



REGIONE SICILIA  
COMUNE DI MONREALE (PA)

PROGETTO

IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA DI PICCO  
PARI A 20,5 MWp DENOMINATO " LIMES 21"  
NEL COMUNE DI MONREALE (PA)

TITOLO

Rel. 01 - Relazione Descrittiva Generale

| PROGETTISTA   | PROPONENTE  | VISTI  |
|---|---|--|
| <p><b>Progettista</b></p>  <p>SCM ingegneria S.r.l.<br/>Via Carlo del Croix, 55<br/>Tel.: +39 0831-728955<br/>72022 Latiano (BR)<br/>Mail: <a href="mailto:info@scmingegneria.com">info@scmingegneria.com</a></p> <p>Dott. Ing. Daniele Cavallo</p> | <p>LIMES 21 S.r.l.</p> <p><b>Sede legale e Amministrativa:</b><br/>Via Giuseppe Giardina, 22<br/>96018 PACHINO (SR)<br/>PEC: <a href="mailto:limes21@pec.it">limes21@pec.it</a></p> |  |

PROGETTAZIONE

|  |  |  |
|--|--|--|
|  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |

|       |                      |                                       |            |  |                   |
|-------|----------------------|---------------------------------------|------------|--|-------------------|
| Scala | Formato Stampa<br>A4 | Cod.Elaborato<br>FV-LIME-MRL-PD-REL01 | Rev.<br>00 | Nome File<br>FV-LIME-MRL-PD-REL01-Relazione descrittiva generale | Foglio<br>1 di 55 |
|-------|----------------------|---------------------------------------|------------|--|-------------------|

| Rev. | Data       | Descrizione     | Elaborato  | Controllato | Approvato  |
|------|------------|-----------------|------------|-------------|------------|
| 00   | 07/12/2022 | Prima Emissione | L. Maculan | D. Cavallo  | D. Cavallo |
|      |            |                 |            |             |            |
|      |            |                 |            |             |            |
|      |            |                 |            |             |            |
|      |            |                 |            |             |            |

## INDICE

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1     | INTRODUZIONE .....                                      | 4  |
| 2     | DATI GENERALI .....                                     | 4  |
| 2.1   | DATI DEL PROPONENTE .....                               | 4  |
| 2.2   | LOCALITÀ DI REALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO .....         | 4  |
| 2.3   | DESTINAZIONE D'USO .....                                | 4  |
| 2.4   | DATI CATASTALI .....                                    | 4  |
| 2.5   | CONNESSIONE.....  | 5  |
| 3     | DESCRIZIONE DELLA FONTE UTILIZZATA .....                | 6  |
| 3.1   | L'AGRIVOLTAICO .....                                    | 6  |
| 3.2   | RISPARMIO DI COMBUSTIBILE.....                          | 7  |
| 3.3   | EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA DI SOSTANZE NOCIVE ..... | 8  |
| 3.4   | STIMA PRODUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....             | 8  |
| 4     | LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO .....                       | 12 |
| 4.1   | INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E TERRITORIALE .....           | 12 |
| 4.2   | INQUADRAMENTO GEOLOGICO DELL'AREA .....                 | 14 |
| 4.3   | INQUADRAMENTO PAESAGGISTICO .....                       | 16 |
| 5     | DESCRIZIONE GENERALE.....                               | 20 |
| 6     | DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO .....                       | 21 |
| 7     | DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....            | 22 |
| 7.1   | MODULI FOTOVOLTAICI .....                               | 22 |
| 7.2   | STRUTTURE DI SUPPORTO .....                             | 23 |
| 7.2.1 | Considerazioni ecologiche.....                          | 26 |
| 7.2.2 | Altezza ottimale .....                                  | 26 |
| 7.2.3 | Montaggio rapido.....                                   | 26 |
| 7.2.4 | Massima durata.....                                     | 26 |
| 7.3   | COLLEGAMENTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI.....               | 27 |
| 7.4   | CABINE DI CONVERSIONE INVERTER .....                    | 27 |
| 7.5   | CABINE SERVIZI AUSILIARI .....                          | 29 |
| 7.6   | CABINE 36 kV.....                                       | 30 |
| 7.7   | CAVI.....   | 31 |
| 7.7.1 | Cavi solari di stringa.....                             | 31 |
| 7.7.2 | Cavi solari DC .....                                    | 32 |
| 7.7.3 | Cavi alimentazione trackers.....                        | 32 |
| 7.7.4 | Cavi Dati.....  | 33 |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 7.7.5  | Cavi 36 kV .....                                      | 33 |
| 7.8    | RETE DI TERRA .....                                   | 34 |
| 7.9    | MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA .....                | 34 |
| 7.9.1  | Protezione contro il corto circuito.....              | 34 |
| 7.9.2  | Misure di protezione contro i contatti diretti .....  | 34 |
| 7.9.3  | Misure di protezione contro i contatti indiretti..... | 35 |
| 7.9.4  | Misure di protezione dalle scariche atmosferiche..... | 35 |
| 7.10   | SISTEMI AUSILIARI .....                               | 35 |
| 7.10.1 | Sistema di sicurezza e sorveglianza .....             | 35 |
| 7.10.2 | Sistema di monitoraggio e controllo .....             | 36 |
| 7.10.3 | Sistema di illuminazione e forza motrice .....        | 36 |
| 7.11   | CONNESSIONE ALLA RTN.....                             | 37 |
| 8      | REALIZZAZIONE IMPIANTO .....                          | 38 |
| 8.1    | RECINZIONE .....                                      | 38 |
| 8.2    | VIABILITÀ INTERNA A CARATTERE AGRICOLO .....          | 39 |
| 8.3    | MITIGAZIONE PERIMETRALE.....                          | 39 |
| 8.4    | CAVIDOTTI .....                                       | 40 |
| 8.5    | TRATTAMENTO DEL SUOLO .....                           | 41 |
| 8.6    | TRASPORTO DI MATERIALI.....                           | 42 |
| 8.7    | USO DI RISORSE .....                                  | 42 |
| 9      | INTERFERENZE INTERNE ALL'AREA DI IMPIANTO .....       | 43 |
| 10     | FASI E TEMPI DI ESECUZIONE .....                      | 48 |
| 11     | MANUTENZIONE.....                                     | 49 |
| 12     | TERMINOLOGIA.....                                     | 50 |
| 13     | NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO.....                 | 52 |

## 1 INTRODUZIONE

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico con tracker monoassiale per la produzione di energia della potenza nominale 20500 kW, da realizzarsi nel comune di Monreale (PA).

## 2 DATI GENERALI

### 2.1 DATI DEL PROPONENTE

Di seguito i dati anagrafici del soggetto proponente:

| SOCIETA' PROPONENTE        |  |
|----------------------------|--|
| Denominazione              | LIMES 21 S.R.L.                                    |
| Indirizzo sede legale      | Via Giuseppe Giardina, 22 - 96018 Pachino (SR)     |
| Codice Fiscale/Partita IVA | 01974980896  |
| Capitale Sociale           | 10000 €  |
| PEC                        | <a href="mailto:limes21@pec.it">limes21@pec.it</a> |

*Tabella 2-1 – Informazioni principali della Società Proponente*

### 2.2 LOCALITÀ DI REALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente documento sarà realizzato nel comune di Monreale (PA).

### 2.3 DESTINAZIONE D'USO

L'area oggetto dell'intervento ha una destinazione d'uso agricolo, come da Certificati di Destinazione Urbanistica allegati alla documentazione di progetto.

### 2.4 DATI CATASTALI

I terreni interessati dall'intervento, così come individuati al catasto terreni del Comune di Monreale (PA) sono particelle al foglio 146, part. 21-22-31-32-49-54-55-111-119, e al foglio 147, part. 56-147-154-194-195-280-282-283

Tutti i terreni su cui saranno installati i moduli fotovoltaici e realizzate le infrastrutture necessarie, risultano di proprietà privata e corrispondono a terreni ad uso prevalentemente agricolo o in ogni caso lasciati incolti.

|                        |                         |
|------------------------|-------------------------|
| Luogo di installazione | Comune di Monreale (PA) |
| Potenza di Picco (kWp) | 20500 kWp               |

|                                |   |
|--------------------------------|---|
| Potenza Nominale (kW)          | 20500 kWp   |
| Potenza massima in immissione  | 20500 kW  |
| Informazioni generali del sito | Sito collinare ben raggiungibile da strade provinciali/comunali |
| Tipo di strutture di sostegno  | Inseguitore monoassiale   |
| Coordinate area Nord           | Latitudine 37°54'36.26"N  |
|                                | Longitudine 13°13'53.04"E                                       |
| Coordinate area Centro         | Latitudine 37°53'53.21"N  |
|                                | Longitudine 13°12'46.47"E                                       |
| Coordinate area Sud            | Latitudine 37°52'56.38"N  |
|                                | Longitudine 13°12'51.65"E                                       |
| Coordinate Cabina Utente 36 kV | Latitudine 37°54'0.45"N   |
|                                | Longitudine 13°18'0.12"E  |

*Tabella 2-2 – Dati catastali*

## 2.5 CONNESSIONE

Il progetto di connessione, associato al codice pratica 202100063 prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione della RTN a 220/36 kV in doppia sbarra, denominata "Monreale 3", da collegare in entra - esce sulla linea a 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

### 3 DESCRIZIONE DELLA FONTE UTILIZZATA

Il sole è un'inesauribile fonte di energia che, grazie alle moderne tecnologie, viene utilizzata in maniera sempre più efficiente; le celle fotovoltaiche, infatti, permettono di generare elettricità direttamente dal sole.

Il fotovoltaico è una tecnologia decisamente compatibile con l'ambiente che determina una serie di benefici qui di seguito riassunti:

- assenza di generazione di emissioni inquinanti;
- assenza di rumore;
- non utilizzo di risorse legate al futuro del territorio;
- creazione di una coscienza comune verso un futuro ecologicamente sostenibile.

La promozione e la realizzazione di centrali di produzione elettrica da fonti rinnovabili trova come primo contributo sociale da considerare quello della tutela dell'ambiente e del territorio che si ripercuote a beneficio della salute dell'uomo.

Il contributo ambientale conseguente dalla promozione dell'intervento in questione si può definire secondo due parametri principali:

- Emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive.
- Risparmio di combustibile;
- Consolidamento del sedime agricolo
- Diminuzione dei fenomeni alluvionali

Relativamente ai vantaggi territoriali:

- Consolidamento del sedime agricolo
- Diminuzione dei fenomeni alluvionali

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

#### 3.1 L'AGRIVOLTAICO

L'agrivoltaico è un settore ancora poco diffuso che ha una natura ibrida, ovvero è metà agricoltura e metà rinnovabile. Si tratta di produrre energia rinnovabile con i pannelli solari senza sottrarre terreni produttivi all'agricoltura e all'allevamento, ma anzi integrando le due attività.

Questo sistema rappresenta una soluzione per limitare i conflitti tra la produzione agricola e quella di energia elettrica, quindi può garantire il nesso Cibo-Energia-Acqua incrementando l'efficienza d'uso del suolo.

L'agrivoltaico produrrebbe dei vantaggi sia per i campi che per il clima.

Gli investitori energetici possono usufruire di terreni altrimenti non coltivabili e possono risparmiare sui costi grazie all'affitto e alla manutenzione condivisa degli impianti, riducendo l'impatto ambientale.

Dall'altra parte, gli agricoltori possono rifinanziare le proprie attività rilanciandole

economicamente e progettualmente, aumentando la produttività e disponendo un sostegno economico utile a contrastare gli effetti dei cambiamenti climatici. Hanno, inoltre, la possibilità di sviluppare nuove competenze professionali e nuovi servizi al partner energetico (ad esempio lavaggio moduli, taglio erba, guardiania, ecc.).

Il sistema agro-fotovoltaico influenza anche la distribuzione dell'acqua durante le precipitazioni e la temperatura del suolo. In primavera e in estate, la temperatura del suolo è risultata inferiore rispetto a un campo che non utilizza tale tecnica, mentre la temperatura dell'aria è rimasta invariata. Quindi le colture sotto i pannelli hanno affrontato meglio le condizioni calde e secche.

Sicuramente l'agrivoltaico sta attirando l'interesse di molti studiosi in tutto il mondo. Rappresenta la soluzione più idonea per gli agricoltori che vogliono produrre energia e continuare a coltivare i propri campi.

I pannelli di ultima generazione adottati in questi impianti sono dotati di una tecnologia innovativa bifacciale: anche il lato B contribuirà alla produzione, sfruttando la luce riflessa dalla superficie del terreno, oltre quella diretta, con un'efficienza superiore del 20% rispetto al fotovoltaico tradizionale. Sono montati su inseguitori mono assiali per seguire così il sole nel suo arco quotidiano ed è previsto l'uso di pannelli di taglia grande per ridurre la superficie occupata favorendo il connubio tra la produzione di energia elettrica e le coltivazioni agricole.



*Figura 3-1 – Esempio di impianto agrivoltaico*

### 3.2 RISPARMIO DI COMBUSTIBILE

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Dato il parametro dell'energia prodotta indicata nella premessa del paragrafo, il contributo al

pag. 7

risparmio di combustibile relativo all'impianto fotovoltaico in questione può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

| <b>Risparmio di combustibile</b>  | <b>TEP</b>        |
|---|-------------------|
| Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh] | 0,187             |
| TEP risparmiate in un anno  | 6.967,62          |
| <b>TEP risparmiate in 20 anni (20,5 MW)</b>                                 | <b>139.352,40</b> |

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

### 3.3 EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA DI SOSTANZE NOCIVE

L'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Dato il parametro dell'energia prodotta, il contributo alle emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive, relativo all'impianto in oggetto, può essere valorizzato secondo la seguente tabella:

| <b>Emissioni evitate in atmosfera di</b>  | <b>CO<sub>2</sub></b> | <b>SO<sub>2</sub></b> | <b>NOX</b>    | <b>Polveri</b> |
|---|-----------------------|-----------------------|---------------|----------------|
| Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh] | 474,0                 | 0.373                 | 0.427         | 0.014          |
| Emissioni evitate in un anno [ton]        | 17.661,24             | 13,90                 | 15,91         | 0,52           |
| <b>Emissioni evitate in 20 anni [ton]</b> | <b>353.224,80</b>     | <b>277,96</b>         | <b>318,20</b> | <b>10,43</b>   |

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL

### 3.4 STIMA PRODUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto, come detto, sarà installato nel comune di Monreale (PA) e sarà diviso in tre aree, per le quali si possono considerare le coordinate baricentriche identificate nel precedente paragrafo 2.4.

Nella località di progetto si può considerare un irraggiamento medio annuo su superficie del modulo fotovoltaico installato su tracker di circa 2.107 kWh/m<sup>2</sup>.

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$PSTC = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = 580 \times 34632 = 20086 \text{ kWp}$$

Di seguito estratto con i risultati del rapporto relativo alla simulazione della producibilità del sito, allegato alla documentazione del presente progetto:

### Main results

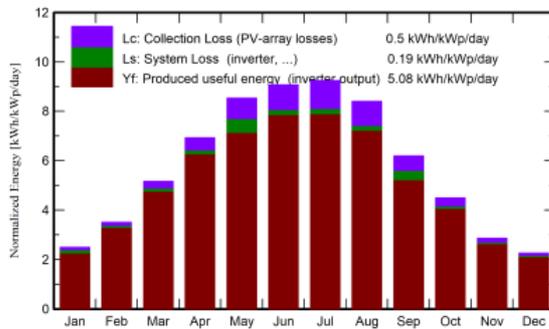
#### System Production

Produced Energy 37.26 GWh/year

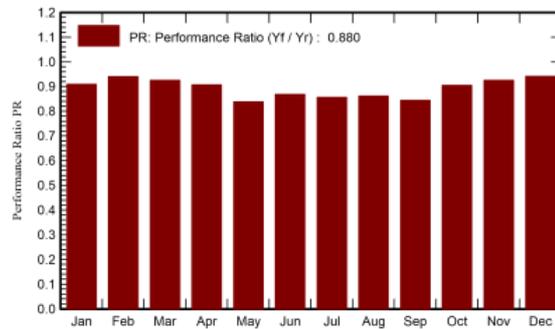
Specific production  
Performance Ratio PR

1855 kWh/kWp/year  
88.02 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR

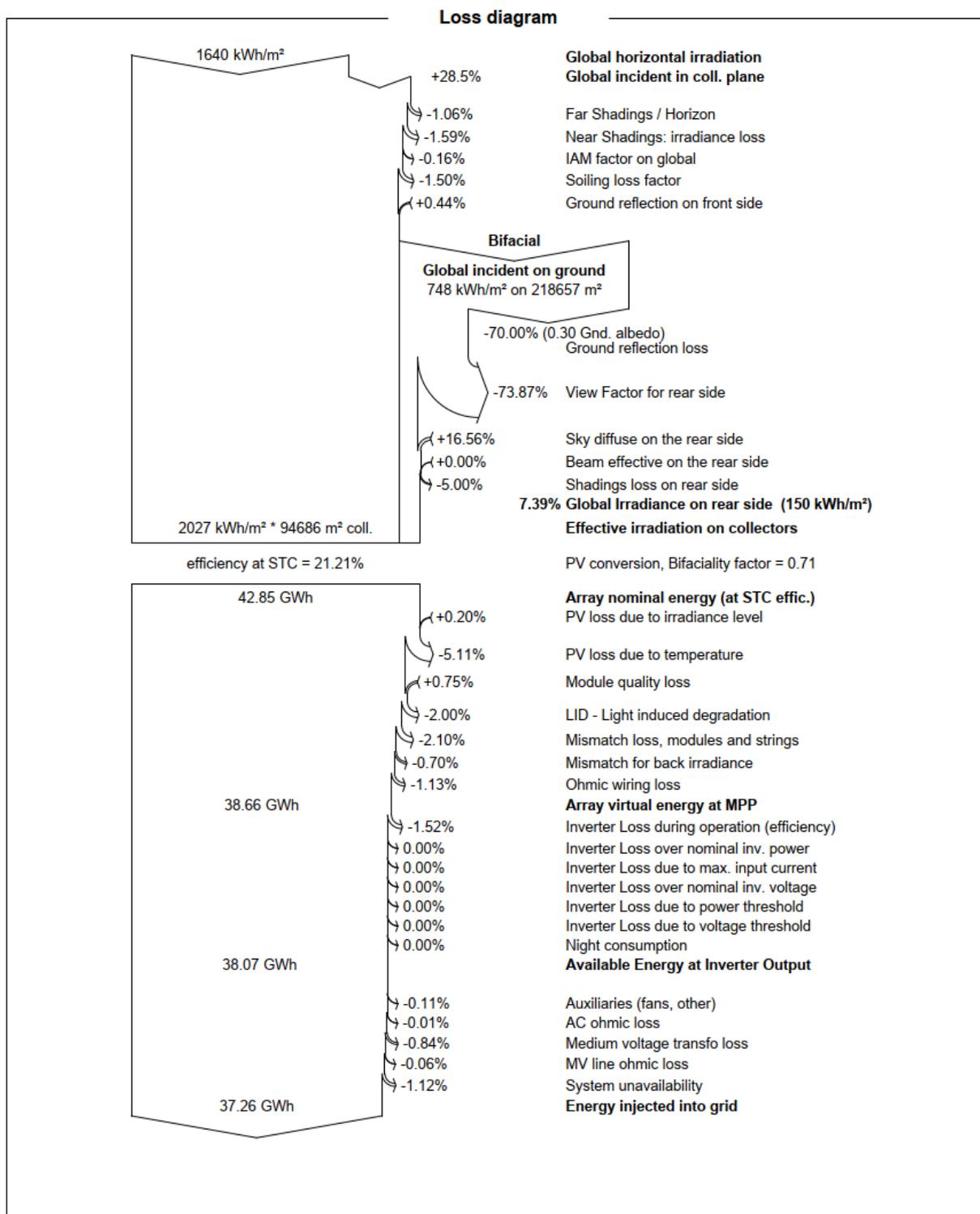


#### Balances and main results

|           | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>GWh | E_Grid<br>GWh | PR<br>ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January   | 59.5                          | 26.90                         | 11.58       | 77.3                          | 73.9                          | 1.496         | 1.412         | 0.909       |
| February  | 77.3                          | 36.28                         | 11.38       | 98.2                          | 94.2                          | 1.903         | 1.854         | 0.940       |
| March     | 127.2                         | 61.86                         | 13.68       | 160.0                         | 153.4                         | 3.051         | 2.974         | 0.925       |
| April     | 163.4                         | 67.63                         | 15.91       | 207.8                         | 200.4                         | 3.885         | 3.784         | 0.907       |
| May       | 205.3                         | 75.15                         | 20.49       | 264.5                         | 254.7                         | 4.803         | 4.452         | 0.838       |
| June      | 210.2                         | 78.51                         | 24.26       | 272.0                         | 261.7                         | 4.868         | 4.744         | 0.868       |
| July      | 221.7                         | 76.07                         | 27.32       | 286.4                         | 275.8                         | 5.055         | 4.927         | 0.856       |
| August    | 199.6                         | 73.34                         | 27.60       | 260.4                         | 251.4                         | 4.625         | 4.510         | 0.862       |
| September | 145.7                         | 62.10                         | 23.69       | 186.0                         | 178.8                         | 3.386         | 3.156         | 0.845       |
| October   | 108.0                         | 48.26                         | 21.08       | 139.5                         | 133.9                         | 2.597         | 2.534         | 0.905       |
| November  | 66.9                          | 32.21                         | 16.63       | 85.6                          | 82.0                          | 1.634         | 1.592         | 0.926       |
| December  | 55.0                          | 28.67                         | 13.05       | 70.0                          | 66.9                          | 1.358         | 1.324         | 0.942       |
| Year      | 1639.8                        | 666.97                        | 18.94       | 2107.7                        | 2027.0                        | 38.660        | 37.263        | 0.880       |

#### Legends

|         |  |        |   |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation                | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation               | E_Grid | Energy injected into grid                   |
| T_Amb   | Ambient Temperature                          | PR     | Performance Ratio                           |
| GlobInc | Global incident in coll. plane               |        |   |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings |        |   |



### P50 - P90 evaluation

#### Meteo data

Source Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=100%  
Kind TMY, multi-year  
Year-to-year variability(Variance) 4.4 %  
**Specified Deviation**  
Climate change 0.0 %

#### Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 4.8 %

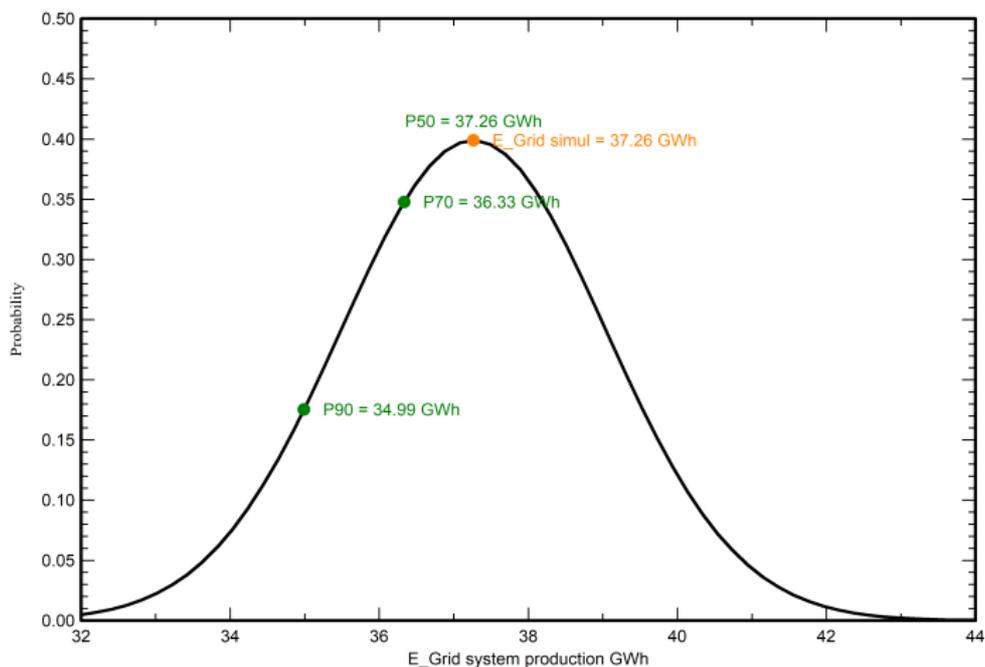
#### Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

#### Annual production probability

Variability 1.77 GWh  
P50 37.26 GWh  
P90 34.99 GWh  
P70 36.33 GWh

#### Probability distribution



## 4 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

### 4.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E TERRITORIALE

L'area presa in considerazione nel presente progetto ricade amministrativamente all'interno del Comune di Monreale anche se risulta molto vicino ai comuni di Piana degli Albanesi e Corleone. L'impianto agrivoltaico, in particolare, si localizza a circa 10,5 km in direzione Nord-Ovest rispetto al centro urbano di Corleone, e risulta raggiungibile attraverso la strada provinciale 4 che collega il Comune di San Cipirello con il Comune di Corleone. La Stazione Elettrica Utente di connessione alla RTN denominata "Monreale 3" è localizzata nel Comune di Monreale in Località Borgo Aquila, a circa 10.5 km sud rispetto al nucleo urbano di Piana degli Albanesi, ed è raggiungibile attraverso le strade provinciali SP103 ed SP42.

L'area di studio, quindi, ricade amministrativamente all'interno del territorio Comunale di Monreale (PA).

Dal punto di vista Cartografico il sito ricade all'interno delle sezioni 607070 – 607110 della Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000.

L'area interessata dal progetto è facilmente raggiungibili grazie ad una fitta rete di strade di vario ordine presenti in zona.



Figura 4-1 – Inquadramento regionale

Sostanzialmente l'impianto è suddiviso in tre aree ravvicinate, che possono essere identificate mediante le seguenti coordinate:

- Area Nord 37°54'34.92"N 13°13'44.35"E
- Area Centro 37°53'39.11"N 13°12'56.55"E
- Area Sud 37°52'47.66"N 13°12'59.99"E.

L'altimetria media risulta essere circa 390 m s.l.m..



Figura 4-2 – Area impianto su ortofoto

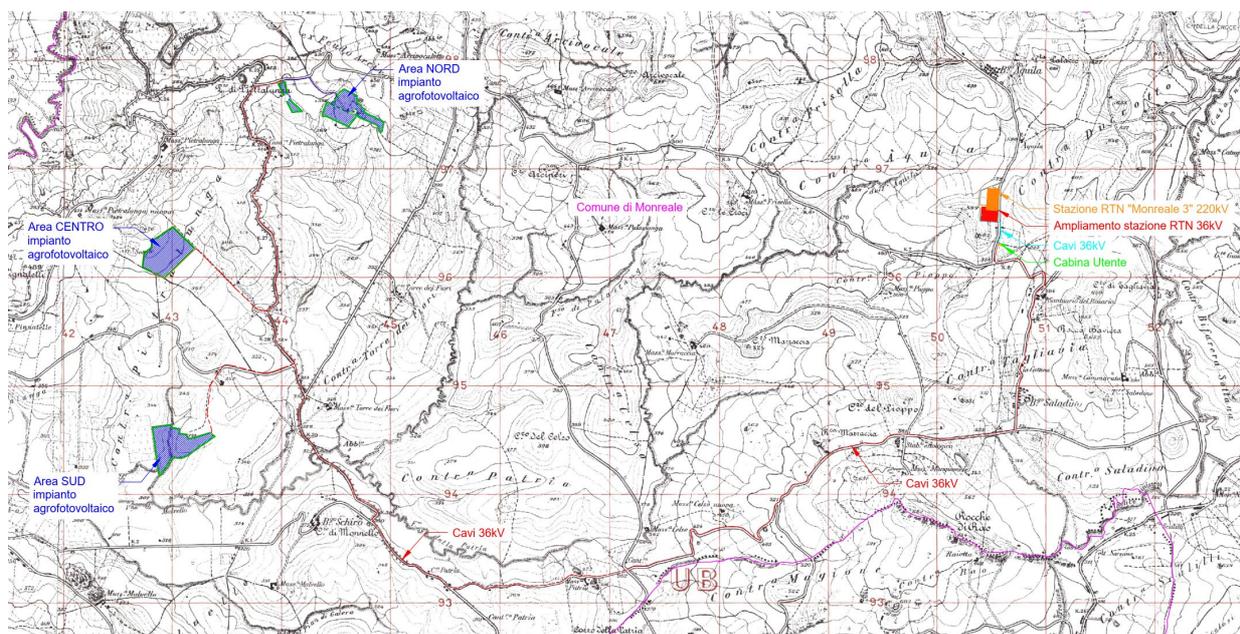


Figura 4-3 – Area impianto su IGM 1:25000

Per quanto riguarda invece le opere di connessione, site nel comune di Monreale (PA), le coordinate risultano essere le seguenti:

- 37° 54' 0.45" N – 13° 18' 0.12" E

L'impianto non insiste all'interno delle aree sottoposte a vincolo idrogeologico, all'interno di nessuna area protetta, tantomeno in aree SIC o ZPS.

## 4.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO DELL'AREA

Dal punto di vista strutturale l'area fa parte del complesso geologico noto in letteratura come "I monti di Palermo" ed appartengono all'Unità Stratigrafico – Strutturale Monte Kumeta.

Questi costituiscono un frammento della catena Appenino – Magrebide risultante dalla sovrapposizione tettonica di unità carbonatiche e terrigeno - carbonatiche di età Mesozoica–Terziaria derivanti dai domini paleogeografici, Piattaforma Carbonatica Panormide, Bacino Imerese, Piattaforma Carbonatica e Carbonatica Pelagica Trapanese. A partire dal Miocene inferiore tali domini sono stati deformati verso l'esterno seguendo una direzione Nord-Sud, dando così origine a dei corpi geologici con omogeneità di facies e di comportamento strutturale. L'Unità Monte Kumeta deriva dalla deformazione della parte interna del dominio Sicano ed è costituita da una successione di depositi di scarpata di età compresa tra il Lias inf. e il Tortoniano inf. I termini più recenti dell'Unità Monte Kumeta affiorano in finestra tettonica sotto i terreni dell'Unità Sagana Belmonte Mezzagno, lungo il fiume Iato, al di sotto dell'Unità Piana degli Albanesi e a sud della dorsale di Monte Kumeta.

I terreni presenti nell'area in studio sono riferibili a complessi litologici rappresentati da "formazioni" geologiche ampiamente riconosciute in letteratura. Le formazioni individuate nel sito di progetto, secondo un ordine stratigrafico o stratigrafico-tettonico, sono le seguenti:

### a) Unità Numidiche

1. Formazione Tavernola (Burdigaliano sup. – Langhiano)
2. Flysch Numidico (Oligocene – Miocene inf.)

### b) Terreni tardorogeni

1. Formazione Terravecchia (Tortoniano sup. – Messiniano inf.)
2. Formazione Castellana Sicula (Serravalliano sup. – Tortoniano inf.)

### c) Depositi recenti o attuali

1. Complesso alluvionale (Recente)
2. Complesso detritico (Recente).
3. Depositi Eluvio-Colluviali (Recente)

La sequenza completa dei terreni affioranti nell'intorno dell'area di specifico interesse dal basso verso l'alto è data da:

- Peliti sabbiose contenenti foraminiferi planctonici e conglomerati; Peliti e peliti sabbiose con intercalazioni di sabbie ed arenarie (SIC) appartenenti alla - Fm. Castellana Sicula;
- Arenarie sabbiose da giallastre a grigie con stratificazione incrociata alternate a peliti sabbiose appartenenti alla Fm. Terravecchia membro sabbioso.
- Formazione Tavernola è costituita da marne pelitico-sabbiose bruno-giallastre con intercalazioni di arenarie micacee e glauconitiche con foraminiferi arenacei e planctonici, nanofossili calcarei. Intercalati rari livelli di arenarie calcaree.

Terreni di copertura: i litotipi sopra esposti, come già accennato, sono in gran parte ricoperti da depositi recenti; si tratta prevalentemente depositi di falda e di frana spesso associati a coltri detritiche di natura eluviale o colluviale.

## **Geologia del sito intervento**

Il rilevamento geologico di superficie, opportunamente esteso ad un'ampia fascia perimetrale esterna rispetto al sito in oggetto, ha permesso di ricostruire in modo soddisfacente la successione dei terreni presenti nell'area studiata.

Lo studio geologico, di insieme e di dettaglio, è stato realizzato conducendo inizialmente la necessaria ricerca bibliografica sulla letteratura geologica esistente, la raccolta ed il riesame critico dei dati disponibili, ed infine, una campagna di rilievi effettuati direttamente in area prossimale a quella interessata dallo studio, ha permesso di redigere la carta geologica

Sulla scorta dei sopralluoghi effettuati e dalle interpretazioni delle sismiche effettuate all'interno del sito in progetto è stato possibile ricavare la seguente successione litostratigrafia.

### **Depositi Eluvio Colluviali (b2)**

Depositi eluviali e colluviali costituiti da ghiaie, sabbie e limi variamente frammisti, spesso pedogenizzati. Tale litotipo affiora, come ben visibile nell'allegata carta geologica, nella parte nord orientale ed in quella settentrionale del sotto-impianto meridionale.

Dalle indagini sismiche effettuate in RZ3 si riscontra al di sotto di un'esigua copertura vegetale fino ad una profondità variabile di circa 2,0-1,8 metri dal p.c. e ricopre le argille debolmente marnose della formazione Terravecchia. Le indagini hanno messo in evidenza la presenza, nei primi 10-12 metri, di un solo orizzonte rifrattore ben definito. Tale interfaccia si presenta con aspetto lievemente ondulato ma nell'insieme con andamento sub-parallelo rispetto alla traccia della superficie topografica.

### **Formazione Castellana Sicula (SIC)**

Trattasi di Argille siltoso-marnose di colore grigio, a stratificazione indistinta, con intercalazioni di siltiti e areniti quarzose di colore giallastro.

Tale litotipo ricopre, come ben visibile nell'allegata carta geologica, diffusamente le porzioni centrali dell'impianto.

Le indagini hanno messo in evidenza la presenza, nei primi 10-12 metri, di un solo orizzonte rifrattore ben definito. Tale interfaccia si presenta con aspetto lievemente ondulato ma nell'insieme con andamento sub-parallelo rispetto alla traccia della superficie topografica.

### **Formazione Tavernola (TAV)**

Tale complesso litologico risulta caratterizzato da marne e peliti grigio-verdastre nelle quali si intercalano banchi plurimetrici di arenarie quarzose giallastre e verdastre. Ricopre diffusamente la porzione settentrionale dell'impianto e la stazione RTN. Dalle indagini sismiche effettuate in RZ1 si riscontra una porzione alterata e degradata fino a circa 1,6 metri dal p.c. Le indagini hanno messo in evidenza la presenza, nei primi 10-12 metri, di un solo orizzonte rifrattore ben definito. Tale interfaccia si presenta con aspetto leggermente rispetto alla traccia della superficie topografica.

### 4.3 INQUADRAMENTO PAESAGGISTICO

L'area progettuale è compresa nel territorio del comunale di Monreale tra i comuni di Piana degli Albanesi a Nord e quello di Corleone più a Sud. È costituita da un ampio sistema collinare moderatamente ondulato che segue l'andamento N/E-S/O declinando dolcemente a seguire il percorso del Fiume Belice sul suo lato sinistro chiudendosi a Nord e a Est rispettivamente con il Monte Jato e con la Rocca Busambra mentre, più a Sud, si arresta idealmente con le sponde del torrente Frattina.

L'ambito in cui ricade l'area di impianto dei pannelli fotovoltaici è definito "Ambito 3 - Area delle colline del trapanese", mentre l'area della stazione utente ricade all'interno dell'Ambito 5 - Area dei rilievi dei monti Sicani

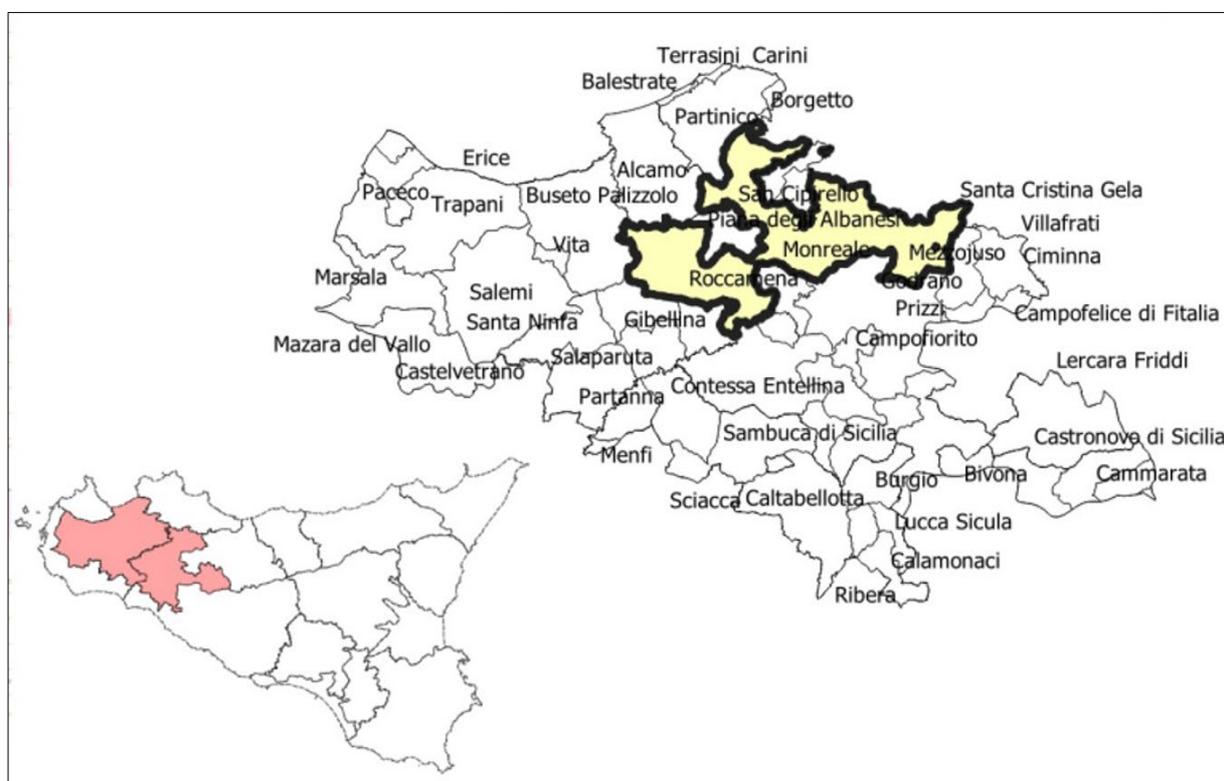


Figura 4-4 – AMBITO 3 – Area delle colline del trapanese – Fonte: PTPR Regione Siciliana. In evidenza l'ubicazione del territorio del comune di Monreale rispetto agli altri comuni ricompresi nell'ambito.

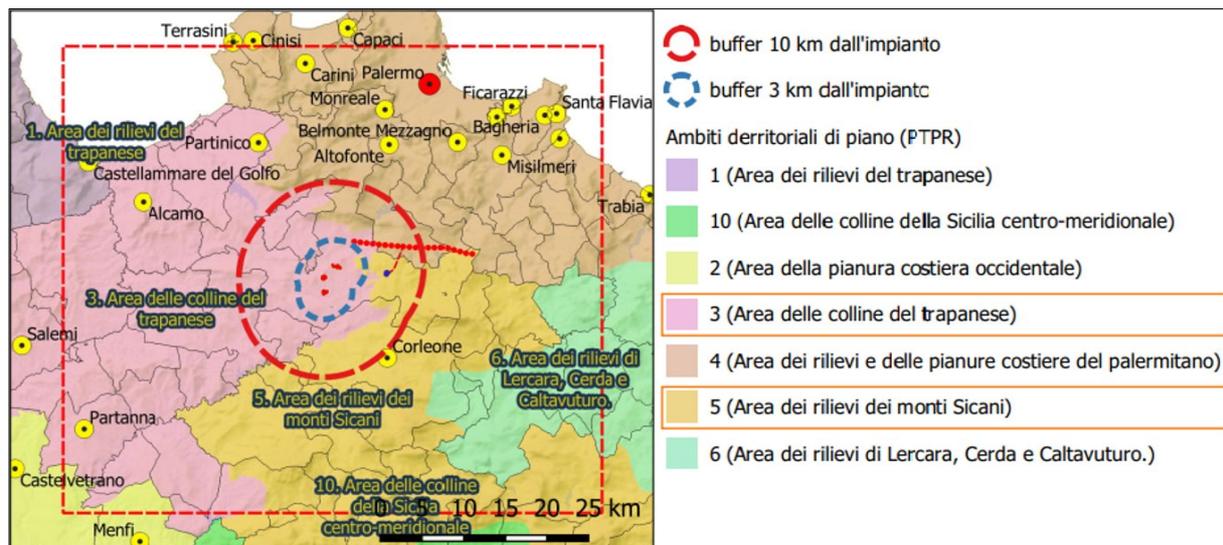


Figura 4-5 – Ambito 3 - Area delle colline del trapanese e Ambito 5 – Area dei rilievi dei monti Sicani –  
Fonte: PTPR Regione Siciliana

Le basse e ondulate colline argillose che caratterizzano gran parte dell'ambito delle colline del trapanese sono rotte qua e là da rilievi montuosi calcarei o da formazioni gessose nella parte meridionale, si affacciano sul mare Tirreno e scendono verso la laguna dello Stagnone e il mare d'Africa formando differenti paesaggi: il golfo di Castellammare, i rilievi di Segesta e Salemi, la valle del Belice che rappresentano le principali peculiarità paesaggistiche d'ambito risultano, di fatto, lontane dell'areale di interesse.

Il paesaggio di tutto l'ambito è fortemente antropizzato. I caratteri naturali in senso stretto sono rarefatti. La vegetazione è costituita per lo più da formazioni di macchia sui substrati meno favorevoli all'agricoltura, confinate sui rilievi calcarei.

La monocultura della vite incentivata anche dalla estensione delle zone irrigue tende ad uniformare questo paesaggio.

La presenza pregnante del versante meridionale della Rocca Busambra caratterizza il paesaggio del Corleonese e definisce un luogo di eccezionale bellezza.

L'area ha rilevanti qualità paesistiche connesse alla morfologia ondulata delle colline argillose e alla permanenza delle colture tradizionali dei campi aperti e dai pascoli di altura. Anche i boschi e la discreta diffusione di manufatti rurali e antiche masserie oltre che ai numerosi siti archeologici sono rappresentativi di questa parte del territorio isolano. I ritrovamenti archeologici tendono a evidenziare la presenza di popolazioni sicane e sicule, respinte sempre più verso l'interno dalla progressiva ellenizzazione dell'isola.

Il paesaggio agricolo dell'alta valle del Belice è molto coltivato e ben conservato, e privo di fenomeni di erosione e di abbandono. Nei rilievi meridionali prevalgono le colture estensive e soprattutto il pascolo. Qui gli appoderamenti si fanno più ampi ed è rarefatta la presenza di masserie. Il vasto orizzonte del pascolo, unito alle più accentuate elevazioni, conferisce qualità panoramiche ad ampie zone.

Il paesaggio vegetale naturale è limitato alle quote superiori dei rilievi più alti dei Sicani (M. Rose, M. Cammarata, M. Troina, Serra Leone) e al bosco ceduo della Ficuzza che ricopre il

versante settentrionale della rocca Busambra.

Il paesaggio agrario prevalentemente caratterizzato dal latifondo, inteso come dimensione dell'unità agraria e come tipologia colturale con la sua netta prevalenza di colture erbacee su quelle arboricole, era profondamente connaturato a questa struttura insediativa.

Anche oggi la principale caratteristica dell'insediamento è quella di essere funzionale alla produzione agricola e di conseguenza mantiene la sua forma, fortemente accentrata, costituita da nuclei rurali collinari al centro di campagne non abitate.

A livello provinciale, il progetto interesserebbe il PTP della provincia di Palermo (da predisporre ai sensi dell'art. 12 della L.R. n° 9 del 06 giugno 1986 e in ossequio alla circolare D.R.U. 1 – 21616/02 dell'Assessorato Territorio Ambiente), entro cui ricade il territorio del comune di Monreale, ad oggi risulta ancora in fase di concertazione e pertanto non sono ancora disponibili documenti ufficiali.

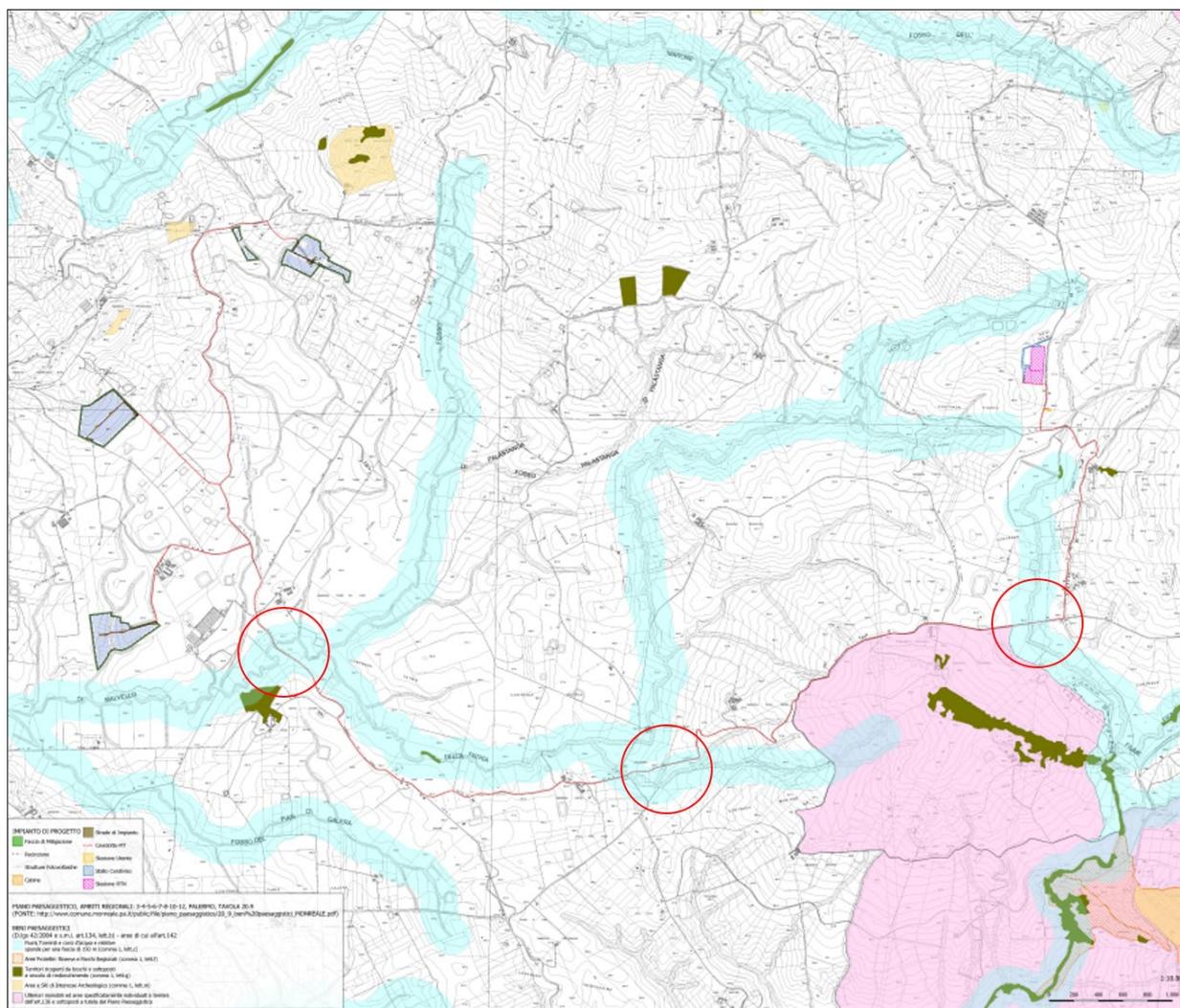
In particolare, l'area di installazione dei pannelli fotovoltaici previsti dal progetto rientrerebbe, dalle bozze di PTP disponibili, nel Paesaggio Locale PL 17 – **Paesaggio locale 17 “Corleone”**.

I caratteri connotanti il paesaggio locale 17 rintracciabili sono direttamente collegabili al Fiume riduce all'intensa attività agricola: l'edificato è pressoché inesistente, come le attività produttive e le infrastrutture.

Gli obiettivi desumibili dalla bozza di Piano riguardano principalmente:

- Conservazione e recupero dei valori paesistici, ambientali, morfologici e percettivi del paesaggio;
- Tutela e recupero del patrimonio storico-culturale (architetture, percorsi storici e aree e archeologiche, nuclei, insediamenti storici) e naturale ed il loro inserimento nel circuito culturale e scientifico;
- Salvaguardia delle emergenze geologiche, geomorfologiche e biologiche;
- Assicurare la fruizione visiva degli scenari e dei panorami;
- Conservazione e tutela delle emergenze geologiche, geomorfologiche e biologiche;
- Conservazione e mantenimento dell'identità dei luoghi e dei paesaggi tradizionali;
- Perseguimento degli obiettivi di tutela dei siti di interesse comunitario;
- Perseguimento azioni per il riequilibrio naturalistico ed ecosistemico;
- Recupero dei caratteri ed i valori paesistico-ambientali degradati;
- Ridurre l'impatto negativo degli impianti tecnologici esistenti;
- Tutela dei principali corsi fluviali come corridoi ecologici;
- Conservazione e mantenimento dell'identità agro-pastorale dei luoghi incrementando le potenzialità agricole anche mediante la rifunzionalizzazione del patrimonio edilizio rurale.

**Relativamente all'area su cui si prevede di realizzare l'impianto, si rileva che la stessa risulta esterna ad aree sottoposte a vincolo ai sensi del D.lgs.42/04. Solo alcuni piccoli tratti del cavidotto di connessione alla SSE, nei pressi di Contrada Torre, lungo la S.P. 70 in zona Cantoniera del Pioppo e nei pressi di Contrada Tagliavia attraversano aree nelle quali insiste il vincolo di cui all'art.142, lett. c, D.lgs.42/04 - Aree fiumi 150 m.**



*Figura 6 - Sistema tutele - Carta dei Vincoli. Evidenziate in rosso le zone in cui il cavidotto di connessione alla SSE, attraversano aree nelle quali insiste il vincolo di cui all'art.142, lett. c, D.lgs.42/04 - Aree fiumi 150 m.*

## 5 DESCRIZIONE GENERALE

La realizzazione dell'impianto occupa un'area di circa 50 ettari e prevede l'installazione di 34632 moduli fotovoltaici per ottenere una potenza installabile di 20086 kWp.

I moduli fotovoltaici saranno installati su tracker mono-assiali disposti lungo l'asse geografico nord-sud in funzione delle tolleranze di installazione delle strutture di supporto tipologiche ammissibili variabili tra il 5% al 10%.

L'intervento non comporta trasformazioni del territorio e la morfologia dei luoghi rimarrà inalterata.

Non verranno effettuati scavi o livellamenti superficiali, e l'area di impianto non sarà soggetta a nessuno scotico superficiale, in modo da preservare le caratteristiche agronomiche dell'area. Non saranno effettuati movimenti di terreno profondi, né eventuali trasporti in discariche autorizzate.

Le aree interessate dall'intervento sono idonee all'installazione dei tracker e la caratterizzazione delle pendenze delle aree riporta valori compatibili con le tolleranze ammesse dall'installazione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici, per definire una ottimale posizione dei moduli minimizzando i movimenti di terreno.

Le condizioni morfologiche garantiscono una totale esposizione dei moduli ai raggi solari durante le ore del giorno e queste costituiscono le premesse della progettazione definitiva per ottenere la migliore producibilità nell'arco dell'anno.

Non sono interessati corpi idrici pubblici e non saranno modificate le eventuali linee di impluvio dei corsi d'acqua episodici che insistono all'interno delle aree.

Durante la costruzione e l'esercizio sarà previsto l'utilizzo della sola risorsa suolo legata all'occupazione di superficie.

La superficie sottratta interessa suoli attualmente destinati a seminativi a bassa valenza ecologica. Le superfici sottratte saranno quella strettamente necessarie alle opere di gestione e manutenzione dell'impianto.

Non è previsto lo stoccaggio, il trasporto, l'utilizzo, la movimentazione o la produzione di sostanze e materiali nocivi. La realizzazione e la gestione dell'impianto fotovoltaico non richiedono né generano sostanze nocive. È prevista la produzione di rifiuti solo durante la fase di cantiere, molti dei quali potranno essere avviati a riutilizzo/riciclaggio. Durante la fase di esercizio la produzione di rifiuti è legata alle sole operazioni di manutenzione dell'impianto.

In fase di dismissione le componenti dell'impianto verranno avviate principalmente a centri di recupero e riciclo altamente specializzati e certificati.

L'adozione per il campo fotovoltaico del sistema di fondazioni costituito da pali in acciaio infissi al suolo azzerà la produzione di rifiuti connessi a questa fase.

In ogni caso i rifiuti, prodotti principalmente durante la fase di cantiere, saranno gestiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

L'impianto fotovoltaico è privo di scarichi sul suolo e nelle acque, pertanto, non sussistono rischi di contaminazione del terreno e delle acque superficiali e profonde.

La regolarità del layout, oltre a dare un'immagine ordinata dell'insieme, consente rapidità di montaggio in fase di cantiere. I moduli fotovoltaici verranno installati su supporti metallici dimensionati secondo le normative vigenti in materia.

## 6 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

Durante la fase di cantiere si eseguiranno le seguenti operazioni:

- movimentazioni di terra per la realizzazione delle fondazioni dell'edificio in cabina utente, dei basamenti prefabbricati per le Unità di Conversione Inverter che saranno della tipologia Skid outdoor, dei cavidotti 36 kV e BT interni e fino alla stazione RTN
- esecuzione delle opere civili ed impiantistiche.

Nella realizzazione dei campi fotovoltaici si procederà alla compattazione in sito delle sole superfici adiacenti le cabine elettriche ospitanti quadri, inverter e trasformatori, lasciando indisturbate le rimanenti aree, in modo da non alterare le caratteristiche esistenti del territorio.

Lungo il perimetro degli impianti sarà realizzata una fascia a verde con messa a dimora di una siepe a mitigazione e a schermatura visiva in prossimità delle aree esterne.

La realizzazione del sistema di illuminazione e antintrusione perimetrale, che entra in funzione solo in caso di intrusioni o di attività di manutenzione, consiste nell'installazione di lampioni, ogni 50/70 m circa.

Le 5 cabine elettriche di conversione (Inverter Station) saranno posate su plinti in cemento armato posizionati puntualmente sotto i piedi di appoggio dei container.

Le maggiori opere in c.a. dovute alla realizzazione del campo fotovoltaico saranno superficiali e di dimensioni ridotte e saranno facilmente asportabili alla fine del ciclo di vita dell'impianto.

La realizzazione della viabilità interna a carattere agricolo, concepita a servizio delle attività di esercizio e manutenzione dell'impianto fotovoltaico occupa una superficie di circa 10.000 mq e sarà realizzata con materiali misto di cava stabilizzato facilmente asportabile a fine vita dell'impianto.

Le superfici occupate saranno quelle strettamente necessarie alla gestione dell'impianto e non pregiudicheranno lo svolgimento delle pratiche agricole che potranno continuare indisturbate sulle aree contigue a quelle interessate dall'intervento. I cavidotti saranno interrati e lì dove attraversano i campi e le aree esterne alla recinzione dell'impianto avranno profondità non inferiore a 1,2 m dal piano campagna senza pregiudicare l'esecuzione delle arature profonde.

La produzione di rifiuti sarà minima e legata alla sola manutenzione dell'impianto.

Gli eventuali rifiuti prodotti saranno gestiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

Non si registrano scarichi ed emissioni solide, liquide e gassose di alcun tipo, e quindi contaminazione del suolo, del sottosuolo, dell'aria e delle acque superficiali e profonde.

L'impianto andrà ad insistere su terreni da sempre destinati ad uso agricolo sui quali non si svolgono attività che possano contaminare i terreni.

I volumi di scavo verranno utilizzati interamente in sito per il ripristino della viabilità e delle piazzole di cantiere, il rinterro delle fondazioni superficiali, la riprofilatura dell'intera area di cantiere ed il raccordo con il terreno esistente.

I volumi di terra, prima di essere totalmente riutilizzati per le modalità precedentemente descritte, verranno accantonati localmente nei pressi dell'area d'intervento.

## 7 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gli impianti fotovoltaici sono principalmente suddivisi in 2 categorie:

- impianti "ad isola" (detti anche "stand-alone"): impianti non sono connessi alla rete di distribuzione, per cui sfruttano direttamente sul posto l'energia elettrica prodotta ed accumulata in sistema di Storage di energia (batteria);
- impianti "connessi alla rete" (detti anche "grid-connected"): sono impianti connessi alla rete elettrica di distribuzione esistente;

L'impianto in oggetto appartiene alla categoria impianti "Connessi alla Rete", cioè che immettono in rete tutta o parte della produzione elettrica risultante dalla produzione dell'impianto fotovoltaico, opportunamente convertita in corrente alternata e sincronizzata a quella della rete, contribuendo alla cosiddetta generazione distribuita.

I principali componenti di un impianto fotovoltaico connesso alla rete sono:

- campo fotovoltaico, deputato a raccogliere energia mediante moduli fotovoltaici disposti opportunamente a favore del sole;
- i cavi di connessione, che devono presentare adeguate caratteristiche tecniche;
- stazioni Inverter complete di:
  - quadri di campo in corrente continua a protezione dalle possibili correnti inverse sulle stringhe, completi di scaricatori per le sovratensioni e interruttori magnetotermici e/o fusibili per proteggere i cavi da eventuali sovraccarichi;
  - inverter, deputati a stabilizzare l'energia raccolta, a convertirla in corrente alternata e ad iniettarla in rete;
  - Trasformatori per innalzare dalla bassa alla media tensione;
- cabina di consegna o Stazione Elettrica di elevazione dalla media alla alta tensione completa di quadri di interfaccia e dei componenti necessari all'interfacciamento con la rete elettrica secondo le norme tecniche in vigore.

### 7.1 MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli individuati sono della potenza di 580 Wp, essendo al momento la scelta disponibile sul mercato su una proiezione temporale attendibile, con tensione di sistema a 1500V raccolti in stringhe da 26 moduli con le seguenti caratteristiche tecniche.

Le caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico, tuttavia, potranno cambiare nello stato avanzato della progettazione esecutiva in accordo alle migliori condizioni del mercato.

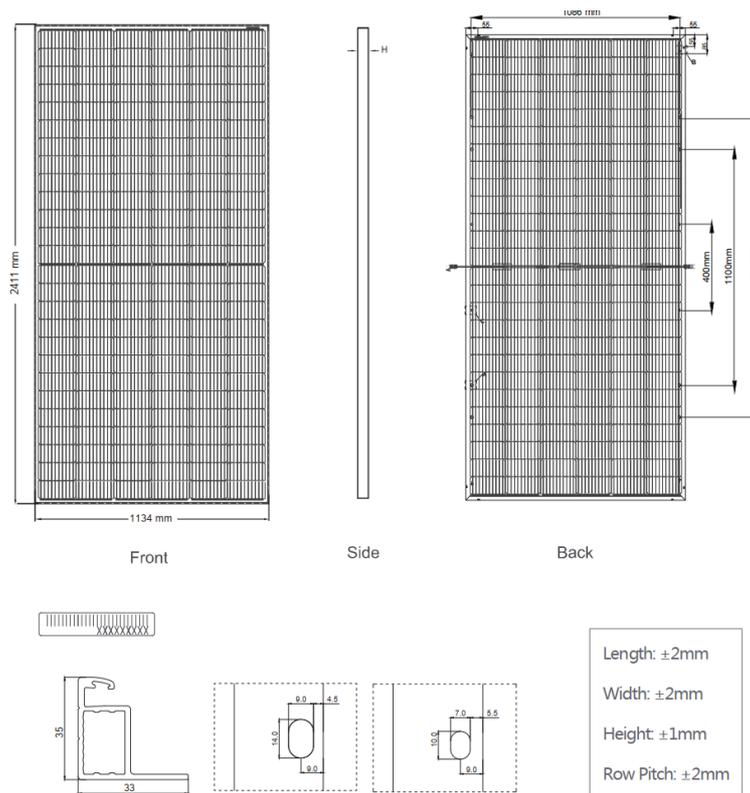


Figura 7-1 – Caratteristiche dimensionali Modulo Fotovoltaico

| SPECIFICATIONS                            |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
|---|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|
| Module Type                               | JKM560M-7RL4-TV |        | JKM565M-7RL4-TV |        | JKM570M-7RL4-TV |        | JKM575M-7RL4-TV |        | JKM580M-7RL4-TV |        |
|   | STC             | NOCT   |
| Maximum Power (Pmax)                      | 560Wp           | 417Wp  | 565Wp           | 420Wp  | 570Wp           | 424Wp  | 575Wp           | 428Wp  | 580Wp           | 432Wp  |
| Maximum Power Voltage (Vmp)               | 43.65V          | 40.63V | 43.77V          | 40.74V | 43.89V          | 40.85V | 44.00V          | 40.96V | 44.11V          | 41.07V |
| Maximum Power Current (Imp)               | 12.83A          | 10.26A | 12.91A          | 10.32A | 12.99A          | 10.38A | 13.07A          | 10.44A | 13.15A          | 10.51A |
| Open-circuit Voltage (Voc)                | 52.85V          | 49.88V | 52.97V          | 50.00V | 53.09V          | 50.11V | 53.20V          | 50.21V | 53.31V          | 50.32V |
| Short-circuit Current (Isc)               | 13.51A          | 10.91A | 13.59A          | 10.98A | 13.67A          | 11.04A | 13.75A          | 11.11A | 13.83A          | 11.17A |
| Module Efficiency STC (%)                 | 20.48%          |        | 20.67%          |        | 20.85%          |        | 21.03%          |        | 21.21%          |        |
| Operating Temperature(°C)                 | -40°C~+85°C     |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Maximum system voltage                    | 1500VDC (IEC)   |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Maximum series fuse rating                | 25A             |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Power tolerance                           | 0~+3%           |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Temperature coefficients of Pmax          | -0.35%/°C       |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Temperature coefficients of Voc           | -0.28%/°C       |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Temperature coefficients of Isc           | 0.048%/°C       |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C          |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |
| Refer. Bifacial Factor                    | 70±5%           |        |                 |        |                 |        |                 |        |                 |        |

Figura 7-2 – Caratteristiche elettriche Modulo Fotovoltaico

## 7.2 STRUTTURE DI SUPPORTO

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rollio), prevede

l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

- 1) I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
- 2) La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in metallo, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici (in totale massimo 52 moduli per struttura disposti su due file in verticale, considerando la struttura più grande che verrà impiegata sull'impianto);
- 3) L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli. L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un attuatore collegato al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nell'angolazione ottimale per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione. La tipologia di struttura prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

Sulla base delle considerazioni geologiche, geomorfologiche e geotecniche, la fondazione su cui poggeranno le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà di tipo ad infissione, costituita da tubolari o omega in acciaio zincato (pali), che saranno infissi direttamente nel terreno mediante l'utilizzo di una macchina specifica. Tale tecnologia è utilizzata nell'ambito dell'ingegneria ambientale e dell'ecoedilizia al fine di non alterare le caratteristiche naturali dell'area soggetta all'intervento. Rispetto alle tradizionali fondazioni in cemento armato tale sistema risulta essere meno invasivo e permette una maggiore facilità di rimozione al momento della dismissione dell'impianto.

Le fondazioni, oltre ad assicurare le strutture di sostegno al terreno, assumono anche la funzione di zavorra per opporsi all'azione del vento.

La realizzazione di queste opere sarà eseguita in varie fasi:

- Rilievo piano - altimetrico e picchettamento dell'area al fine di individuare le aree di posizionamento dei pali;
- Posizionamento della strumentazione atta a eseguire l'infissione tramite opportuna macchina con sistema a compressione;
- Esecuzione dell'infissione;
- Montaggio delle carpenterie metalliche delle strutture porta moduli.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione

minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa.

L'altezza dei pali di sostegno è stata fissata in modo tale che lo spazio libero tra il piano campagna ed i moduli, alla massima inclinazione, sia superiore a 0,8 m, per agevolare la fruizione del suolo per le attività agricole.

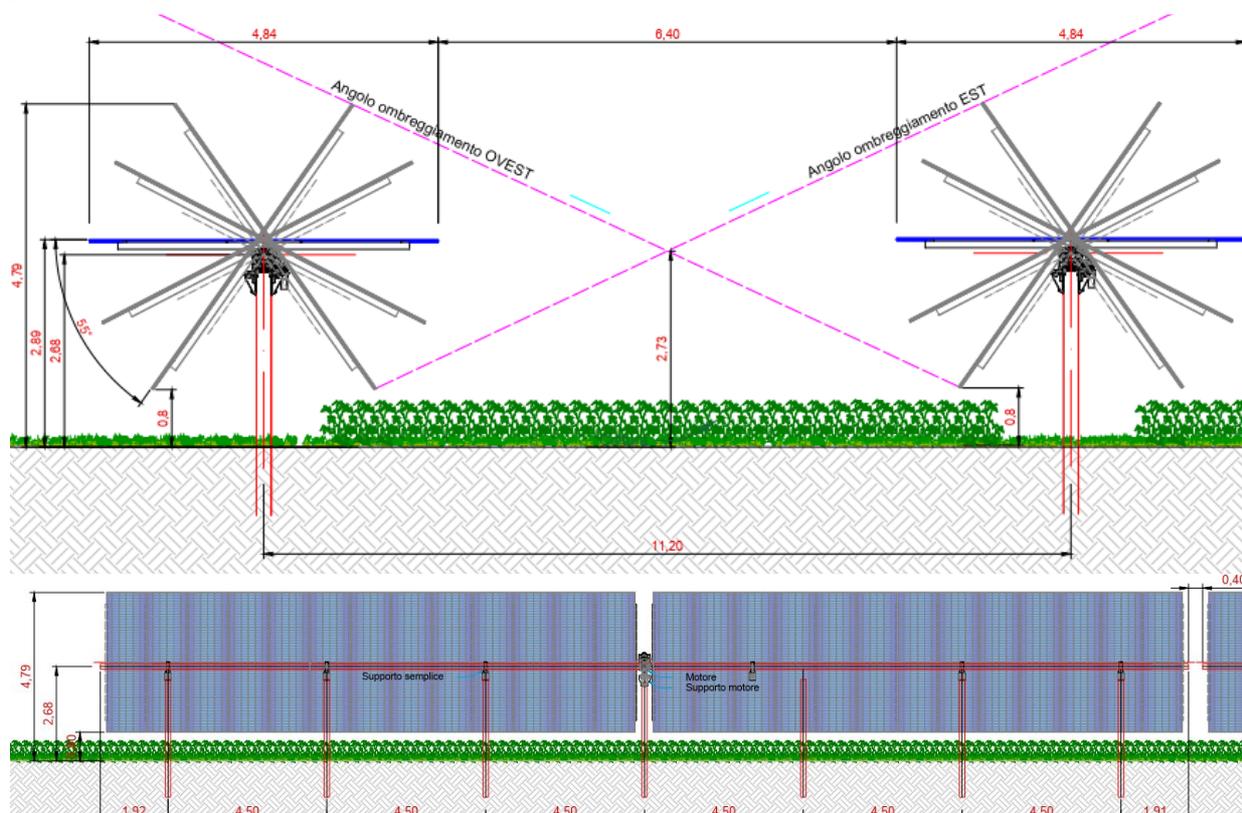


Figura 7-3 – Sezione trasversale tipologica struttura Tracker – Soluzione 55°

Come alternativa a questa struttura, è stata anche studiata una soluzione con angolo di inclinazione dei moduli inferiore, pari a 30°, che consente di ridurre l'altezza dei tracker e nello stesso tempo di avere una maggiore altezza dal suolo, pari a 1,26 m, come mostrato nelle seguenti figure.

Anche per questa soluzione saranno adottati distribuzioni a 26 e 52 moduli per struttura disposti su due file in verticale, come per la soluzione base con angolo di 55°.

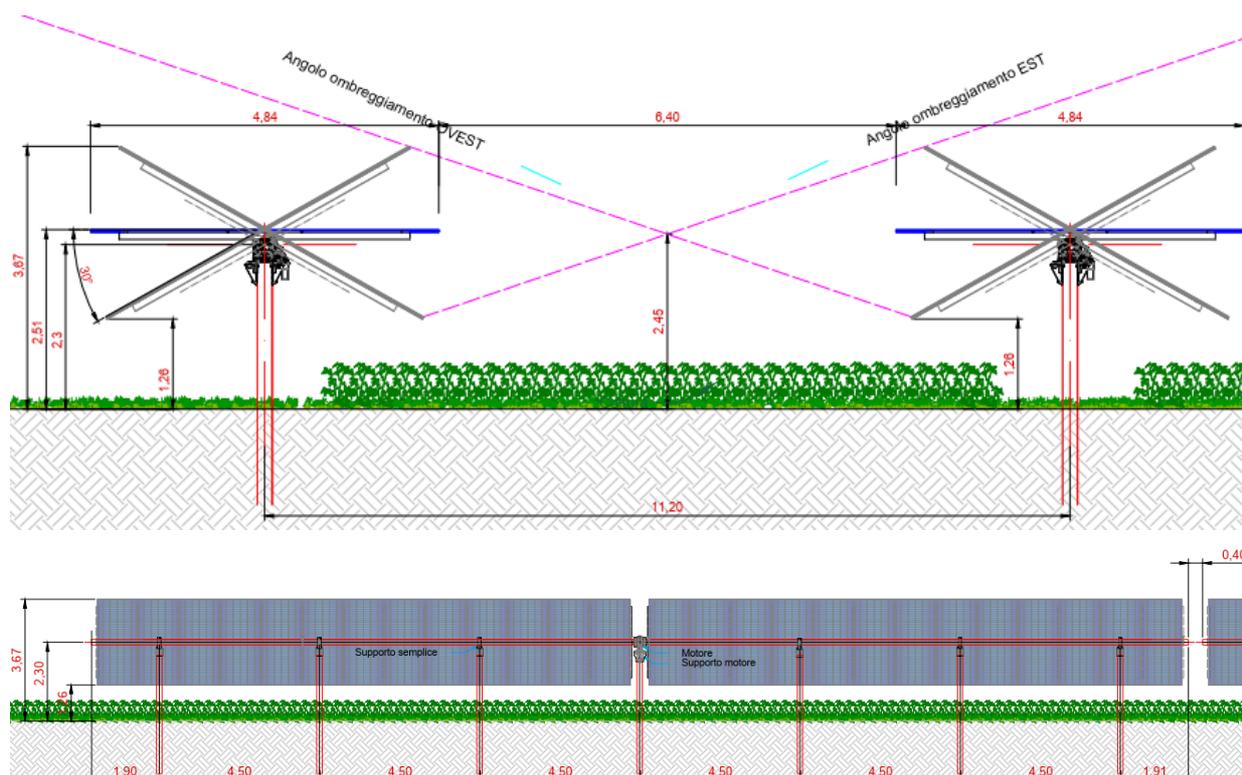


Figura 7-4 – Sezione trasversale tipologica struttura Tracker – Soluzione 30°

### 7.2.1 Considerazioni ecologiche

Il campo di moduli è disposto in modo da far penetrare nel suolo sottostante luce e umidità a sufficienza. In quest'area si possono così sviluppare una flora ricca di varietà con la rispettiva fauna. In tal modo, la superficie di costruzione del grande impianto fotovoltaico non funge solo da generatore di energia solare, bensì anche da protezione della flora e della fauna.

### 7.2.2 Altezza ottimale

Poiché la distanza dallo spigolo inferiore del modulo al suolo è di almeno 0,8 m è possibile coltivare e utilizzare la superficie del suolo, anche allevandovi animali. Inoltre, la distanza dal suolo impedisce il danneggiamento o l'insudiciamento da parte degli animali. Tale distanza garantisce inoltre una resistenza sufficiente ad eventuali carichi di neve.

### 7.2.3 Montaggio rapido

Tutti i componenti sono preassemblati e confezionati conformemente al tipo di modulo scelto. I moduli devono essere soltanto inseriti dall'alto nei punti d'inserimento. Ciò garantisce una maggiore velocità di installazione.

### 7.2.4 Massima durata

Le strutture sono costruite in acciaio zincato e alluminio mentre la bulloneria è in acciaio inox. L'elevata resistenza alla corrosione garantisce una lunga durata e offre la possibilità di un riutilizzo completo.

### 7.3 COLLEGAMENTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici sono collegati tra loro in serie attraverso dei connettori di tipo maschio-femmina (tipo MC4 e/o TS4), formando delle stringhe. Ogni stringa è formata da 26 moduli, per un totale di 1332 stringhe per l'intero l'impianto fotovoltaico.

Le diverse stringhe sono raggruppate e connesse in parallelo alle string boxes (quadri di parallelo DC), a loro volta collegate agli inverter tramite cavi DC. Le string boxes sono istallate all'esterno, sotto le vele, e il loro involucro garantirà lunga durata e massima sicurezza. Le string Boxes con 16 e 24 ingressi di stringa sono dotati di 2 uscite per i cavi per ciascun polo. Possono essere utilizzati cavi con sezioni da 70 a 400 mm<sup>2</sup>.



*Figura 7-5 – Tipico String box*

### 7.4 CABINE DI CONVERSIONE INVERTER

Le cabine di conversione Inverter (Power Station) saranno della tipologia a SKID con i vantaggi tecnici e la flessibilità degli inverter centrali modulari.

Saranno installate 5 cabine Inverter di conversione DC/AC, Power Station.

In fase di progetto esecutivo il numero e le dimensioni delle Inverter Station potranno variare a seconda di eventuali ottimizzazioni tecniche necessarie.

Queste Inverter Station consentono il dimensionamento ottimale degli impianti FV fornendo il minor costo di sistema e la massima resa grazie a una perfetta combinazione di appositi componenti di media tensione è in grado di offrire una densità di potenza ancora maggiore all'interno di un container da 40 piedi che può essere consegnato chiavi in mano in tutto il mondo. Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 VCC di tensione, questa soluzione integrata assicura semplicità di trasporto nonché rapidità di montaggio e messa in servizio.

Principali Caratteristiche:

- Per tutte le tensioni di rete delle centrali fotovoltaiche
- Soluzione di piattaforma per una progettazione flessibile delle centrali fotovoltaiche
- Pronta per condizioni ambientali complesse
- Soluzione chiavi in mano
- Container marittimo compatto da 40 piedi
- Componenti testati prefiniti
- Completamente omologato
- 5 anni di garanzia su tutti i componenti
- Efficienza dei costi
- Bassi costi di trasporto
- Costi di installazione minimi

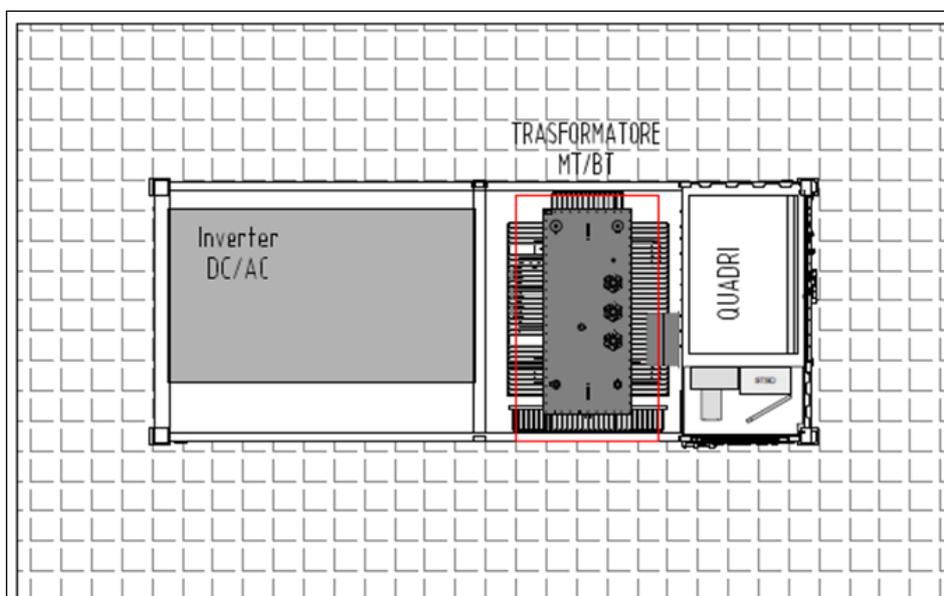


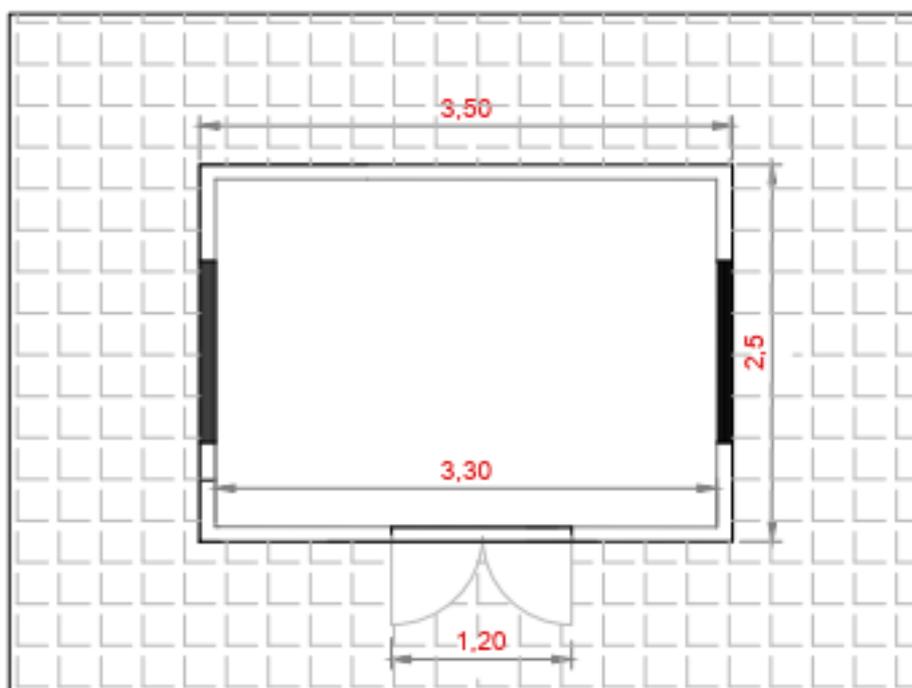
Figura 7-6 – Layout tipico Cabina di Conversione

## 7.5 CABINE SERVIZI AUSILIARI

Si prevede l'installazione di una serie di cabine ausiliarie distribuite uniformemente sulla superficie dell'impianto, contenenti le seguenti apparecchiature:

- Quadro BT generale del sottocampo corrispondente;
- Quadro BT alimentazione tracker del sottocampo corrispondente;
- Quadro BT prese F.M, illuminazione, antintrusione, TVCC ecc. del sottocampo corrispondente;
- Sistema di monitoraggio, controllo e comando sottocampo di appartenenza tracker;
- Sistema di monitoraggio e controllo sottocampo di appartenenza Impianto Fotovoltaico;
- Sistema di monitoraggio e controllo stazioni meteo di appartenenza;
- Sistema di trasmissione dati sottocampo di appartenenza;

Anche le cabine dei servizi ausiliari saranno della tipologia a SKID, prefabbricate in modo da minimizzare le opere civili richieste e le attività di montaggio in sito.



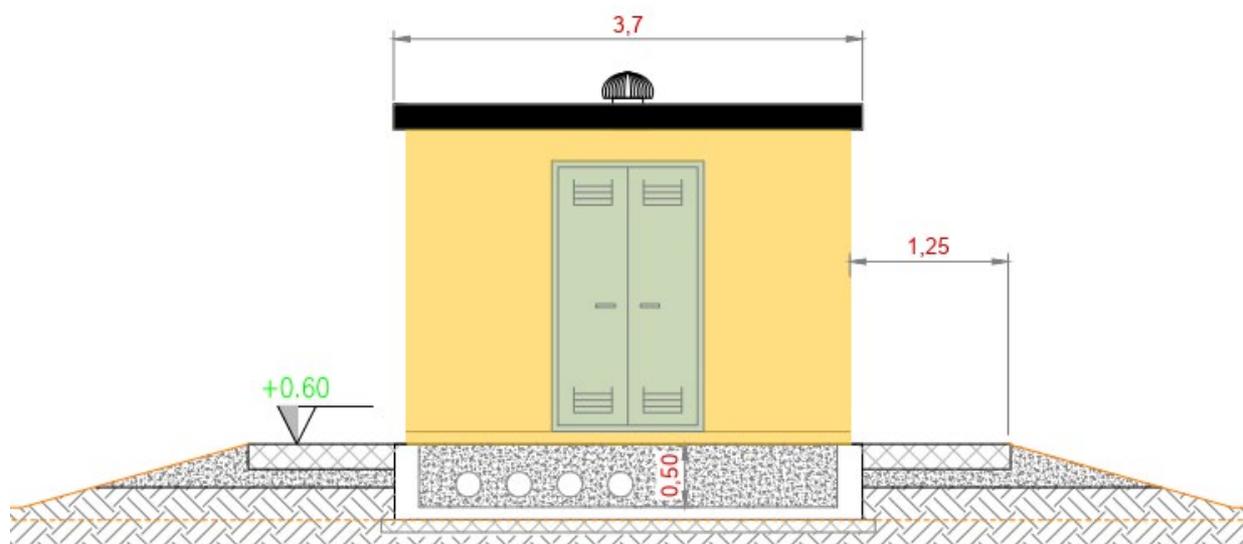


Figura 7-7 – Layout tipico Cabina servizi ausiliari

## 7.6 CABINE 36 kV

Come da schema unifilare e layout di progetto, si prevederà l'installazione di cabine 36 kV con lo scopo di riunire più linee 36 kV in arrivo dalle cabine di conversione e concentrare la potenza in una unica dorsale di collegamento alla stazione utente.

Queste cabine saranno della tipologia prefabbricata come le altre cabine previste sull'impianto e conterranno principalmente il quadro 36 kV di smistamento per il collegamento alle linee 36 kV.

Si potrà prevedere in fase di realizzazione dell'impianto la possibilità di combinare le funzionalità di questa cabina con quelle delle cabine servizi ausiliari, inserendo il quadro 36 kV di smistamento all'interno della cabina dei servizi ausiliari, in modo da ottimizzare ulteriormente l'occupazione delle aree.

Le caratteristiche tecniche delle cabine potranno inoltre cambiare nello stato avanzato della progettazione esecutiva in accordo alle migliori condizioni del mercato e alla disponibilità dei materiali stessi.

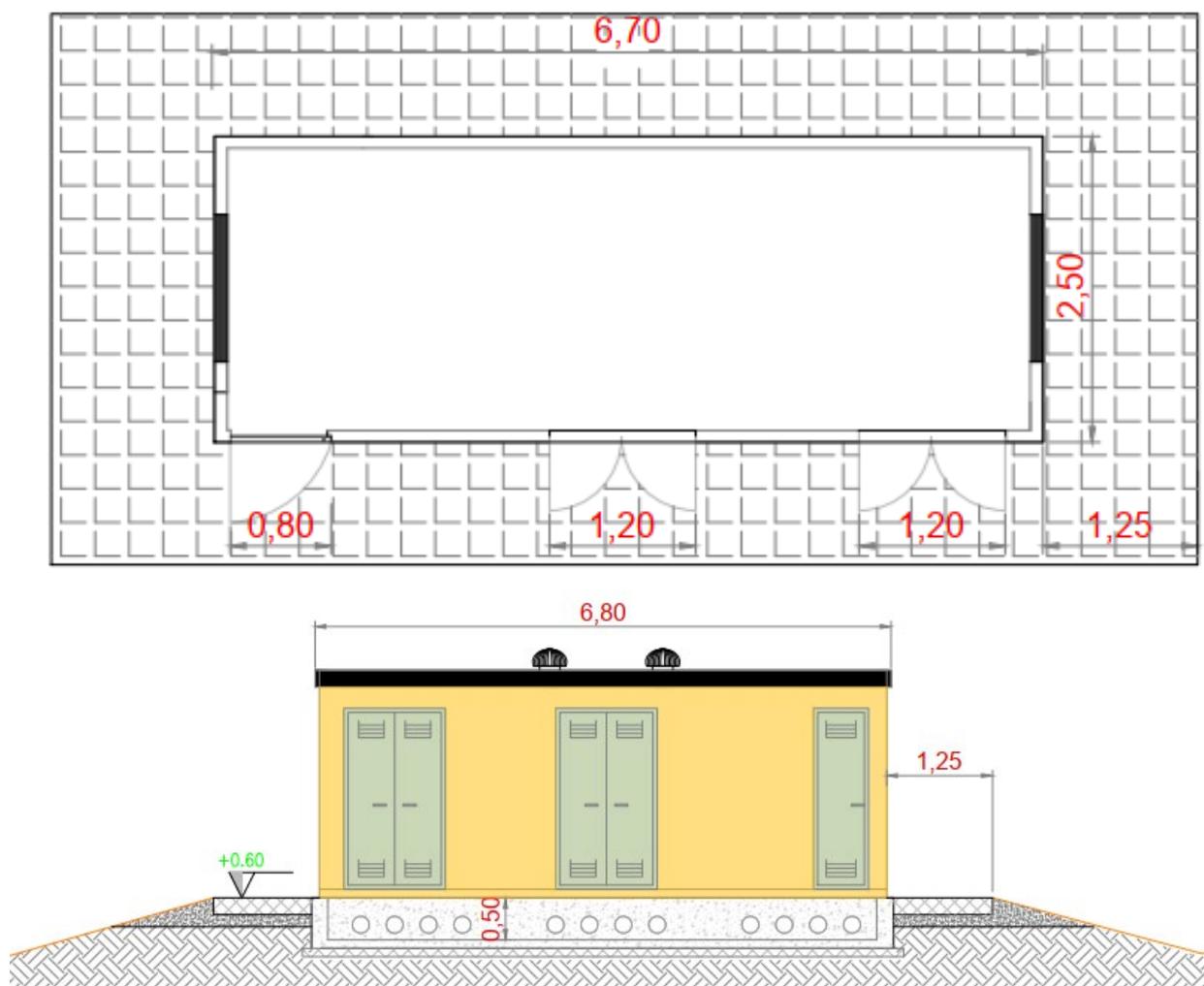


Figura 7-8 – Layout tipico Cabina 36 kV

## 7.7 CAVI

### 7.7.1 Cavi solari di stringa

Sono definiti cavi solari di stringa i cavi che collegano le stringhe (i moduli in serie) ai quadri DC di parallelo e hanno una sezione variabile da 6 a 10 mm<sup>2</sup> (in funzione della distanza del collegamento).

I cavi solari di stringa sono alloggiati all'interno del profilato della struttura e interrati per brevi tratti (tra inizio vela e quadro DC di parallelo).

I cavi saranno del tipo H1Z2Z2-K o equivalenti (rame o alluminio) indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti fotovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti fotovoltaici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi simili, sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la

pag. 31

EN 60216.

Le condizioni di posa sono:

- Temperatura minima di installazione e maneggio: -40 °C
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm<sup>2</sup>
- Raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm): 4D

### 7.7.2 Cavi solari DC

Sono definiti cavi solari DC i cavi che collegano i quadri di parallelo DC agli inverter e hanno una sezione variabile da 70 a 400 mm<sup>2</sup> (dipende dal numero di stringhe in parallelo e dalla distanza quadro DC-Inverter).

I cavi solari DC sono direttamente interrati e solo in alcuni brevi tratti possono essere posati sulla struttura all'interno del profilato della struttura portamoduli.

I cavi saranno del tipo FG21M21 o equivalenti (rame o alluminio), indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti fotovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti fotovoltaici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi simili, sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la EN 60216

Le condizioni di posa sono:

- Temperatura minima di installazione e maneggio: -40°C
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm<sup>2</sup>
- Raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm): 6D

### 7.7.3 Cavi alimentazione trackers

Solo nel caso in cui non si installino inseguitori autoalimentati, si prevede l'installazione di cavi di bassa tensione utilizzati per alimentare elettricamente i motori presenti sulle strutture. Potranno essere installati dei quadri di distribuzione per alimentare più motori contemporaneamente. Questi cavi sono alloggiati sia sulle strutture (nei profilati metallici della struttura) che interrati, a seconda del percorso previsto dal quadro BT del sottocampo di appartenenza fino al motore elettrico da alimentare. In alternativa i motori potrebbero essere alimentati dalle string box con alimentatori DC/AC, senza modificare né le caratteristiche dei cavi né il tipo di posa.

Si utilizzerà un cavo per energia, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina di PVC, non propagante l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi (tipo FG7R).

#### 7.7.4 Cavi Dati

Costituiscono i cavi di trasmissione dati riguardanti i vari sistemi (fotovoltaico, trackers, stazioni meteo, antintrusione, videosorveglianza, contatori, apparecchiature elettriche, sistemi di sicurezza, connessione verso l'esterno, ecc.)

Le tipologie di cavo possono essere di due tipi:

- Cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata;
- Cavo in F.O., per i tratti più lunghi.

#### 7.7.5 Cavi 36 kV

##### 7.7.5.1 *Tracciato dei cavi*

I cavi 36 kV collegano i vari gruppi di conversione tra loro fino alla cabina utente. Il tracciato dei cavi 36 kV si può distinguere in:

- Interno al perimetro dell'impianto fotovoltaico:  
interessa il collegamento dei gruppi di conversione all'interno di ogni area. I cavi sono posati a lato delle strade interne dell'impianto fotovoltaico. I tracciati interni che collegano i gruppi di conversione sono progettati per ridurre al minimo il percorso stesso.
- Esterno al perimetro dell'impianto:  
la dorsale al di fuori dell'impianto fotovoltaico prevede il tracciato riportato nelle tavole allegate al presente progetto.

Lungo le strade provinciali o comunali, i cavi sono posati in banchina o al di sotto della carreggiata.

In entrambi i casi, i cavi selezionati sono realizzati con adeguata protezione meccanica tale da consentire la posa direttamente interrata, senza la necessità di prevedere ulteriori protezioni. La posa dei cavi è prevista ad una profondità minima di 1,2 m e in formazione a trifoglio. È prevista la posa di apposito nastro segnalatore e ball marker per individuare il percorso dei cavi, i giunti, le interferenze con altri sottoservizi ed i cambi di direzione. I tipici di posa dei cavi 36 kV sono rappresentati nelle Tav. 10a e Tav. 10b.

##### 7.7.5.2 *Caratteristiche dei cavi*

Ciascun tratto di collegamento tra i gruppi di conversione e la stazione utente è stato opportunamente dimensionato in accordo alla normativa tecnica, secondo i criteri di portata, corto circuito, e massima caduta di tensione ammissibile. Le principali caratteristiche tecniche dei cavi a 36 kV sono riportate nella seguente tabella (dati preliminari).

| Grandezza  | Valore   |
|--|--|
| Tipo   | Unipolari  |
| Materiale conduttore                                   | Alluminio  |
| Materiale isolante                                     | XLPE   |
| Schermo metallico                                      | Alluminio  |
| Guaina esterna   | PE resistente all'urto<br>(adatti alla posa direttamente<br>interrata) |
| Tensione nominale (U <sub>o</sub> /U/U <sub>m</sub> ): | 20,8/30/42 kV  |
| Frequenza nominale:                                    | 50 Hz  |
| Sezione  | 120 ÷ 500 mm <sup>2</sup>  |

Tabella 7-1 – Caratteristiche cavi 36 kV

## 7.8 RETE DI TERRA

La rete di terra è realizzata in accordo alla normativa vigente (CEI EN 50522 e CEI 82-25) in modo da assicurare il rispetto dei limiti di tensione di passo e di contatto che la stessa impone.

Il dispersore è costituito da una maglia in corda di rame interrata, opportunamente dimensionata e configurata, sulla base della corrente di guasto a terra dell'impianto, delle caratteristiche elettriche del terreno e della disposizione delle apparecchiature.

Dopo la realizzazione, saranno eseguite le opportune verifiche e misure previste dalle norme.

## 7.9 MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA

### 7.9.1 Protezione contro il corto circuito

Per la parte di rete in corrente continua, in caso di corto circuito la corrente è limitata a valori di poco superiori alla corrente dei moduli fotovoltaici, a causa della caratteristica corrente/tensione dei moduli stessi. Tali valori sono dichiarati dal costruttore. A protezione dei circuiti sono installati, in ogni cassetta di giunzione dei sottocampi, fusibili opportunamente dimensionati.

Nella parte in corrente alternata la protezione è realizzata da un dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso. L'interruttore posto sul lato CA dell'inverter serve da ricalzo al dispositivo posto nel gruppo di conversione.

### 7.9.2 Misure di protezione contro i contatti diretti

La protezione dai contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- Installazione di prodotti con marcatura CE (secondo la direttiva 2014/35/EU - LVD);
- Utilizzo di componenti con adeguata protezione meccanica (IP);
- Collegamenti elettrici effettuati mediante cavi rivestiti con guaine esterne protettive, con adeguato livello di isolamento e alloggiati in condotti portacavi idonei in modo da renderli non direttamente accessibili (quando non interrati).

### 7.9.3 Misure di protezione contro i contatti indiretti

Le masse delle apparecchiature elettriche situate all'interno delle varie cabine sono collegate all'impianto di terra principale dell'impianto.

Per i generatori fotovoltaici viene adottato il doppio isolamento (apparecchiature di classe II). Tale soluzione consente, secondo la norma CEI 64-8, di non prevedere il collegamento a terra dei moduli e delle strutture che non sono classificabili come masse.

### 7.9.4 Misure di protezione dalle scariche atmosferiche

L'installazione dell'impianto fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non è influenzata in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta sarà realizzata soltanto mediante un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiarne i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata. In aggiunta, considerata l'estensione dei collegamenti elettrici, tale protezione è rafforzata dall'installazione di idonei SPD (Surge Protective Device – scaricatori di sovratensione) posizionati nella sezione CC delle cassette di giunzione (String Box).

## 7.10 SISTEMI AUSILIARI

### 7.10.1 Sistema di sicurezza e sorveglianza

L'impianto di videosorveglianza è dimensionato per coprire i perimetri recintati delle aree di impianto.

Il sistema è di tipo integrato ed utilizza:

- Telecamere per vigilare l'area della recinzione, accoppiate a lampade a luce infrarossa per assicurare una buona visibilità notturna;
- Telecamere tipo DOME nei punti strategici e in corrispondenza delle cabine/power station;
- Cavo microfonico su recinzione o in alternativa barriere a microonde installate lungo il perimetro, per rilevare eventuali effrazioni;
- Rivelatori volumetrici da esterno in corrispondenza degli accessi (cancelli di ingresso) e delle cabine/power station e da interno nelle cabine e/o container;
- Sistema d'illuminazione vicino le cabine a LED o luce alogena ad alta efficienza, da utilizzare come deterrente. Nel caso sia rilevata un'intrusione l'illuminazione relativa a quella cabina viene attivata.

È quindi possibile rilevare le seguenti situazioni:

- Sottrazione di oggetti;

- Passaggio di persone;
- Scavalco o intrusione in aree definite;
- Segnalazione di perdita segnale video, oscuramento, sfocatura e perdita di inquadratura.

L'impianto è dotato di sistema di controllo e monitoraggio centralizzato tale da permettere la visualizzazione in ogni istante delle immagini registrate, eventualmente anche da remoto.

L'archiviazione dei dati avviene mediante salvataggio su Hard Disk o Server.

### 7.10.2 Sistema di monitoraggio e controllo

Il sistema di monitoraggio e controllo è costituito da una serie di sensori atti a rilevare, in tempo reale, i parametri ambientali, elettrici, dei tracker e del sistema antintrusione/TVCC dell'impianto e da un sistema di acquisizione ed elaborazione dei dati centralizzato (SAD – Sistema Acquisizione Dati), in accordo alla norma CEI EN 61724.

I dati raccolti ed elaborati servono a valutare le prestazioni dell'impianto, il corretto funzionamento dei tracker, la sicurezza dell'impianto e a monitorare la rete elettrica.

I sensori sono installati direttamente in campo, nelle stazioni meteorologiche (costituite da termometro, barometro, piranometri/albedometro, anemometro), string box o nelle cabine e misurano, le seguenti grandezze:

- Irraggiamento solare;
- Temperatura ambiente;
- Temperatura dei moduli;
- Tensione e corrente in uscita all'unità di generazione;
- Potenza attiva e corrente in uscita all'unità di conversione;
- Tensione, potenza attiva ed energia scambiata al punto di consegna;
- Stato interruttori generali 36 kV e BT;
- Funzionamento tracker.

### 7.10.3 Sistema di illuminazione e forza motrice

In tutti i gruppi di conversione e nelle cabine ausiliarie sono previsti i seguenti servizi minimi:

- illuminazione interna;
- illuminazione di emergenza interna mediante lampade con batteria incorporata;
- illuminazione esterna della zona dinanzi alla porta di ingresso, realizzata con proiettore accoppiato con sensore di presenza ad infrarossi;
- impianto di forza motrice costituito da una presa industriale 1P+N+T 16 A - 230 V e una o più prese bipasso 10/16 A Std ITA/TED.

Nelle altre aree esterne non sono in genere previsti punti di illuminazione. Solo in corrispondenza

degli accessi (cancelli di ingresso) saranno installati dei proiettori aggiuntivi sempre con sensore di presenza ad infrarossi.

## 7.11 CONNESSIONE ALLA RTN

La dorsale di collegamento a 36 kV, che raccoglie la potenza prodotta dall'intero impianto agro fotovoltaico, è collegata al quadro in media tensione a 36 kV installato nella Cabina Utente di proprietà della Società.

Tale cabina sarà a sua volta collegata, mediante cavidotto interrato, al quadro 36 kV presente all'interno della stazione di rete Monreale 3, che a sua volta è collegato mediante trasformatori alla rete AT.

Il collegamento è in accordo alla soluzione tecnica minima per la connessione (STMG), associata al codice pratica 202100063 e rilasciata da Terna in data 26/01/2022, che prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione della RTN a 220/36 kV in doppia sbarra, denominata "Monreale 3", da collegare in entra - esce sulla linea a 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

## 8 REALIZZAZIONE IMPIANTO

Le opere di costruzione dell'impianto constano in:

- realizzazione della recinzione e sistemazione dell'area;
- realizzazione della viabilità interna a carattere agricolo con accessi dalla viabilità esistente;
- posa in opera e installazione delle strutture di supporto inclusi i moduli fotovoltaici;
- realizzazione degli scavi per la posa di condotti e pozzetti interrati per gli impianti elettrici e per la realizzazione degli impianti di terra;
- posa in opera delle cabine elettriche di impianto, comprese le relative fondazioni;
- realizzazione cabina utente 36 kV;
- posa in opera del sistema di illuminazione/videosorveglianza, comprese le relative fondazioni;
- posa in opera delle essenze arboree perimetralmente all'area.

### 8.1 RECINZIONE

Il progetto prevede la realizzazione di una recinzione perimetrale di lunghezza pari a circa 6 km e di altezza pari a 2,0 m con rete elettrosaldata a maglie rettangolari in tonalità RAL 6005 verde muschio da fissare su profili tubolari infissi nel terreno, come meglio specificato nelle tavole che fanno parte integrante del progetto e, in sintesi, nell'immagine che segue.

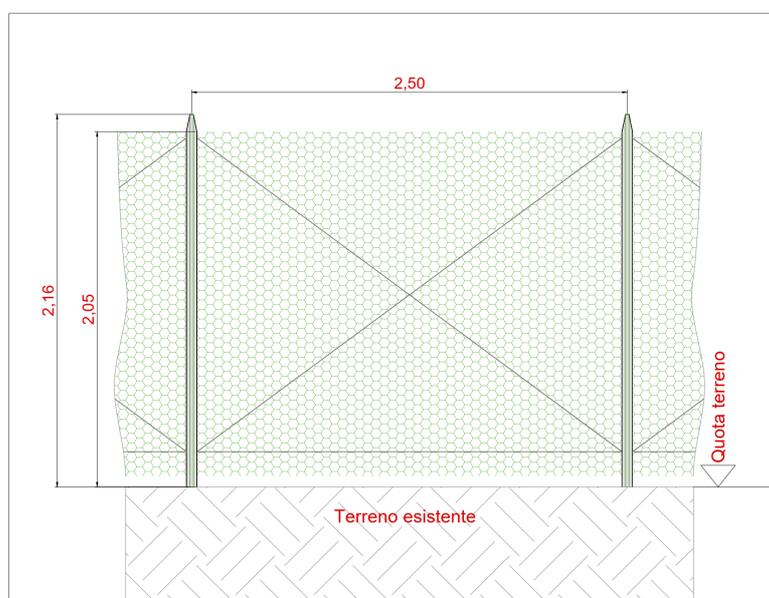


Figura 8-1 – Tipologia tipica recinzione

I paletti saranno di altezza fuori terra di circa 210 cm, infissi per una profondità variabile tra 60 e 150 cm direttamente nel terreno. L'interasse dei paletti sarà di 250 cm. Ogni 8-10 metri circa

pag. 38

sulla recinzione saranno previste delle piccole aperture nella parte bassa al fine di permettere il passaggio di fauna di piccola taglia evitando conseguentemente che la recinzione assuma carattere di barriera ecologica.

## 8.2 VIABILITÀ INTERNA A CARATTERE AGRICOLO

L'impianto è caratterizzato da accessi su viabilità interpodereale e strade vicinali a servizio dell'impianto fotovoltaico e della cabina utente, e da una viabilità interna a carattere agricolo di servizio, che conduce alle piazzole previste intorno alle unità di trasformazione Inverter, necessaria, sia in fase di realizzazione dell'opera che durante l'esercizio dell'impianto, per l'accesso alle parti funzionali dell'impianto e per le operazioni di controllo e manutenzione. Le viabilità interna sarà di larghezza pari a 4,5 m e avrà un raggio minimo di curvatura interno di 5 m.

Le nuove piazzole e la viabilità a carattere agricolo sarà realizzata, previo opportuno scavo, in misto stabilizzato dello spessore di 10 cm su sottofondo in misto frantumato dello spessore di circa 40 cm.

Le strade interne saranno affiancate da cunette in terra per la raccolta delle acque piovane, tubazioni interrato saranno invece previste in corrispondenza degli attraversamenti per i mezzi agricoli.

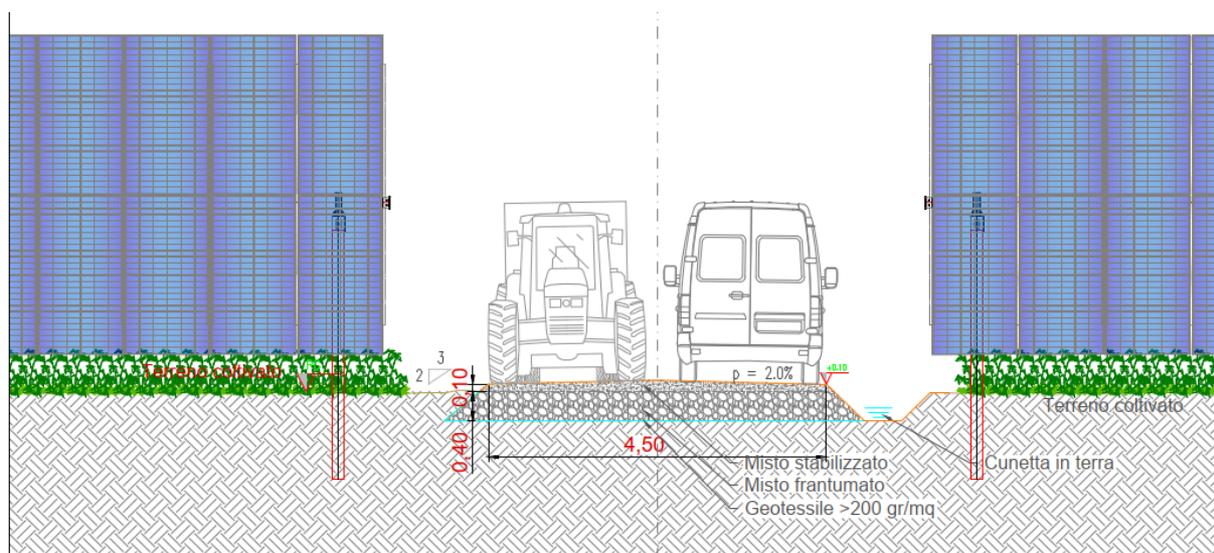


Figura 8-2 – Sezione tipica strada interna

## 8.3 MITIGAZIONE PERIMETRALE

Esternamente alla recinzione, è prevista la messa a dimora di una fascia perimetrale di essenze tipiche del luogo all'esterno della recinzione di altezza pari alla stessa. La fascia arborea perimetrale contribuirà a schermare l'impianto e contribuirà all'inserimento paesaggistico e ambientale dell'opera.

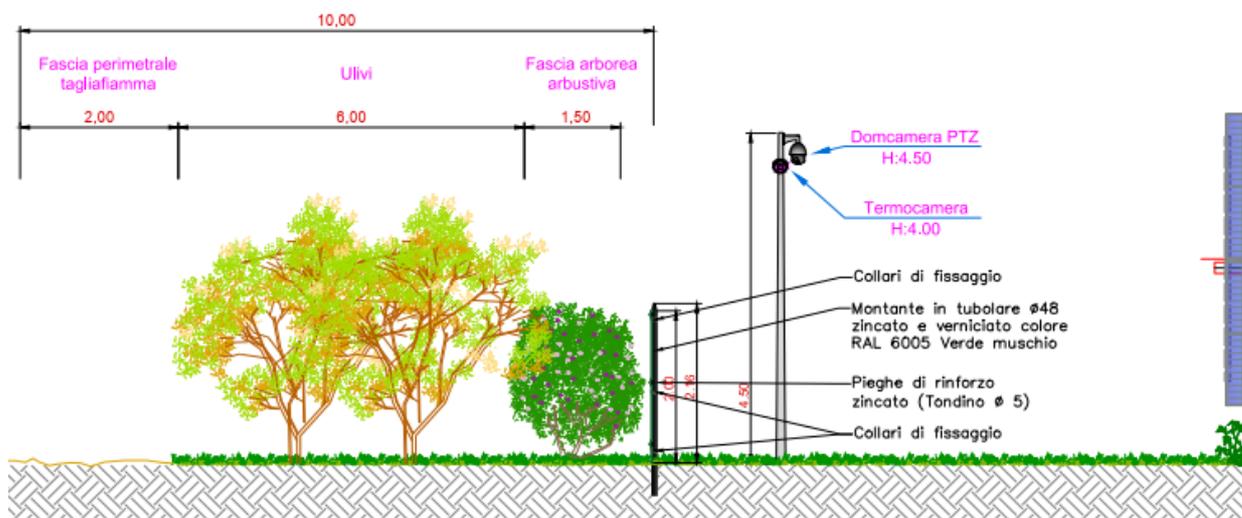


Figura 8-3 – Sezione fascia arborea perimetrale

#### 8.4 CAVIDOTTI

All'interno del campo fotovoltaico verranno realizzati cavidotti per il reticolo dei collegamenti elettrici in bassa tensione utili al collegamento tra le stringhe dei moduli fotovoltaici e i quadri di parallelo Inverter localizzati nello Skid dell'Inverter Station.

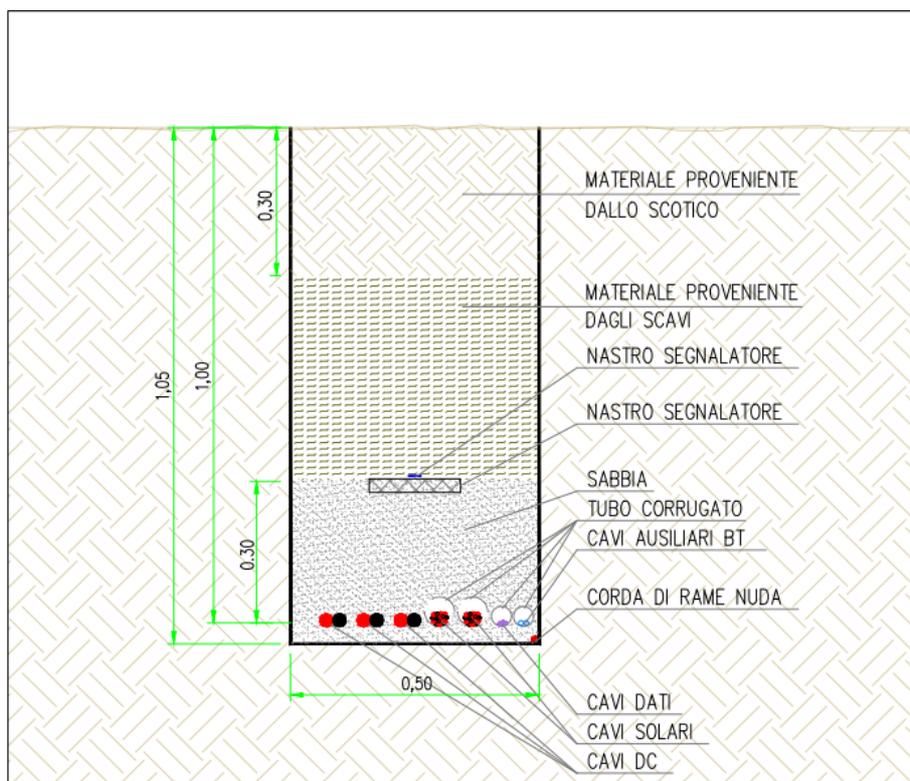


Figura 8-4 – Sezioni tipiche posa cavi BT

Oltre alla rete di distribuzione in bassa tensione verranno realizzate le dorsali in media tensione

per collegare le Cabine di conversione Inverter alle cabine di raccolta 36 kV localizzate in prossimità dell'ingresso all'area di impianto.

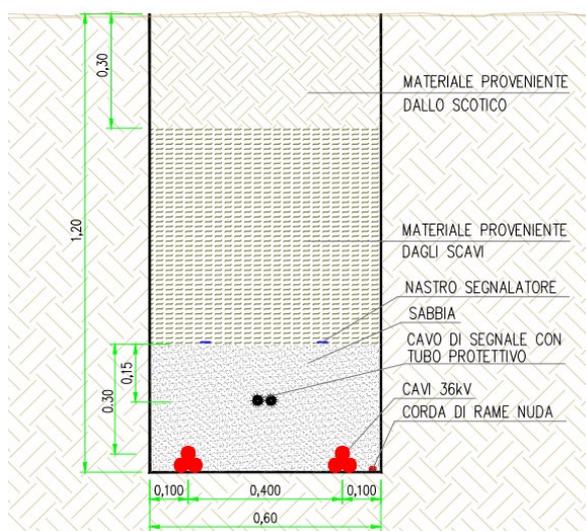


Figura 8-5 – Sezione tipica posa cavi 36 kV

## 8.5 TRATTAMENTO DEL SUOLO

Al termine dei lavori di installazione dell'impianto seguirà una prima annata agraria in cui verranno compensate le irregolarità e i solchi causati dal transito di mezzi pesanti su terreno bagnato, lasciando germinare liberamente tutte le sementi delle piante infestanti. Si avrà cura nell'evitare che tali malerbe arrivino a maturazione in maniera tale da limitare la loro diffusione ulteriore; tramite sistematici interventi con macchine operatrici per la lavorazione del terreno si provvederà ad effettuare interventi sia negli spazi interfila che nelle aree libere, impiegando sia mezzi meccanici che manuali laddove non fosse possibile.

A partire dall'inizio dell'estate verranno eseguite una serie di lavorazioni finalizzate ad ottenere una semina completa di tutte le aree idonee alla coltivazione. Le essenze da introdurre saranno opportunamente scelte tra quelle tipiche e storicamente presenti in questi luoghi prima della diffusione dell'agricoltura intensiva.

Le operazioni colturali inizieranno il dissodamento manuale di tutte le aree perimetrali "di colletto" di qualsiasi palo, basamento, pozzetto o comunque di tutto ciò che emerge dal terreno, con particolare riferimento all'eliminazione di rizomi e fittoni. Poi si interverrà con macchine operatrici semoventi per la lavorazione principale delle zone di "colletto" e delle aree dove i pannelli sono più vicini al suolo e dovunque ci siano strutture che possano limitare il passaggio in altezza al di sotto dei due metri. Il passaggio successivo sarà di intervenire con una vangatrice portata da un trattore di medie dimensioni con arco di protezione reclinabile, per ridurre al massimo l'ingombro in altezza, penetrando all'indietro perpendicolarmente all'interfila e tornando all'esterno vangando a brevi strisce parallele tutta la superficie sottostante i pannelli.

Solo a questo punto sarà possibile procedere alla preparazione meccanica del terreno di tutti gli ampi spazi liberi tra le file e delle aree perimetrali, da eseguire con un trattore di maggiore potenza, tramite rippatura seguita da moto vangatura e da diversi passaggi di affinamento, in periodi in cui il terreno sia in idonee condizioni di tempera, per evitare la formazione di zolle persistenti, di difficile gestione in relazione alla germinazione delle sementi di dimensioni ridotte.

Dopo che tutto il terreno sarà stato predisposto alla semina, al momento del primo abbassamento di temperatura durante il mese di settembre, si procederà ad una “finta semina”, cioè alla preparazione di un perfetto letto di semina senza poi effettivamente deporre alcuna semente nel terreno. Nei mesi successivi nasceranno e si svilupperanno tutti i semi presenti nello strato superficiale del terreno, che non riusciranno a raggiungere uno stadio riproduttivo per il sopraggiungere dell’inverno. Verso la fine di gennaio o comunque entro febbraio, non appena la temperatura si comincerà ad alzare per alcuni giorni consecutivi e in condizioni di persistente tempo sereno, si provvederà con un decespugliatore a eliminare le crucifere e altre specie che durante l’inverno avranno raggiunto maggiori dimensioni. Si procederà nuovamente all’affinatura del solo strato superficiale del terreno, compattato dalle piogge invernali, intervenendo necessariamente con piccoli attrezzi muniti di fresa negli spazi sotto ai pannelli e nelle vicinanze delle infrastrutture, mentre negli spazi liberi ad una erpicatura superficiale seguirà una fresatura. Si potrà finalmente procedere alle semine, differenziate sulla base del piano agronomico proposto dagli elaborati di progetto.

Le sementi erbacee da utilizzare per la rinaturalizzazione dei siti saranno prevalentemente specie tappezzanti e avranno l’obiettivo di rifertilizzare i terreni mettendoli a riposo; inoltre attraverso il loro costante sfalcio verrà restituita sul terreno nuova sostanza organica che risanerà la biodiversità ripristinando la vegetazione naturale potenziale dell’area tramite la ricostruzione di biocenosi relitte e di ecosistemi paranaturali riferiti ad una presunta vegetazione climax.

## 8.6 TRASPORTO DI MATERIALI

Per quanto possibile si farà ricorso a strutture preassemblate e preverniciate, al fine di ridurre al minimo i trasporti e le attività di cantiere.

Per quanto riguarda la posa in opera dei cavidotti interrati è stimabile che siano necessari 6 escavatore per realizzare i cunicoli su cui posare i cavi e circa 8 autocarri per il trasporto della terra e per il trasporto delle cabine skid che giungeranno già assemblate e predisposte per il collegamento elettrico.

## 8.7 USO DI RISORSE

Durante le attività di cantiere l’approvvigionamento elettrico sarà garantito da gruppi elettrogeni.

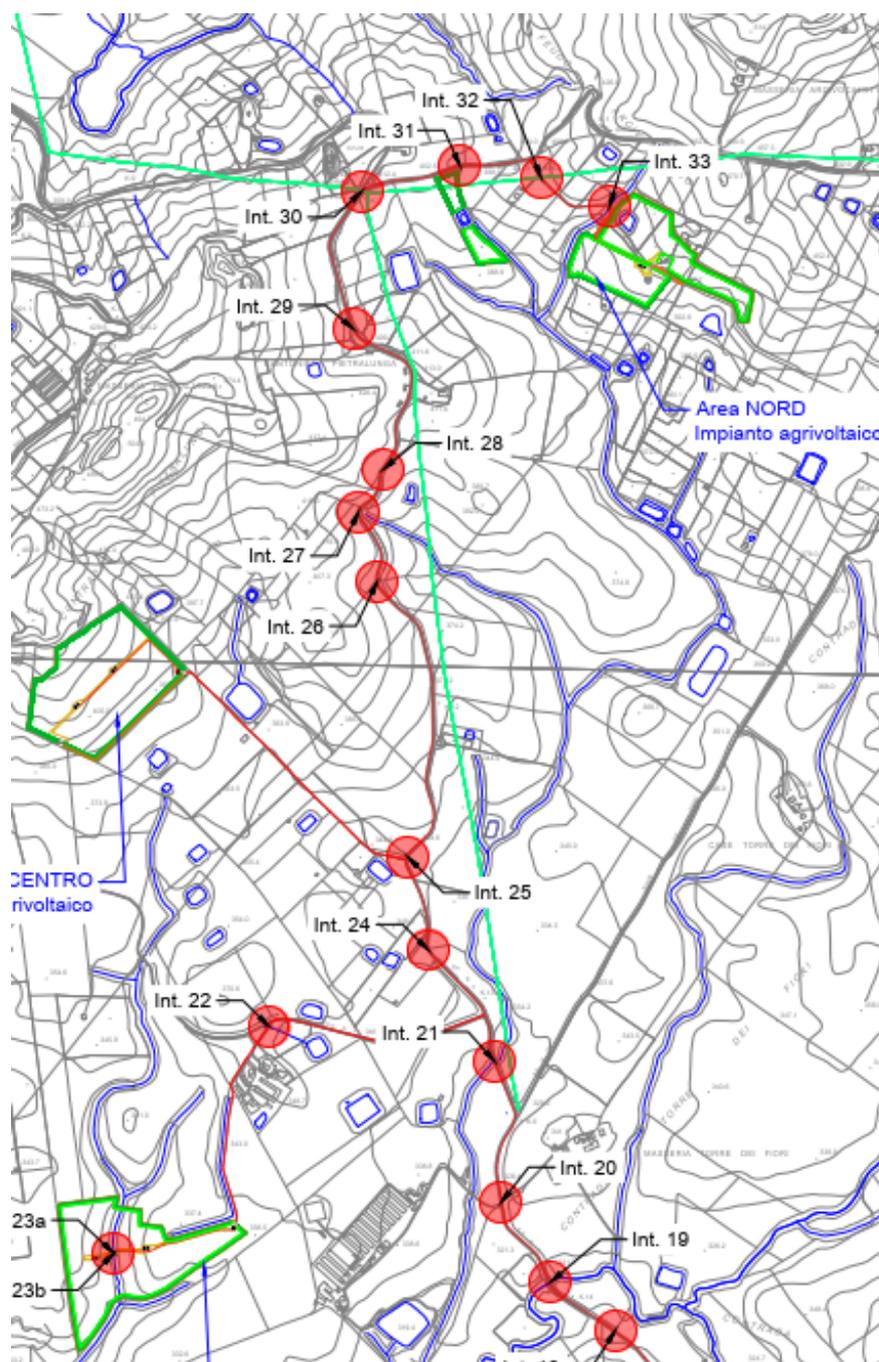
L’approvvigionamento idrico avverrà a mezzo stoccaggio in appositi serbatoi serviti da autobotte.

## 9 INTERFERENZE INTERNE ALL'AREA DI IMPIANTO

Come dettagliato nelle tavole allegate al presente progetto (si vedano le tavole 10a e 10b), il percorso dei cavi 36 kV si svolge prevalentemente lungo viabilità interpoderale e strade vicinali, che prevedono pertanto la posa dei cavi stessi direttamente interrati in trincea a bordo strada.

Lungo le strade provinciali o comunali, invece, i cavi sono posati direttamente interrati in trincea in banchina o al di sotto della carreggiata, col ripristino della pavimentazione stradale.

Nella tavola 20 sono individuate puntualmente le interferenze lungo il percorso dei cavi 36 kV con infrastrutture esistenti. Le sezioni proposte per la risoluzione delle stesse sono riportate nelle tavole 21.



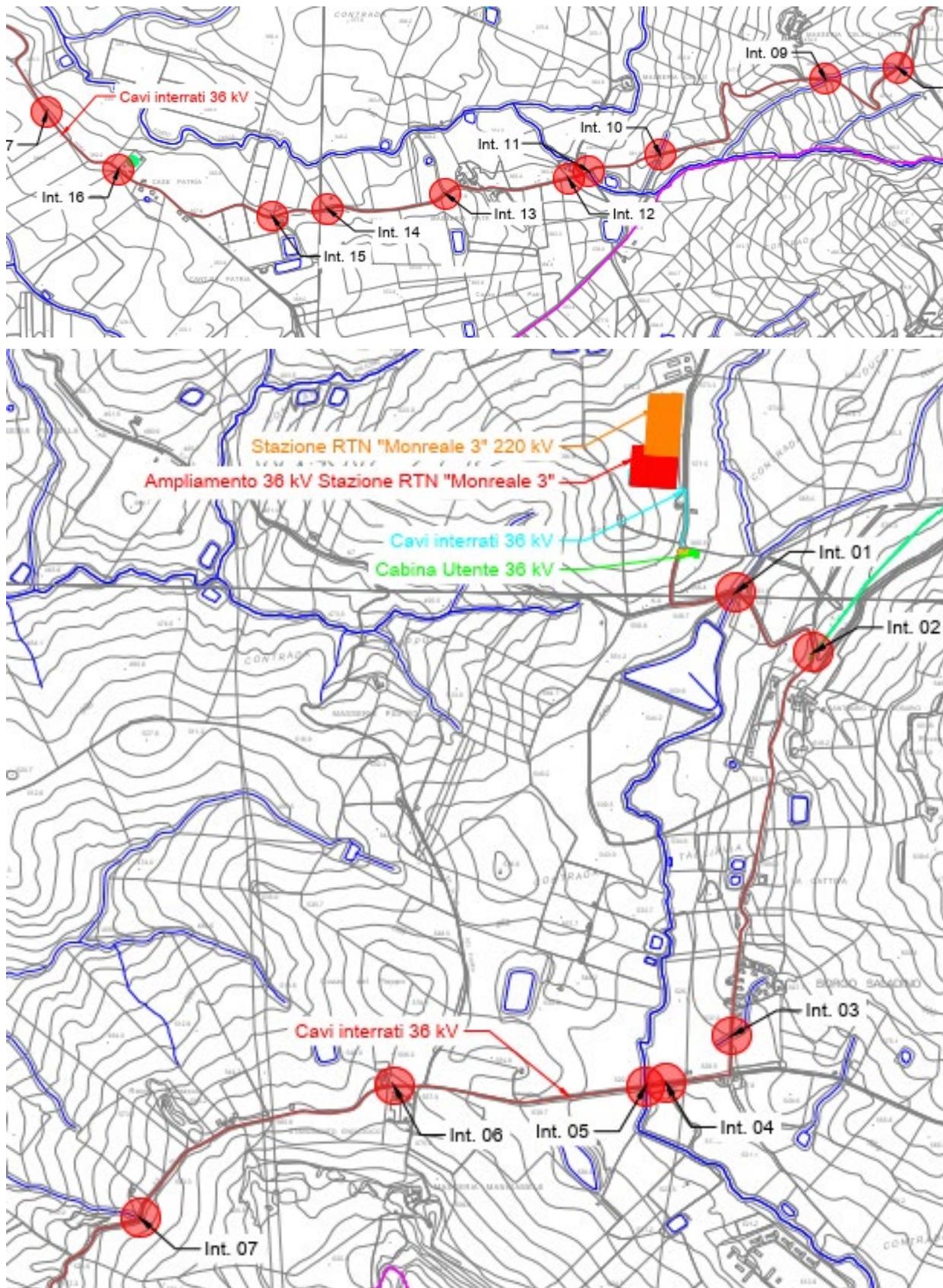


Figura 9-1 – Interferenze con cavidotti impianto

Le interferenze individuate e relative risoluzioni sono riportate nella seguente tabella:

| <b>ID Int.</b> | <b>Descrizione</b>                            | <b>Cavi Interrati</b>                                   | <b>Indicazioni per la posa</b>   |
|----------------|---|---|--|
| Int. 01        | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 02        | Attraversamento condotta idrica               | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Massello in cemento armato e tubi corrugati, con profondità di circa 1,0 m sotto il manufatto esistente. |
| Int. 03        | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 04        | Attraversamento manufatto esistente           | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 05        | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 06        | Attraversamento condotta idrica               | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Massello in cemento armato e tubi corrugati, con profondità di circa 1,0 m sotto il manufatto esistente. |
| Int. 07        | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 08        | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 09        | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 10        | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 11        | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 12        | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 13        | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 14        | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 15        | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |

| ID Int.  | Descrizione                                   | Cavi Interrati  | Indicazioni per la posa  |
|----------|---|---|--|
| Int. 16  | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 17  | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 18  | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 19  | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 20  | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 21  | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 22  | Attraversamento condotta idrica               | NR 2 terne Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Massello in cemento armato e tubi corrugati, con profondità di circa 1,0 m sotto il manufatto esistente. |
| Int. 23a | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 23b | Strada definitiva di nuova realizzazione      | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 24  | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 25  | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 26  | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 27  | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 28  | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 29  | Attraversamento manufatto esistente (tombino) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |
| Int. 30  | Attraversamento condotta idrica               | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Massello in cemento armato e tubi corrugati, con profondità di circa 1,0 m sotto il manufatto esistente. |
| Int. 31  | Attraversamento manufatto                     | NR 1 terna Cavi 36 kV                                   | Posa con tecnologia TOC ad   |

| ID Int. | Descrizione                                   | Cavi Interrati  | Indicazioni per la posa  |
|---------|---|---|--|
|         | esistente (tombino)                           | Fibre ottiche e corda di terra                          | una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.   |
| Int. 32 | Attraversamento condotta idrica               | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Massello in cemento armato e tubi corrugati, con profondità di circa 1,0 m sotto il manufatto esistente. |
| Int. 33 | Attraversamento reticolo idrografico (canale) | NR 1 terna Cavi 36 kV<br>Fibre ottiche e corda di terra | Posa con tecnologia TOC ad una profondità minima di 2 m sotto il manufatto esistente.                    |

*Tabella 9-1 – Risoluzione interferenze*

Si rimanda alla tavola 21 per i dettagli realizzativi della risoluzione individuata.

## 10 FASI E TEMPI DI ESECUZIONE

Per il cronoprogramma di esecuzione del progetto si rimanda alla relazione tecnica dedicata, inclusa nel presente progetto.

## 11 MANUTENZIONE

Gli impianti fotovoltaici connessi in rete devono essere sottoposti a manutenzione periodica, in modo da non determinare perdite di produzione che altrimenti potrebbero compromettere il piano economico e quindi il ritorno dell'investimento.

La manutenzione deve essere svolta da personale qualificato. L'intervento di manutenzione dell'impianto fotovoltaico è da programmare, insieme con le verifiche periodiche, almeno una volta all'anno, meglio all'inizio della primavera, in modo che eventuali difetti non compromettano la produzione del periodo estivo.

La manutenzione consiste nel porre rimedio agli inconvenienti emergenti dall'esame a vista e dalle misure e prove, nell'eseguire le operazioni richieste dal costruttore dell'inverter e nella pulizia dei moduli con acqua (evitare spazzole dure e solventi).

Il progetto deve considerare la disposizione ottimale dei componenti dell'impianto affinché siano facilmente raggiungibili e prevedere gli spazi necessari al personale per la manutenzione. Va quindi garantita l'accessibilità ai moduli, ai quadri e agli inverter, sia per le prove e misure che per eventuali sostituzioni di componenti.

Gli inverter sono dotati di display che indica i principali parametri dell'impianto e quindi consente di avere un'indicazione di massima sulle condizioni complessive dell'impianto stesso ed è accessoriabile con sistemi di monitoraggio.

Infine è opportuno predisporre un registro su cui riportare i risultati delle verifiche, gli interventi di manutenzione, i guasti e le anomalie che hanno interessato l'impianto.

## 12 TERMINOLOGIA

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini ricorrenti nel campo dell'installazione di generatori fotovoltaici a costituire sistemi elettrici di generazione di potenza destinati ad essere connessi alla rete elettrica.

- **Angolo di azimut:** angolo esistente tra la normale al piano di captazione solare (modulo fotovoltaico) e il piano del meridiano terrestre che interseca il piano di captazione in un punto centrale. L'angolo è positivo per orientamenti verso Est, negativo per orientamenti verso Ovest.
- **Angolo di inclinazione:** angolo formato dal modulo fotovoltaico con l'orizzontale (piano tangente alla superficie terrestre in quel punto). L'angolo è positivo per inclinazioni rivolte verso l'equatore, negativo per inclinazioni rivolte verso il polo.
- **Blocco o sottocampo o subcampo fotovoltaico:** una o più stringhe fotovoltaiche associate e distinte in base a determinate caratteristiche, così come può essere l'occupazione geometrica del suolo, oppure le cui stringhe sono interconnesse elettricamente per dare la potenza nominale al sistema di condizionamento della potenza (PCS).
- **Campo fotovoltaico:** l'insieme di tutti i blocchi o sottocampi che costituiscono l'impianto fotovoltaico.
- **Cella fotovoltaica:** dispositivo base allo stato solido che converte la radiazione solare direttamente in elettricità a corrente continua.
- **Condizioni Standard:** condizioni in cui l'irraggiamento della radiazione solare è pari a 1000 W/m<sup>2</sup>, con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C.
- **Convertitore statico c.c./c.a.:** apparecchiatura che rende possibile la conversione ed il trasferimento della potenza da una rete in corrente continua alla rete in corrente alternata. E' denominato pure invertitore statico (inverter).
- **Impianto fotovoltaico connesso alla rete:** sistema di produzione dell'energia elettrica costituito da un insieme di componenti ed apparecchiature destinate a convertire l'energia contenuta nella radiazione solare in energia elettrica da consegnare alla rete di distribuzione in corrente alternata monofase o trifase. I componenti fondamentali dell'impianto sono:
  - il generatore fotovoltaico vero e proprio, costituito dal campo fotovoltaico;
  - il Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS).
- **Modulo fotovoltaico:** insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente e sigillate meccanicamente dal costruttore in un'unica struttura (tipo piatto piano), o ricevitore ed ottica (tipo a concentrazione). Costituisce l'unità minima singolarmente maneggiabile e rimpiazzabile.
- **Potenza di picco:** è la potenza espressa in Wp (watt di picco), erogata nel punto di massima potenza nelle condizioni standard dal componente o sottosistema fotovoltaico.
- **Quadro di campo:** o anche di parallelo stringhe, è un quadro elettrico in cui sono convogliate le terminazioni di più stringhe per il loro collegamento in parallelo. In esso vengono installati anche dispositivi di sezionamento e protezione.
- **Quadro di consegna:** o anche d'interfaccia è un quadro elettrico in cui viene effettuato il

collegamento elettrico del gruppo di conversione statica in parallelo alla rete elettrica in bassa tensione. Esso contiene apparecchiature per sezionamento, interruzione, protezione e misura.

- **Rete pubblica in bassa tensione (BT):** rete di distribuzione dedicata alla distribuzione pubblica in corrente alternata, di tipo monofase o trifase, con tensione nominale da oltre 50 V fino a 1000 V.
- **Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS):** è costituito da un componente principale, il convertitore statico c.c./c.a. (inverter), e da un insieme di apparecchiature di comando, misura, controllo e protezione affinché l'energia venga trasferita alla rete con i necessari requisiti di qualità ed in condizioni di sicurezza sia per gli impianti che per le persone.
- **Società Elettrica:** soggetto titolare della gestione ed esercizio della rete BT di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti.

## 13 NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

### Normativa di carattere generale e leggi di riferimento

- Decreto Ministeriale 06/08/2010
- Delibera n°260/06
- Delibere 88/07, 89/07, 90/07
- Delibera n. 188/05 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas
- Decreto Ministeriale 28/07/2005 e successive modifiche ed integrazioni
- Decreto legislativo 29/12/2003 n.387
- Decreto del Ministero Ambiente 16/03/2001
- Delibera n. 224/00 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (G.U. n. 19 del 24 gennaio 2001)
- Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 200 kW
- Legge 5 Marzo 1990 n. 46 (G.U. n. 59 Serie generale del 12 marzo 1990)

### Norme per la sicurezza degli impianti

- Legge 9 gennaio 1991 n. 9 (G.U. n. 13 Serie generale del 16 gennaio 1991)
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10 (G.U. n. 13 Serie generale del 16 gennaio 1991)
- Decreto 19 luglio 1996 (G.U. n. 172 Serie generale del 24 luglio 1996)

### Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica

- Legge 2 febbraio 1974 n. 64 - Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche
- Circolare Ministero LL.PP. 14 febbraio 1974 n. 11951 - Applicazione delle norme sul cemento armato L. 5111171 n. 1086
- Decreto 14 febbraio 1992

### Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche

- Decreto 16 gennaio 1996

### Norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".

- Decreto 16 gennaio 1996

### Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche.

- Circolare Ministero LL.PP. 4 luglio 1996 n. 156AA.GG./STC
- Istruzione per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica

pag. 52

di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" di cui al Decreto Ministeriale 16 gennaio 1996

- Decreto 14 agosto 1996 n. 493 (G.U. n. 223 del 14 agosto 1996)
- Circolare Ministero LL.PP. 10 aprile 1997 n. 65/AA.GG
- Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche" di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996

Normativa riguardante la progettazione, l'esecuzione e il collaudo dell'impianto fotovoltaico

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 150 V in corrente continua;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili.
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- 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 450/750V;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 461/1990;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici;
- ENEL DV 606 - Marzo 1997 - Pannello semplificato per la protezione di interfaccia monofase per autoproduttori;

- ENEL DK 5940 - Criteri di allacciamento di impianti di autoproduzione alla rete BT di distribuzione;
- ENEL DK 5740 - Criteri di allacciamento di tetti fotovoltaici alla rete MT di distribuzione - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- IEC 1646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules n Design qualification and type approved;
- CEI 82-4 (EN 61173) - Protezioni contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia;
- Guida CEI 82-8 (EN 61215) Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI 82-9 (EN 61727) - Sistemi fotovoltaici (FV). Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete;
- CEI 22-7 (EN 60146-1-1) - Convertitori a semiconduttore - Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali;
- CEI 22-8 (EN 60146-1-3) Convertitori a semiconduttore - Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea Parte 1-3: Trasformatori e reattori;
- CEI 22-9 (EN 50091-2) UPS - Parte 2: Prescrizioni di compatibilità elettromagnetica (EMC);
- CEI 74-4 (EN 50091-1) UPS - Parte 1: Prescrizioni generali e di sicurezza, che stabiliscono i requisiti nei confronti della sicurezza dei prodotti in bassa tensione in conformità alle prescrizioni della direttiva CEE n. 73/23;
- CEI 110-31 (EN 61000-3-2) del 411995, per i limiti delle armoniche in rete;
- CEI 110-28 (EN 61000-3-3) del 1011995, per le fluttuazioni di tensione;
- CEI 110-1; CEI 110-6; CEI 110-8, per la compatibilità elettromagnetica e la limitazione delle emissioni in RF.
- CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", seconda edizione, 2008-09;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", prima edizione, 2001-01;
- CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto", terza edizione, 1997:12;
- CEI EN 50443, "Effetti delle interferenze elettromagnetiche sulle tubazioni causate da sistemi di trazione elettrica ad alta tensione in corrente alternata e/o da sistemi di alimentazione ad alta tensione in corrente alternata"
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo", prima edizione, 2006:02;

- CEI EN 61936-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni”;
- CEI EN 50522 “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- CEI 11-17, "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica – Linee in cavo”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materie, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.