



# REGIONE BASILICATA

## COMUNE DI FERRANDINA (MT)



Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto Agrivoltaico, con sistema integrato per la coltivazione di piante officinali e la produzione di energia elettrica, delle opere e delle infrastrutture connesse, denominato CISTERNA 2, da realizzarsi in agro del comune di Ferrandina, di potenza pari a 19.981,92 Kw

### PROGETTO DEFINITIVO



Elaborato:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Tavola:

CIS2-PDEF-REL-003

Data: Ottobre 2021

Scala:

Rev	Data	Descrizione	Eseguito	Verificato	Approvato

Progettazione:



Proponente:

Ambra Solare 31 S.r.l.  
Via Tevere 41 - 00198 Roma  
C.F. e P.I. 16110281009  
PEC: ambrasolare31@legalmail.it

# PowerTis

Ambra Solare 31 S.r.l.  
Via Tevere 41, 00198 Roma  
C.F. e P.IVA 16110281009

Visti:

# Sommario

<i>PREMESSA</i> .....	2
<i>GENERALITA' DELL'INTERVENTO</i> .....	2
<i>NORMATIVA SEGUITA NELL'ELABORAZIONE DEL PROGETTO</i> .....	3
<i>DESCRIZIONE E PRE-DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FV</i> .....	7
<i>PUNTO DI CONSEGNA E REGOLE DI CONNESSIONE</i> .....	11
<i>SERVIZI AUSILIARI</i> .....	11
<i>SISTEMA DI TELEGESTIONE</i> .....	12
<i>STIMA SULLA PRODUZIONE</i> .....	12
<i>STRADE DI ACCESSO E SISTEMAZIONE ESTERNA</i> .....	12
<i>CAVIDOTTI</i> .....	13
<i>IMPIANTO DI TERRA-Criteri generali di progettazione</i> .....	18
<i>ANALISI VOLUMETRICA</i> .....	19
<i>VALUTAZIONE DEI CAMPI ELETTROMAGNETICI</i> .....	19
<i>CONCLUSIONI</i> .....	19

# RELAZIONE TECNICA

## **Oggetto:**

**Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto Agrivoltaico, con sistema integrato per la coltivazione di piante officinali e la produzione di energia elettrica, delle opere e delle infrastrutture connesse, denominato CISTERNA 2, da realizzarsi in agro del comune di Ferrandina, di potenza pari a 19.981,92 Kwp**

**Committente: AMBRA SOLARE 31 Srl - ROMA;**

## **PREMESSA**

Il sottoscritto:

- **per. ind. Gerardo CANNELLA** iscritto al Collegio dei Periti Industriali e Periti Industriali Laureanti della Provincia di Potenza al n.477 e domiciliato a Muro Lucano (PZ) in Via G. Marconi , 57 è stato incaricato, nell'ambito della redazione del progetto di cui sopra, del dimensionamento e della progettazione delle opere di connessione elettriche alla RTN.

La presente relazione accompagna il progetto per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico e delle relative opere di connessioni alla rete di trasmissione nazionale per la consegna dell'energia prodotta dalla centrale stessa.

L'impianto, che verrà descritto nel seguito della presente relazione, ha una potenza complessiva installata di 19.981,92 kWp ed effettuerà la consegna dell'energia prodotta sulla rete di Alta Tensione TERNA, in adiacenza alla nuova Stazione Elettrica di Smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in entra – esce alle linee RTN a 150 kV “Rotonda – SE Pisticci” e “CP Pisticci – SE Tursi”; tale soluzione tecnica di connessione è stata espressamente indicata e richiesta dalla società produttrice.

I terreni interessati dall'impianto agrivoltaico sono individuati catastalmente all'interno del Comune di Ferrandina (MT), al foglio n. 78 – part. 8-9-10-12-13-14-85-101-103-120-207-212-213-214-267, per una superficie totale pari a 450.000 mq, come individuati dal progetto Lay-Out fornito dalla FCD Energia srl.

Sentite le esigenze della committenza e verificate la fattibilità dell'intervento si è pervenuti alle risultanze di seguito descritte, relativamente alla parte dell'impiantistica elettrica.

## **GENERALITA' DELL'INTERVENTO**

Gli obiettivi posti a base della progettazione hanno portato alla adozione dei seguenti criteri generali:

- 1. E' stato previsto il minimo movimento terra possibile allo scopo di amalgamare le strutture previste alla orografia esistente;*
- 2. Limitare la realizzazione a strutture strettamente necessarie alla funzione cui vengono demandate nel rispetto di tutte le norme elettriche/ambientali in vigore.*

## **NORMATIVA SEGUITA NELL'ELABORAZIONE DEL PROGETTO**

Nella redazione del presente progetto, verranno considerate tutte le disposizioni di Legge e le norme tecniche vigenti. Ai sensi del decreto del 28 luglio 2005 e del successivo del 19 Febbraio 2007 si fa riferimento a quanto riportato nel testo legislativo, ovvero:

- DM 19 febbraio 2007 sull'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione da fonte fotovoltaica;
- DPR n. 633/72 (Istituzione e disciplina dell'imposta sul valore aggiunto), che fissa l'aliquota IVA al 10% per la realizzazione dell'impianto e l'acquisto dell'energia prodotta da fonte fotovoltaica ed eolica;
- D. Lgs. N. 504 del 26 ottobre 1995 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari concernenti le imposte sulla produzione ...);
- D. Lgs n. 387 del 29 dicembre 2003 in attuazione della Direttiva 2001/77/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili;
- DPR 547/55 e D. Lvo 19/09/94 n° 626 (attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro (supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 265 del 12/11/1994) con le modifiche apportate dal D.Lgs 242 del 19/03/96 (supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 104 del 6 maggio 1996) e successive modifiche ed integrazioni;
- Legge 3 agosto 2007 n. 123 "Misure in tema di tutela della salute e della sicurezza sul lavoro e delega al Governo per il riassetto e la riforma della normativa in materia";
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10 (uso razionale dell'energia e risparmio energetico);
- D.P.R. 19 marzo 1956 n. 302, "Norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro integrative di quelle generali emanate con il D.P.R. del 27 aprile 1955 n. 547";
- Decreto MICA n° 519 del 15 ottobre 1993, (G.U. n° 294 del 16/12/93) concernente l'attribuzione all'ISPESL delle attività omologative di primo o nuovo impianto per la messa a terra e la protezione dalle scariche atmosferiche.
- D.P.R. n° 462 del 22 ottobre 2001, in vigore dal 23 gennaio 2003, che sancisce l'equivalenza della dichiarazione di conformità alla "omologazione" dell'impianto elettrico.
- D.P.R. n. 380 del 6 giugno 2001 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia) e D. L.vo n. 301 del 27 dicembre 2002 (Modifiche ed integrazioni al D.P.R. n. 380 del 6 giugno 2001).
- Legge n. 186 del 1 marzo 1968 (Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, materiali ed impianti elettrici ed elettronici);
- Decreto congiunto MSE e MATTM n. 37 del 22 gennaio 2008 – GU n. 61 del 12 marzo 2008, in attuazione dell'articolo 11 quaterdecies, comma 13, lettera A della legge n. 248 del 2 dicembre 2005 recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione di impianti all'interno di edifici – *nuovo decreto che sostituisce la legge n. 46/90 ed il D. P. R. n. 447/91*;
- Legge della Regione Puglia n. 15 del 23 novembre 2005 (Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico) e Regolamento Regionale (Regione Puglia) n. 13 del 22 agosto 2006;
- D. Lgs. N. 257 del 19 novembre 2007 (Attuazione della direttiva 2004/40/CE sulle prescrizioni minime di sicurezza e di salute relative alla esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (campi elettromagnetici));
- D. Lgs. 14/8/1996 n. 494 "Attuazione della Direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei e mobili" e D. Lgs. 528/1999, concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei e mobili;
- Legge n. 244 del 24 dicembre 2007 (legge finanziaria 2008);
- D. Lgs. N. 26/07;
- D. Lgs n. 504/95;
- Circolare A. D. 17/D;
- Delibere AEEG n. 90/07, n. 88/07 e n. 89/07;
- Delibera AEEG n. 348/07;
- Delibera AEEG n. 380/07 del 13 novembre 2007, che stabilisce che dal 1 gennaio 2008 sia il GSE ad effettuare il ritiro commerciale dell'energia immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera AEEG n. 34/05 del 23 febbraio 2005 sulle modalità e condizioni per il ritiro dell'energia elettrica;

- Delibera AEEG n. 281/05 del 19 dicembre 2005 sulle condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione superiore ad 1 kV;
- Delibera AEEG n. 280/07 sulle modalità e condizioni per il ritiro dell'energia elettrica;
- Delibera AEEG n. 348/07 del 29 dicembre 2007 (Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008 – 2011),
- Norma CEI 82-8 (EN 61215) per i moduli in silicio cristallino;
- Norma CEI 11-20 (IV edizione dell'agosto 2000) "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria" e successive varianti V1 dell'agosto 2004 e V2 dell'agosto 2007;
- Guida CEI 82-25 del giugno 2006 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche in media e bassa tensione";
- Norma CEI 0-16 del 2008 "Regole tecniche di connessione (RTC) per utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- Norme CEI 64-8, (Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata ed a 1500 V in corrente continua) nei seguenti fascicoli:
  - CEI 64-8/1, fascicolo 8608: oggetto, scopo e principi fondamentali;
  - CEI 64-8/2, fascicolo 8609: definizioni;
  - CEI 64-8/3, fascicolo 8610: caratteristiche generali;
  - CEI 64-8/4, fascicolo 8611: prescrizioni per la sicurezza;
  - CEI 64-8/5, fascicolo 8612: scelta ed installazione dei componenti elettrici;
  - CEI 64-8/6, fascicolo 8613: verifiche;
  - CEI 64-8/7, fascicolo 8614: ambienti ed applicazioni particolari. E' importante sottolineare che la sesta edizione della norma CEI 64-8, attualmente in vigore, ha incorporato, nella sezione 714, la precedente norma CEI 64-7 relativa agli impianti di illuminazione pubblica, per quanto riguarda le prescrizioni relative agli impianti in derivazione aventi tensione inferiore a 1000 V. Inoltre, mentre la norma CEI 64-7 si applicava ai soli impianti di illuminazione pubblica gestiti direttamente da un distributore pubblico, la sezione 714 delle norme CEI 64-8 si applica a tutti gli impianti di illuminazione fissi situati in aree esterne, escluse le catene luminose temporanee, i sistemi di segnalazione del traffico stradale e gli apparecchi di illuminazione fissati all'esterno degli edifici ed alimentati tramite le condutture interne dell'edificio stesso.
- Norma CEI 0-2 (Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici), edizione del settembre 2002.
- Norma CEI 0-3 (Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati) prima edizione del novembre 1996, fascicolo n. 2910.
- Norma CEI 0-14 (Guida all'applicazione del DPR 462/01), prima edizione del marzo 2005, fascicolo n. 7528.
- Norma CEI 11-37 (Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV), edizione seconda del luglio 2003, fascicolo n. 6957.
- Norma CEI 11-35 (Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente), prima edizione dell'ottobre 1996, fascicolo n. 2906.
- Norma CEI 64-14 (Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori), edizione prima del dicembre 1996, fascicolo n. 2930 e variante V1, fascicolo n. 5779 di ottobre 2000.
- Norma CEI 64-16 (R064-004) - Protezione contro le interferenze elettromagnetiche negli impianti elettrici – Prima edizione del luglio 1999, fascicolo n. 5236.
- Norma CEI EN 62305 -1/4 (81-10/1/2/3/4 -Protezione di strutture contro i fulmini) fascicoli n. 8226, 8227, 8228, 8229 dell'aprile 2006. Norma CEI 81-3, fascicolo 2429 P, che riporta i valori medi del numero di fulmini per anno e chilometro quadrato nei comuni italiani;
- Norma CEI 11-1, fascicolo 5025, entrata in vigore il 1 maggio 1999 ( e variante 11-1; V1, fascicolo n. 5887), che ha sostituito la vecchia norma CEI 11-1, fascicolo 1003, ed ha accorpato in sé anche la norma 11-8 e la norma 11-18, fascicolo 604, del febbraio 1983 (entrambe queste ultime abolite il 1 aprile 2000).
- Norma CEI R064-004, classificazione 64-16, fascicolo 5236, pubblicata a luglio 1999 (Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata ed a 1500 V in corrente continua: Protezione contro le interferenze elettromagnetiche (EMI) degli impianti elettrici).
- Norme CEI 11-17, fascicolo 558 (Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica - linee in cavo).

- Norma CEI 64-7, fascicolo 4618, terza edizione del luglio 1998 (Impianti elettrici di illuminazione pubblica); che contiene prescrizioni per le caratteristiche elettriche e meccaniche degli impianti di pubblica illuminazione e che, accorpata nella sezione 714 delle norme CEI 64-8, conserva validità soltanto per gli impianti serie con tensioni di alimentazione inferiori e superiori a 1000 V;
- Norme CEI 17-13, fascicolo 542 (Quadri elettrici - ACF per tensioni non superiori a 1000 V in corrente alternata ed a 1500 V in corrente continua);
- Norme CEI 17-13/1, fascicolo n. 1433 (1990) - Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT); Parte 1: Prescrizioni per apparecchiature di serie (AS) e non di serie (ANS); Norma CEI-EN 60439-1-A1, fascicolo 2254V (prima variante alla norma CEI 17-13/1);
- Norme CEI 17-13/2 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri per bassa tensione); Parte 2: Prescrizioni particolari per i condotti sbarre;
- Norme CEI 17-13/3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri per bassa tensione); Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso. Quadri di distribuzione (ASD);
- Norme CEI 17-13/4, fascicolo n. 1892 del 1992 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri per bassa tensione); Parte 4: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate per cantiere (ASC);
- Norme CEI 64-14 (Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori);
- Guida CEI 23-51: (Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare);
- Norma CEI 34-21 (Apparecchi di illuminazione- Parte 1: Prescrizioni generali e prove);
- Norma CEI 34-7 del 1986 (Alimentatori di lampade a scarica)
- Norme CEI 17-5, fascicolo 460 (Norme per interruttori automatici per corrente alternata a tensione nominale non superiore a 1000V);
- Norme CEI 11-18, fascicolo 604 (Dimensionamento degli impianti in relazione alle tensioni);
- Norme CEI 20-19, fascicolo 1334 (cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V);
- Norme CEI 20-20, fascicolo 1345 (cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V)
- Norme CEI 20-22, fascicolo 1025 (prova dei cavi non propaganti l'incendio);
- Norme CEI 20-35, fascicolo 688 (Parte I: prova di non propagazione della fiamma sul singolo cavo verticale);
- Norme CEI 20-36, fascicolo 689 (prova di resistenza al fuoco dei cavi elettrici);
- Norme CEI 20-37, fascicolo 739 (prove sui gas emessi durante la combustione);
- Norme CEI 20-38, fascicolo 1026 (Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi. Parte I: Tensione nominale  $U_0/U$  non superiore a 0,6/1kV);
- Norme CEI 23-8, fascicolo 335 (tubi protettivi rigidi in polivinilcloruro e accessori);
- Norme CEI 23-14, fascicolo 297 (tubi flessibili in PVC e loro accessori);
- Norme CEI 23-18, fascicolo 532 (interruttori differenziali per usi domestici e similari);
- Norme CEI 23-25, fascicolo 1176 (tubi per le installazioni elettriche - Parte I: Prescrizioni generali);
- Norme CEI 23-28, fascicolo 1177 (tubi per le installazioni elettriche - Parte II: norme particolari per tubi);
- Norme CEI 70-1, fascicolo 519 (classificazione dei gradi di protezione degli involucri).
- Norma EN ISO/IEC 17025 sugli organismi di accreditamento dei laboratori di certificazione;
- Norme CEI/IEC (in particolare le norme: EN 60439-1 e IEC 439 per i quadri elettrici, CEI 110-31 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal gruppo di conversione, CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica EMC e la limitazione delle emissioni in RF) per gli aspetti elettrici ed elettronici convenzionali;
- Norme CEI/IEC o norme JRC/ESTI215 per i moduli fotovoltaici;
- Norme CEI EN 61724 per la misura ed acquisizione dati;
- Norme UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici;
- Norme UNI 10349 e la collegata UNI 8477 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- Norma UNI 8477 (stima di produttività degli impianti);
- Norma CEI 11-27, terza edizione del febbraio 2005, fascicolo n. 7522: Lavori su impianti elettrici;

- Norma CEI 11-48 (CEI EN 50110-1), seconda edizione, fascicolo n. 7523 del febbraio 2002 : Esercizio degli impianti elettrici;
- Norma CEI 11-49 (CEI EN 50110-2), fascicolo n. 4806 del 1998: Esercizio degli impianti elettrici (allegati nazionali);
- Norma CEI 13-4 (gruppi di misura).
- Il documento DK 5740 edizione 2.1 del maggio 2007 con aggiornamento. 1 "Criteri di allacciamento di impianti di produzione dell'energia elettrica alla rete MT di Enel Distribuzione";
- Il documento DK 4441: Guida al coordinamento degli isolamenti nelle reti MT di distribuzione;
- Il documento DK 4461: Impianti di terra nelle cabine secondarie;
- Il documento DK 5600: Criteri di allacciamento di clienti alla rete MT della distribuzione (edizione V del giugno 2006).
- Il documento DK 5310, edizione I -1/90: "Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione da parte di Enel distribuzione del servizio di connessione alla rete elettrica con tensione nominale superiore ad 1 kV";
- La specifica ENEL DV 604
- norma UNI 10439 – Requisiti illuminotecnici di strade con traffico motorizzato, seconda edizione del luglio 2001.
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
- CEI 81-10: Valutazione del rischio dovuto al fulmine e protezione contro i fulmini;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici.
- Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione. fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa. tensione
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

Dovranno essere altresì rispettate tutte le altre leggi, i decreti e le circolari ministeriali concernenti aspetti specifici dell'impiantistica elettrica in bassa e media tensione e le disposizioni specifiche concernenti ambienti ed applicazioni particolari. Analogamente, per quanto riguarda le norme CEI, dovranno essere osservate le altre norme, non citate in precedenza, relative ad installazioni particolari ed ai singoli componenti.

Dovranno essere rispettate altresì le norme e tabelle UN.EL., le norme e tabelle UNI, l'elenco aggiornato dei materiali e degli apparecchi ammessi al marchio IMQ, le pubblicazioni IEC, i documenti di armonizzazione (HD) e le norme (EN) europee CENELEC, le pubblicazioni CEI - CECC.

Infine, sono state tenute presenti le più recenti delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) oggi ARERA in merito alle regole tecniche di connessione di clienti finali alle reti elettriche di distribuzione in alta tensione, in merito alle tariffe di erogazione dei relativi servizi ed in merito alla regolazione della qualità del servizio per il terzo periodo (2008 – 2021).

In particolare, si sono tenuti presenti:

- La Delibera 23 Luglio 2008 ARG/EIT 99/08 – TICA (Stabilisce le condizioni procedurali ed economiche del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi.);
- La Delibera 29 Dicembre 2007 ARG/EIT 348/07 (Stabilisce principalmente le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi).
- La Delibera 28/05/12 226/2012/R/EEL E 26/07/12 328/2012/R/EEL – TICA (Disposizioni urgenti in materia di prenotazione della capacità di rete a seguito delle ordinanze 16 maggio 2012 del Consiglio di Stato).
- La Delibera 19 Dicembre 2015 ARG/EIT 281/05 (Stabilisce le condizioni di carattere procedurale ed economico per l'erogazione del servizio di connessione alla rete elettriche).
- Norma CEI 11-32 e Codice di Rete di TERNA S.p.A.

#### **DESCRIZIONE E PRE-DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FV**

L'impianto comprenderà i moduli fotovoltaici e relativi supporti, i materiali di assemblaggio, le scatole ed i quadri di campo, gli inverter, i trasformatori bt/MT che con i relativi quadri di media tensione saranno disposti in un box (cabina prefabbricata) comprensivo di servizi ausiliari.

La rete in cavo MT tipo ARE4H1RX 18/30 kV per la distribuzione interna e la consegna, alla Sottostazione UTENTE 30/150 kV sulla rete RTN, dell'energia prodotta dall'impianto FV, sarà realizzata in funzione delle indicazioni che TERNA fornirà, è stato comunque considerato l'allaccio sul punto di consegna 150 kV, che dista circa 13.700 m dal sito dell'impianto FV, come da indicazioni della soluzione tecnica ipotizzata dal produttore.

La disposizione dei moduli sulla superficie del terreno sarà tale da ottimizzare i costi di installazione tenuto conto dello stato di fatto, il loro ciclo vitale, di funzionamento e di sistema.



In particolare, per questi ampi sistemi fotovoltaici connessi in rete si utilizzano moduli fotovoltaici specifici che sostengono tensione pari a 1.000/1.500 V DC e classe di isolamento II. Tali moduli sono molto efficaci ed hanno un buon rendimento anche in caso di tempo nuvoloso e/o comunque coperto. L'elevata potenza di uscita di ogni pannello fotovoltaico consente l'utilizzo di strutture di supporto leggere e di facile montaggio e garantisce un contenuto prezzo di sistema (€/Wp) fornendo parallelamente un alto rendimento (kWh/kWp).

I moduli fotovoltaici previsti (Jinko Solar TR 78M Modello JKM570M-7RL4-V o equivalenti) avranno una potenza di 570 Wp con un minimo pari al 95% del valore nominale indicato nella scheda tecnica. In condizioni standard (STC), le prestazioni dei singoli moduli FV saranno garantite dal costruttore, rispetto ai valori nominali, sino al 90% in 10 anni e sino all'80% in 25 anni, come per legge.

La centrale sarà realizzata con sistemi di pannelli fotovoltaici mobili mediante l'installazione di strutture (Tracker-Inseguitori) ad asse orizzontale, i cui supporti sono fissi e normalmente orientati in direzione Sud e inclinati rispetto al suolo massima di circa +/-60°;

Le diverse sezioni dell'impianto fotovoltaico saranno raccolte in due serie di cabine di trasformazione DC/AC, realizzate mediante strutture a container prefabbricati, dove la tensione continua di ingresso funzione della temperatura esterna di insolazione dei moduli FV è compresa fra 450÷825 V DC viene convertita attraverso un sistema Master/Slave/Slave di inverter da ca. 4\*0.500 MW/cad. ed innalzata alla tensione di 30 kV AC attraverso trasformatori in resina a perdite ridotte.

Come dal lay-out dell'impianto ipotizzato, le cabine inverter vengono poi collegate in media tensione, attraverso linee dedicate in cavi interrati ARE4H1RX 18/30 kV, alla cabina di smistamento MT prevista nella estremità della centrale nei pressi della strada comunale di accesso.

Da quest'ultima partirà il collegamento in MT 30kV alla Sottostazione Elettrica UTENTE sulla RTN tramite collegamento in cavo interrato ARE4H1RX 18/30 kV.

L'unità impiantistica fondamentale della centrale fotovoltaica è rappresentata da 35.056 moduli fotovoltaici da 570 Wp installati su n.626 strutture modulari in acciaio zincato (Tracker-Inseguitori) adeguatamente dimensionate per la resistenza alle sollecitazioni meccaniche dovute all'azione del vento.

La singola struttura di sostegno avrà le dimensioni in pianta pari a c.a. 32,50x4,85 m, costituita da profili in acciaio zincato, infisse nel terreno.

I moduli fotovoltaici di tipo monocristallino, in funzione della disponibilità di mercato all'atto di realizzazione dell'impianto, sono della **Jinko Solar TR 78M Modello JKM570M-7RL4-V** e possiedono le seguenti caratteristiche:

- Numero di celle 156 (2x78);
- Voc: 53,10 Voc;
- Isc: 13,66 A;
- Pmax: 570 Wp;
- Vmp: 44,55 V;
- Imp: 12,80 A;
- Peso: 30,93 Kg;
- Efficienza: 20,85%

Il tipo di configurazione adottata prevede due configurazioni impiantistiche base, in particolare:

- Per gli impianti afferenti ai sottocampi fotovoltaici 3.1÷3.4 / 4.1÷4.4 / 5.1÷5.4 / 6.1÷6.4, n. 992 stringhe, ciascuna formata da 14 moduli FV, collegati fra loro, con le cassette di campo ed i relativi quadri di sottocampo attraverso cavi solari H1Z2Z2-K (1.500V dc), installati in passerelle portacavi poste, nella parte posteriore della struttura di sostegno dei moduli e quindi in ombra.

- Per gli impianti afferenti ai sottocampi fotovoltaici 1.1÷1.4 / 2.1÷2.4 / 7.1÷7.4 / 8.1÷8.4 / 9.1÷9.4 / 10.1÷10.4, n. 1.512 stringhe, ciascuna formata da 14 moduli FV, collegati fra loro, con le cassette di campo ed i relativi quadri di sottocampo attraverso cavi solari H1Z2Z2-K (1.500V dc), installati in passerelle portacavi poste, nella parte posteriore della struttura di sostegno dei moduli e quindi in ombra.

La potenza complessiva di picco installata su ciascuna struttura modulare (Tracker) è pari a 31,92 kWp. Per il tipo di configurazione utilizzata l'intero impianto fotovoltaico, data la notevole estensione e per ridurre al minimo le perdite sui circuiti in c.c., è stato suddiviso in tanti sottocampi da c.a. 500 kWp per un totale di 40 ed attestati mediante linee dedicate, in cavo interrato FG16R16 0,6/1kV, al relativo box inverter.

Ciascun sottocampo avrà altresì la possibilità di dialogare direttamente con il proprio inverter e quindi con il sistema di telecontrollo per la segnalazione dello stato di produzione e di eventuali anomalie.

Nel rispetto del tipo di configurazione utilizzata, ciascun sottocampo sarà dotato di un inverter trifase della ABB modello PVS800-57 0500kW-A ad alta efficienza avente le seguenti caratteristiche:

- Potenza di picco impianto fotovoltaico: 600 kWp;
- Potenza nominale di uscita: 500 kW;
- Corrente nominale di uscita: 965,0 A ac;
- Corrente nominale di ingresso: 1.145,0 A
- Rendimento massimo: 98,6%;
- Rendimento europeo: 98,2%;
- Dimensioni: LxPxH: 2.630x2.130x646x2.130 mm;
- Peso 1.800 Kg;
- Tensione nominale campo fotovoltaico: 450÷825 Vdc;
- Range di tensione del campo fotovoltaico principale 450÷825 Vdc;
- Tensione massima in continua applicabile all'inverter: 1.000 Vdc;
- Tensione di uscita: 300 Vac +/- 10%;
- Campo di lavoro frequenza di rete: 50÷60 Hz;
- Distorsione totale in uscita: < del 3% con potenza nominale;
- Fattore di potenza :  $\geq 0,95$  con potenza nominale;
- Consumo diurno: 520 W  $P_{CA\ nom}$ ;
- Consumo in stand-by < 70 W;
- Metodo di raffreddamento: Forzato;
- Consumo d'aria fresca: 5.000 m<sup>3</sup>/h
- Grado di protezione secondo EN 60529: IP 42;
- Livello di protezione agli agenti atmosferici secondo EN 60721-3-3
- Range temperatura consentita: -15°/+45°;
- Range di umidità relativa non condensante: 15÷95% a 20°;
- Altezza massima sul livello del mare: 2.000 m
- Compatibilità elettromagnetica secondo le norme: EN 61000-6-2, EN 61000-6-4;
- Monitoraggio della rete secondo norme VDE;
- Conformità CE;
- Criteri di allacciamento alla rete elettrica: CEI 11-20; CEI 0-16.

Come riportato nella planimetria generale allegata alla presente relazione, gli inverter sono stati suddivisi in 10 gruppi da 4 cadauno, di cui n. 4 da 1.979,04 kWp cad., n. 6 da 2.010,96 kWp dotati di trasformatore bt/MT 300/30.000 V da 1.250 kVA cad. a doppio secondario (n.2x625 kVA) connessi alla

relativa cella di protezione MT dotata di sezionatore sotto carico con fusibili, pertanto la potenza di picco complessiva dell'impianto risulta essere di 19.981,92 kWp In condizioni standard (STC).

La linea di collegamento fra inverter è dotata, in ingresso ed uscita da ciascun inverter, di un idoneo interruttore non automatico, con adeguata corrente nominale.

Le linee di collegamento fra le uscite dagli inverter e le sbarre di parallelo all'interno della cabina di trasformazione sono state previste in cavo FG16R 0,6/1 kV, disposto nella vasca di fondazione della cabina box realizzata in container prefabbricato.

Per quanto attiene il posizionamento dei misuratori fiscali della potenza prodotto dall'impianto (contatori del GSE/UTF) ci si riserva di effettuare, in sede di progetto esecutivo, la scelta di installare gli stessi in corrispondenza dell'uscita di ciascun gruppo di inverter installati presso la relativa cabina box prefabbricata, utilizzando un sistema di tele lettura, secondo le disposizioni che l'UTF vorrà fornire ed eventuali evoluzioni normative in merito.

E' prevista l'installazione, ai morsetti di ciascun inverter, tra i conduttori attivi e la terra, di SPD conformi alle indicazioni della norma IEC TS 62257-7-1, articolo 5.4.3.2.2 ed installati secondo le modalità prescritte dalla norma CEI 81-10.

La potenza di picco complessiva di ciascuna delle quattro linee di sottocampo fino al relativo box inverter, atte a collegare in parallelo le uscite dagli inverter dei gruppi di 4 sottocampi è pari a c.a. 500 kWp.

Complessivamente, la potenza di picco fornita alle sbarre in MT di ciascuna cabina inverter sarà circa 1.000 kWp.

### ***PUNTO DI CONSEGNA E REGOLE DI CONNESSIONE***

Per quanto attiene la connessione dell'impianto alla rete RTN è stata prevista secondo quanto dettato dall'unificazione dalle norme CEI 11-20, CEI 0-16, e secondo quanto previsto dalla guida CEI 82-25.

Per i dettagli sul punto di consegna si rimanda all'allegata relazione tecnica della Sottostazione Elettrica UTENTE.

### ***SERVIZI AUSILIARI***

A valle del dispositivo generale della cabina di smistamento in MT è derivato il circuito dei servizi ausiliari, mediante apposito TR da 100 kVA e relativo scomparto MT con sezionatore sottocarico dotato di fusibili.

I servizi ausiliari comprendono le alimentazioni di luce normale, luce di sicurezza, prese di energia ed alimentazione del gruppo UPS da 60 kVA per 60 minuti a servizio della cabina e dei locali tecnici di consegna, e di tutti i box/container inverter e celle MT che compongono il relativo impianto fotovoltaico, l'alimentazione dell'impianto d'illuminazione esterna nelle aree di accesso del campo FV e dei box.

E' previsto il rifasamento della potenza reattiva assorbita dai singoli trasformatori, sia degli S.A. che degli Inverter con l'installazione, per ciascuno di essi, di una batteria di condensatori fissi della potenza

nominale adeguata. Come già detto la cabina di smistamento MT sarà equipaggiata con un UPS trifase della potenza nominale di 60 kVA, con autonomia di 1 ora, destinati all'alimentazione dei servizi ausiliari che richiedono continuità assoluta.

Sia i due locali costituenti la cabina di consegna, il locale Rete, il locale misure, il box telecontrollo che i singoli box inverte e celle MT saranno dotati di idonea illuminazione di emergenza mediante apparecchi illuminanti autoalimentati, con autonomia di funzionamento di 1 ora ed idonea segnaletica di sicurezza. L'illuminazione notturna delle aree di accesso al campo fotovoltaico sarà assicurata da apparecchi di illuminazione installati su pali conici di altezza non superiore a 6 m, dotati di lampada LED della potenza di 30/40 W.

Il campo fotovoltaico sarà altresì protetto dai furti attraverso un sistema TVCC. con telecamere a raggi infrarossi ed un impianto antintrusione disposto sul perimetro dello stesso.

### **SISTEMA DI TELEGESTIONE**

A completamento ed integrazione dell'impianto fotovoltaico è stato previsto l'utilizzo di un idoneo sistema di tele gestione, dotato di tutti i componenti hardware e software necessari per il monitoraggio e la gestione dell'intero impianto in remoto garantendo il mantenimento di un'elevata producibilità.

### **STIMA SULLA PRODUZIONE**

Il valore relativo alla produzione prevista è stato calcolato mediante software specialistico SOLERGO della Electro Graphics S.r.l. di San Martino di Lupari (PD), secondo la Banca dati climatici delle norme UNI 10349-1:2016 o tabelle ENEA, basato su valori di irradiazione a lungo termine, i valori di riferimento annuali della produzione e il rapporto prestazionale (PR) per questo impianto sito a Ferrandina (MT), considerando la perdita stimata dei componenti, il deterioramento e la disponibilità dell'impianto sono di seguito riportati:

<i>Irradiazione solare prevista (Ferrandina)</i>	<i>1.973 kWh/m<sup>2</sup>/anno</i>
<i>Irradiazione giornaliera media annua</i>	<i>5,40 kWh/mq*giorno</i>
<i>Produzione energia solare prevista, connessione MV e PR=92%</i>	<i>1.818 kWh/m<sup>2</sup>/anno</i>
<i>Per l'impianto da 19,981 MWp</i>	<i>c.a.36.342 MWh/anno</i>

### **STRADE DI ACCESSO E SISTEMAZIONE ESTERNA**

Per la realizzazione e la sistemazione delle strade di accesso interne all'area dell'impianto fotovoltaico è stato previsto:

- parziale scavo a sezione aperta strettamente dove occorrente;
- stesa e compattazione di misto stabilizzato per la realizzazione della fondazione stradale;
- ogni altra opera necessaria a renderle usufruibile;

## CAVIDOTTI

Per la realizzazione dei cavidotti MT a servizio della centrale fotovoltaica, premesso che l'uscita dagli inverter avviene a 300 V, a valle degli stessi abbiamo le cabine di trasformazione attrezzate con TR 300/30.000 V, la trasmissione al punto consegna dell'energia prodotta avviene tramite cavidotti MT 30 kV equipaggiati con cavo tipo ARE4H1RX 18/30 kV, interrati ad una profondità minima di 1,20 m, opportunamente protetto dal punto di vista meccanico, con lastra piana o tegolo in cav (Pos. M1-M2-della norma CEI appresso richiamata).

La norma CEI a cui la presente relazione fa riferimento è la 11-17 in vigore.

Le caratteristiche del sistema elettrico di riferimento è il seguente:

- Sistema trifase;
- Frequenza 50 hz;
- Tensione nominale 30 kV;
- Neutro isolato;
- Funzionamento con una fase a terra solo per breve tempo (Cat.A);
- Durata massima di funzionamento con una fase a terra  $\leq 20$  h/annue;
- Non essendo prevista nessun tratto di linea elettrica aerea, non è prevista nessuna protezione di origine atmosferica;

I cavi sono stati scelti in base ai seguenti criteri generali:

- Tipo di funzionamento (permanente);
- Condizioni di posa (interrati);
- Numero massimo dei cavi e loro raggruppamento;

e verificati secondo le seguenti condizioni:

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

b)  $K^2 S^2 \geq \int I^2 t$  con estremi di integrazione da 0 a t che è il tempo di durata del transitorio;

### Condizioni ambientali e di posa

Le regole per una corretta installazione dei cavi dovranno rispettare i seguenti criteri:

1) Temperatura di posa:

Per i cavi scelti in PVC la temperatura ambientale di posa e di movimentazione non deve essere inferiore a 0° C;

### Raggi di curvatura:

Per il tipo di cavo scelto 18/30 kV il raggio di curvatura, tale da non provocare danni allo stesso deve essere non inferiore a 30\*Diámetro esterno del cavo, e comunque altri tipi di cavo risponderanno a quanto previsto al punto 2.3.03 della norma CEI 11-17;

### Sollecitazione di trazione:

Durante le fasi di posa in opera dei cavi la sollecitazione in trazione non deve superare i 60 N per mmq per i cavi in rame e i 50 N per mmq per i cavi in alluminio.

#### Cavi interrati:

I cavi interrati devono essere posati secondo quanto appresso suggerito:

- I cavi devono essere muniti di guaina protettiva, se questa supera lo spessore di 0,8 mm possono essere interrati senza protezione meccanica supplementare (Lastra piana o tegole in cav);
- La profondità minima di interrimento è di 1.20 mt dal p.c., anche se l'attraversamento di terreni in coltura suggerisce profondità maggiore.
- E' consigliabile che i percorsi interrati siano segnalati in modo tale da rendere evidente la loro presenza in caso di ulteriore scavo. Rispondono a tale scopo le protezioni meccaniche sopra richiamate e i nastri monitori posti a non meno di 0.2 mt dal cavo.

Nel caso di incrocio con altri cavi sono state osservate le seguenti prescrizioni:

- Il cavo di energia deve essere sistemato al di sotto di cavi di telecomunicazione;
- la distanza dei cavi non deve essere inferiore a 0.30 mt;
- il cavo posto superiormente deve essere protetto meccanicamente per una lunghezza non inferiore ad 1.00 mt;

Per eventuali altre disposizioni si farà riferimento alla norma CEI 11-17 sopra richiamata.

Le sezioni utilizzate saranno da 50 a 300 mmq, terne di cavi disposti ad elica visibile con isolamento estruso, **tipo ARE4H1RX - 18/30 kV**

Le terne sono costituite dalla riunione di tre cavi unipolari cordati fra loro a elica visibile. Il conduttore è in alluminio a corda rigida rotonda e compatta di cui alla norma CEI 20-29. Tra il conduttore e l'isolante è interposto uno strato di semiconduttore estruso, di spessore minimo 0,3 mm. L'isolante è in polietilene reticolato (XLPE) rispondente alle norme HD 620 DIX8 e CEI 20-13 di spessore pari ad 8 mm.

Tra l'isolante e lo schermo metallico è interposto uno strato di semiconduttore estruso, di spessore compreso fra 0,3 e 0,6 mm, che, a sua volta è coperto da un nastro semiconduttore (eventuale) realizzato con nastri avvolti con sormonto min. 25%.

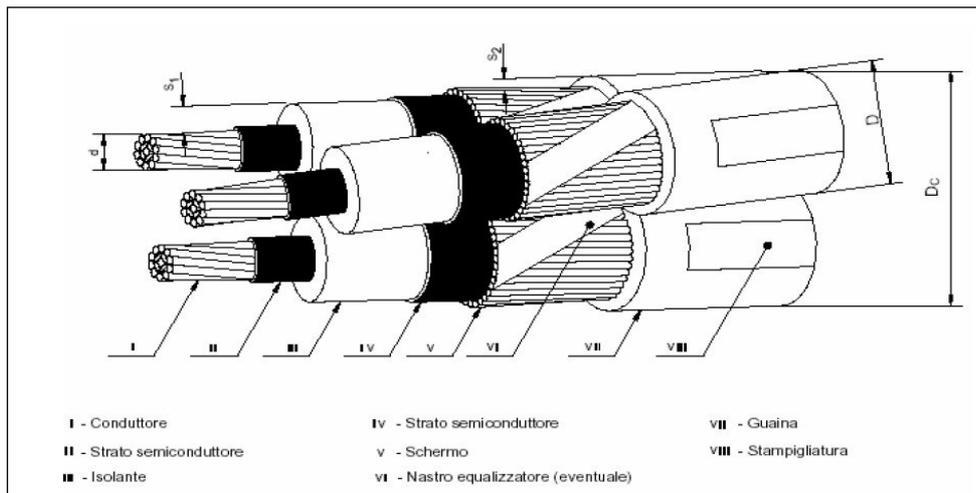


Fig. 1 – Terna di conduttori unipolari del tipo ARE4H1RX - 18/30kV

Lo schermo metallico esterno è costituito da fili di rame ricotto non stagnato disposti secondo un'elica unidirezionale o a senso periodicamente invertito, con nastro equalizzatore di rame non stagnato oppure uno o più fili di rame disposti longitudinalmente.

Il rivestimento protettivo esterno è una guaina in PVC di qualità Rz/ST2 di colore rosso. Il cavo suddetto è definito a campo radiale in quanto, essendo ciascuna anima rivestita da uno schermo metallico, le linee di forza elettriche risultano perpendicolari agli strati dell'isolante.

La scelta dell'alluminio come materiale conduttore del cavo è stata determinata dalla più ampia reperibilità sul mercato e dal più basso costo, ma soprattutto da considerazioni di sicurezza tipicamente legate ad eventi locali. Infatti, l'esperienza in altri cantieri ha evidenziato l'improponibilità dell'utilizzo di cavi in rame a causa dei ripetuti furti e danneggiamenti subiti dai cavi in fase di posa che hanno reso estremamente difficoltoso il normale svolgimento della costruzione degli elettrodotti. La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando:

- le portate dei cavi per la tipologia di posa (norma CEI 20-21);
- il contenimento delle perdite di linea;
- il contenimento della caduta di tensione.

Data la potenza di ogni singolo campo fotovoltaico, si è provveduto a ripartire i circuiti opportunamente e ad impiegare più terne in parallele al fine di contenere la caduta di tensione entro il 2 %.

Infatti è possibile determinare la caduta tensione con la nota formula:

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

dove:

K è una costante che per i sistemi trifase vale 1,732;

L è la lunghezza del collegamento espresso in km;

I è la corrente trasportata, pari alla corrente di impiego, che dipende dal n. di torri collegate;

R è la resistenza del conduttore espressa in  $\Omega/\text{km}$ ;

X è la reattanza di fase espressa in  $\Omega/\text{km}$ ;

$\cos\phi$  è il fattore di potenza del carico, convenzionalmente pari a 0,9.

Sostituendo i valori nella formula precedente, considerato che il contributo alla corrente nominale di ciascun sottocampo fotovoltaico da c.a. 2.000 kWp è pari a:

$$I_N=42,82 \text{ A,}$$

è possibile costruire la tabella seguente che riepiloga le cadute di tensione dei singoli tratti, come riportate nella tavola dello schema unifilare di MT.

**Tabella – Cadute di tensione sui singoli tratti di cavidotto**

Sottocampi n°	Sezione Cavi	L [km]	C.di T. % nel tratto	Formazione Cavi	I <sub>N</sub> [A]
Linea 1 (4-5-9-10)	240 mmq	1,65	0,22%	3x1x240 mmq	171
Linea 2 (8-7-6)	300 mmq	1,75	0,31%	3x1x300 mmq	128
Linea 3 (3-2-1)	300 mmq	0,90	0,16%	3x1x300 mmq	128
Linea Emergenza	300 mmq	0,70	0,12%	3x1x300 mmq	299
Linea alla Sottostazione 30/150 kV	300 mmq	13,00	1,90%	n.2 - 3x1x300 mmq	428

Per quanto attiene, invece, i coefficienti di calcolo per la portata dei cavi (profondità di posa, condizioni termiche, ecc.) sono state assunte le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a  $2 \text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{m}/\text{W}$  (in fase di progettazione esecutiva sarà effettuata una misura di resistività termica del terreno lungo il tracciato previsto, in modo tale da effettuare una correzione del valore se risultasse più alto); temperatura terreno paria  $20^\circ \text{ C}$  (CEI 20-21 A.3);
- coefficiente di variazione della portata per carico ciclico giornaliero;
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

Le singole sezioni, individuate al punto precedente, sono state verificate considerando che il cavo deve avere una portata  $I_z$  uguale o superiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito. E' stato così verificato ogni tratto del cavidotto in base al numero di terne affiancate nello stesso scavo e in base alla corrente che interessa ciascun circuito.

Innanzitutto, è stata calcolata la portata termica del cavo prescelto, nelle condizioni di posa suddette che risulta essere pari a:

**$I_z = 273 \text{ A}$**  nel caso di terna di sezione pari a 185 mmq

**$I_z = 316 \text{ A}$**  nel caso di terna di sezione pari a 240 mmq

**$I_z = 355 \text{ A}$**  nel caso di terna di sezione pari a 300 mmq

Il calcolo suddetto è stato effettuato sulla base delle indicazioni della casa costruttrice, non sono state considerate riduzioni nel caso di più terne in parallelo avendo ritenuto le stesse posate a distanza sufficiente per non risentire della reciproca interazione termica.

Per ciascuna sezione è anche ampiamente verificata la tenuta al cortocircuito degli isolanti, infatti a tal fine è da considerare la seguente relazione:

$$K^2 S^2 \geq I_{cc}^2 \times T$$

dove:

- $I_{cc}$  è la massima corrente di corto circuito che, pur nell'ipotesi conservativa di disporre di potenza infinita a monte del trasformatore AT/MT e che il guasto avvenga nelle immediate vicinanze del trasformatore (dunque trascurando il contributo dell'impedenza dei cavi) sarebbe pari a 9,6 kA (essendo il trasformatore AT/MT caratterizzato dai seguenti valori  $V_{cc} = 16,0\%$  e  $P_N = 25 \text{ MVA}$ );
- $K$  è una costante che, nel caso di conduttore in alluminio è pari a 92;
- $T$  è la durata massima del cortocircuito che, nel caso di protezioni istantanee di massima corrente, si può assumere non maggiore di 100 ms;
- $S$  è la sezione del conduttore che nel caso peggiore è pari a 1x185 mmq.

La formula precedente è verificata anche per i tratti iniziali, più lontani dalla cabina primaria, dove non è trascurabile il contributo all'impedenza di guasto degli oltre 10 km circa di cavidotto MT.

Il livello dei campi elettromagnetici indotti dai cavidotti sarà sicuramente inferiore ai limiti previsti dalla normativa più restrittiva vigente. Tale rispetto si otterrà con la posa in opera di cavi MT schermati e messi francamente a terra e ad una profondità di scavo opportuno.

Eventuali altri accorgimenti (eventuali lastre/reti di materiale amagnetico) potranno essere messi in opera per abbattere maggiormente tale limite. Per il sito ove tali cavidotti si svilupperanno è molto improbabile se non addirittura impossibile una esposizione maggiore delle 4 ore consecutive.

Comunque, durante l'esercizio saranno effettuate periodiche campagne di monitoraggio atte a prevenire l'insorgenza di situazioni di possibili posizioni a valori maggiori di induzione elettromagnetica.

### **IMPIANTO DI TERRA-Criteri generali di progettazione**

Particolare cura dovrà essere posta nella progettazione esecutiva e nella realizzazione dell'impianto di terra, per la quale dovranno rispettarsi le seguenti norme italiane che hanno recepito direttive dell'UE:

- CEI EN 61936 (99-2) "Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata";
- CEI EN 50522 (99-3) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1kV in corrente alternata
- CEI 11-8 : "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, impianti di terra";
- Pubblicazione CEI del 1990: Effetti della corrente attraverso il corpo umano (versione italiana dei rapporti IEC 479-1 (1984) e 479-2 (1987);
- CEI 11-37 1996-11: "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra degli stabilimenti industriali per sistemi di I, II e III categoria";
- CENELEC HD 63751;
- DM del 12 settembre 1959;
- Legge n.186 del 1 marzo 1968;
- D.M. 37/08;
- D.P.R. 462 del 22-10-2001.

In particolare, le norme CEI EN 61936 e CEI EN 50522, dettano le prescrizioni generali che sarà necessario seguire per realizzare un impianto di terra a regola d'arte, in modo da Avere sufficiente resistenza meccanica ed alla corrosione;

- 1) Essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- 2) Evitare danni ai componenti elettrici ed a beni;
- 3) Garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifesta sull'impianto di terra per effetto delle più elevate correnti di guasto a terra;

L'impianto di terra deve essere verificato, mediante misure in sito della resistenza di terra e delle tensioni di passo e contatto, prima della messa in esercizio dell'impianto in modo da verificare l'avvenuta messa in opera dell'impianto di terra in conformità con il progetto.

Successivamente l'efficienza dell'impianto di terra dovrà essere verificata, mediante misure in sito della resistenza di terra e, se necessario, delle tensioni di passo e contatto ad intervalli

non superiore a 2/5 anni. Se nel frattempo si determinassero variazioni significative della corrente di guasto si dovrà procedere alla verifica del progetto.

### **ANALISI VOLUMETRICA**

Per gli impianti in questione si dovranno posizionare le strutture prefabbricate strettamente necessari alla funzione cui esse vengono demandate e le cui dimensioni sono riportate negli allegati grafici; Il riepilogo volumetrico è:

n.10 Cabinati Prefabbricati tipo Container per cabine Inverter

$$V= 10*(12.19*2.44*2.90) = 862,56 \text{ mc}$$

n.1 Cabinato Prefabbricato tipo Container per cabina smistamento linee MT e Telegestione

$$V= 1*(12.19*2.44*2.90) = 86,25 \text{ mc}$$

Viene omessa la verifica urbanistica in quanto i volumi da realizzarsi sono quelli strettamente necessari all'uso cui le strutture sono destinate e pertanto considerati vani tecnologici.

### **VALUTAZIONE DEI CAMPI ELETTROMAGNETICI**

Per gli effetti dell'esposizione del corpo umano ai campi elettrici e magnetici si fa rimando alla relativa relazione di dettaglio.

### **CONCLUSIONI**

Per tutto quanto non espressamente citato nella presente relazione si rimanda agli allegati grafici.

Qualora le norme tecniche di riferimento siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti, si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

In particolare, si vuole ricordare che, per una efficace e garantita producibilità nel tempo dell'impianto, i sistemi fotovoltaici, i relativi inverter centrali ed accessori dovranno essere di primaria ditta costruttrice con una vita tecnica superiore a 20 anni.

In particolare, i moduli fotovoltaici dovranno garantire le prestazioni di legge, essere regolarmente mantenuti con l'insieme di tutte le apparecchiature e componenti della centrale fotovoltaica; a tal uopo in sede di redazione del progetto eseguito dovrà prevedersi adeguato "Piano di Manutenzione delle opere e delle apparecchiature" onde prevenire un precoce invecchiamento dei componenti che potrebbero inficiare le qualità produttive degli stessi.

La presente potrà comunque subire lievi modifiche in occasione della redazione del progetto esecutivo.