



Regione Piemonte

Città Metropolitana di Torino

UNIONE MONTANA ALTO CANAVESE

(Comuni di Forno Canavese, Rivara, Levone, Pratiglione)

Corso Ogliani n° 9 - 10080 Rivara (TO)

C.F. 92519590019



P.N.R.R. - Missione 2 Componente 1 Investimento 3.2

PROGETTO ESECUTIVO

IMPIANTO FOTOVOLTAICO SUL TETTO DEL BOCCIODROMO COMUNALE DI PROPRIETA' DEL COMUNE DI RIVARA CUP: E83D22001390006

ELABORATO

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA CALCOLI DI PROGETTO

PROGETTO**STUDIO TECNICO ing. VOTTERO Luigi**

Via Dell'Industria n° 14 - 10070 Villanova Canavese (TO)

Tel. +39.333.4090748

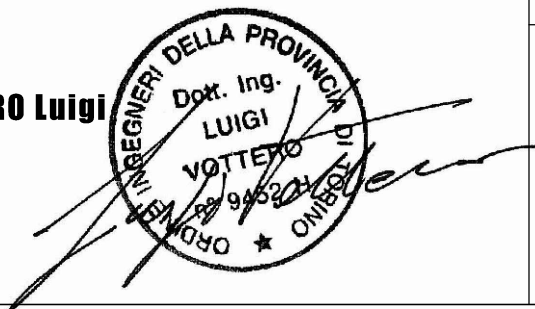
E-mail: info@studioingvottero.it

E-mail certificata (PEC): info@pec.studioingvottero.it

Iscr. n° 9452 H Ordine degli Ingegneri della Provincia di Torino

C.F. VTTLGU73S28C722M - P. IVA 10087290010

Ing. VOTTERO Luigi



Elaborato

IFV.03

Rev.	Modifiche	Data	Redatto	Approvato
00	Prima emissione	24/01/2024	L.V.	L.V.

IL RESPONSABILE UNICO DEL PROGETTO

Dott.ssa BATTUELLO Laura

SOMMARIO

<u>PREMESSA</u>	<u>2</u>
<u>1 RIFERIMENTI LEGISLATIVI</u>	<u>6</u>
<u>2 RIFERIMENTI NORMATIVI</u>	<u>10</u>
<u>3 COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</u>	<u>12</u>
3.1 DISPOSITIVO GENERALE (DG), EVENTUALMENTE DGL	14
3.2 DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)	15
3.3 DISPOSITIVO DI GENERATORE (DDG)	18
3.4 SISTEMI DI PROTEZIONE	20
3.5 LINEE DI ALIMENTAZIONE	26
3.6 IMPIANTO DI MESSA A TERRA	27
<u>4 CRITERI GENERALI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</u>	<u>28</u>
<u>5 CRITERI GENERALI DI PROTEZIONE DEGLI OPERATORI</u>	<u>30</u>
<u>6 PRINCIPI DI PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</u>	<u>31</u>
6.1 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	31
6.2 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	31
6.3 PROTEZIONE CONTRO I SOVRACCARICHI	33
6.4 PROTEZIONE CONTRO I CORTOCIRCUITI	33
6.5 PROTEZIONE CONTRO LE SOVRATENSIONI	34
6.6 SEGNALETICA DI SICUREZZA VV.F.	35
<u>7 CALCOLI DI PROGETTO</u>	<u>36</u>

PREMESSA

Il documento di cui in oggetto, costituisce la relazione tecnica di pertinenza del progetto esecutivo dell'impianto di produzione di energia elettrica, tramite conversione fotovoltaica della radiazione elettromagnetica solare, connesso alla rete di distribuzione pubblica di bassa tensione trifase (BT), da realizzarsi sulla copertura del fabbricato, di proprietà del Comune di Rivara adibito a Bocciodromo Comunale ed ubicato in Via Giuseppe Bruno s.n.c. nel Comune di Rivara (TO).

L'impianto fotovoltaico sarà caratterizzato da una potenza nominale, massima o di picco, riferita alle condizioni di prova standard (STC)¹, **pari a 91,64 kW**.

Esso sarà costituito da moduli fotovoltaici con tecnologia costruttiva in silicio monocristallino (144 half cell), di potenza nominale pari a 580 W/cad equipaggiati di ottimizzatori di potenza e distribuiti sulle porzioni di copertura interessate dall'intervento, come di seguito descritte.

Verrà installata una potenza pari a 41,76 kW sulla copertura del bocciodromo, una potenza pari a 19,72 kW sulla copertura del porticato e una potenza pari a 30,16 kW sulla copertura del bar.

Non sarà invece interessata dall'intervento, poiché non idonea alla captazione della radiazione elettromagnetica solare, la copertura del basso fabbricato collocato sul lato Nord-Ovest dell'edificio.

La realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico riguarderà le coperture dei sottoelencati edifici, così caratterizzate:

- **Bocciodromo:** la copertura del bocciodromo è caratterizzata da tegoli prefabbricati in c.a.p., i quali sono disposti con una lieve pendenza discendente verso i lati di lunghezza maggiore del fabbricato e si presentano rivestiti, lungo le converse, da uno strato impermeabilizzante di guaina bituminosa ardesiata e da n° 9 pannelli isolanti con finitura superficiale in lamiera metallica grecata (pannello sandwich), posizionati in corrispondenza dei n° 9 lucernari di cui era originariamente equipaggiata la copertura dell'edificio.

La porzione di copertura dell'edificio in oggetto interessata dall'installazione dei moduli fotovoltaici è rappresentata dai sopraccitati pannelli isolanti con finitura superficiale in lamiera metallica grecata (pannelli sandwich), posizionati in corrispondenza dei lucernari tamponati, per una superficie totale pari a 202 m², suddivisi in n° 18 porzioni, ciascuna di dimensioni pari a 1,25x9,00 m ed un'area pari a 11,25 m².

- **Porticato:** la copertura del porticato è caratterizzata da un'unica falda inclinata di circa 12°, avente manto di copertura in lamiera di ferro con profilo grecato, la quale si sovrappone, fatto salvo un lieve cambio di pendenza, alla copertura del locale bar, con orientamento Sud-Est;

¹ Condizioni di prova standard STC (CEI EN 60904-3): Irraggiamento 1000W/m², T_{cella}=25±2°C, AM 1.5

- **Bar:** la copertura del locale bar è caratterizzata da un'unica falda inclinata di circa 12°, avente anch'essa manto di copertura in lamiera di ferro con profilo grecato, la quale si sovrappone, fatto salvo un lieve cambio di pendenza, alla copertura del locale porticato di cui al precedente alinea, con orientamento Sud-Est.

Poiché l'obiettivo correlato alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto è la massimizzazione della producibilità di energia elettrica del medesimo, la scelta dei moduli fotovoltaici oggetto di installazione è stata condotta analizzando tutte le dimensioni standard presenti sul mercato, al fine di individuare il rapporto di forma del modulo fotovoltaico tale da massimizzare la potenza installabile e conseguentemente la producibilità di energia elettrica.

Le porzioni di copertura sulle quali verrà realizzato l'impianto fotovoltaico hanno le seguenti caratteristiche:

BOCCIODROMO

Falde F1÷F9

- **orientamento NORD-EST** (azimuth = -101°);
- **inclinazione pari a 3°** (angolo di tilt).

Falde F10÷F18

- **orientamento SUD-OVEST** (azimuth = +79°);
- **inclinazione pari a 3°** (angolo di tilt).

PORTICATO

La superficie di copertura del porticato è costituita da un'unica falda inclinata ed ha una superficie totale pari a circa 123 m² ed ha le seguenti caratteristiche:

- **orientamento SUD-EST** (azimuth = -11°);
- **inclinazione pari a 12°** (angolo di tilt).

BAR

La superficie di copertura del bar è costituita da un'unica falda inclinata ed ha una superficie totale pari a circa 170 m² ed ha le seguenti caratteristiche:

- **orientamento SUD-EST** (azimuth = -11°);
- **inclinazione pari a 12°** (angolo di tilt).

Sulle coperture precedentemente dettagliate, i moduli fotovoltaici saranno fissati, tramite morsetti in acciaio, alle strutture di supporto sottostanti costituite da profilati in alluminio anodizzato, le quali, a loro volta, saranno fissate alla lamiera metallica grecata di copertura tramite rivetti a fiore muniti di guarnizione.

Come sopra riportato, l'obiettivo della Green Community, a valle dell'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico, sarà quello di stipulare con la Società Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A., il Contratto di **"Ritiro Dedicato"**².

Il **"Ritiro Dedicato"** è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete, attiva dal 1° gennaio 2008. Essa consiste nella cessione al GSE dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, su richiesta del produttore ed in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale ed applicando condizioni economiche di mercato.

Il GSE corrisponde infatti al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete.

I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita al GSE dell'energia elettrica si sommano quindi a quelli conseguiti dagli eventuali meccanismi di incentivazione ad eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

Possono richiedere l'accesso al Ritiro Dedicato gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni:

- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
- potenza qualsiasi per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;
- potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili (diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica) limitatamente, per quest'ultima, agli impianti ad acqua fluente purché nella titolarità di un autoproduttore.

Gli impianti che accedono ai meccanismi di incentivazione per i quali è previsto il riconoscimento di una Tariffa Onnicomprensiva (incentivo + ricavo da vendita dell'energia) non possono accedere al servizio di Ritiro Dedicato.

² Delibera AEEG 06 novembre 2007 n° 280/07 e s.m.i..

Il Ritiro Dedicato non è compatibile con il servizio di Scambio sul Posto.

Dal punto di vista della connessione fisica dell'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione pubblica, esso opererà in regime di parallelo elettrico con la rete di distribuzione pubblica BT trifase (0,4 kV – 50 Hz).

Per quanto riguarda, invece, la dinamica dei flussi energetici sull'unico punto di connessione con la rete di distribuzione pubblica BT trifase, identificato dal cosiddetto codice POD (di nuova istituzione), l'impianto fotovoltaico opererà in regime di immissione in rete della totalità dell'energia elettrica prodotta (cessione totale).

Infatti, a monte dell'unico punto di connessione con la rete di distribuzione pubblica, risulterà sotteso unicamente il centro di produzione rappresentato dall'impianto fotovoltaico e nessun centro di consumo, fatto salvo i cosiddetti *"servizi ausiliari"* di centrale.

Ne consegue, pertanto che, su base annuale, fatto salvo le perdite di potenza correlate alla conversione DC/AC e le perdite di potenza nei conduttori elettrici lato DC e lato AC, la totalità dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico verrà immessa fisicamente nella rete di distribuzione pubblica, per il tramite dell'unico punto di connessione fisica alla rete stessa (cessione totale).

Sempre dalla rete di distribuzione pubblica sarà prelevata, su base annuale, unicamente la totalità dell'energia elettrica richiesta ai cosiddetti *"servizi ausiliari"* di centrale.

Su tale energia, il Soggetto Responsabile continuerà a pagare regolarmente le fatture emesse dall'Impresa di Vendita.

1 RIFERIMENTI LEGISLATIVI

Per il progetto esecutivo dell'intervento di installazione dell'impianto fotovoltaico sulla copertura dell'edificio adibito a Bocciodromo Comunale ed ubicato in Via Giuseppe Bruno s.n.c. nel Comune di Rivara (TO), si è fatto riferimento alle disposizioni legislative e regolamentari ritenute pertinenti, sotto elencate³:

- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- **D. Lgs. 30 maggio 2008, n. 115**: "Attuazione della direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE".
- **D. Lgs. 29 marzo 2010, n. 56**: "Modifiche ed integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazioni della direttiva 93/76/CEE".
- **Direttiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- **D. Lgs. 03 marzo 2011, n. 28**: "Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".
- **Direttiva 2012/27/UE** del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- **D. Lgs. 04 luglio 2014, n. 102**: "Attuazione della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.
- **Direttiva 2014/35/UE** del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014 concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato a essere adoperato entro taluni limiti di tensione.

³ Il presente elenco non è da considerarsi esaustivo.

- **D. Lgs. 19 maggio 2016, n. 86:** “Attuazione della direttiva 2014/35/UE concernente l’armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato ad essere adoperato entro taluni limiti di tensione”.
- **Direttiva 2014/30/UE** del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014 concernente l’armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica.
- **D. Lgs. 18 maggio 2016, n. 80:** “Modifiche al decreto legislativo 6 novembre 2007, n. 194, di attuazione della direttiva 2014/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l’armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica”.
- **D.P.R. 22 ottobre 2001, n. 462:** “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi.”
- **D.M. 22 gennaio 2008, n. 37:** “Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici”.
- **D. Lgs. 9 aprile 2008, n. 81:** “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007 n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”.
- **D. Lgs. 3 agosto 2009, n. 106:** “Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”
- **Decreto Legislativo 18 aprile 2016, n. 50:** “Attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE sull’aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d’appalto degli enti erogatori nei settori dell’acqua, dell’energia, dei trasporti e dei servizi postali, nonché per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture”.
- **Decreto Legislativo 19 aprile 2017, n. 56:** “Disposizioni integrative e correttive al Decreto Legislativo 18 aprile 2016, n. 50”.
- **Delibera AEEG n. 88/07 del 11 aprile 2007:** “Disposizioni in materia di misura dell’energia elettrica prodotta da impianti di generazione”.
- **Delibera ARG/elt n. 150/08 del 16/10/2008:** “Ulteriori disposizioni in materia di misura dell’energia elettrica prodotta da impianti di generazione e in materia di misura dell’energia elettrica prodotta e immessa da impianti di produzione Cip n. 6/92”.

- **Delibera ARG/elt n. 126/10 del 04 agosto 2010:** “Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 11 aprile 2007, n. 88/07”.
- **Delibera AEEG n. 339/2012/R/eel del 02 agosto 2012:** “Disposizioni urgenti in materia di servizio di misura dell’energia elettrica prodotta e immessa nelle reti e integrazioni alla Deliberazione dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas n. 88/07 e all’allegato B alla Deliberazione ARG/elt 199/11”.
- **Delibera ARG/elt n. 99/08 del 23 luglio 2008:** “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. 179/08 del 11 dicembre 2008:** “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”.
- **Delibera ARG/elt n. 125/10 del 04 agosto 2010:** “Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA)”.
- **Delibera ARG/elt n. 5/10 del 25 gennaio 2010:** “Condizioni per il dispacciamento dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili”.
- **Delibera ARG/elt n. 178/08 del 10 dicembre 2008:** “Disposizioni in materia di trattamento delle immissioni di energia elettrica”.
- **Delibera ARG/elt n. 74 del 03 giugno 2008:** “Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)”.
- **Delibera ARG/elt n. 184 del 16 dicembre 2008:** “Disposizioni transitorie in materia di scambio sul posto di energia elettrica”.
- **Delibera ARG/elt n. 186/09 del 09 dicembre 2009:** “Modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall’applicazione della legge n. 99/09”.
- **Delibera ARG/elt n. 226/10 del 03 dicembre 2010:** “Disposizioni per la semplificazione e la razionalizzazione dei flussi informativi necessari ai fini dell’applicazione della disciplina dello scambio sul posto”.

- **Delibera AEEG n. 570/2012/R/efr del 20 dicembre 2012:** “Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013”.
- **Delibera AEEG n. 578/2013/R/eel del 12 dicembre 2013:** “Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo”.

2 RIFERIMENTI NORMATIVI

Per il progetto esecutivo dell'intervento di installazione dell'impianto fotovoltaico sulla copertura dell'edificio adibito a Bocciodromo Comunale ed ubicato in Via Giuseppe Bruno s.n.c. nel Comune di Rivara (TO), si è fatto riferimento alle norme tecniche ritenute pertinenti, sotto elencate⁴:

- **Norma UNI 10349-1:2016:** "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell'edificio e metodi per ripartire l'irradianza solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l'irradianza solare su di una superficie inclinata".
- **Norma UNI/TR 10349-2:2016:** "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 2: Dati di progetto".
- **Norma UNI 10349-3:2016:** "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 3: Differenze di temperatura cumulate (gradi giorno) ed altri indici".
- **Norma CEI 0-2:2002:** "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici".
- **Norma CEI 0-21:2022 e successive varianti:** "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica".
- **Norma CEI 11-16:2018:** "Lavori sotto tensione - Attrezzi manuali per tensioni fino a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua".
- **CEI 11-17:2006:** "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo".
- **CEI 11-27:2021:** "Lavori su impianti elettrici".
- **CEI 11-31:2005:** "Lavori sotto tensione – Guanti di materiale isolante".
- **CEI 11-48:2014:** "Esercizio degli impianti elettrici – Parte 1: Prescrizioni generali".
- **CEI 13-4:2015:** "Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica".
- **CEI 16-2:2018 (EN 60445):** "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori".
- **CEI 16-2:2022 (EN 60445):** "Principi fondamentali e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, la marcatura e l'identificazione - Identificazione dei morsetti delle apparecchiature, delle estremità dei conduttori e dei conduttori".
- **CEI 16-7:1997:** "Elementi per identificare i morsetti e la terminazione dei cavi".

⁴ Il presente elenco non è da considerarsi esaustivo.

- **CEI 20-40/1-1;V1:2018:** “Cavi elettrici - Guida all'uso dei cavi con tensione nominale non superiore a 450/750 V (U0/U)”.
- **CEI 20-67:2021:** “Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV”.
- **CEI 20-91:2015:** “Cavi elettrici per impianti fotovoltaici”.
- **CEI 22-20:2000 (EN 45510-2-4):** “Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione dell'energia elettrica - Parte 2-4: Apparecchiature elettriche - Convertitori statici di potenza”.
- **CEI 37-8:2018 (EN 61643-11/A11) e variante V1:2019:** “Limitatori di sovratensioni di bassa tensione - Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione - Prescrizioni e prove”.
- **Norma CEI 64-8/1:2021:** “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua - Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali”.
- **Norma CEI 81-10/1;EC:2013 (EN 62305-1/EC):** “Protezione contro i fulmini - Parte 1: Principi generali”.
- **Norma CEI 82-4;Ab:2014:** “Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida”.
- **Guida CEI 82-25:2022:** “Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica - Parte 1: Generalità - Acronimi, Definizioni e Principali Leggi, Deliberazioni e Norme”.
- **CEI-UNEL 35024/1:2020:** “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 35026/1:2000:** “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa interrata”.

3 COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà caratterizzato da una **potenza nominale**, massima, o di picco, **pari a 91,64 kW** e sarà costituito dai sottoelencati apparecchi, dispositivi e componenti principali:

- **Strutture di supporto moduli fotovoltaici:** i moduli fotovoltaici saranno fissati, tramite morsetti in acciaio, alle strutture di supporto sottostanti costituite da profilati in alluminio anodizzato, le quali, a loro volta, saranno fissate alla lamiera metallica grecata di copertura tramite rivetti a fiore muniti di guarnizione.
- **Moduli fotovoltaici:** l'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato di moduli fotovoltaici caratterizzati da tecnologia costruttiva in silicio monocristallino (144 half cell) e potenza nominale pari a 580 W/cad.
- **Ottimizzatori di potenza:** ciascun modulo fotovoltaico sarà equipaggiato di ottimizzatore di potenza avente caratteristiche elettriche coordinate alle caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico ad esso collegato.
- **Inverter:** l'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato di n° 2 gruppi di condizionamento e controllo della potenza (inverter), idonei al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico (lato c.c.), alla rete di distribuzione pubblica di bassa tensione trifase (3F+N), in relazione alle differenti condizioni ambientali e di irraggiamento solare ed in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili; essi saranno installati all'esterno, sulla parete perimetrale del locale bar e dovranno pertanto possedere un grado di protezione IP (CEI EN 60529) idoneo alla specifica tipologia installativa.
- **Quadri elettrici di campo lato c.c. (QDC):** l'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato di n° 2 quadri elettrici di campo installati all'esterno, sulla parete perimetrale del locale bar; ciascuno di essi afferirà al proprio inverter.
- **Quadro elettrico di protezione interfaccia rete lato AC (QPI):** l'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato di n° 1 quadro elettrico di protezione di interfaccia rete lato AC installato all'esterno, sulla parete perimetrale del locale bar.
- **Quadro elettrico linea attiva fotovoltaica (QIFV):** l'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato di n° 1 quadro elettrico di arrivo linea fotovoltaica (QIFV) ubicato sulla parete perimetrale della cabina di distribuzione secondaria MT/BT, sita in corrispondenza del cancello carrabile di accesso al sito.

- **Gruppo di misura dell'energia prodotta ed immessa in rete (M1):** il gruppo di misura in oggetto sarà installato, ad opera del personale tecnico dell'Impresa distributrice competente territorialmente (e-distribuzione S.p.A.), sulla parete perimetrale della cabina di distribuzione secondaria MT/BT, sita in corrispondenza del cancello carrabile di accesso al sito, in posizione concordata con il tecnico della Società e-distribuzione SpA durante il sopralluogo in situ.

3.1 Dispositivo Generale (DG), eventualmente DGL

Il Dispositivo Generale unico separa l'intero impianto Utente dalla rete BT del Distributore in caso di guasto a valle del punto di connessione (guasto interno).

Il Dispositivo Generale (DG) è costituito da interruttore automatico onnipolare conforme alla Norma CEI EN 60898 oppure conforme alla Norma CEI EN 60947-2 se adatto al sezionamento.

Il suddetto interruttore deve avere un potere di interruzione (o potere di cortocircuito) non inferiore ai valori di corrente di cortocircuito stabiliti al punto 5.1.3 della norma CEI 0-21.

In alternativa, può essere impiegato anche un interruttore di manovra-sezionatore combinato con fusibili (conforme alla Norma CEI EN 60947-3), nel rispetto dei requisiti di cui sopra.

In alternativa al DG unico, è consentito installare fino al massimo di 3 (tre) DGL come illustrato in fig. 1.

Il Dispositivo Generale (DG):

- non deve aprirsi per guasti a monte dell'impianto dell'Utente;
- deve aprirsi per guasti sull'impianto dell'Utente.

Qualora l'Utente chieda al Distributore il valore della corrente di cortocircuito minima, il DG deve aprirsi per valori di corto circuito che superino il valore comunicato dal Distributore.

Il DG, eventualmente realizzato con più DGL, deve essere sempre presente.

Il Dispositivo Generale (DG) è costituito da interruttore automatico onnipolare conforme alla Norma CEI EN 60898-1 oppure conforme alla Norma CEI EN 60947-2, se adatto al sezionamento.

Il suddetto interruttore deve avere un potere di interruzione, o potere di cortocircuito, non inferiore ai valori di corrente di cortocircuito stabiliti al punto 5.1.3. della norma CEI 0-21.

In alternativa, può essere impiegato anche un interruttore di manovra-sezionatore combinato con fusibili (conforme alla Norma CEI EN IEC 60947-3), nel rispetto dei requisiti di cui sopra.

In alternativa al DG unico, è consentito installare fino al massimo di 3 (tre) DGL, come illustrato in Figura 1.

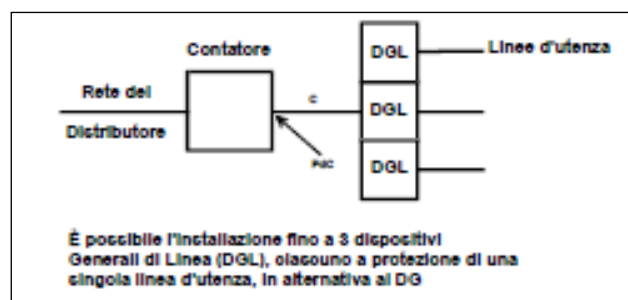


Figura 1: Uso di DGL per la protezione dell'impianto dell'Utente in alternativa al DG

3.2 Dispositivo di interfaccia (DDI)

Il Dispositivo di Interfaccia (DDI) separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione.

Funzioni del DDI

Il DDI ha lo scopo di evitare che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete BT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto o la rete;
- in caso di richiusure automatiche/manuali di interruttori sulla rete del Distributore⁵, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento.

Il potenziale danneggiamento dipende dalle caratteristiche del generatore elettrico e dell'eventuale relativo motore primo; l'intervento del DDI non è in grado di assicurare totalmente l'assenza di richiusure con generatore in discordanza di fase, pertanto:

- nel caso di generatori tradizionali, è possibile agire tramite opportune protezioni del generatore in funzione delle caratteristiche specifiche del generatore stesso e del tempo di attesa alla richiusura rapida, che verrà comunicato dal Distributore; in questi casi è ammesso, quindi, un possibile intervento non coordinato tra SPI e protezioni del generatore;
- nel caso di generatori statici, invece, l'assenza di danneggiamenti derivanti da richiusure in discordanza di fase deve essere assicurata dalle caratteristiche proprie (HW e/o sistema di controllo) dell'inverter, indipendentemente dal tempo di attesa alla eventuale richiusura da parte del Distributore; in questi casi non è ammesso un intervento non coordinato tra SPI e protezioni del generatore⁶.

⁵ Le richiusure automatiche sono effettuate tipicamente sulla rete MT del Distributore, con modalità tripolare.

Inoltre, possono esserci aperture e richiusure manuali effettuate dal Distributore per esigenze di esercizio della rete.

⁶ Ciò significa, per esempio, che le protezioni di frequenza del generatore non devono causare il distacco del generatore stesso dalla rete in maniera anticipata rispetto al corretto intervento del SPI.

Schemi impiegabili

Il DDI può coincidere con il DDG se non ci sono carichi privilegiati.

Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

È ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI.

L'impiego di più SPI, al limite uno per ciascun DDI presente, è ammesso per impianti con potenza complessiva fino a 11,08 kW compresi.

Per impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW è ammesso che siano presenti fino a tre dispositivi di interfaccia distinti, ciascuno con la propria PI, sprovvisti di funzionamento in OR.

Se i dispositivi presenti sono superiori a tre, si deve prevedere il loro funzionamento in OR (l'anomalia rilevata da ciascun SPI provoca lo sgancio di tutti i DDI).

Dispositivi ammessi in funzione di DDI

Il dispositivo di interfaccia deve essere costituito da:

- interruttore di manovra-sezionatore o interruttore automatico idoneo al sezionamento, oppure
- contattore onnipolare⁷ di categoria AC3⁸;

Per generatori con inverter di potenza nominale fino a 11,08 kW, con DDI interno, si devono utilizzare due dispositivi, di cui almeno un contattore di categoria AC1, che dovrà garantire una distanza minima in aria tra i contatti aperti secondo quanto previsto nella norma IEC 62109-1 (§.7.3.7) e IEC 62109-2 (§.4.4.4.15.2.1).

Per connessioni monofase, il contattore deve interrompere sia la fase che il neutro.

Per connessioni polifase il contattore deve interrompere tutte e tre le fasi ed il neutro.

La funzione di interruzione del secondo dispositivo potrà essere assolta dall'inverter a condizione che, in caso di guasto sul controllo dell'inverter, l'inverter stesso sia spento e sia impossibilitata qualsiasi funzione di connessione alla rete fino alla risoluzione della anomalia.

Per generatori con inverter di potenza nominale fino a 11,08 kW senza trasformatore per la connessione alla rete di distribuzione, i due dispositivi DDI devono essere entrambi di categoria AC1.

⁷ Norma CEI EN 60947-4-1 e successive varianti.

⁸ Il dispositivo deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8, art. 537.

Sia l'interruttore che il/i contattore/i devono essere asserviti in apertura al sistema di protezione di interfaccia (SPI); nel caso di interruttore, il circuito di apertura deve essere a mancanza di tensione.

Rincalzo per mancata apertura del DDI

Per potenze superiori a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di rincalzo al DDI (che eventualmente può essere il DG/DGL).

La funzione di rincalzo al dispositivo di interfaccia è realizzata tramite l'invio, temporizzato al massimo di 0,5 s, del comando di apertura mediante bobina a mancanza di tensione, bobina a lancio di corrente o altro mezzo equivalente al fine di garantire la sicurezza sull'apertura della protezione di interfaccia ad un altro dispositivo (di rincalzo) in grado di separare il/i generatore/i dalla rete in caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia.

Il ripristino del dispositivo di rincalzo deve avvenire solo manualmente.

Per impianti indirettamente connessi, qualora l'inverter sia già dotato di un DDI interno di tipo elettromeccanico conforme a quanto indicato nel par. 8.2.2 della norma CEI 0-21, è ammesso che questo assolva la funzione rincalzo al DDI purché in grado di ricevere il segnale di apertura ritardata proveniente dal SPI esterno.

Per impianti di produzione con potenza unitaria o complessiva superiore a 20 kW, devono sempre essere presenti almeno due dispositivi tra il generatore e la rete, asserviti alla protezione di interfaccia di cui:

- uno assolva la funzione di DDI;
- l'altro assolva la funzione di rincalzo al DDI.

L'azione combinata dei due dispositivi separa pertanto in maniera affidabile i generatori dalla rete del Distributore.

3.3 Dispositivo di Generatore (DDG)

Funzioni del DDG

Il Dispositivo di Generatore (DDG) separa il generatore dall'impianto, assicurando:

- l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni ordinarie cioè in assenza di guasti o di funzionamenti anomali del sistema di produzione;
- la protezione dell'impianto di produzione, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell'impianto di produzione;
- l'intervento coordinato del dispositivo del generatore e dei dispositivi di protezione dei carichi privilegiati (qualora presenti) per guasti dell'impianto durante il funzionamento in isola;
- l'intervento coordinato del dispositivo di generatore, di quello di interfaccia e del dispositivo generale in caso di guasti sulla rete del Distributore. In particolare, in questi casi, il dispositivo di generatore può intervenire
- solo come ricalzo del dispositivo di interfaccia per generatori di qualsivoglia tipologia connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (generatori statici);
- per salvaguardare l'integrità del generatore sincrono/asincrono direttamente connesso alla rete (generatori tradizionali).

Schemi impiegabili

Lo schema illustrato in figura 2 prevede la presenza del DDG.

Tale dispositivo deve essere comunque previsto qualora svolga la funzione di ricalzo del DDI⁹.

L'esclusione del generatore, ad esempio per manutenzione, può inoltre prevedere l'esclusione della protezione di interfaccia tramite i contatti discordi del DDG.

Le protezioni del generatore agiscono sul DDG, qualora presente.

⁹ La funzione di ricalzo al DDI, qualora prevista, può essere svolta anche dal DG; in questo caso, tuttavia (impiego del DG come ricalzo), l'eventuale intervento della funzione di ricalzo causerà l'esclusione dalla rete del complessivo impianto di Utente, ovvero della sola porzione interessata (impiego dei DGL).

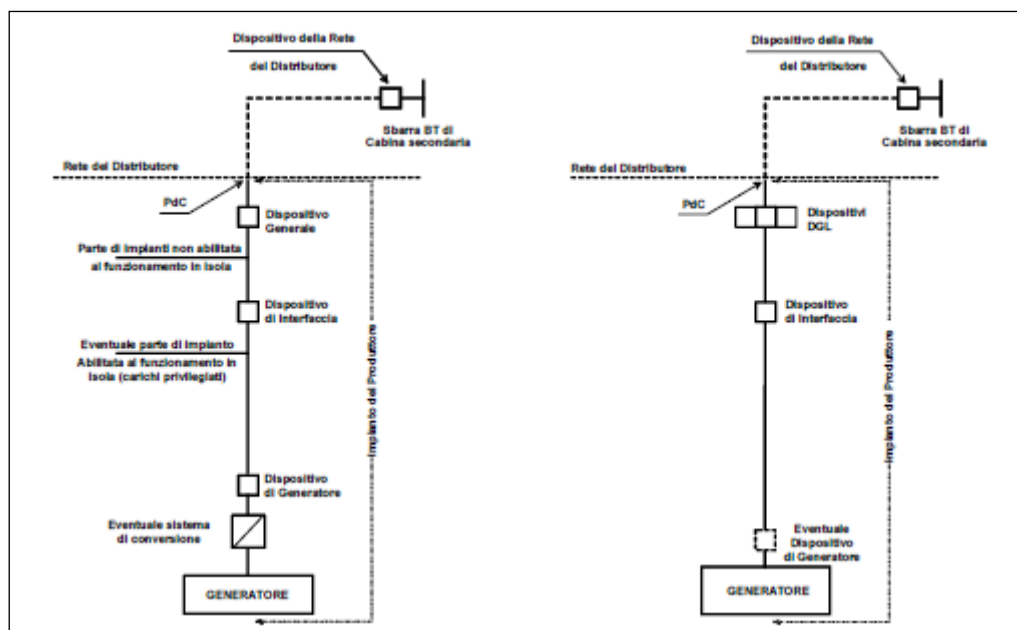


Figura 2: Rappresentazione schematica delle configurazioni di sistemi di produzione in parallelo alla rete del Distributore

Dispositivi ammessi in funzione di DDG

Il DDG, in ogni caso, deve essere in grado di interrompere le correnti di guasto fornite dal generatore stesso.

Se coincidente con DG o con DDI, deve, inoltre, avere almeno le medesime caratteristiche del DG o del DDI.

Nel caso di generatori statici a microinverter, il DDG deve essere dimensionato in funzione della potenza complessivamente sottesa ad un unico sistema di connessione.

3.4 Sistemi di protezione

Sistema di protezione generale (SPG)

Il sistema di protezione generale deve essere quello indicato per gli Utenti passivi.

Sistema di protezione di interfaccia (SPI)

Le prescrizioni di cui al presente paragrafo sono finalizzate, in prospettiva, al rispetto del disposto del D.M. 5 maggio 2011 (art. 11 comma 3 lettera b, lettera c e lettera f).

Si premette che se il sistema di protezione di interfaccia è installato sul lato BT di un'utenza connessa alla rete MT, si applica la Norma CEI 0-16¹⁰.

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, realizza le finalità di cui al paragrafo 8.2.2.1 della norma CEI 0-21, prevedendo le seguenti funzioni:

- protezione di massima/minima frequenza;
- protezione di massima/minima tensione;
- capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850(55) finalizzati a52
- presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza);
- comando di telescatto nel caso di installazione di dispositivo dedicato (relè di protezione).

Il protocollo IEC 61850 deve essere certificato di livello A da un laboratorio di terza parte accreditato CEI UNI EN ISO/IEC 17025 o organismo accreditato CEI UNI EN ISO/IEC 17065, relativamente alle funzioni necessarie alla predetta gestione del comando di telescatto.

Per i sistemi trifase, le protezioni:

- di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali alle tre tensioni BT concatenate;
- di massima/minima frequenza devono avere in ingresso grandezze proporzionali almeno ad una tensione concatenata BT.

Il SPI deve essere realizzato secondo le caratteristiche riportate in A1 (norma CEI 0-21) e A2 (norma CEI 0-21) e verificato secondo le modalità previste in A3 (norma CEI 0-21); **l'attivazione di qualsiasi funzione di protezione deve determinare l'apertura del dispositivo di interfaccia DDI.**

Le regolazioni delle protezioni avvengono sotto la responsabilità dell'Utente secondo le indicazioni della Norma CEI 0-21.

¹⁰ Questa prescrizione si applica per impianti di produzione con potenza superiore a 30 kW.

Tenendo conto dei valori di regolazione e dei tempi di intervento normalmente indicati, per tutti i tipi di guasto sulla rete del Distributore, si ha generalmente l'intervento del relè di frequenza, mentre i relè di tensione assolvono una funzione prevalentemente di rinalzo.

Il sistema di protezione di interfaccia deve essere realizzato tramite:

- un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 11,08 kW;
- un dispositivo integrato nell'apparato di conversione statica oppure un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza fino a 11,08 kW.

Le prescrizioni per le relative prove dell'SPI devono essere conformi a quanto riportato in A4 (norma CEI 0-21).

Il sistema di protezione di interfaccia deve essere verificabile durante il suo funzionamento:

- secondo quanto indicato in A4 della norma CEI 0-21, per il dispositivo dedicato (relè di protezione);
- secondo quanto indicato in A.4.4 della norma CEI 0-21, per il dispositivo integrato (autotest).

REGOLAZIONI DEL SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA

Le regolazioni del SPI sono riportate nella seguente tabella 1.

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.81, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	Variabile in funzione del valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s.
Massima tensione (59.82)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.81) ^(*)	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione (27.82) ^(****)	0,4 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.81) ^(*) 0	50,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.81) ^(*) 0	49,5 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.82) 0	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.82) 0	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §
<p>(*) Soglia abilitata solo con segnale esterno al valore alto e con comando locale alto.</p> <p>(**) Nel caso di generatori tradizionali, il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 11,08 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale.</p> <p>(****) Soglia obbligatoria per i soli generatori statici con potenza complessiva installata superiore a 11,08 kW.</p> <p>0 Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.</p> <p>§ Si veda in proposito quanto riportato nel testo che segue la Fig. 15.</p>		

Tabella 1: Regolazioni del SPI

Solamente la funzione di massima tensione 59.S1 deve essere realizzata come protezione basata sul valore medio di 10 min calcolato secondo quanto previsto dalla Norma EN 61000-4-30.

Al più tardi ogni 3 s deve essere creato un nuovo valore medio dei 10 min precedenti, da paragonare al valore di impostazione per la protezione 59.S1 di cui alla Tab. 1.

Limitatamente ai soli generatori statici (inverter), il SPI deve prevedere la possibilità di disabilitare, su comando locale protetto da usi impropri anche in assenza di segnale di comunicazione (cfr. Allegato D – norma CEI 0-21) le soglie $81 > S1$ e $81 < S1$, consentendo il funzionamento della soglia, sempre abilitata, compresa tra 47,5 Hz $81 <$ e 51,5 Hz $81 >$ ¹¹.

Le regolazioni possono essere riassunte mediante uno schema logico del funzionamento del SPI, illustrato nella Fig. 3.

Tale schema logico contiene anche l'indicazione dei segnali di teledistacco e di presenza rete comunicazione.

Le eventuali protezioni (integrate oppure esterne) del generatore statico alla rete devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia e quindi devono consentire il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza impostati nella protezione di interfaccia, come specificati nel regolamento di esercizio.

Per i generatori tradizionali, le eventuali protezioni del generatore che interferiscono con i campi di regolazione della protezione di interfaccia, devono essere riportate nel regolamento di esercizio.

In applicazione dell'Allegato A70 di TERNA, lo stato logico del "comando locale" di cui in Fig. 3 è definito, prima della connessione, nel regolamento di esercizio stabilito tra il Distributore e l'Utente attivo secondo le logiche riportate nei paragrafi 8.6.2.1.1 e 8.6.2.1.2 della norma CEI 0-21.

¹¹ Detta disabilitazione può avere un impatto sulla qualità del servizio fornita dalla rete del Distributore poiché può comportare una minore probabilità di successo delle procedure di richiusura automatica nonché di selezione automatica del tronco guasto nei casi di significativa presenza di Utenti attivi connessi alla rete

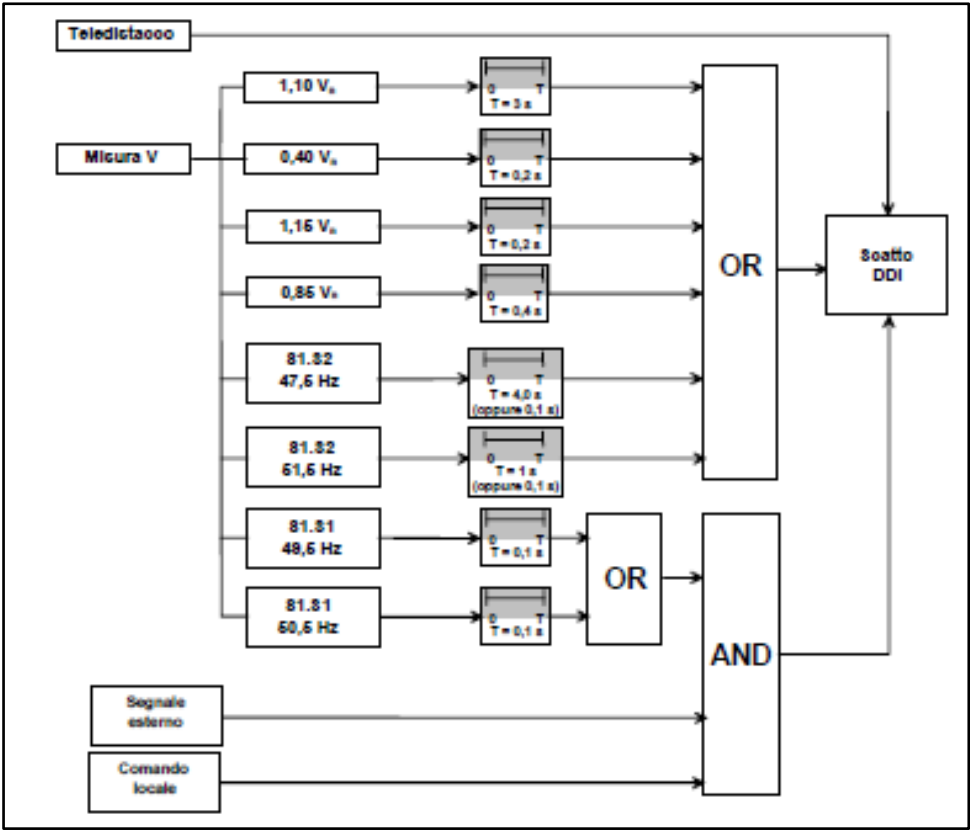


Figura 3: Schema logico funzionale del SPI

Le eventuali protezioni, integrate oppure esterne, del generatore statico alla rete devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia e quindi devono consentire il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza impostati nella protezione di interfaccia, come specificati nel regolamento di esercizio.

Per i generatori tradizionali, le eventuali protezioni del generatore che interferiscono con i campi di regolazione della protezione di interfaccia, devono essere riportate nel regolamento di esercizio.

In applicazione dell'Allegato A70 di TERNA, lo stato logico del "comando locale" di cui in Figura 3 è definito, prima della connessione, nel regolamento di esercizio stabilito tra il Distributore e l'Utente attivo secondo le logiche riportate nei paragrafi seguenti.

Modalità transitoria di funzionamento del sistema di protezione di interfaccia

(stand alone, impiego del SPI sulla base di sole informazioni locali)

Segnale esterno: in modalità transitoria (funzionamento stand alone), lo stato di questo ingresso logico deve essere stabilmente alto (setting).

Tramite il comando locale:

- nello stato basso (valore 0), si ottiene il funzionamento permanente in soglie permissive;
- nello stato alto (valore 1), si ottiene il funzionamento permanente in soglie restrittive (legato a possibili esigenze del Distributore).

In questa modalità di funzionamento, il tempo di intervento delle protezioni $81 < S2$ e $81 > S2$ deve essere pari a 0,1 s.

L'impostazione locale del relè può essere eseguita mediante diverse modalità, purché protette da usi impropri (es. password, ecc...).

Modalità definitiva di funzionamento del sistema di protezione di interfaccia

(impiego del SPI sulla base di letture locali e di informazioni/comandi esterni)

Segnale esterno: lo stato di questo ingresso logico sarà:

- basso (valore 0) in caso di rete di comunicazione realmente operativa;
- alto (valore 1) in caso di rete di comunicazione temporaneamente non operativa;
- alto (valore 1) in caso di comando esterno inviato dal DSO (ad. Es., in caso di guasto sulla rete MT del Distributore).

Il comando locale deve essere settato permanentemente nello stato alto (valore 1).

In questa modalità di funzionamento, il tempo di intervento sarà pari a 1 s per la protezione di massima frequenza ($81 > S2$) e a 4 s per la protezione di minima frequenza ($81 < S2$).

L'impostazione locale del relè può essere eseguita mediante diverse modalità, purché protette da usi impropri (es. password, ecc...).

Esclusione temporanea del SPI

Se il sistema di protezione di interfaccia è realizzato tramite dispositivo dedicato (relè esterno), il SPI può essere escluso temporaneamente solo in una delle seguenti condizioni particolari di esercizio:

- l'impianto dell'Utente attivo è "in isola" e il dispositivo generale, o qualsiasi altro dispositivo, posto tra la rete di distribuzione e il dispositivo di interfaccia, che impedisce, con dispositivi di interblocco elettrici e/o meccanici, il parallelo dell'impianto di produzione con la rete di distribuzione, siano bloccati in posizione di aperto;
- tutti i gruppi di generazione sono disattivati fuori servizio e scollegati.

L'esclusione deve essere realizzata mediante un contatto chiuso con dispositivo del generatore aperto, posto in parallelo al contatto di scatto delle protezioni di interfaccia.

Se sono presenti più generatori e un unico dispositivo di interfaccia, i contatti discordi dovranno essere posti in serie tra loro affinché l'esclusione di detto dispositivo avvenga solo quando tutti i generatori sono disattivati.

Nel caso siano presenti più interruttori di interfaccia, l'apertura dell'interruttore di ciascun generatore deve escludere il rispettivo SPI.

Sistema di protezione del generatore

Le protezioni degli impianti di produzione, che agiscono su un DDG, hanno la funzione di arrestare il processo di conversione dell'energia, quando si manifesti un guasto od un funzionamento anomalo nell'impianto di produzione stesso o nei carichi dell'impianto, al fine di eliminare tale guasto senza compromettere l'integrità delle apparecchiature presenti in impianto.

Le eventuali protezioni, integrate oppure esterne, del generatore statico alla rete devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia e quindi devono consentire il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza impostati nella protezione di interfaccia, come specificati nel regolamento di esercizio.

Per i generatori tradizionali, le eventuali protezioni del generatore che interferiscono con i campi di regolazione della protezione di interfaccia, devono essere riportate nel regolamento di esercizio.

3.5 Linee di alimentazione

Tutti i cavi scelti per le diverse sezioni di impianto (c.c. e c.a.), sono stati determinati in modo da rispettare i seguenti criteri di dimensionamento:

a) Limite della caduta di tensione

La caduta di tensione tra due punti qualsiasi dell'impianto non dovrà mai essere superiore al 4% della tensione nominale di quel tratto di impianto, sia esso in c.c. o in c.a..

b) Limite della portata

Le sezioni dovranno consentire il trasporto del 120% della potenza nominale totale installata a valle, senza superare i limiti di portata indicati nelle norme CEI ed UNEL, tenuto conto delle condizioni di posa (vicinanza dei cavi nelle canalizzazioni) e di una temperatura ambiente massima di 40 °C.

c) Limite dell'energia termica passante

In ottemperanza alla norma CEI 64-8 dovrà essere verificata la congruenza tra le sezioni adottate e l'energia termica passante a valle degli apparecchi di interruzione, secondo le procedure esposte nelle norme tecniche pertinenti.

Le due configurazioni dovranno essere valutate con riferimento alle potenze di corto circuito, nonché alle caratteristiche di intervento degli apparecchi di interruzione installati.

3.6 Impianto di messa a terra

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

I moduli fotovoltaici, e tutto l'impianto lato c.c. sarà realizzato in classe d'isolamento II, e, pertanto, non sarà necessaria la messa a terra delle strutture metalliche di sostegno dei moduli FV e nemmeno delle cornici metalliche dei moduli fotovoltaici stessi.

Tutti i conduttori di protezione, necessari per il collegamento a terra delle carcasse metalliche degli inverter, degli scaricatori di sovratensione ecc..., dovranno attestarsi all'impianto di terra esistente dell'edificio.

L'impianto di messa a terra dovrà essere completo di capicorda, targhette di identificazione, eventuali canaline aggiuntive e quant'altro per la realizzazione dell'impianto a regola d'arte.

4 CRITERI GENERALI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

I criteri utilizzati per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico dovranno prevedere:

a) Limite della caduta di tensione entro il 4%

In funzione delle apparecchiature previste, tra i due punti più sfavorevoli dell'impianto, la caduta di tensione percentuale dovrà essere inferiore al 4%.

A tal fine sarà da applicarsi la seguente espressione analitica:

$$\Delta V = I_{\max} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot L$$

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100$$

dove:

- L è la lunghezza della linea
- R è la resistenza per unità di lunghezza della linea
- X è la reattanza per unità di lunghezza della linea
- $\cos \varphi$ è il fattore di potenza
- I_{\max} è la corrente massima in quel tratto di impianto
- V_n è la tensione nominale di quel tratto di impianto

b) Limite della tensione a vuoto

In funzione delle apparecchiature previste, la massima tensione a vuoto del generatore fotovoltaico, corrispondente alla minima temperatura ambiente, ipotizzabile per il sito di installazione, non dovrà superare la massima tensione di ingresso tollerata dall'inverter ($V_{DC-BUS \max}$).

Il rispetto di tale condizione è tassativo poiché un'eccessiva tensione del generatore può comportare un danno irreversibile all'inverter.

Per determinare la tensione a vuoto sarà da applicarsi la seguente espressione analitica:

$$V_{OC_max} (@T_{\min}) = V_{OC_STC} - \beta \cdot (25 - T_{cell})$$

dove:

$V_{OC_max}(@T_{min})$: è la tensione a vuoto massima, riferita alla minima temperatura ambiente prevista per il sito di installazione

V_{OC_STC} : è la tensione a vuoto riferita alle condizioni di prova standard del modulo FV denominate STC ($1000W/m^2$, $25^{\circ}C$, $AM=1.5$)

β : è il coefficiente di temperatura riferito alla V_{OC} misurato in $\%/^{\circ}C$

T_{cell} : è la temperatura di lavoro della cella, alla minima temperatura ambiente prevista per il sito di installazione.

c) Intervallo di tensione MPPT

La minima tensione U_{mpp} del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio stimata per i moduli fotovoltaici, con un irraggiamento pari a $1000W/m^2$, non dovrà essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT, o degli MPPT, di cui è equipaggiato l'inverter/gli inverter.

La massima tensione U_{mpp} del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura di installazione stimata per i moduli fotovoltaici, con un irraggiamento pari a $1000W/m^2$, non dovrà superare la massima tensione di funzionamento dell'MPPT, o degli MPPT, di cui è equipaggiato l'inverter/gli inverter.

d) Limite sulla corrente massima in ingresso all'inverter

Dovrà essere verificato che la massima corrente erogata dal generatore fotovoltaico nel funzionamento MPP, non superi la massima corrente di ingresso tollerata dall'inverter

$I_{DC-BUS\ max}$

5 CRITERI GENERALI DI PROTEZIONE DEGLI OPERATORI

In conformità all'articolo 712.536.2.2.5.1 della Norma CEI 64-8: *“Tutte le cassette di giunzione (cassette del generatore PV e dei pannelli PV) devono essere provviste di un avviso che indichi che le parti attive situate all'interno delle stesse cassette possono restare sotto tensione dopo il sezionamento dal convertitore PV”*.

Sugli inverter, e sul quadro lato corrente continua, andrà applicata apposita segnalazione che specifichi che trattasi di apparecchi elettrici sempre sotto tensione.

I cartelli monitori dovranno essere del tipo con scritta nera su sfondo giallo e dovranno riportare il simbolo di pericolo, con caratteristiche simili a quelli sotto riportati.



6 PRINCIPI DI PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Tutti gli impianti dovranno essere progettati avendo cura di garantire il massimo della sicurezza in termini di protezione attiva, tanto degli utilizzatori, che degli addetti alla manutenzione degli impianti medesimi.

Tutti i materiali, i componenti e le apparecchiature utilizzate saranno della migliore qualità e comunque conformi alle vigenti norme in materia di qualità e sicurezza del materiale elettrico (legge 18/10/1977 n. 791) o comunque con marchio di qualità (Rif. Art. IV del D.M. 13/06/1989).

6.1 Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti dovrà essere realizzata mediante isolamento delle parti attive entro involucri atti a garantire un grado di protezione IP non inferiore a quelli previsti da CEI 64-8/4 art. 412.2.1 – 412.2.2 – 412.2.3 – 412.2.4.

In particolare le parti attive dovranno essere poste entro involucri, o dietro barriere, tali da assicurare almeno il grado di protezione IPXXB, mentre le superfici superiori degli involucri, o delle barriere che risultano essere a portata di mano, dovranno avere un grado di protezione non inferiore a IPXXD; dove IPXXB ed IPXXD significano rispettivamente che il dito di prova, o il filo di prova del diametro di 1mm, non possono toccare parti in tensione.

6.2 Protezione contro i contatti indiretti

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64/8 articolo 413.1.5.

Nei sistemi IT le parti attive devono essere isolate da terra oppure essere collegate a terra attraverso un'impedenza di valore sufficientemente elevato.

Questo collegamento può essere effettuato al punto neutro del sistema, oppure ad un punto neutro artificiale, che può venire collegato direttamente a terra quando l'impedenza di sequenza zero risultante sia sufficientemente elevata.

Se non esiste alcun punto neutro, si può collegare a terra attraverso un'impedenza un conduttore di fase.

Nel caso di un singolo guasto a terra la corrente di guasto è quindi debole e non è necessario interrompere il circuito se le prescrizioni di cui in 413.1.5.3 sono soddisfatte. Si devono tuttavia prendere precauzioni per evitare il rischio di effetti fisiologici dannosi su persone in contatto con parti conduttrici simultaneamente accessibili nel caso di doppio guasto a terra.

Essendo l'impianto realizzato in classe di isolamento II, la protezione contro i contatti indiretti sarà garantita attraverso l'utilizzo di componenti in doppio isolamento.

Per garantire la protezione sul lato c.a., verranno installati i dispositivi di interruzione automatica del circuito e saranno attuate tutte le soluzioni tecniche atte a garantire la protezione contro i contatti indiretti secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64/8 articolo 413.1.4; in particolare essendo le reti di distribuzione del tipo TT dovrà essere in ogni punto della rete verificata la relazione:

$$R_T < \frac{50}{I_a}$$

dove:

R_T è il valore della resistenza di terra [Ω]

I_a è il valore della corrente che provoca l'apertura automatica del dispositivo di protezione (corrente differenziale nominale per dispositivi corredati di relè differenziale) entro 5 s.

6.3 Protezione contro i sovraccarichi

Saranno previsti dispositivi di protezione per interrompere le correnti di sovraccarico dei conduttori del circuito, come prescritto dall'art. 433.1 della norma CEI 64-8.

Le due condizioni fondamentali da rispettare per una corretta scelta del dispositivo di protezione dal sovraccarico sono (art. 433.2 CEI 64-8):

- una corrente nominale I_n compresa tra I_b e I_z
- una corrente di funzionamento che deve essere: $I_f \leq 1,45 I_z$

dove:

- I_n è la corrente nominale;
- I_f è la corrente di intervento del dispositivo di protezione (corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite);
- I_z è la corrente di impiego;
- I_b è la portata del cavo.

6.4 Protezione contro i cortocircuiti

Per garantire la protezione dai cortocircuiti, come previsto dall'art. 434.2 della norma CEI 64-8 i dispositivi di protezione del cavo che dovranno avere le seguenti caratteristiche:

- un potere di interruzione che dovrà essere, almeno quello estremo I_{cu} , superiore alla corrente di cortocircuito presunta.
- una energia specifica superiore a quella del cavo:

$$I^2 t < K^2 S^2$$

dove:

- $I^2 t$ energia lasciata passare dal dispositivo di protezione;
- $K^2 S^2$ energia ammessa dal conduttore.

6.5 Protezione contro le sovratensioni

Il campo fotovoltaico essendo dislocato all'esterno risulterà esposto a sovratensioni derivanti da scariche atmosferiche, sia di tipo diretto (struttura colpita dal fulmine), che indiretto (fulmine che si abbatte nelle vicinanze).

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà costituita da carpenteria metallica ancorata alla copertura esistente (coppi).

La fulminazione indiretta crea sovratensioni nei circuiti elettrici principalmente per accoppiamento induttivo. I circuiti in c.c. che collegano tra loro i moduli fotovoltaici hanno tipicamente la forma di anello chiuso e pertanto sono spesso la causa di accoppiamenti induttivi con i campi elettromagnetici generati dai fulmini.

Sarà necessario prevedere una disposizione dei moduli fotovoltaici e dei circuiti che li collegano, tale da ridurre al minimo l'ampiezza dell'area circoscritta dai circuiti stessi, che potrà risultare esposta ad induzione da scariche atmosferiche. Si raccomanda, quando possibile, di realizzare per ciascuna stringa di moduli due anelli nei quali la corrente circoli in senso opposto.

Inoltre, ai terminali dei dispositivi sensibili (organi elettromeccanici e circuiti elettronici, in particolare inverter) sarà installato un sistema di protezione, costituito da SPD, con soglie di intervento adatte alla tensione di lavoro del circuito.

Tale sistema di protezione, oltre a limitare la sovratensione differenziale, dovrà intervenire per sovratensione di modo comune.

Nell'uso di SPD si dovrà tenere conto della possibilità che la sovratensione superi il valore massimo dell'energia dissipabile dal dispositivo stesso; pertanto saranno da usare scaricatori con fusibile incorporato oppure andrà abbinato al dispositivo un fusibile coordinato.

Poiché i dispositivi limitatori di sovratensione sono in derivazione sui circuiti e non in serie, la loro perdita di efficacia non pregiudica il funzionamento dell'impianto, rendendo così difficile rilevare il mancato funzionamento del dispositivo.

I dispositivi di protezione dovranno essere impiegati per fornire protezione contro le sovratensioni nei seguenti punti del circuito:

- punto di sezionamento in corrente continua, in prossimità degli inverter, lato moduli fotovoltaici;
- in uscita dagli inverter, lato alternata.

6.6 Segnaletica di sicurezza VV.F.

Poiché l'impianto fotovoltaico in oggetto è installato sulla copertura di un edificio ricadente nel perimetro legislativo della normativa di prevenzione incendi, la *"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione Anno 2012"*, emanata dal Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile con la nota DCPREV prot. n. 0001324 del 07 febbraio 2012, ed i successivi chiarimenti di cui alla nota DCPREV prot. n. 0006334 del 04 maggio 2012, stabilisce che l'area in cui è ubicato il generatore fotovoltaico ed i suoi accessori, qualora accessibile, dovrà essere segnalata con apposita cartellonistica conforme al D. Lgs. 81/2008.

La predetta cartellonistica dovrà riportare la seguente dicitura:

ATTENZIONE: IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN TENSIONE DURANTE LE ORE DIURNE (... Volt).

La predetta segnaletica, resistente ai raggi ultravioletti, dovrà essere installata ogni 10 m per i tratti di condotta.



Nel caso di generatori fotovoltaici presenti sulla copertura dei fabbricati, detta segnaletica dovrà essere installata in corrispondenza di tutti i varchi di accesso del fabbricato.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D. Lgs. 81/2008.

7 CALCOLI DI PROGETTO

Nelle pagine seguenti sono riportati i calcoli di progetto riguardanti il dimensionamento delle linee in corrente alternata e le relative verifiche di coordinamento.

PUNTO DI CONNESSIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO (PDC)

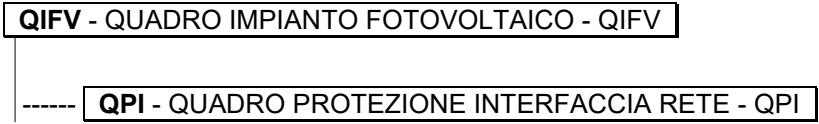
DATI GENERALI DI IMPIANTO

Tensione Nominale [V]	Sistema di Neutro	Distribuzione	Potenza in immissione richiesta [kW]	Frequenza [Hz]
400	TT UI=50 Ra=1 Ig=50	3 Fasi + Neutro	80	50

PUNTO DI CONNESSIONE (PDC)

I _{cc} [kA]	dV a monte [%]	Cos φ _{cc}	Cos φ carico
15	0,0	0,30	0,90

STRUTTURA QUADRI LATO AC



LINEE

Utenza	Siglatura	Ph/N/PE Derivazione	P [kW]	Cos φ	Tensione [V]	I _b [A]
--------	-----------	------------------------	--------	-------	-----------------	-----------------------

Quadro: [QIFV] QUADRO IMPIANTO FOTOVOLTAICO - QIFV

GENERALE LINEA FV DG	U0.1.2	3F+N+PE	80,05	0,90	400	128,54
CIRCUITO DI SGANCIO VIGILI DEL FUOCO		F+N+PE	2,75	0,90	230	13,23

Quadro: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI

GENERALE AUSILIARI DI CENTRALE	U1.1.1	F+N+PE	0,05	0,90	230	0,24
PROTEZIONE USCITA BUFFER (24 VDC)		3F+N+PE	0		400	0
SPD CON PROTEZIONE		3F+N+PE	0		400	0
SMART POWER SENSOR		3F+N+PE	0		400	0
ALIMENTAZIONE AUSILIARIA SPI		3F+N+PE	0		400	0
INGRESSI VOLTMETRICI SPI	U1.2.1	3F+N+PE	0	0,90	400	0
DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)		3F+N+PE	80		400	128,3
LINEA INVERTER N° 1 (DDG1)		3F+N+PE	40		400	64,15
LINEA INVERTER N° 2 (DDG2)	U1.2.2	3F+N+PE	40	0,90	400	64,15

LISTA LIMITATORI DI SOVRATENSIONE

Utenza	Modello SPD	I_{imp} [kA]	I_{max} [kA]	I_n [kA]	U_p [kV]
Quadro: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI					
SPD CON PROTEZIONE	iQuick PRD40r 3P+N Tipo 2		40	20	1,5

REGOLAZIONI

Utenza	Interruttore	Curva Sganciatore	I_n [A]	I_r [A]	T_r [s]	I_m [kA]	I_{sd} [kA]	T_{sd} [s]
Siglatura	Poli	I_i	I_g [$xI_n - A$]	T_g [s]	Differenz.	Classe	$I_{\Delta n}$ [A]	$T_{\Delta n}$ [ms]

Quadro: [QIFV] QUADRO IMPIANTO FOTOVOLTAICO - QIFV

GENERALE LINEA FV DG Q0.1.1	NSXm E 4	MicroL4.1 Vigì -	160 -	160 -	- Micrologic Vigì	1,6 A	1,6 0,5	- 0
CIRCUITO DI SGANCIO VIGILI DEL FUOCO Q0.1.2	iC60 H 2	C -	16 -	16 -	-	0,16	0,16	-

Quadro: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI

GENERALE AUSILIARI DI CENTRALE Q1.1.1	iC60 N 2	C -	6 -	6 -	- Vigì	0,06 A	0,06 0,03	- Ist.
LINEA INVERTER N° 1 (DDG1) Q1.2.1	C120 N 4	C -	80 -	80 -	- Vigì	0,8 A	0,8 0,3	- Ist.
LINEA INVERTER N° 2 (DDG2) Q1.2.2	C120 N 4	C -	80 -	80 -	- Vigì	0,8 A	0,8 0,3	- Ist.

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QIFV] QUADRO IMPIANTO FOTOVOLTAICO - QIFV
LINEA: ATTIVA FOTOVOLTAICA

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
82,8	141,77	141,77	128,3	128,3	0,9		1	

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	T _{emp.} [°C]	n° supp.	Resistività [°K m/W]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K sicur.
L1	3F+N+PE	uni	1	15	40	1		-	ravv.		1,1

Sezione Conduttori [mm²]			R _{cavo} [mΩ]	X _{cavo} [mΩ]	R _{tot} [mΩ]	X _{tot} [mΩ]	ΔV _{cavo} [%]	ΔV _{tot} [%]	ΔV _{max prog} [%]
fase	neutro	PE							
1x 50	1x 25	1x 25	0,37	0,1	5,45	16,26	0,02	0,02	4

I _b [A]	I _z [A]	I _{cc max inizio linea} [kA]	I _{cc max Fine linea} [kA]	I _{ccmin fine linea} [kA]	I _{cc Terra} [kA]
141,77	178,69	15	14,81	4,8	0,05

Designazione / Conduttore
FG16R16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1,a3/Cu

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	-	-	-

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QIFV] QUADRO IMPIANTO FOTOVOLTAICO - QIFV
LINEA: GENERALE LINEA FV – DISPOSITIVO GENERALE (DG)

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
80,05	128,54	128,54	128,3	128,3	0,9			

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	T _{emp.} [°C]	n° supp.	Resistività [°K m/W]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K sicur.
L0.1.1	3F+N+PE	uni	70	61	30		1,08	0,8	ravv.		1

Sezione Conduttori [mm²]			R _{cavo} [mΩ]	X _{cavo} [mΩ]	R _{tot} [mΩ]	X _{tot} [mΩ]	ΔV _{cavo} [%]	ΔV _{tot} [%]	ΔV _{max prog} [%]
fase	neutro	PE							
1x 70	1x 35	1x 35	18,52	6,76	23,97	23,01	1,31	1,34	4

I _b [A]	I _z [A]	I _{cc max inizio linea} [kA]	I _{cc max Fine linea} [kA]	I _{ccmin fine linea} [kA]	I _{cc Terra} [kA]
128,54	184,8	14,81	7,64	1,56	0,05

Designazione / Conduttore
FG16R16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1,a3/Cu

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	I _n [A]	I _r [A]	T _r [s]	I _m [kA]	I _{sd} [kA]
Siglatura	T _{sd} [s]	I _i	I _g [xI _n - A]	T _g [s]	Differenz.	Classe	I _{Δn} [A]	T _{Δn} [ms]
GENERALE LINEA FV DG	NSXm E	4	MicroL4.1 Vigì	160	160	-	1,6	1,6
Q0.1.1	4	-	-	-	Micrologic Vigì	A	0,5	0

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	SI

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QIFV] QUADRO IMPIANTO FOTOVOLTAICO - QIFV
LINEA: CIRCUITO DI SGANCIO VIGILI DEL FUOCO

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
2,75	13,23	13,23	0	0	0,9	1		

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	T _{emp.} [°C]	n° supp.	Resistività [°K m/W]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K sicur.
L0.1.2	F+N+PE	multi	65	61	30		1,06	0,8	ravv.		1

Sezione Conduttori [mm²]			R _{cavo} [mΩ]	X _{cavo} [mΩ]	R _{tot} [mΩ]	X _{tot} [mΩ]	ΔV _{cavo} [%]	ΔV _{tot} [%]	ΔV _{max prog} [%]
fase	neutro	PE							
1x 4	1x 4	1x 4	300,95	6,57	306,4	22,82	3,85	3,88	4

I _b [A]	I _z [A]	I _{cc max inizio linea} [kA]	I _{cc max Fine linea} [kA]	I _{ccmin fine linea} [kA]	I _{cc Terra} [kA]
13,23	38,44	5,92	0,41	0,17	0,05

Designazione / Conduttore
FG16OR16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1,a3/Cu

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	I _n [A]	I _r [A]	T _r [s]	I _m [kA]	I _{sd} [kA]
Siglatura	T _{sd} [s]	I _i	I _g [xI _n - A]	T _g [s]	Differenz.	Classe	I _{Δn} [A]	T _{Δn} [ms]
CIRCUITO DI SGANCIO VIGILI DEL FUOCO	iC60 H	2	C	16	16	-	0,16	0,16
Q0.1.2	2	-	-	-				

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	---

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: GENERALE QUADRO – DISPOSITIVO DI RINCALZO (DDR)

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
80,05	128,54	128,54	128,3	128,3	0,9		1	

SEZIONATORE

Siglatura	Modello	I _n [A]	U _{imp} [kV]	I _{cm} / I _{Δm} [kA]	I _{cw} [kA]	Coordin. interr. Monte [kA]
S1	NSXm160N A	160	8	2,13	1,50	16

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: GENERALE AUSILIARI DI CENTRALE

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
0,05	0,24	0,24	0	0	0,9	1		

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	T _{emp.} [°C]	n° supp.	Resistività [°K m/W]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K sicur.
L1.1.1	F+N+PE	uni	5	15	40	1		-	ravv.		1,1

Sezione Conduttori [mm²]			R _{cavo} [mΩ]	X _{cavo} [mΩ]	R _{tot} [mΩ]	X _{tot} [mΩ]	ΔV _{cavo} [%]	ΔV _{tot} [%]	ΔV _{max prog} [%]
fase	neutro	PE							
1x 2,5	1x 2,5	1x 2,5	37,04	0,78	61,01	23,79	0	1,35	4

I _b [A]	I _z [A]	I _{cc max inizio linea} [kA]	I _{cc max Fine linea} [kA]	I _{ccmin fine linea} [kA]	I _{cc Terra} [kA]
0,24	30,6	2,88	1,64	0,77	0,05

Designazione / Conduttore
FG16R16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1,a3/Cu

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	I _n [A]	I _r [A]	T _r [s]	I _m [kA]	I _{sd} [kA]
Siglatura	T _{sd} [s]	I _i	I _g [xI _n - A]	T _g [s]	Differenz.	Classe	I _{Δn} [A]	T _{Δn} [ms]
GENERALE AUSILIARI DI CENTRALE	iC60 N	2	C	6	6	-	0,06	0,06
Q1.1.1	2	-	-	-	Vigi	A	0,03	Ist.

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	SI

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: PROTEZIONE LINEA USCITA BUFFER (24 VDC)

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
0	0	0	0	0				

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: SPD CON PROTEZIONE INCORPORATA

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
0	0	0	0	0				

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: SMART POWER SENSOR

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
0	0	0	0	0				

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: ALIMENTAZIONE AUSILIARIA SPI

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
0	0	0	0	0				

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: INGRESSI VOLTMETRICI SPI

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
0	0	0	0	0				

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
80	128,3	128,3	128,3	128,3	0,9		1	

CONTATTORE/TERMICO

Siglatura	Contattore	Un Bobina [V]	I _n [A]	Relè Termico	Reg. Min [A]	Reg. Max [A]
Ct1.1.7	LC1G115BEEA		250			

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: LINEA INVERTER N° 1 – DISPOSITIVO DI GENERATORE N° 1 (DDG1)

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
40	64,15	64,15	64,15	64,15	0,9	1		

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	T _{emp.} [°C]	n° supp.	Resistività [°K m/W]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K sicur.
L1.2.1	3F+N+PE	multi	5	31	40			-	ravv.	1	1

Sezione Conduttori [mm²]			R _{cavo} [mΩ]	X _{cavo} [mΩ]	R _{tot} [mΩ]	X _{tot} [mΩ]	ΔV _{cavo} [%]	ΔV _{tot} [%]	ΔV _{max prog} [%]
fase	neutro	PE							
1x 35	1x 25	1x 16	2,65	0,39	26,62	23,4	0,08	1,42	4

I _b [A]	I _z [A]	I _{cc max inizio linea} [kA]	I _{cc max Fine linea} [kA]	I _{ccmin fine linea} [kA]	I _{cc Terra} [kA]
64,15	93,18	7,64	7,16	1,43	0,05

Designazione / Conduttore
FG16OR16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1,a3/Cu

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	I _n [A]	I _r [A]	T _r [s]	I _m [kA]	I _{sd} [kA]
Siglatura	T _{sd} [s]	I _i	I _g [xI _n - A]	T _g [s]	Differenz.	Classe	I _{Δn} [A]	T _{Δn} [ms]
LINEA INVERTER N° 1 DDG1	C120 N	4	C	80	80	-	0,8	0,8
Q1.2.1	4	-	-	-	Vigi	A	0,3	Ist.

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	SI

CALCOLI E VERIFICHE

QUADRO: [QPI] QUADRO PROTEZIONE INTERFACCIA RETE - QPI
LINEA: LINEA INVERTER N° 2 – DISPOSITIVO DI GENERATORE N° 2 (DDG2)

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA LINEA

P [kW]	I _b [A]/I _{nm} [A]	I _{b L1} [A]	I _{b L2} [A]	I _{b L3} [A]	cos φ _b	K _{utilizzo}	K _{contemp.}	η
40	64,15	64,15	64,15	64,15	0,9	1		

CAVO

Siglatura	Derivazione	tipo cond.	Lungh. [m]	Posa 64-8	T _{emp.} [°C]	n° supp.	Resistività [°K m/W]	Prof. di Posa [m]	ravv. dist.	altri circuiti	K sicur.
L1.2.2	3F+N+PE	multi	5	31	40			-	ravv.	1	1

Sezione Conduttori [mm²]			R _{cavo} [mΩ]	X _{cavo} [mΩ]	R _{tot} [mΩ]	X _{tot} [mΩ]	ΔV _{cavo} [%]	ΔV _{tot} [%]	ΔV _{max prog} [%]
fase	neutro	PE							
1x 35	1x 25	1x 16	2,65	0,39	26,62	23,4	0,08	1,42	4

I _b [A]	I _z [A]	I _{cc max inizio linea} [kA]	I _{cc max Fine linea} [kA]	I _{ccmin fine linea} [kA]	I _{cc Terra} [kA]
64,15	93,18	7,64	7,16	1,43	0,05

Designazione / Conduttore
FG16OR16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1,a3/Cu

INTERRUTTORE

Utenza	Interruttore	Poli	Curva Sganciatore	I _n [A]	I _r [A]	T _r [s]	I _m [kA]	I _{sd} [kA]
Siglatura	T _{sd} [s]	I _i	I _g [xI _n - A]	T _g [s]	Differenz.	Classe	I _{Δn} [A]	T _{Δn} [ms]
LINEA INVERTER N° 2 DDG2	C120 N	4	C	80	80	-	0,8	0,8
Q1.2.2	4	-	-	-	Vigi	A	0,3	Ist.

VERIFICHE PROTEZIONI

Sovraccarico	Corto Circuito massimo	Corto Circuito minimo	Persone
SI	SI	SI	SI