

REGIONE SICILIANA
COMUNE DI VALLELUNGA PRATAMENO
Provincia di Caltanissetta

"Adeguamento palestra edificio scolastico
S. Quasimodo alle vigenti disposizioni in materia
di sicurezza e igiene del lavoro
ed abbattimento delle barriere architettoniche"

PROGETTO ESECUTIVO

(D. Lgs. 163/2006, art.93 - D.P.R. 207/2010, art.33 e segg. - L.R. 12/2011)

ELABORATO N.	OGGETTO	DATA
C	PIANO DI MANUTENZIONE DELL'OPERA E DELLE SUE PARTI	
PROGETTISTA UFFICIO TECNICO COMUNALE (Arch. Antonio Francesco Izzo) _____		RESPONSABILE UNICO DEL PROCEDIMENTO (Geom. Enrico Geraci) _____

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

1. Premessa

La presente relazione ha come oggetto la progettazione di un impianto fotovoltaico di potenza pari a 3,22 kWp collegato alla rete elettrica di distribuzione con servizio di scambio sul posto, da installare sulla falda di copertura dell'edificio della palestra nell'ambito dell'intervento denominato " **Adeguamento palestra edificio scolastico S. Quasimodo alle vigenti disposizioni in materia di sicurezza e igiene del lavoro ed abbattimento delle barriere architettoniche** " del Comune di Valledlunga Pratameno (CL).

La presente relazione ha lo scopo d'illustrare i criteri utilizzati per le scelte progettuali, le caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali prescelti, nonché i criteri di progettazione dell'impianto per quanto riguarda la sicurezza, la funzionalità e l'economia di gestione.

Il progetto si pone nella logica della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili nell'ottica di una progressiva sostituzione dei combustibili fossili e della riduzione dei gas climalteranti, secondo quanto previsto dagli accordi internazionali in materia (es. Protocollo di Kyoto).

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Oltre a quanto contenuto nella presente relazione, si rimanda alle Tavole grafiche di progetto allegate.

2. Riferimenti normativi

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali.

Leggi e decreti

Normativa generale:

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007

Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Direttiva CE n. 77 del 27-09-2001: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto Legislativo del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n.99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Sicurezza:

D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Nuovo Conto Energia:

DECRETO 19-02-2007: criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Legge n. 244 del 24-12-2007 (Legge finanziaria 2008): disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.

Decreto Attuativo 18-12-2008 - Finanziaria 2008

Norme Tecniche

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI 82-25 Edizione seconda: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI-UNEL 35023: cavi per energia isolati in gomma o con materiale termoplastico aventi grado di isolamento non superiore a 4 Cadute di tensione.

CEI-UNEL 35024/1: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.

CEI-UNEL 35026: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI.

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI 64-8, parte 7, sezione 712: sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.

CEI 3-19: segni grafici per schemi - apparecchiature e dispositivi di comando e protezione.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

Delibere AEEG

Connessione:

Delibera ARG-elt n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Delibera ARG-elt n.119-08: disposizioni inerenti l'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

Ritiro dedicato:

Delibera ARG-elt n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Delibera ARG-elt n. 107-08: modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07, in materia di ritiro dedicato dell'energia elettrica.

Servizio di misura:

Delibera ARG-elt n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

Tariffe:

Delibera ARG-elt n. 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Delibera ARG-elt n.156-07: approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

Allegato A TIV Delibera ARG-elt n. 156-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del Decreto Legge 18 giugno 2007 n. 73/07.

Delibera ARG-elt n. 171-08: definizione per l'anno 2009 del corrispettivo di gradualità per fasce applicato all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo in bassa tensione diversi dall'illuminazione pubblica, non trattati monorari e serviti in maggior tutela o nel mercato libero.

Delibera ARG-elt n. 348-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Delibera ARG-elt n. 349-07: prezzi di commercializzazione nella vendita di energia elettrica (PCV) nell'ambito del servizio di maggior tutela e conseguente la emunerazione agli esercenti la maggior tutela. Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007 n. 156/07 (TIV).

Delibera ARG-elt n. 353-07: aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Delibera ARG-elt n. 203-09: aggiornamento per l'anno 2010 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07.

Delibera ARG-elt n. 205-09: aggiornamento per il primo trimestre gennaio – marzo 2010 delle condizioni economiche del servizio di vendita di Maggior Tutela e modifiche al TIV.

Delibera ARG-com n. 211-09: aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2010 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07.

TICA:

Delibera ARG-elt n.90-07: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Delibera ARG-elt n. 161-08: modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 179-08: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

TISP:

Delibera ARG-elt n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 (deliberazione n. 188/05).

Delibera ARG-elt n. 260-06: modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 74-08 TISP: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).

Delibera ARG-elt n. 184-08: disposizioni transitorie in materia di scambio sul posto di energia elettrica.

Delibera ARG-elt n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

Delibera ARG-elt n. 186-09: modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09.

TEP:

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

GSE

Guida al nuovo Conto Energia, ed. 4 - marzo 2010.

Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico.

Guida alla richiesta degli incentivi e all'utilizzo dell'applicazione web per il fotovoltaico rev. 4 del 01/11/2009.

Accesso al portale internet GSE vers. 1.6 del 25/09/ 2009.

Regole tecniche sulla disciplina dello scambio sul posto, ed. II.

Disposizioni Tecniche di Funzionamento vers. 1.2 del 6 novembre 2009: modalità e condizioni tecnico-operative per l'applicazione della convenzione di scambio sul posto.

Estratto della risoluzione della Agenzia delle Entrate: "trattamento fiscale del contributo in conto scambio di cui alla delibera AEEG n.74/2008".

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

3. Localizzazione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico di progetto, di potenza nominale pari a 3,22 kW, sarà realizzato sulla copertura della palestra della scuola Media S.Quasimodo di Vallelunga Pratameno. Esso verrà collegato alla rete elettrica di distribuzione in Bassa tensione monofase in corrente alternata di tipo Mono a 230 V di competenza del gestore di rete.

L'impianto, che entrerà in esercizio a seguito di Nuova costruzione, sarà individuato da un unico punto di connessione alla rete elettrica in uscita dal gruppo di conversione, rispetto al quale sarà presentata domanda al gestore di rete per la connessione alla rete.

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

4. Descrizione dei criteri utilizzati per le scelte progettuali

Le scelte progettuali hanno riguardato i tre aspetti della progettazione di un impianto fotovoltaico, ovvero gli aspetti energetici, gli aspetti impiantistici e di sicurezza, e gli aspetti architettonici - strutturali.

4.1 Gli aspetti energetici

L'impianto fotovoltaico di potenza nominale¹ di 3,22 kW sarà collegato ad una fornitura elettrica in BT a tensione nominale di 230 V.

Producibilità

Dal punto energetico, il criterio utilizzato nella scelta dell'esposizione del generatore fotovoltaico² è quello di massimizzare la quantità di energia solare raccolta su base annua. Generalmente, l'esposizione ottimale si ha scegliendo per i moduli un orientamento a Sud ed una inclinazione rispetto al piano orizzontale leggermente inferiore³ al valore della latitudine del sito di installazione.

In casi particolari, sono ammessi esposizioni diverse qualora siano presenti vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore fotovoltaico che impediscono l'ottenimento dell'esposizione ottimale. Generalmente tutti i moduli fotovoltaici devono avere la stessa esposizione. Qualora questa condizione non

¹ La potenza nominale di un impianto fotovoltaico è intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurate in condizioni di test standard (STC).

² Insieme dei moduli fotovoltaici e relative strutture di sostegno di un impianto fotovoltaico.

³ Tipicamente da 5° a 10° in meno della latitudine, in funzione del rapporto tra la radiazione annua diffusa e quella diretta del sito.

potrà essere ottenuta a causa di vincoli di natura architettonica, dovranno essere messe in atto soluzioni impiantistiche atte ad evitare conseguenti perdite di mismatching.

Nel caso dell'impianto in oggetto, il generatore fotovoltaico presenta un'unica esposizione (angolo di tilt, e angolo di azimuth uguale per tutti i moduli fotovoltaici), ovvero:

Esposizione del generatore fotovoltaico:

Azimuth : 40 °

Tilt : 9,6°

Inoltre, per ridurre le perdite di energia sul generatore fotovoltaico e quindi massimizzare la produzione di energia, sono state fatte le seguenti scelte progettuali:

Al fine di smaltire agevolmente il calore prodotto dai moduli causato dall'irraggiamento solare diretto, e quindi di limitare le perdite per temperatura, si è favorita la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie su cui essi sono posati.

Le caratteristiche elettriche dei moduli (corrente di cortocircuito e corrente alla massima potenza) che fanno parte della stessa stringa dovranno essere, per quanto possibile, simili tra loro in modo da limitare le perdite di potenza per mismatching corrente.

Le caratteristiche elettriche delle stringhe (tensione a vuoto e tensione alla massima potenza) che fanno parte dello stesso campo fotovoltaico dovranno essere, per quanto possibile, simili tra loro in modo da limitare le perdite di potenza per mismatching di tensione.

La scelta della tensione del generatore fotovoltaico è stata fatta in modo da ridurre le correnti in gioco e quindi le perdite di potenza per effetto Joule.

Al fine di ottimizzare i costi di realizzazione si è scelta una conversione CC/CA centralizzata, ovvero si è scelto un gruppo di conversione composto da un unico inverter.

Regime di cessione dell'energia

La scelta della potenza nominale dell'impianto è stata fatta in modo da poter accedere al regime di cessione dell'energia elettrica alla rete pubblica più conveniente per l'utente che ha la titolarità o la disponibilità dell'impianto. Il criterio di scelta è quindi quello di rendere massimo il valore economico dell'energia prodotta.

Nel caso specifico, poiché non ricorrono le condizioni per accedere al regime di cessione denominato "Scambio sul Posto" o non risulta conveniente, al fine di valorizzare comunque l'energia ceduta alla rete, si è scelto il regime di cessione denominato "ritiro dedicato". Il Ritiro Dedicato è regolato dalla Deliberazione ARG/elt n.280/07 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e consente di remunerare l'energia immessa in rete sulla base del prezzo zonale orario (prezzo che si forma sul mercato elettrico), o in alternativa, sulla base al "prezzo minimo garantito" solo se la potenza nominale dell'impianto non supera 1 MW. Il regime del Ritiro

Dedicato è regolato da una apposita convenzione che l'utente che ha titolarità dell'impianto stipula con il GSE (Gestore Servizi Energetici).

4.2 Gli aspetti impiantistici e di sicurezza

Interfacciamento con la rete

L'impianto dovrà essere connesso alla rete elettrica di distribuzione pubblica e dovrà erogare l'energia prodotta a tensione Mono alternata di 230 V, con frequenza 50 Hz, nei limiti di fluttuazione previsti dalle vigenti norme tecniche. Al fine di salvaguardare la qualità del servizio elettrico ed evitare pericoli per le persone e danni per le apparecchiature, l'impianto sarà dotato di un idoneo sistema di protezione di interfaccia (SPI) per il collegamento alla rete.

Inoltre, al fine di non iniettare correnti continue nella rete elettrica l'impianto sarà dotato di una separazione metallica tra la sezione DC e la sezione AC o, in alternativa, disporrà di una protezione elettromeccanica equivalente.

La scelta del SPI e del sistema atto ad evitare l'immissione di correnti continue in rete verrà fatta in conformità alla normativa applicabile CEI 11-20 e documento ENEL DK 5940 ed 2.2.

Scelta della tensione DC

La tensione del generatore fotovoltaico (tensione DC) è stata scelta in base al tipo di moduli e di inverter che si prevede verranno utilizzati. In particolare, poiché la tensione DC è influenzata dalla temperatura delle celle e dall'irraggiamento solare, per un corretto accoppiamento tra generatore fotovoltaico e gruppo di conversione, la tensione del generatore fotovoltaico è stata scelta in modo che le sue variazioni siano sempre contenute all'interno della finestra di tensione ammessa dagli inverter.

Inoltre, si è scelta una tensione DC in modo che il suo valore massimo non superi mai la tensione massima di sistema del modulo fotovoltaico, pena la distruzione del modulo stesso. Il valore massimo della tensione DC si ha in condizioni di alto irraggiamento solare, bassa temperatura di cella e in condizioni di circuito aperto.

Essendo l'impianto in oggetto collegato ad una rete in BT, la tensione DC non dovrà mai superare 1000 V sia per non incorrere nelle prescrizioni del D.lgs. 81/2008, relativamente all'alta tensione, sia per facilitare la reperibilità sul mercato e l'economicità della componentistica elettrica che verrà utilizzata.

5. Dati di progetto

I dati di progetto sono di seguito riportati e riguardano, il committente, il sito di installazione, i dati sulla fornitura elettrica e sull'impianto utilizzatore in corrente alternata e sulla presenza o meno di corpi ombreggianti.

Sito d'installazione	
Località	Vallelunga Pratameno (CL)
Vincoli	non è soggetta ad alcun tipo di vincolo
Latitudine	37,684°
Longitudine	13,832°
Altitudine	472 metri
Irraggiamento globale sul piano orizzontale	1877,37 kWh/m²
Dati di irraggiamento	UNI 10349
Albedo	20%
Dati relativi al vento e al carico di neve	Da DM 14/01/2008

6. Descrizione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 3,22 kW verrà collegato alla rete elettrica di distribuzione in Bassa tensione in corrente alternata di tipo Trifase a 230/400 V.

Le caratteristiche d'impianto sono riassunte di seguito, in particolare in figura 1 è riportato lo schema elettrico unifilare d'impianto.

In esso si distinguono:

- Il generatore fotovoltaico composto da:
- 1 stringhe di 14 moduli collegati in serie
- Il gruppo di conversione formato da 1 inverter Monofase
- Il sistema di protezione di interfaccia esterno all'inverter e certificato
- Il gruppo di protezione

6.1 Generatore fotovoltaico

Sarà costituito da:

- moduli fotovoltaici connessi in serie per la formazione delle stringhe;
- strutture di supporto dei moduli;

Di seguito vengono riportate le caratteristiche del generatore fotovoltaico e dei suoi componenti principali, ovvero stringhe e moduli.

Caratteristiche elettriche del Generatore fotovoltaico	
Potenza nominale	3,22 kWp
Numero moduli fotovoltaici	14
Superficie captante	23,66 m ²
Numero di stringhe	1

Tilt, Azimuth	9,6°, 40°
Tensione massima @STC (Voc)	826 V
Tensione alla massima potenza @STC (Vm)	688,8 V
Corrente di corto circuito @STC (Isc)	5,03 A
Corrente alla massima potenza @STC (Im)	4,67 A

Il generatore fotovoltaico della potenza nominale di 3,22 kW utilizza la configurazione serie-parallelo (S-P) e sarà suddiviso in 1 stringhe di moduli collegati in serie. Di seguito si elencano le composizioni delle stringhe dell'impianto.

Caratteristiche elettriche delle stringhe	
Numero moduli fotovoltaici in serie	14
Potenza nominale	3,22 kW
Tensione a circuito aperto (Voc)	826 V
Corrente di corto circuito (Isc)	5,03 A
Corrente alla massima potenza (Im)	4,67 A

Dati costruttivi dei Moduli:

Dati costruttivi dei moduli	
Tecnologia	Si-Mono
Potenza nominale	230 W
Tolleranza	3%
Tensione a circuito aperto (Voc)	59 V
Tensione alla massima potenza (Vm)	49,2 V
Corrente di corto circuito (Isc)	5,03 A
Corrente alla massima potenza (Im)	4,67 A
Superficie	1,69 m ²

Efficienza	13,6%
Certificazioni	

6.2 Gruppo di conversione DC/AC

Il gruppo di conversione dell'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto da 1 inverter Monofase per una potenza nominale complessiva di circa 3,22 kW. Ciascun inverter sarà costituito da un ponte di conversione DC/AC e da un insieme di componenti quali dispositivi di protezione contro guasti interni e contro le sovratensioni, e da filtri che rendono il gruppo idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica in corrente alternata in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. per aumentare l'efficienza operativa d'impianto, l'inverter non avrà un trasformatore di isolamento.

Le principali caratteristiche tecniche dell'inverter assunto nelle verifiche di progetto sono di seguito riassunte.

Dati costruttivi dell'inverter	
Potenza nominale	3,4 kW
Potenza massima	3,8 kW
Efficienza massima	94,8%
Efficienza europea	93,8%
Tensione massima da PV	950 V
Minima tensione Mppt	340 V
Massima tensione Mppt	850 V
Massima corrente in ingresso	13 A
Tensione di uscita	230 V
Uscita	Monofase
Trasformatore di isolamento	False
Frequenza	50 Hz

6.3 Sezione interfaccia rete

La sezione di interfaccia rete conterrà il sistema di protezione di interfaccia (SPI), il dispositivo di interfaccia (DI) e il sistema di misura dell'energia prodotta.

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), costituito essenzialmente da relé di frequenza e di tensione, è richiesto, secondo la norma CEI 11-20, a tutela degli impianti del Gestore di Rete in occasione di guasti e malfunzionamenti della rete pubblica durante il regime di parallelo.

Nel caso dell'impianto in oggetto, Il sistema di protezione di interfaccia (SPI) e il dispositivo di interfaccia (DI) sono installati sul lato BT dell'impianto. Inoltre, il sistema di protezione di interfaccia (SPI) e dispositivo di

interfaccia (DI) sono esterni all'inverter Centrosolar AG PS 3.6 Excellent, , e sono conformi alla normativa applicabile: norme CEI 11-20 e documento ENEL DK 5940 ed 2.2.

Il sistema di misura dell'energia elettrica prodotta sarà collocato all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile.

La potenza nominale dell'impianto è inferiore a 20 kW pertanto, ai sensi della delibera AEEG 88/07, il Gestore di rete sarà responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia prodotta , nonché del servizio di misura dell'energia prodotta.

6.4 Quadri elettrici in corrente continua

L'impianto fotovoltaico è costituito da 1 quadri di campo così costituiti:

Composizione quadro elettrico	
Numero di ingressi	1
Max corrente per ciascun ingresso	5,03 A
Max tensione ingresso	926,45 V
Max corrente uscita	5,03 A
Dispositivo in ingresso	Nessuno
Protezione	Nessuno
Dispositivo in uscita	ABB S802PV-S10
Corrente nominale del dispositivo in uscita	9,3 A
Scaricatori	

7. Criteri di scelta e dimensionamento dei componenti principali: moduli, inverter e quadri elettrici

In questo paragrafo verranno illustrati i criteri di scelta e di dimensionamento, nonché le caratteristiche elettriche e dimensionali dei principali componenti dell'impianto, ovvero dei moduli fotovoltaici, degli inverter, dei quadri elettrici e delle condutture elettriche.

7.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono stati scelti in base alle seguenti specifiche tecniche:

- utilizzare la tecnologia del
- essere in classe II ed avere una tensione di isolamento superiore a 1000 V
- essere accompagnato da un foglio-dati e da una targhetta posta sul retro del modulo che riportano le principali caratteristiche elettriche secondo la norma CEI EN 50380;

- dovranno avere caratteristiche elettriche, per quanto possibile, simili fra loro (soprattutto la corrente nominale), in modo da limitare le perdite elettriche per mismatch. In assenza di queste informazioni, il criterio di scelta è quello di scegliere moduli con piccole tolleranze sulla potenza nominale ($\leq 3\%$);
- essere dotati di diodi di by-pass per garantire la continuità elettrica della stringa anche con danneggiamento o ombreggiamenti di una o più celle;
- avere una cassetta di terminazione con grado di protezione IP 65 da cui dipartono i cavi a loro volta dotati di connettori ad innesto rapido tipo multicontact;
- avere una potenza nominale sufficientemente elevata in modo da ridurre i cablaggi elettrici
- dotati di certificazione emessa da un laboratorio accreditato che certifichi la rispondenza del prodotto alla normativa applicabile;
- avere una garanzia di prodotto contro difetti di fabbricazione e di materiale di almeno 2 anni;
- avere una garanzia sul decadimento delle prestazioni tale per cui il costruttore del modulo garantirà che la potenza nominale del modulo dopo 20 anni non sarà inferiore all' 80% della potenza nominale indicata dal costruttore all'atto dell'acquisto del modulo stesso;
- avere il numero di serie e il nome del costruttore indelebili e ben visibili;
- essere provvisti di cornice, tipicamente in alluminio, per facilitare le operazioni di montaggio;
- avere una tensione massima di sistema superiore a 1000 V.

7.2 Inverter

Gli inverter sono stati scelti e dimensionati in base alle seguenti caratteristiche:

- La potenza complessiva degli inverter dovrà essere superiore al 90 % della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico.
- Essere a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20.
- Dovranno operare in modalità MPPT (Maximum Power Point Tracking)
- Ingressi in continua preferibilmente gestibili con poli non connessi a terra ("floating"), ovvero come sistemi IT.
- Presentare preferibilmente un isolamento galvanico tra generatore fotovoltaico e rete
- Disporre di un dispositivo per controllo continuo dell'isolamento verso terra, lato dc, conforme alle prescrizioni CEI per gli impianti gestiti con sistema IT (CEI 64-8). Eventualmente tale protezione può essere esterna

- Disporre di filtri di ingresso per contenimento eventuale ripple di tensione e corrente su generatore fotovoltaico.
- Avere una efficienza europea superiore al 93% se trattasi di inverter con trasformatore di isolamento, o superiore al 95 % in assenza di tale trasformatore.
- Disporre di filtri in uscita per limitare le armoniche di corrente e contenere i disturbi indotti sulla rete, in conformità alle norme CEI applicabili (EMC).
- Rispondere alle norme applicabili in materia di EMC
- Avere un controllo del fattore di potenza della corrente di uscita su valori prescritti (norma CEI 11-20) con eventuale sistema di rifasamento lato ca, ove risulti necessario.
- Poter funzionare in modo automatico (avviamento, modalità MPPT e spegnimento automatico
- Possibilità di funzionamento in sovraccarico (eventualmente con funzione di limitazione della corrente).
- Possibilità di operare in condizioni di temperatura gravose (protezione mediante limitazione di potenza nel caso in cui i dispositivi di potenza raggiungano temperature elevate)
- Avere protezioni e dispositivi per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20.
- Essere protetto contro guasti interni.
- Essere protetto contro fulminazioni indirette (presenza di scaricatori lato DC e AC)
- Avere il marchio CE.
- Disporre di una certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la di conformità alle norme applicabili, compresi i documenti tecnici dei Distributori relativamente all'interfacciamento con la rete pubblica.
- Avere un grado di protezione (IP) compatibile con le condizioni di installazione prevista in fase di progettazione.

Inoltre, gli inverter verranno scelti in modo tale che il campo di variazione delle tensioni e delle correnti lato DC sia compatibile con i valori di tensione e corrente erogate dal campo fotovoltaico a cui verranno connessi, in qualsiasi condizioni di irraggiamento e temperatura ambiente. La verifica di tale compatibilità verrà fatta nel capitolo "calcoli preliminari".

Analogamente, i valori di tensione e frequenza in uscita dagli inverter saranno compatibili con la rete AC alla quale l'impianto fotovoltaico sarà connesso.

7.3 Quadri elettrici

I quadri elettrici dovranno avere un grado di protezione IP idoneo alla tipologia di installazione (IP 65 per installazioni esterne) ed essere dotati di apposita morsettiera su cui attestare i cavi entranti ed uscenti. La morsettiera dovrà essere provvista di morsetto di terra al quale collegare tutte le masse interne al quadro per il loro collegamento a terra. I quadri dovranno preferibilmente essere fissati a parete e possibilmente non dovranno essere esposti alla radiazione solare diretta.

I quadri elettrici dovranno contenere i dispositivi di manovra, protezione che dovranno essere scelti in funzione delle grandezze elettriche presenti nel punto di installazione. In particolare, per la sezione in corrente continua dovranno essere utilizzati dispositivi di protezione e manovra appositamente realizzati per l'impiego in corrente continua. Non sono quindi ammessi dispositivi di protezione e manovra realizzati per l'impiego in corrente alternata a meno che il costruttore non indichi chiaramente il coefficiente di declassamento necessario per poterli utilizzare in tutta sicurezza anche in corrente continua.

La scelta del quadro, in particolare le sue dimensioni, sarà fatta in modo che la temperatura al proprio interno non raggiunga valori tali da compromettere il buon funzionamento delle apparecchiature e dei dispositivi presenti al proprio interno. Il dimensionamento termico dei quadri sarà oggetto di progettazione esecutiva e terrà conto della resistenza termica del quadro, degli elementi presenti al loro interno che durante il normale funzionamento dell'impianto potranno dissipare potenza (dispositivi di protezione e sezionamento, comprese sbarre e cavi) e dalla massima temperatura ambiente.

I quadri elettrici dovranno infine riportare chiaramente ed in modo indelebile il nominativo del costruttore del quadro.

7.4 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini

Il riferimento normativo in questo ambito sono le norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4. Per proteggere il generatore fotovoltaico contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche verranno utilizzati scaricatori (SPD di classe II) sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo. Per il dettaglio si rimanda agli schemi elettrici riportati nel documento.

La scelta degli scaricatori è stata fatta in modo da rispettare la condizione:

$$U_c > 1,25 \cdot V_{oc,genFV}$$

Dove:

U_c : è la tensione di servizio continuo dell'SPD

$V_{oc,genFV}$: è la tensione a circuito aperto @STC del generatore fotovoltaico

Inoltre, il punto di installazione degli SPD è stato scelto in modo che non vengano superate le distanze di protezione Ipo e Ipi definite nella norma CEI 81-10/4:

Distanza di protezione Ipo determinata dai fenomeni di oscillazione;

Distanza di protezione Ipi determinata dai fenomeni d'induzione.

8. Elaborati grafici

8.1 - Schema elettrico unifilare

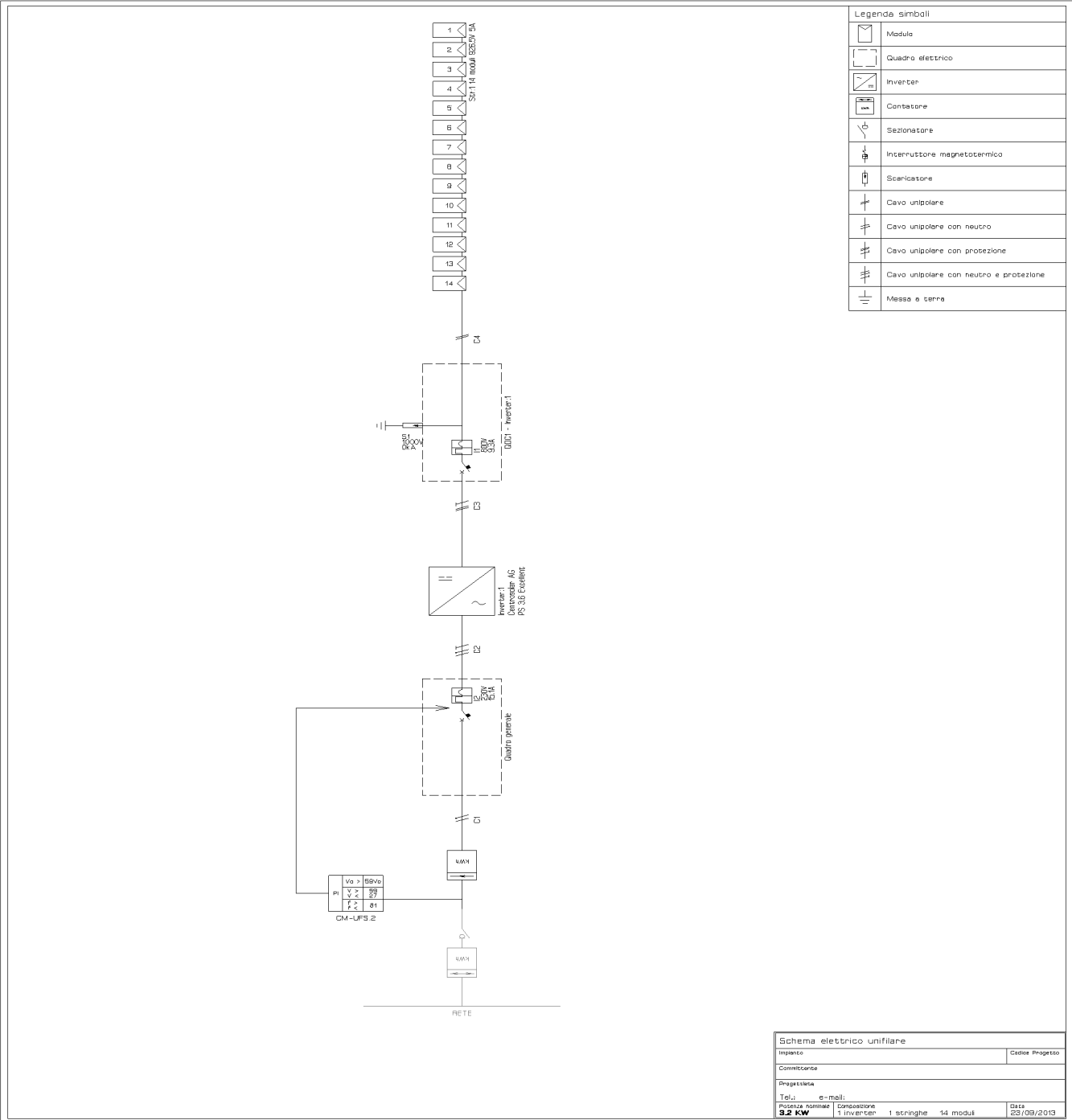


Fig.1: Schema elettrico unifilare

9. Dimensionamento dell'impianto

9.1 Producibilità annua

Sito di installazione

L'impianto verrà installato a **Vallelunga Pratameno**. La tabella che segue riporta i principali dati geografici del sito di installazione.

Dati geografici del sito	
Località	Vallelunga Pratameno
Latitudine	37,684°
Longitudine	13,832°
Altitudine	472 metri
Temperatura massima	0 °C
Temperatura minima	0 °C
Dati di irraggiamento	UNI 10349
Dati relativi al vento e al carico di neve	DM 14/01/2008

La valutazione della fonte solare per la località () è stata effettuata in base alla Norma UNI 10349, prendendo come riferimento la provincia che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di (). La norma UNI 10349 fornisce una serie di dati climatici tra cui l'irraggiamento globale giornaliero medio mensile su piano orizzontale con le sue componenti diretto e diffuso. Per la località in esame i valori di irraggiamento giornaliero medio mensile sono i seguenti:

Mese	Diffuso giornaliero [kWh/m ²]	Diretto giornaliero [kWh/m ²]	Totale giornaliero [kWh/m ²]
Gennaio	0,92	1,51	2,43
Febbraio	1,17	2,14	3,31
Marzo	1,53	2,98	4,51
Aprile	1,76	4,23	5,99
Maggio	1,85	5,37	7,22
Giugno	1,76	6,35	8,11
Luglio	1,62	6,49	8,11
Agosto	1,42	5,98	7,40
Settembre	1,43	4,19	5,62
Ottobre	1,25	2,65	3,90
Novembre	0,94	1,91	2,85

Dicembre	0,83	1,32	2,15
Annuale	501,67	1375,7	1877,37

Tenendo conto dell'irraggiamento giornaliero medio mensile e del numero di giorni di cui si compongono i dodici mesi dell'anno, è possibile determinare il valore di irraggiamento globale annuo su piano orizzontale per la località di (). Tale valore è pari a **1877,37 [kWh/m²]**.

Calcolo della producibilità

La producibilità dell'impianto è stata calcolata sulla base dei dati storici del sito di installazione relativi ai valori medi mensili dell'irraggiamento solare globale incidente su superficie orizzontale desunti dalla Norma UNI 10349 per la località in questione.

La procedura per il calcolo dell'energia prodotta dall'impianto tiene conto della potenza nominale dell'impianto (3,22 kW), dell'angolo di tilt e di azimuth (9,6°, 40°) del generatore fotovoltaico, delle perdite sul generatore fotovoltaico (perdite resistive, perdite per scostamento di temperatura dei moduli, per riflessione e per mismatching tra stringhe), dell'efficienza europea degli inverter nonché del coefficiente di riflettanza del suolo antistante i moduli (20%) (albedo).

Pertanto, l'energia prodotta dall'impianto su base annua ($E_{p,a}$) si calcola come segue:

$$E_{p,a} = P_{nom} \cdot I_{rr} \cdot (1 - \text{Perdite}) = \mathbf{4.851,63 \text{ kWh}}$$

Dove:

P_{nom} = Potenza nominale dell'impianto: 3,22 kW

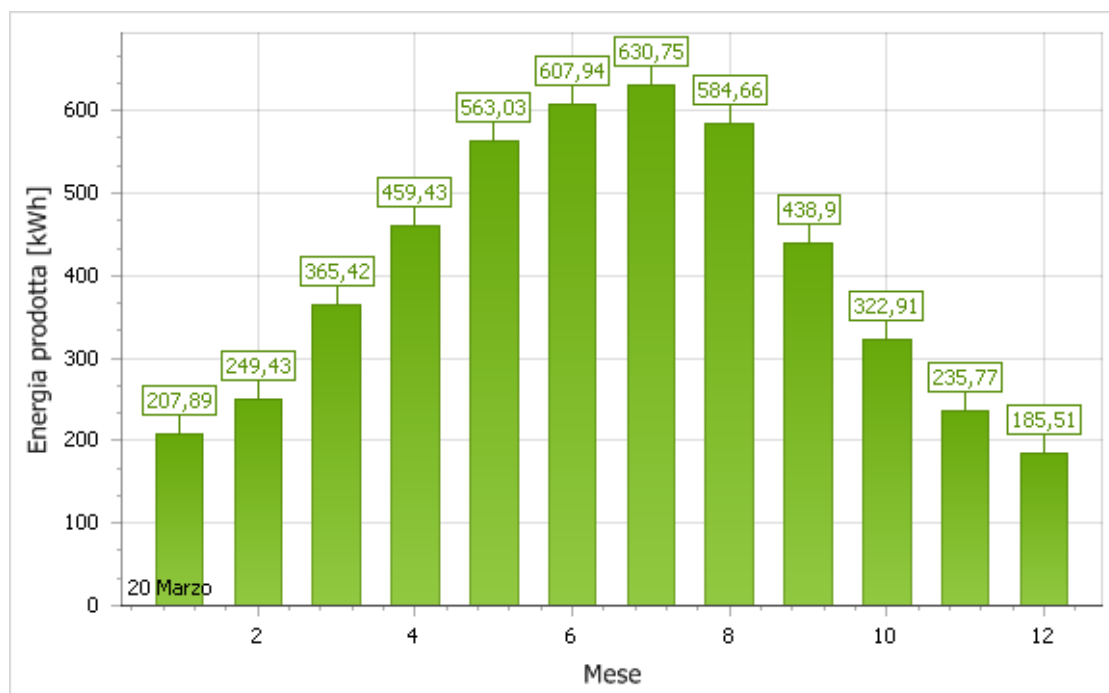
I_{rr} = Irraggiamento annuo sul piano dei moduli: 1970,67 kWh/m²

Perdite = Perdite di potenza: 23,54 %

Le perdite di potenza sono dovute a vari fattori. Nella tabella sottostante vengono riportati tali fattori di perdita e i relativi valori assunti dalla procedura per il calcolo della producibilità dell'impianto.

Fattori di perdita elettrica	
Perdite per aumento di temperatura dei moduli	5,00 %
Perdite di mismatch elettrico	5,00 %
Perdite resistive	4,00 %
Perdite per conversione DC/AC	6,20 %
Altre perdite	2,00 %
Perdite totali	23,54 %

Il grafico sotto indicato riporta l'andamento della produzione mensile di energia attesa nel corso dell'anno.



9.2 - Verifica del corretto accoppiamento elettrico tra il generatore fotovoltaico ed il gruppo di conversione DC/AC.

Per poter scegliere un inverter correttamente occorre preventivamente verificare la compatibilità tra gli inverter utilizzati ed i relativi campi fotovoltaici.

Le verifiche sugli inverter si riferiscono alla sezione in corrente continua dell'impianto fotovoltaico e riguardano:

- La verifica sulla tensione DC
- La verifica sulla corrente DC
- La verifica sulla potenza

Verifica sulla tensione DC

La verifica sulla tensione DC consiste nel controllare che l'insieme delle tensioni fornite dal campo fotovoltaico sia compatibile con il campo di variazione della tensione di ingresso dell'inverter.

In altri termini, è necessario calcolare la tensione minima e massima del campo fotovoltaico e verificare che la prima sia superiore alla tensione minima di ingresso ammessa dall'inverter, e la seconda sia inferiore alla tensione massima di ingresso ammessa dall'inverter.

Verifica sulla corrente DC

La verifica sulla corrente DC consiste nel controllare che la corrente di cortocircuito @ STC del campo fotovoltaico sia inferiore alla massima corrente di ingresso ammessa dall'inverter.

Verifica sulla potenza

La verifica sulla potenza consiste nel controllare la potenza nominale del gruppo di conversione DC/AC (somma delle potenze nominali degli inverter) sia superiore all'80 % e inferiore al 120 % della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico (somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici).

Le tabelle che seguono riportano il risultato di tali verifiche.

Inverter:1	
Limiti sulla tensione	Mppt1 - Tensione minima alla temperatura dei moduli di 70°C (559,65 V) > Tensione minima di Mppt (340 V)
Limiti sulla tensione	Mppt1 - Tensione massima alla temperatura dei moduli di -10°C (789,25 V) < Tensione massima di Mppt (850 V)
Limiti sulla tensione	Mppt1 - Tensione di circuito aperto alla temperatura dei moduli di -10°C (926,45 V) < Tensione massima dell'inverter (950 V)
Limiti sulla corrente	Mppt1 - Corrente di corto circuito (5,03 A) < Massima corrente dell'inverter (6,5 A)
Limiti sulla potenza	Dimensionamento in potenza (80 %) < (95%) < (120 %)

10. Quadro delle prestazioni richieste

In termini di energia l'impianto, tenendo conto del sito di installazione (), dovrà avere una capacità produttiva teorica annua superiore a circa 1.506,72 kWh/kWp

In termini di efficienze operative DC e AC, l'impianto deve essere realizzato con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot I_{rr} / I_{STC} \quad (\text{per } I_{rr} > 600 \text{ W/m}^2)$$

$$P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc} \quad (\text{per } P_{ca} > \text{del } 90\% \text{ della potenza di targa del gruppo di conversione})$$

Dove:

- P_{cc} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata (in kVA) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;
- P_{nom} è la potenza nominale (in kWp) del campo fotovoltaico;
- I_{rr} è l'irradianza solare (in W/m²) misurato sul piano dei moduli con precisione migliore del 3%;
- I_{STC} è l'irradianza solare in STC pari a 1000 W/m².

Inoltre, al fine di assicurare il rispetto dei suddetti requisiti di efficienza operativa del generatore fotovoltaico e del gruppo di conversione dovrà essere emesso:

- la dichiarazione attestante la verifica tecnico-funzionale;
- il certificato di collaudo.

11. Cavi e cablaggio elettrici

La connessione modulo – modulo sarà effettuata utilizzando i cavi già assemblati dal costruttore del pannello, mentre la connessione stringa – inverter sarà realizzata con cavo solare per applicazioni fotovoltaiche unipolari esenti da alogeni, resistenti a calore e basse temperature, ozono (VDE 228-2) e raggi UV, con doppio isolamento, per la posa direttamente all'esterno, staffati alla struttura di sostegno dei moduli, in tubi protettivi a parete e in cavidotto interrato di protezione.

Per il lato AC saranno usati conduttori in rame isolato con elastomero sintetico etilempropilenico sotto guaina di PVC, tipo unipolare FG7(O)R 0,6/1 kV, per il tratto compreso fra l'inverter e il quadro elettrico generale, sino al punto di consegna.

Il cablaggio interno dei quadri potrà essere effettuato con conduttori N07V-K.

Per la connessione a terra delle masse si utilizzerà un cavo di tipo N07V - K con isolante in PVC (colore di riconoscimento della guaina: Giallo Verde).

Tutti cavi dovranno essere a norma CEI 20-13, CEI 20-22 II e CEI 20-37 I, marchiatura IMQ, colorazione delle anime secondo le norme UNEL.

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

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

12. Tubazioni e canalizzazioni

I cavidotti per la posa interrata saranno con marchio IMQ e CE costituito da tubo a doppia parete corrugato esternamente liscia internamente in polietilene tipo medio, con resistenza allo schiacciamento pari a 450 N.

Per la posa a parete saranno impiegati tubi di materiale termoplastico autoestinguente a base di PVC, del tipo rigido piegabile a freddo, posti a vista, in tutto conformi alle norme CEI serie media, resistenza allo schiacciamento minimo di 750 N, e cassette di derivazione a vista, complete di coperchio ed eventuale setto separatore. Grado di protezione minimo IP 44.

13. Quadri elettrici

Tutti i quadri elettrici avranno le seguenti caratteristiche:

- Classe di protezione IP 66 (CEI EN 60529);
- Isolamento classe II;

- Materiale termoplastico;
- Resistenza al calore e al fuoco fino a 750 °C (CEI EN 60695-2-11);
- Resistenza agli urti IK10 (CEI EN 50102);
- Resistenza agli urti IK10 (CEI EN 50102);
- Temperatura di funzionamento -25 °C...+100 °C;
- Tensione nominale di isolamento 1000 Vc.a. - 1500 Vc.c.;
- Norme, qualità, ambiente CEI EN 50298, CEI 23-48, CEI 23-49, IEC 60670, CEI EN 60439-1, Marchio IMQ secondo Norma CEI EN 50298

14. Dimensionamento dei circuiti e dei sistemi di protezione

14.1 Dimensionamento dei circuiti

Il dimensionamento dei vari circuiti è stato applicato il criterio termico, tenendo conto delle seguenti specifiche che stanno alla base del calcolo:

- condizioni di posa e tipologia delle condutture come precedentemente evidenziato;
- numero dei circuiti presenti nello stesso ambiente di posa;
- carico elettrico dei vari circuiti;
- fattori di contemporaneità e di utilizzazione;
- temperatura ambiente;
- lunghezza dei vari circuiti.

Le sezioni determinate sono state verificate con il criterio della max caduta di tensione, vincolando quest'ultima a valori non eccedenti il 4% come previsto dalla norma CEI 64-8 per tenere conto delle c.d.t. che inevitabilmente si producono nella rete.

Al fine di scegliere la sezione ottimale del conduttore in ciascun tratto di linea è necessario considerare molti fattori, i principali dei quali sono: la corrente d'impiego, la massima caduta di tensione ammissibile, il tipo di posa, il tipo di isolante, la temperatura ambiente.

Nel caso di linee terminali o derivate la corrente di impiego viene calcolata attraverso la relazione:

$$I_b = \frac{K_u \cdot P}{k \cdot V \cdot \cos \phi}$$

dove:

- P è la potenza, in Watt, che la linea dovrà alimentare;
- K_u è il fattore di utilizzazione;
- k vale 1 per i circuiti monofase e $\sqrt{3}$ per quelli trifase;
- V è il valore efficace della tensione nominale in Volt;
- $\cos \phi$ è il fattore di potenza media.

Nel caso di linee non terminali o di distribuzione il valore di corrente circolante nella fase e nel neutro viene calcolata come somma vettoriale delle correnti circolanti nelle linee derivate da quella in esame considerando il coefficiente di contemporaneità ed in base ad esso la corrente circolante in ciascuna fase (e nell'eventuale neutro) di ogni linea viene ricavata mediante la formula:

$$\vec{I}_b = K_c \cdot \sum \vec{I}_{fd}$$

La determinazione della sezione ottimale del cavo che deve portare la corrente di impiego dipende da tre fenomeni fisici: termico, elettrico e meccanico. Sulla base di questi fenomeni si dimensiona il conduttore di fase tenendo conto, rispettivamente, della portata del cavo, della caduta di tensione e della meccanica della posa.

La relazione fondamentale da soddisfare, al fine di evitare un eccessivo surriscaldamento del cavo, con conseguente danneggiamento dell'isolante con possibilità di innesco incendio, è la seguente:

$$I_b \leq I_z$$

dove I_z è la portata della conduttura. I valori di portata dei cavi sono ricavati dalle norme CEI-UNEL 35024/1.

E' stato inoltre ipotizzato, per i cavi con tratti in comune con altri circuiti, un coefficiente di riduzione della portata dipendente dal numero dei circuiti raggruppati.

Per la verifica della caduta di tensione che si verifica lungo le linee, si stabilisce il valore della massima caduta di tensione ammissibile (la norma impone al massimo il 4%), si scelgono i cavi e si calcola il seguente valore:

$$\Delta V_f = I_b \cdot [r \cdot \cos \phi_c + x \cdot \sin \phi_c] \cdot L + \frac{L^2 (r^2 + x^2)}{2 \cdot V_f}$$

in cui:

ΔV_f è la caduta di tensione;

V_f è la tensione di fase

I_b è la corrente di impiego della linea

L è la lunghezza della conduttura;

r è la resistenza specifica del conduttore

x è la reattanza specifica del conduttore

ϕ_c è l'angolo di sfasamento fra I_b e V_f

I valori di r e x sono ricavati dalle apposite tabelle UNEL.

Nei sistemi trifase equilibrati si ha che il valore della caduta di tensione rispetto al valore della tensione concatenata è pari a:

$$\Delta V_{tr,f} = 3 \cdot \Delta V_f$$

Nei sistemi monofase si ha che il valore della caduta di tensione è ottenuto come somma della caduta di tensione nella fase e di quella del neutro, per cui:

$$\Delta V_{mon,f} = 2 \cdot \Delta V_f$$

Il valore precedente è espresso in Volt. Per ottenere il valore percentuale si usa la formula seguente:

$$\Delta V_{mon,f} \% = \frac{\Delta V_{mon,f}}{V_f} \times 100 \quad \Delta V_{tr,f} \% = \frac{\Delta V_{tr,f}}{\sqrt{3}V_f} \times 100$$

Il software adottato effettua il dimensionamento delle condutture basandosi sul seguente algoritmo:

1. Calcola la sezione del conduttore in modo da avere una portata superiore alla corrente d'impiego;
2. Calcola la caduta di tensione attraverso l'impedenza del conduttore così determinato;
3. Se il valore trovato supera il valore impostato continua ad aumentare la sezione del cavo in modo da ridurre i valori di resistenza e reattanza unitarie e torna al punto 1;
4. Altrimenti termina.

Nel caso di sistema TT non si ha una propria cabina di trasformazione ma il punto di fornitura dell'energia elettrica è già in bassa tensione.

Il software richiede, come valore per caratterizzare la rete a monte, i valori della corrente di corto circuito trifase ($I_{cco\ tr}$) e della corrente di corto circuito fase-neutro ($I_{cco\ f-n}$) nel punto di origine del sistema.

Dal valore $I_{cco\ tr}$, fornito dall'ente erogatrice di energia elettrica, si ricava l'impedenza totale a monte della rete a monte del punto di consegna:

$$Z_{of} = \frac{V_n}{\sqrt{3}I_{cco\ tr}} [\Omega]$$

Per poter ripartire tal impedenza nelle sue componenti resistiva e reattiva è necessario conoscere anche il fattore di sfasamento nel punto di origine in caso di corto circuito ($\cos\Phi_{cco}$):

$$R_{of} = Z_{of} \cdot (\cos\Phi_{cco}) [\Omega]$$

$$X_{of} = Z_{of} \cdot (\sin\Phi_{cco}) [\Omega]$$

Il programma assegna automaticamente un opportuno valore al ($\cos\Phi_{cco}$) a seconda del valore di I_{cco} :

I_{cco} (KA)	$\cos\Phi_{cco}$
$I \leq 4,5$	0,8
$4,5 < I \leq 6$	0,7
$6 < I \leq 10$	0,5
$10 < I \leq 20$	0,3
$I > 20$	0,25

Dal valore $I_{cc0\ f-n}$ il programma ricava l'impedenza del neutro a monte del punto di consegna. Tale valore è necessario per effettuare il calcolo della corrente di corto circuito in caso di guasto fase-neutro in un punto qualunque del sistema TT:

$$Z_{0\ fn} = \frac{V_n}{\sqrt{3}I_{cc0\ f-n}} [\Omega]$$

$Z_{0\ fn}$ = somma delle impedenze di fase e di neutro a monte del punto di consegna.

Assumendo un fattore di sfasamento determinato attraverso la tabella sopra riportata, si ricavano le componenti resistive e reattive della $Z_{0\ fn}$:

$$R_{0\ fn} = Z_{0\ fn} \cdot (\cos \Phi_{cc0}) [\Omega]$$

$$X_{0\ fn} = Z_{0\ fn} \cdot (\sin \Phi_{cc0}) [\Omega]$$

Il valore della resistenza e della reattanza del neutro sono ricavabili come differenza:

$$R_{0n} = R_{0\ fn} - R_{0f} [\Omega]$$

$$X_{0n} = X_{0\ fn} - X_{0f} [\Omega]$$

In realtà, come mostrato nella formula successivamente riportata, per la determinazione della corrente di corto circuito tra fase e neutro, al software è sufficiente conoscere i valori di $R_{0\ fn}$ e $X_{0\ fn}$, senza dover separare tali valori nei contributi dovuti alla fase e al neutro.

A questo punto il software determina le correnti di corto circuito mediante le seguenti formule:

corto circuito trifase

$$I_{cctr} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{0f} + R_1)^2 + (X_{0f} + X_1)^2}} [A]$$

corto circuito fase-fase

$$I_{ccf-f} = \frac{V_n}{2 \sqrt{(R_{0f} + R_1)^2 + (X_{0f} + X_1)^2}} [A]$$

corto circuito fase-neutro

$$I_{ccf-n} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \sqrt{(R_{0fn} + R_n + R_1)^2 + (X_{0fn} + X_n + X_1)^2}} [A]$$

14.2 Scelta degli apparecchi di manovra e di protezione

La progettazione di un impianto elettrico non può prescindere dalla sicurezza. È necessario garantire la protezione all'impianto stesso, agli apparecchi utilizzatori e, soprattutto, alle persone. Le precauzioni da prendere riguardano:

- le sovracorrenti (cortocircuiti e sovraccarichi);
- le tensioni di contatto (dirette e indirette).

Questo tipo di protezione, assieme a quella dai cortocircuiti, si ottiene dimensionando opportunamente un interruttore magneto-termico che posto a valle di un circuito interrompa lo stesso in caso di circolazione di correnti elevate per tempi tali da provocare danni.

Si considerino le seguenti grandezze:

- I_b Corrente di impiego;
- I_z Portata della conduttura;
- I_n Corrente nominale del dispositivo di protezione;
- I_f Corrente reale di intervento del dispositivo di protezione.

Innanzitutto bisogna garantire la circolazione di corrente durante il normale funzionamento dell'impianto; cioè se nei circuiti circola una corrente minore o uguale alla corrente di impiego il dispositivo di protezione non deve intervenire, per cui deve essere:

$$I_b \leq I_n$$

In secondo luogo sarebbe opportuno che nelle condutture non circolassero correnti superiori alla loro portata; cioè il dispositivo di protezione deve intervenire prima che la corrente superi il valore della portata, per cui deve essere:

$$I_n \leq I_z$$

Queste due disuguaglianze implicano la disuguaglianza vista in precedenza fra la corrente di impiego e la portata, per cui riassumendo:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Questa è la prima delle due condizioni fondamentali da rispettare secondo la norma CEI 64-8 art. 433.2.

Gli interruttori rispondenti alle norme CEI En 60898 e CEI EN 60947 devono rispettare la seguente relazione:

$$\frac{I_f}{I_n} \leq 1,45$$

Di conseguenza, gli interruttori costruiti secondo queste norme soddisfano anche la relazione seguente:

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

che è la seconda condizione imposta dalla norma CEI 64-8 art. 433.2.

Per individuare il giusto dispositivo di protezione basta che sia costruito secondo le norme CEI En 60898 e CEI EN 60947 e con le caratteristiche soddisfacenti la prima delle condizioni essendo, di conseguenza, soddisfatta anche la seconda.

Secondo la norma 64-8 art. 434.2, i dispositivi deputati alla protezione contro i corto circuiti devono rispondere alle seguenti condizioni:

1. avere un potere di interruzione (P_i) non inferiore alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione

$$I_{cc_{max}} \leq P_i$$

2. intervenire in modo tale che tutte le correnti provocate da un corto circuito che si presenti in un punto qualsiasi del circuito siano interrotte in un tempo non superiore a quello che porta i conduttori alla temperatura massima ammissibile.

Al fine di verificare quest'ultima condizione è necessario soddisfare, per ogni valore possibile di corto circuito, alla seguente relazione:

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

il termine ($I^2 t$) è l'energia specifica lasciata passare, durante il tempo necessario all'apertura totale dei contatti e alla conseguente estinzione dell'arco elettrico, dal dispositivo di interruzione e corrisponde all'integrale (integrale di Joule), rispetto al tempo, del valore istantaneo della corrente al quadrato, valutato in un opportuno intervallo di tempo che si estende dall'istante in cui si stabilisce la sovracorrente sino alla sua interruzione:

$$I^2 t = \int_0^t i^2 dt$$

Il termine $K^2 S^2$ rappresenta il massimo valore di energia specifica che il cavo è in grado di sopportare, supponendo un funzionamento adiabatico.

La formula della seconda condizione esprime chiaramente che se l'energia specifica lasciata passare dal dispositivo di protezione non supera il valore $K^2 S^2$ ammesso dal conduttore la protezione è assicurata in quanto la temperatura del cavo si mantiene inferiore al massimo valore ammissibile.

Il termine $K^2 S^2$ risulta composto da due termini:

- S è la sezione del conduttore in mm^2
- K è il coefficiente che tiene conto del materiale conduttore e delle caratteristiche termiche dell'isolante (calore specifico medio del materiale conduttore, resistività del materiale conduttore, temperatura iniziale e finale del conduttore).

I valori che assume K per i vari tipi di cavo, così come riportati dalla norma 64-8 sono:

- per i cavi in rame isolati in PVC
- per i cavi in rame isolati in EPR
- per i cavi in alluminio isolati in PVC
- per i cavi in alluminio isolati in EPR

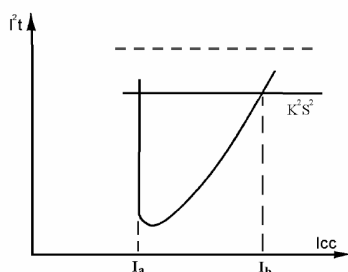
Se la protezione da corto circuito viene effettuata mediante interruttori con sola protezione magnetica, al fine di verificare la seconda condizione, si traccia sul diagramma $I^2t - I_{cc}$ dell'interruttore la retta corrispondente al K^2S^2 del cavo.

Se la retta non interseca la curva (retta tratteggiata in figura), cioè la retta sta sempre al di sopra, allora il cavo è protetto in quanto esso può sopportare un'energia superiore a quella lasciata passare dal dispositivo.

Se la retta e la curva si intersecano (retta continua in figura), allora si individuano i due punti I_a e I_b . Per correnti di corto circuito comprese tra questi due valori il cavo è protetto mentre per valori esterni non si ha protezione in quanto l'energia specifica che l'interruttore lascerebbe passare è superiore a quella sopportabile dal cavo. Al fine di avere una protezione totale dai corto circuiti è perciò necessario che risulti:

$$I_{cc_min} \geq I_a \quad \text{e} \quad I_{cc_max} \leq I_b$$

essendo I_{cc_min} e I_{cc_max} rispettivamente la minima e la massima corrente di corto circuito presunta al termine e all'inizio della condotta.



Nel caso di linea protetta solo da interruttore magnetico, una volta fissata la sezione dei cavi e il tipo di apparecchio posto a protezione, viene implicitamente imposto anche un vincolo alla lunghezza massima della linea da proteggere; infatti all'aumentare della lunghezza della condotta necessariamente diminuiscono i valori di corto circuito per guasto in fondo la linea, quando tali valori raggiungono I_a non è possibile allungare ulteriormente il cavo previo un mancato intervento del relè magnetico.

Se invece la linea è protetta da un interruttore magnetotermico che pertanto garantisce la protezione anche nel caso di sovraccarico, è necessario effettuare solo la verifica della I_{cc_max} in quanto per qualsiasi corrente di corto circuito per guasto all'estremità della linea di valore tale da non provocare l'intervento del relè magnetico, la linea è comunque protetta dal relè termico.

Nel presente caso saranno impiegati soltanto interruttori magnetotermici o magnetotermici differenziali per cui basterà verificare esclusivamente che la I_{cc_max} sia inferiore alla I_b .

Negli allegati progettuali sono riportati gli schemi dei quadri elettrici e le curve caratteristiche d'intervento termico e magnetico ($t - I$ e $I^2t - I_{cc}$) degli interruttori automatici magnetotermici impiegati, queste ultime con le rette corrispondenti al valore di K^2S^2 del cavo corrispondente nei circuiti di distribuzione.

15. Sistema di protezione dalle tensioni di contatto

La protezione dai contatti diretti è assicurata dall'isolamento principale (al quale può risultare aggiunto quello supplementare) e dal grado di protezione IP delle apparecchiature e dei componenti.

La protezione contro i contatti indiretti sarà realizzata con la messa a terra delle masse metalliche degli apparecchi, dei componenti e delle macchine di classe I, con conduttori di sezione non inferiore ai valori minimi previsti dalle Norme CEI 64.8 e con l'impiego di interruttori automatici muniti di relè differenziale.

Per il lato D.C. dell'impianto fotovoltaico la protezione dai contatti indiretti sarà assicurata dalla classe di isolamento dell'impianto, trattandosi di moduli fotovoltaici dotati di isolamento supplementare o rinforzato (classe II), nonché di cavi, quadri e morsettiere di classe di isolamento II o equivalente.

Il criterio seguito per la protezione delle varie parti d'impianto con gli interruttori differenziali ha comportato l'adozione di apparecchi di protezione ad alta sensibilità a scatto istantaneo sensibili a correnti alternate (AC) e/o pulsanti ed unidirezionali (A).

I valori delle sezioni dei conduttori di protezione, in relazione ai valori delle sezioni dei conduttori di fase, assumeranno i seguenti valori:

per $S_f \leq 16 \text{ mm}^2$	$S_{pe} = S_f$
per $16 \text{ mm}^2 \leq S_f \leq 35 \text{ mm}^2$	$S_{pe} = 16 \text{ mm}^2$
per $S_f > 35 \text{ mm}^2$	$S_{pe} = S_f/2$

16. Impianto di terra

L'impianto di terra sarà costituito da un dispersore metallico a picchetto in profilato metallico di lunghezza m. 1,5 ubicato nel pozzetto di derivazione da realizzare in prossimità della pensilina.

Il conduttore di terra dell'impianto fotovoltaico avrà una sezione adeguata con un valore minimo pari a 4 mm^2 , ricavato avendo assunto in via cautelativa un valore di resistività del terreno pari a $100 \text{ } \Omega\text{m}$ e condizioni di interfaccia tipiche con la rete elettrica (Valore della corrente di corto circuito monofase a terra I_g ; Tempo di eliminazione del guasto t).

I provvedimenti da attuare per la protezione degli elementi dell'impianto di terra da fenomeni di corrosione consisteranno:

- nel rendere isolato il conduttore di terra nel tratto che si immerge nel terreno, 30 cm sopra e sotto la superficie del terreno;

Per la scelta della sezione dei conduttori di protezione S_p è stato adottato il seguente criterio, fondato sulla sezione commerciale S_c del conduttore di linea :

se $S_c \leq 16 \text{ mm}^2 \rightarrow S_p = S_c$;
 altrimenti se $16 < S_c \leq 35 \text{ mm}^2 \rightarrow S_p = 16 \text{ mm}^2$;
 oppure se $S_c > 35 \text{ mm}^2 \rightarrow S_p = S_c / 2$

La protezione contro i contatti indiretti viene assicurata attraverso l'interruttore differenziale posto all'interno del quadro generale, coordinato con l'impianto di terra presente e regolato per una corrente differenziale $I_{\Delta n} = 0,03 \text{ A}$.

La configurazione dell'impianto è da intendersi come minima, nel senso che in ogni caso esso dovrà essere adeguato in modo che la sua resistenza di terra sia pari o inferiore al valore ricavato dalla seguente relazione:

$$R_t \leq \frac{50}{i_d} (\Omega)$$

dove i_d è la corrente residua (A) più elevata degli interruttori differenziali di protezione, che nel caso in esame corrisponde a 0,03 A, per cui il valore massimo della resistenza di terra dovrà essere pari a 1667 Ω

La resistenza di terra dell'impianto progettato R_d si valuta, con riferimento alla norma CEI 64-12, come segue.

La resistenza del singolo dispersore verticale a picchetto è pari a:

$$R_{dp} = \frac{\rho_m}{L}$$

dove:

- ρ_m è la resistività media del terreno che, essendo argilloso, si assume pari a 100 $\Omega \text{ m}$;
- L è la lunghezza del picchetto pari a 1,50 m.

Pertanto si ha una resistenza del picchetto pari a circa 67 Ω

Essendo l'unico dispersore a costituire l'impianto di terra la resistenza complessiva R_d coincide con la resistenza del picchetto:

$$R_d = R_{dp} = 67 \Omega$$

Tale valore è notevolmente al di sotto del valore massimo ottenuto (1667 Ω)

$$R_d \ll R_t,$$

per cui pur essendo un calcolo approssimato l'elevata differenza fra i valori rappresenta un buon margine di sicurezza.

Tuttavia sarà compito dell'impresa installatrice misurare l'effettiva resistenza di terra per appurare la consistenza del calcolo o, in caso negativo, apportare gli opportuni interventi correttivi.