



Seruso S.p.a.
Via Piave 89 – Verderio (LC)

**Realizzazione impianto fotovoltaico a servizio
dello stabilimento di via Piave 89 – Verderio (LC)**

PROGETTO DEFINITIVO-ESECUTIVO IMPIANTO ELETTRICO

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA

Varese, 31 gennaio 2023
Rev.00

VARESECONTROLLI S.R.L.
Ing. Stefano Castellani



Varesecontrolli s.r.l.

Sede legale e amministrativa: Via Ticino 15 - 21100 Varese - tel. +39 0332 226470 - fax +39 0332 820811

Cap. Soc. €. 20.800,00 i.v. - Codice Fiscale, Partita IVA e Registro Imprese 01760160125

C.C.I.A.A. Varese REA VA – 205406

info@varesecontrolli.it

www.varesecontrolli.it

REVISIONI DOCUMENTO

REV.	DATA	OGGETTO
00	31/01/2023	Prima emissione

File: 220928D005

Rif: SF/4914/E03

1.	RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA	5
1.1.	SCOPO E LIMITI DEL PROGETTO	5
1.2.	CRITERI GENERALI E SINTESI DELLE OPERE	8
1.2.1.	Vincoli esistenti e soluzioni adottate	9
1.3.	DATI DI PROGETTO.....	12
1.3.1.	Dati generali	12
1.3.2.	Dati relativi all'uso dei locali in oggetto.....	12
1.3.3.	Dati elettrici pertinenti al progetto	13
1.3.4.	Influenze ambientali	13
1.3.5.	Caratteristiche degli ambienti.....	13
1.3.6.	Caratteristiche elettriche e classificazione degli ambienti.....	14
1.4.	OBBLIGHI DEL COMMITTENTE E DEL DATORE DI LAVORO	14
1.5.	DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE.....	15
1.5.1.	Cabina 2 – Cabina di trasformazione	15
1.5.2.	Installazione trasformatore 2 a servizio dell'impianto fotovoltaico	16
1.5.3.	Impianto fotovoltaico.....	19
1.5.4.	Scelta dei moduli	20
1.5.5.	Configurazione del campo fotovoltaico.....	20
1.5.6.	Scelta degli inverter.....	21
1.5.7.	Verifica accoppiamento tra inverter e moduli	23
1.5.8.	Cavi e quadri	23
1.5.9.	Sottostruttura per supporto moduli fotovoltaici	23
1.5.10.	Misura dell'energia prodotta.....	25
1.5.11.	Dispositivo di interfaccia e sistema di protezione di interfaccia.....	25
1.5.12.	Cella di misura e rinalzo.....	28
1.5.13.	Sezionamento di emergenza.....	28
1.5.14.	Connessione remota degli inverter.....	28
1.6.	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL' IMPIANTO	29
1.6.1.	Generalità	29
1.6.2.	Criteri di dimensionamento delle condutture.....	30
1.6.3.	Criteri generali di scelta e posa dei componenti elettrici.....	30
1.6.4.	Misure di protezione contro i contatti diretti	30
1.6.5.	Sezionamento	31
1.6.6.	Misure di protezione contro i contatti indiretti.....	32
1.6.7.	Protezione contro il sovraccarico	33
1.6.8.	Protezione contro il cortocircuito	34
1.6.9.	Protezione dalle sovratensioni.....	34
1.6.10.	Sezionamento generale di emergenza.....	35
2.	COMPUTO METRICO.....	35
2.1.	TIPOLOGIA E MARCHE DEI MATERIALI.....	36

2.2.	INDIVIDUAZIONE E DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE	36
3.	CRONOPROGRAMMA	36
4.	SCHEMA DI CONTRATTO	36
5.	VARIANTI DI PROGETTO	37
6.	MANUTENZIONE DEGLI IMPIANTI	37

1. RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA

1.1. SCOPO E LIMITI DEL PROGETTO

Il presente progetto di tipo definitivo/esecutivo ai sensi della vigente Guida CEI 0-2 descrive le soluzioni tecniche e le attività necessarie all'ampliamento degli impianti elettrici di potenza conseguenti alla realizzazione di un importante impianto fotovoltaico presso lo stabilimento di Seruso Spa sito in via Piave 89 a Verderio (LC).

Sono riportati di seguito i dati generali di inquadramento del progetto.

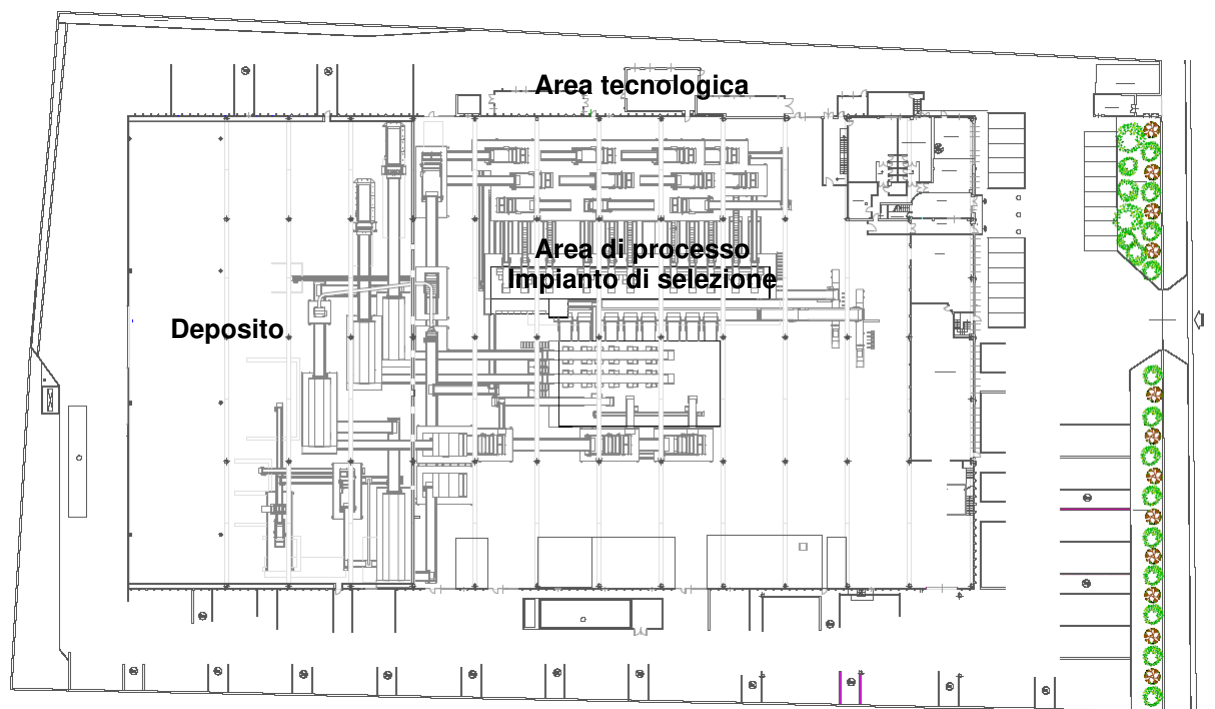
Committente	Seruso Spa Via Piave 89 23879 Verderio (LC)
Sito oggetto di studio	Seruso Spa Via Piave 89 23879 Verderio (LC)
Tipologia di edificio	Edificio ad uso terziario

Seruso Spa eroga il servizio di valorizzazione e avvio al recupero delle frazioni secche recuperabili provenienti dalle raccolte differenziate mono e multi materiale dei rifiuti urbani.

Il sito occupa una superficie di circa 19.500 m² di cui circa 10.000 m² coperti e costituiti da un edificio in cui si distinguono principalmente 4 aree:

- area uffici e spogliatoi che si sviluppa su due piani su una superficie di circa 1.000 m²;
- area di deposito ed avvio della materia prima al processo che si sviluppa su un unico piano per una superficie di circa 3.300 m²;
- area di processo (con alcune aree adibite a deposito) che si sviluppa su un unico piano su una superficie di circa 6.000 m²;
- magazzino attrezzi che si sviluppa su un'area di circa 400 m²;

Sono inoltre presenti altre aree di modesta estensione destinate ad uso tecnologico (Cabina di trasformazione, centrale aria compressa, centrale UTA, ecc.).



Planimetria generale

Per una più precisa definizione delle aree di intervento si rimanda alle tavole grafiche di progetto.

La fornitura elettrica ha una potenza impegnata pari a 1.000 kW, completamente disponibile, con allacciamento in media tensione.

L'impianto di smistamento (elemento energivoro del sito con potenza nominale di 750kW) è stato recentemente riqualificato (primavera 2022) pertanto non esistono dati storici completi relativi ai consumi.

Durante i mesi trascorsi è stato possibile verificare che il consumo del sito è pressoché costante dal lunedì al venerdì (superiore a 8000kWh/giorno), è ridotto il sabato e molto ridotto la domenica durante la quale l'impianto è sostanzialmente fermo.

Il consumo annuale di energia elettrica dello stabile, calcolato ipotizzando un consumo costante del sito in modo indipendente dalla stagionalità, si attesta attorno ad un valore di **2.700.000 kWh/anno**.

L'immagine satellitare sottostante individua la copertura dello stabile in oggetto.

L'analisi sviluppata considera l'installazione dell'impianto sull'intera copertura.

Si tratta di una copertura con due diverse inclinazioni di cui una principale di circa il 4° e una secondaria, di superficie ridotta, di 20°.

Si segnala inoltre che:

- la copertura è stata riqualificata nel 2015; l'aspettativa di vita della copertura (30anni) è compatibile con l'aspettativa di vita di un impianto fotovoltaico (20anni); è improbabile che la copertura debba essere sostituita prima del raggiungimento di fine vita del fotovoltaico;
- il sistema di sicurezza di accesso alla copertura (linee vita) è stato realizzato nel 2020; il posizionamento dell'impianto è stato sviluppato nel rispetto del sistema esistente.

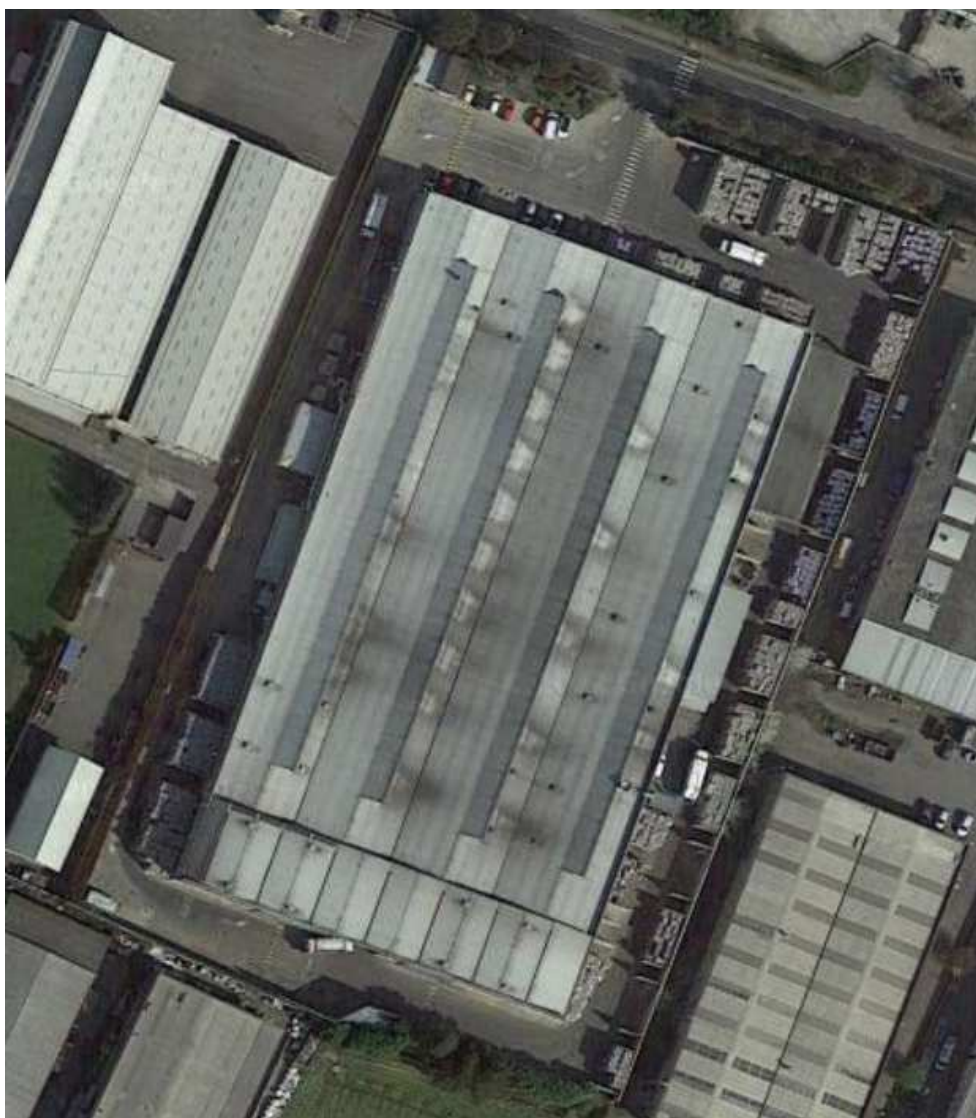


Immagine: Vista aerea dell'edificio.

1.2. CRITERI GENERALI E SINTESI DELLE OPERE

Il presente progetto è redatto secondo le indicazioni dalla Guida CEI 0-2 attualmente in vigore, opportunamente adattate al caso in oggetto.

La potenza nominale dell'impianto è pari a:

Lato alternata	P = 700kW
Lato continua	P = 888,3kW

La presenza di un'attività produttiva energivora che richiede attività di manutenzione programmate ha fatto propendere per la realizzazione di una sezione di impianto elettrico indipendente dalla porzione di impianto elettrico di processo.

Si è scelto quindi di realizzare l'allacciamento dell'impianto elettrico direttamente in media tensione. Questo consente di poter effettuare lavori elettrici di manutenzione al trasformatore esistente (2000kW), al quadro generale di bassa tensione esistente (ampliato in occasione della riqualificazione del processo) ed all'impianto a valle senza interrompere la producibilità dell'impianto fotovoltaico.

La producibilità dell'impianto fotovoltaico è interrotta solo in caso di apertura dell'interruttore generale di stabilimento posizionato in cabina di ricezione.

L'intervento in oggetto si configura come trasformazione/ampliamento dell'impianto elettrico esistente.

L'edificio è alimentato da una fornitura elettrica in media tensione e dai seguenti elementi principali:

- cabina di ricezione posizionata sul fronte principale all'interno della quale è presente il dispositivo generale;
- cabina di trasformazione (circa 70mq) realizzata nell'area tecnologica all'interno della quale sono presenti:
 - o quadro di media tensione QE02 (protezione trasformatore);
 - o trasformatore in resina da 2000kVA;
 - o quadro generale di bassa tensione denominato QE03;
 - o quadri principali di distribuzione e rifasamento.

L'intervento prevede le seguenti attività di ampliamento dell'impianto:

- installazione, in cabina di trasformazione, di due nuove celle di media tensione in affiancamento alla cella esistente (cella di protezione e cella di misura);
- installazione di un trasformatore MT/BT in resina da 1000kVA a servizio esclusivo dell'impianto fotovoltaico;
- installazione di un quadro di interfaccia per la realizzazione del parallelo tra gli inverter fotovoltaici e la rete elettrica di distribuzione;
- installazione di nr.7 inverter da 100kW ciascuno sulla parete esterna della cabina elettrica di trasformazione;
- installazione di nr.1890 pannelli fotovoltaici sul piano di copertura dello stabilimento per la realizzazione del generatore fotovoltaico.

L'impianto fotovoltaico, nel complesso, dovrà inderogabilmente possedere le seguenti caratteristiche minime:

- monitoraggio puntuale della producibilità di ogni coppia di pannelli con possibilità di localizzazione degli stessi (mappa logica e mappa geografica);
- compensazione del declassamento per sovratemperatura del generatore con possibilità di sovradimensionamento del generatore rispetto all'inverter; la temperatura di un pannello scuro, esposto al sole, durante una calda giornata di luglio/agosto può superare i 70°C (45°C in più rispetto alle condizioni standard con un conseguente declassamento della potenza nominale del pannello superiore al 15%; il pannello da 470W è declassato a meno di 400W; si richiede un sovradimensionamento del generatore pari al almeno il 25% dell'inverter;
- compensazione automatica degli ombreggiamenti, delle asimmetrie costruttive e delle asimmetrie generate da stringhe in cui i pannelli sono esposti con diverse orientazioni;
- individuazione ed arresto automatico di un arco elettrico a livello di modulo;
- riduzione automatica delle tensioni di stringa in caso di spegnimento dell'inverter o mancanza rete a tensioni inferiori a 50V.

1.2.1. Vincoli esistenti e soluzioni adottate

L'edificio è dotato di copertura in falda realizzata con pannelli in lamiera grecata. Lo studio preliminare ha consentito, in accordo con le richieste della committenza, l'individuazione della potenza nominale dello stesso.

Per il posizionamento dell'impianto sono state sviluppate opportune verifiche strutturali di cui si allega documentazione.

L'impianto fotovoltaico è un impianto di tipo distribuito.

Le strutture sono in grado di ricevere un carico aggiuntivo dovuto al fotovoltaico pari a 10kg/m².

La copertura ha una superficie complessiva di circa 10.000m² che corrispondono ad un carico aggiuntivo di 100.000kg.

Il carico aggiuntivo corrisponde prevalentemente al peso dei pannelli (24kg cad) che è quantificabile in circa 46.000kg.

Aggiungendo il peso dei supporti (circa 10%) si ottiene un peso complessivo dell'impianto di circa 50.000kg.

Tale peso aggiuntivo risulta compatibile con il carico aggiuntivo che le strutture sono in grado di ricevere.

La copertura è equipaggiata con un sistema di ancoraggi strutturali di recente realizzazione. La progettazione dell'impianto fotovoltaico è stata sviluppata nel rispetto di tale predisposizione.

Il produttore del sistema di ancoraggi è Sicurlive Group di Via Gen.Riverberi, 27 a Passirano (BS).

Al termine della realizzazione dell'impianto fotovoltaico dovrà essere richiesto l'aggiornamento della tavola in cui vengono rappresentati i dispositivi di ancoraggio.

Si ricorda inoltre la necessità di rispettare le vigenti norme di prevenzione incendi con particolare riferimento alla *"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - edizione 2012"* pubblicata dal Dipartimento dei VV.F. il 07/02/2012.

Le principali prescrizioni introdotte dalla guida riguardano:

- distanziamento minimo di 1m dei pannelli da evacuatori di fumo e lucernari;
- sistema di sgancio elettrico dell'impianto fotovoltaico;
- segnalazione dell'impianto lungo il perimetro dell'edificio;
- caratteristiche tecniche dei materiali (reazione al fuoco) per l'installazione dei pannelli.

Nel caso in oggetto:

- viene rispettata la distanza di 1 m dai cupolini in copertura;
- la copertura è rivestita da una lamiera metallica grecata, incombustibile per costruzione.

L'impianto fotovoltaico è composto principalmente da pannelli fotovoltaici, cavi di distribuzione ed inverter.

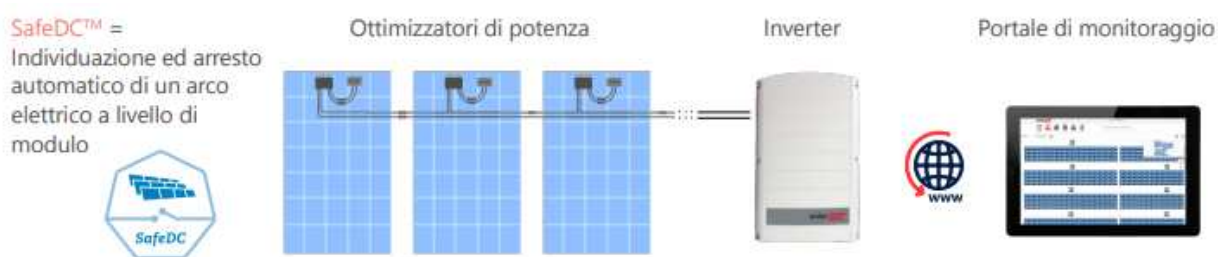
I pannelli fotovoltaici sono installati sul piano di copertura dell'edificio.

Gli inverter sono installati sulla parete esterna della cabina di trasformazione.

I cavi di distribuzione si sviluppano principalmente sulla copertura ed hanno un unico passaggio verticale esterno che dalla copertura raggiunge la cabina elettrica di trasformazione (manufatto esterno al corpo di fabbrica principale).

L'impianto fotovoltaico risulta completamente esterno all'edificio servito pertanto lo sgancio elettrico agirà a valle degli inverter.

L'impianto è realizzato utilizzando una soluzione tecnologica evoluta ovvero il generatore fotovoltaico è dotato di ottimizzatori. Lo schema funzionale è rappresentato dalla seguente figura:



Gli ottimizzatori ricevono la tensione continua dai pannelli e sono in comunicazione con l'inverter. Gli ottimizzatori consentono la produzione fotovoltaica fintanto che ricevono il segnale dall'inverter. In caso di assenza del segnale, gli ottimizzatori di potenza vanno automaticamente in sicurezza, arrestando (lato continua) sia la corrente che la tensione di ciascun modulo.

In modalità sicura (Safety Mode), la tensione di uscita di ogni ottimizzatore di potenza è pari a 1V.

Nel caso in oggetto l'impianto fotovoltaico è composto da stringhe di lunghezza massima pari a 15 ottimizzatori (ciascuno collegato a 2 moduli).

Questo significa che le massime tensioni presenti sull'impianto in condizione di sicurezza sono:

- 15V agli estremi di ciascuna stringa;
- 70V circa agli estremi di una coppia di pannelli fotovoltaici in serie.

L'arresto del sistema, a livello di ottimizzatore, avviene automaticamente quando l'inverter:

- è scollegato dalla rete elettrica;
- viene spento.

Il pulsante generale di sgancio, posizionato all'esterno della zona di installazione degli inverter, scollega gli inverter dalla rete elettrica mettendo in modalità di sicurezza tutto il generatore fotovoltaico in copertura.

Gli ottimizzatori inoltre fungono da sensori per ciascuna coppia di moduli, rilevando possibili archi elettrici. Gli archi elettrici vengono spenti a livello di modulo aprendo i circuiti.

La soluzione tecnica è validata dai principali standard internazionali:

- National Electric Code 2014/2017 (Stati Uniti) che richiede che i cavi di stringa che percorrono più di 10 piedi debbano avere tensione inferiore a 30Vcc entro pochi secondi dall'arresto di emergenza;
- Normativa Tedesca VDE-AR-E 2100-712 richiede che la tensione del generatore fotovoltaico sia ridotta al di sotto dei 120Vcc dopo l'arresto di emergenza dell'impianto per ridurre il rischio di contatto diretto.

Il sistema con ottimizzatori, dotato di caratteristica SafeDC, è certificato in Europa come dispositivo di disconnessione CC secondo la IEC/EN 60947-1 e -3 e secondo gli standard di sicurezza VDE AR 2100-712 e OVER R-11-1.

La scelta della committenza è di realizzare un impianto di tipo avanzato, dotato di ottimizzatori, consente:

- maggiore sicurezza intrinseca dell'impianto; la tensione residua sulle stringhe, con inverter scollegato dalla rete elettrica (sgancio elettrico dell'interruttore a valle) oppure con inverter spento, è inferiore a 48V; tale funzionalità è certificata da organismi internazionali;
- tracciabilità della producibilità/anomalia dell'impianto a livello di coppia di moduli fotovoltaici;
- compensazione dinamica degli ombreggiamenti con massimizzazione dell'energia prodotta da ogni stringa;
- compensazione delle asimmetrie costruttive tra pannelli;
- compensazione del declassamento termico dei pannelli attraverso il sovradimensionamento del generatore fotovoltaico rispetto ai convertitori (inverter).

L'ottimizzatore è un convertitore continua/continua che viene collegato, nel caso in oggetto, ad una coppia di moduli fotovoltaici.

L'ottimizzatore consente di:

- inseguire il punto di massima potenza di ogni coppia di pannelli (esposizione simile);
- aumentare l'efficienza della stringa andando a compensare il calo di potenza dei pannelli ombreggiati;
- attenuare le perdite dovute al disaccoppiamento dei pannelli (tolleranze fisiologiche delle caratteristiche nominali);
- far lavorare l'inverter in prossimità del punto di massima efficienza.

1.3. DATI DI PROGETTO

1.3.1. Dati generali

Committente	Seruso Spa Via Piave 89, Verderio (LC)
Proprietario dello stabile	Seruso Spa Via Piave 89, Verderio (LC)
Scopo del progetto	Progetto esecutivo di trasformazione ed ampliamento degli impianti elettrici con realizzazione di un impianto fotovoltaico
Vincoli generali	Rispetto delle norme tecniche con particolare riferimento alla Norma CEI 64-8 parti da 1 a 7

1.3.2. Dati relativi all'uso dei locali in oggetto

Destinazione d'uso	Industriale
Attività svolte nei locali	Smistamento rifiuti urbani
Lavoratori dipendenti	Sì
Ambienti climatizzati	Sì
Ambienti soggetti a prevenzione incendi	Sì
Ambienti soggetti a normativa specifica CEI	Sì
Illuminazione ordinaria	Esistente da recuperare
Illuminazione di emergenza	Esistente da recuperare

1.3.3. Dati elettrici pertinenti al progetto

Alimentazione elettrica generale	da rete pubblica;
Tensione nominale di consegna	15.000 V (linea entrante in cavo)
Frequenza nominale	50 Hz
I_{cp} nel punto di consegna	12,5kA $\cos\varphi_{cc} = 0,3$
Neutro nel punto di consegna	Compensato

Impianto di terra Esistente da recuperare

Alimentazione elettrica Normale: da rete;
Preferenziale: da GE

Utilizzatori

Tensione nominale	230/400 V a.c.
Potenza nominale complessiva dell'impianto	1000kW
Utilizzatori speciali	No nella parte in oggetto
Max caduta di tensione ammessa	4% (a regime);

1.3.4. Influenze ambientali

Ubicazione dell'edificio	Verderio (LC)
Temperature min-max all'interno	0; + 22 (°C)
min-max esterne	-5; +35 (°C)
media annuale esterna	+ 16 °C
Umidità	Possibile formazione di condensa nelle aree non climatizzate.
Altitudine s.l.m.	< 1000 m

1.3.5. Caratteristiche degli ambienti

Le opere previste si sviluppano prevalentemente in due tipologie di ambienti:

- **Copertura:** edificio principale in struttura prefabbricata; ambienti con finitura industriale; copertura con finitura superficiale in lamiera grecata;
- **Locali tecnici:** locali tecnici esterni al corpo di fabbrica principale (cabina elettrica di trasformazione).

1.3.6. Caratteristiche elettriche e classificazione degli ambienti

La fornitura elettrica è in media tensione ed il presente progetto prevede le seguenti attività principali:

- Ampliamento del quadro di media tensione presente in cabina di trasformazione;
- Installazione di un nuovo trasformatore in resina da 1000kVA a servizio dell'impianto fotovoltaico;
- Installazione di un nuovo quadro di interfaccia per la connessione degli inverter alla rete elettrica;
- Installazione del generatore fotovoltaico sul piano di copertura.

Ai fini del presente progetto l'origine dell'impianto elettrico è il quadro di media tensione presente in Cabina 2 (cabina di trasformazione).

Dal punto di vista del rischio elettrico di folgorazione gli ambienti in oggetto possono essere classificati come "ordinari" mentre dal punto di vista del rischio di incendio essi devono invece essere classificati come "a maggior rischio" e devono perciò essere seguite le regole della sezione 751 della Norma CEI 64-8.

Lo stabilimento in oggetto è soggetto a controllo periodico da parte del Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco competente per territorio (ai sensi del DPR 151/2011).

Si prevede l'utilizzo sistematico di cavi di potenza a doppio isolamento, con conduttore di protezione ovvero cavi in involucri metallici (senza grado di protezione) con conduttore di protezione nudo o isolato, conformi al regolamento CPR 305/2011 del tipo FG16(O)R/ARG16(O)R o superiore.

1.4. OBBLIGHI DEL COMMITTENTE E DEL DATORE DI LAVORO

Si ricorda che ai sensi dell'art. 8 del DM n. 37 del 22/01/08 il committente deve:

- affidare i lavori di installazione ad imprese abilitate ai sensi dell'art.3 dello stesso Decreto;
- effettuare, ad opere terminate, in proprio o mediante opportuno contratto di appalto, opportune azioni di verifica e manutenzione dell'impianto volte a conservarne l'efficienza e la sicurezza, durante l'esercizio.

Il datore di lavoro che utilizzerà gli spazi in oggetto dovrà:

- inviare all'ASL ed all'INAIL competenti per territorio la Dichiarazione di Conformità dell'impianto elettrico ai fini dell'omologazione dell'impianto di terra secondo i termini previsti dall'articolo 2 del DPR 462-01;
- redigere i documenti di classificazione obbligatori ai sensi del vigente DLGS 81-08 in materia di sicurezza sul lavoro;
- effettuare opportune azioni di verifica e manutenzione degli impianti compilando il registro delle verifiche reso obbligatorio dall'articolo 86 del DLGS 81-08;

- far verificare ogni 2 anni, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 4 del DPR 462-01 l'efficienza dell'impianto di terra da parte dell'ATS o dell'ARPA o di organismo abilitato ai sensi dell'art.6 del DPR 462/01.

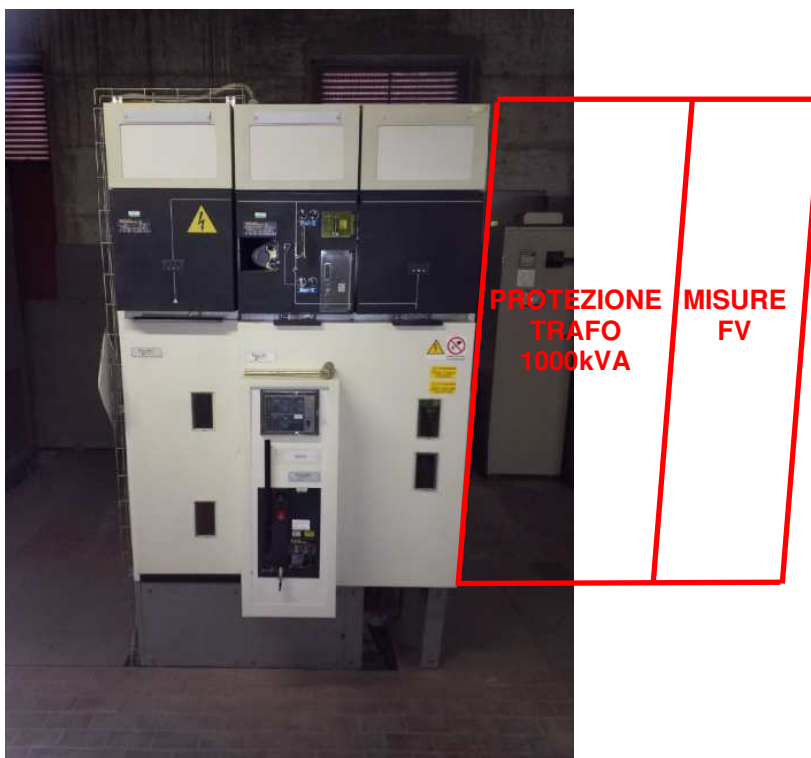
1.5. DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

1.5.1. Cabina 2 – Cabina di trasformazione

La cabina 2 ospita il quadro di media tensione denominato QE02. Tale quadro dovrà essere ampliato affiancando sulla destra due nuove celle (protezione trafo + misure).



Vista cabina elettrica di trasformazione



Vista frontale quadro generale di media tensione QE02

1.5.2. Installazione trasformatore 2 a servizio dell'impianto fotovoltaico

Il sito è attualmente alimentato da un unico trasformatore in resina da 2000kVA. Per separare la porzione di impianto elettrico destinato al processo di selezione, dall'impianto fotovoltaico stesso e per limitare le interferenze reciproche in occasione delle manutenzioni periodiche, si prevede l'installazione di un secondo trasformatore e la realizzazione del nodo di connessione tra impianto fotovoltaico e rete in media tensione.

Il presente progetto prevede l'installazione di un trasformatore denominato 2.

Il trasformatore viene installato in una cella adiacente al trasformatore esistente, accessibile sia direttamente dall'esterno attraverso un varco protetto da serramento smontabile (imbullonato), sia dall'interno della cabina di trasformazione attraverso un varco da predisporre sulla struttura della cella.

Potenza nominale:

La potenza nominale del trasformatore si riferisce ad una temperatura ambiente massima di 40°C (media mensile del mese più caldo 30°C e media annuale 20°C). Si prevede l'installazione di un trasformatore di potenza nominale pari a 1000kVA.

Perdite a vuoto:

L'apparecchiatura dev'essere conforme a quanto indicato dal regolamento della Commissione Europea n.548 del 21/05/2014, attuativo della direttiva 2009/125/CE ovvero deve:

- essere marcata CE;
- avere perdite a vuoto in categoria AAo;
- avere perdite a carico in categoria Ak;

Modo di raffreddamento:

Il modo utilizzato dall'apparecchiatura per smaltire il calore dovuto alle perdite è identificato da AN: Aria come mezzo refrigerante esterno a circolazione Naturale (effetto camino all'interno della cella di installazione).

Il generatore fotovoltaico ha una potenza massima di 700kW pertanto non è prevista l'installazione di ventole per il raffreddamento forzato dell'apparecchiature.

Livello di isolamento:

L'apparecchiatura deve possedere i seguenti requisiti:

Tensione nominale del sistema:	15kV;
Tensione massima dell'apparecchiatura	17,5kV;
Tensione di tenuta a 50Hz (1s)	38kV;
Tensione di tenuta all'impulso 1,2/50us	95kV;

Tensione di cortocircuito:

La tensione di cortocircuito è la tensione alla quale si deve alimentare il primario del trasformatore affinché nel secondario circoli la corrente nominale e viene espressa come percentuale della tensione nominale.

Si richiede la fornitura di un apparecchio standard con tensione di cortocircuito pari al **6%**.

Collegamenti e indice orario:

Si richiede la fornitura di un apparecchio con primario a triangolo (D), secondario a stella (y) e sfasamento primario in anticipo rispetto a quelle secondarie di 330° (11).

Rumore:

Il trasformatore è installato in un locale tecnico. Si richiede la fornitura di un'apparecchiatura conforme alle vigenti normative in materia di acustica.

Rifasamento dei trasformatori:

Si prevede l'installazione di una batteria di rifasamento fisso del trasformatore, all'interno del quadro generale di bassa tensione che in questo caso corrisponde al quadro di interfaccia dell'impianto fotovoltaico.

Protezione dai contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti del trasformatore è realizzata interponendo una barriera con grado di protezione non inferiore ad IPXXB per garantire la ventilazione naturale. Le barriere devono essere alte almeno 1,8m e poste a distanza dalle parti attive non schermate in funzione del loro grado di protezione. Nel caso in oggetto le caratteristiche della tensione di rete sono: $U_n=15\text{kV}$ e $U_p=95\text{kV}$ pertanto:

- la distanza minima di sicurezza tra le parti attive e le pareti cieche (B_1) dev'essere non inferiore a 16cm;
- la distanza minima di sicurezza tra le parti attive e la barriera (B_2) dev'essere non inferiore a 24cm.

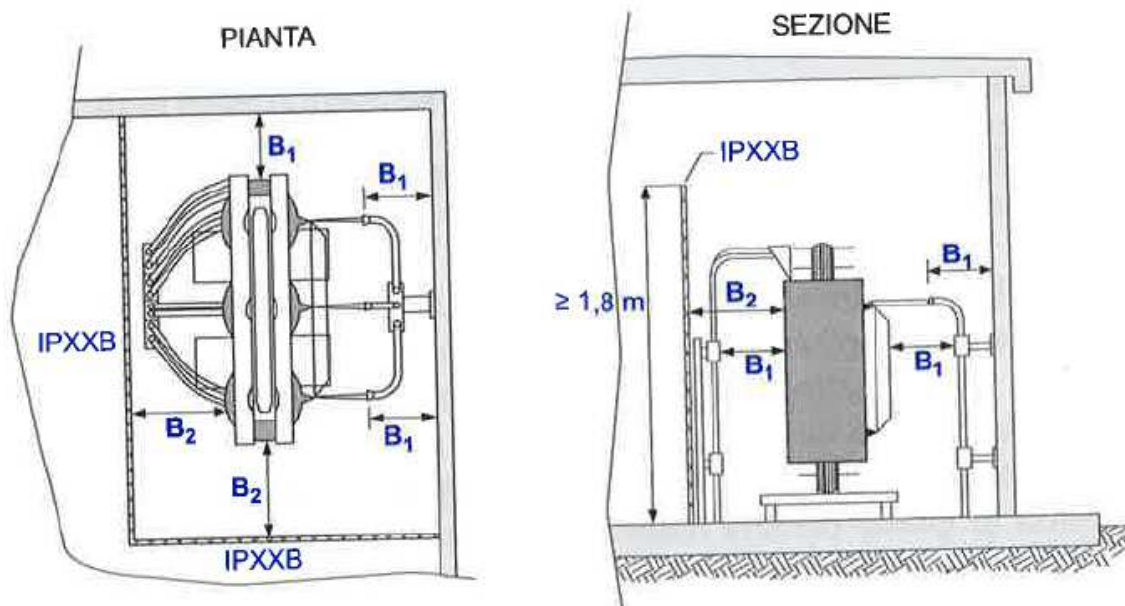


Immagine: Distanziamento barriera da parti attive
(rif.Figura 9.3 b) - Guida Blu n.13 5/2021 – Cabine MT/BT – TuttoNormel)



Immagine: Esempio di cella trafo

IMPORTANTE: La cella del trasformatore non dovrà essere accessibile in presenza di alimentazione sul trasformatore (sia dal lato di media tensione che dal lato di bassa tensione); per soddisfare tale requisito di sicurezza si richiede l'installazione di un sistema di interblocco a chiave (chiavi inanellate) in cui l'apertura della serratura della cella del trasformatore è possibile solo eseguendo la seguente manovra:

- apertura dell'interruttore di manovra/sezionatore di macchina lato MT;
- apertura dell'interruttore di macchina lato BT;
- chiusura del sezionatore di terra lato MT;
- apertura della cella trafo.

Impianto di terra:

L'impianto in oggetto è dotato di cabina MT/BT propria (sistema TN) ed è pertanto necessario verificare l'impianto di terra tenendo conto della possibilità di contatto accidentale tra parti in media tensione (10-20kV) e masse facenti capo all'impianto in bassa tensione.

Nel caso specifico vale:

$$U_E = R_t \cdot I_g$$

dove:

U_E = tensione totale di terra (V);

R_t = resistenza del dispersore (Ω):

I_g = corrente di guasto a terra (A).

Sulla scorta delle indicazioni disponibili si assume che la massima corrente di guasto sulla rete MT (neutro compensato) sia pari a 40A con un tempo di interruzione $>10s$.

In tali condizioni la massima tensione di contatto ammissibile (U_{Tc}) è pari a 80V (tabella B3 Norma CEI 99-3).

Da ciò si deduce che la massima resistenza di terra ammissibile dovrà risultare pari a:

$$R_{Tmax} = U_{Emax}/I_g = 80/40 = 2 (\Omega).$$

Per maggior sicurezza si richiede comunque che la **resistenza di terra non risulti superiore ad 1 (Ω)**.

L'ultima verifica effettuata dall'organismo di ispezione tipo "A" abilitato ad effettuare verifiche periodiche previste dal DPR 462/2001 (SVI – Verbale nr.: 06554-T-40479) riporta come valore della resistenza di terra: **0,20hm**.

Si ritiene pertanto che i valori di sicurezza previsti dalla norma CEI 99-3 siano rispettati.

Conduttore di terra:

Il conduttore di terra è il conduttore che collega la massa in media tensione (carcassa del trasformatore) al nodo di terra. Il collegamento è realizzato una corda da 120mm².

Conduttore di protezione:

Il conduttore di protezione è il conduttore che collega il neutro del trasformatore a terra. Il collegamento del centro stella (neutro) è realizzato una corda da 120mm².

1.5.3. Impianto fotovoltaico

Lo studio di fattibilità dell'impianto ha consentito alla committenza di individuare la taglia dell'impianto da realizzare (700kW) in funzione dei vincoli esistenti.

Per l'individuazione della taglia del pannello da utilizzare sono state svolte altre analisi tecniche e la scelta finale è ricaduta su pannelli da 470Wp di dimensioni (1,1m x 1,9m).

La struttura dell'impianto è così composto:

- Nr.7 inverter da 100kW;
- Nr.9 stringhe per ogni inverter;
- Nr.30 pannelli per ogni stringa;
- Nr.15 ottimizzatori per ogni stringa (nr.2 pannelli per ciascun ottimizzatore);
- Nr. 270 pannelli per ogni inverter (124,2kWp);
- Nr. 1890 pannelli in totale (888,3kWp);

1.5.4. Scelta dei moduli

Si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino da 470W con le seguenti caratteristiche principali:

Potenza nominale (massima) P_{max} :	470W
Efficienza (rendimento)	21,78%
Tensione a vuoto (U_{oc})	42,38V
Corrente di cortocircuito (I_{sc})	14,15A
Tensione MPP (U_{mpp})	35,05V
Corrente MPP (I_{mpp})	13,41A
Massima corrente inversa	25A
Coefficiente termico della tensione:	-0,25%/°C
Coefficiente termico della corrente:	0,046%/°C
Coefficiente termico della potenza:	-0,30%/°C
Temperatura NOCT:	45+/-2°C
Tensione massima di esercizio:	1500V
Cavi di connessione:	
- sezione	4mm ²
- lunghezza	variabile
Isolamento:	Classe II
Dimensioni:	1903 x 1134 x 30mm
Peso	24,2Kg
Classe di reazione al fuoco	1

1.5.5. Configurazione del campo fotovoltaico

Si rendono necessari 1890 moduli da 470W.

Si prevede la realizzazione di stringhe da 15 ottimizzatori con 2 moduli ciascuno, 9 stringhe per inverter per un totale di 4 inverter.

Per l'individuazione delle stringhe si rimanda alle tavole grafiche allegate.

Considerata la località ed il tipo di posa si ipotizza una temperatura minima e massima dei moduli di -10°C e +70°C.

I parametri elettrici di due moduli in serie sono compatibili con i dati di ingresso dell'ottimizzatore.

Per quanto riguarda la stringa di ottimizzatori si richiama la verifica di compatibilità tra ottimizzatori ed inverter sviluppato dal software di modellazione fornito dal costruttore (designer.solaredge.com) che viene allegato per completezza.

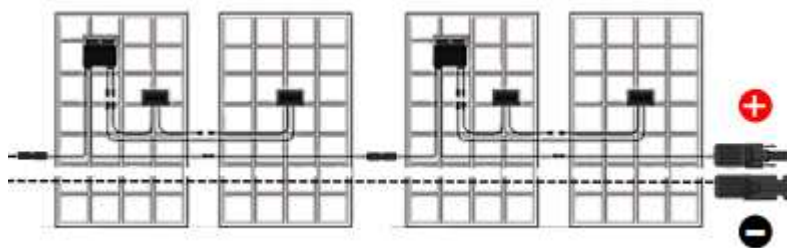


Immagine: Schema di connessione degli ottimizzatori e dei pannelli

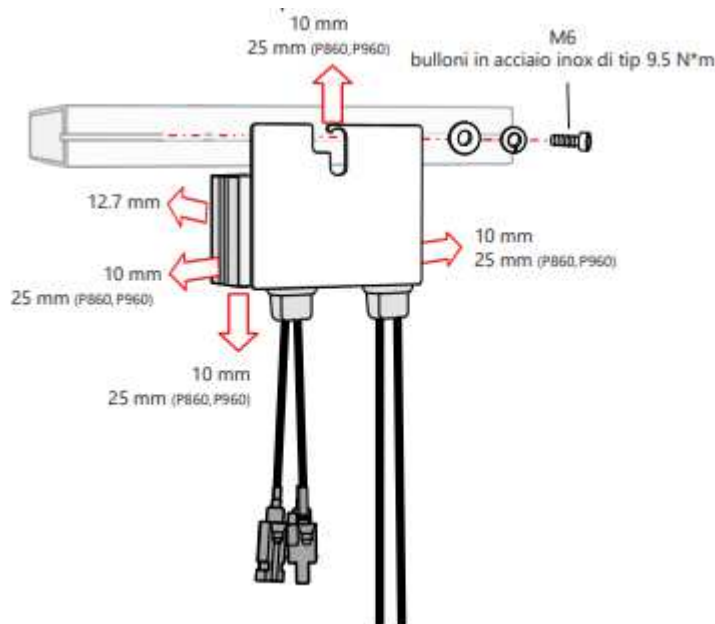


Immagine: Distanze di rispetto necessarie agli ottimizzatori per la corretta ventilazione

1.5.6. Scelta degli inverter

Si prevede l'installazione di nr.7 inverter 3F+N da 100kVA con uscita 230/400V (senza trasformatore), dotati ciascuno di 9 collegamenti alle stringhe.

Ogni stringa di ottimizzatori è composta da 15 ottimizzatori e 30 pannelli (14,1kWp). Complessivamente ogni inverter è alimentato da 9 stringhe per una potenza nominale complessiva di 126,9kWp.

La separazione degli inverter dalla rete di distribuzione è assicurata dal trasformatore MT/BT.

I dati tecnici degli inverter (senza trasformatore) sono:

Lato DC	
Potenza massima	150kW
Tensione massima	1000V
Corrente di ingresso massima	3x48,5A
Tipo di connessione DC	Connettore ad innesto rapido

Protezioni in ingresso:	
Inversione di polarità	Si
Protezione da sovratensione	Classe II
Controllo d'isolamento	Si
Fusibile di protezione su ogni stringa (*)	Si

(*) Protezione adottata in alternativa all'utilizzo dei diodi di blocco.

Lato AC	
Potenza nominale	100kVA
Tensione nominale	230/400
Corrente massima	145A
Frequenza nominale	50Hz

Fattore di potenza	+/-0,9
Tipo di connessione AC	morsetti
Rendimento massimo	98,3%
Grado di protezione	IP65

Il progetto richiede la fornitura di inverter equipaggiati con:

- Scaricatori SPD lato DC ed AC;
- Possibilità di sezionamento delle stringhe di pannelli sul lato DC;
- Fusibili lato DC.

Protezioni in uscita:

Inibizione del funzionamento in isola

Scaricatori di sovratensione in classe II



Immagine: Inverter (sx) completo di DC Safety Unit sottoposta

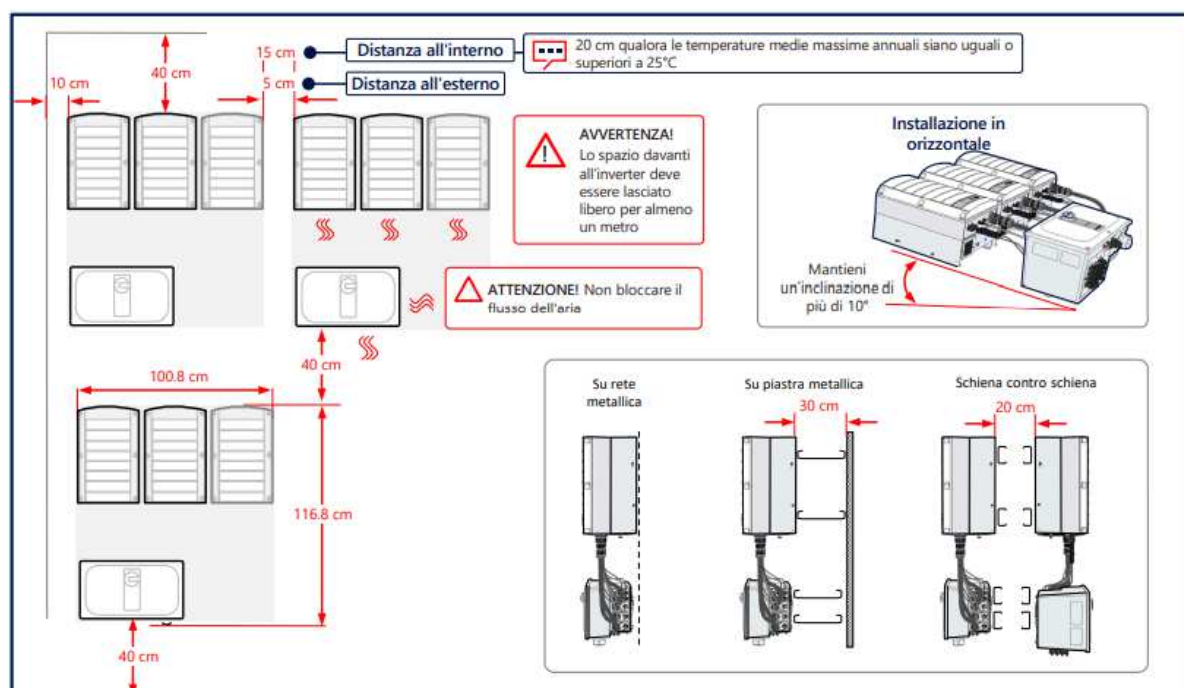


Immagine: Distanziamento reciproco inverter per ventilazione e corretto funzionamento

1.5.7. Verifica accoppiamento tra inverter e moduli

La verifica di accoppiamento è stata fatta utilizzando il programma di calcolo sviluppato dal costruttore (designer.solaredge.com).

Gli inverter selezionati sono compatibili con la suddivisione del campo fotovoltaico in stringhe. Sono stati scelti inverter modulari della serie SE100K di marca SolarEdge completi di modulo accessorio per il sezionamento delle stringhe e per la protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica.

1.5.8. Cavi e quadri

Gli inverter sono installati sulla parete esterna della cabina di trasformazione. Il quadro di parallelo degli inverter è installato in cabina di trasformazione.

I moduli e gli ottimizzatori sono collegati con cavi prefabbricati per impianti fotovoltaici, di sezione 6mm^2 e connettore con grado di protezione IP65.

Le stringhe sono collegate direttamente all'inverter senza quadri di campo. Le protezioni in ingresso sono integrate nel modulo di ingresso sul lato CC dell'inverter. Il collegamento è realizzato con cavi unipolari H1Z2Z2-K da 10mm^2 .

1.5.9. Sottostruttura per supporto moduli fotovoltaici

I pannelli sono installati su strutture in profilati metallici realizzate in opera.

Per garantire una buona funzionalità dei pannelli e la possibilità di installare gli ottimizzatori nell'area sottostante i pannelli si prevede la realizzazione di una sottostruttura in profilati metallici che abbia uno spazio utile tra la parte alta della lamiera grecata e la quota inferiore di posa dei pannelli di almeno 10cm.

Tale spazio è sufficiente a consentire la posa degli ottimizzatori e garantire la ventilazione dei pannelli per il contenimento delle sovratemperature di funzionamento.

Si suggerisce l'utilizzo di profilati della seguente tipologia:

PANEL SUPPORT PROFILE
PROFILO APOGGIO PANNELLI
PERFIL DE APOYO PARA PANELES
PROFILÉ D'APPUI PANNEAUX
STÜTZPROFIL FÜR PLATTEN

BH
2105
(49)

Cod	Ix cm ⁴	Iy cm ⁴	wx cm ³	wy cm ³	mm ²	Kg/m
084.106.804	236,20	72,00	33,70	12,90	1113	3,00



Mill-finish aluminium
Alluminio grezzo
Aluminio bruto
Aluminium brut
Rohaluminium
L=6040mm

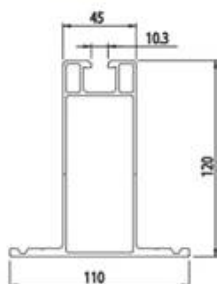


Immagine: Profilato per installazione su lamiera grecata

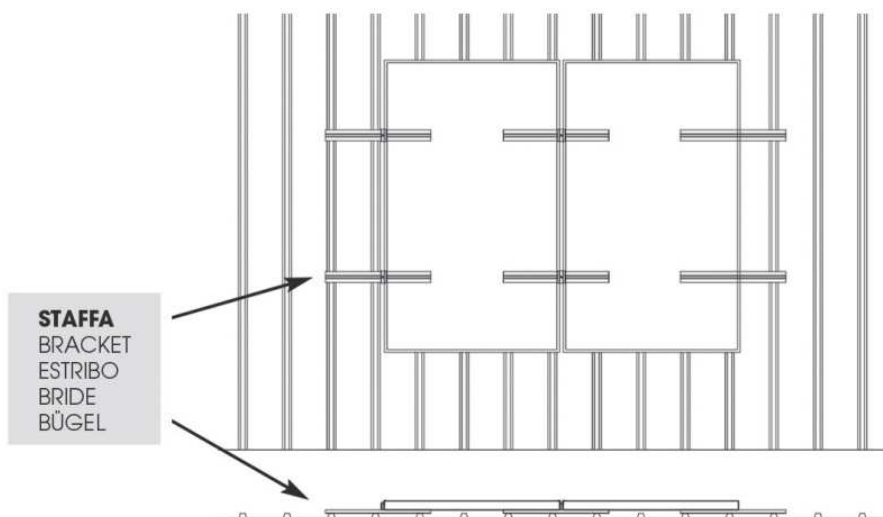


Immagine: Posizionamento profilati su lamiera grecata

1.5.10. Misura dell'energia prodotta

La misura dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico è realizzata ad inserzione semidiretta con TA.

Il gruppo di misura dell'energia prodotta (denominato M2) deve essere posato nelle immediate vicinanze del quadro di parallelo/interfaccia.

I toroidi di misura devono essere installati nel quadro di interfaccia.

Il gruppo di misura dev'essere tra quelli approvati dal distributore (si richiama a tal proposito il documento DMIAB000378 "Contatori approvati da E-Distribuzione").

1.5.11. Dispositivo di interfaccia e sistema di protezione di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia è costituito da un interruttore magnetotermico a comando elettrico (equipaggiato con motoriduttore) e dotato di bobina di sgancio a minima tensione.

È prevista l'installazione di un UPS per l'alimentazione della protezione di interfaccia e degli ausiliari dell'interruttore motorizzato.

La protezione di interfaccia comprende i relè 27, 59, 81, 59IND, 27DIR e 59N (massima tensione omopolare).

I segnali dei relè 27, 59, 81, 59IND, 27DIR sono derivati direttamente dalla sbarra BT del quadro di interfaccia.

Il segnale di massima tensione omopolare (relè 59N) è derivato dalla sbarra del quadro MT attraverso una cella di misura (unità funzionale).

Lo schema di inserzione diretta in bassa tensione con collegamento trifase del dispositivo di interfaccia è rappresentato in figura:

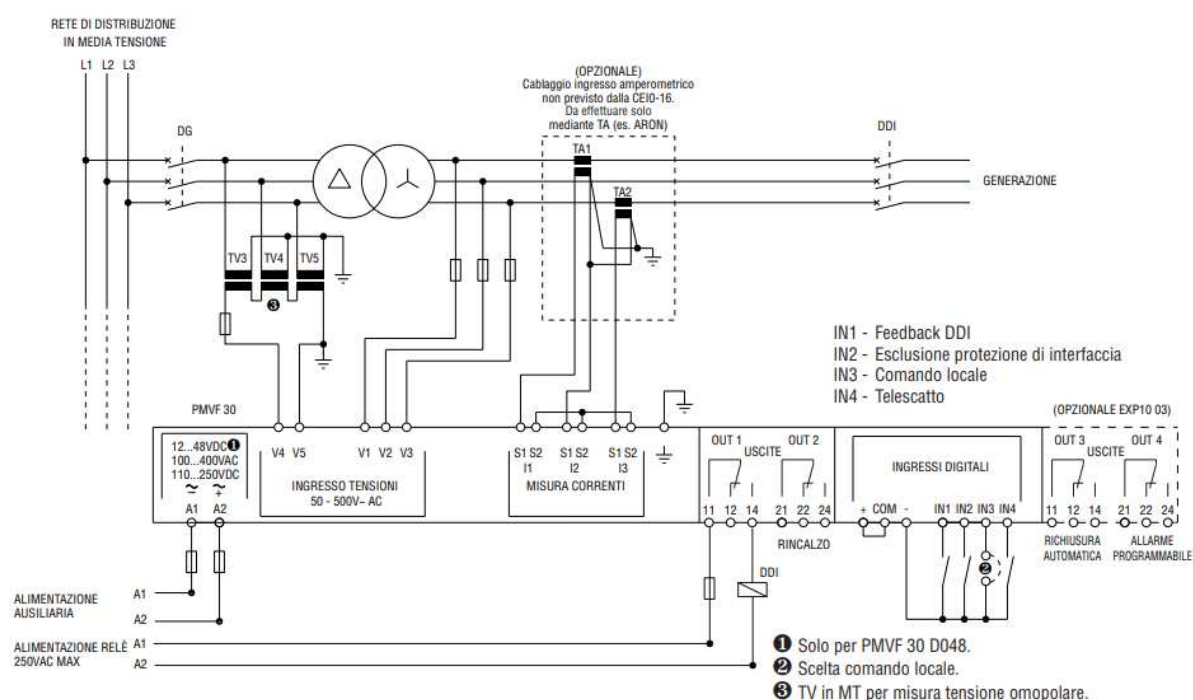


Immagine: Inserzione diretta SPI in bassa tensione

Il dispositivo di interfaccia dev'essere dotato di un numero minimo 4 uscite programmabili: OUT1, OUT2, OUT3 ed OUT4 che vengono utilizzate con le seguenti modalità:

OUT1: Controllo DDI – Comando di apertura dell'interruttore motorizzato quando i parametri di rete escono dagli intervalli ammissibili (Modo C – comando pulsante);

OUT2: Riarmo DDI – Comando di chiusura dell'interruttore motorizzato quando i parametri di rete sono rientrati negli intervalli ammissibili da oltre 30s (Modo C – comando pulsante);

OUT3: Rincalzo – Comando contemporaneo di apertura dei seguenti dispositivi:

- bobina di minima tensione dell'interruttore motorizzato;
- interruttore di macchina Trafo lato MT.

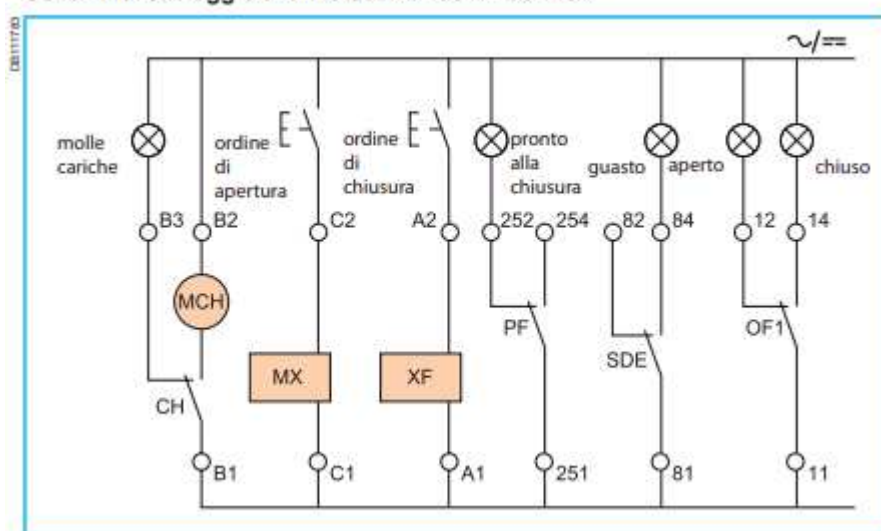
OUT 4: Allarme globale

Il tipico schema di cablaggio dell'interruttore motorizzato con funzione di dispositivo di interfaccia è rappresentato in figura.

Il telecomando consente l'apertura e la chiusura a distanza dell'interruttore ed è composto da:

- motoriduttore (MCH) permanentemente alimentato, dotato di contatto di commutazione di fine corsa (molle cariche – interruttore pronto alla manovra);
- sganciatore di chiusura (XF);
- sganciatore di apertura (MX);
-

Schema di cablaggio di un telecomando «filo a filo»



Di seguito sono inoltre riportati i diagrammi di attivazione della funzione di controllo DDI (OUT1 – Apertura interruttore motorizzato DDI), Riarmo DDI (OUT2 – Chiusura interruttore motorizzato DDI) e Rincalzo (OUT3 – Apertura di emergenza interruttore DDI + Interruttore di media tensione).

I diagrammi mostrano che:

- se i valori di tensione e frequenza permangono all'interno dei valori ammessi è possibile chiudere il DDI;
- se i valori di tensione e frequenza escono dall'intervallo di valori ammessi viene lanciato il comando di apertura del DDI;
- se il sistema di protezione non riceve riscontro dal DDI di effettiva apertura dello stesso procede ad attivare il comando di emergenza identificato come rinalzo.
- Il comando pulsante è definito dal MODO C.

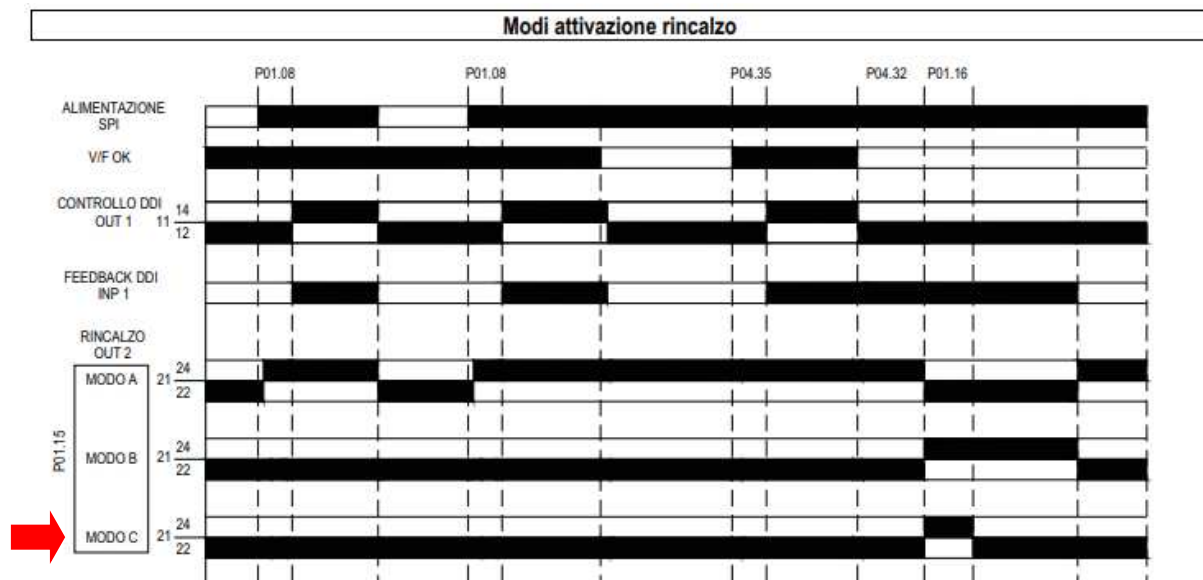
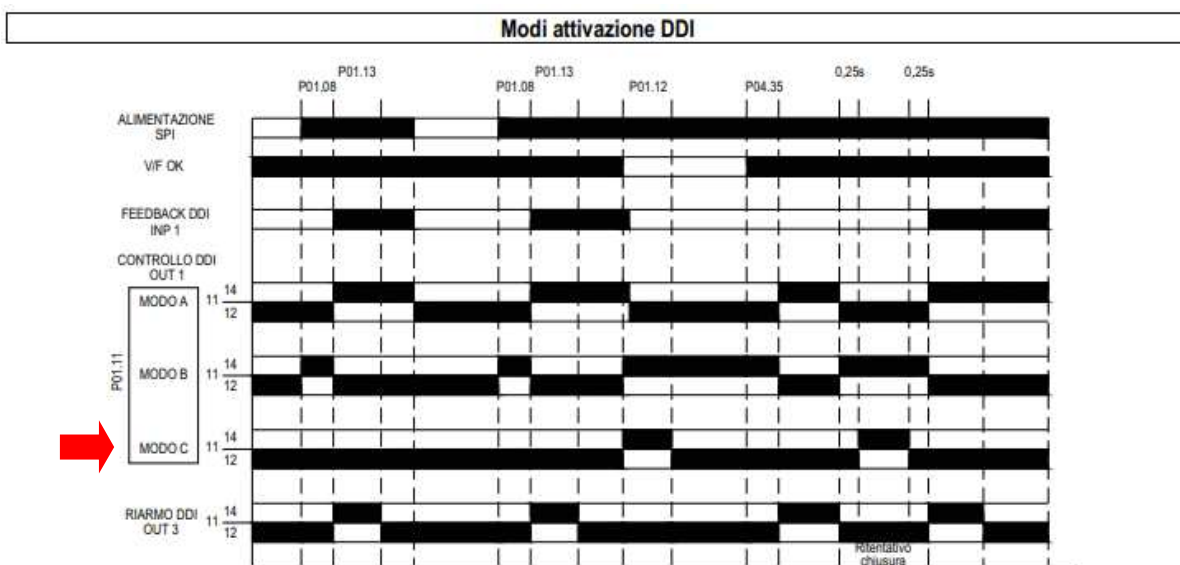


Immagine: Diagrammi di funzionamento SPI

1.5.12. Cella di misura e rinalzo

La fornitura elettrica dell'edificio in oggetto è in media tensione ed è presente una cabina di ricezione sul confine di proprietà.

L'edificio è alimentato di cabina di trasformazione posizionata al piano terra nella quale è presente un trasformatore in resina da 2000kVA.

Il quadro di media tensione (QE02) presente in cabina di trasformazione è dotato di cella di protezione del trasformatore esistente.

Si prevede l'ampliamento di tale quadro con l'aggiunto delle seguenti celle funzionali:

- Protezione trasformatore 1000kVA;
- Cella di Misura.

Il produttore del quadro (Schneider), contatto in merito alla possibilità di fornire un ampliamento del quadro esistente ha risposto positivamente.

L'interruttore della cella MT di protezione del trasformatore è utilizzato come dispositivo di rinalzo i caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia.

1.5.13. Sezionamento di emergenza

La guida tecnica di prevenzione incendi richiede l'installazione di un pulsante generale di sgancio elettrico dell'impianto fotovoltaico.

In virtù di ciò è prevista l'installazione, in posizione prossima alla cabina elettrica di trasformazione, di un pulsante del tipo a fratturazione di involucro (involucro rosso segnalato da opportuno cartello) la cui pressione deve porre fuori tensione tutto l'impianto fotovoltaico.

La pressione del pulsante deve sezionare la porzione di impianto fotovoltaico interno all'edificio.

1.5.14. Connessione remota degli inverter

Si prevede il collegamento in rete degli inverter installati per il monitoraggio periodico dell'energia prodotta e dello stato dell'impianto. Il collegamento può essere realizzato con diverse modalità.

Nel caso in oggetto si prevede:

- Collegamento degli inverter attraverso il bus di comunicazione RS485;
- Collegamento dell'inverter identificato come master con la rete dati di edificio;

Per consentire l'accesso in ingresso/uscita dei dati, è necessario configurare il firewall con le seguenti:

Destination Address: prodssl.solaredge.com

TCP Port: 443 (for incoming and outgoing data)

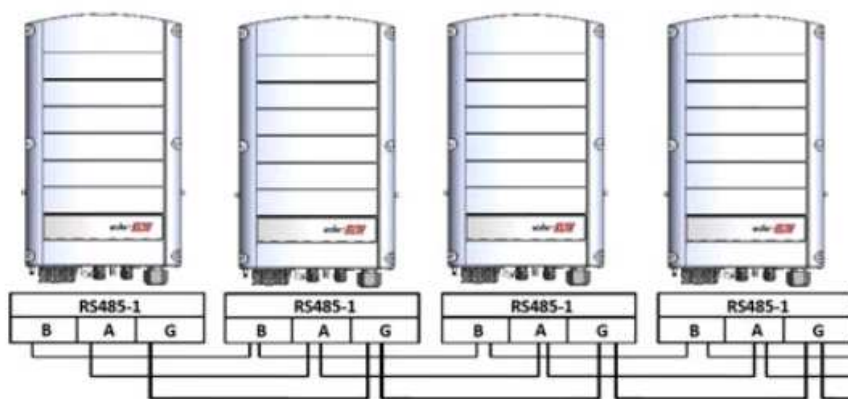
*Creating RS485 Bus Connection***solar**edge

Immagine: Schema collegamento degli inverter attraverso RS485.

1.6. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL' IMPIANTO

1.6.1. Generalità

L'impianto in oggetto è alimentato in media tensione a 15.000 V ed è dotato di cabina di trasformazione. L'origine dell'impianto, ai fini della presente relazione, è rappresentata dal quadro generale di media tensione denominato QE02.

Secondo consuetudine ed in linea con quanto previsto dalla vigente edizione della Norma CEI 64-8 si riterrà accettabile per ciascun utilizzatore terminale una caduta di tensione non superiore al 4% rispetto al valore nominale.

Ciò, a lato pratico, equivale ad ammettere, a fronte di tensioni nominali di 230 V (tensione di fase) e 400 V (tensione concatenata) una caduta di tensione massima ammissibile di fase pari circa 9 V (16 V per la tensione concatenata).

Gli standard di sicurezza richiesti nei confronti del rischio di folgorazione sono quelli ordinari previsti dalla norma CEI 64-8.

L'impianto dovrà garantire standard funzionali e prestazionali di livello elevato per un'attività produttiva.

Si dovranno, in particolare garantire:

- selettività verticale di intervento delle protezioni di massima corrente e differenziali;
- condizioni di facile manutenzione sia ordinaria che straordinaria, con particolare riferimento all'accessibilità degli apparecchi e dei conduttori;
- semplicità di impiego delle funzioni di base dell'impianto, essendo quest'ultimo destinato all'uso in un ambiente di lavoro da parte di persone generalmente prive di addestramento elettrico;

- possibilità di ampliamento o modifica senza necessità di interventi di radicale trasformazione e con possibilità di limitare i disservizi;
- sfilabilità delle eventuali condutture incassate.

1.6.2. Criteri di dimensionamento delle condutture

Le condutture, le cui caratteristiche di dettaglio sono rilevabili dagli schemi e dalle tabelle cavi allegate sono dimensionate in base alle correnti di impiego prevedendo nella generalità dei casi un sovradimensionamento delle sezioni non inferiore al 20%.

Le cadute di tensione sono verificate utilizzando le correnti di impiego con un margine dell'ordine del 20% (con le stesse eccezioni di cui al punto precedente).

Le sezioni e le tipologie dei cavi sono scelte verificando che siano rispettati i coordinamenti con gli apparecchi di protezione in modo che siano rispettate ovunque le condizioni di protezione dalle sovracorrenti previste dalle vigenti norme CEI fino ai valori di corrente presunta di cortocircuito indicati negli schemi e/o nelle tabelle cavi.

1.6.3. Criteri generali di scelta e posa dei componenti elettrici

Tutti i componenti elettrici da installare nell'impianto in oggetto devono essere idonei all'uso previsto ed all'ambiente di posa.

Nel caso in oggetto si hanno le seguenti condizioni di posa comuni a tutti i componenti:

Ambiente di posa	Interno
Grado minimo di protezione richiesto	IP20
Ambiente di posa	Vano tecnico
Grado minimo di protezione richiesto	IP44 (IP 31 per i quadri)
Ambiente di posa	Esterno
Grado minimo di protezione richiesto	IP 65

Tutti i componenti devono essere installati in modo da non costituire alcun pericolo né intralcio e devono essere collocati in modo tale da agevolare le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria.

1.6.4. Misure di protezione contro i contatti diretti

In ottemperanza a quanto richiesto dall'art. 412 della Norma CEI 64-8/4 dovranno essere presi adeguati provvedimenti per ridurre a valori trascurabili i rischi di folgorazione per contatto diretto.

Saranno ammessi provvedimenti che ottengono un'adeguata protezione mediante una delle seguenti tecniche:

- isolamento delle parti attive; questa tecnica deve essere preferita a tutte le altre ed applicata ogni qualvolta possibile; si devono sempre installare componenti dotati di isolamento delle parti attive realizzato in fabbrica e conforme alle specifiche norme di prodotto; quando l'isolamento deve essere realizzato in sede di installazione deve essere realizzato in modo molto accurato; è vietato l'uso di lacche, smalti, vernici e nastro isolante;
- utilizzo di involucri o barriere; questa tecnica deve essere utilizzata laddove non è possibile, per ragioni funzionali, l'utilizzo della precedente (ad esempio nel caso delle prese a spina, dei quadri, ecc...); in ogni caso le parti normalmente in tensione devono essere poste entro involucri o barriere in grado di garantire almeno il grado minimo di protezione IP20 (salvo diversa prescrizione più restrittiva indicata nella relazione tecnica o in altro documento del presente progetto); tale grado di protezione deve essere elevato ad IP40 per le superfici accessibili orizzontali; le barriere e gli involucri devono essere fissati in modo sicuro e devono essere apribili unicamente mediante l'uso di un attrezzo a meno che non sia previsto un adeguato interblocco.

La protezione addizionale contro i contatti diretti realizzata tramite interruttori magnetotermici differenziali ad alta sensibilità ($I_{dn} \leq 30 \text{ mA}$) dovrà essere attuata nei limiti previsti dalla documentazione di progetto (schemi elettrici dei quadri).

1.6.5. Sezionamento

L'impianto deve essere realizzato prevedendo opportuni apparecchi in grado di realizzare il sezionamento elettrico ai sensi di quanto prescritto dalla sezione 46 della Norma CEI 64-8/4.

Tali dispositivi sono indicati nella documentazione allegata (schemi elettrici). Si ricordano tuttavia alcune disposizioni di carattere generale utili ai fini installativi.

Il sezionamento è realizzato sui singoli circuiti terminali oppure su gruppi di circuiti secondo quanto descritto nella documentazione allegata.

I dispositivi di sezionamento devono tassativamente essere conformi ai requisiti di cui all'articolo 537.2 della Norma CEI 64-8/5.

Tra essi si ricordano, a semplice titolo informativo, i seguenti:

- la posizione di aperto del sezionatore deve essere visibile;
- deve essere impedita la richiusura accidentale;
- se del caso devono essere previsti opportuni dispositivi (ad esempio lucchetti) che impediscano la richiusura non autorizzata durante lavori di manutenzione;
- su circuiti multipolari è vietato l'uso di sezionatori unipolari affiancati.

Si ricorda che non sono ammessi per il sezionamento dispositivi a semi-conduttore.

Sono invece idonei apparecchi conformi alla Norma CEI 17-11 oppure interruttori conformi alla Norma CEI 23-3.

1.6.6. Misure di protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i rischi di contatto indiretto dovrà essere, in via del tutto generale, realizzata in modo conforme con quanto richiesto dalla sezione 413 della Norma CEI 64-8/4.

Si dovranno comunque attuare tutti i provvedimenti indicati nella relazione tecnica e nelle tavole allegate nonché quelli derivanti da disposizioni normative specifiche applicabili ad ambienti particolari presenti nell'edificio in oggetto.

Nell'impianto in oggetto la protezione contro i contatti indiretti si realizzerà mediante interruzione automatica dell'alimentazione al sopraggiungere del primo guasto verso una massa.

Il sistema previsto è di tipo TN.

In questo caso (TN) si deve ottemperare alle prescrizioni previste dall'articolo 413.1.3. CEI 64-8/4. Il sistema è, in particolare, di tipo TN-S

Si ricordano tra esse, a solo titolo informativo ed invitando comunque ad una scrupolosa lettura della Norma, le seguenti:

- tutte le masse devono essere collegate allo stesso punto di messa a terra del sistema di alimentazione (punto neutro);
- si devono attuare tutte le connessioni equipotenziali necessarie per assicurare che il potenziale dei conduttori di protezione risulti, in caso di guasto verso una massa, il più vicino possibile a quello di terra;
- i dispositivi di protezione installati (interruttori automatici eventualmente di tipo differenziale) e le caratteristiche dei circuiti devono garantire l'intervento in caso di guasto verso una massa in modo che sia rispettata la condizione:

$$Z_s \cdot I_a \leq 230$$

dove:

- Z_s = impedenza dell'anello di guasto comprendente il secondario del trasformatore, il conduttore di fase fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto ed il centro stella del trasformatore (Ω);
- I_a = corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione (A) entro il tempo convenzionale di 0,4 s (dedotto dalla tab. 41A CEI 64-8/4);
- devono in ogni caso essere realizzati i collegamenti equipotenziali principali ovvero devono essere connesse all'impianto di terra, secondo uno degli schemi ammessi dalla normativa (ad esempio quello proposto dall'Appendice A della Norma CEI 64-8/5 oppure quelli proposti dalla Guida CEI 64-12), le tubazioni metalliche dell'acqua, del gas e del riscaldamento, le parti strutturali metalliche dell'edificio e, se possibile, i ferri d'armatura del cemento armato; le tubazioni metalliche (ad esempio acqua e gas) provenienti dall'esterno devono essere collegate in equipotenzialità nel punto più vicino possibile a quello di ingresso nell'edificio;
- i collegamenti equipotenziali supplementari devono essere realizzati se previsti dalla documentazione di progetto; in ogni caso, trattandosi di sistema TN, è sempre auspicabile l'equipotenzializzazione di tutte le parti metalliche accessibili.

Si ricorda che, negli ambienti ordinari, non costituiscono masse estranee i corpi metallici che presentano una resistenza totale verso terra superiore a 1 MΩ; negli ambienti particolari il suddetto valore si riduce a 0,2 MΩ. Non costituiscono comunque massa estranea le tubazioni realizzate con materiali non conduttori di tipo polimerico.

L'impianto in oggetto è dotato di cabina MT/BT propria (sistema TN) ed è pertanto necessario verificare l'impianto di terra tenendo conto della possibilità di contatto accidentale tra parti in media tensione (15 kV) e masse facenti capo all'impianto in bassa tensione.

Nel caso specifico vale:

$$U_E = R_t \cdot I_g$$

dove:

U_E = tensione totale di terra (V);

R_t = resistenza del dispersore (Ω);

I_g = corrente di guasto a terra (A).

1.6.7. Protezione contro il sovraccarico

Tutti i conduttori dell'impianto in oggetto dovranno essere protetti contro il sovraccarico utilizzando dispositivi conformi a quanto indicato nella documentazione di progetto collocati all'origine del circuito (schemi elettrici, computo metrico, relazione tecnica).

Si ricorda che in tal senso valgono le disposizioni della sezione 43 della Norma CEI 64-8/4. Tali dispositivi devono essere collocati all'origine del circuito.

Nel caso in oggetto devono essere attuati anche i provvedimenti previsti dalla 0sezione 751 della Norma CEI 64-8/7.

In via del tutto generale si ammettono come validi per la protezione dal sovraccarico i seguenti dispositivi:

- interruttori automatici provvisti di relè termico incorporato conformi alla Norma CEI 23-3 oppure alla Norma CEI 17-5;
- relè termici a riarmo manuale conformi alla Norma CEI EN 60947-4-1.

È sconsigliato l'uso di fusibili per la protezione dal sovraccarico delle condutture (fatta eccezione per quanto esplicitamente previsto negli schemi ad esempio per alcuni condotti sbarre).

Per garantire l'effettiva protezione della conduttura devono essere rispettate entrambe le condizioni sotto riportate:

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_n \leq I_z \\ I_f &\leq 1,45 \cdot I_z \end{aligned}$$

dove:

I_B = corrente di impiego del circuito (A)

I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione (A)

I_z = portata della conduttura (A);

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale stabilito dalle norme di prodotto (A).

1.6.8. Protezione contro il cortocircuito

Tutte le condutture dovranno essere protette contro gli effetti termici e dinamici delle correnti di cortocircuito secondo quanto previsto dalla vigente Norma CEI 64-8/4 e, nel caso in oggetto, dalla sezione 751 della Norma CEI 64-8/7.

La protezione dovrà essere assicurata fino ai valori di corrente presunta di cortocircuito indicati nella documentazione di progetto.

In generale la protezione contro i cortocircuiti può essere ottenuta mediante:

- interruttori automatici provvisti di sganciatore magnetico di sovracorrente;
- fusibili.

Salvo diversa indicazione della documentazione di progetto è preferibile l'utilizzo di interruttori.

Si ricorda che la protezione dagli effetti termici del cortocircuito è garantita se il dispositivo di protezione e la conduttura sono tali da rispettare la condizione:

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

dove:

I^2t = energia specifica lasciata passare dal dispositivo di protezione in corrispondenza del valore della massima corrente presunta di cortocircuito (A^2s);

S = sezione del conduttore (mm^2);

K = coefficiente di riscaldamento adiabatico del cavo (A^2s/mm^2) (variabile a seconda del tipo di isolante con cui è realizzato il cavo)

Tutti i dispositivi di protezione dal cortocircuito devono essere rispondenti alle opportune normative di prodotto. È consigliato l'impiego di apparecchi aventi certificazione IMQ (o equivalente di altro istituto straniero di certificazione).

Ove non espressamente previsto nella documentazione di progetto non è ammesso l'uso di dispositivi a soglia di intervento variabile.

Si fa presente che se è realizzata la protezione dal sovraccarico non è necessario alcun provvedimento nei confronti delle correnti minime di cortocircuito.

1.6.9. Protezione dalle sovratensioni

In via del tutto generale la protezione contro gli effetti delle sovratensioni può essere realizzata mediante diverse tecniche che comprendono:

- a) installazione combinata su più livelli di scaricatori di sovratensione (SPD);
- b) installazione di trasformatori su alcuni circuiti di comando;
- c) installazione di UPS a protezione di alcuni componenti particolarmente sensibili.

Nell'impianto in oggetto devono essere attuate, secondo le indicazioni della documentazione di progetto le seguenti misure:

- protezione contro le sovratensioni residue in caso di corrente di fulmine o contro le sovratensioni principali in caso di manovre o guasti in rete

realizzata con scaricatori del tipo a varistore in classe di prova II nel quadro generale;

Si ricorda che gli scaricatori devono essere installati seguendo scrupolosamente le indicazioni del costruttore con particolare riguardo a ciò che riguarda le modalità di cablaggio e di connessione a terra e le caratteristiche dei dispositivi di protezione per l'estinzione delle correnti susseguenti; quanto indicato negli schemi e nel computo dovrà, in tal senso, essere scrupolosamente verificato in base alla scelta esatta del tipo di scaricatore.

1.6.10. Sezionamento generale di emergenza

L'impianto in oggetto è dotato di dispositivi di sezionamento generale di emergenza.

2. COMPUTO METRICO

Le voci del computo metrico si riferiscono a lavori ed opere compiute comprese di mano d'opera. Dovranno essere quindi considerati compresi tutti i costi di fornitura, trasporto, posa in opera, materiale di consumo, spese generali, utili di impresa, oneri previdenziali e contrattuali per tutte le singole categorie di lavoro e di tutti gli oneri atti a fornire il lavoro perfettamente compiuto, funzionante e rispondente alle norme di Legge.

I materiali e le apparecchiature di nuova installazione dovranno essere di ottima qualità e scelti fra le migliori marche in commercio e selezionati in base alle specifiche tecniche riportate nel computo.

L'offerta relativa all'esecuzione delle opere descritte deve essere intesa come "a corpo" e pertanto si sottolinea che:

- il progetto deve essere considerato nella sua globalità intendendo il computo come una delle sue parti e come una traccia per la valutazione complessiva dei costi; l'offerta deve comunque scaturire dall'analisi completa del progetto;
- i materiali, le apparecchiature o lavori indicati sui disegni ma non menzionati nel computo o viceversa, la cui fornitura o esecuzione sia implicita per una corretta e funzionale esecuzione, a completamento dell'impianto o parte di esso, si dovranno ritenere inclusi nella fornitura come fossero indicati sui disegni o specificati nel computo;
- tutte le opere dovranno essere realizzate in modo conforme alle normative vigenti ed a quanto indicato nella documentazione tecnica di progetto.

Nella fornitura sono compresi, a carico dell'installatore:

- oneri per rilievi, verifiche dimensionali e definizione dei dettagli dell'opera in cantiere;
- assistenza tecnica di cantiere;
- fornitura di ponteggi e/o trabattelli per le opere in quota;

- mano d'opera specializzata e manovalanza;
- trasporto materiale a piè d'opera;
- fornitura di attrezzi d'uso, guarnizioni, piccoli ricambi, ecc.;
- piccole opere di ripristino di compartimentazioni, intonaci, ecc... necessarie a seguito della posa di linee elettriche;
- tutto quanto necessario per consegnare l'impianto finito in ogni dettaglio, perfettamente funzionante e pronto all'uso;
- verifiche finali conformi a quanto previsto dalla normativa vigente;
- collaudo finale;
- documentazione tecnica finale necessaria per il collaudo e la manutenzione dell'impianto (as-built dei piani di installazione; schemi costruttivi dei quadri, schemi ed istruzioni d'uso delle apparecchiature installate);
- pulizia e sgombero;
- dichiarazione di conformità redatta secondo quanto disposto dalle vigenti leggi.

2.1. TIPOLOGIA E MARCHE DEI MATERIALI

Nel computo di cui al titolo seguente i materiali sono descritti in modo da indicarne i requisiti tecnici essenziali facendo anche, almeno in alcuni casi, riferimento una precisa marca di riferimento.

È facoltà dell'installatore presentare offerte sviluppate facendo riferimento a materiali di altra marca purché equivalenti sul piano tecnico e previa approvazione da parte della Direzione Lavori e, ove necessario, della Committenza.

I materiali dovranno comunque essere di tipo conforme alle norme vigenti e, ove applicabile, riportare la marcatura CE. È richiesto l'impiego di apparecchi marcati IMQ (o equivalente estero).

2.2. INDIVIDUAZIONE E DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

Il computo dettagliato delle opere elettriche rappresenta uno degli allegati di progetto

3. CRONOPROGRAMMA

Il cronoprogramma è un documento allego al progetto.

4. SCHEMA DI CONTRATTO

Il contratto sarà definito tra il committente e l'appaltatore.

Il presente documento definisce unicamente gli aspetti tecnici dell'intervento.

5. VARIANTI DI PROGETTO

Si ricorda che ai sensi dell'art.5 comma 5 del DM n.37 del 22/01/08 in caso di varianti in corso d'opera che abbiano rilevanza tecnica, il progetto presentato a fine lavori assieme alla dichiarazione di conformità redatta dall'installatore, deve contenere le varianti. Tali varianti devono essere redatte da professionista abilitato. L'onere di aggiornamento del progetto in corso d'opera è, in generale, a carico dell'impresa installatrice, salvo diverso accordo con la Committente.

6. MANUTENZIONE DEGLI IMPIANTI

Si ricorda che per conservare nel tempo i requisiti di sicurezza e di funzionalità degli impianti è necessario effettuare periodici interventi di verifica e di manutenzione.

Si aggiunge che negli ambienti in oggetto si svolgeranno attività lavorative e quindi si devono applicare le disposizioni del DLGS 81/08 in materia di sicurezza che richiedono l'effettuazione di periodici controlli sull'impianto elettrico con redazione di opportuno registro.

Tale registro dovrà essere redatto sulla scorta di un piano di manutenzione complessivo che dovrà essere redatto a cura della Committente.

Rinviando a tale piano si ricorda che in ogni caso devono essere effettuate almeno le seguenti prove:

- efficienza dei differenziali (prova mensile con tasto e biennale con strumento);
- efficienza dell'impianto di terra (prova biennale – oltre ad obblighi previsti da DPR 462-01);
- verifica generale delle connessioni (frequenza consigliata biennale);
- prova degli isolamenti (frequenza consigliata biennale);
- prova di continuità dei PE (frequenza consigliata biennale).

VARESECONTROLLI S.R.L.

Ing. Stefano Castellani



Stefano Castellani