



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI TARANTO



COMUNE DI SAN GIORGIO JONICO

Autorizzazione Unica Regionale per la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica alimentato da fonte solare fotovoltaica con potenza nominale pari a 73,6515 MWp integrato ad un progetto di utilizzazione agronomica del fondo

ELABORATO:

Calcoli preliminari degli impianti

DATA: AGOSTO 2020 SCALA: / F.TO: A4 REV. n.: 0

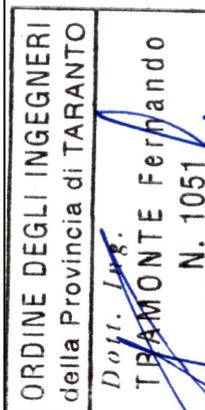
SOGGETTO PROPONENTE:

SAN GIORGIO JONICO S.R.L.

PIAZZA WALTHER VON VOGELWEIDE, 8

39100 Bolzano (BZ)

P.I.: 03027970213



PROGETTISTI:



Ing. Francesco FRASCELLA

Via Emanuele Filiberto di Savoia, 29 - 74027 San Giorgio Jonico (TA)

Telefax.: 0995919263; Cell.: 3291747756

mail: francescofra72@gmail.com; p.e.c.: francesco.frascella@pec.it

C.F.: FRS FNC 72T07 L049A; P.I.: 02363510732



Ing. Fernando TRAMONTE

Viale Magna Grecia, 38 - 74016 Massafra (TA)

Telefax.: 0998805525; Cell.: 3356652034

mail: info@stiengineering.it; p.e.c.: stiengineering@pec.it

P.I.: 02504860731

Timbri e visti

INDICE

PREMESSA	3
1. DATI GENERALI DEL PROGETTO	4
1.1. Descrizione del progetto	4
1.2. Illustrazione delle principali scelte progettuali	4
1.3. Indicazioni operative relative all'impianto	6
2. IMPIANTO FOTOVOLTAICO	7
2.1. Dati di progetto relativi alle influenze esterne	7
2.2. Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico	8
2.3. Dati di rilievo clinometrico	8
2.4. Descrizione dell'impianto	9
2.4.1. Definizioni	9
2.4.2. Descrizione generale	9
2.4.3. Strutture di sostegno	10
2.4.4. Impiantistica elettrica	11
2.5. Componenti dell'impianto	13
2.5.1. Moduli fotovoltaici	13
2.5.2. Inverters di stringa	13
2.5.3. Strutture di sostegno	15
2.5.4. Centrali di conversione	15
2.5.5. Quadro di potenza	16
2.5.6. Canalizzazioni e cavi	16
2.5.6.1. Canalizzazioni	16
2.5.6.2. Cavi elettrici	17
2.5.6.3. Conessioni e derivazioni	22
2.5.6.4. Sistema di controllo e monitoraggio	23
2.5.7. Impianto di terra	23
2.5.8. Opere civili	24
3. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA	25
3.1. Stima della risorsa solare disponibile in sito e sul piano dei moduli	25
3.2. Verifiche elettriche	27
3.3. Prove di accettazione in officina	28

3.4. Prove di accettazione in campo, messa in servizio e test – run	29
3.5. Prescrizioni sulle prestazioni d'impianto	30
4. SCHEMA ELETTRICO	31
4.1. Descrizione generale	31
4.2. Riepilogo tabellare dei dati di progetto	34
5. STAZIONE ELETTRICA UTENTE 150/30 KV	36
5.1. Disposizione elettromeccanica	36
5.2. Servizi ausiliari	36
5.3. Rete di terra	37
5.4. Apparecchiature principali	38
5.4.1. Macchinario	38
5.4.2. Apparecchiature	38
6. CAVIDOTTO a 30 KV	39
6.1. Tracciato ed aree impegnate	39
6.2. Principali caratteristiche tecniche	40
6.2.1. Modalità di posa	40
6.2.2. Composizione dei collegamenti	40
6.2.3. Caratteristiche meccaniche del conduttore di energia	41
6.2.4. Configurazioni di posa e collegamento degli schermi metallici	42
6.2.5. Caratteristiche elettriche del cavidotto	42
7. CAVIDOTTO a 150 KV	44
7.1. Tracciato ed aree impegnate	44
7.2. Principali caratteristiche tecniche	45
7.2.1. Modalità di posa	45
7.2.2. Composizione dei collegamenti	46
7.2.3. Caratteristiche meccaniche del conduttore di energia	46
7.2.4. Configurazioni di posa e collegamento degli schermi metallici	47
7.2.5. Caratteristiche elettriche del cavidotto	47
8. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE	49
8.1. Limitazione del flusso luminoso emesso verso l'alto	53
8.2. Progetto illuminotecnico	54
9. IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA	57
10. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI	59
11. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	66

12. ALLEGATI

70

PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di illustrare in maniera diffusa gli elementi costitutivi dell'impianto e quelli presi alla base del suo dimensionamento.

La soluzione tecnica predisposta da ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A. prevede che il collegamento dell'impianto alla Rete Elettrica Nazionale avvenga in antenna A.T. 150 kV alla Cabina Primaria denominata "SAN GIORGIO JONICO", previa realizzazione di un nuovo stallo linea A.T. nella suddetta Cabina Primaria.

Poiché le aree sulle quali sorgerà l'impianto di produzione distano dalla Cabina Primaria poco più di un chilometro in linea d'aria e circa due chilometri su via pubblica, la scelta progettuale effettuata prevede la realizzazione della stazione utente di elevazione della corrente da 30 kV a 150 kV su di un'area molto prossima alla Cabina Primaria (circa 120 metri in linea d'aria): in tal modo le opere di connessione tra l'impianto di produzione e la stazione utente risultano estremamente limitate (anche in considerazione della taglia dell'impianto), e saranno costituite da 5 terne di cavi interrati M.T. a 30 kV, mentre le opere di connessione tra la stazione utente e la Cabina Primaria risulteranno davvero minimali, riducendosi ad una terna di cavi interrati A.T. a 150 kV della lunghezza totale inferiore a 120 metri.

Questo si traduce non solo in una grande economia in termini di costi di realizzazione ma, ancor più, in una grande economia in termini di impatti sul territorio e di tempi di realizzazione: infatti tutte le opere di connessione saranno costituite da cavidotti interrati correnti quasi esclusivamente su via pubblica, senza linee aeree, senza attraversamenti di aree vincolate e con limitatissimi espropri.

1. DATI GENERALI DEL PROGETTO

1.1. Descrizione del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica alimentato da fonte solare con potenza nominale pari a 73,6515 MWp ai sensi della D.G.R. n. 35 del 23.01.2007, da installare su terreno agricolo sito nel territorio di pertinenza del Comune di San Giorgio Jonico (TA), integrato ad un progetto di utilizzazione agronomica del fondo che prevede la coltivazione di grano duro nei filari che, per esigenze impiantistiche, vengono a crearsi tra i moduli fotovoltaici.

La denominazione dell'impianto sarà "Impianto Fotovoltaico SAN GIORGIO JONICO".

L'impianto sarà del tipo *grid connected* e l'energia elettrica prodotta sarà immessa completamente nella rete elettrica nazionale con connessione in antenna a 150 kV alla Cabina Primaria ENEL denominata "San Giorgio Jonico".

1.2. Illustrazione delle principali scelte progettuali

Lo sviluppo del sistema è stato condotto con la massima attenzione per il globale risparmio economico di realizzo contestualmente con l'obiettivo di mantenimento di un eccellente livello qualitativo nell'arco degli anni.

Si è, infatti, sin da subito preso in considerazione solo moduli fotovoltaici di primario costruttore mondiale che manifestassero ristretti campi di tolleranza in merito alla potenza di picco e basso decadimento del rendimento.

Il modulo prescelto è di tipo con cornice di sostegno perché fornisce maggiori garanzie in merito al potenziale danneggiamento del vetro di protezione che, se causato, provoca una riduzione di resa.

I moduli fotovoltaici saranno montati su dei trackers monoassiali ad asse orizzontale, a realizzare un cosiddetto "impianto ad inseguimento".

I trackers potranno montare 26 moduli (13x2), 52 moduli (26x2) o 78 moduli (39x2), ossia una, due o tre stringhe fotovoltaiche, a seconda delle esigenze di layout.

Per il fissaggio dei trackers sarà realizzata una struttura metallica sostenuta da pali infissi nel terreno, sulla quale i moduli saranno fissati a profili trasversali in file di 2 disposte in verticale.

Il materiale impiegato per le strutture sarà l'acciaio inox o l'acciaio zincato a caldo.

L'impiantistica elettrica è conforme agli standard richiesti dai provvedimenti ministeriali e dell'autorità per l'energia elettrica ed il gas.

L'impianto elettrico è stato concepito in modo che si formino degli opportuni sottocampi fotovoltaici con la massima tensione possibile in ingresso agli inverter (entro il campo di funzionamento dell'inverter) e la massima potenza possibile in ingresso ai trasformatori di tensione (a seconda della taglia scelta e della configurazione degli inverter di stringa che vi sono collegati).

Si riporta di seguito la sequenza logica del lay – out dell'impianto,

1. le stringhe saranno realizzate collegando 26 moduli in serie, per poter raggiungere un livello di tensione per ogni singola stringa sufficientemente elevato, senza per questo uscire dalla finestra di tensione massima e minima consentite dall'inverter di stringa;
2. le stringhe convergono, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, in cui sono presenti i sezionatori DC (uno per ogni MPPT), muniti di indicatore led e telesegnalazione dello stato.

La caratteristica peculiare degli inverter di stringa scelti è data dalla possibilità di eliminare i quadri di parallelo stringhe (il parallelo avviene nell'inverter: minori costi e minori perdite) e di sovraccaricare fino al 30% la potenza in ingresso rispetto a quella in uscita, in considerazione del fatto che l'energia trasferita all'inverter dal singolo modulo fotovoltaico quasi mai coincide con quella di picco.

In derivazione troviamo gli scaricatori di sovratensione per la protezione da scariche dirette ed indirette muniti di contatto di telesegnalazione. Il cavo in uscita dall'inverter di stringa è sezionato tramite un sezionatore sottocarico (il quale, sarà essere munito di contatto di telesegnalazione di stato aperto/chiuso). Davanti ad ogni quadro di parallelo stringhe trova posto il pozzetto di derivazione a cui arriva il corrugato per il passaggio cavi. Dal pozzetto al quadro si prevede di utilizzare una guaina termoplastica di sezione pari a quella del corrugato, opportunamente ancorata alla struttura metallica con entrata cavi nel quadro tramite opportuni pressacavi;

3. dagli inverter di stringa i cavi in uscita convergeranno alle cabine di sottocampo (stazioni di trasformazione) in cui trovano posto i trasformatori ad essi associati. L'uscita in media tensione del trasformatore è collegata ad un sezionatore (già preassemblato con la rispettiva carpenteria) la cui uscita convergerà alla cabina di consegna. Nelle cabine di sottocampo è prevista altresì la presenza di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione in bassa tensione dei servizi ausiliari;

saranno presenti anche prese elettriche per la fornitura nelle cabine di sottocampo di forza elettromotrice;

4. i cavi M.T. uscenti dalle cabine di sottocampo convergono alla cabina di consegna e, da questa, alla stazione utente 150/30 kV; la cabina di consegna contiene più sezionatori M.T. sottocarico (pre - assemblati con la rispettiva carpenteria) nei quali viene eseguito il parallelo tra i cavi M.T. uscenti dalle cabine di sottocampo;
5. dalla stazione utente 150/30 kV, dopo l'elevazione della tensione fino a 150 kV, una terna di cavi interrata AT convergerà verso la vicina Cabina Primaria ENEL per l'immissione nella rete Elettrica Nazionale.

1.3. Indicazioni operative relative all'impianto

L'impianto in esercizio sarà monitorato e mantenuto da personale qualificato che potrà accedere al sito solo previa autorizzazione del soggetto responsabile o di altra figura delegata per la supervisione e gestione del medesimo.

Si prevede che l'accesso all'impianto possa avere cadenza mensile in modo che vi sia una ispezione visiva del corretto funzionamento e della assenza di allarmi dei sistemi di monitoraggio della produzione energetica.

La pulizia della superficie captante avrà cadenza trimestrale durante la quale l'impianto verrà scollegato dalla rete e messo in condizione di sicurezza per la manutenzione.

Il quadro generale dell'impianto sarà posizionato in un opportuno vano tecnico e munito di interruttore generale.

2. IMPIANTO FOTOVOLTAICO

2.1. Dati di progetto relativi alle influenze esterne

Si raccolgono di seguito in modo gabbellare i dati relativi alle influenze esterne.

N.	Descrittore	Valore	Note
1	Temperatura: Minima all'aperto: Massima all'aperto:	-6,7°C +40,4°C	Dati rilevati dalla stazione meteo di San Giorgio Jonico dal 1956 al 2003
2	Formazione di condensa	Sì	
3	Altezza s.l.m.	60m	Quota massima del sito di installazione
4	Coordinate Nord U.T.M.	4482414 ÷ 4483700	Coordinate del del sito di installazione
5	Coordinate Est U.T.M.	698760 ÷ 700619	Coordinate del sito di installazione
6	Presenza corpi estranei: Presenza di polvere:	No Sì	
7	Presenza di liquidi Tipo di liquido: -Possibilità di presenza: -Possibilità di stillicidio: -Esposizione alla pioggia: -Esposizione agli spruzzi: -Possibilità getti d'acqua:	Acqua Trascurabile NO SI NO Solo per manutenzione	Dati con riferimento alla posizione delle apparecchiature elettriche in generale
8	Condizioni del terreno -Carico specifico minimo ammesso (Pa): -Livello della falda profonda (m s.l.m.):	Da 1,2 a 6,0 Kg/cmq 4m	
9	Dati relativi al vento -Direzione prevalente: -Zona climatica: -Rugosità terreno: -Categoria di esposizione:	N/E; N/W; S/W 3 D II	
10	Carico neve -Zona di appartenenza:	Secondo normative 3	
11	Effetti sismici	Categoria 4	
12	Condizioni ambientali	NO	

	speciali		
--	----------	--	--

2.2. Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico

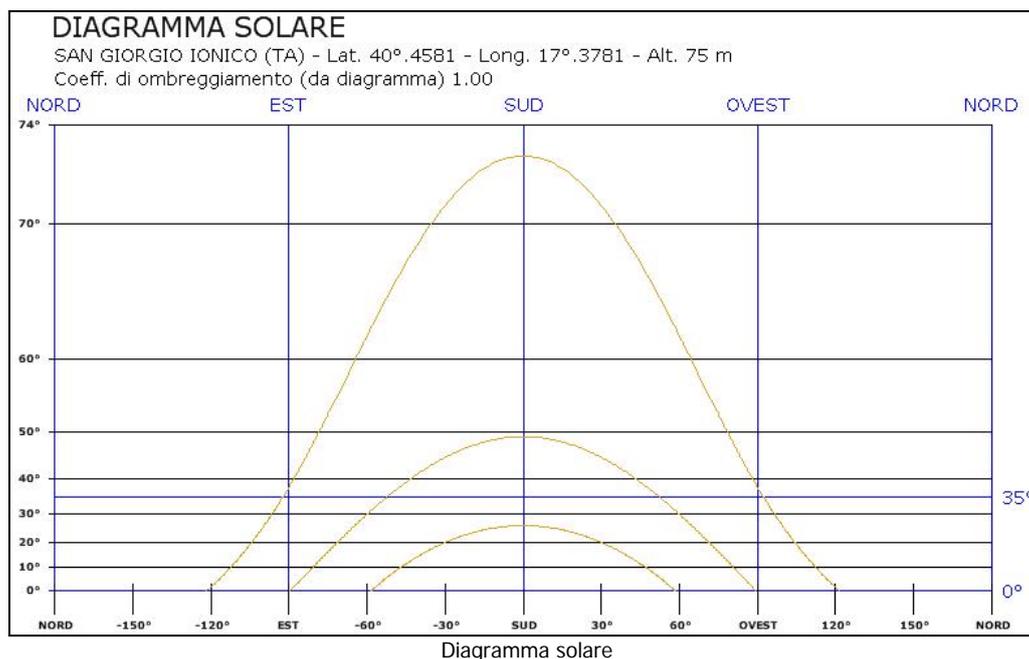
Si riepilogano i dati di progetto principali che hanno risvolti sull'impianto fotovoltaico.

N.	Descrittore	Valore	Note
1	Caratteristiche area di installazione impianto	Terreno: -Pendenza: 0 ÷3%; -Superficie utilizzabile: 115 Ha circa;	
2	Posizione del campo fotovoltaico	Orientamento trackers secondo asse Nord - Sud	

2.3. Dati di rilievo clinometrico

Gli elementi presenti attorno al sito non creano ombreggiamenti sensibili: questo è stato verificato anche con verifiche in campagna.

Si riportano, pertanto, i percorsi solari estremi, in cui la curva più alta rappresenta il percorso del sole al solstizio d'estate (21 giugno); quella intermedia il percorso del sole all'equinozio di primavera (21 marzo); quella più bassa il percorso del sole al solstizio d'inverno (21 dicembre).



2.4. Descrizione dell'impianto

2.4.1. Definizioni

- impianto o sistema fotovoltaico: è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, uno o più convertitori della corrente continua in corrente alternata e altri componenti minori;
- potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico: è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali;
- energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico: è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- condizioni nominali: sono le condizioni di temperatura e di irraggiamento solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli fotovoltaici, come definite nelle norme CB EN 60904-1;
- punto di connessione: è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;
- data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico: è la data, comunicata dal soggetto responsabile al gestore di rete e al soggetto attuatore, da cui decorre il riconoscimento delle tariffe incentivanti;
- soggetto responsabile: è il soggetto responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto che ha diritto a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti;

2.4.2. Descrizione generale

L'impianto fotovoltaico da 73.651,50 kWp di potenza nominale verrà realizzato con 163.670 moduli fotovoltaici da 450 Wp.

Per garantire la massima efficienza del sistema, i trackers sono stati posizionati con un angolo di azimuth rispetto al sud pari a 0°.

Il range di tracking, pari a 120° ($\pm 60^\circ$), rappresenta, alla latitudine del sito, il migliore orientamento possibile.

La distanza tra gli assi dei trackers, pari ad 8,00 metri, è stata determinata in funzione degli ingombri massimi dei moduli fotovoltaici su di essi montati e degli algoritmi di tracking utilizzati, e garantisce la quasi totale assenza di ombreggiamento reciproco.

I trackers si presentano, inoltre, disposti tutti allo stesso passo e con identici azimuth, eliminando così il “fastidio” visivo che si avrebbe con una disposizione meno regolare.

La distanza fra i filari è stata calcolata in modo da non dar luogo a fenomeni di ombreggiamento, sia quelli dovuti alle condizioni al contorno sia quelli dovuti al mutuo ombreggiamento delle stringhe, tenendo presente che una corretta spaziatura delle file non accetta ombre su alcun punto dei moduli tra le ore centrali della giornata (10:00 ÷ 14:00).

I principali dati relativi alla parte di impianto che capta l’energia solare sono:

- potenza del modulo fotovoltaico (P_{mod}):	450 Wp;
- numero moduli per stringa (n_1):	26;
- numero stringhe per inverter (n_2):	19 o 20;
- numero inverters (n_3):	325;
- numero totale moduli fotovoltaici (n_4):	163.670;
- Potenza totale impianto ($P_{tot} = P_{mod} * n_4$):	73651,15 KWp

2.4.3. Strutture di sostegno

Per il fissaggio dei moduli fotovoltaici è stata scelta una struttura metallica sostenuta da pali infissi nel terreno, in cui i moduli risulteranno fissati a profili trasversali in file di 2 disposte in verticale.

Le dimensioni principali di tali strutture sono di seguito riepilogate:

- dimensioni moduli fotovoltaici:	(2.098 * 1.046 * 40) mm;
- numero moduli per stringa:	13 * 2 = 26;
- larghezza minima struttura (1 stringa):	14.080 mm;
- larghezza massima struttura (3 stringhe):	41.900 mm;
- lunghezza struttura (lungo piano di giacitura, incluso modulo):	4.214 mm;
- altezza massima fuori terra struttura (rot. $\pm 60^\circ$):	4.169 mm;
- altezza minima fuori terra struttura:	500 mm;
- distanza minima strutture:	300 mm;
- angolo di tilt struttura:	$\pm 60^\circ$;

- interasse trackers (pitch): 8.000 mm.

2.4.4. Impiantistica elettrica

L'impianto si compone di 15 sottocampi fotovoltaici, dei quali uno di potenza nominale pari a 4.761,90 kW; uno di potenza nominale pari a 5.148,00 kW; dieci di potenza nominale pari a 4.972,50 kW; due di potenza nominale pari a 4.984,20 kW ed uno di potenza nominale pari a 4.048,20 kW; per una potenza nominale totale installata pari a 73.651,50 kW (73,6515 MWp).

Al sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW faranno capo 10.582 moduli fotovoltaici, collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 407, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 21, a formare così il sottocampo.

Al sottocampo con potenza di picco pari a 5.148,00 kW faranno invece capo 11.440 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 440, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 22.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.972,50 kW faranno invece capo 11.050 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 425 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.984,20 kW faranno invece capo 11.076 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 426 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

Infine, al sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW faranno invece capo 8.996 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 346, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 18.

Gli inverters di stringa, tutti con potenza massima in uscita pari a 185 kW in C.A., afferiranno ad una cabina di trasformazione dell'energia da bassa tensione ad 800 V a media tensione a 30.000 V.

In particolare, gli inverters del sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW, afferiranno in numero di 21 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA; gli inverters del sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW, afferiranno in numero

di 18 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 3330,00 kVA; gli inverter di tutti gli altri sottocampi afferriranno, in numero di 22 ciascuno, ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA.

Il numero di stringhe scelto per l'accoppiamento con l'inverter cui esse fanno capo è tale da ottimizzare l'accoppiamento moduli/inverter, tenendo conto che si è in grado di sovraccaricare fino al 30% la potenza in ingresso rispetto a quella in uscita, in considerazione del fatto che l'energia trasferita all'inverter dal singolo modulo fotovoltaico quasi mai coincide con quella di picco.

Ad ogni MPPT possono essere collegate 2 stringhe ed ogni MPPT è provvisto di un sezionatore DC e di uno scaricatore di sovratensione.

Dopo la conversione CC/CA e l'innalzamento di tensione da 0,8 kV a 30 kV, si avranno dei quadri di parallelo, disposti nella cabina di consegna, che realizzano il parallelo tra i singoli sottocampi di cui è costituito l'impianto.

Da qui partiranno i cavi interrati di media tensione (cinque terne) che, percorrendo la via pubblica, raggiungeranno la stazione utente di trasformazione 150/30 kV, dove avverrà l'innalzamento di tensione necessaria alla connessione alla Rete Elettrica Nazionale.

Dalla stazione utente partirà una terna di cavi interrati in alta tensione (150 kV) che, dopo un breve percorso (circa 120 metri), raggiungerà infine il nuovo stallo in Cabina Primaria, come da S.T.M.G.

Sarà previsto un numero di pozzetti di ispezione, sia all'interno che all'esterno dell'impianto di produzione, adeguato al percorso dei cavidotti.

I pozzetti saranno installati in corrispondenza di ogni punto di deviazione delle tubazioni rispetto all'andamento rettilineo; in ogni punto di incrocio o di derivazione di altra tubazione e comunque ad una interdistanza non superiore a 25 m.

La profondità di interrimento, le protezioni meccaniche, le segnalazioni saranno effettuate con rispetto della normativa propria.

Tutti i locali tecnici saranno costituiti da prefabbricati in calcestruzzo armato, costruito secondo le normative vigenti e corredato da tutti gli accorgimenti necessari per garantirne la sicurezza e la rispondenza alla normativa.

Sarà predisposta una fornitura di energia elettrica in bassa tensione per garantire le funzioni di illuminazione e di forza motrice eventualmente necessarie.

I locali per l'allaccio alla rete Elettrica Nazionale saranno predisposti secondo le disposizioni e le direttive in vigore dettate da ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

2.5. Componenti dell'impianto

2.5.1. Moduli fotovoltaici

I moduli utilizzati per la realizzazione del progetto sono del tipo in silicio monocristallino, formati da 72 celle solari ad alte prestazioni e caratterizzati da una potenza nominale $P_{\max} = 450W_p$; il modulo tipo è rappresentato dal modello WH144-P450 della ditta SOLARWIT.

I moduli saranno realizzati in esecuzione a doppio isolamento (classe II), completi di cornice in alluminio anodizzato e cassetta di giunzione elettrica IP67, realizzata con materiale resistente alle alte temperature ed isolante, con diodi di by - pass, alloggiata nella zona posteriore del pannello.

I moduli sono conformi a quanto specificato dalle vigenti norme IEC 61215, IEC 61730; UL 1703.

La garanzia di prodotto dei moduli, rilasciata dal produttore contro difetti di fabbricazione e di materiale che possano impedirne il regolare funzionamento, a condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione, coprirà 12 anni, decorrenti dalla data di fornitura dei moduli fotovoltaici.

La garanzia di prestazioni garantisce che la potenza erogata dal modulo, misurata alle condizioni di prova standard, non sarà inferiore al 95,5% della potenza minima del modulo (indicata dal costruttore all'atto dell'acquisto nel foglio dati del modulo stesso) per almeno 5 anni; al 92% per almeno 12 anni; allo 89% per almeno 18 anni ed allo 85,5% per almeno 25 anni.

Le celle sono inglobate tra due fogli di E.V.A. (Etilvinile Acetato), laminati sottovuoto e ad alta temperatura.

La protezione frontale pannello è costituita da un vetro a basso contenuto di sali ferrosi, temprato per poter resistere senza danno ad urti e grandine; la protezione posteriore del modulo consente la massima resistenza agli agenti atmosferici ed ai raggi ultravioletti.

La tipologia di pannello scelto garantisce prestazioni elettriche ed affidabilità di funzionamento essendo di tecnologia ampiamente collaudata.

L'efficienza è pari al 20,5%.

2.5.2. Inverters di stringa

Il generatore fotovoltaico si compone di 163.670 moduli, suddivisi in 6.295 stringhe, collegate a gruppi di 19 o 20 agli inverters di stringa.

In funzione delle condizioni di insolazione gli inverter riceveranno in ingresso l'energia prodotta dai moduli individuando istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica I-V del generatore fotovoltaico per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle (MPPT).

Gli inverter di stringa svolgeranno anche le seguenti funzioni:

- connessione in parallelo delle stringhe CC;
- ospitare i dispositivi di protezione;
- ospitare i dispositivi di controllo delle stringhe.

Gli inverter di stringa saranno forniti dalla ABB, saranno disposti in posizione rialzata dal terreno sulla stessa struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici, protetti dall'aggressione degli agenti atmosferici e saranno costituiti da un armadietto in vetroresina avente grado di protezione IP65, autoestingente e resistente ai raggi UV, alla corrosione ed alle atmosfere saline, dotato di elementi componibili preforati o chiusi, barrature di sostegno per le apparecchiature, sportello cieco provvisto di serratura con chiave, pannelli e guarnizioni di tenuta.

Il quadro sarà completo di tutte le apparecchiature di protezione, comando e controllo.

Tra le apparecchiature che costituiranno gli inverter ci saranno:

- sezionatore automatico CC;
- sezionatore generale;
- scaricatori di sovratensione;
- controllo stringhe.

Gli ingressi e le uscite dei cavi di cablaggio dal quadro saranno realizzate nella base inferiore con fori adatti ai raccordi o ai passacavi che saranno scelti di diametro compatibile con il diametro esterno dei cavi di cablaggio.

Nella parte bassa del quadro saranno posizionate le morsettiere e gli scaricatori di sovratensione.

2.5.3. Strutture di sostegno

Per il fissaggio dei moduli fotovoltaici è stata scelta una struttura metallica sostenuta da pali infissi nel terreno, in cui i moduli risulteranno fissati a profili trasversali in file di 2 disposte in verticale.

Il materiale impiegato per le strutture sarà l'acciaio inox o l'acciaio zincato a caldo.

Le strutture di sostegno saranno tali da resistere alle sollecitazioni di carico di Normativa e verificate combinando le condizioni di carico nel modo più sfavorevole al fine di ottenere le sollecitazioni più gravose per la struttura e per la superficie su cui viene appoggiata.

Tali combinazioni sono sostanzialmente ricondotte a:

- vento ribaltante + peso moduli e strutture;
- vento stabilizzante + neve + peso moduli e strutture.

In particolare, la prima combinazione sarà utilizzata per effettuare la verifica al ribaltamento della struttura mentre la seconda combinazione verrà presa in considerazione per verificare i vari elementi della struttura e il sovraccarico sulla superficie di appoggio.

Il valore del coefficiente di sicurezza per la verifica al ribaltamento della struttura viene solitamente adottato pari a 1,5 (valore pratico conforme alla regola dell'arte) mentre per le verifiche di resistenza sono da assumersi le resistenze di calcolo dei materiali.

I sostegni scelti sono elementi tubolari piegati a freddo (profili ad omega) che consentono di disporre i moduli secondo la giacitura desiderata.

Tali strutture si compongono di due parti principali:

- l'insieme dei profili a cui i moduli sono direttamente imbullonati, chiamato telaio portamoduli;
- la struttura che si interfaccia con il terreno che viene chiamato castello.

Ogni struttura portante metallica sarà collegata all'impianto di terra con un conduttore costituito da una treccia in rame nudo di sezione 35 mmq.

2.5.4. Centrali di conversione

Gli inverter di stringa saranno collegati tramite cavi B.T. in corrente alternata trifase alle centrali di conversione (o trasformazione) dell'energia B.T./M.T.

Per le centrali di conversione B.T./M.T., la scelta è ricaduta sulle “ABB medium voltage compact skid PVS-175-MVCS”, che rappresentano la soluzione migliore possibile per l'accoppiabilità con gli inverter di stringa scelti.

La centrale arriva in cantiere preassemblata e precablata, completa dei piccoli box per il contenimento delle apparecchiature riducendo enormemente i tempi ed i costi per la posa in opera e la messa in esercizio.

Una delle caratteristiche fondamentali delle centrali di conversione prescelte è la possibilità di personalizzare il trasformatore di tensione: la scelta operata è stata quella di avere un trasformatore 800/30.000V.

In tal modo sarà ridotta notevolmente la sezione dei cavi di collegamento con la realizzanda stazione utente, il che implicherà anche la riduzione di scavi e movimenti terra.

La centrale è fornita anche di trasformatore ausiliario 800/400-230V.

Ogni PVS-175-MVCS (taglia 4.070 o 3.330 KVA) svolgerà le seguenti funzioni:

- collegamento alle stringhe del campo fotovoltaico tramite gli inverter di stringa;
- conversione della corrente alternata trifase da 0,80 kV a 30 kV;
- alloggiamento dei dispositivi di protezione e comando;
- alimentazione dei servizi ausiliari, anche con alimentazione di sicurezza mediante gruppi di continuità (UPS).

Altamente innovative, compatte e ad alte prestazioni, gli PVS-175-MVCS sono adatti per l'uso in impianti fotovoltaici di grande taglia.

Essi raggiungono un'efficienza europea del 97,4%.

La classe di protezione IP54 li rende adatti per condizioni operative severe.

2.5.5. Quadro di potenza

Il quadro di potenza è realizzato in vetroresina con opportuno grado di protezione IP.

All'interno del quadro trovano ampio alloggiamento i sezionatori AC e l'interruttore di tipo magnetotermico.

2.5.6. Canalizzazioni e cavi

2.5.6.1. Canalizzazioni

La posa dei cavi elettrici costituenti l'impianto in oggetto è stata prevista in canalizzazioni distinte per quanto riguarda le seguenti tipologie di circuiti:

- energia elettrica prodotta in CC;
- energia elettrica prodotta e trasportata in AC 0,8 kV B.T.;
- energia elettrica prodotta e trasportata in AC 30 kV M.T.;
- trasmissione dati;
- segnali e comandi;
- impianto allarme.

I percorsi delle canalizzazioni sono riportati negli Elaborati Grafici nn 8 ÷ 12.

I conduttori saranno essere posati per l'esecuzione in esterno in tubazioni rigide a norme EN 50086-2-1 e in tubazioni flessibili a norme EN 50086-2-3, in canali in metallo a norme C.E.I. 23-31, in canali in materiale plastico a norme C.E.I. 23-32 e nei canali in materiale plastico del sistema multifunzionale a norme C.E.I. 23-19 e 23-32, per la posa in interrato in cavidotti a norme EN 50086-2-4.

Per prevedere la sfilabilità dei cavi, per i tubi il diametro interno deve essere almeno 1,30 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi.

Per i canali e le passerelle a sezione diversa dalla circolare il rapporto tra la sezione stessa e l'area della sezione netta occupata dai cavi non deve essere inferiore a 2.

Sopra le canalizzazioni interrate saranno disposti dei nastri monitori indicanti la presenza di condutture elettriche.

Sul percorso delle tubazioni saranno previsti dei pozzetti di connessione ed ispezione; quelli posti sui percorsi accessibili agli automezzi saranno provvisti di telaio e di coperchio di tipo carrabile in ghisa.

Il tracciato del cavidotto in M.T. che collega l'impianto alla stazione utente M.T./A.T. è stato studiato in modo da correre lungo la viabilità pubblica, evitando per quanto possibile l'attraversamento di fondi privati.

2.5.6.2. Cavi elettrici

Negli impianti saranno impiegati cavi aventi caratteristiche rispondenti alle specifiche richieste dalle condizioni di posa.

La scelta delle sezioni dei cavi sarà effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle Tabelle C.E.I.-UNEL); alle condizioni di posa e di temperatura; al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (date le caratteristiche dell'impianto anche in termini di distanza degli inverter di stringa da moduli fotovoltaici e centrali di trasformazione, è questo il criterio che risulta dimensionante); alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme C.E.I. 64-8.

La portata delle condutture sarà commisurata alla potenza totale che si prevede di installare.

Nei circuiti trifase i conduttori di neutro potranno avere sezione inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase, con il minimo di 16mmq, purché il carico sia sostanzialmente equilibrato ed il conduttore di neutro sia protetto per un cortocircuito in fondo alla linea; in tutti gli altri casi al conduttore di neutro verrà data la stessa sezione dei conduttori di fase.

La sezione del conduttore di protezione non sarà inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 t}}{K}$$

dove:

- S_p = sezione del conduttore di protezione (mmq);
- I = valore efficace della corrente di guasto che percorre il conduttore di protezione per un guasto franco a massa (A);
- T = tempo di interruzione del dispositivo di protezione (s);
- K = fattore il cui valore per i casi più comuni è dato nelle tabelle VI, VII, VIII e IX delle norme C.E.I. 64-8 e che per gli altri casi può essere calcolato come indicato nell'Appendice H delle stesse norme.

La sezione dei conduttori di protezione può essere anche determinata facendo riferimento alla seguente tabella:

$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

dove:

- S = sezione dei conduttori di fase dell'impianto (mmq);
- S_p = sezione minima del corrispondente conduttore di protezione (mmq).

In questo caso non è in generale necessaria la verifica attraverso l'applicazione della formula precedente.

Se dall'applicazione della tabella risultasse una sezione non unificata, sarà adottata la sezione unificata immediatamente superiore al valore calcolato.

Quando un unico conduttore di protezione deve servire più circuiti utilizzatori, la tabella si applica con riferimento al conduttore di fase di sezione più elevata.

I valori della tabella precedente sono validi soltanto se il conduttore di protezione è costituito dello stesso materiale del conduttore di fase.

In caso contrario, la sezione del conduttore di protezione sarà determinata in modo da avere conduttanza equivalente.

Se i conduttori di protezione non fanno parte della stessa conduttura dei conduttori di fase la loro sezione non sarà inferiore a 6 mmq.

I cavi unipolari e le anime dei cavi multipolari saranno contraddistinti mediante le seguenti colorazioni:

- nero, grigio e marrone (conduttori di fase);
- blu chiaro (conduttore di neutro);
- bicolore giallo-verde (conduttori di terra, di protezione o equipotenziali).

La rilevazione delle sovracorrenti è stata prevista per tutti i conduttori di fase.

In ogni caso il conduttore di neutro non verrà mai interrotto prima del conduttore di fase o richiuso dopo la chiusura dello stesso.

Nella scelta e nella installazione dei cavi si è tenuto presente quanto segue:

- per i circuiti a tensione nominale 30 kV i cavi avranno tensione nominale non inferiore a 30 kV;
- per i circuiti a tensione nominale non superiore a 1.000V i cavi avranno tensione nominale non inferiore a 0,6/1 kV;

- per i circuiti a tensione nominale non superiore a 230/400 V i cavi avranno tensione nominale non inferiore a 450/750 V;
- per i circuiti di segnalazione e di comando è ammesso l'impiego di cavi con tensione nominale non inferiore a 300/500 V, qualora posti in canalizzazioni distinte dai circuiti con tensioni superiori.

Le condutture non saranno causa di innesco o di propagazione d'incendio: saranno usati cavi, tubi protettivi e canali aventi caratteristiche di non propagazione della fiamma nelle condizioni di posa.

Tutti i cavi appartenenti ad uno stesso circuito seguiranno lo stesso percorso e saranno quindi infilati nella stessa canalizzazione, cavi di circuiti a tensioni diverse saranno inseriti in tubazioni separate e faranno capo a scatole di derivazione distinte; qualora facessero capo alle stesse scatole, queste avranno diaframmi divisorii.

I cavi che seguono lo stesso percorso ed in special modo quelli posati nelle stesse tubazioni, verranno chiaramente contraddistinti mediante opportuni contrassegni applicati alle estremità.

Il collegamento dei cavi in partenza dai quadri e le derivazioni degli stessi cavi all'interno delle cassette di derivazione saranno effettuate mediante appositi morsetti.

I cavi non trasmetteranno nessuna sollecitazione meccanica ai morsetti delle cassette, delle scatole, delle prese a spina, degli interruttori e degli apparecchi utilizzatori.

I terminali dei cavi da inserire nei morsetti e nelle apparecchiature in genere, saranno muniti di capicorda oppure saranno stagnati.

I cavi saranno sempre protetti contro la possibilità di danneggiamenti meccanici fino ad un'altezza di 2,5 m dal pavimento.

Per la distribuzione lato CC saranno impiegati i seguenti tipi di conduttori:

- tipo H+S RADOX SMART da 4 mmq per la connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici, a formare le stringhe fotovoltaiche; il cavo sarà del tipo unipolare, chiaramente identificato con colorazione della guaina del positivo con "rosso" e del negativo con "nero";
- tipo ECOsun o Tecsun della PRYSMIAN, per la connessione tra le stringhe fotovoltaiche nel quadro di parallelo stringhe, con sezione del cavo di 4 mmq o di 6 mmq, a seconda della distanza della stringa dal quadro; il cavo sarà del tipo unipolare, chiaramente identificato con colorazione della guaina del positivo con "rosso" e del negativo con "nero";

- tipo ECOsun o Tecsun della PRYSMIAN, per la connessione tra le stringhe fotovoltaiche nel quadro di parallelo stringhe, con sezione del cavo di 50 mmq, 95 mmq o di 150 mmq, a seconda della distanza della stringa dal quadro; il cavo sarà del tipo unipolare.

In generale i cavi lato CC avranno la seguente designazione: FG21M21; saranno cioè cavi con conduttore flessibile in rame stagnato secondo C.E.I. 20 - 29 Classe 5, con isolante in miscela elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica del tipo HEPR - tipo G21, con guaina in miscela elastomerica reticolata senza alogeni a base EVA tipo M21.

Per la distribuzione lato AC in B.T. (400/220 V) saranno impiegati i seguenti tipi di conduttori:

- cavi uni/multipolari in rame a doppio isolamento, posati tubazioni corrugate in PVC serie pesante, provvisti di IMQ, con caratteristiche di non propagazione dell'incendio secondo le Norme C.E.I. 20-22, tipo FG7(O)R 0,6/1 kV (isolante in EPR);
- cavi unipolari in rame a semplice isolamento, posati entro tubazioni in PVC incassate o in vista, provvisti di IMQ, con caratteristiche di non propagazione dell'incendio secondo le Norme C.E.I. 20-22, tipo NO7V-K (isolante in PVC).

Inoltre i cavi saranno a norma C.E.I. 20-13, C.E.I.20-22 II e C.E.I. 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio);
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio);
- Conduttore di fase: grigio / marrone.

Per la distribuzione in M.T. saranno utilizzati cavi unipolari di marca PRYSMIAN del tipo ad elica visibile in alluminio isolato.

La sezione dei cavi sarà di 185 mmq o 240 mmq, e la loro designazione sarà RG7H1R.

Nei servizi e nei locali tecnologici saranno installate cassette di derivazione in silumin e/o in materiale plastico autoestinguente (in accordo alla tipologia delle canalizzazioni installate) aventi sempre grado di protezione non inferiore a IP55.

Negli altri ambienti le cassette di derivazione saranno tutte in materiale plastico autoestinguente con grado di protezione non inferiore a IP55 (se esterne) o a IP40 (se incassate).

Le sezioni dei conduttori saranno dimensionate in modo che la caduta di potenziale venga contenuta entro il 0,5% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione e del 2% sino al quadro generale.

Per la posa interrata:

- i cavi B.T. saranno posati in tubazioni protettive con resistenza meccanica allo schiacciamento 750 N, con profondità minima 1 m;
- i cavi M.T. saranno posati in tubazioni protettive con resistenza meccanica allo schiacciamento 750 N, con profondità minima 1,2 m.

2.5.6.3. Connessioni e derivazioni

Tutte le derivazioni e le giunzioni dei cavi saranno effettuate entro apposite cassette di derivazione di caratteristiche congruenti al tipo di canalizzazione impiegata.

Nell'impianto saranno pertanto utilizzate:

- cassette da incasso in materiale isolante autoestinguente (resistente fino 650° alla prova a filo incandescente C.E.I. 23-19), con Marchio di Qualità, in esecuzione IP40, posate ad incasso nelle pareti;
- cassette da esterno in pressofusione di alluminio, con Marchio di Qualità, in esecuzione IP55, posate in vista a parete/soffitto.

Tutte le cassette disporranno di coperchio rimovibile soltanto mediante l'uso di attrezzo.

Per tutte le connessioni verranno impiegati morsetti da trafilato o morsetti volanti a cappuccio con vite isolati a 500 V.

Per quanto riguarda lo smistamento e l'ispezionabilità delle tubazioni interrate verranno impiegati pozzetti prefabbricati in cemento vibrato o (in casi particolari) in muratura di mattoni pieni o in cemento armato.

I chiusini saranno carrabili (ove previsto) e costituiti dai seguenti materiali:

- cemento, per aree verdi o comunque non soggette a traffico veicolare;
- ghisa classe D400, per strade carrabili.

I pozzetti saranno installati in corrispondenza di ogni punto di deviazione delle tubazioni rispetto all'andamento rettilineo; in ogni punto di incrocio o di derivazione di altra tubazione e comunque ad una interdistanza non superiore a 25 m.

2.5.6.4. Sistema di controllo e monitoraggio

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

2.5.7. Impianto di terra

Nella zona degli inverter di stringa in campo sarà costruito un collettore di terra, costituito da una barra di rame, a cui collegare:

- i conduttori di protezione delle masse (sezione di fase);
- gli equipotenziali principali EQP delle strutture metalliche di sostegno (Cu 35 mmq);
- il collegamento con il collettore in cabina con un conduttore cordato interrato (Cu 50 mmq).

L'impianto di terra sarà unico e costituito da una corda in rame nudo da 50 mmq, interrata a circa 0,5 m di profondità integrata da picchetti infissi nel terreno entro pozzetti ispezionabili.

Fanno parte integrante del sistema di dispersione le reti in acciaio annegate nel pavimento dei locali di trasformazione M.T./B.T. e di consegna, per rendere questi locali equipotenziali.

Ogni locale di trasformazione sarà dotata di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dai collettori delle zone box di distribuzione/parallelo;
- il conduttore di terra proveniente dai ferri di armatura;

- il centro-stella (neutri) del trasformatore;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- i conduttori destinati al collegamento dei chiusini dei cunicoli portacavi;
- il nodo di terra del Quadro Generale B.T.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto.

Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame.

L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme C.E.I. 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili;
- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo - verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

2.5.8. Opere civili

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere civili:

- Opere di apprestamento terreno;
- Realizzazione viabilità interna al rustico;
- Realizzazione scavi per alloggiamento cavidotti interrati;
- Realizzazione basamenti cabine;
- Posa prefabbricati per alloggiamento gruppo di conversione cabina;
- Realizzazione viabilità interna al finito;
- Opere di ripristino e mitigazione ambientale.

3. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA

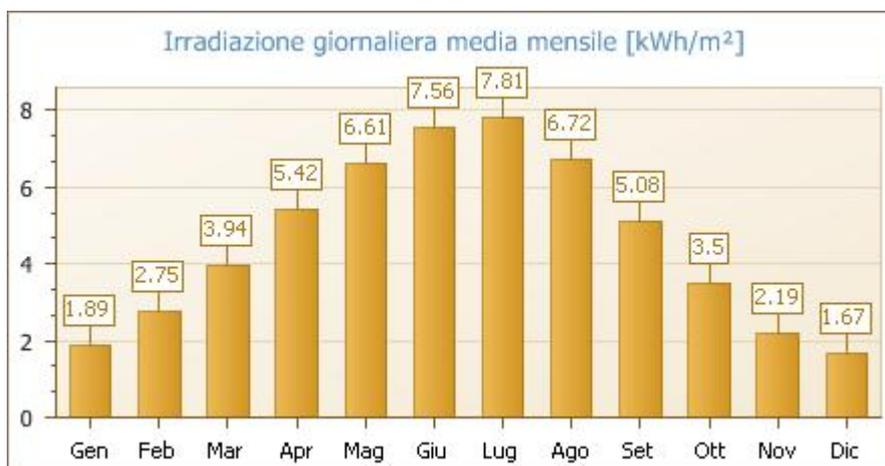
3.1. Stima della risorsa solare disponibile in sito e sul piano dei moduli

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati UNI 10349 relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di SAN GIORGIO IONICO (TA) avente latitudine 40.4581°, longitudine 17.3781° e altitudine di 75 metri s.l.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.89	2.75	3.94	5.42	6.61	7.56	7.81	6.72	5.08	3.50	2.19	1.67

Fonte dati: UNI 10349



Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]- Fonte dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 1.680,84 kWh/mq (Fonte dati: UNI 10349).

Non essendoci la disponibilità, per la località sede dell'impianto, di valori diretti si sono stimati gli stessi mediante la procedura della UNI 10349, ovvero, mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

La località di riferimento N. 1 è TARANTO avente latitudine 40.4728°, longitudine 17.2433° e altitudine di 15 m s.l.m.m.

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.80	9.90	14.20	19.50	23.80	27.20	28.10	24.20	18.30	12.60	7.90	6.00

Fonte dati: UNI 10349

La località di riferimento N. 2 è BRINDISI avente latitudine 40.6381°, longitudine 17.9453° e altitudine di 15 m s.l.m.m.

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.00	9.30	14.10	19.60	23.50	27.00	27.40	23.90	18.40	13.00	7.90	5.90

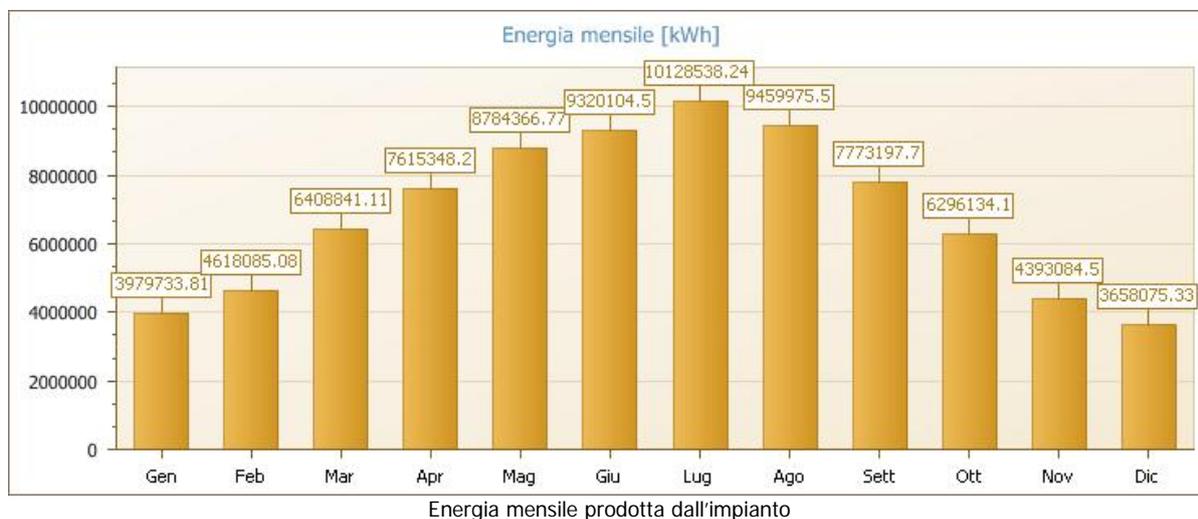
Fonte dati: UNI 10349

La superficie radiante totale dell'impianto sarà pari a 359.175,12 mq, derivanti dall'impiego di 163.670 moduli fotovoltaici delle dimensioni di 2,098 x 1,046 metri; la proiezione in pianta minima della superficie radiante è pari a 183.319,69 mq, considerando l'inclinazione dei moduli secondo un angolo di tilt pari a $\pm 60^\circ$.

Il rapporto tra superficie radiante e superficie totale disponibile (*Ground Ratio*, GR; cfr. § 5 della Relazione tecnica illustrativa generale) è pari al 32,65% mentre il rapporto tra la superficie occupata dalla coltivazione di grano e la superficie totale disponibile è pari al 29,33%.

Invece, il rapporto tra superficie radiante e superficie dedicata all'impianto è pari a circa il 45,58%, mentre il rapporto tra l'area occupata dal grano e la superficie dedicata all'impianto è pari a circa il 40,95%.

La producibilità annua attesa è pari a 126.827.833 kWh.



Tale stima dipende, oltre che dal tipo di modulo impiegato, da altri fattori quali:

- dalla disponibilità della fonte solare (irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale, in kWh/mq, del sito);
- dai fattori morfologici ed ambientali del sito (ombreggiamento e fattore di albedo).

3.2. Verifiche elettriche

Le caratteristiche ambientali e di irraggiamento del sito portano ai seguenti valori delle principali grandezze elettriche in gioco:

- tensioni nel punto di massima potenza (MPPT):
 - o $V_m (70^{\circ}\text{C})$: 905,20V;
 - o $V_m (-10^{\circ}\text{C})$: 1.228,90V;
- massima tensione lato CC (V_{oc} a -10°C): 1.446,80V;
- massima corrente lato CC (I_{sc} in c.c.): 228,84A;

I componenti elettrici sono stati dimensionati opportunamente al fine di potere funzionare correttamente con i parametri elettrici il cui valore è stato calcolato in via preliminare come sopra.

Di seguito sono riportate le verifiche previste dalle norme.

a. Tensioni MPPT:

- o $V_m (70^{\circ}\text{C}) \geq V_{mppt\ min}$ → verifica positiva;
- o $V_m (-10^{\circ}\text{C}) \leq V_{mppt\ max}$; → verifica positiva.

dove:

- $V_m (70^{\circ}\text{C})$ è la tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70°C , pari a 905,20V;
- $V_m (-10^{\circ}\text{C})$ è la tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10°C , pari a 1.228,90V;
- $V_{mppt\ min}$ è il valore minimo della finestra di tensione utile dell'inverter per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza, pari a 850V;
- $V_{mppt\ max}$ è il valore massimo della finestra di tensione utile dell'inverter per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza, pari a 1.350V.

b. Tensione massima:

- o $V_{oc} (-10^{\circ}\text{C}) \leq V_{dc\ max}$ → verifica positiva;

dove:

- $V_{oc} (-10^{\circ}\text{C})$ è la tensione a circuito aperto, V_{oc} , a -10°C , pari a 1.446,80V;

- $V_{dc\ max}$ rappresenta il valore massimo della tensione a vuoto dell'inverter, pari a 1.500V.

c. Tensione massima del modulo:

○ $V_{oc}(-10^{\circ}C) \leq V_{sistema}$ → verifica positiva;

dove:

- $V_{oc}(-10^{\circ}C)$ è la tensione a circuito aperto, V_{oc} , a $-10^{\circ}C$, pari a pari a 1.446,80V;
- $V_{sistema}$ rappresenta il valore massimo della tensione del sistema in cui il singolo modulo è inserito, pari a 1.500V

d. Corrente massima:

○ $I_{sc} \leq I_{inv\ max}$ → verifica positiva;

dove:

- I_{sc} è la corrente massima di corto circuito a $70^{\circ}C$, pari a 228,84A;
- $I_{inv\ max}$ rappresenta il valore massimo della corrente di ingresso dell'inverter, pari a 264A.

e. Dimensionamento:

○ $0,70 \leq P_{inv} / P_{gen} \leq 1,30$ → verifica positiva;

dove:

- P_{inv} = potenza nominale in uscita dell'inverter, a $30^{\circ}C$, pari a 185kW;
- P_{gen} = potenza del generatore fotovoltaico, pari a 234kW.

Il rapporto P_{inv} / P_{gen} è pari a 0,9688.

3.3. Prove di accettazione in officina

Tutte le apparecchiature elettriche dovranno essere sottoposte a prove e collaudi in officina previsti dai Piani di Qualità dei Costruttori.

In particolare, sono previste prove di accettazione in officina per i moduli fotovoltaici secondo un Piano di Campionamento a norma ISO ed una specifica di collaudo appositamente redatta.

Le prove di accettazione costituiscono pregiudiziale sul prosieguo delle lavorazioni di realizzazione.

3.4. Prove di accettazione in campo, messa in servizio e test - run

Prima dell'inizio dei lavori di montaggio in cantiere, si effettueranno controlli di tipo visivo – meccanico su tutti i componenti riguardanti:

- rispondenza dei componenti con quanto riportato nei documenti progettuali;
- accertamento della presenza di eventuali danneggiamenti dovuti al trasporto.

A lavori ultimati, per l'emissione del certificato di regolare esecuzione dell'impianto e, comunque, prima del ripiegamento del cantiere, il controllo riguarderà la verifica dell'integrità dei componenti e della realizzazione dell'impianto a "perfetta regola d'arte".

Queste verifiche tecnico – funzionali consisteranno in particolare in:

- esame a vista per accertare la rispondenza dell'opera e dei componenti alle prescrizioni tecniche e di installazione previste dal progetto definitivo;
- verifica delle stringhe fotovoltaiche:
 - o misura dell'uniformità della tensione a vuoto;
 - o misura dell'uniformità della corrente di cortocircuito;
 - o misura della resistenza di isolamento dei circuiti tra le due polarità lato corrente continua e terra e lato alternata tra conduttori e terra;
- verifica del grado di protezione dei componenti installati;
- verifica della continuità elettrica del circuito di messa a terra e scaricatori;
- verifica e controllo tramite battitura dei cavi di collegamento del circuito elettrico di tutto il sistema;
- isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete).

3.5. Prescrizioni sulle prestazioni d'impianto

L'impianto sarà realizzato con componenti che assicurano l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a. $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{stc}$,

dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/mq] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- I_{stc} , pari a 1000 W/mq, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.

Tale condizione deve essere verificata per $I > 600$ W/mq.

b. $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$,

dove:

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

4. SCHEMA ELETTRICO

4.1. Descrizione generale

Il campo fotovoltaico è composto da 163.670 moduli di potenza 450 Wp per un totale di 73.651,50 kWp.

I moduli sono stati organizzati in 19 o 20 stringhe per inverter, con 26 moduli ogni stringa.

Le stringhe confluiscono a un solo inverter.

Gli inverter sono stati scelti in modo che la potenza massima prodotta (solitamente nei mesi di luglio – agosto) sia compatibile con quella ammessa da ogni inverter in ingresso.

Si fa notare che lo schema elettrico generale prevede la protezione dei terzi dai contatti diretti ed indiretti con le seguenti modalità:

- Diretti : doppia protezione (funzionale e meccanica);
- Indiretti : l'impianto elettrico è provvisto di opportune protezioni differenziali e da sovracorrente accuratamente coordinate con il valore della resistenza dell'impianto di messa a terra (CEI 64-8 e DPR 547/55).

L'impianto fotovoltaico, dal punto di vista dell'architettura, si compone di 15 sottocampi fotovoltaici, dei quali uno di potenza nominale pari a 4.761,90 kW; uno di potenza nominale pari a 5.148,00 kW; dieci di potenza nominale pari a 4.972,50 kW; due di potenza nominale pari a 4.984,20 kW ed uno di potenza nominale pari a 4.048,20 kW, per una potenza nominale totale installata pari a 73.651,50 kW (73,6515 MWp).

Al sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW faranno capo 10.582 moduli fotovoltaici, collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 407, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 21, a formare così il sottocampo.

Al sottocampo con potenza di picco pari a 5.148,00 kW faranno invece capo 11.440 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 440, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 22.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.972,50 kW faranno invece capo 11.050 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe,

in numero di 425 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.984,20 kW faranno invece capo 11.076 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 426 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

Infine, al sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW faranno invece capo 8.996 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 346, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, questi in numero di 18.

Gli inverter di stringa, tutti con potenza massima in uscita pari a 185 kW in C.A., afferriranno ad una cabina di trasformazione dell'energia da bassa tensione ad 800 V a media tensione a 30.000 V.

In particolare, gli inverter del sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW, afferriranno in numero di 21 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA; gli inverter del sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW, afferriranno in numero di 18 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 3330,00 kVA; gli inverter di tutti gli altri sottocampi afferriranno, in numero di 22 ciascuno, ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA.

I moduli fotovoltaici saranno montati su dei trackers monoassiali ad asse orizzontale, a realizzare un cosiddetto “impianto ad inseguimento”.

I trackers potranno montare 26 moduli (13x2), 52 moduli (26x2) o 78 moduli (39x2), ossia una, due o tre stringhe fotovoltaiche, a seconda delle esigenze di layout.

In definitiva, quindi, l'impianto è progettato in modo da avere un solo livello di parallelo.

Dal punto di vista elettrico ogni coppia di stringhe collegate a ciascun MPPT dell'inverter è dotata di un sezionatore DC e di scaricatore di protezione dalle sovratensioni.

I componenti usati garantiscono il funzionamento per correnti continue entro gli intervalli di tensione di impiego della sezione in corrente continua.

Per quanto riguarda la parte a valle del convertitore, il campo presenta gli accorgimenti di seguito indicati.

Per garantire la protezione dell'inverter DC/AC è previsto un sezionatore scelto considerando la tensione di output dell'inverter (800V) e la corrente alternata uscente.

A valle delle derivazioni per i carichi in bassa tensione sarà inserito il trasformatore trifase per l'elevazione del livello di tensione da 0,8kV a 30kV per permettere l'allaccio dell'impianto di generazione fotovoltaica alla linea in media tensione interna all'impianto e, da questa, alla nuova stazione utente 150/30kV ed, infine, alla Cabina Primaria a 150kV ove avverrà la connessione alla Rete Elettrica Nazionale.

A monte e a valle del trasformatore è stato previsto un sezionatore operante sotto carico, per poter permettere l'eventuale messa fuori servizio del trasformatore.

Dall'uscita del trasformatore partono i cavi in media tensione che andranno collegati in parallelo nella cabina di consegna, cavi che avranno posa interrata e la cui sezione oltre che garantire la massima durata dei cavi rispetta le minime sezioni imposte dalle norme.

Nella cabina di consegna sono previste le protezioni lato media tensione, quali protezione di massima corrente, di massima corrente omopolare, di minima tensione, di massima tensione di minima e massima frequenza corredate degli opportuni trasformatori di misura amperometrici e voltmetrici.

In accordo a quanto prescritto dalla normativa italiana sarà previsto, incorporato nel quadro di consegna un dispositivo di interfaccia (con funzione anche di dispositivo generale), munito di opportuna certificazione.

L'energia elettrica prodotta sarà convogliata, mediante cavidotti interrati a 30 kV, alla stazione utente 150/30 kV e, da questa, alla Cabina Primaria ENEL 150 kV per l'immissione nella rete di distribuzione nazionale.

L'impianto in oggetto sarà connesso alla rete del distributore a 150 kV trifase 50 Hz (sistema di III categoria).

Il collegamento dell'impianto alla Rete Elettrica Nazionale avverrà tramite un cavidotto in M.T. interrato che, partendo dalla cabina di consegna posta all'interno del perimetro dell'impianto di produzione, percorrerà la viabilità pubblica e si innesterà nella stazione utente 150/30 kV da realizzarsi su area privata sulla quale sarà chiesta l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, che fungerà da interfaccia tra la rete di trasmissione elettrica nazionale ed l'impianto fotovoltaico.

Lo schema di allacciamento dell'impianto alla Rete Elettrica Nazionale prevede, come da S.T.M.G. prodotta da ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A., il collegamento **in antenna A.T. 150 kV alla Cabina Primaria denominata "SAN GIORGIO JONICO", previa realizzazione di un nuovo stallo linea A.T. nella suddetta Cabina Primaria.**

Per quanto riguarda le protezioni contro i contatti diretti esse sono assicurate dalla osservanza di alcuni dettagli, come l'utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione per prevenire penetrazione di componenti solidi o liquidi e la realizzazione dei collegamenti con cavo rivestito di guaina esterna protettiva e alloggiato in condotto portacavi opportuno.

4.2. Riepilogo tabellare dei dati di progetto

Dati relativi al proponente	
Società:	SAN GIORGIO JONICO S.r.L.
Indirizzo:	Piazza Walther von Vogelweide n.8 – 39100 BOLZANO (BZ)

Dati relativi all'impianto	
Denominazione:	Impianto "SAN GIORGIO JONICO"
Indirizzo:	Contrada "Serro" – 74027 S. Giorgio J. (TA)
Numero sezioni dell'impianto:	1
Potenza totale nominale dell'impianto:	73.651,50 kWp
Potenza massima in immissione:	60.000,00 kWp
Numero moduli totali:	163.670
Numero inverters totali:	325
Livello di tensione in immissione:	150 kV
Utilizzo energia prodotta:	Cessione totale (prelievo per servizi ausiliari)
Potenza installata trasformatori:	(14 x 4.070 + 1 x 3.330) = 60.310 kVA

Dati relativi ai moduli fotovoltaici (dati di targa)	
Marca e modello:	SOLARWIT – WH144-P450
Tensione di esercizio ottimale (V_{mp}):	41,82 V
Corrente di esercizio ottimale (I_{mp}):	10,76 A
Tensione a circuito aperto (V_{oc}):	50,20 V
Corrente di corto circuito (I_{sc}):	11,20 A
Potenza massima in S.T.C. (P_{max}):	450 W _p
Efficienza del modulo:	20,5%
Temperatura di esercizio:	-40°C ÷ + 85°C
Tensione massima di sistema:	1.500 V (DC)

Portata fusibile in serie:	15 A
Tolleranza sulla potenza:	0 ÷ +5W
Temperatura di esercizio nominale (NOCT)	43,0 ± 2°C
Coefficiente di temperatura a P _{max} :	-0,38%/°C
Coefficiente di temperatura di V _{oc} :	-0,31%/°C
Coefficiente di temperatura di I _{sc} :	+0,048%/°C

Caratteristiche della connessione alla rete pubblica	
Gestore di rete:	ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.
Punto di connessione rete pubblica:	Cabina Primaria denominata “SAN GIORGIO JONICO”
Tensione nominale in immissione:	150 kV
Frequenza nominale	50 Hz

Dati relativi al posizionamento dell'impianto	
Posizionamento dei moduli fotovoltaici:	A terra con orientamento a sud e tilt 30°
Fattore di albedo:	Pietrisco ed erba secca (0,20 medio mensile)

5. STAZIONE ELETTRICA UTENTE 150/30 KV

La nuova stazione utente a 150/30 kV sarà ubicata nel Comune di San Giorgio Ionico, In particolare, essa interesserà un'area di circa 5.000 mq, che verrà opportunamente delimitata.

Tale ubicazione risulta idonea sia sotto il profilo della accessibilità esterna che per il collegamento alla Rete Elettrica Nazionale.

5.1. Disposizione elettromeccanica

La stazione sarà composta da una sezione a 150 kV e da una sezione 30 kV.

La sezione a 150 kV sarà del tipo con isolamento in aria e sarà costituita da:

- n° 2 stalli trasformatore;
- n° 1 sistema sbarre con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su un lato;
- n° 1 stallo linea;

I macchinari previsti consistono in:

- n° 2 TR 150/30 kV con potenza di 33 MW, provvisti di variatore di tensione sottocarico, con raffreddamento tipo ONAN.

I montanti trasformatore saranno equipaggiati con un interruttore, TA e sezionatore di linea con lama di terra, 3 TV per misure di energia, 3TVC per protezioni e misure di stazione e 3 scaricatori di sovratensione ad ossido metallico (ZnO) per la protezione del trasformatore.

Il montante linea sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore SF6, sezionatore di linea orizzontale con lame di terra, TV e TA per protezioni e misure.

La linea 150 kV afferente si attesterà su traliccio di risalita cavi a tiro pieno di altezza pari a 7,60m.

5.2. Servizi ausiliari

I Servizi Ausiliari (S.A.) della nuova stazione elettrica, saranno progettati e realizzati con riferimento alla consistenza della stessa.

Saranno alimentati da un trasformatore MT/BT derivati dalle sbarre MT della stazione stessa.

Le principali utenze in corrente alternata sono: motori interruttori, raddrizzatori, illuminazione esterna ed interna, ecc.

Le principali utenze in corrente continua, tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori, sono costituite dai motori dei sezionatori.

Le utenze fondamentali quali protezioni, comandi interruttori e sezionatori, segnalazioni, ecc. saranno alimentate in corrente continua a 110 V tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori.

E' prevista l'installazione di un Gruppo Elettrogeno (G.E.) per l'alimentazione in emergenza delle utenze privilegiate della stazione.

5.3. Rete di terra

La rete di terra della stazione interesserà l'area recintata dell'impianto.

Il dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature, saranno dimensionati termicamente per una corrente di guasto di 15 kA per 0,5 sec. Sarà costituito da una maglia realizzata in corda di rame da 63 mmq interrata ad una profondità di circa 0,7 m composta da maglie regolari di lato adeguato. Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore a mezzo corde di rame con sezione di 125 mmq.

Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno dimensioni opportunamente ridotte e bordi arrotondati.

I ferri di armatura dei cementi armati delle fondazioni, come pure gli elementi strutturali metallici saranno collegati alla maglia di terra della Stazione.

L'impianto sarà inoltre progettato e costruito in accordo alle raccomandazioni riportate nei parr. 3.1.6 e 8.5 della Norma CEI 11-1.

5.4. Apparecchiature principali

5.4.1. Macchinario

Il macchinario principale è costituito da n° 1 trasformatore 150/30 kV le cui caratteristiche principali sono:

Potenza nominale	33 MW
Tensione nominale	150/20 kV
Vcc%	10%
Commutatore sotto carico	variazione del $\pm 12\%$ Vn con +8 e -8 gradini
Raffreddamento	ONAN
Gruppo	Ynd11
Potenza sonora	95 db (A)

5.4.2. Apparecchiature

Le principali apparecchiature costituenti il nuovo impianto sono interruttori, sezionatori sulla partenza linee con lame di terra, scaricatori di sovratensione ad ossido metallico a protezione del trasformatore, trasformatori di tensione e di corrente per misure e protezioni, bobine ad onde convogliate per la trasmissione dei segnali. Le principali caratteristiche tecniche complessive della stazione saranno le seguenti:

Tensione massima sezione 150 kV	170	kV
Frequenza nominale	50	Hz
Stallo linea/TR 150 kV	1250	A
Potere di interruzione interruttori 150 kV	31.5	kA
Corrente di breve durata 150 kV	80	kA
Condizioni ambientali limite	-25/+40	°C
Salinità di tenuta superficiale degli isolamenti:		
Elementi 150 kV	56	g/l

6. CAVIDOTTO a 30 KV

L'opera sarà costituita da cinque terne di cavi unipolari disposti a trifoglio schermati sotto guaina in PVC, avente sezione nominale 1x400 mmq tipo ARG7H1R 18/30 kV.

Le cinque terne di cavi collegheranno la Stazione Utente 150/30 kV con la cabina di raccolta MT a 30 kV annessa all'impianto di produzione da 73,6515 MWp a generazione fotovoltaica della SAN GIORGIO JONICO S.r.L., sita nel Comune di San Giorgio Jonico (TA).

6.1. Tracciato ed aree impegnate

Il tracciato del cavidotto è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11/12/1933 n° 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi sia pubblici che privati coinvolti, evitando l'interessamento sia di aree destinate allo sviluppo urbanistico sia di quelle di particolare interesse paesaggistico e industriale. L'intervento è stato progettato in modo tale da recare il minore sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi, avendo cura in particolare di:

- Utilizzare per quanto possibile aree interne al sito su cui sorgerà il parco fotovoltaico;
- Utilizzare per quanto possibile corridoi già impegnati dalla viabilità stradale principale esistente, con posa dei cavi ai margini della stessa;
- Contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- Minimizzare l'interferenza con le zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- Recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- Evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree sia a destinazione urbanistica sia quelle di particolare interesse paesaggistico ed ambientale, sviluppandosi preferenzialmente su strade pubbliche.

L'arrivo delle 5 terne di cavi avviene nei Locali Quadri M.T., posti nella Stazione elettrica Utente 150/30 kV, mentre la partenza avviene dalla cabina di consegna 30 kV annessa all'impianto di produzione.

I cavi verranno posati in apposita trincea, percorrendo per circa 1.950 metri un tratto di strada pubblica denominata “VICINALE SAN GIOVANNI – SERRO”.

Questa Strada Vicinale incrocia, lungo il suo sviluppo, altre strade vicinali ed un canale affluente del “CANALE CICENA”.

Il percorso esterno all’area dell’impianto di produzione sarà, in totale, lungo circa 1.800 metri, mentre all’interno dell’area di impianto il percorso si sviluppa per circa 150 metri.

Le “aree impegnate”, cioè le aree necessarie per la sicurezza dell’esercizio e manutenzione dell’elettrodotto che sono di norma pari a circa:

- 1,5 m dall’asse linea per parte (fascia 3m) per elettrodotti in cavo a 30 kV.

6.2. Principali caratteristiche tecniche

6.2.1. Modalità di posa

I cavi saranno interrati, all’interno di un tubo corrugato del diametro di 200 mm, ed installati in un’unica trincea della profondità di circa 1,20 m dall’estradosso del tubo. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, potrà essere posato, in un tubo, un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

Tutti i cavi saranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, sarà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento ‘mortar’.

I cavi saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea sarà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Altre soluzioni particolari, quali l’alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

6.2.2. Composizione dei collegamenti

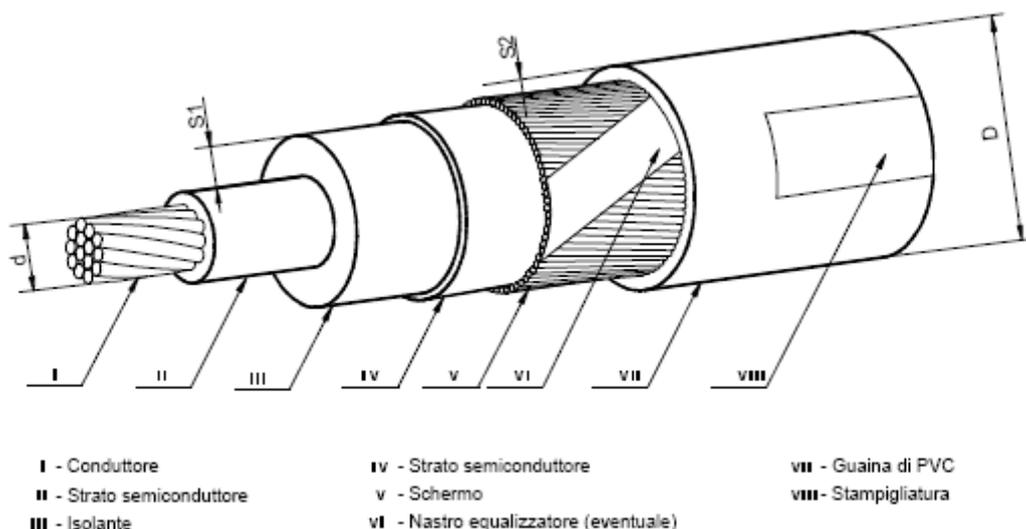
Per il collegamento in cavo sono previsti i seguenti componenti:

- Conduttori di energia;
- Giunti diritti;

- Terminali per esterno;
- Sostegni porta-terminali;
- Cassette unipolari di messa a terra;
- Sistema di telecomunicazioni.

6.2.3. Caratteristiche meccaniche del conduttore di energia

Di seguito si riporta a titolo illustrativo la sezione del cavo che verrà utilizzato:

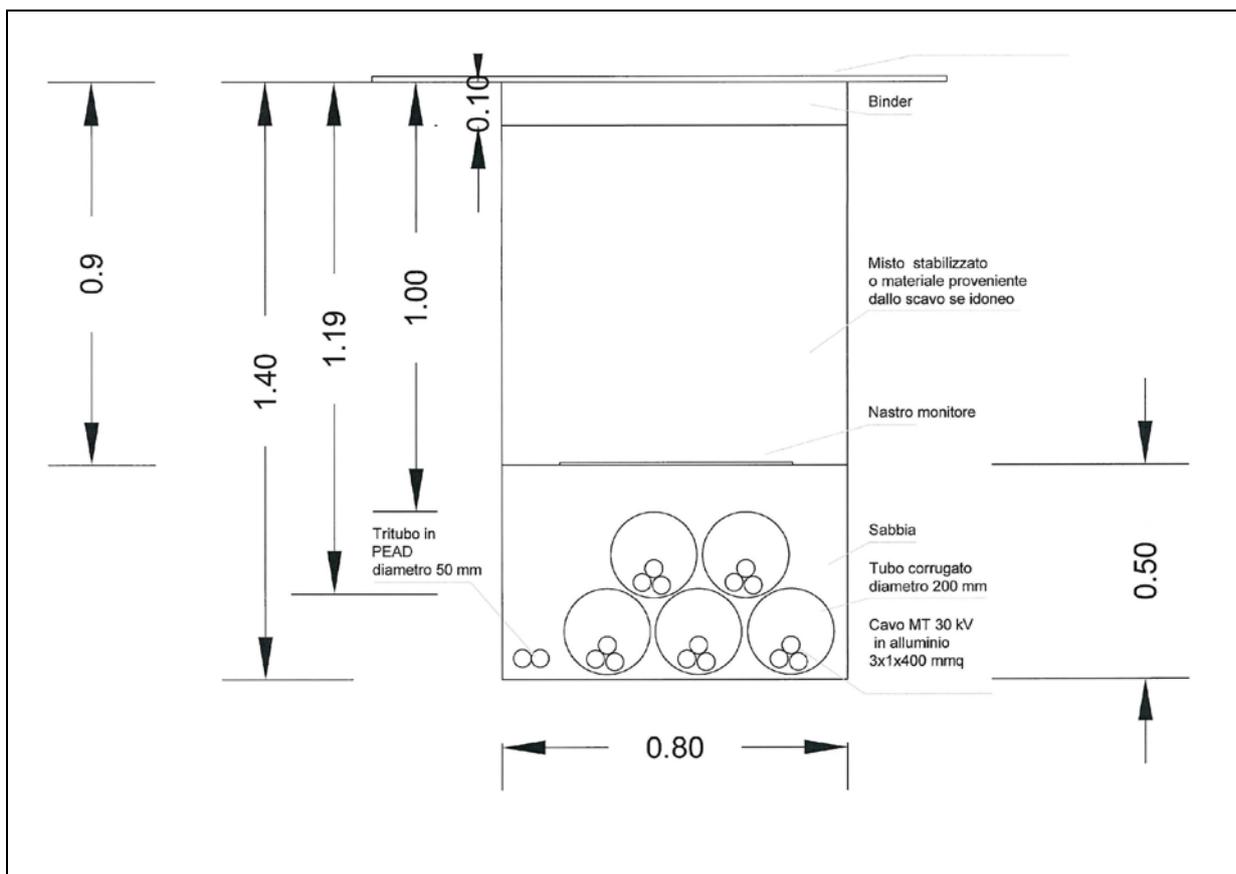


Il collegamento in cavo sarà costituito da sei terne di cavi, con isolamento in gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico, composti da un conduttore di rame ricotto non stagnato a corda rigida compatta, (norme CEI 20-29 classe 2) di sezione $3(1 \times 400)$ mmq.

Il conduttore è generalmente tamponato per evitare un'accidentale propagazione longitudinale dell'acqua. Sopra il conduttore è applicato prima uno strato semiconduttivo di tipo asportabile a freddo, poi l'isolamento HEPR e successivamente un nuovo semiconduttivo di tipo asportabile a freddo. Lo schermo metallico è costituito da nastri d'acciaio zincato avente una sezione complessiva capace di trasportare elettricamente la corrente di guasto a terra del sistema e rendere strutturalmente il sistema impervio all'umidità, nonché di contribuire ad assicurare la protezione meccanica del cavo. Sopra lo schermo, costruito in accordo con le norme CEI 20-13 IEC 60502, viene applicata la guaina costituita da una miscela termoplastica a base di PVC di qualità Rz di colore rosso (norme CEI 20-11) avente funzione di protezione anticorrosiva ed infine la protezione esterna meccanica.

6.2.4. Configurazioni di posa e collegamento degli schermi metallici

Gli schemi tipici di posa di un elettrodotto a 30 kV sono tipicamente a trifoglio, come rappresentato nella figura seguente:



6.2.5. Caratteristiche elettriche del cavidotto

Le caratteristiche elettriche dei cavi utilizzati sono le seguenti:

Cavo 3x1x400 mmq.

Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale	30kV
Sezione nominale del conduttore(per terna)	3x(1x400 mmq)
Isolante	Mescola di polietilene reticolato

Diametro esterno massimo	51,1 mm
Peso del cavo	3.145 kg/km

7. CAVIDOTTO a 150 KV

L'opera sarà costituita una terna di cavi d'energia a 150 kV composti da un conduttore in alluminio compatto e tamponato di sezione indicativa pari a circa 400 mmq, schermo semiconduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semiconduttivo sull'isolamento, nastri in materiale igroespandente, guaina in alluminio longitudinalmente saldata, rivestimento in politene con grafitatura esterna.

Tali dati potranno subire adattamenti comunque non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori. In allegato è riportata la scheda del cavo AT che sarà utilizzato..

La terna di cavi collegherà la Stazione Utente 150/30 kV con la Cabina Primaria "SAN GIORGIO JONICO" 150/20 kV.

7.1. Tracciato ed aree impegnate

Il tracciato del cavidotto è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11/12/1933 n° 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi sia pubblici che privati coinvolti, avendo cura in particolare di:

- Utilizzare per quanto possibile aree interne al sito su cui sorgerà il parco fotovoltaico;
- Utilizzare per quanto possibile corridoi già impegnati dalla viabilità stradale principale esistente, con posa dei cavi ai margini della stessa;
- Contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- Minimizzare l'interferenza con le zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- Recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- Evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree sia a destinazione urbanistica sia quelle di particolare interesse paesaggistico ed ambientale, sviluppandosi preferenzialmente su strade pubbliche.

Il tracciato collegamento in argomento si diparte dai futuri tralicci di risalita cavi ubicati nella Cabina Primaria e nella stazione utente, nel territorio del Comune di San Giorgio Jonico (TA) mantenendosi a notevole distanza dal centro abitato del predetto Comune.

La lunghezza del raccordo è di circa 120 m.

L'elettrodotto in cavo A.T. interrato, sarà composto da una terna composta di cavi unipolari con conduttore in alluminio di sezione indicativa di 400 mmq, isolante solido in XLPE schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. La tratta sarà conforme alla norma CEI 11-17.

L'elettrodotto sarà costituito dai seguenti componenti:

- n. 3 conduttori di energia;
- data l'esiguità del percorso, non è prevista la realizzazione di giunti sezionati con relative cassette di sezionamento e di messa a terra;
- n. 6 terminali per esterno;
- n. 2 sostegno a traliccio di risalita cavi,
- sistema di telecomunicazioni a fibre ottiche;
- sistema a fibre ottiche di controllo della temperatura cavo A.T.

7.2. Principali caratteristiche tecniche

7.2.1. Modalità di posa

I cavi di alta tensione saranno interrati, ed installati in un'unica trincea della profondità di circa 1,70 m, per una larghezza di 70-80 cm, dall'estradosso del tubo. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà essere posato, in un tubo separato, un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati ed un cavo della sezione di 240 mmq per la messa a terra.

Tutti i cavi saranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, sarà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

I cavi saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea sarà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

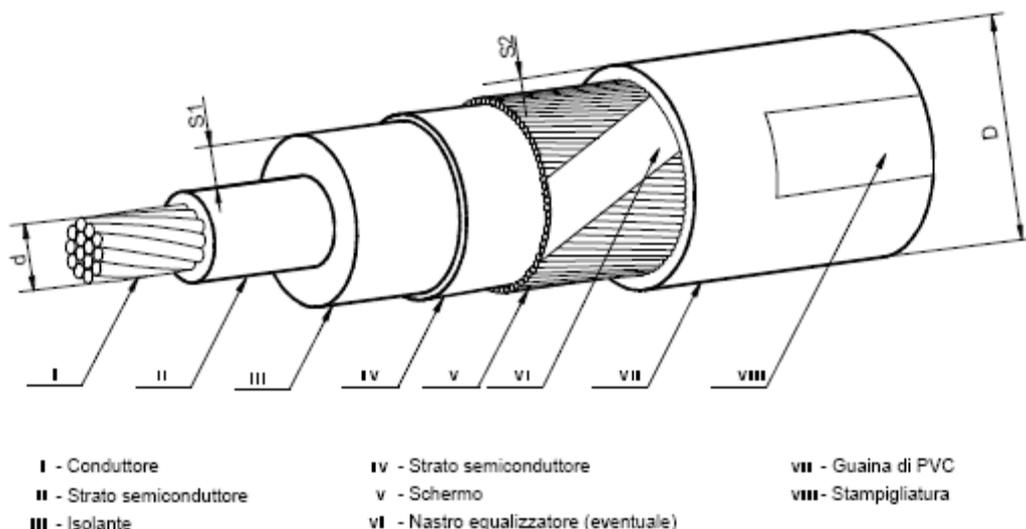
7.2.2. Composizione dei collegamenti

Per il collegamento in cavo sono previsti i seguenti componenti:

- Conduttori di energia;
- Terminali per esterno;
- Sostegni porta-terminali;
- Cassette unipolari di messa a terra;
- Sistema di telecomunicazioni.

7.2.3. Caratteristiche meccaniche del conduttore di energia

Di seguito si riporta a titolo illustrativo la sezione del cavo che verrà utilizzato:



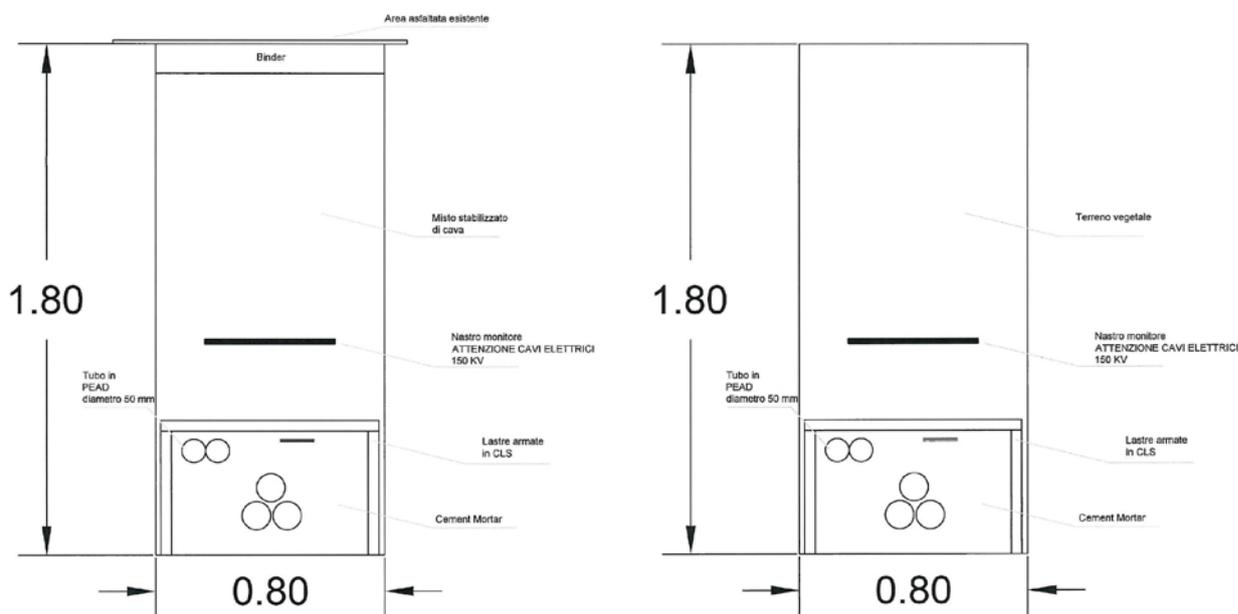
Il collegamento in cavo sarà costituito da una terne di cavi, con isolamento in gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico, composti da un conduttore di alluminio a corda rigida compatta, di sezione 1x(3x400) mmq.

Il conduttore è generalmente tamponato per evitare un'accidentale propagazione longitudinale dell'acqua. Sopra il conduttore è applicato prima uno strato semiconduttivo di tipo asportabile a freddo, poi l'isolamento HEPR e successivamente un nuovo semiconduttivo di tipo asportabile a freddo. Lo schermo metallico è costituito da nastri d'acciaio zincato avente una sezione complessiva capace di trasportare elettricamente la corrente di guasto a terra del sistema e rendere strutturalmente il sistema impervio all'umidità, nonché di contribuire ad assicurare la protezione meccanica del cavo. Sopra lo schermo, costruito in accordo con le norme CEI 20-13 IEC 60502, viene applicata la guaina costituita da una miscela termoplastica a base di PVC di qualità

Rz di colore rosso (norme CEI 20-11) avente funzione di protezione anticorrosiva ed infine la protezione esterna meccanica.

7.2.4. Configurazioni di posa e collegamento degli schermi metallici

Gli schemi tipici di posa di un elettrodotto a 150 kV sono tipicamente a trifoglio, come rappresentato nella figura seguente:



7.2.5. Caratteristiche elettriche del cavidotto

Le caratteristiche elettriche dei cavi utilizzati sono le seguenti:

Cavo 3x1x400 mmq.

Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale	150kV
Sezione nominale del conduttore(per terna)	3x(1x400 mmq)
Isolante	Mescola di polietilene reticolato

Diametro esterno massimo	105 mm
Peso del cavo	5720 kg/km

8. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

Le prestazioni dell'impianto devono soddisfare i criteri minimi in funzione della categoria illuminotecnica della sede stradale interessata dal flusso luminoso.

La procedura utilizzata dalla norma uni 11248 per definire la categoria illuminotecnica, si basa sulla "valutazione del rischio", ovvero di valutare ciascun tratto di strada in base alle caratteristiche specifiche per poi stabilire i valori illuminotecnici di riferimento. Le caratteristiche specifiche sono individuate dalla norma con il termine "parametri di influenza" e sono, ad esempio, il flusso di traffico, complessità del compito visivo, l'eventuale zona di conflitto, dispositivi rallentatori, necessità da rilevare in seguito a sopralluoghi. La norma ha quindi definito per ogni tipo di strada (autostrade, strade, piste ciclabili, ecc.) Una categoria illuminotecnica di riferimento. Sulla base delle zone di conflitto e dei parametri di influenza considerati si modifica la categoria illuminotecnica di riferimento, che può comportare una variazione di categoria in più o in meno.

Tenuto conto delle indicazioni di cui sopra, il progetto illuminotecnico deve procedere come segue:

- suddividere la strada da illuminare in zone con condizioni omogenee dette "zone di studio" (un tratto rettilineo, un incrocio, una rotonda, ecc.);
- individuare per ogni zona di studio la categoria illuminotecnica di riferimento;
- determinare la categoria illuminotecnica di progetto sulla base dei parametri di influenza.

Data la complessità della procedura l'appendice "A" della norma suggerisce, per i tipi di strada più comuni, la categoria illuminotecnica da assumere al variare dei parametri di influenza. Particolare attenzione deve essere prestata affinché tra zone adiacenti sia evitata una differenza maggiore di due categorie illuminotecniche "comparabili". Nel caso di zone adiacenti che risultino con una differenza superiore a due categorie, la categoria di riferimento inferiore deve essere aumentata a quella di livello luminoso più elevato in modo da rispettare la differenza massima di due categorie illuminotecniche. Per le zone di conflitto la norma raccomanda inoltre un livello luminoso maggiore del 50% rispetto alla zone adiacenti.

Si riporta di seguito lo stralcio della norma uni 11248.

prospetto 1 **Classificazione delle strade e individuazione della categoria illuminotecnica di riferimento**

Tipo di strada	Descrizione del tipo della strada	Limiti di velocità [km h ⁻¹]	Categoria illuminotecnica di riferimento	Note punto
A ₁	Autostrade extraurbane	130 - 150	ME1	-
	Autostrade urbane	130		
A ₂	Strade di servizio alle autostrade	70 - 90	ME3a	
	Strade di servizio alle autostrade urbane	50		
B	Strade extraurbane principali	110	ME3a	
	Strade di servizio alle strade extraurbane principali	70 - 90	ME4a	
C	Strade extraurbane secondarie (tipi C1 e C2 ⁴⁾)	70 - 90	ME3a	
	Strade extraurbane secondarie	50	ME4b	
	Strade extraurbane secondarie con limiti particolari	70 - 90	ME3a	
D	Strade urbane di scorrimento veloce	70	ME3a	
		50		
E	Strade urbane interquartiere	50	ME3c	
	Strade urbane di quartiere	50		
F	Strade locali extraurbane (tipi F1 e F2 ⁴⁾)	70 - 90	ME3a	
	Strade locali extraurbane	50	ME4b	
		30	S3	
	Strade locali urbane (tipi F1 e F2 ⁴⁾)	50	ME4b	
	Strade locali urbane: centri storici, isole ambientali, zone 30	30	CE4	
	Strade locali urbane: altre situazioni	30	CE5/S3	
	Strade locali urbane: aree pedonali	5		
	Strade locali urbane: centri storici (utenti principali: pedoni, ammessi gli altri utenti)	5	CE5/S3	
	Strade locali interzonali	50		
30				
	Piste ciclabili ⁵⁾	Non dichiarato	S3	
	Strade a destinazione particolare ⁶⁾	30		

Figura 1. Classificazione delle strade secondo norma UNI 11248.

A tale classificazione si applica l'analisi dei parametri di influenza, ovvero una valutazione di tutte quelle caratteristiche specifiche dell'ambiente che possono portare ad individuare una diversa categoria illuminotecnica di progetto.

L'obiettivo di tale analisi è quella di individuare le categorie illuminotecniche che garantiscano la massima efficacia del contributo degli impianti di illuminazione alla sicurezza degli utenti della strada in condizioni notturne, ottimizzando al contempo consumi energetici, costi di installazione e di gestione e impatto ambientale.

Occorre quindi valutare

- I volumi di traffico;
- Le intersezioni stradali quali rotonde e svincoli;

- Le piste ciclabili.

Individuate le categorie illuminotecniche di progetto, la consultazione della norma UNI EN 13201-2 consente di valutare i parametri illuminotecnici ad esse associati; il rispetto di tali valori sarà parametro progettuale riscontrabile dai calcoli illuminotecnici.

La norma citata individua diverse categorie illuminotecniche con specifici parametri fotometrici. Occorre definire per ogni tratto di strada la relativa categoria illuminotecnica. Le principali categorie indicate dalla norma sono:

- categorie serie ME basate sulla luminanza (cd/m^2) della superficie stradale;
- categorie serie CE e serie S basate sull'illuminamento (lux).

Le categorie ME si applicano alle strade con velocità medio/alte ($> 30\text{km}/\text{h}$) ad eccezione delle zone di conflitto, mentre le categorie CE ed S sono utilizzate per strade urbane ($< 30\text{km}/\text{h}$), aree pedonali, aree di parcheggio, piste ciclabili, i marciapiedi, i sottopassi e le zone di conflitto.

La classificazione delle sedi viarie permette importanti considerazioni rispetto alla connotazione architettonica del sito, alle diverse funzioni che le strade assolvono ed alle eventuali esigenze funzionali che devono essere rispettate.

Le prestazioni illuminotecniche direttamente collegate al tipo di sede stradale assumono in tal senso un significato rilevante anche nella scelta della possibile tipologia di illuminazione e dei corpi illuminanti.

Di seguito sono riportate le tabelle con le grandezze fotometriche da rispettare per ciascuna categoria illuminotecnica delle strade.

Classe di illuminazione	Luminanza del manto stradale della carreggiata in condizioni di manto stradale asciutto			Abbagliamento debilitante	Illuminazione aree circostanti
	L media [cd/m^2] (minima mantenuta)	Uo (*) (minimo)	U1 (**) (minimo)	TI [%] (max)	SR (***) (minima)
ME1	2,0	0,4	0,7	10	0,5
ME2	1,5	0,4	0,7	10	0,5
ME3a	1,0	0,4	0,7	15	0,5
ME3b	1,0	0,4	0,6	15	0,5
ME3c	1,0	0,4	0,5	15	0,5
ME4a	0,75	0,4	0,6	15	0,5
ME4b	0,75	0,4	0,5	15	0,5
ME5	0,5	0,35	0,4	15	0,5
ME6	0,3	0,35	0,4	15	-

* Uo = Uniformità globale - Rapporto tra illuminamento/luminanza minima e media su un tratto stradale significativo.

** U1 = Uniformità longitudinale - Rapporto tra illuminamento/luminanza minima e massima lungo la mezzera di ciascuna corsia.

*** Questo criterio può essere applicato solo quando non vi sono aree di traffico con requisiti propri adiacenti alla carreggiata.

Figura 2. Categorie illuminotecniche serie ME: strade a traffico motorizzato dove è applicabile il calcolo della luminanza, per condizioni atmosferiche prevalentemente asciutte.

Categoria	Luminanza del manto stradale della carreggiata				Abbagliamento debilitante	Illuminazione di contiguita'
	manto asciutto			manto bagnato		
	L min.mantenuta [cd/m ²]	U _o min.	U _l min. (libero, puo' valore per autostrade)	U _o min.	TI% max (+5% per sorgenti a bassa luminanza)	SR 2 min. (se non vi sono aree di traffico con requisiti propri adiacenti alla carreggiata)
MEW1	2,0	0,4	0,6	0,15	10	0,5
MEW2	1,5	0,4	0,6	0,15	10	0,5
MEW3	1,0	0,4	0,6	0,15	15	0,5
MEW4	0,75	0,4	Nessun requisito	0,15	15	0,5
MEW5	0,5	0,35	Nessun requisito	0,15	15	0,5

Figura 3. *Categorie illuminotecniche serie MEW: strade a traffico motorizzato dove è applicabile il calcolo della luminanza, per condizioni atmosferiche prevalentemente bagnate.*

Classe di illuminazione	Illuminamento orizzontale		Abbagliamento debilitante
	E medio [lux] (minimo mantenuto)	U _o (minimo)	
CE0	50	0,4	10
CE1	30	0,4	10
CE2	20	0,4	10
CE3	15	0,4	10
CE4	10	0,4	15
CE5	7,5	0,4	15

Figura 4. *Categorie illuminotecniche serie CE: aree a traffico motorizzato in cui non è possibile ricorrere al calcolo della luminanza.(es. zone di conflitto, incroci, strade commerciali e rotonde, ciclopedonale quando le categorie S o A non sono ritenute adeguate).*

Classe di illuminazione	Illuminamento orizzontale		Abbagliamento debilitante
	E medio [lux] (minimo mantenuto)	E minimo [lux] (mantenuto)	
S1	15	5	15
S2	10	3	15
S3	7,5	1,5	15
S4	5	1	20
S5	3	0,6	20
S6	2	0,6	20
S7	Non determinato	Non determinato	-

Figura 5. *Serie categorie illuminotecniche serie S: ambienti a carattere ciclopedonale. (marciapiedi, piste ciclabili, corsie di emergenza ed altre separate o lungo la carreggiata, strade urbane, strade pedonali, aree di parcheggio, strade interne a complessi scolastici, ...)*

8.1. Limitazione del flusso luminoso emesso verso l'alto

In conformità a quanto previsto dall'art. 5, comma 1, della **L.R. n.15/05** gli apparecchi illuminanti da impiegare nella realizzazione degli impianti di illuminazione pubblica o privata devono avere **“un'intensità massima di 0 candele (cd) per 1000 lumen (lm) di flusso luminoso totale emesso a 90 gradi ed oltre”**.

Per il rispetto dell'art. 5 della L.R. 15/05, inoltre, gli apparecchi illuminanti devono:

- essere equipaggiati con lampade ad avanzata tecnologia ed elevata efficienza luminosa;
- essere provvisti di appositi dispositivi in grado di ridurre in base al flusso di traffico, entro l'orario stabilito con atti delle amministrazioni comunali, e comunque non oltre la mezzanotte, l'emissione di luce degli impianti in misura non inferiore al 30 per cento rispetto al pieno regime di operatività (la riduzione non va applicata qualora le condizioni d'uso della superficie illuminata siano tali da comprometterne la sicurezza).

Per il rispetto del punto 3. *Adempimenti*, comma 5) g) gli apparecchi da utilizzare per l'adeguamento e/o realizzazione di nuovi impianti di illuminazione devono essere corredati della seguente documentazione:

- a) Certificati di conformità alla L.R. n.15/05 per il prodotto messo in opera sul territorio della Regione Puglia indicando gli intervalli di posizioni ed inclinazione conformi;
- b) Misurazioni fotometriche dell'apparecchio, sia in forma tabellare numerica su supporto cartaceo, sia sotto forma di file standard normalizzato, tipo il formato commerciale “Eulumdat” o analogo verificabile, ed emesso in regime di sistema di qualità aziendale certificato o rilasciato da ente terzo quali l'IMQ; le stesse devono riportare:
 - I - L'identificazione del laboratorio di misura ed il nominativo del responsabile tecnico;
 - II - Le specifiche della lampada (sorgente luminosa) utilizzata per la prova;
 - III - La posizione dell'apparecchio durante la misurazione;
 - IV - Il tipo di apparecchiatura utilizzata per la misura e la relativa incertezza di misura;
 - V - La dichiarazione dal responsabile tecnico di laboratorio o di enti terzi, quali l'IMQ, circa la veridicità delle misure.

c) Le istruzioni di installazione ed uso corretto dell'apparecchio.

Il progetto illuminotecnico deve essere redatto da un professionista iscritto ad ordini o collegi professionali in possesso dei requisiti di legge, con curriculum specifico o formazione adeguata e specializzata mediante partecipazione a corsi di progettazione illuminotecnica ai sensi della legge 15/05 art.2 comma 4.

Gli installatori:

- Realizzano gli impianti conformemente ai presenti criteri ed al progetto illuminotecnico, disponendo gli apparecchi d'illuminazione secondo le allegate istruzioni di installazione ed uso corretto per il rispetto dei requisiti tecnici di cui all'art. 5 della L.R. n.15/05;
 - Rilasciano la dichiarazione di conformità dell'installazione ai criteri della L.R. n.15/05 e al progetto illuminotecnico.

8.2. Progetto illuminotecnico

Generalità

L'impianto di illuminazione dovrà assicurare soddisfacenti condizioni di visibilità e di comfort visivo, per i quali dovranno essere determinati valori ottimali dei seguenti parametri:

- luminanza minima mantenuta;
- luminanza media mantenuta;
- uniformità generale della luminanza;
- indice dell'abbagliamento delimitante;
- compiti visivi.

Parametri illuminotecnici

Luminanza media mantenuta (Lm)

Il valore della luminanza deve essere adeguato al tipo di strada e densità di traffico, al fine di permettere la riconoscibilità del percorso ed il giusto contrasto tra ostacoli e sfondo.

Tale valore espresso in "cd/mq.", indica il flusso luminoso riflesso dalla superficie del manto stradale verso l'osservatore e dipende dalla posizione dell'osservatore e dal tipo di superficie riflettente.

Uniformità

E' il parametro che permette di valutare la presenza di macchie di luce sulla carreggiata stradale. Se la luminanza risulta non uniforme si ha una situazione potenzialmente pericolosa, in quanto gli ostacoli non sono più percepibili, per la scarsa percezione del contrasto.

Abbagliamento debilitante TI

L'abbagliamento, di tipo fisiologico e psicologico, dovrà essere mantenuto quanto più basso possibile.

Infatti, l'abbagliamento fisiologico si manifesta come una riduzione da parte dell'occhio umano a percepire i contrasti, con manifesta difficoltà nel distinguere gli ostacoli.

L'abbagliamento psicologico si manifesta, invece, come sensazione di fastidio e fatica visiva, dove l'effetto disturbante viene a dipendere dalla conformazione dell'apparecchio illuminante e dalla modalità di installazione.

L'indice di abbagliamento indica la misura con cui la sorgente di luce nel campo visivo del guidatore provoca un velo di luminanza che riduce i contrasti tra sfondo ed eventuali ostacoli.

Compiti visivi

Le prestazioni visive dipendono da una combinazione razionale dei tre fattori: luminanza, uniformità e abbagliamento.

Classificazione

Il calcolo illuminotecnico ha tenuto conto dei seguenti elementi:

- classificazione delle strade e zone di intervento;
- caratteristiche geometriche e di viabilità;
- valori minimi dei parametri illuminotecnici;
- requisiti minimi di legge;
- presenza di vincoli stradali;
- interferenza tra impianti di illuminazione esistenti e/o da realizzare;
- presenza di incroci, parcheggi, zone pedonali e/o di aggregazione.

In base alle normative di riferimento, le strade oggetto dell'intervento possono assimilarsi a strade extraurbane locali. A seguito dell'applicazione dell'analisi dei rischi, si può considerare che tali vie non presentano situazioni particolari di pericolo, in quanto non si hanno evidenti situazioni in cui viene alterato il

compito visivo ed in quanto le condizioni di conflitto sono limitate e commisurate al ridotto traffico delle stesse. La classe illuminotecnica considerata è pertanto la ME3b.

Tipologia organi illuminanti

La scelta dell'organo illuminante è stata effettuata in conformità della Legge Regionale n°15/2005 e Regolamento n°13/2006.

In particolare saranno utilizzati apparecchi di illuminazione stradale con sorgenti luminose ad alta efficienza (LED) e flusso emesso verso l'alto pari allo 0%, come da calcolo illuminotecnico allegato.

Tipologia dei sostegni

Normative di riferimento

La struttura dovrà essere calcolata in base ai requisiti delle seguenti Normative:

- UNI EN40-5:
Pali per illuminazione pubblica - Specifiche per pali per illuminazione pubblica di acciaio
- UNI EN40-2:
Pali per illuminazione pubblica - Parte 2: Requisiti generali e dimensioni.
- UNI EN40-3-1:
Pali per illuminazione pubblica - Progettazione e verifica. Specifica dei carichi caratteristici.
- UNI EN40-3-3:
Pali per illuminazione pubblica - Progettazione e verifica. Verifica mediante calcolo.
- UNI EN 10025:
Prodotti laminati a caldo di acciai non legati per impieghi strutturali.
- UNI EN 10219:
Profilati cavi formati a freddo di acciaio non legati a grano fine per strutture saldate. (Solo nel caso di pali rastremati)
- UNI EN ISO 1461:
Rivestimenti di zincatura per immersione a caldo su prodotti finiti ferrosi e articoli di acciaio. Specificazioni e metodi di prova.

Descrizione tecnica

Il palo conico a sezione circolare, sarà ricavato da lamiera in acciaio S235JR (Fe360B) in conformità alla norma UNI EN 10025, formato a freddo mediante pressopiegatura e saldato longitudinalmente. Il procedimento di saldatura sarà del tipo GMAW effettuato nel rispetto delle specifiche (WPS) in conformità alla norma UNI EN ISO 15601-1 e qualificato (WPAR) secondo la norma UNI EN ISO 15614-1. Il procedimento dovrà essere eseguito da operatori di saldatura qualificati e patentati in conformità alle norme UNI EN 1418 e UNI EN 287-1.

La protezione superficiale, interna/esterna, sarà assicurata mediante zincatura a caldo realizzata in conformità alla norma UNI EN ISO 1461.

Il palo sarà completo delle seguenti lavorazioni (in linea tra loro):

- Foro ingresso cavi posto con mezzeria a mm. 600 dalla base, avente dimensione di mm. 186x45
- Supporto messa a terra, saldato al palo, per bullone M10, posizionato a mm. 900 dalla base
- Asola per morsettiera posta con mezzeria a mm. 1800 dalla base, avente dimensioni di mm. 186x45
- La sommità del palo è calibrata con diametro di mm. 60 per una lunghezza di mm. 200
- Mensola singola realizzata in tubo di carpenteria Ø 60 mm, avanzamento mm. 1700, zincata a caldo, completa di predisposizione per il fissaggio alla sommità del palo mediante innesto a bicchiere e fissaggio con grani.

Caratteristiche

a) Palo 9000/4

- Diametro sommità 60 mm

- Altezza totale 9000 mm
- Altezza fuori terra 8100 mm
- Interramento 900 mm

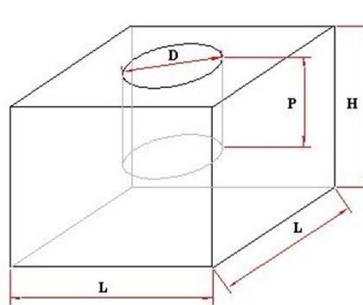
Tolleranze dimensionali di fabbricazione

(in conformità alla norma UNI EN 40 parte 2)

- Altezza: il valore maggiore tra +/- 0,6% dell'altezza totale del palo, oppure +/- 25 mm.
- Rettilineità: lo scostamento ammesso è minore o uguale a 0,003 dell'altezza totale del palo
- Circonferenza: +/- 1% dello sviluppo nominale della lamiera.
- Ø esterno: +/- 3% del diametro calcolato in base alla misura della circonferenza.
- Spessore: per spessori da 3 a 4 mm. +/- 0,2 mm.

Plinto di fondazione

- Larghezza L 1100 mm
- Altezza H 1000 mm
- Diametro vano palo D 350 mm
- Profondità vano palo P 900 mm
- Volume plinto 1.133 mc



Il calcolo della fondazione è stato elaborato

I. LL.PP. del 14/01/2008

"Norme tecniche per i calcoli, l'esecuzione ed il collaudo delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche", ipotizzando una capacità portante del terreno (q_{lim}) di 450 kPa.

Calcoli Illuminotecnici

I calcoli illuminotecnici sono stati effettuati con l'utilizzo del software Dialux, fornendo risultati sufficientemente attendibili, come riportato in allegato.

9. IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA

Generalita'

Sarà installato un impianto di videosorveglianza per la sicurezza e la tutela del patrimonio dell'Azienda.

La ripresa e l'eventuale registrazione delle immagini degli accessi esterni saranno effettuate esclusivamente per tali fini ed il trattamento dei dati acquisiti tramite l'impianto di videosorveglianza è fondato sui presupposti di necessità, liceità, proporzionalità e finalità.

L'impianto di videosorveglianza sarà in funzione 24 ore su 24 e verrà segnalato mediante appositi cartelli.

Componenti principali

Gli elementi principali dell'impianto saranno:

- **Telecamera** in versione Bullet IP da 4 megapixel (2560 x 1440 @ 25fps) dotata di sensore immagine CMOS da 1/2.8" con tecnologia Progressive Scan capace di trasmettere immagini in tempo reale alla risoluzione 2560 x 1440. Telecamera di tipo Day/Night con rimozione meccanica del filtro IR, dotata di ottica varifocal motorizzata 2.8-12mm, campo di visione orizzontale 98-28°, verticale 51-16°, sensibilità a colori di 0.018 Lux @ (F1.6, AGC ON), 0 lux con illuminatore IR acceso. Progettata per installazioni in interno e esterno con grado di protezione IP67. Illuminatore IR con portata nominale di 50m. Porta Ethernet 10/100/1000 con connettore RJ45. Wide Dynamic Range 120dB. Compressione video H.265/H.264, con occupazione di banda (BitRate) regolabile da 128kbps -16Mbps. Triplo Streaming liberamente configurabile. Equipaggiata di alloggiamento per memoria MICRO SD/SDHC/SDXC con capacità fino a 128GB. Dotata delle seguenti funzioni di analisi video intelligente: Intrusion Detection, Region of Interest (ROI), Cross Line Detection. Completano la dotazione un ingresso ed una uscita di allarme. L'interfaccia audio dispone di un canale in ingresso (Audio in / Mic in - line level) ed uno in uscita (Line level), che offre supporto audio bidirezionale con protocollo G.711ulaw, G.711alaw, MP2L2, G.726, PCM. Alimentazione a 12 Vcc, PoE (IEEE 802.3af). Dimensioni 144 x 332 mm. Temperatura di funzionamento da -30 °C a +60 °C. Conforme con le normative FCC, CE, UL, WEEE, RoHS, REACH. Compresa quota parte di dorsale in cavo in tubo rigido a vista e/o incassato, cassette di derivazione, accessori e quant'altro necessario per rendere l'impianto funzionante ed eseguito a regola d'arte.
- **Videoregistratore** di rete per la gestione di fino a 8, 16, 32, 64 flussi video, con larghezza di banda in ingresso di 80/160/256/320 Mbps, in base al modello. Supporta i seguenti standard di compressione: H265, H264 o MPEG4. Adatto a gestire telecamere IP con risoluzioni fino a 8 Megapixel. Fornito con hard disk specificatamente sviluppati per l'archiviazione di video digitali, per una dimensione dell'archivio interno da 2TB a 48TB. Registrazione continua, su evento o mediante programmatore orario, in formato nativo. Risoluzioni supportate: QCIF, CIF, 2CIF, DCIF, 4CIF, VGA, 720P, UXGA, 1080P, 3MP, 4MP, 5MP, 6MP, 8MP. Registrazione audio con le telecamere che supportano questa funzionalità. Capacità di archiviazione interna fino a 48TB, con dischi comodamente accessibili dal pannello frontale. Installazione a rack 1,5U o 2U a seconda del modello. È dotato di 16 ingressi di allarme e 4 uscite relè ed incorpora lo strumento di riconoscimento automatico delle telecamere IP connesse alla rete. Dotato di ricevitore digitale di allarmi digitali OH integrato (Osborne & Hoffman), consente di collegare tramite IP fino a 3 centrali di allarme intrusione e ricevere eventi con il protocollo

SIA/XSIA. E' possibile configurare fino a 3 centrali antintrusione ognuna delle quali può inviare fino a 32 allarmi di zona. Il ricevitore può discriminare eventi di inserimento e disinserimento di area, allarme di zona e l'efficienza della connessione tra centrale di allarme e NVR. Quando NVR riceve un evento possono essere attivate le seguenti funzioni: buzzer, relè, velocità di registrazione e richiamo di un preset di una telecamera PTZ. È presente un connettore RJ45 per telecamera che supporta connessioni 10/100Mb ed è configurabile come PoE-at, PoE-af, No PoE o 12,5W. Tutte le porte supportano fino a 30W massimo ed il budget di potenza è di 120W per la versione a 8 canali e 200W per la versione a 16 canali. Dotato di funzione Hot Spare, consente di avere sulla medesima rete due apparati TVN22, uno configurato master e l'altro come slave. L'unità slave controlla costantemente l'efficienza dell'unità master, ed in caso di guasto della stessa si prende in carico la registrazione di tutte le telecamere. Al ripristino dell'unità master, l'unità slave trasferirà all'unità master le registrazioni effettuate durante il periodo di guasto, per non perdere nessuna registrazione. Per utilizzare la funzione Hot Spare, i due TVN22 dovranno avere lo stesso numero di canali. Il TVN22 è alimentato con tensioni da 100Vca a 240Vca, 50Hz o 60Hz e consuma al massimo 45W (senza hard disk). Temperatura di funzionamento da -10°C a +55°C con umidità relativa da 10% fino al 90% senza condensa. Dimensioni di 445 (W) x 390 (D) x 70(H) mm per i modelli da 1,5U unità Rack da 19", mentre per la versione da 2U Rack le dimensioni sono 445 (W) x 470 (D) x 90 (H) mm). Il peso è di max 10kg senza hard disk. Configurabile tramite browser Internet Explorer o tramite programma di gestione per DVR/NVR.

- **Switch industriale Ethernet** a 8 Porte 10/100Base-TX (PoE+) + 2 Porte RJ-45/SFP combo 100/1000 (non-PoE), Un-Managed plug and play, range di temperatura esteso -40°+75°, Alimentazione 52Vcc- 56 Vcc, con assorbimento massimo di 244W. Dotato inoltre delle seguenti caratteristiche: High-performance Switch Architecture, unmanaged plug and play installation requiring no programming. 5.6Gbps non-blocking switch fabric. Robust Hardened Design. IP30 metal enclosure.
- **Alimentatore AC-DC**, ingresso da 88 a 264Vac 50Hz/60Hz 240W, uscita 48Vdc 5Amp, montaggio su barra DIN rail TS-35/7.5 or 15; Protezioni: Corto circuito / Sovraccarico / Sovratensione / Sovratemperatura, range di temperatura (-25~+70°C).
- **Transceiver in Fibra Ottica** Monomodale SFP-Port 1000Base-LX (1310nm), fino a 10Km, range di temperatura da 0 a 50°C, 2 fibre connettore LC.

Oltre ad essi vanno inoltre considerati collegamenti, accessori, collaudo e quanto altro necessario per il corretto funzionamento dell'impianto.

Le telecamere saranno installate sui sostegni già predisposti per l'illuminazione esterna.

Il posizionamento delle telecamere sarà funzionale alla sorveglianza dell'impianto fotovoltaico e degli accessi esterni e delle aperture per le quali si ritiene necessaria la sorveglianza.

Le immagini riprese da tutte le telecamere verranno registrate su unità hard disk attraverso l'apposito videoregistratore.

L'apparecchiatura di registrazione, nonché gli accessori per il funzionamento, saranno collocati in modo da garantirne la sicurezza.

10. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI

Si illustra ora il dimensionamento preliminare dei cavi per tutte le differenti parti dell'impianto.

Tutti i cavi sono stati dimensionati con il metodo della caduta di tensione, ovvero limitando la stessa, in funzione delle caratteristiche del cavo e del tipo di posa, al 2% della tensione nominale della parte dell'impianto di riferimento.

I calcoli a seguire permettono di individuare la sezione di progetto dei cavi, che andrà eventualmente modificata in funzione delle effettive condizioni di posa in fase di progettazione esecutiva.

Cavi da stringhe a inverters (designazione: FG21M21 06/1kV)

- Tipo di corrente: continua;
- Tensione massima: 1.500V;
- Potenza massima: 11.700W;
- Caduta di tensione ammissibile: 30V;

La corrente di impiego del cavo è pari a: $I_b = 11.700/1500 = 7,8A$.

La portata di un cavo interrato è pari a: $I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$, essendo:

- I_0 = portata di un cavo unipolare (o multipolare) isolato in gomma (o PVC), con posa interrata ad una temperatura di 20°C e ad una profondità di posa di 0,8 m, e resistività termica del terreno di 2Km/W;
- K_1 = fattore di correzione per temperature diverse da 20°C;
- K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- K_3 = fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0,8 m;
- K_4 = fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 2 Km/W.

Un cavo con una sezione di 4mmq ha una portata I_0 pari a circa 40A, mentre uno da 6mmq nelle stesse condizioni di posa ha una portata di circa 49A (Tabella 3.1 CEI UNEL 35026 fasc.5777).

Considerando per i fattori di correzione i valori più restrittivi ($K_1 = 1$; $K_2 = 0,6$; $K_3 = 0,94$; $K_4 = 0,91$) si ha: $I_z = 40 \times 1 \times 0,6 \times 0,94 \times 0,91 = 20,52 > 7,8$.

Quindi già una sezione di 4mmq è ampiamente sufficiente relativamente alla corrente di impiego.

Resta da verificare se la caduta di tensione, rimane contenuta nel 2% della tensione di sistema (30V).

Assumendo per i cavi una resistenza specifica di 6,31 Ω /Km per il cavo da 4mmq e di 4,21 Ω /Km per il cavo da 6mmq (Tabella 1 CEI UNEL 35023), è facile verificare che un cavo da 4mmq contiene le cadute di tensione entro il 2% per lunghezze fino a 300 metri, che arrivano a 450 metri per uno da 6mmq, ampiamente maggiori delle lunghezze in gioco (circa 150metri).

Cavi da inverters a centrali di trasformazione (designazione: FG7R 06/1kV)

- Tipo di corrente: alternata;
- Tensione massima: 800V;
- Potenza massima: 185.000VA;
- Caduta di tensione ammissibile: 16V;

La corrente di impiego del cavo è pari a: $I_b = 185.000 / (1,73 \times 800 \times 0,995) = 134,34A$.

La portata di un cavo interrato è pari a: $I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$, essendo:

- I_0 = portata di un cavo unipolare (o multipolare) isolato in gomma (o PVC), con posa interrata ad una temperatura di 20°C e ad una profondità di posa di 0,8 m, e resistività termica del terreno di 2Km/W;
- K_1 = fattore di correzione per temperature diverse da 20°C;
- K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- K_3 = fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0,8 m;
- K_4 = fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 2 Km/W.

Un cavo con una sezione di 150mmq ha una portata I_0 pari a circa 287A (scheda tecnica del produttore).

Considerando per i fattori di correzione i valori più restrittivi ($K_1 = 1$; $K_2 = 0,6$; $K_3 = 0,94$; $K_4 = 0,91$) si ha: $I_z = 287 \times 1 \times 0,6 \times 0,94 \times 0,91 = 147,3 > 134,34$.

Quindi la sezione di 150mmq è sufficiente relativamente alla corrente di impiego.

Resta da verificare se la caduta di tensione, rimane contenuta nel 2% della tensione di sistema (16V).

Assumendo per il cavo una resistenza specifica di 0,17 Ω/Km ed una reattanza di 0,08 Ω/Km (Tabella 1 CEI UNEL 35023), è facile verificare che un cavo da 150mmq contiene le cadute di tensione entro il 2% per lunghezze fino a 400 metri, ampiamente maggiori delle lunghezze in gioco (circa 185 metri).

Cavi da centrali di trasformazione a cabina di raccolta (designazione RG7H1R 18/30kV)

- Tipo di corrente: alternata;
- Tensione massima: 30.000V;
- Potenza massima: 4.070.000VA;
- Caduta di tensione ammissibile: 600V;

La corrente di impiego del cavo è pari a: $I_b = 4.070.000 / (1,73 \times 30.000 \times 0,995) = 78,72\text{A}$.

La portata di un cavo interrato è pari a: $I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$, essendo:

- I_0 = portata di un cavo unipolare (o multipolare) isolato in gomma (o PVC), con posa interrata ad una temperatura di 20°C e ad una profondità di posa di 0,8 m, e resistività termica del terreno di 2Km/W;
- K_1 = fattore di correzione per temperature diverse da 20°C;
- K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- K_3 = fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0,8 m;
- K_4 = fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 2 Km/W.

Un cavo con una sezione di 240mmq interrato a trifoglio ha una portata I_0 pari a circa 525A (scheda tecnica del produttore).

Considerando per i fattori di correzione i valori più restrittivi ($K_1 = 1$; $K_2 = 0,6$; $K_3 = 0,94$; $K_4 = 0,91$) si ha: $I_z = 525 \times 1 \times 0,6 \times 0,94 \times 0,91 = 269,45 > 78,72$.

Quindi la sezione di 240mmq è ampiamente sufficiente relativamente alla corrente di impiego.

Resta da verificare se la caduta di tensione, rimane contenuta nel 2% della tensione di sistema (600V).

Assumendo per il cavo una resistenza specifica di 0,11 Ω /Km ed una reattanza di 0,078 Ω /Km (Tabella 1 CEI UNEL 35023), è facile verificare che un cavo da 240mmq contiene le cadute di tensione entro il 2% per lunghezze fino a 26.000 metri, ampiamente maggiori delle lunghezze in gioco (2.150 metri).

Cavi da cabina di raccolta a stazione utente (designazione ARG7H1R 18/30 kV)

- Tipo di corrente: alternata;
- Tensione massima: 30.000V;
- Potenza massima: 12.210.000VA;
- Caduta di tensione ammissibile: 600V;

La corrente di impiego del cavo è pari a: $I_b = 12.210.000 / (1,73 \times 30.000 \times 0,995) = 236,16A$.

La portata di un cavo interrato è pari a: $I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$, essendo:

- I_0 = portata di un cavo unipolare (o multipolare) isolato in gomma (o PVC), con posa interrata ad una temperatura di 20°C e ad una profondità di posa di 0,8 m, e resistività termica del terreno di 2Km/W;
- K_1 = fattore di correzione per temperature diverse da 20°C;
- K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- K_3 = fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0,8 m;
- K_4 = fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 2 Km/W.

Un cavo in alluminio con una sezione di 400mmq interrato a trifoglio ha una portata I_0 pari a circa 543A (scheda tecnica del produttore).

Considerando per i fattori di correzione i valori più restrittivi ($K_1 = 1$; $K_2 = 0,6$; $K_3 = 0,94$; $K_4 = 0,91$) si ha: $I_z = 543 \times 1 \times 0,6 \times 0,94 \times 0,91 = 278,69 > 236,16$.

Quindi la sezione di 400mmq è sufficiente relativamente alla corrente di impiego.

Resta da verificare se la caduta di tensione, rimane contenuta nel 2% della tensione di sistema (600V).

Assumendo per il cavo una resistenza specifica di 0,102 Ω /Km ed una reattanza di 0,11 Ω /Km (scheda tecnica del produttore), è facile verificare che un cavo da 400mmq contiene le cadute di tensione entro il 2% per lunghezze fino a 14.500 metri, ampiamente maggiori delle lunghezze in gioco (1.950 metri).

Cavi da stazione utente a Cabina Primaria (designazione XDRCU–ALT 220/127 kV)

- Tipo di corrente: alternata;
- Tensione massima: 150.000V;
- Potenza massima: 60.000.000VA;
- Caduta di tensione ammissibile: 3.000V;

La corrente di impiego del cavo è pari a: $I_b = 60.000.000 / (1,73 \times 150.000 \times 0,90) = 256,6A$.

La portata di un cavo interrato è pari a: $I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$, essendo:

- I_0 = portata di un cavo unipolare (o multipolare) isolato in gomma (o PVC), con posa interrata ad una temperatura di 20°C e ad una profondità di posa di 0,8 m, e resistività termica del terreno di 2Km/W;
- K_1 = fattore di correzione per temperature diverse da 20°C;
- K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- K_3 = fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0,8 m;
- K_4 = fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 2 Km/W.

Un cavo in alluminio con una sezione di 400mmq interrato a trifoglio ha una portata I_0 pari a circa 531A (scheda tecnica del produttore).

Considerando per i fattori di correzione i valori più restrittivi ($K_1 = 1$; $K_2 = 0,6$; $K_3 = 0,94$; $K_4 = 0,91$) si ha: $I_z = 531 \times 1 \times 0,6 \times 0,94 \times 0,91 = 272,53 > 256,6$.

Quindi la sezione di 400mmq è sufficiente relativamente alla corrente di impiego.

Resta da verificare se la caduta di tensione, rimane contenuta nel 2% della tensione di sistema (3.000V).

Assumendo per il cavo una resistenza specifica di 0,102 Ω /Km ed una reattanza di 0,147 Ω /Km (scheda tecnica del produttore), è facile verificare che un cavo da 400mmq contiene le cadute

di tensione entro il 2% per lunghezze fino a 66.000 metri, ampiamente maggiori delle lunghezze in gioco (150 metri).

11. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Si richiamano di seguito le principali norme e leggi che regolamentano le attività di progettazione e costruzione degli impianti elettrici, ed in particolare di quelli fotovoltaici:

- C.E.I. 64-8/1-7 2007-01: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- C.E.I. 11-17: “Impianti di produzione trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo”;
- C.E.I. 17-13/1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)”;
- C.E.I. 11-35 1996-10: “Guida all’esecuzione delle cabine elettriche d’utente”
- C.E.I. 11-1 1999-01: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata”
- C.E.I. EN 62305-1 (C.E.I. 81-10/1): “Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali”. Marzo 2006;
- C.E.I. EN 62305-2 (C.E.I. 81-10/2): “Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 2: Gestione del rischio” . Marzo 2006;
- UNI EN 1838 “Illuminazione di emergenza”;
- EN 12464-1 : 2002: “Luce e Illuminazione – Illuminazione dei posti di lavoro – Parte 1: Posti di lavoro Interni”;
- C.E.I. EN 61000-3-2 (C.E.I. 110-31): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti; Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase)”;
- C.E.I. EN 60555-1 (C.E.I. 77-2): “Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni”;
- C.E.I. EN 60439-1-2-3 (C.E.I. 17-13): “Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione”;
- C.E.I. EN 60445 (C.E.I. 16-2): “Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- C.E.I. EN 60529 (C.E.I. 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;
- C.E.I. EN 60099-1 (C.E.I. 37-1): “Scaricatori”;
- C.E.I. 20-19: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V”;

- C.E.I. 20-20: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- C.E.I. EN 62305 (C.E.I. 81-10): “Protezione contro i fulmini”;
- C.E.I. EN 62305-1 (C.E.I. 81-10/1): “Principi generali”;
- C.E.I. EN 62305-2 (C.E.I. 81-10/2): “Valutazione del rischio”;
- C.E.I. EN 62305-3 (C.E.I. 81-10/3): “Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”;
- C.E.I. EN 62305-4 (C.E.I. 81-10/4): “Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture”;
- C.E.I. 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”.

In particolare per gli impianti fotovoltaici:

- C.E.I. 64-8/7, sezione 712: “Sistemi fotovoltaici solari di alimentazione”;
- C.E.I. EN 60904-1 (C.E.I. 82-1): “Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione – corrente”;
- C.E.I. EN 60904-2 (C.E.I. 82-2): “Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento”;
- C.E.I. EN 60904-3 (C.E.I. 82-3): “Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento”;
- C.E.I. EN 61727 (C.E.I. 82-9): “Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete”;
- C.E.I. EN 61215 (C.E.I. 82-8): “Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo”;
- C.E.I. EN 61646 (C.E.I. 82-12): “Moduli fotovoltaici a film sottile per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo”;
- C.E.I. EN 50380 (C.E.I. 82-22): “Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici”;
- C.E.I. EN 62093 (C.E.I. 82-24): “Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali”;
- C.E.I. 82-25: “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione”;
- C.E.I. EN 61730-1 (C.E.I. 82-27): “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici – Parte 1: Prescrizione per la costruzione”;
- C.E.I. EN 61730-2 (C.E.I. 82-28): “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici – Parte 2: Prescrizioni per le prove”;

- C.E.I. EN 61724 (C.E.I. 82-15): “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati”;
- IEC 60364-7-712: “Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems”.

Per l'impianto di illuminazione:

- Legge Regionale Puglia 15/2015: “Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico” e relativo regolamento 13/06;
- UNI EN 12665: “Luce e illuminazione - Termini fondamentali e criteri per i requisiti illuminotecnici”;
- UNI EN 13032: “Luce e illuminazione – Misurazione e presentazione dei dati fotometrici di lampade e apparecchi di illuminazione”;
- UNI EN 13201, parte 2,3,4: “Illuminazione requisiti illuminotecnici”;
- UNI 11630: “Requisiti del progetto illuminotecnico”;
- UNI 11248: “Illuminazione Stradale requisiti illuminotecnici”;
- UNI 10819: “Impianti di illuminazione esterna. Requisiti per la limitazione della dispersione verso l'alto del flusso luminoso”;
- UNI 11356: “Caratterizzazione fotometrica di apparecchi d'illuminazione a LED”;
- EN 61347-2-13: “Prescrizioni di sicurezza per unità di alimentazione elettroniche “a.c. e d.c. per moduli LED”;
- EN 62384: “Prestazioni per unità di alimentazione elettroniche a.c. e d.c. per moduli LED”;
- CEI EN 60598: “Moduli LED per illuminazione generale – Specifiche di sicurezza”;
- CEI EN 62031: “Apparecchi di illuminazione”;
- CEI 34-33: “Apparecchi di illuminazione. Parte II: Prescrizioni particolari. Apparecchi per l'illuminazione stradale”;
- CEI 34: “Relative a lampade, apparecchiature di alimentazione ed apparecchi di illuminazione in generale”.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- Testo Unico sulla Sicurezza D.Lgs. 81/08, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.M. 37/08, per la sicurezza elettrica;

- prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VV.F.;
- Legge n. 186/68: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici”.

Per la connessione alle reti pubbliche degli impianti di produzione:

- deliberazione ARG/elt 99/08 – Versione integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt 179/08 e 205/08. Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione. Testo integrato delle connessioni attive – TICA;
- C.E.I. 0-16: “Regola tecnica per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- C.E.I. 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi a continuità collegati a reti di I e II categoria”.

Per la Direttive Europee:

- DIRETTIVA BASSA TENSIONE: “Direttiva CEE 73/23 modificata dalla Direttiva CEE 93/68 D.P.R. 791 del 24/07/1956 “Attuazione della Direttiva CEE 73/23 relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione”;
- DIRETTIVA COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA: Direttiva 89/336/CEE.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi.

Ulteriori disposizioni di legge, norme, prescrizioni e deliberazioni in materia, purché vigenti al momento della redazione del presente progetto, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

12. ALLEGATI

Si allega alla presente relazione, a costituirne parte integrante:

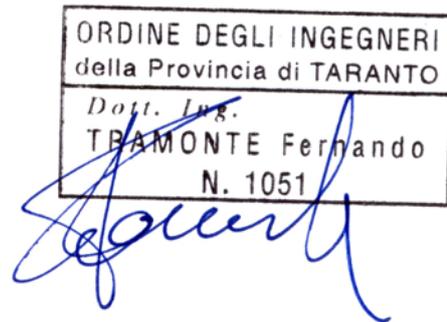
- Elaborato di calcolo illuminotecnico (tratta tipo della viabilità interna)

I Progettisti

Ing. Francesco FRASCELLA



Ing. Fernando TRAMONTE



Lista lampade

Φ_{totale}
48975 lm

P_{totale}
400.0 W

Rendimento luminoso
122.4 lm/W

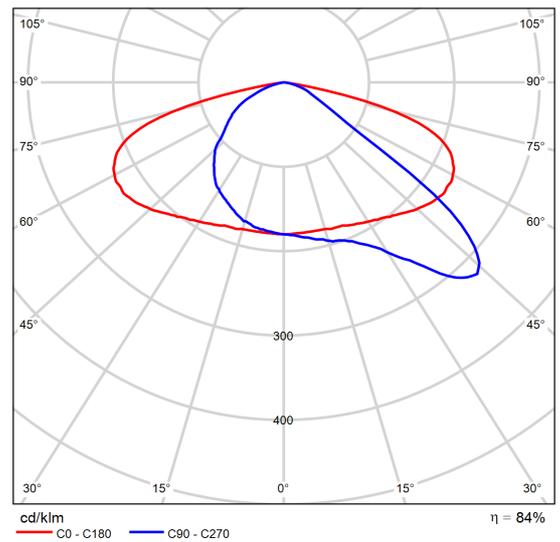
Pz.	Produttore	Articolo No.	Nome articolo	P	Φ	Rendimento luminoso
5	SCHREDER		TECEO GEN2 1 / 5139 / 32 LEDs 800mA NW 740 80W / Light Exhauster / 445072	80.0 W	9795 lm	122.4 lm/W

Scheda tecnica prodotto

SCHREDER TECEO GEN2 1 / 5139 / 32 LEDs 800mA NW 740 80W / Light Exhauster / 445072



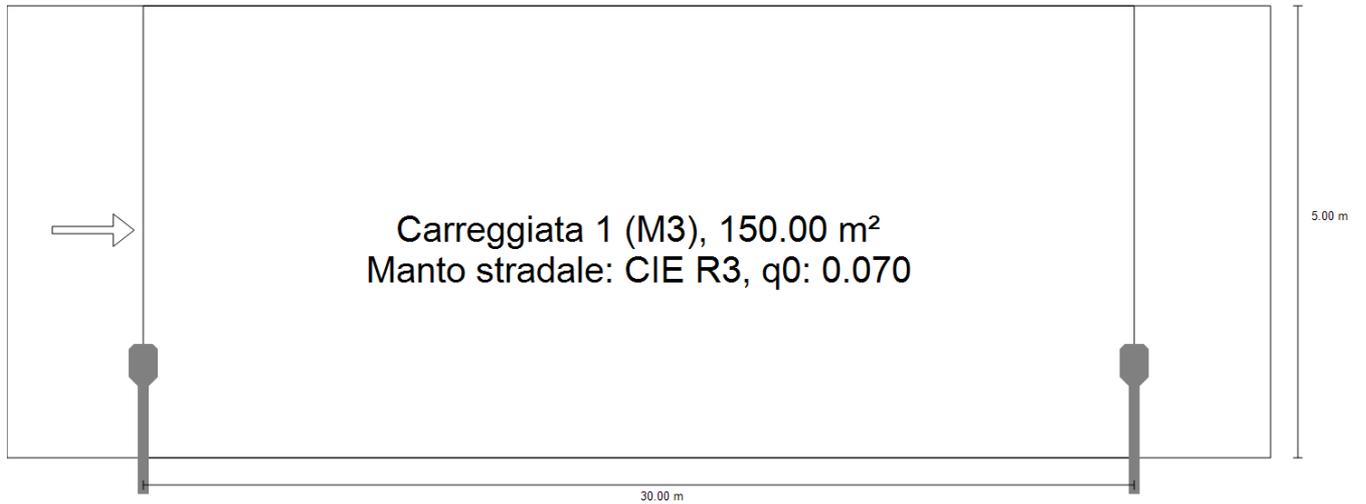
Articolo No.	
P	80.0 W
$\Phi_{Lampadina}$	11665 lm
$\Phi_{Lampada}$	9795 lm
η	83.96 %
Rendimento luminoso	122.4 lm/W
CCT	4000 K
CRI	70



CDL polare

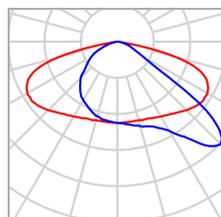
PERIMETRALE CAMPO FOTOVOLTAICO

Riepilogo (in direzione EN 13201:2015)



PERIMETRALE CAMPO FOTOVOLTAICO

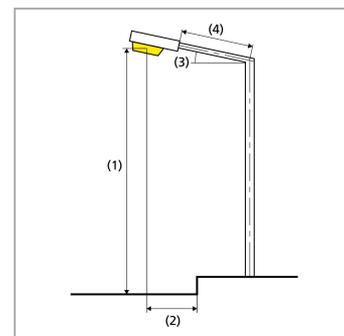
Riepilogo (in direzione EN 13201:2015)



Produttore	SCHREDER	P	80.0 W
Articolo No.		$\Phi_{Lampadina}$	11665 lm
Nome articolo	TECEO GEN2 1 / 5139 / 32 LEDs 800mA NW 740 80W / Light Exhauster / 445072	$\Phi_{Lampada}$	9795 lm
		η	83.96 %
Dotazione	1x 32 LEDs 800mA NW 740		

TECEO GEN2 1 / 5139 / 32 LEDs 800mA NW 740 80W / Light Exhauster / 445072 (su un lato sotto)

Distanza pali	30.000 m
(1) Altezza fuochi	9.000 m
(2) Distanza fuochi	1.000 m
(3) Inclinazione braccio	0.0°
(4) Lunghezza braccio	1.000 m
Ore di esercizio annuali	4000 h: 100.0 %, 80.0 W
Consumo	2640.0 W/km
ULR / ULOR	0.00 / 0.00
Max. intensità luminose	≥ 70°: 435 cd/klm
Per tutte le direzioni che, per le lampade installate e utilizzabili, formano l'angolo indicato con le verticali inferiori.	≥ 80°: 71.2 cd/klm ≥ 90°: 0.00 cd/klm
Classe intensità luminose	G*4
I valori intensità luminosa in [cd/klm] per calcolare la classe intensità luminosa si riferiscono, conformemente alla EN 13201:2015, al	



PERIMETRALE CAMPO FOTOVOLTAICO

Riepilogo (in direzione EN 13201:2015)

flusso luminoso lampade.

Classe indici di abbagliamento	D.5
--------------------------------	-----

Risultati per i campi di valutazione

	Unità	Calcolato	Nominale	OK
Carreggiata 1 (M3)	L_m	1.02 cd/m ²	≥ 1.00 cd/m ²	✓
	U_o	0.81	≥ 0.40	✓
	U_l	0.86	≥ 0.60	✓
	TI	7 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.64	≥ 0.30	✓

Per l'installazione è stato previsto un fattore di manutenzione di 0.80.

Risultati per gli indicatori dell'efficienza energetica

	Unità	Calcolato	Consumo
PERIMETRALE CAMPO FOTOVOLTAICO	D_p	0.038 W/lx*m ²	-
TECEO GEN2 1 / 5139 / 32 LEDs 800mA NW 740 80W / Light Exhauster / 445072 (su un lato sotto)	D_e	2.1 kWh/m ² anno	320.0 kWh/anno

PERIMETRALE CAMPO FOTOVOLTAICO

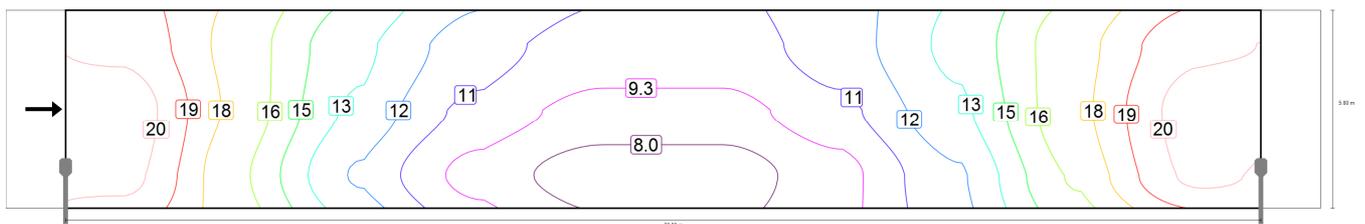
Carreggiata 1 (M3)

Risultati per campo di valutazione

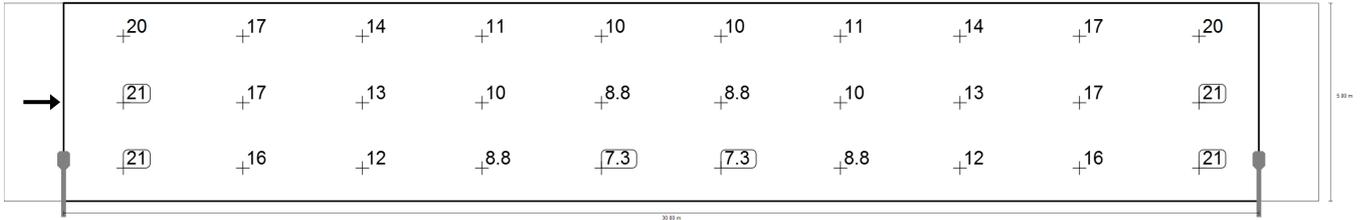
	Unità	Calcolato	Nominale	OK
Carreggiata 1 (M3)	L_m	1.02 cd/m ²	≥ 1.00 cd/m ²	✓
	U_o	0.81	≥ 0.40	✓
	U_l	0.86	≥ 0.60	✓
	TI	7 %	≤ 15 %	✓
	R_{Et}	0.64	≥ 0.30	✓

Risultati per osservatore

	Unità	Calcolato	Nominale	OK
Osservatore 1 Posizione: -60.000 m, 2.500 m, 1.500 m	L_m	1.02 cd/m ²	≥ 1.00 cd/m ²	✓
	U_o	0.81	≥ 0.40	✓
	U_l	0.86	≥ 0.60	✓
	TI	7 %	≤ 15 %	✓



Valore di manutenzione illuminamento orizzontale [lx] (Curve isolux)

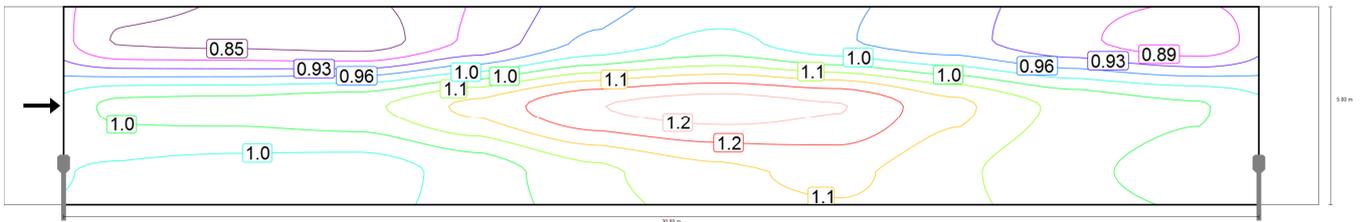


Valore di manutenzione illuminamento orizzontale [lx] (Raster dei valori)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
4.167	20.06	17.05	13.78	11.36	10.03	10.03	11.36	13.78	17.05	20.06
2.500	21.03	17.19	13.13	10.29	8.83	8.83	10.29	13.13	17.19	21.03
0.833	20.67	16.42	11.91	8.84	7.27	7.27	8.84	11.91	16.42	20.67

Valore di manutenzione illuminamento orizzontale [lx] (Tabella valori)

	E_m	E_{min}	E_{max}	g_1	g_2
Valore di manutenzione illuminamento orizzontale	13.9 lx	7.27 lx	21.0 lx	0.525	0.346



Osservatore 1: Valore di manutenzione luminanza con carreggiata asciutta [cd/m^2] (Curve isolux)

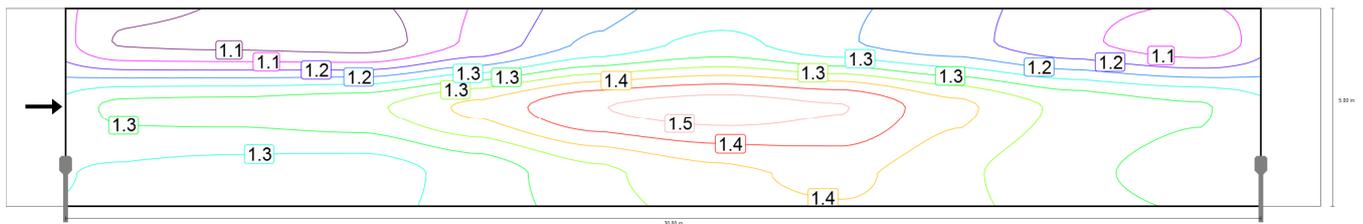


Osservatore 1: Valore di manutenzione luminanza con carreggiata asciutta [cd/m^2] (Raster dei valori)

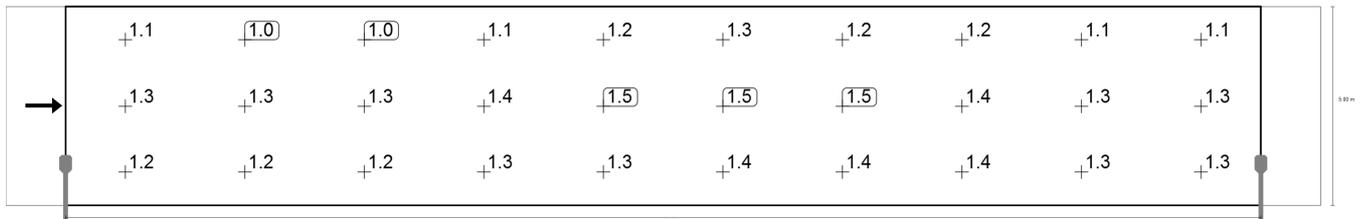
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
4.167	0.84	0.84	0.83	0.89	0.97	1.01	0.97	0.94	0.90	0.86
2.500	1.05	1.06	1.07	1.13	1.19	1.21	1.20	1.13	1.07	1.05
0.833	1.00	0.99	0.98	1.02	1.07	1.11	1.13	1.09	1.05	1.03

Osservatore 1: Valore di manutenzione luminanza con carreggiata asciutta [cd/m²] (Tabella valori)

	L _m	L _{min}	L _{max}	g ₁	g ₂
Osservatore 1: Valore di manutenzione luminanza con carreggiata asciutta	1.02 cd/m ²	0.83 cd/m ²	1.21 cd/m ²	0.811	0.683



Osservatore 1: Luminanza per nuova installazione [cd/m²] (Curve isolux)



Osservatore 1: Luminanza per nuova installazione [cd/m²] (Raster dei valori)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
4.167	1.06	1.05	1.04	1.12	1.22	1.27	1.21	1.17	1.12	1.07
2.500	1.31	1.32	1.34	1.41	1.49	1.52	1.50	1.41	1.34	1.31
0.833	1.25	1.24	1.23	1.27	1.34	1.39	1.41	1.36	1.31	1.28

Osservatore 1: Luminanza per nuova installazione [cd/m²] (Tabella valori)

	L _m	L _{min}	L _{max}	g ₁	g ₂
Osservatore 1: Luminanza per nuova installazione	1.28 cd/m ²	1.04 cd/m ²	1.52 cd/m ²	0.811	0.683