



# CITTA' DI MESAGNE

## Impianto agrovoltaico "Fruttidoro"

della potenza di 20,00 MW in immissione e 23,49 MW in DC

### PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:



**SONNEDIX SANTA CATERINA s.r.l.**  
Via Ettore de Sonnaz, 19 - 10121 Torino (TO)  
P.IVA: 12214320017  
Tel. 02 49524310  
emailpec: sxcaterina.pec@maildoc.it

PROGETTAZIONE:



**TÈKNE srl**  
Via Vincenzo Gioberti, 11 - 76123 ANDRIA  
Tel +39 0883 553714 - 552841 - Fax +39 0883 552915  
www.gruppotekne.it e-mail: contatti@gruppotekne.it



PROGETTISTA:

Dott. Ing. Renato Pertuso  
(Direttore Tecnico)

LEGALE RAPPRESENTANTE:  
dott. Renato Mansi



**TEKNE srl**  
SOCIETÀ DI INGEGNERIA  
IL PRESIDENTE  
Dott. RENATO MANSI

# PD

PROGETTO DEFINITIVO

## RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Tavola: **RE05**

Filename:

TKA595-PD-RE05-Relazione specialistica e calcoli impianto fotovoltaico-R0.docx

Data 1° emissione:

Febbraio 2022

Redatto:

G.POLICASTRO

Verificato:

G.PERTOSO

Approvato:

R.PERTUSO

Scala:

Protocollo Tekne:

|              |   |  |  |  |
|--------------|---|--|--|--|
| n° revisione | 1 |  |  |  |
|              | 2 |  |  |  |
|              | 3 |  |  |  |
|              | 4 |  |  |  |

# TKA595


## INDICE

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. PREMESSA</b>   | <b>1</b>  |
| <b>2. SCOPO</b>  | <b>1</b>  |
| <b>3. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO</b>                                     | <b>1</b>  |
| <b>4. DATI CLIMATICI</b>   | <b>1</b>  |
| <b>5. DESCRIZIONE TECNICA</b>  | <b>3</b>  |
| 5.1 CRITERI DI SCELTA  | 3         |
| 5.2 DESCRIZIONE GENERALE   | 3         |
| 5.2.1 SOTTOCAMPO   | 7         |
| <b>6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI</b>                                   | <b>8</b>  |
| <b>6.1 CAMPO FOTOVOLTAICO</b>  | <b>8</b>  |
| 6.1.1 MODULI FOTOVOLTAICI  | 8         |
| 6.1.2 SISTEMA DI TRACKING  | 9         |
| 6.1.3 INVERTER   | 10        |
| 6.1.4 QUADRO AC  | 11        |
| 6.1.4 TRASFORMATORE MT/BT  | 12        |
| 6.1.6 CABINA MT DI CAMPO   | 13        |
| <b>6.2 CABINA DI RACCOLTA MT</b>                                       | <b>13</b> |
| 6.2.1 QUADRO MT  | 13        |
| 6.2.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT                            | 14        |
| 6.2.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)                 | 15        |
| 6.2.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)                                | 15        |
| 6.2.1 POWER PLANT CONTROLLER (PPC)                                     | 15        |
| <b>6.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE</b>                    | <b>15</b> |
| 6.3.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO  | 15        |
| 6.3.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE                       | 16        |
| 6.3.3 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C. | 17        |
| 6.3.4 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE                            | 17        |
| 6.3.5 PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO                              | 18        |
| 6.3.6 CADUTE DI TENSIONE   | 18        |
| 6.3.7 POSA DEI CAVI IN TUBI  | 18        |
| <b>6.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE E RELATIVI CALCOLI</b> | <b>19</b> |
| 6.4.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO  | 19        |
| 6.4.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE                       | 19        |
| 6.4.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE                       | 20        |
| 6.4.4 VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE              | 20        |

|   |      |               |               |            |            |                  |
|---|------|---------------|---------------|------------|------------|------------------|
|  | DATA |               | REDATTO       | VERIFICATO | APPROVATO  | Protocollo TEKNE |
|   | R0   | Febbraio 2022 | G. Policastro | G.Pertoso  | R. Pertuso | TKA595           |
|   |      |               |               |            |            | Filename:        |
|   |      |               |               |            |            | TKA595-PD-RE05   |

RELAZIONE TECNICA DI IMPIANTO  
 FOTOVOLTAICO

|            |   |           |
|------------|---|-----------|
| 6.4.5      | TIPI DI INSTALLAZIONE   | 20        |
| 6.4.6      | CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA                                     | 21        |
| 6.4.7      | DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE   | 22        |
| <b>6.5</b> | <b>RETE DI TERRA</b>  | <b>26</b> |
| 6.5.1      | DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA                                     | 27        |
| 6.5.2      | COLLEGAMENTI DI TERRA   | 27        |
| <b>7.</b>  | <b>SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV</b>                     | <b>28</b> |
| <b>8.</b>  | <b>MISURE DI PROTEZIONE</b>   | <b>29</b> |
| 8.1        | MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI                      | 29        |
| 8.2        | MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI                    | 29        |
| 8.3        | MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE | 30        |
| <b>9.</b>  | <b>MONTAGGIO COMPONENTI</b>   | <b>30</b> |
| <b>10.</b> | <b>COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO</b>                                 | <b>31</b> |
| 10.1       | PROVE DI TIPO   | 31        |
| 10.2       | PROVE DI ACCETTAZIONE IN FABBRICA                                   | 31        |
| 10.3       | VERIFICHE IN CANTIERE   | 32        |
| 10.4       | PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO                                       | 32        |
| <b>12.</b> | <b>VALUTAZIONE ENERGETICA</b>                                       | <b>34</b> |
| <b>13.</b> | <b>NORMATIVA DI RIFERIMENTO</b>                                     | <b>35</b> |

|   |      |               |               |            |            |                             |
|---|------|---------------|---------------|------------|------------|-----------------------------|
|  | DATA |               | REDATTO       | VERIFICATO | APPROVATO  | Protocollo TEKNE            |
|   | R0   | Febbraio 2022 | G. Policastro | G.Pertoso  | R. Pertuso | TKA595                      |
|   |      |               |               |            |            | Filename:<br>TKA595-PD-RE05 |

## 1. Premessa

La società **Sonnedix Santa Caterina srl** ha disposto di procedere alla progettazione delle opere necessarie per la realizzazione di un **impianto agrovoltaiico**, denominato "**Fruttidoro**" in località **La Tagliata**, da **23,49 MWp (DC)** e **22,05 MW (AC)** nel comune di **Mesagne (BR)** (foglio 15, particelle 32, 65, 67, 69, 71 e foglio 19, particelle 35, 229, e al foglio 31 particelle 576, 577, 578, 591, 593, 17, 18, 22, 43), e di inoltrare richiesta di connessione di **20 MW** al gestore della rete di trasmissione nazionale. Si sottolinea che, data la potenza in uscita maggiore della potenza di connessione alla rete TERNA, sarà utilizzato un sistema PPC (Power Plant Controller), in modo da soddisfare i requisiti imposti dalla rete e dal punto di connessione.

L'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica di distribuzione in AT, in base alle condizioni definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e le prescrizioni redatte dalla società TERNA S.p.a.

## 2. Scopo

Scopo del presente documento è la relazione tecnica del progetto definitivo di un impianto agrovoltaiico, denominato "FRUTTIDORO", nel comune di Mesagne (BR), in conformità a quanto indicato nella Norma CEI 0-2 (2002-09) e dall'art. 93 comma 4 del Decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163.

## 3. Ubicazione dell'impianto

La località d'installazione dell'impianto agrovoltaiico è: Mesagne (BR).

I dati geografici (*sist.rif. Geografico WGS 84-UTM33N*) di riferimento della suddetta località sono:

- Latitudine = 40.583519° N
- Longitudine = 17.804043° E
- Altitudine = 60 m s.l.m.

## 4. Dati Climatici

L'analisi dei dati climatici sul sito di Mesagne (BR) sono stati condotti attraverso l'utilizzo del software PVGIS, il quale ha restituito i valori relativi all'irraggiamento solare nella zona di interesse.

**Producibilità sezione tracker monoassiale 23492 kWp**

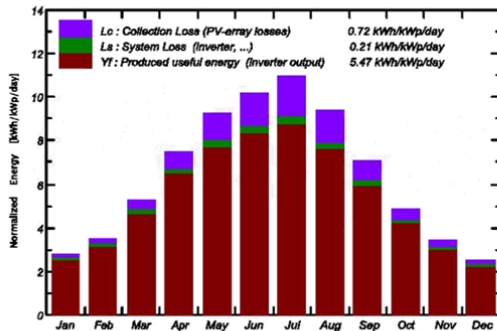
**Grid-Connected System: Main results**

**Project :** TKA595-FRUTTIDORO  
**Simulation variant :** TKA595-PD-FRUTTIDORO-R0\_28xRISEN500B

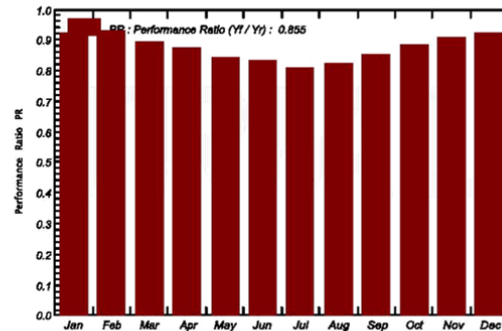
|                               |   |   |                               |
|-------------------------------|---|---|-------------------------------|
| <b>Main system parameters</b> | <b>System type</b>                      | <b>Trackers single array, with backtracking</b> |                               |
| <b>Near Shadings</b>          | <b>Linear shadings</b>                  |   |                               |
| <b>PV Field Orientation</b>   | <b>tracking, tilted axis, Axis Tilt</b> | <b>0°</b>                                       | <b>Axis Azimuth 0°</b>        |
| <b>PV modules</b>             | <b>Model</b>                            | <b>RSM150-8-500BMDG</b>                         | <b>Pnom 500 Wp</b>            |
| <b>PV Array</b>               | <b>Nb. of modules</b>                   | <b>46984</b>                                    | <b>Pnom total 23492 kWp</b>   |
| <b>Inverter</b>               | <b>Model</b>                            | <b>SUN2000-185KTL-H1@40C</b>                    | <b>Pnom 175 kW ac</b>         |
| <b>Inverter pack</b>          | <b>Nb. of units</b>                     | <b>126.0</b>                                    | <b>Pnom total 22050 kW ac</b> |
| <b>User's needs</b>           | <b>Unlimited load (grid)</b>            |   |                               |

|                                |                             |                       |   |
|--------------------------------|-----------------------------|-----------------------|---|
| <b>Main simulation results</b> | <b>Produced Energy</b>      | <b>46880 MWh/year</b> | <b>Specific prod. 1996 kWh/kWp/year</b> |
| <b>System Production</b>       | <b>Performance Ratio PR</b> | <b>85.48 %</b>        |   |

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 23492 kWp



Performance Ratio PR



**TKA595-PD-FRUTTIDORO-R0\_28xRISEN500B**

**Balances and main results**

|                  | <b>GlobHor</b><br>kWh/m <sup>2</sup> | <b>DiffHor</b><br>kWh/m <sup>2</sup> | <b>T_Amb</b><br>°C | <b>GlobInc</b><br>kWh/m <sup>2</sup> | <b>GlobEff</b><br>kWh/m <sup>2</sup> | <b>EArray</b><br>MWh | <b>E_Grid</b><br>MWh | <b>PR</b>    |
|------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|----------------------|--------------|
| <b>January</b>   | 65.4                                 | 24.25                                | 9.78               | 87.4                                 | 83.4                                 | 1967                 | 1892                 | 0.921        |
| <b>February</b>  | 79.1                                 | 39.37                                | 10.12              | 98.4                                 | 93.5                                 | 2218                 | 2138                 | 0.925        |
| <b>March</b>     | 127.7                                | 49.72                                | 12.74              | 164.3                                | 157.3                                | 3579                 | 3446                 | 0.893        |
| <b>April</b>     | 172.8                                | 58.99                                | 15.20              | 223.9                                | 215.3                                | 4770                 | 4592                 | 0.873        |
| <b>May</b>       | 219.6                                | 64.21                                | 20.53              | 285.5                                | 275.2                                | 5873                 | 5648                 | 0.842        |
| <b>June</b>      | 233.3                                | 69.53                                | 24.36              | 303.4                                | 291.9                                | 6160                 | 5928                 | 0.832        |
| <b>July</b>      | 255.2                                | 45.70                                | 27.58              | 338.8                                | 328.3                                | 6687                 | 6427                 | 0.807        |
| <b>August</b>    | 218.8                                | 49.09                                | 27.35              | 290.6                                | 281.2                                | 5818                 | 5595                 | 0.819        |
| <b>September</b> | 159.0                                | 46.04                                | 22.36              | 211.5                                | 203.8                                | 4389                 | 4229                 | 0.851        |
| <b>October</b>   | 114.5                                | 40.43                                | 18.94              | 150.1                                | 143.7                                | 3222                 | 3108                 | 0.881        |
| <b>November</b>  | 76.2                                 | 26.10                                | 14.45              | 102.4                                | 98.2                                 | 2263                 | 2185                 | 0.908        |
| <b>December</b>  | 58.8                                 | 24.29                                | 11.09              | 78.0                                 | 74.2                                 | 1757                 | 1691                 | 0.922        |
| <b>Year</b>      | <b>1780.3</b>                        | <b>537.72</b>                        | <b>17.93</b>       | <b>2334.4</b>                        | <b>2246.0</b>                        | <b>48703</b>         | <b>46880</b>         | <b>0.855</b> |

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb T amb.  
 GlobInc Global Incident In coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio

L'irraggiamento annuale nel piano risulta essere pari a 1780,3 kWh/mq.

Perciò, il progetto per la costruzione del parco agrovoltaico "Fruttidoro", qui proposto, potrà produrre complessivamente:

$23.492 \text{ kWp} * 1.996 \text{ kWh} * \text{kWp/anno} = 46.880.000 \text{ kWh/anno}$ .

## **5. Descrizione tecnica**

### **5.1 Criteri di scelta**

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta prioritario quello di suddividere l'impianto in cinque sottocampi con potenze da 3 e 6 MW e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, invece, mediante un numero variabile di inverter trifase di stringa per ogni sottocampo. Ciascun inverter sarà collegato ad un quadro AC e quindi poi al singolo trasformatore del sottocampo.

### **5.2 Descrizione generale**

Le parti che compongono il sistema fotovoltaico sono:

- generatore fotovoltaico
- strutture di sostegno ed ancoraggio (tracker)
- cavi, cavidotti,
- inverter di stringa cc/ca
- quadro AC
- trasformatori MT/bt
- cabine di raccolta MT
- trasformatori AT/mt

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 1678 stringhe fotovoltaiche singolarmente sezionabili formate da 28 moduli in serie, quindi composto complessivamente da 46984 moduli

fotovoltaici con potenza unitaria di 500Wp. La potenza totale installata è di 23.492 MWp. Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in cinque campi indipendenti.

I sottocampi sono costituiti ciascuno da un numero variabile di inverter di stringa (di seguito specificato in dettaglio per ogni sottocampo) composti da stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo. Gli inverter avranno una potenza nominale di 175 kW con uscita a 800Vac.

Le uscite degli inverter vengono quindi portate ad un quadro AC, facente parte della stazione di trasformazione, che risulterà collegato, mediante opportune protezioni, al rispettivo trasformatore MT/bt 0.8/30kV di potenza pari a 3000kVA o 6000kVA. È stata prevista un'unica cabina di raccolta, facente capo a tutti i sottocampi, a sua volta connessa alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione in AT per poi annettersi alla rete del TSO. Di seguito il dettaglio di ogni campo:

#### Campo TR1.1, TR1.2 – LOTTO A

|                         |                      |
|-------------------------|----------------------|
| Potenza unitaria modulo | 500 Wp               |
| N° Stringhe             | 411                  |
| N° Moduli fotovoltaici  | 411x28=11508         |
| Potenza complessiva DC  | 11508x500Wp=5754 kWp |
| N° Inverter di stringa  | 31                   |
| Potenza tot. Inverter   | 31x175 kVA=5425 kVA  |
| Potenza Trasformatori   | 1x6000 kVA           |

#### Campi TR1.3 – LOTTO A

|                         |                     |
|-------------------------|---------------------|
| Potenza unitaria modulo | 500 Wp              |
| N° Stringhe             | 204                 |
| N° Moduli fotovoltaici  | 204x28=5712         |
| Potenza complessiva DC  | 5712x500Wp=2856 kWp |
| N° Inverter di stringa  | 16                  |
| Potenza tot. Inverter   | 16x175 kVA= 2800kVA |
| Potenza Trasformatori   | 1x3000 kVA          |



Campi TR2.1 – LOTTO B

|                         |                      |
|-------------------------|----------------------|
| Potenza unitaria modulo | 500 Wp               |
| N° Stringhe             | 401                  |
| N° Moduli fotovoltaici  | 401x28=11228         |
| Potenza complessiva DC  | 11228x500Wp=5614 kWp |
| N° Inverter di stringa  | 30                   |
| Potenza tot. Inverter   | 30x175 kVA= 5250kVA  |
| Potenza Trasformatori   | 1x6000 kVA           |

Campi TR2.1 – LOTTO C

|                         |                     |
|-------------------------|---------------------|
| Potenza unitaria modulo | 500 Wp              |
| N° Stringhe             | 251                 |
| N° Moduli fotovoltaici  | 251x28=7028         |
| Potenza complessiva DC  | 7028x500Wp=3514 kWp |
| N° Inverter di stringa  | 18                  |
| Potenza tot. Inverter   | 18x175 kVA= 3150kVA |
| Potenza Trasformatori   | 1x3000 kVA          |

I quadri AC presentano al loro interno dei sezionatori con fusibile ed uno scaricatore di sovratensioni. L'uscita del quadro è collegata al trasformatore. Il trasformatore risulta installato su una piazzola con tutte le necessarie protezioni elettriche richieste.

La rete MT prevede 3 linee feeder: la prima composta dalle cabine MT/BT TR1.1 e TR1.2 appartenenti al lotto A (lotto principale dell'impianto), la seconda linea prevede il collegamento delle TR1.3 e TR2.1 in serie, la prima appartenente al lotto A dell'impianto, la seconda al lotto B. L'altra linea feeder collega in antenna la TR3.1 ubicata nel lotto C dell'impianto. Tutte le linee MT prevedono un quadro MT a testa nella cabina di raccolta.

Tutta la distribuzione, BT e MT, avviene tramite cavidotto interrato all'interno dell'impianto. Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT a 30kV che arriva alla stazione di trasformazione MT/AT nei pressi della Stazione di trasmissione Terna a 150kV.

Si è inoltre scelto di utilizzare un sistema a orientamento variabile, che consente all'impianto di seguire il sole durante il periodo di rotazione della terra, da est a ovest, ovvero un sistema ad inseguimento



sull'asse fisso nord-sud orizzontale rispetto al terreno con i moduli che cambieranno orientamento durante il giorno passando da Est a Ovest con un tilt pari a +/- 60° sull'orizzontale.

Questo tipo di tecnologia è detta ad "Asse Polare", ovvero gli inseguitori ad asse polare si muovono su un unico asse. Tale asse è simile a quello attorno al quale il sole disegna la propria traiettoria nel cielo. L'asse è simile ma non uguale a causa delle variazioni dell'altezza della traiettoria del sole rispetto al suolo nelle varie stagioni. Questo sistema di rotazione del pannello attorno ad un solo asse riesce quindi a tenere il pannello circa perpendicolare al sole durante tutto l'arco della giornata (sempre trascurando le oscillazioni estate-inverno della traiettoria del sole) e dà la massima efficienza che si possa ottenere con un solo asse di rotazione.

### 5.2.1 Sottocampo

Le caratteristiche tecniche di ciascuna tipologia di sottocampo sono riportate sinteticamente nella tabella seguente.

14 stringhe per inverter

|                                  |                                    |                        |
|----------------------------------|------------------------------------|------------------------|
| DC <sup>1</sup>                  | Potenza nominale, Pn:              | 195 kWp <sup>1</sup>   |
|                                  | Numero di moduli                   | 392                    |
|                                  | Dimensioni in pianta (indicative): | 1022 m <sup>2</sup>    |
| Moduli fotovoltaici <sup>1</sup> | Tipo:                              | RISEN RSM150-8-500BMDG |
|                                  | Potenza di picco nominale Pm:      | 500W <sup>1</sup>      |
|                                  | Tensione alla potenza massima Vm:  | 42.88 Vdc              |
|                                  | Corrente alla potenza massima Im:  | 11.68 A                |
|                                  | Tensione a circuito aperto Voc:    | 51.01 V                |
|                                  | Corrente di corto circuito Isc:    | 12.46 A                |

13 stringhe per inverter

|                                  |                                    |                        |
|----------------------------------|------------------------------------|------------------------|
| DC <sup>1</sup>                  | Potenza nominale, Pn:              | 180 kWp <sup>1</sup>   |
|                                  | Numero di moduli                   | 364                    |
|                                  | Dimensioni in pianta (indicative): | 949 m <sup>2</sup>     |
|                                  | Tipo:                              | RISEN RSM150-8-500BMDG |
| Moduli fotovoltaici <sup>1</sup> | Potenza di picco nominale Pm:      | 500W <sup>1</sup>      |
|                                  | Tensione alla potenza massima Vm:  | 42.88 Vdc              |
|                                  | Corrente alla potenza massima Im:  | 11.68 A                |
|                                  | Tensione a circuito aperto Voc:    | 51.01 V                |
|                                  | Corrente di corto circuito Isc:    | 12.46 A                |

12 stringhe per inverter

|                                  |                                    |                        |
|----------------------------------|------------------------------------|------------------------|
| DC <sup>1</sup>                  | Potenza nominale, Pn:              | 170 kWp <sup>1</sup>   |
|                                  | Numero di moduli                   | 336                    |
|                                  | Dimensioni in pianta (indicative): | 876 m <sup>2</sup>     |
|                                  | Tipo:                              | RISEN RSM150-8-500BMDG |
| Moduli fotovoltaici <sup>1</sup> | Potenza di picco nominale Pm:      | 500W <sup>1</sup>      |
|                                  | Tensione alla potenza massima Vm:  | 42.88 Vdc              |
|                                  | Corrente alla potenza massima Im:  | 11.68 A                |
|                                  | Tensione a circuito aperto Voc:    | 51.01 V                |
|                                  | Corrente di corto circuito Isc:    | 12.46 A                |

Tipologia inverter utilizzate nei campi

|          |   |                       |
|----------|---|-----------------------|
| Inverter | Numero:                                   | 126                   |
|          | Tipo:                                     | SUN2000 185KTL        |
|          | Range operativo di tensione:              | 0 ÷ 1500 Vcc          |
|          | Range di tensione in MPPT:                | 500 ÷ 1500 Vcc        |
|          | Potenza nominale lato corrente alternata: | 175 kVA @ 40°C        |
|          | Tensione nominale:                        | 800 V trifase a 50 Hz |
|          | Fattore di potenza:                       | 1                     |

## 6. Descrizione dei componenti

### 6.1 Campo Fotovoltaico

Ciascun sottocampo costituente il generatore fotovoltaico è costituito dai seguenti elementi:

#### 6.1.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo RISEN "TITAN RSM150-8-500BMDG bifacial" è composto da celle solari quadrate realizzate con silicio monocristallino.

Il modulo è costituito da 150 celle solari, questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 3,0mm; superficie antiriflesso; temperato.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in alluminio estruso ed anodizzato.

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

*Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m<sup>2</sup>, spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C (EN 60904-3)*

|  |  |
|--|--|
| Potenza di picco nominale P <sub>m</sub> :     | 500.0 W  |
| Tensione alla potenza massima V <sub>m</sub> : | 42.88 V  |
| Corrente alla potenza massima I <sub>m</sub> : | 11.68 A  |
| Tensione a circuito aperto V <sub>oc</sub> :   | 51.01 V  |
| Corrente di corto circuito I <sub>sc</sub> :   | 12.46 A  |
| Efficienza massima:                            | 20.3 %   |
| Dimensioni:                                    | 2240 x 1102 mm   |
| Spessore:                                      | 30 mm  |
| Peso:  | 31.5 kg  |
| Tipo di celle:                                 | Tipo P - silicio monocristallino   |
| Numero di celle:                               | 150 (5x15+5x15)  |
| Classe di isolamento:                          | II   |
| Tensione massima di sistema:                   | 1500 V   |
| Coefficienti di Temperatura:                   | $\alpha_{Pm}$ : - 0,35% / °C<br>$\alpha_{Isc}$ : + 0,04% / °C<br>$\alpha_{Voc}$ : - 0,27% / °C |

### **6.1.2 Sistema di tracking**

Come descritto precedentemente, il generatore fotovoltaico non è di tipo ad orientamento fisso, ma prevede un sistema inseguitore. Esso consiste in un azionatore di tipo a pistone idraulico, resistente a polvere e umidità, che permette di inclinare la serie formata da 28 moduli fotovoltaici di +/-60° sull'asse orizzontale.

Il circuito di azionamento prevede un attuatore lineare di tipo IP65, resistente quindi a polvere e pioggia, alimentato a 230V@50Hz con un consumo annuo di circa 27 kWh/anno per singolo tracker.

La regolazione dell'inclinazione è di tipo automatico real-time attraverso un controller connesso via ModBus con una connessione di tipo RS485, oppure di tipo wireless. Il controller, inoltre, comprende un anemometro e un GPS: attraverso le rilevazioni di questi dispositivi, esso, applicando un algoritmo di tracking dell'irraggiamento solare, permette di sistemare istantaneamente l'orientamento del generatore fotovoltaico.

Il controller, inoltre, permette di interagire attraverso un sistema web-browsing attraverso cui l'amministratore del sistema, o qualsiasi operatore, può regolare l'inclinazione a proprio piacimento a fini manutentivi, ispettivi etc.

### **6.1.3 Inverter**

Ciascuna stringa è collegata ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituito da inverter di tipo Huawei SUN2000-185KTL, con le caratteristiche di seguito riportate.

La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

#### **SUN2000-185KTL**

##### **Lato corrente continua**

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 500 ÷ 1500 Vcc

##### **Lato corrente alternata**

Potenza nominale: 175 W @ 40 °C

Tensione nominale: 800 V

Frequenza nominale: 50 Hz

Fattore di potenza: = 1

##### **Sistema**

Rendimento massimo: 98.66%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 25 ÷ 60°C

Sistema di raffreddamento: Smart Air Cooling

Grado di protezione: IP66

Umidità ambiente di funzionamento: 0% ÷ 100%

Metodo di raffreddamento: Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria

Conformità: EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683, CEA2019, IEC 61727

Comunicazioni: MODBUS, USB, RS485, WLAN

Dimensioni: 1.035 x 0.700 x 0.365 m (LxPxH)

#### **6.1.4 Quadro AC**

Il quadro AC è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata, preposto a raccogliere il collegamento in parallelo degli inverter di stringa di un singolo sottocampo.

Il quadro è integrato nella stazione di trasformazione. Essa prevede infatti una sezione di BT costituita da due quadri da 18 ingressi ciascuno per il collegamento degli inverter di stringa al rispettivo trasformatore di sottocampo. Perciò ogni quadro avrà a disposizione:

- 18 interruttori per il collegamento agli inverter,
- 1 interruttore generale,
- Barra di terra compresa di scaricatore;

#### **6.1.4 Trasformatore MT/bt**

La trasformazione MT/bt avviene attraverso dei trasformatori, in olio, della potenza di 3000 kVA o di 6000 kVA centralizzati. Le caratteristiche costruttive dei trasformatori sono le seguenti.

Trafo da 3000 kVA

|                                 |  |
|---------------------------------|--|
| Potenza nominale trasformatore: | 3000 kVA   |
| Livelli di tensione bt/MT:      | 0,8 kV / 30 kV   |
| Tipo di collegamento:           | Dy11-y11   |
| Sistema raffreddamento:         | ONAN – Oil Natural, Air Natural                                  |
| Caratteristiche ausiliari:      | 50kVA, Dyn11, 0.8/0.4 kV (opzionale)                             |
| Certificazioni:                 | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1 |
| Grado di protezione:            | IP54   |
| Dimensioni:                     | 6.058 x 2.896 x 2.438 m (LxPxH)                                  |
| Peso:                           | <22t   |

Trafo da 6000 kVA

|                                 |  |
|---------------------------------|--|
| Potenza nominale trasformatore: | 6000 kVA   |
| Livelli di tensione bt/MT:      | 0,8 kV / 30 kV   |
| Tipo di collegamento:           | Dy11-y11   |
| Sistema raffreddamento:         | ONAN – Oil Natural, Air Natural                                  |
| Caratteristiche ausiliari:      | 50kVA, Dyn11, 0.8/0.4 kV (opzionale)                             |
| Certificazioni:                 | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1 |
| Grado di protezione:            | IP54   |
| Dimensioni:                     | 6.058 x 2.896 x 2.438 m (LxPxH)                                  |
| Peso:                           | <23t   |



### **6.1.6 Cabina MT di campo**

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA;
- due sezionatori MT a 30 kV oppure un solo sezionatore per i collegamenti in antenna.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

*Caratteristiche tecniche:*

- Tensione di isolamento Ud 70 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 400 A

## **6.2 Cabina di Raccolta MT**

Le cabine MT sono raggruppate in tre feeder. Ciascun raggruppamento fa capo all'unica cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

### **6.2.1 Quadro MT**

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 630 A - 30 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 630 A – 30 kV 16KA
- n° 3 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari da 400 A – 30 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- n° 1 Scomparti B.T. prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

*Caratteristiche tecniche:*

- Tensione di isolamento Ud 70 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

### **6.2.2 Trasformatore Servizi Ausiliari MT/bt**

È previsto un trasformatore MT/bt, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

*Caratteristiche tecniche:*

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria:  $30 \pm 2 \times 2.5\%$  kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

### **6.2.3 Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)**

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

### **6.2.4 Quadri Misure Fiscali (QMF e QMG)**

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

### **6.2.1 Power Plant Controller (PPC)**

Il Power Plant Controller è un dispositivo utilizzato per gestire gli impianti fotovoltaici così da soddisfare i requisiti imposti dal gestore della rete (Allegato A.68, "Codice di rete", Terna spa).

Esso sarà necessario per la regolazione della potenze reattiva e attiva richieste, in funzione della frequenza, garantendo il monitoraggio e lo scambio dati con il sistema di controllo Terna e fornendo una potenza in uscita che sarà, di fatto, sempre compatibile con la potenza richiesta sulla RTN.

## **6.3 Collegamenti elettrici in bassa tensione**

### **6.3.1 Dati nominali di impianto**

|   |                 |
|---|-----------------|
| Tensione nominale lato c.c.:                  | 1200 V          |
| Sistema di collegamento dei poli lato c.a.:   | isolati         |
| Tensione nominale lato c.a.:                  | 800 V $\pm 5\%$ |
| Frequenza nominale lato c.a.:                 | 50 Hz $\pm 2\%$ |
| Sistema di collegamento del neutro lato c.a.: | TNS             |

### **6.3.2 Caratteristiche del cavo di bassa tensione**

Per i collegamenti in corrente continua:

|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| Cavo per posa in aria o in tubo: | <b>FG21M21</b> ovvero <b>H1Z2Z2-K</b>  |
| Materiale del conduttore         | Rame   |
| Tipo di conduttore               | classe 5   |
| Materiale dell'isolamento        | Gomma reticolata senza alogeni   |
| Temperatura massima              | 90°C in condizioni di esercizio normali<br>250°C in condizioni di corto circuito |
| Tensione nominale                | 1500 V c.c., 1000 V c.a.   |
| Tensione massima                 | 1800 V c.c., 1200 V c.a.   |

L'indicazione di due cavi equivalenti si rende necessaria in caso di indisponibilità da parte dei produttori, della prima soluzione.

|                                       |  |
|---------------------------------------|--|
| Cavo per posa in aria o in tubo:      | <b>FG16OR16</b>  |
| Materiale del conduttore              | Rame   |
| Tipo di conduttore                    | classe 5   |
| Materiale del riempitivo              | termoplastico  |
| Materiale dell'isolamento             | gomma qualità G16  |
| Guaina                                | mescola a base di PVC, qualità R16   |
| Temperatura massima                   | 90°C in condizioni di esercizio normali<br>250°C in condizioni di corto circuito |
| Tensione nominale                     | 0.6/1 kV c.a   |
| Tensione massima                      | 1.2 kV   |
| Massima forza di tiro durante la posa | 50 N/mm <sup>2</sup>   |

Il cavo è inoltre conforme alla recente normativa CPR per la reazione al fuoco, ai sensi del regolamento 305/2011/UE.

### **6.3.3 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.**

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{\max \min} \geq V_{\text{invMPPTmin}}$$

$$V_{\max \max} \leq V_{\text{inv MPPT max}}$$

$$V_{\text{oc max}} < V_{\text{inv max}}$$

dove:

$V_{\max}$  = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT min}}$  = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPTmax}}$  = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{oc}}$  = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv max}}$  = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

### **6.3.4 Portata dei cavi in regime permanente**

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, applicando ai valori individuati dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \text{ e } I_f \leq 1,45 I_Z$$

dove:

$I_B$  = Corrente d'impiego del cavo

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

$I_Z$  = Portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

$I_f$  = Corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

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

### **6.3.5 Protezione contro il corto circuito**

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno di ciascun inverter.

### **6.3.6 Cadute di tensione**

I cavi sono dimensionati facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame. Per i circuiti lato corrente continua le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Allo stesso modo, anche per i circuiti lato corrente alternata le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Tali valori includono anche le cadute di tensione nei quadri.

### **6.3.7 Posa dei cavi in tubi**

La percentuale della sezione dei cavidotti occupata dai cavi è inferiore al 50%, come prescritto dalle norme CEI 64-8.

La distribuzione planimetrica dei cavidotti interni sarà tale da non creare interferenze con le fasce adibite alla piantumazione dei carciofeti, ovvero le fasce di carciofi saranno interrotte in prossimità del

passaggio dei cavidotti al fine di evitare contatti pericolosi tra gli agricoltori e le infrastrutture elettriche interrato.

Pertanto, tutti i cavi elettrici interni in bassa tensione (fino a 1500 Vdc) saranno il più possibile raggruppati tra di loro, e concentrati, in particolar modo, nella zona perimetrale e nella zona centrale del campo fotovoltaico, così come evidenziato negli elaborati grafici allegati al progetto.

## **6.4 Collegamenti elettrici in media tensione e relativi calcoli**

### **6.4.1 Dati nominali di impianto**

Tensione nominale: 30 kV  $\pm 5\%$

Frequenza nominale: 50 Hz  $\pm 2\%$

Sistema di collegamento del neutro: isolato.

### **6.4.2 Caratteristiche del cavo di media tensione**

|  |   |
|--|---|
| Cavo armato per posa direttamente interrata: | <b>ARG7H1EX 18/30(36)kV</b>   |
| Materiale del conduttore:                    | Alluminio   |
| Tipo di conduttore:                          | Corda rotonda compatta classe 2   |
| Materiale del semi-conduttore interno:       | Mescola semi-conduttrice  |
| Materiale dell'isolamento:                   | HEPR  |
| Materiale del semi-conduttore esterno:       | Estruso, pelabile a freddo  |
| Schermo:                                     | Filo di rame + nastro di rame   |
| Materiale della guaina esterna:              | PE  |
| Temperatura massima:                         | 105°C in condizioni di esercizio normali<br>300°C in condizioni di corto circuito |
| Tensioni di riferimento                      | 18/30 kV  |
| Tensione nominale                            | 30 Kv   |
| Tensione nominale massima di impiego         | 36 kV   |
| Massima forza di tiro durante la posa:       | 50.0 N/mm <sup>2</sup>  |
| Conformità:                                  | EN 60228, HD 620, IEC 60502-2   |



Cavo tripolare schermato a fili di rame di tipo SK1 (Shock Proof 1) composto da una guaina a spessore maggiorato di uno speciale composto termoplastico che migliora la resistenza allo schiacciamento e all'impatto. Questo cavo è equiparabile ad un cavo armato conformemente alla CEI 11-17 punto 4.3.11b.

### **6.4.3 Dimensionamento dei cavi di media tensione**

Il dimensionamento dei cavi in media tensione, ovvero la determinazione della sezione ottimale, è eseguita tenendo in considerazione i seguenti parametri:

- modalità di installazione                      secondo le Norme IEC e CEI-UNEL
- temperatura di riferimento dell'aria      40°C
- temperatura di riferimento del terreno   20°C a 1 m di profondità
- resistività termica massima del terreno   1°K m/W

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21.

Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la loro corrente di impiego.

Pertanto, il dimensionamento dei cavi è realizzato considerando il seguente schema operativo:

- dimensionamento termico in riferimento alla massima temperatura sopportabile dall'isolamento dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio e di corto circuito, definendo la corrente di impiego ( $I_b$ ), la portata e considerando le reali condizioni di posa rispetto alle condizioni ideali di riferimento;
- verifica della caduta di tensione ammissibile;
- verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo.

### **6.4.4 Valori massimi ammissibili della caduta di tensione**

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento dell'impianto per ogni tipo di alimentazione è il 2%.

### **6.4.5 Tipi di installazione**

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione “L-M1-M2” per la Norma CEI 11-17.

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

#### **6.4.6 Calcolo della portata effettiva**

La portata di un cavo ( $I_z$ ) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell’ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sotto indicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l’effettivo valore della portata di un cavo ( $I'_z$ ) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

K1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all’ambiente di posa)

K2 coefficiente di correzione per profondità di posa

K3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.

K4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L’effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K1 * K2 * K3 * K4$$

## **6.4.7 Dimensionamento e verifiche**

### **Dimensionamento termico**

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente    30°C
- temperatura di riferimento del suolo            20°C
- resistività termica del terreno                    1°C m/W
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali    105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito    300°C
- tipo di conduttore                                    alluminio
- tipo di isolamento                                    HEPR
- tensione di riferimento                            18/30 kV
- portata teorica dei cavi
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

### **Verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile**

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

$I_{cc}$  corrente di corto circuito (A)

$S$  sezione del conduttore di rame ( $\text{mm}^2$ )

$t$  durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

$K$  coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di  $105^\circ\text{C}$  e alla fine del corto circuito di  $300^\circ\text{C}$  per conduttore di rame  $K=143$ , per conduttore di alluminio  $K=87$ .

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

### **Verifica della massima caduta di tensione**

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)$$

nella quale:  $L$  = lunghezza della linea espressa in km

$I$  = corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A

$R$  = resistenza (a  $80^\circ$ ) della linea in  $\Omega$

$X$  = reattanza della linea in  $\Omega$

$\cos \varphi$  = fattore di potenza

$k$  = 1,73 per linee trifasi.

Se un cavo di determinata sezione, calcolata secondo i criteri di dimensionamento espressi al paragrafo 6.4.3, soddisfa le verifiche esposte al paragrafo 6.4.7, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

**Dimensionamento linea di connessione alla SSE**

|                            |       |    |
|----------------------------|-------|----|
| <b>potenza impianto</b>    | 22.05 | MW |
| <b>tensione</b>            | 30    | kV |
| <b>corrente</b>            | 425   | A  |
| <b>lunghezza cavidotto</b> | 8170  | m  |

| <b>cavo ARG7H1EX 18/30 kV</b> |            |                        |                |                      |                       |                   |
|-------------------------------|------------|------------------------|----------------|----------------------|-----------------------|-------------------|
| sezione mmq                   | portata A  | n. cavi x fase teorico | n. cavi x fase | resistenza cavo Ω/km | Perdite % sulla linea | Caduta tensione % |
| 120                           | 295        | 1.3                    | 2              | 0,3400               | 3.411%                | 3.403%            |
| 150                           | 330        | 1.2                    | 2              | 0,2770               | 2.779%                | 2.772%            |
| 185                           | 373        | 1.0                    | 2              | 0,2210               | 2.217%                | 2.212%            |
| 240                           | 434        | 0.9                    | 1              | 0,1690               | 3.391%                | 3.383%            |
| <b>300</b>                    | <b>489</b> | <b>0.8</b>             | <b>2</b>       | <b>0,1350</b>        | <b>1.354%</b>         | <b>1.351%</b>     |
| 400                           | 560        | 0.7                    | 1              | 0,1060               | 2.127%                | 2.122%            |
| 500                           | 639        | 0.6                    | 1              | 0,0830               | 1.665%                | 1.661%            |
| 630                           | 728        | 0.5                    | 1              | 0,0660               | 1.324%                | 1.321%            |

**Dimensionamento linee di connessione feeder 1 con cabina di raccolta**

|                            |       |    |
|----------------------------|-------|----|
| <b>potenza</b>             | 10.85 | MW |
| <b>tensione</b>            | 30    | kV |
| <b>corrente</b>            | 210   | A  |
| <b>lunghezza cavidotto</b> | 505   | m  |

| <b>cavo ARG7H1EX 18/30 kV</b> |           |                        |                |                              |                       |                   |
|-------------------------------|-----------|------------------------|----------------|------------------------------|-----------------------|-------------------|
| sezione mmq                   | portata A | n. cavi x fase teorico | n. cavi x fase | resistenza cavo $\Omega$ /km | Perdite % sulla linea | Caduta tensione % |
| 120                           | 295       | 0.8                    | 1              | 0,3400                       | 0.207%                | 0.207%            |
| 150                           | 330       | 0.7                    | 1              | 0,2770                       | 0.169%                | 0.169%            |
| 185                           | 373       | 0.6                    | 1              | 0,2210                       | 0.135%                | 0.135%            |
| 240                           | 434       | 0.5                    | 1              | 0,1690                       | 0.103%                | 0.103%            |
| 300                           | 489       | 0.5                    | 1              | 0,1350                       | 0.082%                | 0.082%            |
| 400                           | 560       | 0.4                    | 1              | 0,1060                       | 0.065%                | 0.065%            |
| 500                           | 639       | 0.4                    | 1              | 0,0830                       | 0.051%                | 0.051%            |
| 630                           | 728       | 0.3                    | 1              | 0,0660                       | 0.040%                | 0.040%            |

**Dimensionamento linee di connessione feeder 2 con cabina di raccolta**

|                            |      |    |
|----------------------------|------|----|
| <b>potenza</b>             | 8.05 | MW |
| <b>tensione</b>            | 30   | kV |
| <b>corrente</b>            | 155  | A  |
| <b>lunghezza cavidotto</b> | 710  | m  |

| <b>cavo ARG7H1EX 18/30 kV</b> |           |                        |                |                              |                       |                   |
|-------------------------------|-----------|------------------------|----------------|------------------------------|-----------------------|-------------------|
| sezione mmq                   | portata A | n. cavi x fase teorico | n. cavi x fase | resistenza cavo $\Omega$ /km | Perdite % sulla linea | Caduta tensione % |
| 120                           | 295       | 0.3                    | 1              | 0,3400                       | 0.216%                | 0.216%            |
| 150                           | 330       | 0.3                    | 1              | 0,2770                       | 0.176%                | 0.176%            |
| 185                           | 373       | 0.2                    | 1              | 0,2210                       | 0.141%                | 0.140%            |
| 240                           | 434       | 0.2                    | 1              | 0,1690                       | 0.108%                | 0.107%            |
| 300                           | 489       | 0.2                    | 1              | 0,1350                       | 0.086%                | 0.086%            |
| 400                           | 560       | 0.2                    | 1              | 0,1060                       | 0.067%                | 0.067%            |
| 500                           | 639       | 0.1                    | 1              | 0,0830                       | 0.053%                | 0.053%            |
| 630                           | 728       | 0.1                    | 1              | 0,0660                       | 0.042%                | 0.042%            |

**Dimensionamento linee di connessione feeder 3 con cabina di raccolta**

|                            |      |    |
|----------------------------|------|----|
| <b>potenza</b>             | 3.15 | MW |
| <b>tensione</b>            | 30   | kV |
| <b>corrente</b>            | 60   | A  |
| <b>lunghezza cavidotto</b> | 1640 | m  |

| <b>cavo ARG7H1EX 18/30 kV</b> |            |                        |                |                              |                       |                   |
|-------------------------------|------------|------------------------|----------------|------------------------------|-----------------------|-------------------|
| sezione mmq                   | portata A  | n. cavi x fase teorico | n. cavi x fase | resistenza cavo $\Omega$ /km | Perdite % sulla linea | Caduta tensione % |
| 120                           | 295        | 0.3                    | 1              | 0,3400                       | 0.196%                | 0.195%            |
| 150                           | 330        | 0.3                    | 1              | 0,2770                       | 0.159%                | 0.159%            |
| <b>185</b>                    | <b>373</b> | <b>0.2</b>             | <b>1</b>       | <b>0,2210</b>                | <b>0.127%</b>         | <b>0.127%</b>     |
| 240                           | 434        | 0.2                    | 1              | 0,1690                       | 0.097%                | 0.097%            |
| 300                           | 489        | 0.2                    | 1              | 0,1350                       | 0.078%                | 0.077%            |
| 400                           | 560        | 0.2                    | 1              | 0,1060                       | 0.061%                | 0.061%            |
| 500                           | 639        | 0.1                    | 1              | 0,0830                       | 0.048%                | 0.048%            |
| 630                           | 728        | 0.1                    | 1              | 0,0660                       | 0.038%                | 0.038%            |

## 6.5 Rete di terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrata intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti. Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/bt, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.



### **6.5.1 Descrizione della rete di terra**

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
  - corda di rame nudo da 95 mm<sup>2</sup>
  - corda di rame nudo da 35 mm<sup>2</sup>
  - cavo di rame da 240 mm<sup>2</sup> con guaina giallo/verde
  - cavo di rame da 50 mm<sup>2</sup> con guaina giallo/verde
  - cavo di rame da 35 mm<sup>2</sup> con guaina giallo/verde
  
- (eventuale) picchetti dispensori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

### **6.5.2 Collegamenti di terra**

#### STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm<sup>2</sup>. La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

#### CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm<sup>2</sup>.

#### INVERTER DI STRINGA

Le parti metalliche non in tensione dell'inverter devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm<sup>2</sup>.

## **7. Sistema di supervisione dell'impianto FV**

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione MT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;
2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

Infine tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

## **8. Misure di protezione**

### **8.1 Misure di protezione contro i contatti diretti**

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

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

### **8.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti**

#### **Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra**

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale  $I_{\Delta N} \geq 30$  mA
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

### **Sistema in corrente alternata (TN)**

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

## **8.3 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche**

### **Fulminazione diretta**

Il generatore fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

### **Fulminazione indiretta**

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

## **9. Montaggio componenti**

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

I montaggi meccanici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Montaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- Montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno;

- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della Cabina di trasformazione MT/bt;

I montaggi elettrici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e la cabina di trasformazione MT/bt;
- Posa dei cavi per la rete elettrica interna di distribuzione in MT
- Posa in opera della rete di terra;

I montaggi elettromeccanici generali consistono principalmente in:

- Posa in opera della Cabina di Raccolta MT, contenente quadri MT, trasformatore MT/bt dei servizi ausiliari, quadro Servizi ausiliari BT (QSA), quadro Raddrizzatore e due quadri di Misura Fiscali;
- Posa dei cavi delle linee della rete elettrica esterna di distribuzione in MT, mediante gli appositi cavidotti.

## **10. Collaudi e messa in servizio**

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

### **10.1 Prove di tipo**

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

### **10.2 Prove di accettazione in fabbrica**

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

### **10.3 Verifiche in cantiere**

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a “regola d’arte”.

### **10.4 Prove di accettazione in sito**

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati per ciascun sottocampo e/o per l'intero impianto, in base al programma di esecuzione dei lavori:

1. Esame a vista:  
verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;
2. Verifica delle opere civili:  
verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto.
3. Verifica delle opere meccaniche:  
verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;
4. Verifica della rete di terra:  
verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a  $10\Omega$ , l'Appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;
5. Verifica dei collegamenti di terra:  
verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prove strumentali sugli impianti elettrici

- Prova di isolamento verso terra:  
Misura della resistenza di isolamento del sottocampo fotovoltaico
- Misura delle tensioni e delle correnti del sottocampo fotovoltaico
- Verifica degli strumenti di misura

## 12. Valutazione energetica

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici di cui al capitolo 4, della configurazione di impianto descritta al capitolo 5 e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti riportati al capitolo 6.

Nella seguente sono riportati i dati di produzione stimati su base annua.

Non sono stati considerati:

- interruzioni di servizio,
- interruzioni per manutenzione,
- perdite di efficienza dovute all'invecchiamento,

|                                      | <b>Produzione<br/>[kWh/anno]</b> |
|--------------------------------------|----------------------------------|
| Campo da 3000 kWp                    | 5 988 000                        |
| <b>Totale impianto da 23,492 MWp</b> | <b>46 880 000</b>                |

**Tab. 10.1 Produzione annua dell'impianto agrovoltaiico "Fruttidoro" nel Comune di Mesagne (BR)**

L'installazione dell'impianto agrovoltaiico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana pari a circa 390 g di CO<sub>2</sub> emessa per ogni kWh prodotto (dati ENEL 2018), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

**Emissioni di CO<sub>2</sub> evitate in un anno: 18 283,20 ton**



### 13. Normativa di riferimento

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- DL 81/2008: *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- DM 37/08: *Dichiarazioni di conformità impianti*
- DM 19/05/2010: *Modifica degli allegati al DM 22 gennaio 2008, n. 37*
- DPR 151/2011: *Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi*

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- Legge 186/68: *Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*
- DM 14 gennaio 2008: *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- Circ. 4 luglio 1996: *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- CEI 0-2: *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- CEI 0-3: *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- CEI EN 61936-1: *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- CEI EN 50522: *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- CEI 11-28: *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- CEI 13-4;Ab: *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- CEI EN 60076-11: *Trasformatori di potenza Parte 1: Generalità*

- CEI EN 50588-1 *Trasformatori di media potenza a 50Hz, con U<sub>max</sub> per l'apparecchiatura non superiore a 36kV Parte1: Prescrizioni generali*
- CEI-UNEL 35011;V2: *Cavi per energia e segnalamento Sigle di designazione*
- CEI EN 50618: *Cavi elettrici per impianti fotovoltaici*
- CEI-UNEL 3535;Ab3: *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI-UNEL 357;Ab2: *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI IEC 60287-1-1/A1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità*
- CEI IEC 60287-3-1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- CEI IEC 60287-3-2: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- CEI 64-8: *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*
- CEI 64-8/7 sezione 712: *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- CEI 81-3;Ab: *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- CEI 82-25; V1-V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- CEI EN 50524: *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*
- CEI EN 50461: *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- CEI EN 60099-1;Ab: *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*

- CEI EN 61439-1/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-3: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-6: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*
- CEI EN 61439-3/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 60445: *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
- CEI EN 60529/EC: *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- CEI EN 60555-1: *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
- CEI EN 60904-1: *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- CEI EN 60904-2: *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
- CEI EN 60904-3: *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*

- CEI EN 60909-0: *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
- CEI EN IEC 61000-3-2: *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase)*
- CEI EN 61215-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61215-1-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
- CEI EN 61215-1-2: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*
- CEI EN 61215-1-3: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
- CEI EN 61215-1-4: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
- CEI EN 61215-2: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
- CEI EN 61724: *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
- CEI EN 61724-1: *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
- IEC 61727:2004 : *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*

- CEI EN IEC 61730-1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN IEC 61730-1/EC: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN 61730-2/A1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61829: *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*
- CEI EN 62053-21/A1: *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
- CEI EN 62108: *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
- CEI IEC/TS 62271-210: *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
- CEI EN 62305-1: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-1/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-2: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- CEI EN 62305-2/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*

- CEI EN 62305-3: *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*
- CEI EN 62305-4: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- CEI EN 62305-4/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- IEC 60364-7-712:2017: *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- UNI 10349: *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- Guida CEI 82-25;V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*
- *Codice di Rete, Terna spa* *Codice Di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo E Sicurezza Della Rete*

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

