 (Campo7)

Picco di potenza:	22,77 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	36432
Numero di inverter FV:	11
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	2,25 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	2,20 MW
Tensione di rete:	21,0 kV
Rapporto potenza nominale:	108 %
Fattore di dimensionamento:	94,1 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1808,8 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: Campo7

3312 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	184
Moduli fotovoltaici:	18
Picco di potenza (ingresso):	2,07 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 21,0 kV):	570 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✔ 792 V
Tensione fotovoltaica min.:	752 V
Tensione CC max (Inverter):	1100 V
Tensione fotovoltaica max.:	✔ 1066 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	3960 A
Corrente max generatore:	✔ 2495,0 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	6400 A
Corrente di cortocircuito max FV:	✔ 2625,7 A

### Fattore di sfasamento minimo

Tabella 7 - Configurazione elettrica generatore fotovoltaico Montemilone 1 Campo7

### 8 x SMA SC 2200-10 (Campo1)

Picco di potenza:	16,56 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	26496
Numero di inverter FV:	8
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	2,25 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	2,20 MW
Tensione di rete:	21,0 kV
Rapporto potenza nominale:	108 %
Fattore di dimensionamento:	94,1 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1808,8 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: Campo1

3312 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	184
Moduli fotovoltaici:	18
Picco di potenza (ingresso):	2,07 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 21,0 kV):	570 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✔ 792 V
Tensione fotovoltaica min.:	752 V
Tensione CC max (Inverter):	1100 V
Tensione fotovoltaica max.	✔ 1066 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	3960 A
Corrente max generatore:	✔ 2495,0 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	6400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✔ 2625,7 A

### Fattore di sfasamento minimo

Tabella 8 - Configurazione elettrica generatore fotovoltaico Montemilone 2 Campo1

### 1 x SMA SC 2200-10 (Campo2)

Picco di potenza:	1,62 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	2592
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	2,25 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	2,20 MW
Tensione di rete:	21,0 kV
Rapporto potenza nominale:	139 %
Fattore di dimensionamento:	73,6 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1417,1 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: Campo2

2592 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	144
Moduli fotovoltaici:	18
Picco di potenza (ingresso):	1,62 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 21,0 kV):	570 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 792 V
Tensione fotovoltaica min.:	752 V
Tensione CC max (Inverter):	1100 V
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1066 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	3960 A
Corrente max generatore:	✓ 1952,6 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	6400 A
Corrente di cortocircuito max FV:	✓ 2054,9 A

Tabella 9 - Configurazione elettrica generatore fotovoltaico Montemilone 2 Campo2

### 8 x SMA SC 2200-10 (Campo3)

Picco di potenza:	17,28 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	27648
Numero di inverter FV:	8
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	2,25 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	2,20 MW
Tensione di rete:	21,0 kV
Rapporto potenza nominale:	104 %
Fattore di dimensionamento:	98,2 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1887,0 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: Campo3

3456 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	192
Moduli fotovoltaici:	18
Picco di potenza (ingresso):	2,16 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 21,0 kV):	570 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✔ 792 V
Tensione fotovoltaica min.:	752 V
Tensione CC max (Inverter):	1100 V
Tensione fotovoltaica max.:	✔ 1066 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	3960 A
Corrente max generatore:	✔ 2603,5 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	6400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✔ 2739,8 A

### Fattore di sfasamento minimo

Tabella 10 - Configurazione elettrica generatore fotovoltaico Montemilone 2 Campo3

### 8 x SMA SC 2200-10 (Campo4)

Picco di potenza:	16,20 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	25920
Numero di inverter FV:	8
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	2,25 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	2,20 MW
Tensione di rete:	21,0 kV
Rapporto potenza nominale:	111 %
Fattore di dimensionamento:	92 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1769,7 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: Campo4

3240 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM625N-78HL4-BDV, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	180
Moduli fotovoltaici:	18
Picco di potenza (ingresso):	2,03 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 21,0 kV):	570 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✔ 792 V
Tensione fotovoltaica min.:	752 V
Tensione CC max (Inverter):	1100 V
Tensione fotovoltaica max.	✔ 1066 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	3960 A
Corrente max generatore:	✔ 2440,8 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	6400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✔ 2568,6 A

### Fattore di sfasamento minimo

Tabella 11 - Configurazione elettrica generatore fotovoltaico Montemilone 2 Campo4

## 6.5 CABINE ELETTRICHE

Per l'intero impianto saranno realizzate n° 54 cabine elettriche per la conversione DC/AC e per l'elevazione della potenza alla tensione di 36 kV, n° 62 cabine ad uso promiscuo e locale tecnico/O&M, e n° 8 cabine di raccolta cavi e sezionamenti per le dorsali a 36kV in partenza dai singoli campi fotovoltaici.

### 6.5.1 CABINA DI INVERTER E DI TRASFORMAZIONE

Saranno realizzate n° 54 cabine elettriche per la conversione DC/AC e per l'elevazione della potenza a media tensione 36 kV. Esse saranno del tipo container 20' ISO, in metallo, delle dimensioni di 6,1 x 2,5 x 3,0 metri di altezza fuori terra. All'interno di ciascuna cabina inverter sono presenti oltre all'inverter stesso, i dispositivi di protezione in bassa tensione del convertitore, il quadro servizi ausiliari, il trasformatore bt/MT, ed i quadri alla tensione di 36kV con i rispettivi scomparti di protezione trafo e di linea. I quadri elettrici saranno completi di tutte le apparecchiature di protezione, comando e controllo. Ogni trasformatore sarà trifase a due avvolgimenti con isolamento in resina, raffreddato ad aria e calcolato per un servizio continuativo. Essi saranno conformi al regolamento europeo N. 548/2014.

### 6.5.2 LOCALI TECNICI E CABINE O&M

Saranno realizzate n° 62 cabine destinata a locale tecnico O&M - Operation&Maintenance in calcestruzzo armato vibrato con fondazione di tipo prefabbricato in c.a.v. Le dimensioni saranno di 5,0 x 2,5 x h 3,0 fuori terra e sarà posizionata su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato.

### 6.5.3 CABINA RACCOLTA CAVI E SEZIONAMENTI

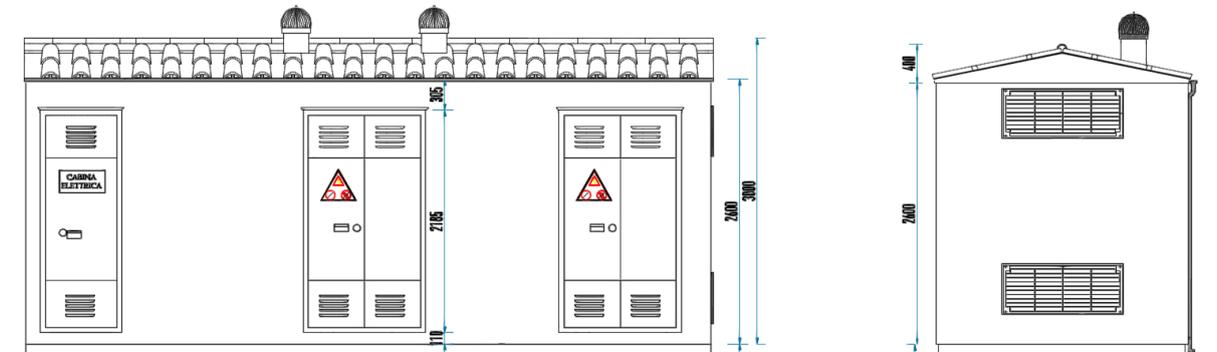
Saranno realizzate n° 8 cabine di raccolta cavi e sezionamenti per le dorsali a 36kV in partenza dai singoli campi fotovoltaici del tipo in calcestruzzo armato vibrato con fondazione di tipo prefabbricato in c.a.v. Le dimensioni saranno di 6,1 x 2,5 x h 3,0 fuori terra e sarà posizionata su una platea di fondazione in cls armato dello spessore di 10 cm e finitura in pietrisco stabilizzato.

DIMENSIONE CABINE E LOCALI TECNICI									
Cabine	Q.tà	Dimensioni (m) Lung - Larg - H			Sup (mq)	Vol (mc)	Sup Tot (mq)	Vol Tot (mc)	Tipologia
CABINE INVERTER	54	6,1	2,5	3,0	15,3	45,8	823,5	2470,5	Cnt iso20
LOCALI TECNICI	62	5,0	2,5	3,0	12,5	37,5	775,0	2325,0	cav box
CABINE 36KV	8	6,1	2,5	3,0	15,3	45,8	122,0	366,0	cav box
<b>SUPERFICIE COMPLESSIVA (MQ)</b>							<b>1720,5</b>		
<b>VOLUME COMPLESSIVO (MC)</b>								<b>5161,5</b>	

Tabella 12 - Dimensioni cabine e locali tecnici

**Tutte le cabine elettriche saranno realizzate con copertura a capanna in laterizio, in coppi e/o tegole portoghesi come applicato coerentemente alla cabina di consegna dell’impianto a biogas presente e distante 1200 metri dal campo1.**

**COPERTURA IN LATERIZIO  
TEGOLE E COPPI**



**Per quanto riguarda la finitura superficiale, si propone per tutte le cabine fronte strada, una finitura tipo a mattoni, tipiche delle case della riforma agraria. È stata esclusa la pietra spaccata in quanto non è stata riscontrata la presenza nel contesto di riferimento.**

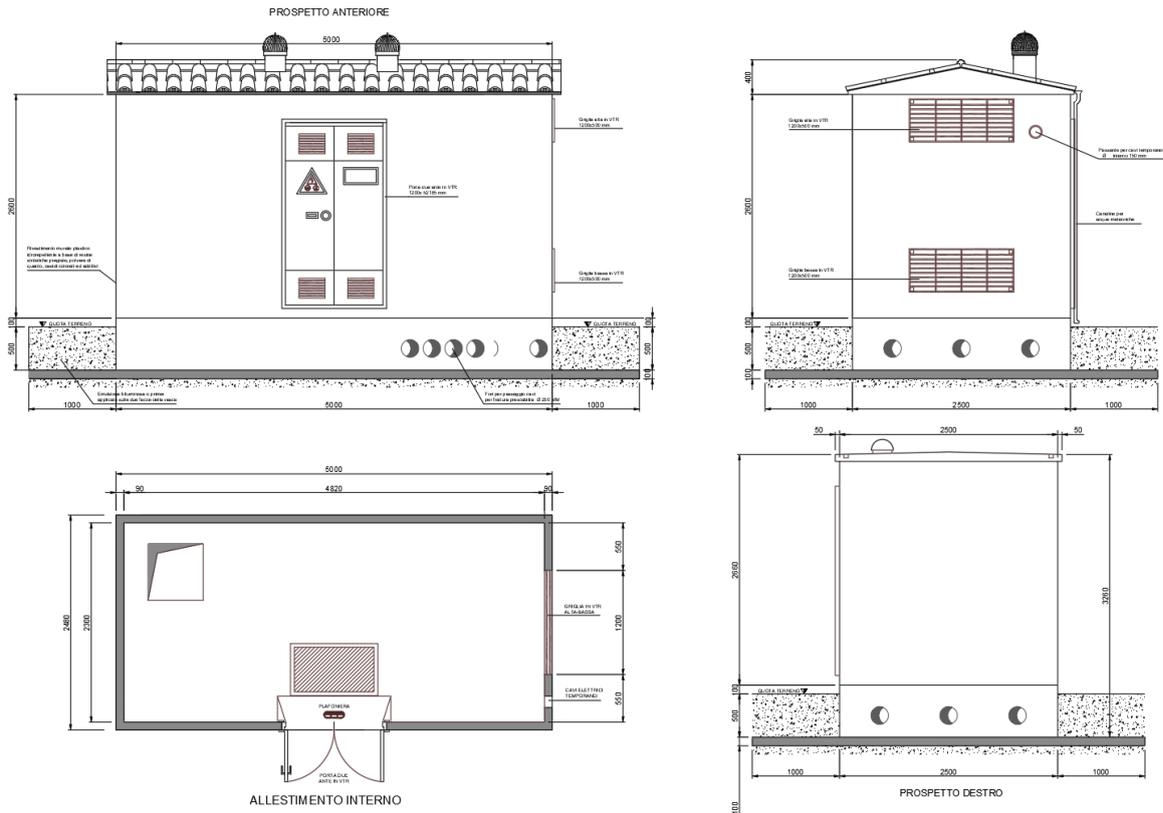


**Per le altre cabine elettriche interne al campo e poco visibili dall’esterno, si conferma la copertura a capanna in laterizio, in coppi e/o tegole portoghesi mentre per la finitura superficiale esterna si propone una finitura liscia RAL 7004 (grigio segnale) tipica dei più recenti capannoni agricoli**



**COPERTURA IN LATERIZIO  
TEGOLE E COPPI**

**LOCALI TECNICI  
CABINA PREFABBRICATA REALIZZATA IN CAV-BOX**



**COPERTURA IN LATERIZIO  
TEGOLE E COPPI**

**CABINE RA COLTA CAVI 36KV  
CABINA PREFABBRICATA REALIZZATA IN CAV-BOX**

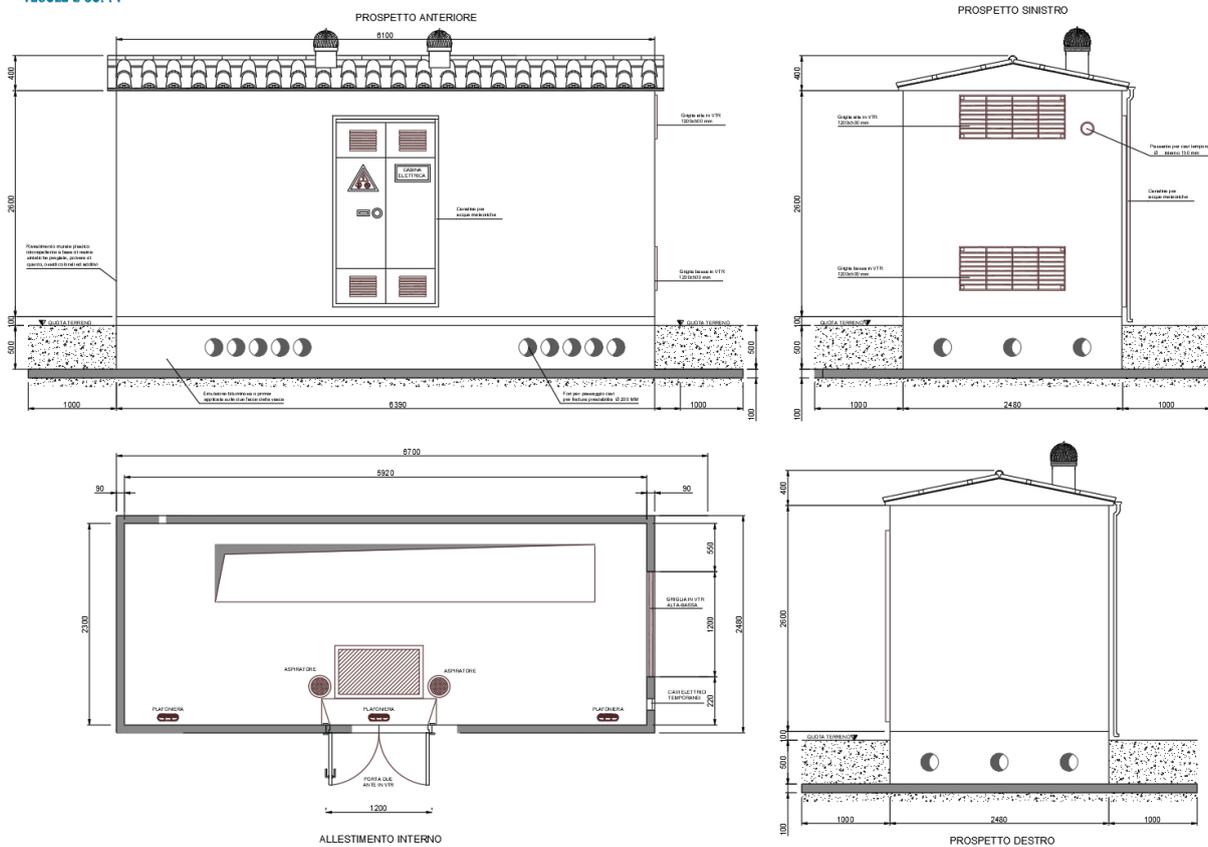


Figura 13 – Tipologico cabina con copertura in laterizio e tetto a due falde

In fase esecutiva le dimensioni delle cabine potrebbero recare leggeri scostamenti in funzione dell'evoluzione del mercato e delle eventuali mutate specifiche tecniche del distributore, salvo il rispetto degli ingombri di superficie e volumetrici totali rappresentati nel progetto depositato. Per quanto riguarda l'impianto di messa a terra delle cabine, questo sarà costituito da una parte interna di collegamento fra le diverse installazioni elettromeccaniche e da una parte esterna costituita da elementi disperdenti, anch'essa collegata al rimanente impianto di terra. Ogni massa presente in cabina dovrà essere connessa all'impianto di terra. L'impianto di messa a terra delle cabine verrà sviluppato direttamente nell'ambito della realizzazione del manufatto civile. In ogni caso l'impianto di messa a terra dovrà essere tale da assicurare il rispetto dei limiti delle tensioni di passo e di contatto previsti dalla norma CEI 11-1.

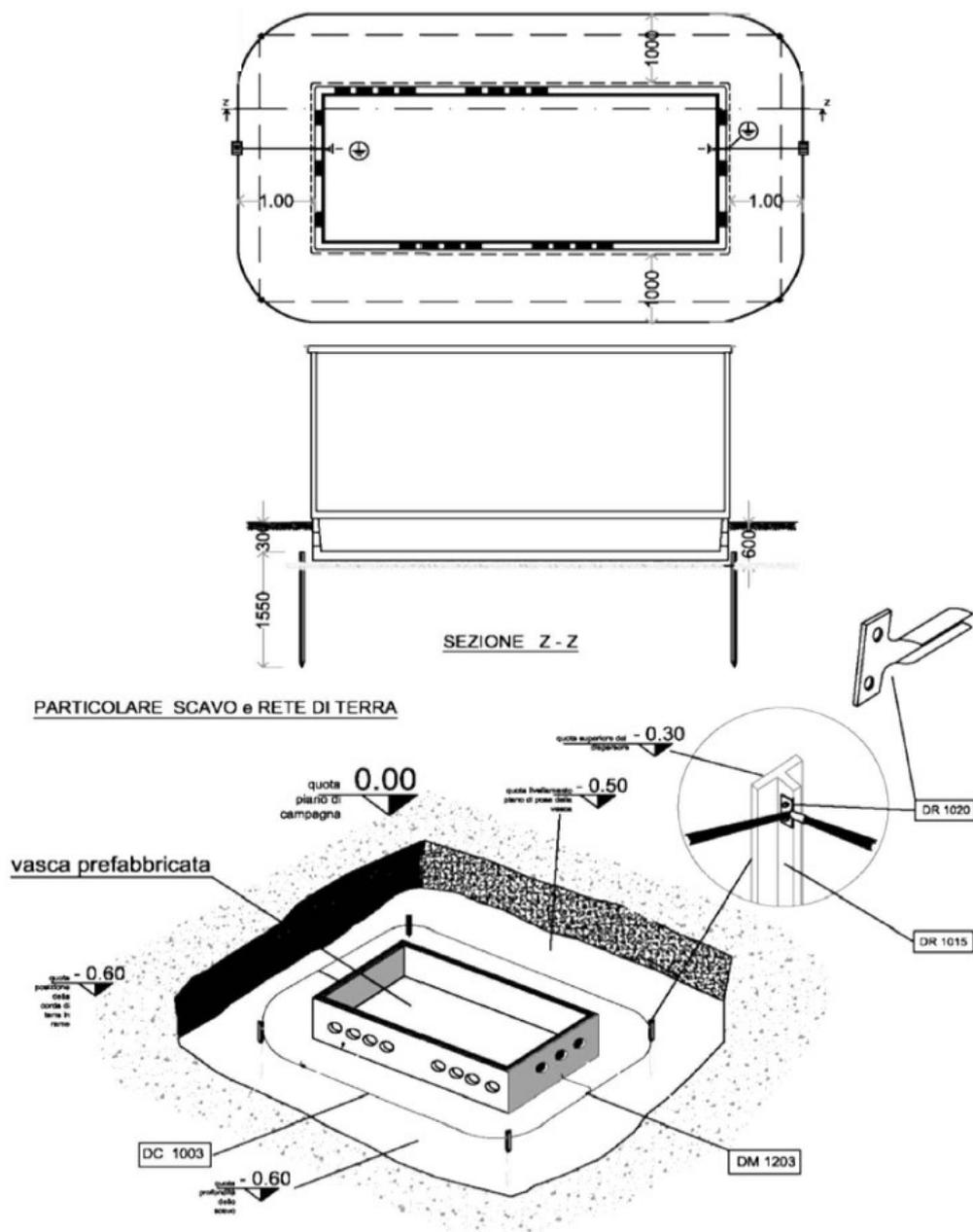


Figura 14 - Particolare impianto di terra cabine elettriche

## 6.6 SCAVI E CANALIZZAZIONI

La posa dei cavi elettrici è prevista interrata, tramite scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità do 1,75 metri per i cavidotti a 36kV e 1 metro per tutti gli altri e di larghezza variabile secondo il numero di corde da posare, riportate in progetto. I cavi saranno posati nella trincea a “cielo aperto”. In fondo allo scavo verrà predisposto un letto di sabbia fine su cui poseranno i cavi, a loro volta ricoperti da un ulteriore strato di sabbia e da terreno di risulta dello scavo. Lungo il tracciato dei cavi sarà posato un nastro monitore in polietilene “Cavi Elettrici”, così come previsto dalle norme di sicurezza.

I cavi elettrici di stringa dai moduli fotovoltaici al quadro di campo saranno preintestati e posati a vista, vincolati alle strutture metalliche di sostegno ai moduli. I cavi elettrici dal quadro di campo all’inverter, i cavi servizi ausiliari e i cavi MT saranno posati nella trincea a “cielo aperto” all’interno di tubazioni in polietilene (HDPE). I cavi utilizzati per il collegamento tra uscita degli inverter, il quadro di parallelo e di protezione BT, ed il quadro di sezionamento MT saranno posti in opera all’interno di opportune canalizzazioni metalliche, posate a vista all’interno della cabina elettrica.

Particolare	Descrizione
<p><b>Sezione scavo cavidotti CC 1500V MAX</b></p> <p>Nastro di segn.cavi</p> <p>Ø 63 Monitoraggio</p> <p>Cavi QPS Ø 80 Cavi cablaggio stringhe</p> <p>Corda nuda P.E.35mmq</p> <p>piano campagna</p> <p>Reinterro</p> <p>1000</p>	<p>Campo Fotovoltaico:</p> <p>Distribuzione elettrica DC QPS</p> <p>Cavidotto Ø 80 cablaggio stringhe</p> <p>Collegamento di messa a terra</p> <p>Cavidotto Ø 60 monitoraggio</p>
<p><b>Sezione scavo cavidotti BT interni al campo</b></p> <p>Nastro di segn.cavi</p> <p>Ø 110 Aux tracker</p> <p>Ø 110 Circuiti Aux BT</p> <p>Ø 110 Circuiti Aux Illuminazione</p> <p>piano campagna</p> <p>Reinterro</p> <p>1000</p>	<p>Cavidotto Ø 110 cablaggio impianti ausiliari perimetrali</p>

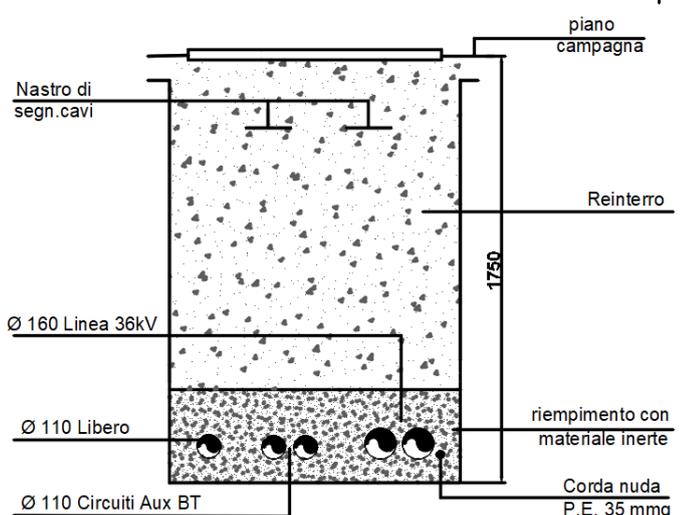
Particolare	Descrizione
<p><b>Sezione scavo cavidotti MT interni al campo</b></p> 	<p>Cavidotti interni MT</p> <p>N°2 Cavidotti Ø 160 linee 36kV</p> <p>Cavidotto Ø 110 servizi ausiliari</p> <p>Cavidotto Ø 110 libero</p>

Figura 15 - Tipologica scavi cavidotti di campo

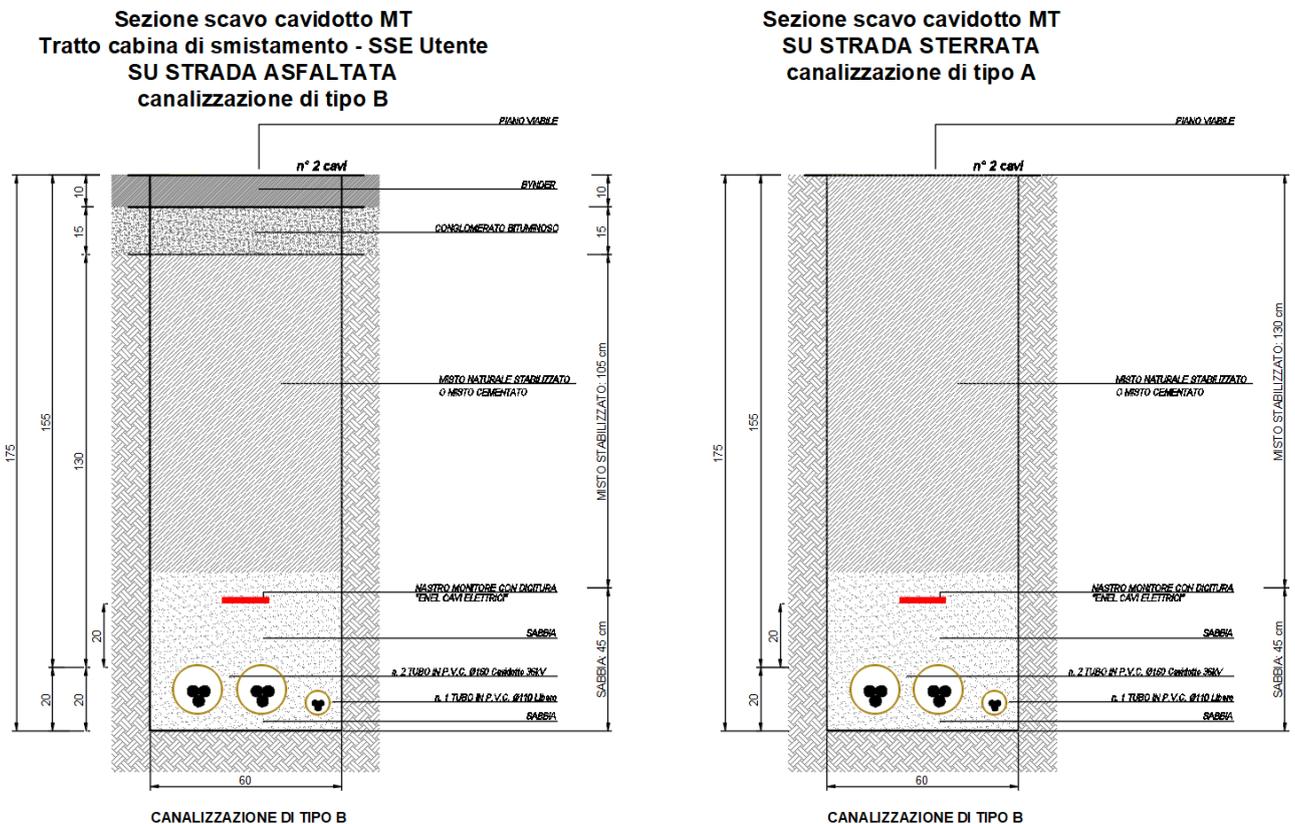


Figura 16 – Sezioni di scavo su strada asfaltata dorsali 36kV

## 6.7 CAVI ELETTRICI E CABLAGGI

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in alluminio con le seguenti prescrizioni:

- Tipo H1Z2Z2-K per i cavi di stringa;
- Tipo ARG16R16 per i cavi in uscita dai quadri di campo;
- Tipo RG16H1R12 - 26/45 Kv per i cavi a 36kV.

I cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-"

La caduta di potenziale verrà contenuta entro il 4% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione. Si riportano di seguito i dati caratteristici delle singole linee elettriche.

### 6.7.1.1 Cablaggio: Cavo di stringa – Quadri di campo

I cavi del tipo "solare", H1Z2Z2-K (ex FG21M21), possono essere impiegati per impianti fino a 1500 V c.c. La massima tensione del generatore FV è pari a 1079 V (sistema isolato da terra), corrispondente alla massima tensione di stringa; la Voc dei moduli presa in considerazione per il calcolo è quella riferita alla minima temperatura ( -10 °C). I cavi H1Z2Z2-K sono progettati per l'impiego e l'interconnessione dei vari elementi in impianti fotovoltaici per la produzione di energia.

Possono essere installati sia all'interno che all'esterno in posa fissa o mobile (non gravosa), senza protezione. Posa possibile anche in canaline e tubazioni in vista o incassate. Adatti anche per posa direttamente interrata o in tubi interrati secondo le prescrizioni della norma CEI 11-17.

I cavi impiegati per il collegamento tra i moduli di stringa, posati nella parte posteriore dei moduli stessi, tengono conto che la temperatura del cavo può raggiungere anche 70 °C.

Tali cavi, che formano la singola stringa, verranno quindi raccolti nei quadri di parallelo stringa posizionati in prossimità delle strutture in posizione baricentrica.

Descrizione	Valore
Lunghezza di dimensionamento:	60 m
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR)
Posa:	17 - cavi unipolari con guaina sospesi a od incorporati in fili o corde di supporto
Disposizione:	Strato su scala posa cavi o graffato ad un sostegno

Tipo cavo:	Unipolare
Materiale:	Rame stagnato
Designazione:	H1Z2Z2-K
Tipo di isolante:	Guaina in mescola reticolata
Formazione:	2x(1x6) mmq
Potenza	11,25 kW
Tensione nominale:	1000 V
Corrente d'impiego:	13,69 A

<b>Bassa Tensione</b> <i>Low Voltage</i>	<b>H1Z2Z2-K</b>	<b>Fotovoltaico</b> <i>Photovoltaic</i>
<p>CPR (UE) n° 305/11 E<sub>ca</sub></p> <p>EN 50618 CEI EN 60332-1-2 CEI EN 50525 CEI EN 50289-4-17 A CEI EN 50396 2014/35/UE 2011/65/CE CA01.00546</p>	<p>Regolamento Prodotti da Costruzione/<i>Construction Products Regulation</i> Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014 <i>Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014</i></p> <p>Costruzione e requisiti/<i>Construction and specifications</i> Propagazione fiamma/<i>Flame propagation</i> Emissione gas/<i>Gas emission</i> Resistenza raggi UV/<i>UV resistance test</i> Resistenza ozono/<i>Ozone resistance</i> Direttiva Bassa Tensione/<i>Low Voltage Directive</i> Direttiva RoHS/<i>RoHS Directive</i> Certificato IMQ/<i>IMQ Certificate</i></p>	<p>DoP n° 1036/17</p> 

## DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

### Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

### Isolante

Mescola LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618  
LSOH = Low Smoke Zero Halogen

### Guaina esterna

Mescola LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618

### Colore anime

Nero

### Colore guaina

Blu, rosso, nero

### Marcatura a inchiostro

BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV  
(sez) (anno) (m) (tracciabilità)

## CARATTERISTICHE TECNICHE

**Tensione massima:** 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

**Temperatura massima di esercizio:** 90°C

**Temperatura minima di esercizio:** -40°C

**Temperatura minima di posa:** -40°C

**Temperatura massima di corto circuito:** 250°C

**Sforzo massimo di trazione:** 15 N/mm<sup>2</sup>

**Raggio minimo di curvatura:** 4 volte il diametro esterno massimo

### Condizioni di impiego

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari.  
Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato e per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.

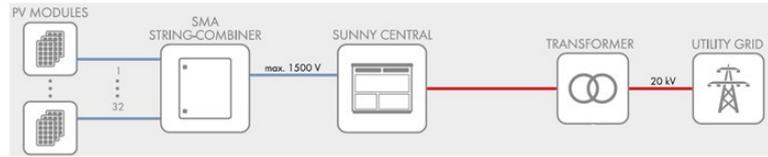
Figura 17 – Cavi corrente continua

### 6.7.1.2 Cablaggio: Quadri di campo – Inverter

La realizzazione dell'impianto prevede l'installazione di quadri elettrici che effettuano il parallelo delle stringhe, ciascuno contenente le apparecchiature di manovra e protezione (sezionatori sotto carico, fusibili,

scaricatori di tensione). Tale quadro detto DC Combiner ha la funzione di proteggere e sezionare le stringhe dei moduli installati e viene realizzato con grado di protezione non inferiore a IP54, adatto per essere posizionato all'esterno, in prossimità delle strutture di sostegno in maniera baricentrica rispetto alle stringhe.

## SMA STRING-COMBINER for 1500 V<sub>DC</sub> systems



Technical Data	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
<b>Input (DC)</b>			
Rated voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m above MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m above MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs / fuse holders per pole	16	24	32
Rated current	17.2 A	13.75 A	10.31 A
Fuse type*	10.3 x 85 - 1500 VDC - gPV		
String connection	Connection to the fuse holder		
Sealing range of cable gland	5 mm to 8 mm		
<b>Output (DC)</b>			
Rated current	275 A	330 A	330 A
Temperature derating (rated current)	>50°C operating temperature = reduction by 1% per K		
DC switch (load-break switch)	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V
Surge arrester	Type 2, I <sub>n</sub> = 15 kA; I <sub>max</sub> = 40 kA		
DC output	Busbar (ring terminal lug M12)		
Number of DC outputs	1	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section	Busbar 70 mm <sup>2</sup> to 400 mm <sup>2</sup>		
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
<b>Enclosure / Ambient Parameters</b>			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material	Glass-fiber reinforced plastic / UV-resistant		
Dimensions (W / H / D), wall mounting bracket and string cable harness included	550 / 650 / 260 mm (21.65 / 25.59 / 10.24 inch)		590 / 790 / 285 mm (23.23 / 31.10 / 11.22 inch)
Max. weight	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Protection class (according to IEC 61140)	II	II	II
Mounting type	Wall mounting		
Ambient temperature in operation / during storage	-25°C to +60°C / -40°C to +70°C		
Relative humidity	0% to 95%, non-condensing		
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
<b>Standards</b>			
Compliance	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		



Figura 18 – Scheda tecnica e posizionamento quadri di stringa e cablaggio corrente continua

L'uscita dei quadri di stringa verrà connessa, utilizzando cavi del tipo ARG16R16 0,6/1 kV posati in cavidotti interrati, all'ingresso della rispettiva stazione inverter. Tutti i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI EN 60332-1-2, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Bassa Tensione  
Low Voltage
ARG16R16 0,6/1 kV Repero® unipolare
Energia  
Power

---

**CPR (UE) n°305/11**  
Cca - s3, d1, a3

CEI 20-13  
CEI EN 60332-1-2  
2014/35/UE  
2011/65/CE

Regolamento Prodotti da Costruzione/*Construction Products Regulation*  
Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014  
*Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014*

Costruzione e requisiti/*Construction and specifications*  
Propagazione fiamma/*Flame propagation*  
Direttiva Bassa Tensione/*Low Voltage Directive*  
Direttiva RoHS/*RoHS Directive*

DoP n°1043/17



## DESCRIZIONE

Cavo unipolare per energia con conduttore in alluminio, isolato in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondente al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR).

### Conduttore

Corda di alluminio rigida, classe 2

### Isolante

Mescola di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16

### Guaina esterna

Mescola di PVC di qualità R16

### Colore anime

Normativa HD 308

### Colore guaina

Grigio

### Marcatura a inchiostro

BALDASSARI CAVI REPERO® ARG16R16 0,6/1 kV (sez)  
Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP (anno) (m) (tracciabilità)

## CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione nominale  $U_0/U$ : 0,6/1 kV

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -15°C  
(in assenza di sollecitazioni meccaniche)

Temperatura minima di posa: 0°C

Temperatura massima di corto circuito:  
250°C fino alla sezione 240 mm<sup>2</sup>, oltre 220°C

Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm<sup>2</sup>

Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

### Condizioni di impiego

Per trasporto energia nell'edilizia industriale e/o residenziale. Adatto per impiego all'interno in locali anche bagnati o all'esterno; posa fissa su murature e strutture metalliche. Ammessa anche la posa interrata.

Figura 19 – Cavi corrente continua

In fase esecutiva marca, tipologia di cavi e sezioni calcolate potranno variare in relazione alla tipologia di inverter, posizione e caratteristiche dei quadri di campo.

Descrizione	Valore
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR)
Posa:	1A - cavi unipolari in tubi protettivi circolari posati in elettrodotto
Disposizione:	Raggruppati a fascio, annegati
Tipo cavo:	Bipolare
Materiale:	Alluminio
Designazione:	ARG16R16
Tipo di isolante:	PVC



Figura 20 - Immagine rappresentativa dei quadri di campo

#### 6.7.1.3 Cablaggio: Inverter –Trasformatore

Si precisa che il cabinato inverter verrà fornito già assemblato e cablato, pertanto tipologia di cavi e sezioni, saranno fornite dal costruttore già calcolate ed in relazione al livello di tensione richiesto.

#### 6.7.1.4 Cablaggio: MVPS – Cabine raccolta cavi

Le linee MT interne al parco fotovoltaico, di connessione tra le MVPS (Medium Voltage Power System) e la Cabina di raccolta, saranno realizzate con cavi direttamente interrati. La posa interrata avverrà ad una profondità di 1,1- 1,2 m. Il tipo di cavo utilizzato è del tipo ARE4H5EX in cavo cordato ad elica.

#### Caratteristiche elettrodotto

Il cavidotto in progetto a 36 kV (Classe 2° ai sensi della CEI 11-4) sarà costituito da un cavo MT tripolari isolati in gomma HEPR di qualità G16, sotto guaina di PVC, del tipo RG16H1R12 - 26/45 Kv per posa interrata, ad una profondità di posa di 1,50 m e temperatura del terreno di 20°C.

**RG16H1R12-1,8/3 kV ÷ 26/45 kV**  
**RG16H1OR12-1,8/3 kV ÷ 26/45 kV**

Costruzione, requisiti elettrici,  
fisici e meccanici:

CEI 20-13

CEI 20-66

IEC 60502

Misura delle scariche parziali:

CEI 20-16

IEC 60885-3

#### RG16H1R12 / Descrizione

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G16, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi Uo/U  $\geq$  6/10 kV)
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G16 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi Uo/U  $\geq$  6/10 kV)
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in contospirale
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità R12
- Colore: rosso

N.B. Il cavo può essere fornito nella versione tripolare riunito ad elica visibile. In tal caso la sigla di designazione diventa RG16H1R12X seguita dalla tensione nominale di esercizio

#### Caratteristiche particolari

Buona resistenza ai raggi UV.  
(ISO 4892-2:2013 / IEC 60811-501:2012 / 1000h)

#### Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale di esercizio Uo/U: 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

#### Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 14 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm<sup>2</sup> di sezione del rame

## RG16H1R12 - 26/45 kV Uo/U: 26/45 kV U max: 52 kV

### Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Ø esterno indicativo	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A			
					in aria		interrato*	
n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano
1 x 50	8,1	10,3	37,7	1910	225	250	205	212
1 x 70	9,7	10,3	39,3	2190	280	315	255	260
1 x 95	11,4	10,3	41,2	2540	340	380	300	310
1 x 120	12,9	10,0	42,2	2805	395	440	355	365
1 x 150	14,3	9,5	42,8	3080	445	495	385	395
1 x 185	16,0	9,3	44,3	3465	510	570	440	450
1 x 240	18,3	9,3	46,9	4160	600	665	510	520
1 x 300	21,0	9,0	49,2	4875	695	760	570	580
1 x 400	23,2	9,0	51,8	5782	800	875	650	655
1 x 500	26,1	9,0	55,3	7000	930	1010	735	740
1 x 630	30,3	9,0	59,3	8355	1070	1180	835	845

(\*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:  
- Resistività termica del terreno: 1 K·m/W  
- Temperatura ambiente 20°C  
- profondità di posa: 0,8 m

Figura 21 – Cavo MT utente 36 kV

## Caratteristiche elettriche

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz		Reattanza di fase		Capacità a 50Hz
		Ω/Km	Ω/km	Ω/Km	Ω/Km	
n° x mm <sup>2</sup>	Ω/Km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	μF/km
1 x 50	0,387	0,494	0,494	0,15	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34

I cavi scelti, sono adatti per il trasporto di energia elettrica dalle cabine elettriche di trasformazione alla Stazione Elettrica della RTN e per essi, ai sensi dell'art.4.3.11 della norma CEI 11-18, è ammessa la posa interrata anche non protetta. Le loro portate, indicate dal Costruttore, sono state calcolate considerando:

- schermi metallici connessi tra loro e a terra ad entrambe le estremità;
- resistività termica del terreno 1 ° C m/W;
- profondità di posa: 1,20 m;
- disposizione a trifoglio.

Definita la tipologia di cavo e le condizioni di posa, ai fini del corretto dimensionamento dei circuiti, è stata applicata la seguente relazione:

$$IB \leq IZ = Izo K1 K2 K3 K4$$

dove:

- IB è la corrente di impiego del circuito [A];
- Iz è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto [A];
- Izo è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori [A];
- K1 è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1,20 m;
- K2 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura di posa è diversa da 20°C;
- K3 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da 1 °C m/W;
- K4 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui all'interno della stessa trincea di scavo sono presenti più circuiti elettricamente indipendenti.

Il calcolo della corrente di impiego di ciascuna linea è stato condotto considerando prudenzialmente la condizione di esercizio più gravosa, che prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale dei trasformatori interconnessi mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI 11-17.

Tenendo conto delle condizioni di posa previste dal progetto, la prima sezione commerciale è quella da 120 mm<sup>2</sup>, salvo verifica in fase di progettazione esecutiva.

Linea 36 kV	IB [A]:	Formazione:	IZ [A]:	N° max sottocampi interconnessi:	Potenza
<b>n° 1</b>	<b>321 A</b>	<b>3x(1x120) mm<sup>2</sup></b>	<b>355</b>	<b>8</b>	<b>20.000kW</b>

La seconda sezione commerciale è quella da 240 mm<sup>2</sup>, salvo verifica in fase di progettazione esecutiva.

Linea 36 kV	IB [A]:	Formazione:	IZ [A]:	N° max sottocampi interconnessi:	Potenza
<b>n° 2</b>	<b>481 A</b>	<b>3x(1x240) mm<sup>2</sup></b>	<b>510</b>	<b>12</b>	<b>30.000kW</b>

La terza sezione commerciale è quella da 400 mm<sup>2</sup>, salvo verifica in fase di progettazione esecutiva.

Linea 36 kV	IB [A]:	Formazione:	IZ [A]:	N° max sottocampi interconnessi:	Potenza
<b>n° 3</b>	<b>642 A</b>	<b>3x(1x400) mm<sup>2</sup></b>	<b>650</b>	<b>16</b>	<b>40.000kW</b>

La quarta sezione commerciale è quella da 630 mm<sup>2</sup>, salvo verifica in fase di progettazione esecutiva.

Linea 36 kV	IB [A]:	Formazione:	IZ [A]:	N° max sottocampi interconnessi:	Potenza
<b>n° 4</b>	<b>802 A</b>	<b>3x(1x630) mm<sup>2</sup></b>	<b>835</b>	<b>20</b>	<b>50.000kW</b>

Il collegamento della linea nelle celle di arrivo e partenza alle sue estremità sarà realizzato mediante apposita terminazione tripolare per interno di tipo retraibile, con idonei capicorda a compressione bimetallici per cavi in alluminio dello spessore previsto.

## 6.8 CARATTERISTICHE DEI TRASFORMATORI BT/MT

Per ciascun inverter, ovvero per ciascuna Medium Voltage Power Station (MVPS), saranno installati dei trasformatori bt/MT 0,385/36 kV da 2500 kVA.

Si precisa che le MVPS saranno fornite già assemblate, cablate e complete dei trasformatori. Ogni trasformatore sarà trifase a due avvolgimenti con isolamento in resina, raffreddato ad aria e calcolato per un servizio continuativo. Essi saranno conformi al regolamento europeo N. 548/2014.

### 6.8.1 ATTIVITÀ SOGGETTE AGLI OBBLIGHI DI PREVENZIONE INCENDI

Visto il DPR 01/08/2011 n. 151, **l'impianto fotovoltaico nella sezione BT/MT NON COSTITUISCE specifica attività soggetta agli obblighi stabili in materia di prevenzione incendi dal DPR 01/08/2011 n. 151.**

Sull'impianto non saranno installati:

- componenti o impianti accessori come soggette agli obblighi di prevenzione incendi ai sensi del regolamento di cui al DPR 01/08/2011 n. 151.
- macchine elettriche fisse quale il trasformatore con presenze di liquido isolante combustibile in quantità superiore a 1 mc;
- gruppi elettrogeni alimentati a fluido combustibile di potenza superiore a 25 kW.

I trasformatori MT/bt saranno in resina. **Il progetto, pertanto, nella sezione bt/MT NON è soggetto agli obblighi di prevenzione incendi ai sensi del regolamento di cui al DPR 01/08/2011 n. 151.**

In fase esecutiva la marca dei trasformatori potrà variare in relazione alla disponibilità nel mercato, fermo restando che non si utilizzeranno trasformatori con presenze di liquido isolante combustibile.

## 6.9 POZZETTI E CHIUSINI

I pozzetti devono essere in cemento armato vibrato (c.a.v.) di tipo “rinforzato”. Analoghe caratteristiche deve avere la soletta di copertura e l’eventuale prolunga atta a mantenere la profondità di posa dei tubi in corrispondenza del pozzetto.

Al fine di drenare l’acqua dovranno essere presenti dei fori sul fondo del pozzetto. All’interno dei pozzetti, una volta praticati i fori per i tubi e posizionati gli stessi, il punto di innesto dovrà essere opportunamente stuccato con malta di cemento asportando le eventuali eccedenze (il fondo dovrà essere pulito).

**Di norma non sono da prevedere pozzetti o camerette di posa dei cavi in corrispondenza di giunti e deviazioni del tracciato.**

In figura sono riportati a titolo di esempio i pozzetti di normale impiego.

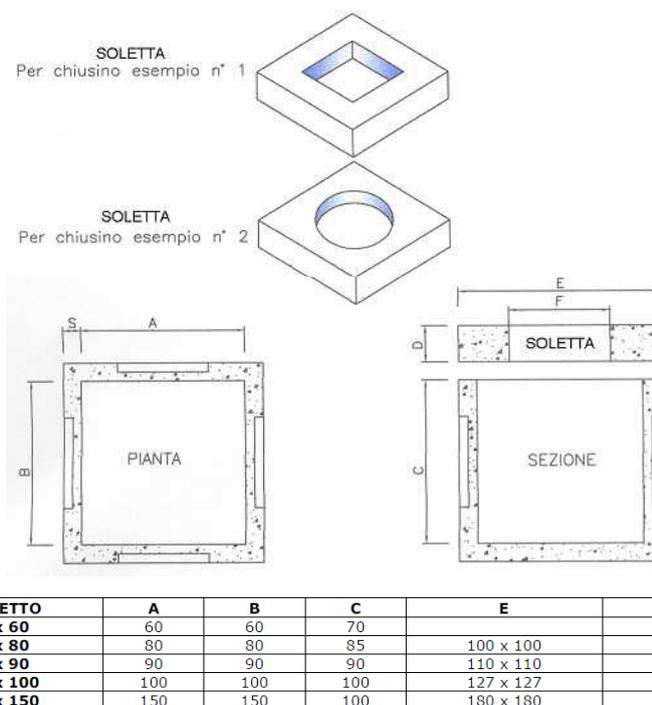


Figura 22 – Pozzetti in CAV

Il chiusino in ghisa da utilizzare a copertura dei pozzetti deve essere tipo UNI EN 124 - D400 (carico di prova di 400 kN) di dimensioni generalmente 600x600 mm e recante la scritta in rilievo “CAVI ELETTRICI”.

## 6.10 FIBRA OTTICA

La linea MT potrà essere equipaggiata con cavo ottico dielettrico costituito da n. 24 fibre ottiche rispondenti alle caratteristiche previste dalla norma ITU-T/G.652 comprensiva di certificati di collaudo.

Qualora l'impianto in oggetto preveda una rete su supporto fisico, ad onde convogliate e con sistemi ottici a suo servizio, per la trasmissione di segnali, telemisure, telecontrolli o altro, ai sensi degli artt. 99, 104, 107, Titolo III del D.Lgs. 1.08.03 n. 259, la Società dovrà richiedere la prevista autorizzazione generale da conseguirsi previa presentazione al Ministero dello Sviluppo Economico con i contenuti della dichiarazione di cui all'Allegato 17 allo stesso decreto e della relativa documentazione.

Per quanto riguarda la fibra ottica, saranno installati pozzetti specifici per detta fibra ottica ubicati ogni 200/250 metri ed in generale ad ogni cambio di direzione e prima e dopo ogni attraversamento. Questa è posata all'interno di canalizzazione ad hoc, ovvero mediante la posa all'interno dello stesso scavo della linea MT di connessione, di un tributo in PEHD adeguato alla posa della fibra ottica posto ad una distanza dalla linea MT di almeno 30cm e segnalato mediante apposito nastro monitore posto ad una distanza di 20 cm al di sopra dei cavi di fibra ottica.

Il tributo è un Profilato estruso in polietilene ad alta densità (PEHD) costituito da tre tubi a sezione circolare di uguale diametro esterno posta sul medesimo piano orizzontale e uniti tra loro senza soluzione di continuità, da un setto. Il tributo ha ingombro totale di 156 mm, ogni tubo che lo costituisce ha diametro esterno 50 mm e diametro interno 44 mm; sul tributo è riportata, ad intervalli regolari e su tutta la lunghezza della pezzatura, una stampigliatura indicante la Ditta costruttrice, l'anno di costruzione, la lunghezza metrica.

## **6.11 SERVIZI AUSILIARI**

L'impianto avrà anche dei servizi ausiliari composti essenzialmente dalle apparecchiature elettriche proprie alle cabine, quelle necessarie alla sorveglianza e al monitoraggio del parco stesso. Le principali apparecchiature da alimentare nelle cabine sono: illuminazione, monitoraggio impianto, ventilazione trasformatori, UPS, servizi inverter, telecamera, sensori anti-intrusione.

Anche la movimentazione degli inseguitori monoassiali e tutto il sistema di gestione dell'inseguitore stesso, anch'essi considerati servizi ausiliari, necessita di una alimentazione in bassa tensione.

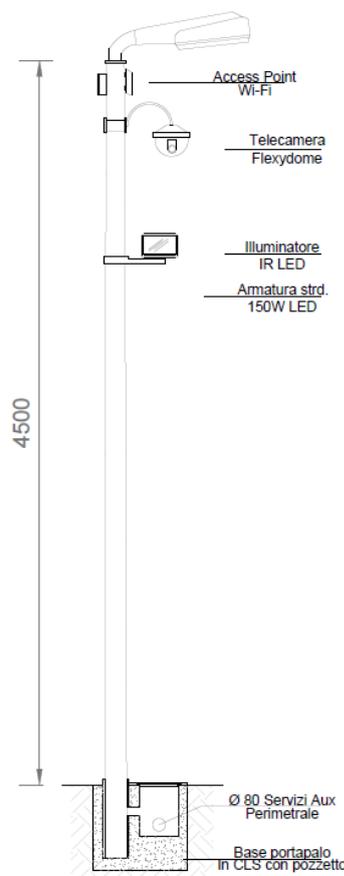
I servizi ausiliari saranno alimentati sia dall'impianto di produzione che da una nuova utenza in prelievo BT/400V dedicata esclusivamente all'alimentazione di tali servizi.

Per quanto riguarda la sorveglianza verranno installate diverse telecamere fisse che sorvegliano il perimetro dell'impianto, su ogni telecamera verrà installato un faro nella direzione della stessa che si accende solo in presenza di un allarme. Inoltre, si valuterà l'ipotesi di installare telecamere a sorveglianza dell'intero impianto. La protezione perimetrale include anche sistema anti-intrusione con sensori a micro-onde e infrarosso (opzionale) o eventuali altri sistemi con tecnologie diverse.

## 6.12 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE ESTERNA E VIDEOSORVEGLIANZA

Si prevede di installare lungo il perimetro dell'area di impianto, per questioni di sicurezza e protezione, un impianto di illuminazione perimetrale full cut-off certificato realizzato con palo conico in acciaio h.4,50 m e lampade a basso consumo led con un tipo di lampada con ridotta componente di luce blu aventi le seguenti caratteristiche minime:

- Nulla emissione verso l'alto
- Rendimento degli apparecchi utilizzati deve essere superiore al 60 %, o l'efficienza delle sorgenti a LED superiore a 90 lm/W.
- CCT ≤ a 3000K
- Utilizzo di sorgenti LED
- Rapporto di interdistanza pari a 3,7



Particolare costruttivo pali perimetrali impianti speciali antintrusione e impianto di illuminazione:

- Palo rastremato Hft 4500 mm spessore 4 mm
- Armatura stradale IP67 LED fascio largo
- Access Point Wi-Fi
- Box connessioni IP67 in Silumin LxHxP 250x190x90
- Telecamera Flexydome HD I.V.A
- Illuminatore I.R. Led
- Base portapalo con pozzetto 200x200x200 in CLS

Sull'intera area è prevista l'installazione di punti di illuminazione distanziati 30 metri l'uno dall'altro. Tutti i fasci luminosi saranno diretti verso il basso con lampade ad alta efficienza e basso consumo. I fari saranno installati con una inclinazione tale rispetto al terreno da non irradiare oltre 0cd per 1000 lumen a 90° oltre. Non vengono stabiliti gli illuminamenti medi al suolo, data la mera funzione anti-intrusiva dell'impianto, si ritiene che l'illuminamento medio mantenuto non debba essere superiore a 5 lux.

**Il sistema sarà normalmente spento e si accenderà solo in caso di intrusione.**

È prevista l'illuminazione interna dei locali in modo tale che sia garantito all'interno un illuminamento medio di 100 lux con organi di comando indipendenti per singoli locali. Tutte queste utenze saranno alimentate da una linea derivata dal quadro BT dei servizi ausiliari della cabina utente.

L'impianto FV sarà dotato di sistema di videosorveglianza dimensionato per coprire l'intera area e composto da barriere perimetrali a fasci infrarossi, telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.

Le unità di video sorveglianza previste sono formate ognuna da una Telecamera IP a colori del tipo Day & Night con ottica fissa da 3.6 mm e risoluzione in HD (720p) 30 ips sistemata in un contenitore waterproof con protezione IP66 e per il loro funzionamento sono previsti, per ogni camera di manovra, anche illuminatori ad infrarosso con portata di 30 metri. Il sistema è installato sullo stesso palo di illuminazione.

### 6.13 SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO (SCM)

Il sistema di controllo e monitoraggio permette per mezzo di un computer ed un software dedicato, di interrogare in ogni istante l'impianto al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati con la possibilità di visionare le indicazioni tecniche (Tensione, corrente, potenza etc..) di ciascun inverter.

È possibile, inoltre, leggere nella memoria eventi del convertitore tutte le grandezze elettriche dei giorni passati.

### 6.14 RECINZIONE METALLICA E VERDE PERIMETRALE

La recinzione sarà realizzata con reti metalliche, di altezza pari a circa 2,5 metri, plasticate di colore verde e a fili orizzontali ondulati, formate da fili zincati disposti in senso verticale ed orizzontale saldati tra loro. I sostegni saranno in acciaio zincato a caldo, infissi a terra.

Si impianteranno barriere vegetali lungo tutto il perimetro dell'impianto, per contenere l'impatto visivo indotto dall'opera, con piante sempreverdi in modalità naturaliforme e autoctone, di facile attecchimento e mantenimento. **È prevista infatti la posa di una barriera verde posta di una larghezza di circa 5 metri.**

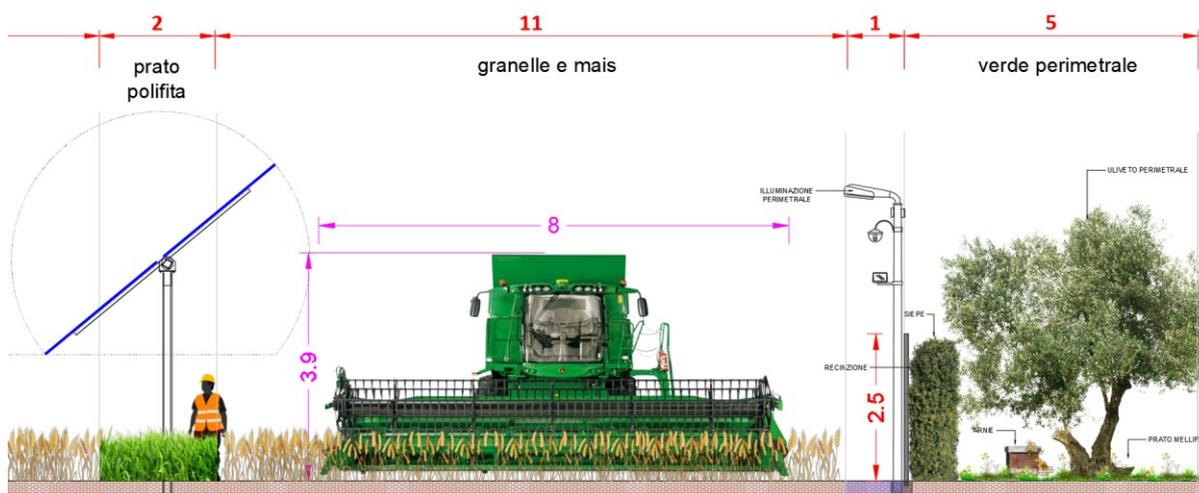
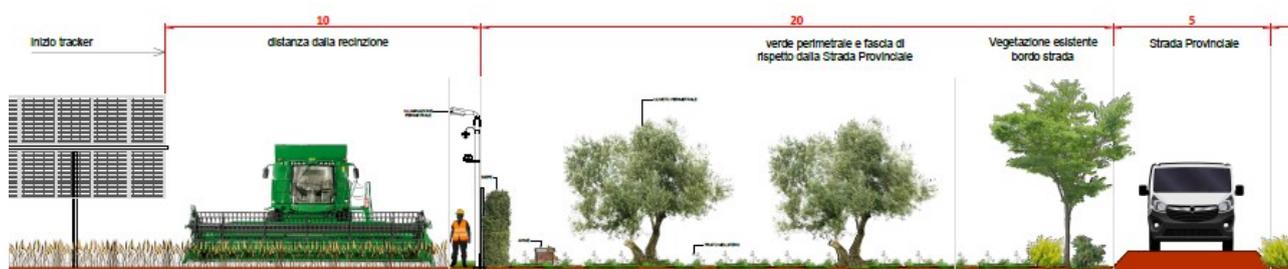


Figura 23 - Rappresentazione della fascia arborea perimetrale



Fasce arboree in corrispondenza delle Strade Provinciali



*Uliveti e roverelle perimetrali presenti nel paesaggio agrario di riferimenti*



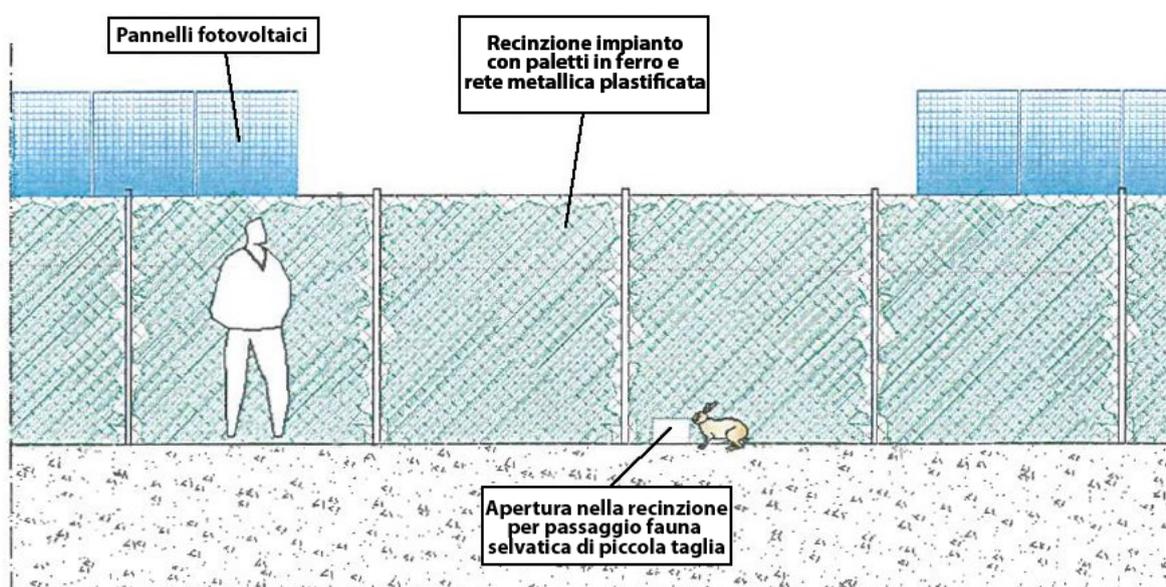
*Siepi addossate alle recinzioni presenti nel nuovo paesaggio urbano di Montemilone*

**Nel dettaglio verranno utilizzati una siepe del tipo schermante associata ad una coltura produttiva di olivo alternate ad essenze di roverelle in parallelismo alle strade che dividono di campi fotovoltaici.**

**In corrispondenza della viabilità provinciale che separa le diverse aree di impianto a maggiore visibilità tale fascia è aumentata a 20 metri.**

**Su tutta l'area perimetrale è previsto inoltre la messa a dimora di un prato mellifero associato ad un sistema di apicoltura.**

**Su tutta la recinzione perimetrale, inoltre, saranno predisposti dei passaggi per la fauna di piccola taglia attraverso l'impianto. Ciò ha come scopo quello di evitare l'interruzione della continuità ecologica preesistente e garantire così lo spostamento in sicurezza di tutte le specie animali.**



*Figura 24 - Aperture passaggio di animali su recinzione perimetrale*

In alternativa all'apertura sotto la rete metallica si intervalli regolari per il passaggio della fauna di piccola taglia è possibile prevedere l'eliminazione della discontinuità tra un varco e il successivo alzando lungo tutto il perimetro dell'impianto la rete metallica di 20 cm e installando una tipologia a maglia larga del tipo simile a quella riportata in figura seguente.



## 6.15 FORMAZIONI DI NUOVA VIABILITA'

Per quanto riguarda la nuova viabilità di campo, è prevista una tipologia a “Struttura stradale semplificata” che non prevede la formazione della struttura portante, includendo solo operazioni di movimento terra a livello del sottofondo e di ricarica tramite stesura di un unico strato superficiale di stabilizzato calcareo. La tipologia costruttiva include quindi le seguenti fasi lavorative:

- Bonifica del sottofondo naturale e predisposizione di un piano di posa opportunamente costipato mediante utilizzo di rullo meccanico;
- Stesura di uno strato con funzione di manto di usura dello spessore di circa 20 cm costituito da misto granulare stabilizzato 0/30 mm e suo adeguato costipamento tramite rullatura.

**È prevista la formazione di circa 37500 mq di viabilità interna a servizio dell’impianto fotovoltaico.** In corrispondenza della viabilità di campo, saranno eventualmente previste cunette di deflusso al fine di evitare fenomeni di alluvionamento nel sito di progetto.

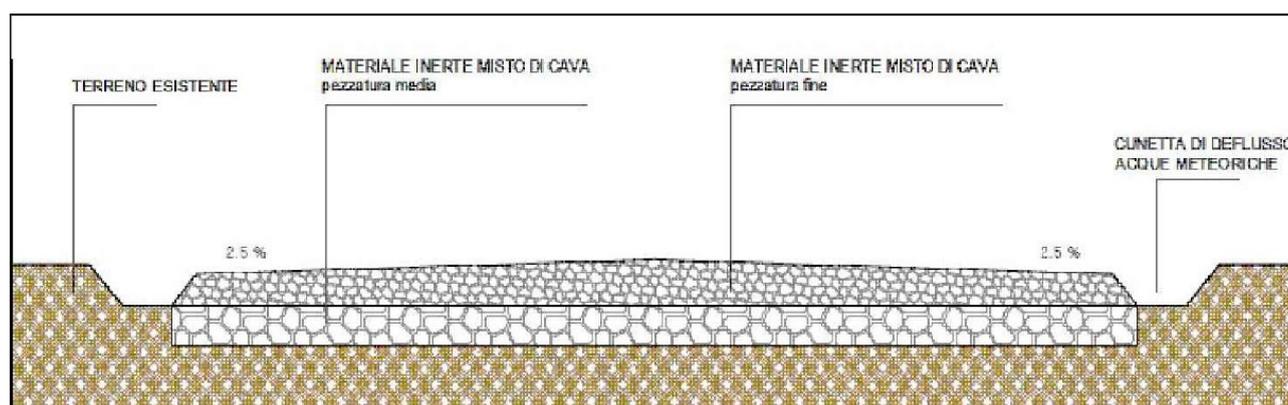


Figura 25 – Sezione rappresentativa della viabilità dedicata interna all’impianto

## 6.16 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE Montemilone 1 CP: 202300145

In base a quanto indicato nel preventivo di connessione rilasciato da Terna Spa (Montemilone 1 CP: 202300145), l’allaccio alla rete prevede che entrambi gli impianti vengano collegati in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV “Genzano – Melfi” ricadente nel Comune di Spinazzola (BAT).

**La progettazione della Futura SE della RTN 380/150kV da inserire in EE sulla linea 380kV "Genzano-Melfi" è in capo alla Società capofila SOLARIA PROMOZIONE E SVILUPPO FOTOVOLTAICO SRL CP: 202200951.**

**La progettazione della sezione RTN 150/36kV per la connessione dei produttori a 36kV sono in capo alla Società capofila APOLLO SOLAR 2 SRL CP: 202100283.**

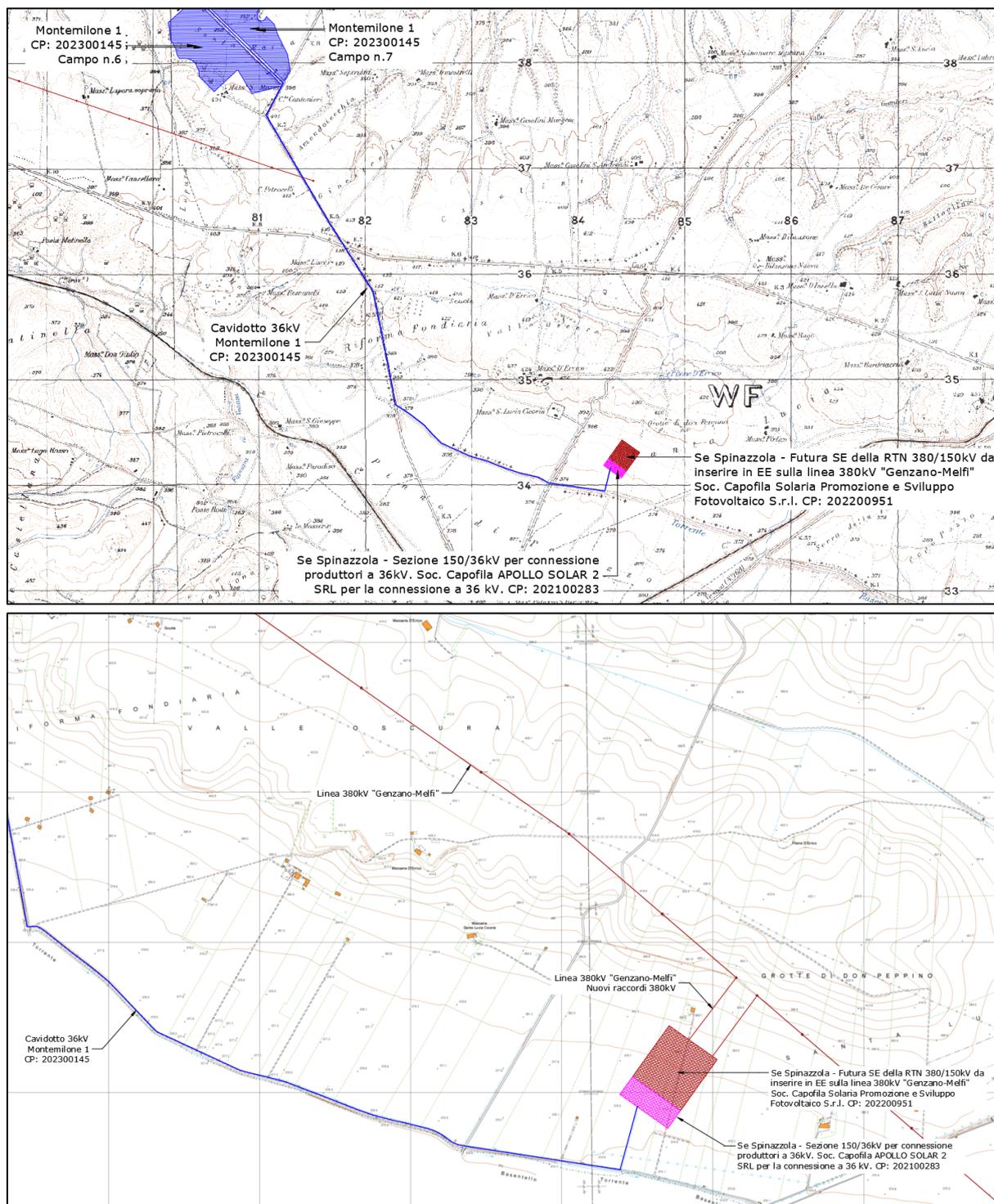
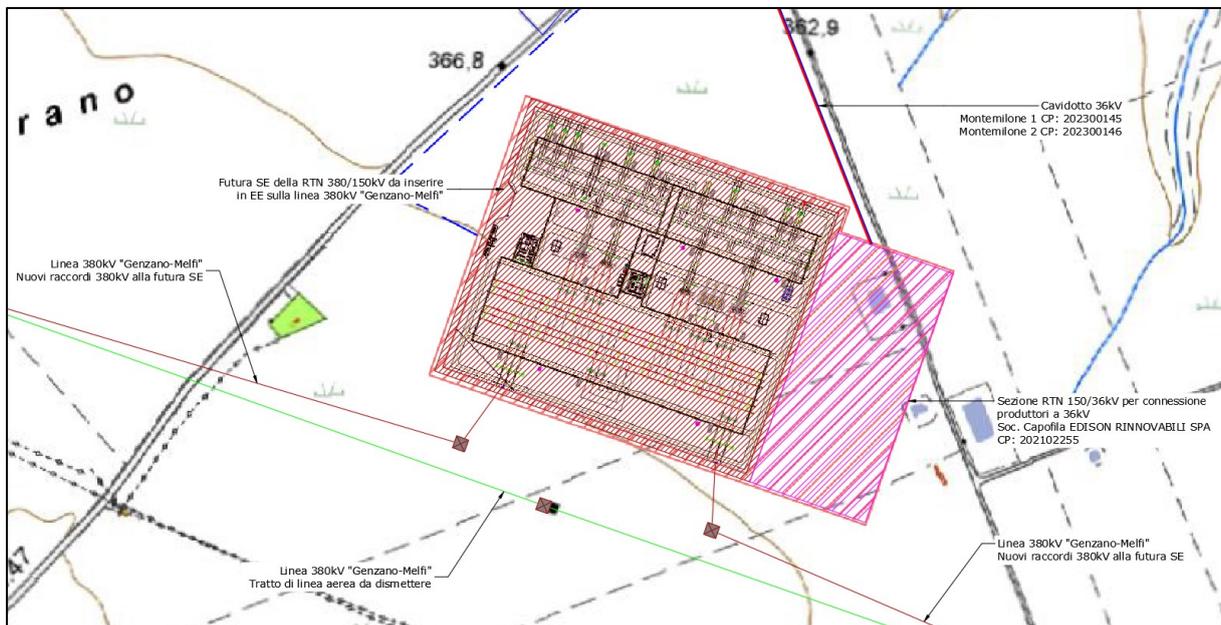
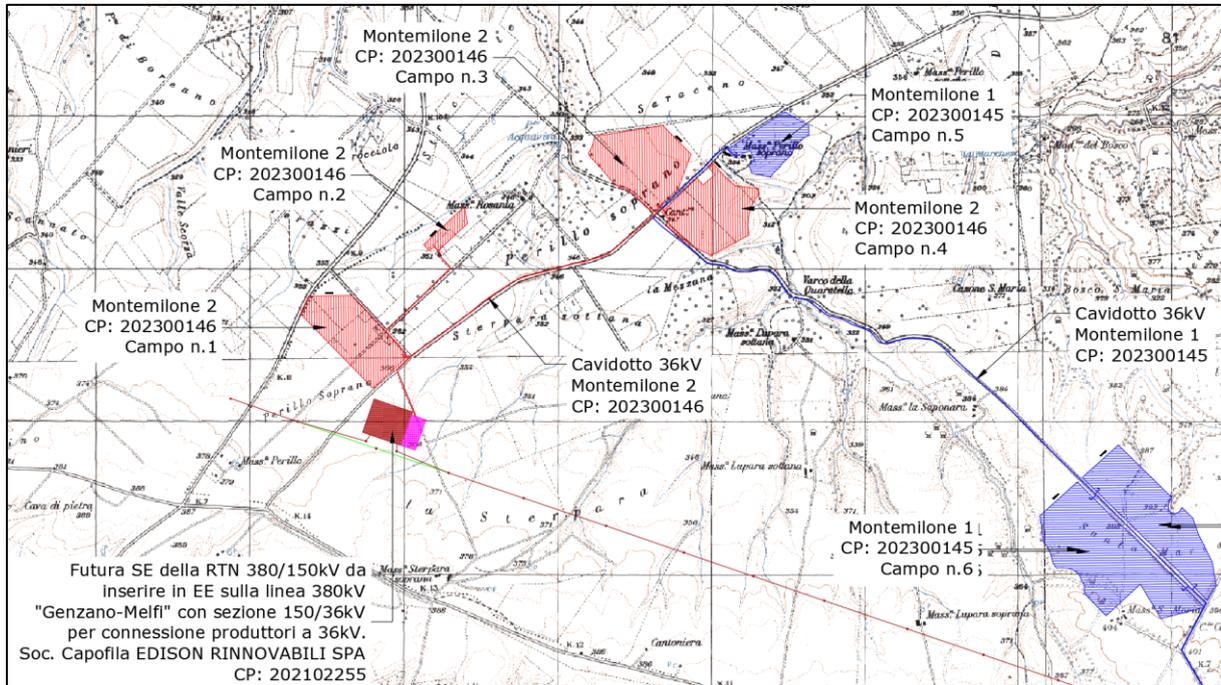


Figura 26 – Opere di collegamento alla RTN Montemilone 1 CP: 202300145

## 6.17 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE Montemilone 2 CP: 202300146

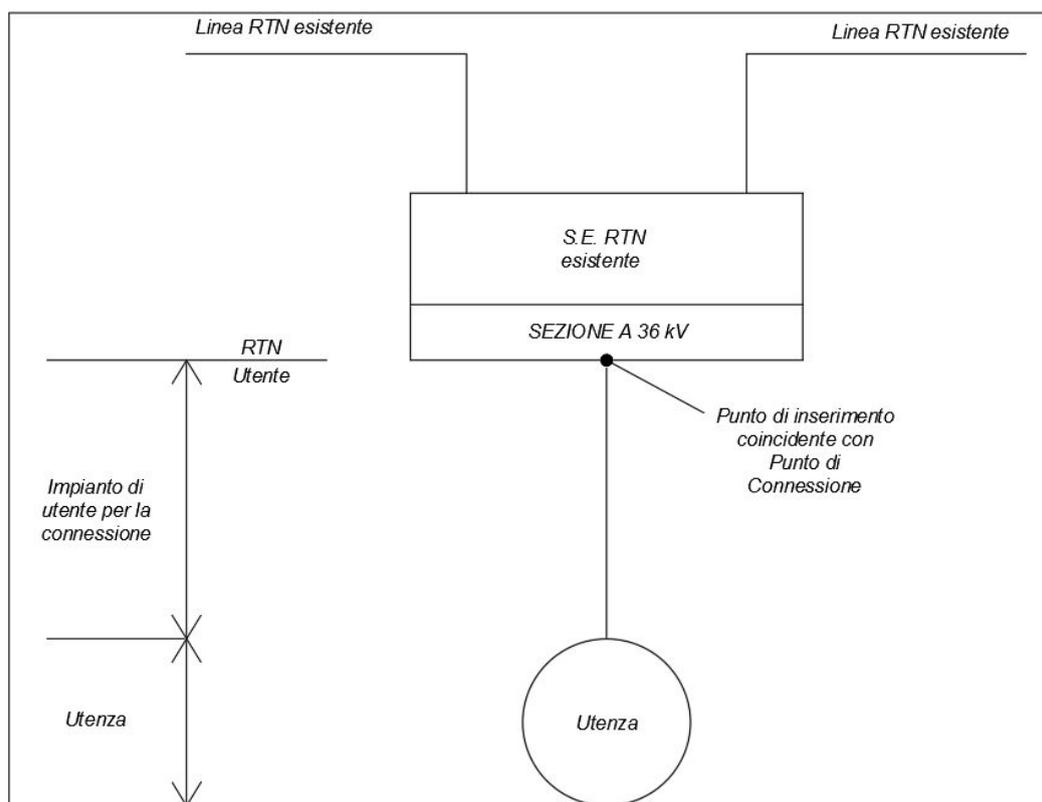
In base a quanto indicato nel preventivo di connessione rilasciato da Terna Spa (Montemilone 2 CP: 202300146), l'allaccio alla rete prevede che entrambi gli impianti vengano collegati in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Genzano – Melfi" ricadente nel Comune di Montemilone (PZ).

**La progettazione della sezione RTN 150/36kV per la connessione dei produttori a 36kV sono in capo alla Società capofila EDISON RINNOVABILI SPA CP: 202102255.**



**Figura 27 – Opere di collegamento alla RTN Montemilone 2 CP: 202300146**

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica esistente:



*Figura 28 – collegamento in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica Esistente*

Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Elettrica, Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento della centrale alla citata SE costituisce "Impianto di Utenza per la Connessione", mentre lo stallo arrivo produttore nella suddetta stazione costituisce "Impianto di Rete per la Connessione". La restante parte di impianto, a valle dell'Impianto di Utenza per la Connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come "Impianto di Utenza".

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad Iter di d Autorizzazione Unica, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione, anche per le Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella "Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione – STMG" descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

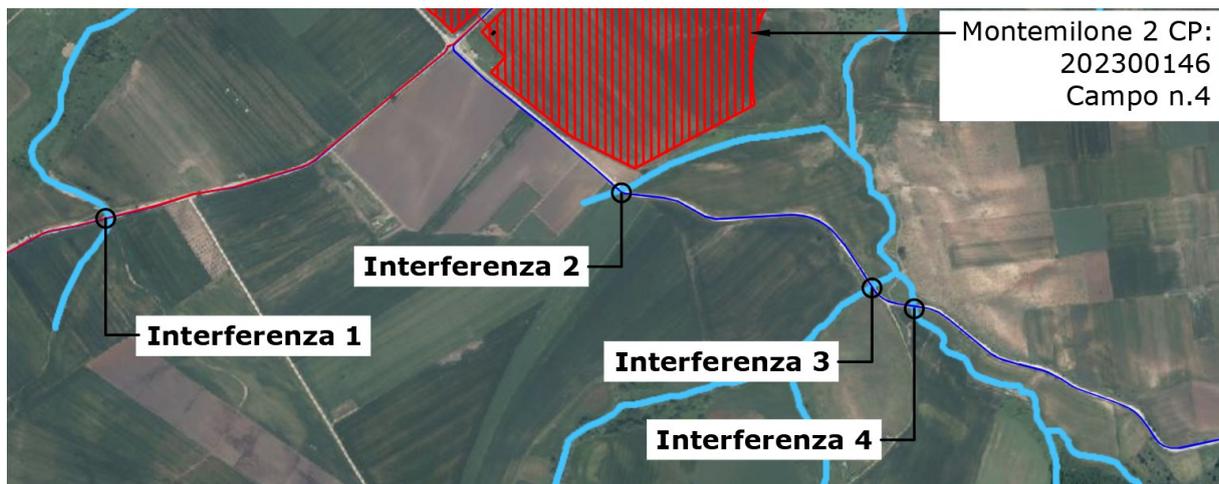
Il progetto dell'Impianto di Rete per la connessione verrà elaborato in piena osservanza della "Soluzione Tecnica Minima Generale" e sottoposto al Gestore di Rete ai fini della verifica di congruità e rilascio del parere tecnico di rispondenza.

## 7 INTERFERENZE

Si riporta di seguito e nelle schede allegate, le modalità di superamento delle interferenze in caso di incroci e parallelismi con infrastrutture esistenti interrate all'interno dell'area di impianto e sullo stesso percorso del cavidotto di connessione.

### 7.1 RETICOLO IDROGRAFICO

Sul percorso del cavidotto di connessione interrato su strada pubblica si registrano n. 4 interferenze con il reticolo idrografico di seguito illustrate:



Inquadramento del progetto rispetto al reticolo idrografico - **INTERFERENZA 1**

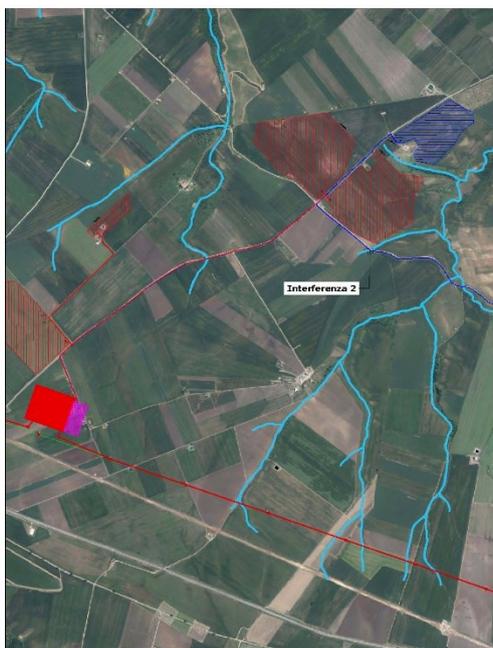


Foglio A3

Scala 1:20.000



Inquadramento del progetto rispetto al reticolo idrografico - **INTERFERENZA 2**



Foglio A3

Scala 1:20.000



Inquadramento del progetto rispetto al reticolo idrografico - **INTERFERENZA 3**

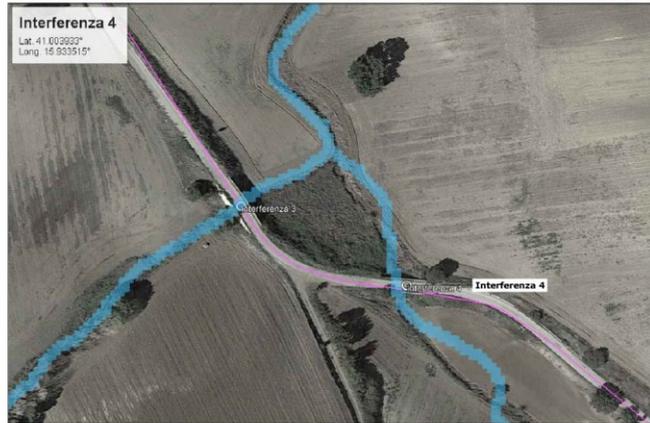


Foglio A3

Scala 1:20.000



Inquadramento del progetto rispetto al reticolo idrografico - **INTERFERENZA 4**



Inquadramento del progetto rispetto al reticolo idrografico - **INTERFERENZA 5**

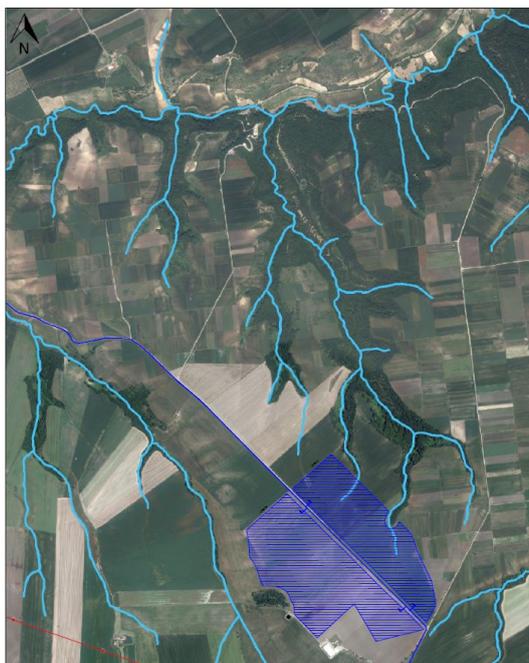


Figura 29 – Interferenze con il reticolo idrografico

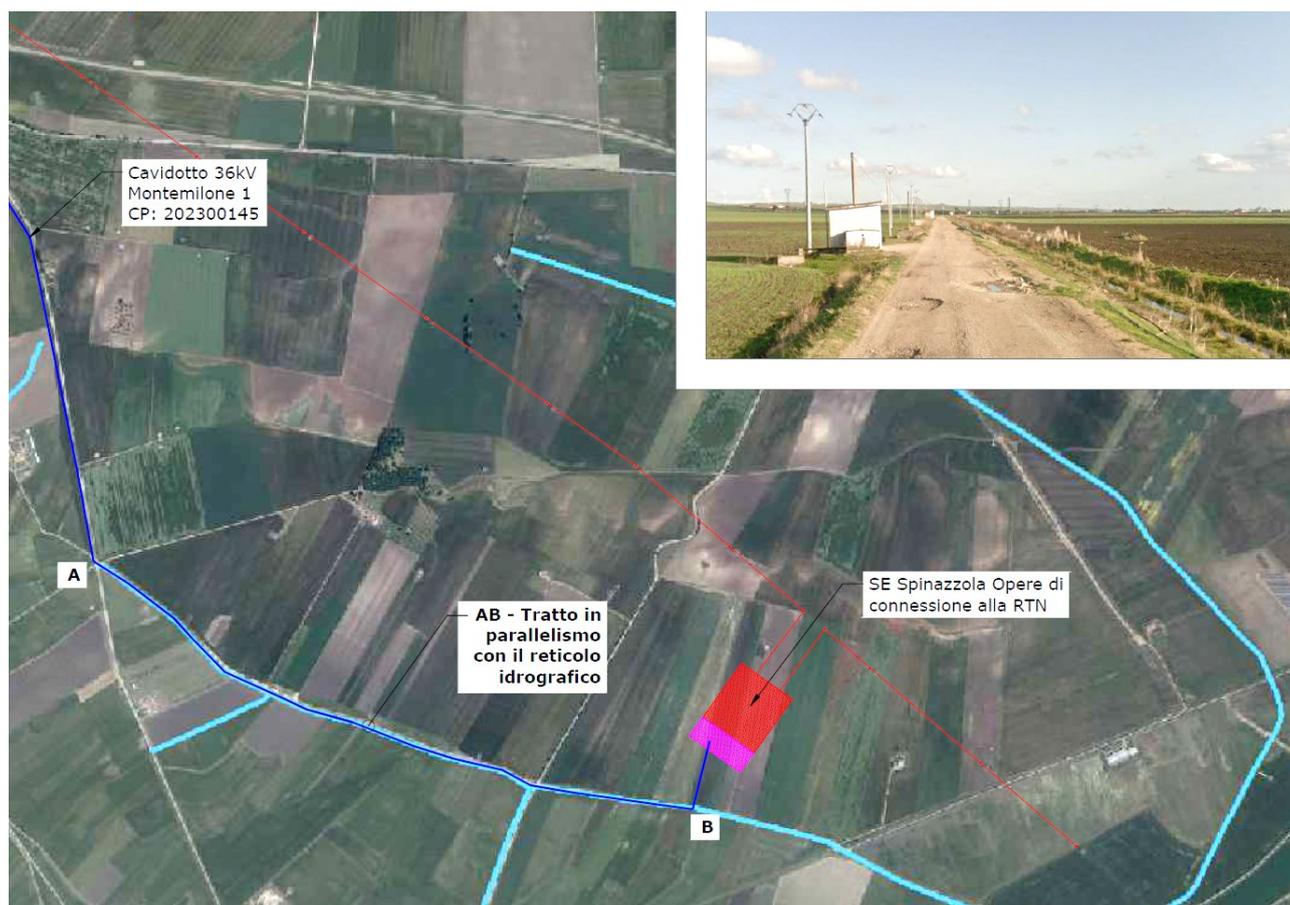


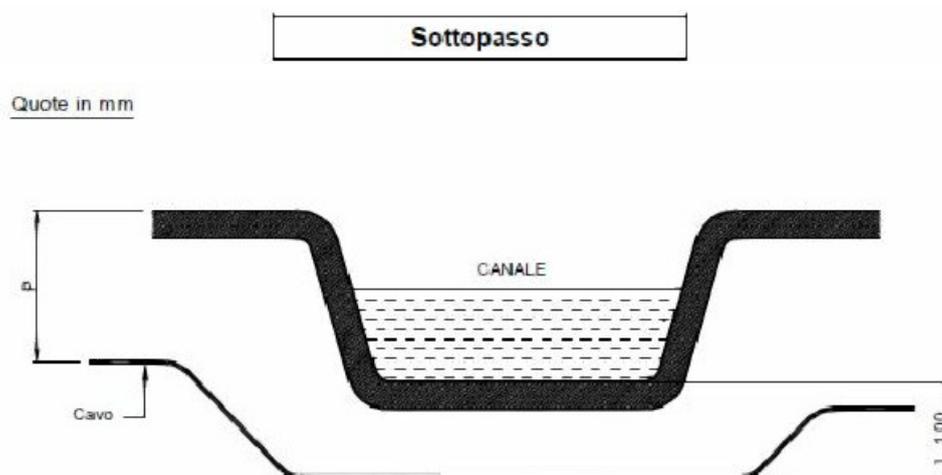
Figura 30 – Interferenze con il reticolo idrografico Cavidotto M1 CP: 202300145 e opere di ret

### 7.1.1 POSA CON TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA

In alternativa allo staffaggio e comunque in accordo alle prescrizioni degli enti, il reticolo idrografico sarà **attraversato in TOC** (Trivellazione Orizzontale Controllata), mediante l'impiego di macchine spingitubo o similari che utilizzano tubi di acciaio o in Polietilene ad Alta Densità (PEAD).

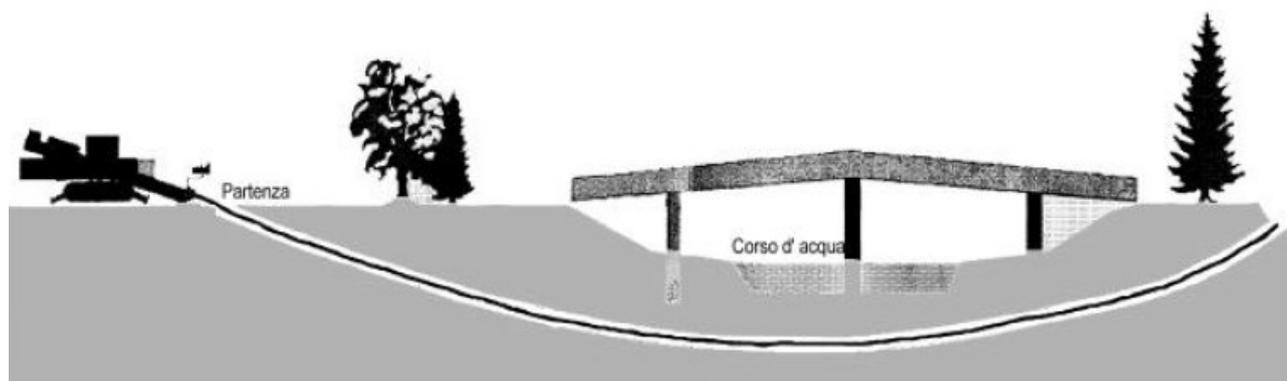
Questa perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento planoaltimetrico. Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, questa sonda dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare e correggere in tempo reale eventuali errori.

Gli attraversamenti sotterranei di opere per le quali non è possibile effettuare lo scavo a cielo aperto dovranno essere effettuati con la tecnica della "trivellazione orizzontale controllata" (T.O.C.) mediante l'impiego di macchine spingitubo o similari che utilizzano tubi di acciaio o in Polietilene ad Alta Densità (PEAD). Nel caso di impiego di cavi con caratteristica di resistenza all'urto questa tecnica di posa può essere utilizzata anche senza l'impiego di tubi.



I tubi che vengono abitualmente posati, compatibilmente alla tecnologia intrinseca della T.O.C., sono classificati PEAD UNI 7611-76 tipo 312. Questi tubi, in modo particolare per quanto riguarda la resistenza alle sollecitazioni meccaniche, non costituiscono protezione meccanica supplementare ai sensi delle Norme CEI 11-17 e di conseguenza devono essere posati ad una profondità minima di 1,7 m. Il colore deve essere diverso da arancio, giallo, rosso, nero e nero a bande blu.

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico. Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, questa sonda dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare e correggere in tempo reale gli eventuali errori.



#### Indagine del sito e analisi dei sottoservizi esistenti

L'indagine del sito e l'attenta analisi dell'eventuale presenza di sottoservizi e/o qualsiasi impedimento alla realizzazione della perforazione, è una fase fondamentale per la corretta progettazione di una perforazione orizzontale. Per analisi dei sottoservizi, e per la mappatura degli stessi, soprattutto in ambiti urbani fortemente compromessi, è consigliabile l'utilizzo del sistema "Georadar". Mentre in ambiti suburbani, dove la presenza di sottoservizi è minore è possibile, mediante indagini da realizzare c/o gli enti proprietari dei

sottoservizi, saperne anticipatamente l'ubicazione.

### Realizzazione del foro pilota

La prima vera e propria fase della perforazione è la realizzazione del “foro pilota”, in cui il termine pilota sta ad indicare che la perforazione in questa fase è controllata ossia “pilotata”. La “sonda radio” montata sulla punta di perforazione emette delle onde radio che indicano millimetricamente la posizione della punta stessa. I dati rilevabili e sui quali si può interagire sono:

- Altezza,
- Inclinazione;
- Direzione;
- Posizione della punta.

Il foro pilota viene realizzato lungo tutto il tracciato della perforazione da un lato all'altro dell'impedimento che si vuole attraversare (strada, ferrovia, canale, pista aeroportuale ecc.). La punta di perforazione viene spinta dentro il terreno attraverso delle aste cave metalliche, abbastanza elastiche così da permettere la realizzazione di curve altimetriche.

All'interno delle aste viene fatta scorrere dell'aria ad alta pressione ed eventualmente dell'acqua. L'acqua contribuirà sia al raffreddamento della punta che alla lubrificazione della stessa, l'aria invece permetterà lo spurgo del materiale perforato ed in caso di terreni rocciosi, ad alimentare il martello “fondo-foro”.

Generalmente la macchina teleguidata viene posizionata sul piano di campagna ed il foro pilota emette geometricamente una “corda molla” per evitare l'intercettazione dei sottoservizi esistenti. In alcuni casi però, soprattutto quando l'impianto da posare è una condotta fognaria non in pressione, è richiesta la realizzazione di una camera per il posizionamento della macchina alla quota di perforazione desiderata.

### Allargamento del foro pilota

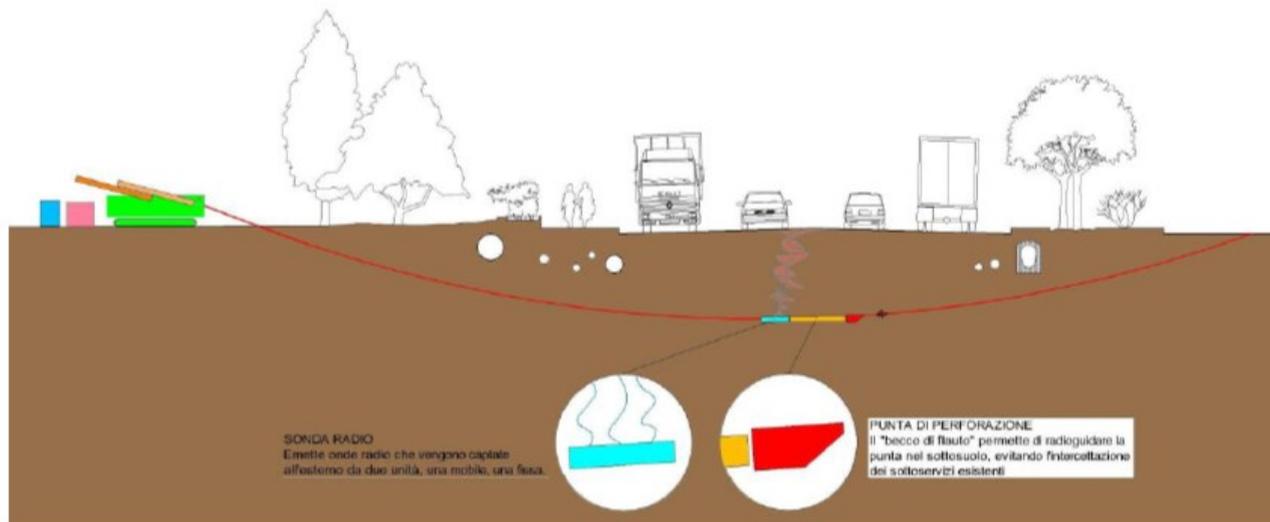
La seconda fase della perforazione teleguidata è l'allargamento del “foro pilota”, che permette di posare all'interno del foro, debitamente aumentato, un tubo camicia o una composizione di tubi camicia generalmente in PEAD. L'allargamento del foro pilota avviene attraverso l'ausilio di strumenti chiamati “Alesatori” che sono disponibili in diverse misure e adatti ad aggredire qualsiasi tipologia di terreno, anche rocce dure. Essi vengono montati al posto della punta di perforazione e tirati a ritroso attraverso le aste cave, al cui interno possono essere immesse aria e/o acqua ad alta pressione per agevolare l'aggressione del terreno oltre che lo spurgo del materiale.

### Posa in opera del tubo camicia

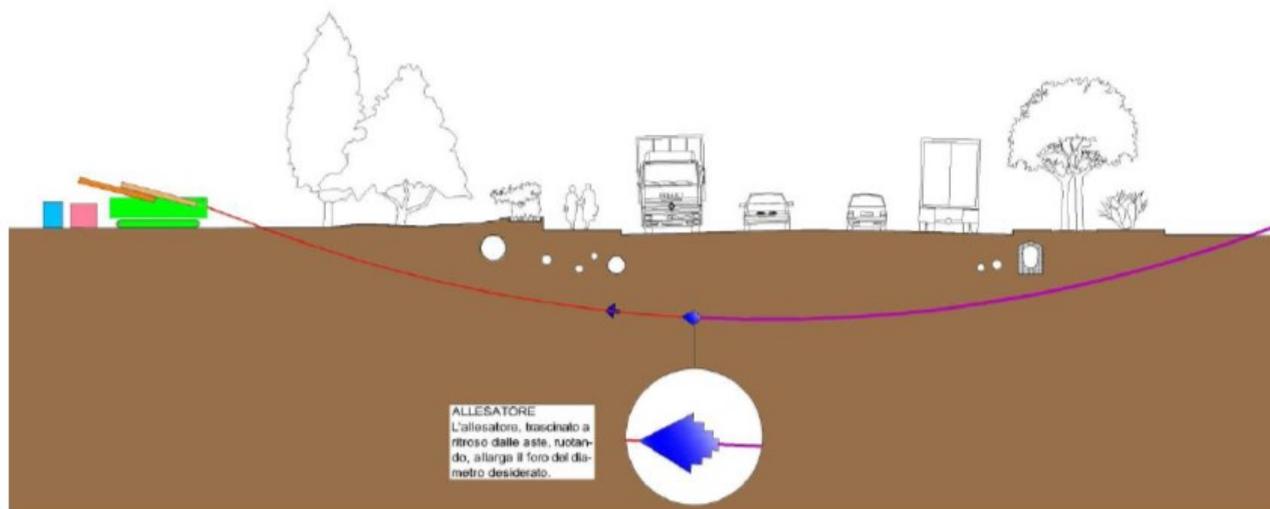
La terza ed ultima fase che in genere, su terreni morbidi e/o incoerenti, avviene contemporaneamente a quella di “alesaggio”, è l'infilaggio del tubo camicia all'interno del foro alesato.

La tubazione camicia generalmente in PEAD, se di diametro superiore ai 110 mm, viene saldata a caldo

preventivamente, e ancorata ad uno strumento di collegamento del tubo camicia all’asta di rotazione. Questo strumento, chiamato anche “girella”, evita durante il tiro del tubo camicia che esso ruoti all’interno del foro insieme alle aste di perforazione.



Fase 1 – Realizzazione del foro pilota con controllo altimetrico



Fase 2 – Alesaggio del foro pilota e tiro tubo camicia

In ogni caso il ricorso a questa tecnica per i normali tracciati di lunghezza rilevante su suolo pubblico, presuppone una verifica preliminare di convenienza con riferimento ai seguenti punti:

- prospezione del sottosuolo col metodo georadar o altro equivalente, al fine di individuare con precisione la posizione dei servizi sotterranei;
- individuazione della consistenza del terreno, anche mediante sondaggi, al fine di un'adeguata scelta, dal punto di vista prestazionale, della macchina operatrice da utilizzare;
- oneri da corrispondere per l'occupazione temporanea del suolo pubblico nell'ipotesi di utilizzo di altre metodologie di lavoro.

## 7.2 INTERFERENZE CON RETI DI TELECOMUNICAZIONE (TLC)

È stata eseguita la verifica interferenza di progetto le reti di sottoservizi eseguita con il catasto delle infrastrutture SINFI. Lo strumento identificato per il coordinamento e trasparenza per la nuova strategia per la banda larga e ultralarga. Tra le funzioni che svolge vi è favorire la condivisione delle infrastrutture, mediante una gestione ordinata del sotto e sopra suolo e dei relativi interventi, ed anche offrire un unico cruscotto che gestisca con efficienza e monitori tutti gli interventi.

**Per le opere e i manufatti previsti nel progetto SONO STATE RILEVATI alcuni incroci e parallelismi con la rete di telecomunicazione interrata in cunicolo tecnologico di Infratel Italia.**

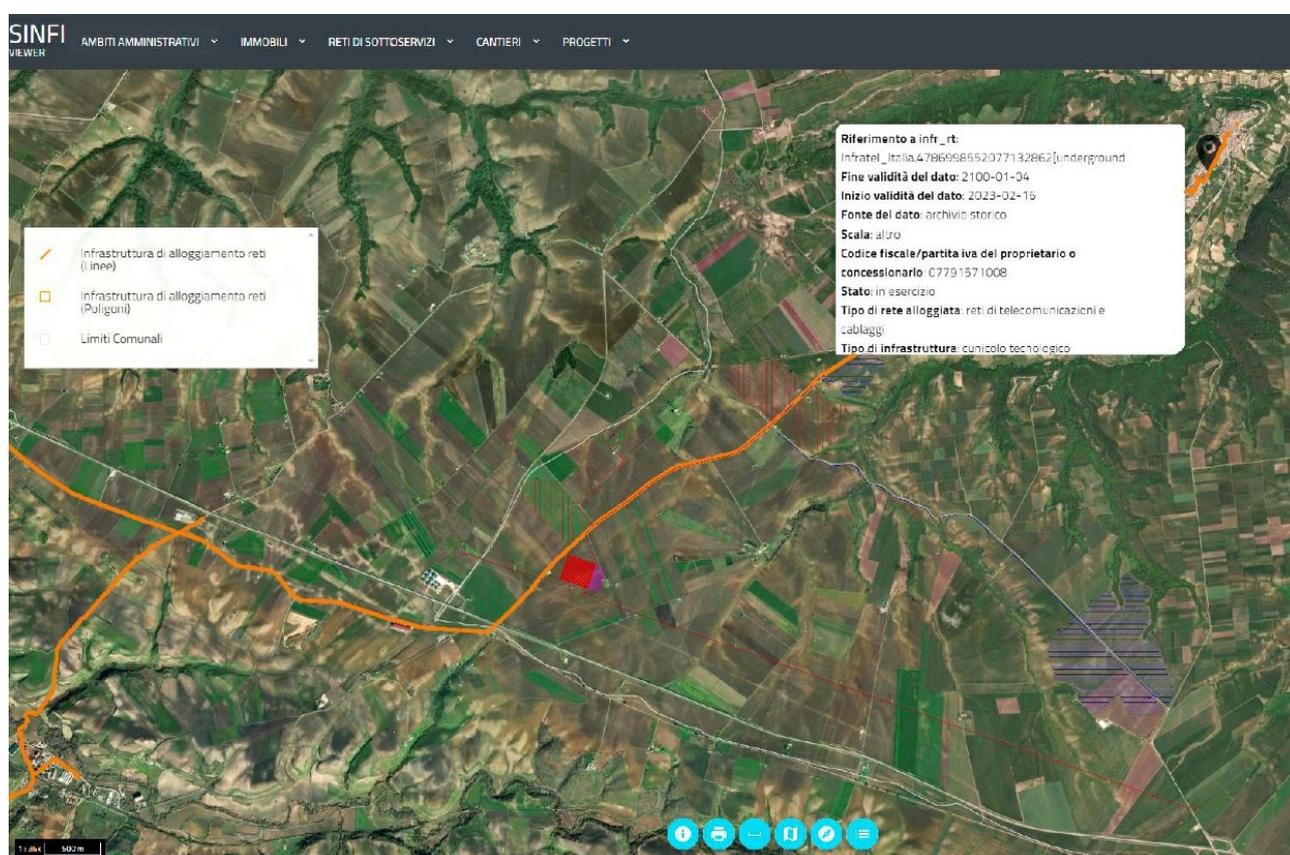


Figura 31 – Planimetria interferenze con reti di TLC

**Per le opere e i manufatti previsti nel progetto ricadenti nel Comune di Spinazzola (BAT) per la connessione di Montemilone 1 CP: 202300145 NON SONO STATE RILEVATI incroci e parallelismi con la rete di telecomunicazione interrata.**

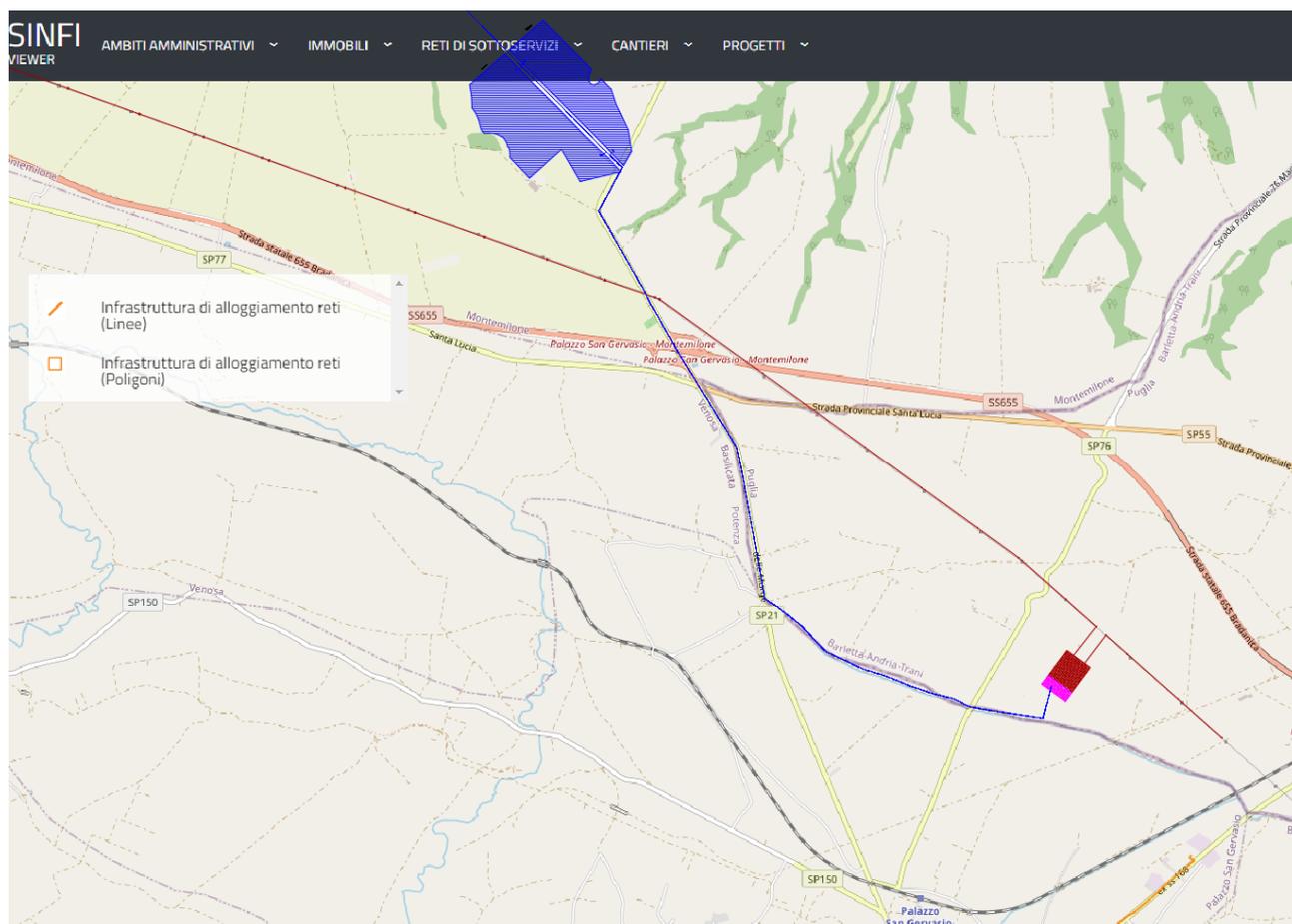


Figura 32 – Planimetria con reti di TLC Montemilone 1 CP: 202300145

### 7.2.1 CEI 103-6 limiti massimi delle forze elettromotrici indotte (FEMI) sulle reti TLC in caso di guasto

Il progetto prevede che nei tratti in avvicinamento per incroci e/o parallelismi con linee di telecomunicazioni interrate, la sezione costruttiva dell'elettrodotto viene adeguata in modo da assicurare il rispetto delle prescrizioni contenute nella Norma CEI 11-17 capitolo 6 (coesistenza tra cavi di energia e altri servizi tecnologici interrati) in materia di distanze e protezioni reciproche tra gli impianti e linee stesse).

Le caratteristiche tecniche proprie della tipologia dei componenti dell'elettrodotto (cavi cordati ad elica) e il rispetto della normativa tecnica sopracitata relativa alle modalità di posa dei cavi nei tratti in avvicinamento per incroci e/o parallelismi con linee di telecomunicazioni di cui al punto precedente, escludono che possa verificarsi il manifestarsi di fenomeni induttivi e/o altri fenomeni di interferenza tra linee elettriche e le linee di telecomunicazione eventualmente presenti in prossimità del tracciato dell'elettrodotto in progetto, in qualsiasi condizione di esercizio e guasto.

Per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dell'elettrodotto in esame **la legislazione e le normative tecniche applicabili sono nel dettaglio le seguenti:**

- R.D. n. 1775/1933: "Testo unico delle leggi sulle acque e sugli impianti elettrici";

- L. n. 339/1986: “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell’esercizio delle linee elettriche esterne”;
- D.M. n. 449 del 21.3.1988: “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 1260 del 16.1.1991: “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio delle linee elettriche esterne”;
- D.M. del 5.8.1998: “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio delle linee elettriche esterne”;
- D.Lgs. n. 259/2003, artt. 95 e s.m.i.; 97 e 98: “Codice delle comunicazioni elettroniche”;
- **Norma CEI 11-17 ed. luglio 2006 fascicolo 8402;**
- **Norme CEI 103-2 ed. dicembre 2006 fascicolo 8598;**
- **Norme CEI 103-6 ed. dicembre 1997 fascicolo 4091.**

Nella fase di realizzazione dell’elettrodotto verranno rispettati il progetto e le prescrizioni tecniche applicabili.

Nella fase di costruzione dell’elettrodotto e, segnatamente, nel corso di esecuzione dei lavori di scavo propedeutici alla successiva posa in opera delle tubazioni di protezione (tubi pvc/polietilene, rigidi/pieghevoli, conformi alla norma CEI 23-46) e dei cavi elicordati, ove venga riscontrata la presenza di linee di telecomunicazioni nella zona interessata dal tracciato dell’elettrodotto, vale a dire in caso di “avvicinamento” per incroci e/o parallelismi tra l’elettrodotto stesso e le linee di telecomunicazioni, verranno rispettate le prescrizioni della norma CEI 11-17 capitolo 6 (Coesistenza tra cavi di energia ed altri servizi tecnologici interrati).

Al termine della costruzione dell’elettrodotto, l’Enel procederà ad aggiornare la planimetria del tracciato con l’indicazione degli attraversamenti/parallelismi riscontrati, archiviandola nel proprio fascicolo autorizzativo a disposizione per gli eventuali controlli da parte degli organi della Pubblica Amministrazione competente.

### **7.2.2 Parallelismo e incroci tra cavi di energia e linee di telecomunicazione (Norme CEI 11-17)**

Le norme CEI 11-17 prevedono la non necessità di rispettare distanze minime dai preesistenti cavi di telecomunicazione (TLC) e di adottare protezioni meccaniche aggiuntive nei punti di interferenza per attraversamento o parallelismo con le linee di TLC nel caso in cui uno dei due impianti sia contenuto in tubazioni che proteggano la linea stessa e ne consentano la manutenzione senza la necessità di effettuare scavi.

Nei percorsi paralleli, i cavi di energia ed i cavi di telecomunicazione devono, di regola, essere posati alla maggiore possibile distanza tra loro; nel caso per es. di posa lungo la stessa strada, possibilmente ai lati

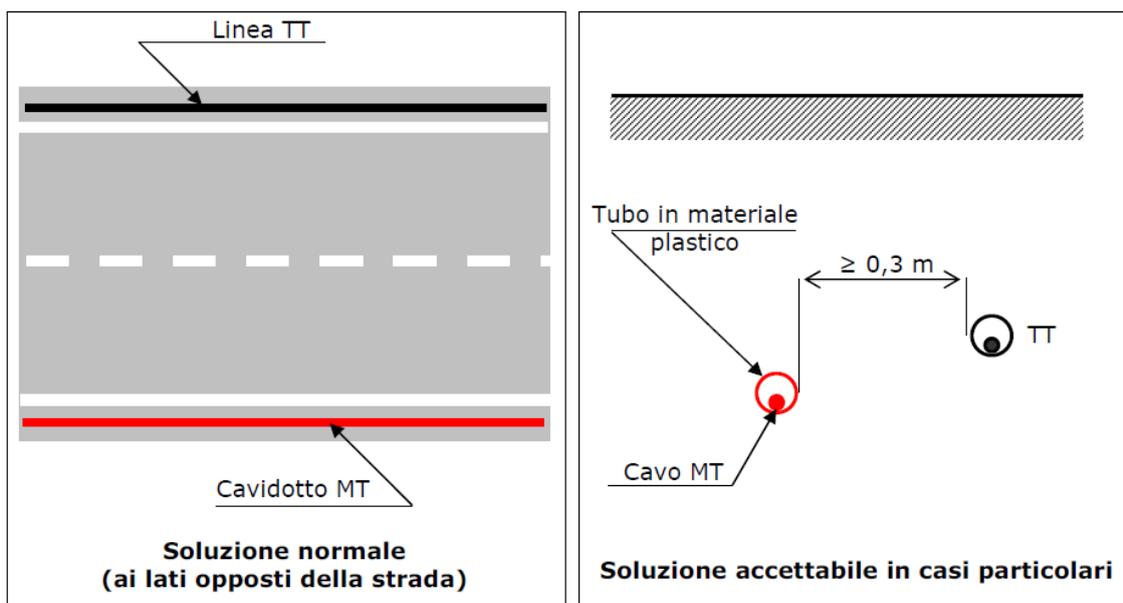
opposti di questa.

Ove per giustificate esigenze tecniche il criterio di cui sopra non possa essere seguito, è ammesso posare i cavi vicini fra loro purché sia mantenuta, fra essi, una distanza minima, in proiezione su di un piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m.

Qualora detta distanza non possa essere rispettata, si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota fra essi è minore di 0,15 m, uno dei dispositivi di protezione descritti in precedenza.

**Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la tratta interessata, in appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessità di effettuare scavi.**

Premesso che la indicazione generale è quella di posare i cavidotti MT sul lato opposto della strada rispetto ai cavi di telecomunicazione, nei casi in cui ciò non fosse possibile è accettabile una collocazione più ravvicinata mantenendo comunque una distanza tra le due opere di almeno 0,3 m misurati sulla proiezione in pianta.



***Parallelismo tra cavidotti e linee di telecomunicazione (TT) senza necessità di protezione***

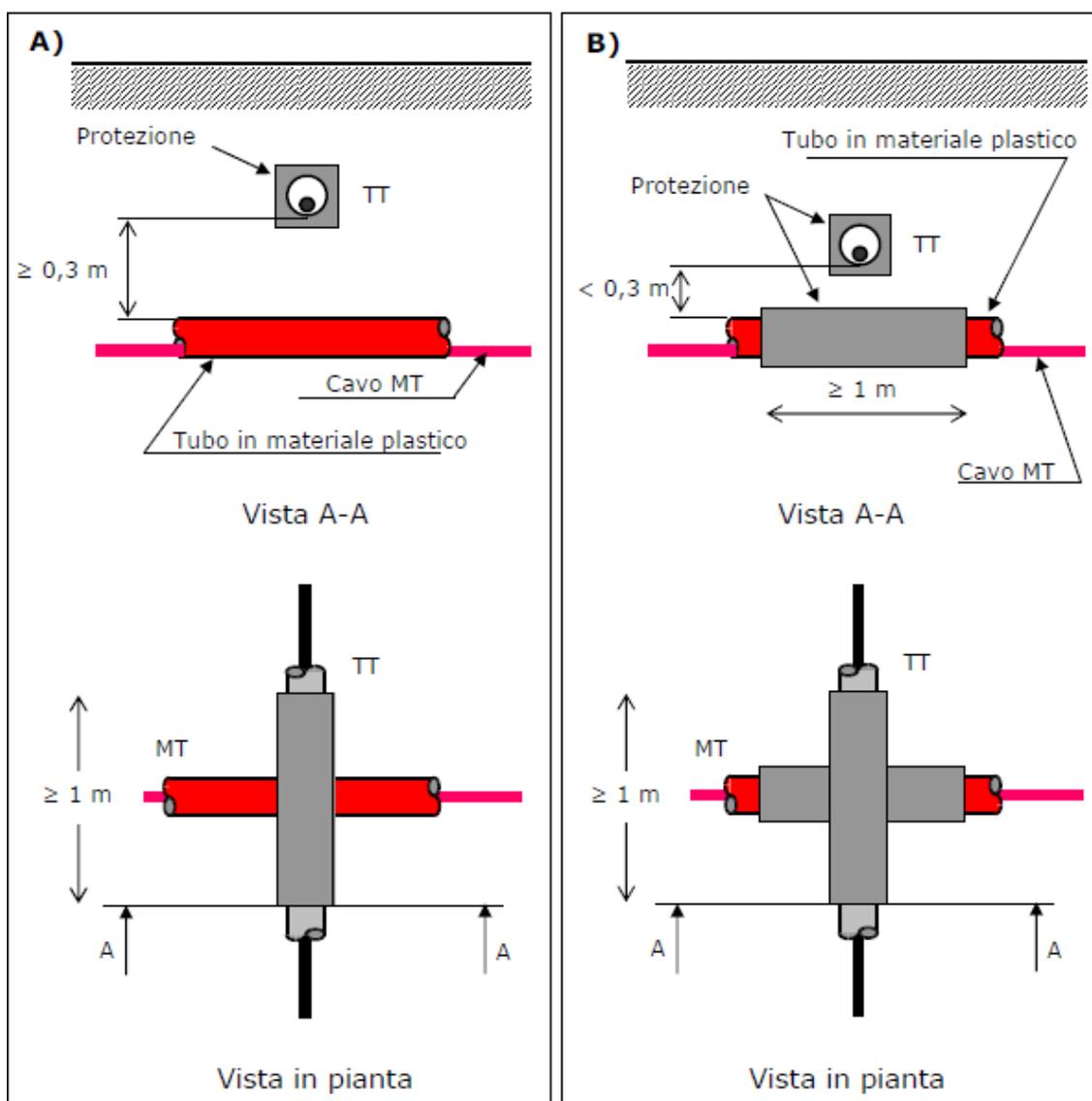
Laddove non sia possibile mantenere neppure la distanza di 0,3 m sul piano orizzontale si dovrà preventivamente informare il tecnico Enel per definire una soluzione tecnica conforme alle norme e alle prescrizioni imposte dal Ministero PP.TT..

Si rammenta che deve comunque essere osservata la profondità minima di posa dei cavidotti MT (per la profondità di posa del cavidotto TT contattare il gestore del servizio).

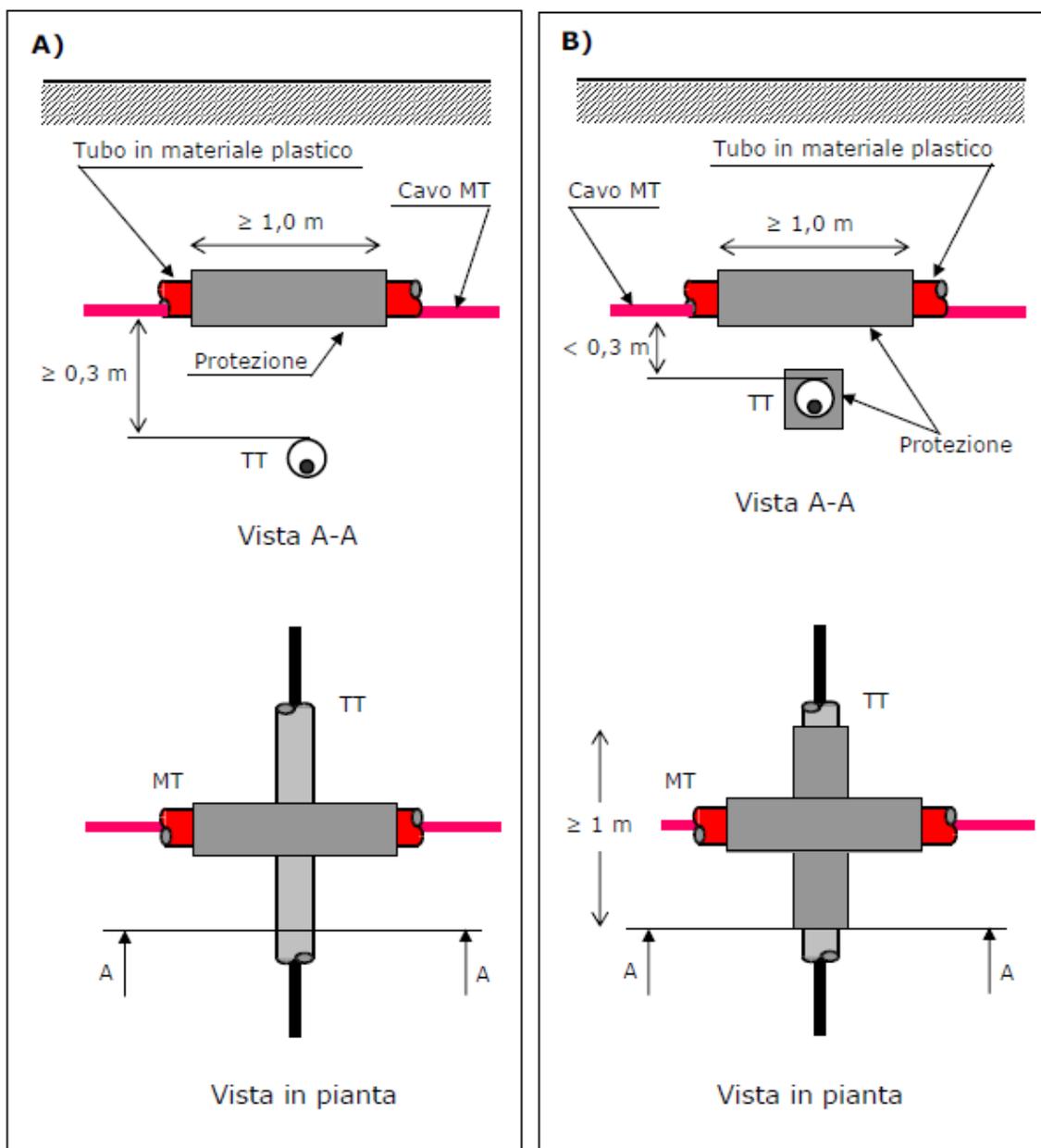
In ogni caso si devono applicare le protezioni prescritte dalle Norme CEI 11-17 sulla linea posta superiormente e, se la distanza tra le due opere misurata sulla verticale è inferiore di 0,3 m, anche su quella posata inferiormente.

Nelle figure 14 e 15, dove sono sinteticamente illustrate le condizioni suddette, è stata indicata la distanza tra i tubi in luogo di quella tra i due cavi (più pratico e comunque cautelativo). Nelle figure 16 e 17 sono illustrate le modalità realizzative con i particolari costruttivi delle protezioni da adottare. La foto di figura 18 illustra un caso reale.

Si rammenta che deve comunque essere osservata la profondità minima di posa dei cavidotti MT (per la profondità di posa del cavidotto TT contattare il gestore del servizio).



**Figura 14** – Incrocio tra cavidotti MT e linee di telecomunicazione (TT): soluzione preferenziale (linea TT sovrappassante)



**Figura 15** – Incrocio tra cavidotti MT e linee di telecomunicazione (TT): soluzione accettabile (linea TT sottopassante)

Tratto linea MT a ... kV \_\_\_\_\_

Domanda \_\_\_\_\_ Pratica \_\_\_\_\_ Determinazione \_\_\_\_\_

Pratica Ministero PP.TT. \_\_\_\_\_

Sezioni n° \_\_\_\_\_

**A**

**Cavidotto 1: ..... / n° tubi .....**

- Tubo c.a.v. ricoperto di cls. (spessore  $\geq 10$  cm)
- Tubo PVC/PE ricoperto di cls. (spessore  $\geq 10$  cm)
- Tubo Fe ricoperto di cls. (spessore  $\geq 5$  cm)
- Cassetta Fe ricoperta di cls. (spessore  $\geq 5$  cm)
- Cassetta acciaio inox o zincato a caldo (\*)
- Tubo acciaio inox o zincato a caldo (\*)

**Cavidotto 2: ..... / n° tubi .....**

Protezione normale del cavo  
(ad es. tubo in PVC/PE)

$\geq 0,3$  m

**VISTA IN PIANTA**

$\geq 35^\circ$

$> 30$  cm

**NOTE :** Indicare con una "X" la protezione adottata.  
(\*) Enel spa attesta che la cassetta/tubo è in acciaio inox o zincato a caldo secondo le Norme CEI 7-6, dello spessore minimo di 2 mm, come prescritto dalle Norme CEI 11-17.  
**AVVERTENZA:** la protezione di lunghezza 1 m è idonea per angoli di incrocio  $\geq 35^\circ$ .

 L'ENERGIA CHE TI BACILATA. Divisione infrastrutture e reti Zona / PLA - Distaccamento _____	<b>SEZIONE TIPO MT/TT SOTTERRANEO</b>		
	DATA SOPRALLUOGO	TECNICO PP. TT.	TECNICO ENEL

**Figura 16** – Incrocio tra cavidotti MT e linee di telecomunicazione - Modalità realizzative (caso A: con protezione della sola linea posta superiormente)

Tratto linea MT a ... kV \_\_\_\_\_

Domanda \_\_\_\_\_ Pratica \_\_\_\_\_ Determinazione \_\_\_\_\_

Pratica Ministero PP.TT. \_\_\_\_\_

Sezioni n° \_\_\_\_\_

**B**

**Cavidotto 1: ..... / n° tubi .....**

- Tubo c.a.v. ricoperto di cls. (spessore ≥ 10 cm)
- Tubo PVC/PE ricoperto di cls. (spessore ≥ 10 cm)
- Tubo Fe ricoperto di cls. (spessore ≥ 5 cm)
- Cassetta Fe ricoperta di cls. (spessore ≥ 5 cm)
- Cassetta acciaio inox o zincato a caldo (\*)
- Tubo acciaio inox o zincato a caldo (\*)

**Cavidotto 2: ..... / n° tubi .....**

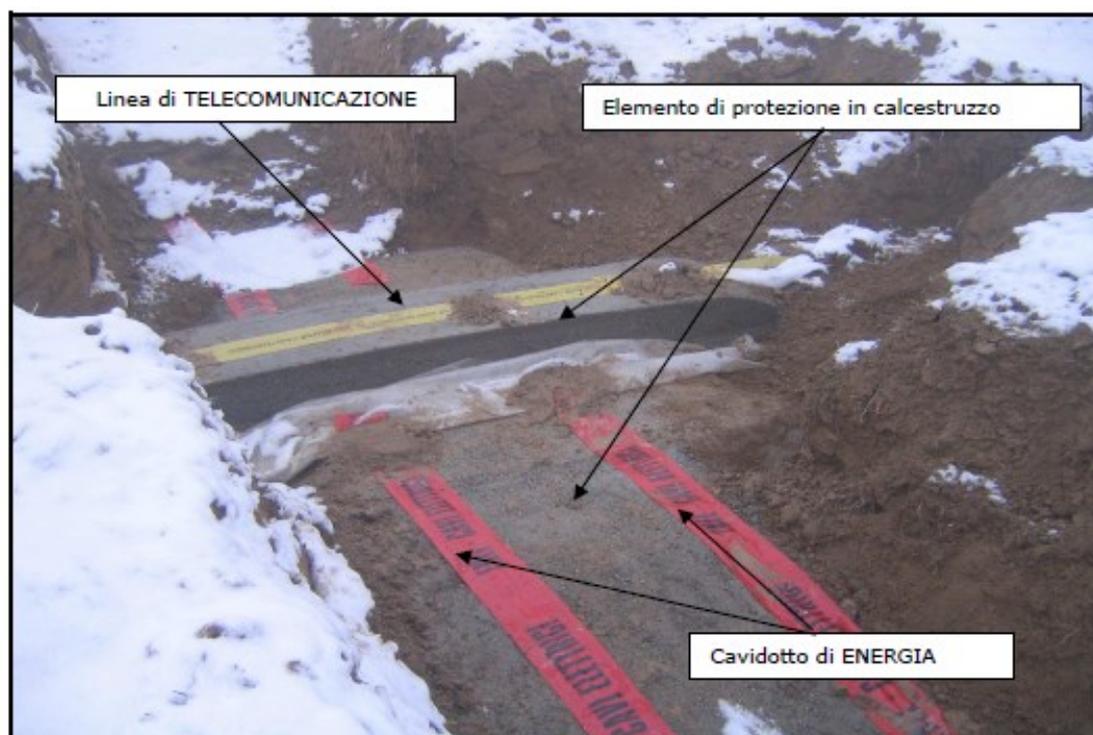
- Tubo c.a.v. ricoperto di cls. (spessore ≥ 10 cm)
- Tubo PVC/PE ricoperto di cls. (spessore ≥ 10 cm)
- Tubo Fe ricoperto di cls. (spessore ≥ 5 cm)
- Cassetta Fe ricoperta di cls. (spessore ≥ 5 cm)
- Cassetta acciaio inox o zincato a caldo (\*)
- Tubo acciaio inox o zincato a caldo (\*)

**VISTA IN PIANTA**

**NOTE :** Indicare con una "X" la protezione adottata.  
(\*) Enel spa attesta che la cassetta/tubo è in acciaio inox o zincato a caldo secondo le Norme CEI 7-6, dello spessore minimo di 2 mm, come prescritto dalle Norme CEI 11-17.  
**AVVERTENZA:** la protezione di lunghezza 1 m è idonea per angoli di incrocio  $\geq 35^\circ$ .

 Divisione infrastrutture e reti Zona / PLA - Distaccamento _____	<b>SEZIONE TIPO MT/TT SOTTERRANEO</b>	
	DATA SOPRALLUOGO	TECNICO PP. TT.

**Figura 17** – Incrocio tra cavidotti MT e linee di telecomunicazione - Modalità realizzative (caso B: con protezione sia sulla linea TT che sul cavidotto MT)



**Figura 18 – Esempio di incrocio tra cavidotti MT e linee di telecomunicazione a distanza inferiore a 0,3 m con protezione su entrambi (caso B)**

### **7.3 Interferenze con attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi**

È stata eseguita la verifica interferenza di progetto con le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e le attività di stoccaggio del gas naturale attraverso il WebGIS UNMIG.

**Il progetto NON INTERFERISCE con nessuna attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e le attività di stoccaggio del gas naturale**

### **7.4 Interferenze con infrastrutture di ENAC ENAV**

Si è proceduto ad effettuare la verifica dell'interferenza rispetto alle infrastrutture ENAC/ENAV.

**Dall'utility di pre-analisi NON RISULTANO INTERFERENZE DOVUTE ALLA PRESENZA DI VICINI AEROPORTI.**

### **7.5 Interferenze con metanodotti di SNAM rete Gas**

**Non si evince la presenza di interferenze con la rete di SNAM Rete GAS.** Ad ogni modo è stata fatta richiesta al Gestore della Rete di verificare e comunicare eventuali interferenze che non sono state rilevate.

## **8 IMPIANTO DI TERRA**

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni. Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta. La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente. L'impianto di messa a terra sarà realizzato in conformità con le seguenti norme: Norma CEI 64-8 per impianti BT e Norma CEI 11-1 per impianti MT.

## **9 PROVVEDIMENTI PER LA PROTEZIONE**

### **9.1 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI**

La protezione dai contatti diretti sarà conseguita con l'impiego di materiali e dispositivi idonei a garantire un adeguato isolamento e quindi a minimizzare il rischio di contatto diretto delle persone con parte attive dei circuiti. È prevista l'adozione di adeguate misure di protezione dai contatti diretti anche per le operazioni di manutenzione dell'impianto, ad esempio con isolamento delle parti attive con idonei schermi o involucri isolanti.

### **9.2 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI**

La protezione contro i contatti indiretti consiste nel prendere le misure intese a proteggere le persone contro i pericoli risultanti dal contatto con parti conduttrici che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale. I metodi di protezione contro i contatti indiretti sono classificati come segue:

1. protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
2. protezione senza interruzione automatica del circuito (doppio isolamento, separazione elettrica, locali isolati, locali equipotenziali);
3. alimentazione a bassissima tensione;

La protezione mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione è richiesta quando a causa di un guasto, si possono verificare sulle masse tensioni di contatto di durata e valore tali da rendersi pericolose per le persone.

Le prescrizioni da ottemperare per conseguire la protezione contro i contatti indiretti sono stabilite dalle norme CEI 64-8 per gli impianti elettrici utilizzatori a tensione non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1000 V in corrente continua e dalle Norme CEI 11-8 per gli impianti utilizzatori in media e in alta tensione.

## 10 NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

### Moduli fotovoltaici

- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici –Serie;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

### Altri componenti degli impianti fotovoltaici

- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 50530 (CEI 82-35) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete;
- EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected inverters.

### Progettazione fotovoltaica

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- UNI 10349-1:2016: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;

### Impianti elettrici e fotovoltaici

- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- EN 62446 (CEI 82-38) Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1000 V in corrente continua;

- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase);
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

#### **Connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica**

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione;
- Deliberazione n. 99/08 Testi integrato delle connessioni attive).