

COMMITTENTE:



DIREZIONE INVESTIMENTI
DIREZIONE PROGRAMMI INVESTIMENTI
DIRETTRICE SUD - PROGETTO ADRIATICA

PROGETTAZIONE:



**INGEGNERIA DELLE TECNOLOGIE
S.O. ENERGIA E TRAZIONE ELETTRICA**

PROGETTO DEFINITIVO

FERMATA AV FOGGIA - CERVARO

IMPIANTI LFM

Relazione di Dimensionamento Impianto FV

SCALA:

-

COMMESSA LOTTO FASE ENTE TIPO DOC. OPERA/DISCIPLINA Progr. REV.

I A A 4 0 0 D 1 8 R H L F 0 1 0 0 0 0 1 A

Rev.	Descrizione	Redatto	Data	Verificato	Data	Approvato	Data	Autorizzato Data
A	Emissione definitiva	F. Carbone 	10/2021	L. Surace 	10/2021	L. D'Angelo 	10/2021	G. Guidi Buffarini 10/2021 ITALFERR S.p.A. U.O. Tecnologie Centro Ing. Guido Guidi Buffarini Ordine Ingegneri Provincia di Roma n° 15812

n. Elab.:

INDICE

1	PREMESSA.....	4
2	NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO	4
2.1	Leggi, Decreti e Circolari	5
2.2	Norme sugli impianti elettrici.....	6
2.3	Norme Tecniche del Settore (impianti fotovoltaici).....	8
2.4	Compatibilità elettromagnetica	10
2.5	Norme UNI	11
2.6	Delibere.....	11
3	TERMINOLOGIA	13
4	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	15
5	SCELTE PROGETTUALI	15
5.1	Dimensionamento	15
5.2	Producibilità e Ombreggiamenti.....	16
5.3	Interfacciamento con la rete	18
5.4	Scelta della tensione DC	18
5.5	Aspetti architettonici e strutturali.....	18
6	CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO.....	19
6.1	Disponibilità della fonte solare.....	19
6.2	Fattori Morfologici Ambientali	19
6.3	Dati di Progetto	20
6.4	Descrizione dell'impianto fotovoltaico.....	20
6.4.1	Moduli FV	21
6.4.2	Strutture di sostegno dei moduli	22
6.4.3	Dispositivo per la conversione DC/AC (inverter)	23
6.4.4	Cavi e cablaggi	24

6.4.5	Quadro Fotovoltaico (QFV)	26
6.4.6	Quadro Fotovoltaico (QSTR)	27
6.4.7	Contatori di energia	27
6.4.8	Sezione interfaccia rete	27
6.4.9	Canalizzazioni Portacavi	29
7	RENDIMENTO ENERGETICO DEL GENERATORE FV	29
8	VERIFICA DI COMPATIBILITÀ DEI COMPONENTI	31
8.1	Calcoli elettrici	32
8.2	Dimensionamento dei cavi in c.c. e c.a.	33
8.2.1	Calcolo della portata delle condutture (criterio termico)	34
8.2.2	Calcolo della caduta di tensione (c.d.t)	34
8.3	Protezione contro le scariche atmosferiche	36
8.4	Calcolo della Corrente di Corto Circuito lato AC	37
9	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	37
9.1	Sistema c.c.	37
9.2	Sistema a.c.	38

1 PREMESSA

Lo scopo della presente relazione è quello di fornire le indicazioni preliminari per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, da predisporre per la Fermata AV di Foggia, destinato a operare in parallelo alla rete elettrica di distribuzione ENEL.

Tale impianto sarà disposto sulla Pensilina Lato Parcheggio, da realizzarsi per gli interventi previsti nel Lotto della Fermata AV Foggia- Cervaro. In particolare, i moduli saranno fissati sulla copertura delle pensiline lato parcheggio, con una angolazione di 0° rispetto al tetto stesso. I pannelli quindi seguiranno la minima inclinazione che verrà data alla pensilina per favorire il deflusso delle acque (tale inclinazione minima favorisce un effetto autopulente del pannello in modo da evitare frequenti interventi di manutenzione e pulizia) e un orientamento, che segue orientamento del fabbricato viaggiatori/Pensilina.

Per quanto riguarda la stima di produttività si sono considerati i valori di irraggiamento riportati nella normativa UNI 10349 ed UNI 8477.

L'Impianto sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- Campo fotovoltaico
- Inverter
- Quadro in Continua (QSTR)
- Quadro di bassa tensione in c.a. (QFV)

Si evidenzia che i calcoli allegati sono sviluppati con programmi software dedicati, i quali utilizzano le apparecchiature elettriche delle principali ditte fornitrici, universalmente riconosciuti di elevata affidabilità e debitamente validati.

2 NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;

Relazione di dimensionamento Impianto FV	COMMESSA IAA4	LOTTO 00	CODIFICA D 18	DOCUMENTO RH LF 0100 001	REV. A	FOGLIO 5 di 38
--	-------------------------	--------------------	-------------------------	------------------------------------	------------------	--------------------------

- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

2.1 Leggi, Decreti e Circolari

- D.Lgs. 81/2008: Testo unico della sicurezza riguardante le Misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
- D.Lgs. n.504 del 26/10/1995, aggiornato nel 1/06/2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.
- D.Lgs. n.387 del 29/12/2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Legge n.239 del 23/08/2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- D.Lgs. n.192 del 19/08/2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- D.Lgs. n.311 del 29/12/2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19/08/2005, n.192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- D.Lgs. n.115 del 30/05/2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- D.Lgs. n.56 del 29/03/2010: modifiche e integrazioni al decreto 30/05/2008, n.115.
- Decreto del presidente della repubblica n.59 del 02/04/2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19/08/2005, n.192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.
- D.Lgs. n.26 del 2/02/2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.
- Decreto Legge n.73 del 18/06/2007: testo coordinato del Decreto Legge 18/06/2007, n.73.
- Decreto 2/03/2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
- Legge n.99 del 23/07/2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- Legge 13/08/2010, n.129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8/07/2010, n.105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)

Relazione di dimensionamento Impianto FV	COMMESSA IAA4	LOTTO 00	CODIFICA D 18	DOCUMENTO RH LF 0100 001	REV. A	FOGLIO 6 di 38
--	-------------------------	--------------------	-------------------------	------------------------------------	------------------	--------------------------

- D.Lgs. n.28 del 3/03/2011: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
- D.M. 37/08 Regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11-quaterdecies comma 13 lett. a della legge n°248 del 02/12/2005 recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- DCPREV, prot.5158: Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici (Edizione 2012)
- Nota DCPREV, prot.1324: Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 intitolata "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici"
- Decreto 19/02/2007: Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29/12/2003, n.387 (Secondo Conto Energia)
- Decreto 6/08/2010: Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare (Terzo conto Energia)
- Decreto 5/05/2011: Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (Quarto Conto Energia)
- Decreto 5/07/2012: Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3/03/2011, n.28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (Quinto Conto Energia)
- DM 02/03/2009: Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
- Deliberazione 12/07/2012 292/2012/R/EFR: Determinazione della data in cui il costo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6 miliardi di euro e della decorrenza delle modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 5/07/2012.
- D.Lgs. n.106/2017: Adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE n.305/2011 che fissa condizioni armonizzate per la commercializzazione dei prodotti da costruzione e che abroga la direttiva 89/106/CE
- Regolamento UE 305/11 concernente l'utilizzo dei "Prodotti da Costruzione"

2.2 Norme sugli impianti elettrici

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle Imprese distributrici di energia elettrica
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

Relazione di dimensionamento Impianto FV	COMMESSA IAA4	LOTTO 00	CODIFICA D 18	DOCUMENTO RH LF 0100 001	REV. A	FOGLIO 7 di 38
--	-------------------------	--------------------	-------------------------	------------------------------------	------------------	--------------------------

- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 11-20 V1: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 11-20 V2: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori
- CEI 11-20 V3: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 13-35: Guida all'applicazione delle Norme sulla misura dell'energia elettrica
- CEI EN 50525-1: Cavi elettrici - Cavi energia con tensione nominale non superiore a 450/750 V (U0/U) Parte 1: Prescrizioni generali.
- CEI 20-38 – 20-38;V1: Cavi senza alogeni isolati in gomma, non propaganti l'incendio, per tensioni nominali U0/U non superiori a 0,6/1 kV
- CEI 20-13: 20-13; V3: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 kV a 30 kV
- CEI 23-51: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua
- CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori
- CEI EN 62305-1: Protezione contro i fulmini - Parte 1: Principi generali;
- CEI EN 62305-2: Protezione contro i fulmini - Parte 2: Valutazione del rischio
- CEI EN 62305-3: Protezione contro i fulmini - Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- CEI EN 62305-4 Protezione contro i fulmini - Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici
- CEI EN 50110-1 (11-48): Esercizio degli impianti elettrici
- CEI EN 50123: Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua
- CEI EN 50522 (CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI EN 50160 (110-22) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
- CEI EN 50438 (CT 311-1): Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

Relazione di dimensionamento Impianto FV	COMMESSA IAA4	LOTTO 00	CODIFICA D 18	DOCUMENTO RH LF 0100 001	REV. A	FOGLIO 8 di 38
--	-------------------------	--------------------	-------------------------	------------------------------------	------------------	--------------------------

- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- CEI EN 60146-1-1 (22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali
- CEI EN 60146-1-3 (22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- CEI EN 60898-1 (23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata
- CEI EN 60947-4-1 (17-50) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici
- CEI EN 61439-1 (CEI 17-113) - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 1: Regole generali;
- CEI EN 61439-2 (CEI 17-114) - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 2: Quadri di potenza;
- CEI EN 61643-11 (37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove
- CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21 - Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23 - Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- CEI IEC 60479-1: Effetti della corrente elettrica attraverso il corpo umano e degli animali - Parte 1: Aspetti generali

2.3 Norme Tecniche del Settore (impianti fotovoltaici)

- CEI EN 50618 (CEI 20-91): Cavi elettrici per impianti fotovoltaici
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
- CEI 82-25 V1: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione - Variante”
- CEI 82-25 V2: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione - Variante”

- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
- CEI EN 50521 (CEI 82-31): Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove
- CEI EN 50524 (CEI 82-34): Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici
- CEI EN 50530 (CEI 82-35): Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1 - Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3 - Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici - Parte 1 - Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici - Parte 1 - Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2 - Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3 - Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
- CEI EN 61173 (CEI 82-4): Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in Silicio cristallino per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- CEI EN 61277 (CEI 82-17): Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica - Generalità e guida
- CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1 - Prescrizioni per la costruzione.
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2 - Prescrizioni per le prove
- CEI EN 61829 (82-16): Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino - Misura sul campo delle caratteristiche I-V

- CEI EN 62093 (82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 62108 (82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo
- CEI EN 62446-1 (CEI 82-56): Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione - Parte 1 - Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica: Documentazione, prove di accettazione e verifica ispettiva
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems

2.4 Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26: Guida alle norme generiche EMC
- CEI EN 50082-1 (110-8): Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
- CEI EN 50263 (95-9): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione
- CEI EN 60555-1 (77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni
- CEI EN 61000-2-4 (110-27): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali
- CEI EN 61000-3-2 (110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)
- CEI EN 61000-3-3 (110-28): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – Sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale < 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione
- CEI EN 61000-3-12 (210-81): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti – Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e ≤ 75 A per fase.
- CEI EN 61000-6-1 (210-64): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
- CEI EN 61000-6-2 (210-54): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche – Immunità per gli ambienti industriali
- CEI EN 61000-6-3 (210-65): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera

- CEI EN 61000-6-4 (210-66): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche

2.5 Norme UNI

- UNI 10349: 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.

2.6 Delibere

- ARERA TUP: Testo unico ricognitivo della produzione elettrica.
- Delibera ARG-elt n.33/08: Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Delibera ARG/elt 99/08, Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alla rete elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (TICA) e s.m.i.
- Delibera ARG-elt n119/08: Disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV. Deliberazione 84/2012/R/EEL 8/03/2012: Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
- Deliberazione 84/2012/R/EEL: Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
- Deliberazione 344/2012/R/EEL: Approvazione della modifica all'allegato A70 e dell'allegato A72 al codice di rete. modifica della deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 8/03/2012, 84/2012/R/EEL.
- Delibera AEEG n.188/05, per le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.
- Delibera AEEG n.40/06, per integrare la deliberazione n.188/05.
- Delibera AEEG n. 88/07: Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera AEEG n. 89/07, Condizioni tecnico economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV.

- Delibera AEEG n. 90/07: Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 Febbraio 2007.
- Delibera AEEG n. 281/05 e s.m.i. Delibere AEEG n.28/06 e n.100/06: Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi.
- Delibera AEEG n.84/12: Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Per quanto non esplicitamente indicato, dovranno in ogni caso essere sempre adottate tutte le indicazioni normative e di legge atte a garantire la realizzazione del sistema a regola d'arte e nel rispetto della sicurezza.

3 TERMINOLOGIA

Cella fotovoltaica:

Dispositivo semiconduttore che genera elettricità quando è esposto alla luce solare.

Modulo fotovoltaico:

Assieme di celle fotovoltaiche elettricamente collegate e protette dagli agenti atmosferici, anteriormente mediante vetro e posteriormente con vetro e/o materiale plastico. Il bordo esterno è protetto da una cornice in alluminio anodizzato.

Pannello fotovoltaico:

Un gruppo di moduli fissati su un supporto metallico.

Stringa fotovoltaica:

Un gruppo di moduli elettricamente collegati in serie. La tensione di lavoro dell'impianto è quella determinata dal carico elettrico "equivalente" visto dai morsetti della stringa.

Campo fotovoltaico:

Un insieme di stringhe collegate in parallelo e montate su strutture di supporto, generalmente realizzate con profilati in acciaio zincato.

Corrente di cortocircuito di un modulo o di una stringa:

Corrente erogata in condizioni di cortocircuito, ad una particolare temperatura e radiazione solare.

Tensione a vuoto di un modulo o di una stringa:

Tensione generata ai morsetti a circuito aperto, ad una particolare temperatura e radiazione solare.

Caratteristica corrente - tensione di un modulo o di una stringa:

Corrente erogata ad una particolare temperatura e radiazione, tracciata quale funzione della tensione di uscita.

Potenza massima di un modulo o di una stringa:

Potenza erogata, ad una particolare temperatura e radiazione, nel punto della caratteristica corrente - tensione dove il prodotto corrente - tensione ha il valore massimo.

Condizioni standard di funzionamento di un modulo o di una stringa:

Un modulo opera alle "condizioni standard" quando la temperatura delle giunzioni delle celle è 25 °C, la radiazione solare è 1.000 W/m² e la distribuzione spettrale della radiazione è quella standard (AM 1,5).

Condizioni operative di funzionamento di un modulo o di una stringa:

Un modulo lavora in "condizioni operative" quando la temperatura ambiente è di 20°C, la radiazione è di 800 W/m² e la velocità del vento è di 1 m/s.

Potenza di picco:

Potenza erogata nel punto di potenza massima alle condizioni standard

Efficienza di conversione di un modulo:

Rapporto tra la potenza massima del modulo ed il prodotto della sua superficie per la radiazione solare, espresso come percentuale.

Convertitore cc/ca (Inverter):

Convertitore statico in cui viene effettuata la conversione dell'energia elettrica da continua ad alternata, tramite un trasformatore e un ponte a semiconduttori, opportuni dispositivi di controllo, che permettono di ottimizzare il rendimento del campo fotovoltaico.

4 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

Per il progetto definitivo dell'impianto fotovoltaico si dovrà far riferimento ai seguenti elaborati:

Descrizione Elaborato	Codifica Elaborato
Schema a blocchi Impianto Fotovoltaico	IAA400D18DXLF0100003A
Layout con disposizione pannelli	IAA400D18PALF0100005A
Schemi elettrici unifilari e fronte quadri di BT	IAA400D18DXLF0100001A

Tabella 1 – Elaborati di Riferimento

5 SCELTE PROGETTUALI

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore, è stato effettuato tenendo conto dei seguenti fattori:

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

Ai fini di garantire il corretto funzionamento di un impianto fotovoltaico e di ottimizzare la produzione di energia elettrica e i rendimenti dello stesso, limitando i fuori servizi ed aumentando di conseguenza la redditività dell'investimento, in questa fase occorre inoltre valutare i seguenti aspetti:

- Scelta dei componenti, in termini di apparecchiature idonee alle esigenze dell'impianto che si va a progettare;
- Suddivisione del campo FV nei vari sottocampi;
- Scelta delle taglie delle apparecchiature in modo da ottimizzare il rapporto qualità/prezzo.

5.1 Dimensionamento

Il dimensionamento dell'impianto è stato eseguito in modo tale da garantire la taglia minima indicata nell' Articolo 11 comma 1 (Allegato 3) del Decreto Legislativo 28/2011 il quale afferma che, nel caso di edifici nuovi o edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, la potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, deve essere almeno pari al valore calcolato con la seguente formula:

Relazione di dimensionamento Impianto FV	COMMESSA	LOTTO	CODIFICA	DOCUMENTO	REV.	FOGLIO
	IAA4	00	D 18	RH LF 0100 001	A	16 di 38

$$P = \frac{1}{K} \cdot S [kW]$$

Dove:

- S è la superficie in pianta dell'edificio a livello di piano terreno [m²];
- K è un coefficiente [m²/kW] che, in caso di richiesta del titolo edilizio dopo il 1/01/2017, assume i seguenti valore 50;

la quale dovrà essere incrementata del 10% per edifici pubblici, secondo quanto indicato nel punto 6 del suddetto comma.

Essendo che i fabbricati occupano una superficie di circa 180 m² la potenza minima da installare è di 4,4 kW. Per il dimensionamento dell'impianto in oggetto è stato considerato un valore leggermente superiore al minimo richiesto, pari a 4,8 kW.

5.2 Producibilità e Ombreggiamenti

Dal punto di vista energetico, il criterio utilizzato nella scelta dell'esposizione dei generatori fotovoltaici (insieme di moduli e relative strutture di sostegno di un impianto fotovoltaico) è quello di massimizzare la quantità di energia solare raccolta su base annua. Generalmente, l'esposizione ottimale si ha scegliendo per i moduli un orientamento a Sud ed una inclinazione rispetto al piano orizzontale leggermente inferiore (tipicamente da 5° a 10° in meno della latitudine, in funzione del rapporto tra la radiazione annua diffusa e quella diretta del sito) al valore della latitudine del sito di installazione.

Tuttavia, dal momento che nel caso degli impianti in oggetto l'orientamento e l'inclinazione dei moduli sono soggetti ai vincoli architettonici del fabbricato, il generatore fotovoltaico presenta la seguente esposizione:

- Azimut -16° ; Tilt: 0°

Inoltre è stata ipotizzata la disposizione seguente:

- Pensilina Fermata AV Foggia: 12 Moduli, suddivisi in due stringhe da 6 Moduli ciascuna.

Qualora fosse necessario la disposizione in filari (nel caso in esame abbiamo una disposizione a filari, ma visto che i pannelli sono disposti con un'inclinazione pari a 0°, tale disposizione non produrrà alcun ombreggiamento) il distanziamento minimo tra i filari è calcolato mediante la formula tratta dalla norma CEI 82-25 prg. 4.3.1:

$$\frac{d}{h} = \sin \beta * \tan(23,5^\circ + \text{latitudine}) + \cos \beta$$

Dove:

d è la distanza tra i filari, misurata orizzontalmente tra le estremità corrispondenti di due filari adiacenti, che non induce ombreggiamento fra i filari adiacenti alle ore 12.00 del solstizio invernale

h è l'ampiezza del filare, misurata secondo l'angolo di inclinazione, o di tilt, (β) dei moduli rispetto alla superficie orizzontale

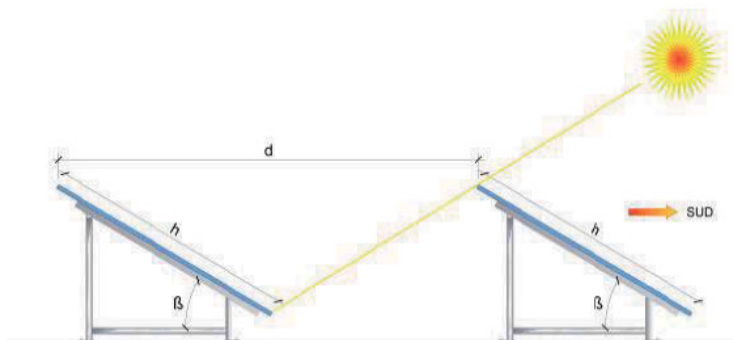


Figura 1 – Distanziamento dei filari

In prima approssimazione, alle latitudini italiane, la disposizione in file parallele richiede uno spazio circa doppio rispetto a quello necessario per la disposizione a fila singola.

Al fine di smaltire agevolmente il calore prodotto dai moduli causato dall'irraggiamento solare diretto, e quindi di limitare le perdite per temperatura, si dovrà favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie su cui essi sono posati. A tale scopo sono state appositamente realizzate sui parapetti della copertura delle aperture a rompi tratta della muratura, per favorire tale ricircolo di aria.

Le caratteristiche elettriche dei moduli (corrente di cortocircuito e corrente alla massima potenza) che fanno parte della stessa stringa saranno simili tra loro nel range e con le tolleranze previste dai pannelli di qualità alta. Viceversa, le caratteristiche elettriche delle stringhe (Tensione a vuoto e tensione a MPP) che fanno parte della stessa stringa saranno, per quanto possibile, simili tra loro in modo da limitare le perdite di potenza per mismatching di corrente. La scelta della tensione dei generatori fotovoltaici è stata fatta in modo da ridurre le correnti in gioco e quindi le perdite di potenza per effetto Joule.

Il dimensionamento delle condutture elettriche è stato fatto in modo da limitare le cadute di tensione al massimo entro il 2,5 % della tensione nominale del circuito, ed assicurare una durata di vita delle condutture pari almeno a quella dell'impianto (30 anni) tenendo conto delle particolari condizioni di posa delle stesse.

5.3 Interfacciamento con la rete

Gli impianti di produzione di energia elettrica da fotovoltaico, oggetto della presente relazione, produrranno energia che sarà totalmente ceduta alla rete elettrica nazionale, esso non potrà mai funzionare in isola, pertanto se si manifesta il fuori servizio della rete ENEL dovrà intervenire la protezione di interfaccia del generatore FV isolandolo dal sistema BT.

Il generatore FV sarà connesso, tramite il quadro denominato QFV, direttamente al quadro BT dell'ente distributore. In tale configurazione l'inverter dovrà erogare energia a tensione trifase alternata a 400 V, con frequenza 50 Hz, nei limiti di fluttuazione previsti dalle vigenti norme tecniche.

Nella situazione descritta il collegamento con la rete di distribuzione (BT a 400V) dovrà essere conforme a quanto specificato nelle norme CEI 0-21 e CEI 82-25.

Al fine di misurare l'energia consumata dall'impianto e quella immessa in rete dovrà essere predisposto, a cura dell'ENTE fornitore di energia elettrica, un contatore BT di tipo bidirezionale. La misura dell'energia prodotta dall'impianto sarà invece misurata mediante un contatore posto immediatamente a valle dell'interruttore generale di bassa tensione presente nel QFV.

5.4 Scelta della tensione DC

La tensione del generatore fotovoltaico (tensione DC) è stata scelta in base al tipo di moduli e di inverter che si prevede verranno utilizzati. In particolare, poiché la tensione DC è influenzata dalla temperatura delle celle e dall'irraggiamento solare, per un corretto accoppiamento tra generatore fotovoltaico e gruppo di conversione, la tensione del generatore fotovoltaico è stata scelta in modo che le sue variazioni siano sempre contenute all'interno della finestra di tensione ammessa dagli inverter. Inoltre, si è scelta una tensione DC in modo che il suo valore massimo non superi mai la tensione massima di sistema del modulo fotovoltaico, in modo da non incorrere in possibili danneggiamenti dello stesso. Il valore massimo della tensione DC si ha in condizioni di alto irraggiamento solare, bassa temperatura di cella e in condizioni di circuito aperto.

5.5 Aspetti architettonici e strutturali

Gli impianti fotovoltaici oggetto della seguente relazione sono dimensionati in modo tale da rispondere ai requisiti strutturali, funzionali ed architettonici richiesti dall'installazione stessa. La sede della installazione dei generatori FV, dovrà possedere aperture che favoriscono il ricircolo d'aria sulla copertura, consentendo una temperatura di lavoro dei pannelli ottimale.

Il collegamento dei cavi in c.c. agli inverter, situati in un apposito locale sottostante, è assicurato da idonei camini per la discesa dei conduttori. L'accesso alla copertura per le manutenzioni è assicurato da idonea scala esterna.

6 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO

6.1 Disponibilità della fonte solare

La disponibilità della radiazione solare sul piano orizzontale per il sito di installazione può essere determinata utilizzando i dati UNI 10349 relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

La Località sede di intervento ricade interamente nella provincia di Foggia, dove i valori medi mensili di irraggiamento solare al metro quadrato stimati [kWh/m²] sono pari a:

Imp.	Lat. [UTM]	Long. [UTM]	H s.l.m	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Fermata AV Foggia	41.462	15.545	60	58.8	74.7	118.7	157.0	202.6	213.6	230.9	204.8	141.7	101.7	66.2	54.7

Tabella 2 – Valori medi mensili di Irraggiamento [kWh/m²]

Dalla elaborazione si desume quindi che il valore dell'irraggiamento solare annuale sul piano orizzontale per la località in oggetto è pari a:

- Irraggiamento Annuale: 1625.45 kWh/m²

6.2 Fattori Morfologici Ambientali

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento. Analizzando l'ubicazione dell'impianto e la morfologia del luogo, si assume che il Coefficiente di Ombreggiamento è pari a 1,00.

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo; considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477; al riguardo si assume un valore di albedo medio annuo è pari a 0,20.

6.3 Dati di Progetto

Si riportano di seguito i dati generali di progetto riferiti al sito di installazione e sulla fornitura elettrica:

	FERMATA AV FOGGIA
Località	Foggia
Latitudine	41.462
Longitudine	15.545
Orientamento	-16°
Ombre / Ostacoli	-
Inclinazione	0°
Tipologia di installazione	Non integrato
Albedo	-
Irraggiamento annuale	1625.45 kWh/m ²

Tabella 3 – Caratteristiche del sito di installazione

Fornitura Elettrica	
Gestore di Rete	ENEL Distribuzione
Fornitura	BT
Tipologia	Monofase
Tensione di alimentazione	230/400 V

Tabella 4 – Caratteristiche della Fornitura Elettrica

6.4 Descrizione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico sarà composto in totale da 12 Moduli Fotovoltaici, aventi ciascuno una potenza di 400 Wp, per cui la potenza nominale è pari a:

$$P_g = P_m * N_m = 400 * 12 = 4,800 \text{ kW}_p$$

mentre la superficie totale (assumendo che la superficie del singolo modulo sia pari a 1,79 m²) è pari a:

$$S_g = N_m * S_{pan} = 12 * 1,79 = 21,48 \text{ m}^2$$

La disposizione dei moduli avverrà come descritto negli elaborati di progetto. Brevemente per l'impianto considerato, ci saranno 12 moduli a formare due stringhe da appunto 6 moduli ciascuna, connessa ad un solo inverter avente 2 canali dotati di MPPT (Maximum Power Point Tracking – cioè un dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza).

La stringa sarà realizzata collegando le scatole di terminazione di ciascun modulo in entra-esci, mediante appositi cavi "Solari".

Nella seguente tabella sono riassunte le caratteristiche salienti dell'impianto in oggetto.

Caratteristiche impianto fotovoltaico	
Numero complessivo di moduli FV:	12
Potenza singolo modulo FV:	400 Wp
Picco di potenza intero impianto (lato DC):	4,800 kWp
Numero di inverter FV:	1
Numero stringhe per singolo inverter	2
Numero di pannelli per ciascuna stringa	6

Tabella 5 – Caratteristiche Impianto Fotovoltaico

Nel seguito verranno meglio descritte le caratteristiche dei vari componenti.

6.4.1 Moduli FV

Nella seguente tabella sono riportate le caratteristiche tecniche del pannello scelto, riferite alle condizioni di irraggiamento standard STC (irraggiamento solare $E=1.000 \text{ W/m}^2$, temperatura delle celle fotovoltaiche $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$, spettro della radiazione solare $AM=1,5$):

Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici	
Potenza nominale	400 Wp
Tipo di cella	Silicio Monocristallino
Tensione a circuito aperto (V_{OC})	~ 50,39 V
Tensione alla max. potenza (V_{MPP})	~ 41,3 V
Corrente di corto circuito (I_{sc})	~ 10,26 A
Corrente alla max. potenza (I_{MPP})	~ 9,69 A

Tensione massima di sistema	1500 V
Massima Corrente Inversa	20 A
N. Celle per pannello	72 (6 X 12)
Temperatura di funzionamento	- 40 ÷ +85 °C
Coeff. Temp. della potenza massima	- 0,37% / °C
Coeff. Temp. della tensione a circuito aperto	- 0,28 % / °C
Coeff. Temp. della corrente di corto circuito	0,042 % / °C
Cavi	2 cavi unipolari di sez. 4 mm ² - lunghezza 1 m
Dimensioni del modulo	~ 1740 x 1030 x 32 mm
Scatola di giunzione	Protezione IP67, con 3 diodi di bypass
Cornice esterna	Lega d'alluminio anodizzato doppio spessore
Peso	~ 22 kg
Certificazioni	Resistenza al fuoco: Classe di reazione al fuoco: 1 (UNI 9177) PID free: IEC TS 62804-1:2015 Nebbia salina: IEC 61701:2011 Ammoniaca: IEC 62716:2013

Tabella 6 – Caratteristiche Impianto Fotovoltaico

Il modulo in questione è costituito da 6x12 celle in serie, in silicio monocristallino, incapsulate tra un vetro temperato ad alta trasmittanza e due strati di materiali polimerici impermeabili agli agenti atmosferici e stabili alle radiazioni UV. La struttura del modulo fotovoltaico è completata da una cornice in alluminio anodizzato provvista di fori di fissaggio. Ciascun modulo sarà dotato, sul retro, di n°1 scatola di giunzione a tenuta stagna IP67 contenente 3 diodi di bypass e tutti i terminali elettrici ed i relativi contatti per la realizzazione dei cablaggi. Le caratteristiche costruttive e funzionali dei pannelli sono rispondenti alle Normative CE, e i pannelli stessi sono qualificati secondo le specifiche IEC 61215 e certificati dal TUV alla classe II.

6.4.2 Strutture di sostegno dei moduli

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà realizzata mediante supporti di fissaggio in acciaio zincato a caldo o in alluminio, ancorati in modo permanente ai baggioli in cls appositamente creati sulla copertura per

evitare perforazioni del tetto. Il dimensionamento dei baggioli, su cui saranno montati i moduli, e le verifiche strutturali per il maggior peso gravante sulla copertura del fabbricato esulano dal presente progetto.

I moduli fotovoltaici saranno fissati alla struttura di sostegno in modo da essere singolarmente smontabili ed indipendenti dagli altri, facilitando le operazioni di manutenzione e /o sostituzione.

6.4.3 Dispositivo per la conversione DC/AC (inverter)

Il gruppo di conversione dell'impianto fotovoltaico in oggetto è costituito da un inverter monofase a singolo canale MTTP, avente potenza nominale pari a 5 kW. Esso sarà costituito da:

- Un ponte di conversione DC/AC
- Un insieme di dispositivi di protezione contro i guasti interni lato DC (quali per esempio fusibili di protezione di ciascuna stringa, sezionatore di canale, ecc.) e scaricatore di sovratensione.
- Da filtri che rendono il gruppo idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica in corrente alternata in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili.

Se gli organi di sezionamento e protezione non sono forniti con gli inverter devono essere previsti in quadri appositi (vedi ad esempio quadro di stringa QSTR). I sezionatori lato DC devono essere di tipo adatto per correnti continue (DC21B) e completi di bobina di sgancio a lancio di corrente come prescritto dalla circolare 1324-2012 dei VVF;

Le principali caratteristiche tecniche dell' inverter sono di seguito riassunte:

Caratteristiche tecniche inverter PP/PM	
Potenza nominale DC in ingresso	7500 Wp
Max tensione in ingresso	~ 600 V
Numero di MPPT indipendenti	2
Range di Tensione MPP	175 ÷ 500 V
Tensione di ingresso minima	100 V
Tensione di ingresso di avviamento	125 V
Corrente massima di ingresso a MTTP	15/15 A
Correnti di corto circuito massima per MPPT	20/20 A
Potenza nominale in uscita	~ 5000 kW
Frequenza nominale in uscita	50/60 Hz

Tensione nominale di uscita	220 ÷ 240 V
Corrente di uscita massima AC	7 A
THD (Distorsione Armonica Totale di Corrente)	≤ 3%
Efficienza max.	97,2%
Protezioni di ingresso (DC)	<ul style="list-style-type: none"> - Protezione da inversione di polarità - Protezione da sovratensione con scaricatore - Monitoraggio della dispersione verso terra e monitoraggio della rete - Sezionatore DC
Protezioni di uscita (AC)	<ul style="list-style-type: none"> - Sezionatore AC - Resistenza ai cortocircuiti lato alternata
Grado di protezione	IP65
Temperatura di funzionamento	-40 °C a +60 °C)
Grado di protezione	IP65
Dimensioni	435 / 470 / 176 mm (L x A x P)
Peso	17,5 kg
Sistema di montaggio	Staffe da parete
Livello di isolamento (secondo IEC 61140)	Classe I
Principali norme EMC e di sicurezza	EN 50438 IEC 61727

Tabella 7 – Caratteristiche Tecniche Inverter Impianto

Tali inverter dovranno essere conformi alle direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete degli impianti fotovoltaici, le norme CEI e le successive modifiche e integrazioni.

6.4.4 Cavi e cablaggi

Per il collegamento in serie dei vari moduli costituenti l'impianto fotovoltaico dovrà essere utilizzato il cavo di tipo H1Z2Z2-K (designazione secondo il Regolamento dei Prodotti da Costruzione CPR, euroclasse Eca) avente tensione nominale $U_0/U = 1/1$ kV. Tale cavo risulta essere composto da una anima in rame stagnato e un isolamento in miscela reticolata LS0H, non propagante la fiamma (CEI EN 60332-1-2), a bassa emissione dei

Relazione di dimensionamento Impianto FV	COMMESSA	LOTTO	CODIFICA	DOCUMENTO	REV.	FOGLIO
	IAA4	00	D 18	RH LF 0100 001	A	25 di 38

fumi e gas tossici (CEI EN 50525) e resistenti ai raggi UV (CEI EN 50289-4-17). Esso è adatto per installazione sia all'esterno che all'interno, senza necessaria protezione entro tubazioni in vista o incassate, o sistemi chiusi similari.

Per il collegamento degli inverter al quadro QFV verrà invece utilizzato il cavo FG16(O)M16 (designazione secondo il Regolamento dei Prodotti da Costruzione CPR, euroclasse Cca - s1b, d1, a1), a ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e con assenza di gas corrosivi secondo le norme CEI 20-38 e CEI 20-38;V1, tensione nominale $U_0/U = 0,6/1$ kV, isolamento in gomma HEPR ad alto modulo qualità G16 e guaina LS0H di qualità M16.

Per l'equipotenzializzazione delle masse metalliche invece, dovrà essere utilizzato il cavo FG17 (designazione secondo il Regolamento Prodotti da Costruzione CPR, euroclasse Cca - s1b, d1, a1) a ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e con assenza di gas corrosivi secondo la norma CEI 20-38 e CEI EN 60332-1-2, tensione nominale $U_0/U = 450/750$ V, isolamento in gomma EPR ad alto modulo qualità G17. Tale cavo dovrà essere utilizzato per i collegamenti equipotenziali di terra e come conduttore di protezione PE (colore G/V).

Tutti i cavi elencati sono stati scelti in base alla destinazione d'uso al fine di rispettare le prescrizioni riportate nel regolamento UE 305/11 e dalle norme CEI 64-8 V4 e CEI EN 50575.

Tutti i collegamenti elettrici sia lato c.c. (tra stringhe ed inverter) che lato c.a. (tra inverter e quadro di parallelo), saranno realizzati per mezzo di cavi in doppio isolamento.

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

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti DC: rosso/nero (chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-").

Le sezioni dei cavi saranno determinate in modo da assicurare:

- Una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio
- Una caduta di tensione complessiva, valutata dal modulo fotovoltaico più lontano fino all'interconnessione con l'impianto in BT (QFV), pari al 2%.

Il collegamento in serie fra i moduli fotovoltaici costituenti le stringhe sarà realizzato mediante appositi connettori; i cavi in C.C. provenienti dai vari pannelli fotovoltaici saranno fissati alle strutture di sostegno mediante fascette.

6.4.5 Quadro Fotovoltaico (QFV)

Al fine di realizzare il parallelo tra gli inverter sarà installato un quadro in bassa tensione all'interno del nuovo fabbricato C, nel quale saranno installati:

- il dispositivo di generatore (DDG) ed il dispositivo di interfaccia (DDI), conformemente a quanto indicato nella norma CEI 82-25, i quali garantiscono il distacco automatico della produzione di energia elettrica del campo FV in caso di mancanza rete;
- gli organi di sezionamento e protezione necessari per proteggere i componenti dell'impianto lato C.A.

Il quadro di contenimento delle apparecchiature si compone di un telaio in acciaio e pannelli di spessore 20/10 mm, accessibile dal fronte tramite porta in vetro trasparente e dotata di maniglia di chiusura e serratura a chiave, in modo da garantire un grado di protezione almeno pari a IP41 a porta chiusa e IP31 a porta aperta.

Esso dovrà possedere idonee dimensioni, in modo che la temperatura al proprio interno non raggiunga valori tali da compromettere il buon funzionamento delle apparecchiature e dei dispositivi contenuti, ed inoltre una opportuna segregazione tra i cubicoli contenenti gli interruttori ed il vano contenente le sbarre, le connessioni e le terminazioni. non inferiore a Forma 2B.

La protezione di ogni linea è realizzata utilizzando interruttori magnetotermici semplici e/o differenziali aventi caratteristica di intervento di tipo "B" o "C"; la protezioni contro i sovraccarichi saranno ottenute mediante relè termici mentre invece le protezioni contro i corto circuiti saranno affidate ai relè magnetici; tutti gli interruttori dovranno essere del tipo a scatto rapido, simultaneo su tutti i poli, con manovra indipendente dalla posizione della leva di comando, e dovranno sezionare tutti i conduttori attivi, compreso il neutro. Essi dovranno inoltre essere dotati di contatti ausiliari (relè di aperto-chiuso-scattato) al fine di determinare da remoto il loro stato.

In particolare, per la sezione in corrente continua saranno utilizzati dispositivi di protezione e manovra appositamente realizzati per l'impiego in corrente continua. Non sono quindi ammessi dispositivi di protezione e manovra realizzati per l'impiego in corrente alternata a meno che il costruttore non indichi chiaramente il coefficiente di declassamento necessario per poterli utilizzare in tutta sicurezza anche in corrente continua.

Le morsettiere per il collegamento dei cavi in entrata ed uscita dal quadro dovranno essere scelte in funzione della sezione dei conduttori di cablaggio interni al quadro, i quali sono stati dimensionati in base alle correnti di impiego di ciascuna linea.

6.4.6 Quadro Fotovoltaico (QSTR)

Qualora gli inverter non fossero dotati di organi di sezionamento e protezione lato C.C. dovrà essere previsto un quadro dedicato, secondo quanto indicato nello schema elettrico generale richiamato nel capitolo 4 intitolato "Documenti di Riferimento".

In particolare, per tale quadro, dovranno essere utilizzati dispositivi di protezione e manovra appositamente realizzati per l'impiego in corrente continua. Non sono quindi ammessi dispositivi di protezione e manovra realizzati per l'impiego in corrente alternata a meno che il costruttore non indichi chiaramente il coefficiente di declassamento necessario per poterli utilizzare in tutta sicurezza anche in corrente continua.

Esso dovrà possedere una carpenteria idonea per installazione all'esterno, avente un grado di protezione IP non inferiore a IP65.

6.4.7 Contatori di energia

L'impianto fotovoltaico di nuova realizzazione sarà collegato al quadro QGP, destinato all'alimentazione delle utenze non tecnologiche della fermata, quali ad esempio illuminazione pensiline, sottopassi, ecc.

La misura dell'energia assorbita/immessa in rete sarà effettuata mediante un contatore Bidirezionale, installato da Enel Distribuzione S.p.A. e posto in un locale accessibile sia dall'Utente che dal personale ENEL. La misura dell'energia prodotta dall'impianto FV sarà invece effettuata mediante un gruppo di misura unidirezionale, comprensivo di TA e TV di sbarra, posto nel quadro QFV. Tale contatore sarà collegato, mediante cavo FTP/Ethernet, ad un eventuale sistema per la gestione dell'energia FV comprensivo di gateway di comunicazione il quale consente la rapida trasmissione dei dati sensibili dell'impianto al portale WEB in modo da poterlo monitorare da remoto.

Il Titolare dell'impianto fotovoltaico sarà responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia prodotta, nonché del servizio di misura della stessa.

6.4.8 Sezione interfaccia rete

Il quadro QFV conterrà al suo interno il dispositivo di interfaccia (DDI) ed il dispositivo di generatore (DDG), conformemente a quanto prescritto dalle normative vigenti.

In particolare, il dispositivo d'interfaccia (DDI) è costituito essenzialmente da un contattore ed un relè multifunzione (minima tensione, frequenza, ecc.) in accordo alle prescrizioni della norma CEI 0-21 e alle guide ENEL.

Quest'ultimo viene previsto in modo tale da impedire:

- Che per mancanza di alimentazione dalla rete di distribuzione l'autoproduttore continui ad alimentare la rete stessa con valori di tensione e frequenza non consentiti;
- Che in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete sulla rete di distribuzione BT cui è connesso l'utente attivo, l'utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori sulla rete del Distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete di distribuzione con possibilità di danneggiamento

Per completezza di esposizione, si riporta che per potenze superiori a 20 kW (ma non è questo il caso in esame) deve essere previsto un dispositivo di rinalzo al DDI (che eventualmente può essere il DG/DGL). La funzione di rinalzo 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 rinalzo) in grado di separare il generatore FV dalla rete in caso di mancata apertura del DDI. Il ripristino del dispositivo di rinalzo deve avvenire solo manualmente.

Viceversa, il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI prevede le seguenti funzioni:

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

Il sistema di protezione di interfaccia SPI 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.

e comunque secondo le caratteristiche riportate nella norma CEI 0-21.

Il dispositivo di generatore (DDG), invece, 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.

Per ulteriori informazioni riguardo questi componenti ed i loro collegamenti si veda lo schema a blocchi dell'impianto fotovoltaico.

6.4.9 Canalizzazioni Portacavi

Per la distribuzione delle linee in C.C. di ciascuna stringa verranno previste canalette in acciaio elettro-zincato senza coperchio aventi dimensioni 200x100mm staffate alla copertura. All'interno di tali canalette potranno essere posati solo i cavi "solari", cioè idonei a sopportare alte temperature e resistenti ai raggi ultravioletti.

I cavi in uscita dagli inverter saranno invece posati all'interno di tubi protettivi in PVC a vista, fissati con collari alle pareti del fabbricato.

Il sistema di cablaggio dell'impianto dovrà comprendere tutti i materiali accessori quali: canaline, tubi portacavi, cassette e scatole.

7 RENDIMENTO ENERGETICO DEL GENERATORE FV

Per calcolare l'energia che il sistema è in grado di produrre con le ipotesi di rendimento e i dati di irraggiamento disponibili, occorre considerare:

- rendimento nominale η_{mod} di conversione dei moduli fotovoltaici;
- perdite di sistema (rendimento η_{sist});
- perdite per ombreggiamenti (parametro di rettifica K).

L'efficienza nominale η_{mod} (o rendimento di conversione) dei moduli fotovoltaici è data dal rapporto tra la potenza nominale del generatore fotovoltaico espressa in kWp e la relativa superficie complessiva espressa in m²:

$$\eta_{mod} = P_g / S_g * 100 = 28,40 \%$$

avendo indicato con P_g la potenza ed S_g la superficie utile del campo FV.

Nel punto di installazione del generatore fotovoltaico non è stato evidenziato alcun tipo di ombreggiamento, tale da richiedere una eventuale rettifica dell'energia solare incidente; pertanto può essere assunto $K = 1$. Se ne deduce quindi che il valore indicativo del rendimento globale operativo η_{glob} del sistema (o efficienza operativa annua), è pari a:

$$\eta_{glob} = \eta_{mod} * \eta_{sist} * K = 23,00 \%$$

avendo assunto che le perdite complessive del sistema siano pari al 19%.

L'energia elettrica E_p annualmente producibile in corrente alternata per m^2 è data da:

- **Impianto FV :**

$$E_p = \eta_{glob} * E_s = 373,85 \text{ kWh}/m^2\text{anno}$$

dove E_s è la quantità di energia solare annualmente captata dal piano dei moduli fotovoltaici indicata nel paragrafo 6.1.

Si può pertanto stimare una produzione annua di energia elettrica E_1 pari a:

- **Impianto FV:**

$$E_1 = E_p * S_g = 8.148,0 \text{ kWh}/\text{anno}$$

L'energia totale E_{tot} erogabile dal sistema nella sua vita utile V_u , assunta pari a 25 anni, e, quindi, il risparmio energetico conseguibile tramite l'intervento proposto, è pari a:

- **Impianto FV:**

$$E_{tot} = E_1 * V_u = 1.989,10 * 25 * (0,992)^{25} = 166.641,37 \text{ kWh}$$

La potenza utile P_{ca} resa dal sistema fotovoltaico rappresenta la massima potenza disponibile in corrente alternata che l'impianto può immettere in rete e tiene conto delle perdite del sistema dovute al discostarsi dalle condizioni standard e alla trasformazione della corrente da continua in alternata.

Considerando quindi la somma delle perdite che si hanno tra i moduli fotovoltaici e la rete elettrica di collegamento, si può stimare un rendimento complessivo η_{sist} del sistema pari all' 81 %, che rappresenta praticamente il rapporto tra la massima potenza P_{ca} disponibile in corrente alternata alle utenze e la potenza totale di picco P_g del generatore fotovoltaico. Le perdite, che determinano un rendimento dell'81%, sono riassunti nella seguente tabella:

per scostamento dalle condizioni di targa dei moduli fotovoltaici per effetto della temperatura (il riscaldamento dei moduli porta ad un peggioramento delle loro prestazioni)	5%
per riflessione	2%
per effetto di mismatching (accoppiamento tra moduli fotovoltaici che hanno differenti prestazioni elettriche)	4%
dovute a resistenza elettrica dei cavi	1%
nel sistema di conversione CC/CA (valore stimato medio annuo)	6%
per inquinazione sui moduli	1%

Tabella 8 – Perdite da considerare nel bilancio dell'energia prodotta da un generatore FV

Pertanto:

$$P_{ca} = P_g * \eta_{sist} = 4,8 * 0,81 = 3,88 \text{ kW}$$

Mediamente nel corso dell'anno, vengono pertanto prodotti ogni giorno:

- **Impianto FV:**

$$E_d = \frac{E_1}{365} = 22,32 \text{ kWh/giorno}$$

Il numero medio di ore/giorno di soleggiamento sul piano dei moduli, uguale al numero medio di ore/giorno di funzionamento dell'utenza, essendo il sistema collegato alla rete, è dato da:

- **Impianto FV:**

$$E_d/P_{ca}: 5,75$$

I valori riportati sono indicativi e si basano su valori desunti dalle normative; si potranno evidenziare difformità rispetto ai valori reali, che potrebbero essere causate da una molteplicità di fattori esterni impossibili da prevedere in questa fase.

8 VERIFICA DI COMPATIBILITÀ DEI COMPONENTI

Il corretto accoppiamento tra generatore FV e Inverter è stato verificato per mezzo di software di calcolo dedicati. In particolare, tali verifiche si riferiscono alla sezione in corrente continua dell'impianto fotovoltaico e riguardano:

La verifica sulla tensione DC: consiste nel controllare che l'insieme delle tensioni fornite dal campo fotovoltaico sia compatibile con il campo di variazione della tensione di ingresso dell'inverter. In altri termini è necessario calcolare la tensione minima e massima del campo fotovoltaico e verificare che la prima sia superiore alla tensione minima di ingresso ammessa dall'inverter, e la seconda sia inferiore alla tensione massima di ingresso ammessa dall'inverter.

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

La verifica sulla potenza: consiste nel controllare la potenza nominale del gruppo di conversione DC/AC (somma delle potenze nominali degli inverter) sia superiore al 75% e inferiore al 120% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico (somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici).

8.1 Calcoli elettrici

Dai risultati del software utilizzato per il dimensionamento delle stringhe si evince che le condizioni di cui sopra sono tutte rispettate; di seguito si riporta l'output del programma utilizzato per il calcolo:


1 x SMA SB5.0-1AV-41 (Parte dell'impianto 1)			
Picco di potenza:	4,80 kWp		
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	12		
Numero di inverter FV:	1		
Potenza CC max (cos φ = 1):	5,25 kW		
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	5,00 kW		
Tensione di rete:	230V (230V / 400V)		
Rapporto potenza nominale:	109 %		
Fattore di dimensionamento:	96 %		
Fattore di sfasamento (cos φ):	1		
Ore a pieno carico:	1519,4 h		
			
Dati dimensionamento FV			
Ingresso A: Edificio 1: Superficie 1			
6 x Peimar Srl SM400M (02/2020), Azimut: -16 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Tetto			
Ingresso B: Edificio 1: Superficie 1			
6 x Peimar Srl SM400M (02/2020), Azimut: -16 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Tetto			
	Ingresso A:	Ingresso B:	
Numero delle stringhe:	1	1	
Moduli fotovoltaici:	6	6	
Picco di potenza (ingresso):	2,40 kWp	2,40 kWp	
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 230 V):	100 V	100 V	
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 227 V	✓ 227 V	
Tensione fotovoltaica min.:	210 V	210 V	
Tensione CC max (Inverter):	600 V	600 V	
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 332 V	✓ 332 V	
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	15 A	15 A	
Corrente max generatore:	✓ 9,7 A	✓ 9,7 A	
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	20 A	20 A	
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 10,3 A	✓ 10,3 A	

Figura 2 - Risultato Software di Calcolo

8.2 Dimensionamento dei cavi in c.c. e c.a.

Il dimensionamento delle condutture elettriche consiste nell'individuare la sezione delle stesse, in funzione della lunghezza, tipologia, e tipo di posa.

Il dimensionamento delle condutture elettriche implica i seguenti calcoli:

- Calcolo della portata delle condutture (criterio termico)
- Calcolo della caduta di tensione (c.d.t)

8.2.1 Calcolo della portata delle condutture (criterio termico)

Per il circuito di stringa vale la seguente relazione:

$$I_Z > I_B = 1,25 \cdot I_{SC} = 1,25 \cdot 10,26 = 12,82 \text{ A}$$

Dove:

I_Z = portata del cavo

I_B = corrente di impiego

I_{SC} = corrente di corto del modulo FV

Alla portata del cavo dovranno essere applicati i coefficienti di riduzione indicati dalla norma CEI UNEL 35024-2 relativi alle condizioni di posa.

I cavi solari con sezione pari ai 4 mm² hanno una portata in aria libera a 60°C di 44 A (2 cavi in contatto su una superficie) che moltiplicata per il coefficiente correttivo 0,8 (unico circuiti in fascio, cioè pari al numero di stringhe) dà una portata effettiva di 35,2 A, la quale è superiore alla corrente di impiego riportata sopra.

I cavi normalmente utilizzati per il collegamento in serie dei vari moduli di ciascuna stringa sono i cosiddetti "cavi solari", designati con la sigla H1Z2Z2-K secondo la norma CEI EN 50618 (CEI 20-91). Essendo installati in parte sul retro dei moduli ed in parte lungo la copertura del fabbricato, devono essere idonei a sopportare elevate temperature, inoltre devono presentare una buona flessibilità e resistere ai raggi ultravioletti. Tali cavi, di colore normalmente nero, vengono forniti talvolta anche con guaina rossa per distinguere il positivo ed il negativo della stringa.

8.2.2 Calcolo della caduta di tensione (c.d.t)

Le cadute di tensione sui cavi solari (quindi lato DC) sono compensate dall'inverter, pertanto limitare queste c.d.t. ha come unico scopo la limitazione delle perdite per effetto Joule. A tal fine si è scelto di mantenere la c.d.t. entro il 2%, che rappresenta un buon compromesso tra il costo dei cavi e le perdite.

La caduta di tensione media $\Delta V\%$ fino all'inverter è individuata dalla formula:

$$\Delta V_{\%} = 2 * \left(\frac{\rho_1 \cdot L_1}{S_1} \right) \frac{I_b}{U} * \frac{L}{1000}$$

Dove:

U = tensione di stringa a MPP

ρ_1 = resistività del rame a 70°C, pari a 0,021 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

S_1 = sezione dei cavi c.c.

I_b = corrente di impiego della stringa in STC

La caduta di tensione media $\Delta V\%$ dall' inverter al quadro di parallelo con la rete (QGBT) avviene invece vettorialmente; per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportato in percentuale rispetto alla tensione nominale.

Il calcolo della caduta di tensione in c.a è fornito dalla seguente formula approssimata:

$$cdt(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos\varphi + X_{cavo} \cdot \sin\varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

$k_{cdt} = 2$ per sistemi monofase

$k_{cdt} = 1,73$ per sistemi trifase

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} possono essere ricavati dalla tabella UNEL in funzione al tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 80°C, mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km .

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Di seguito si riporta l'output del programma utilizzato per il suddetto calcolo:

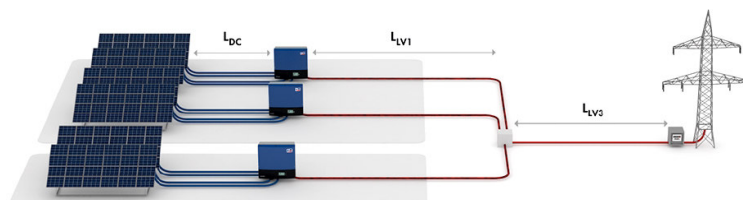



Figura 3 – Configurazione Impiantistica

 ITALFERR GRUPPO FERROVIE DELLO STATO ITALIANE	FERMATA AV FOGGIA - CERVARO					
	Relazione di dimensionamento Impianto FV	COMMESSA IAA4	LOTTO 00	CODIFICA D 18	DOCUMENTO RH LF 0100 001	REV. A

Linea DC

Linee DC						
		Materiale della linea	Singola lunghezza della linea	Sezione della linea	Caduta di tensione	Dissipazione di potenza rel.
Progetto parziale 1						
 1 x SMA SB5.0-1AV-41 Parte dell'impianto 1	A	Alluminio	15,00 m	4 mm ²	2,2 V	0,96 %
	B	Alluminio	15,00 m	4 mm ²	2,2 V	0,96 %

Figura 5 – Dimensionamento linea CC

Linea LV1

Linee LV1						
		Materiale della linea	Singola lunghezza della linea	Sezione della linea	Resistenza di linea	Dissipazione di potenza rel.
Progetto parziale 1						
 1 x SMA SB5.0-1AV-41 Parte dell'impianto 1		Alluminio	5,00 m	5,5 mm ²	R: 50,545 mΩ XL: 0,750 mΩ	0,45 %

Figura 6 – Dimensionamento linea AC

8.3 Protezione contro le scariche atmosferiche

Il riferimento normativo in questo ambito sono le norme CEI EN 62305-1, CEI EN 62305-2, CEI EN 62305-3, CEI EN 62305-4. Per proteggere il generatore fotovoltaico contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche verranno utilizzati scaricatori (SPD di classe II) sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo o in dotazione con l'inverter (scelta consigliata).

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

$$U_C > 1,25 \cdot V_{OC \text{ Gen FV}}$$

Dove:

U_C : è la tensione di servizio continuo dell'SPD

$V_{OC \text{ Gen FV}}$: è la tensione a circuito aperto a STC del generatore fotovoltaico

Inoltre, il punto di installazione degli SPD è stato scelto in modo che non vengano superate le distanze di protezione l_{po} e l_{pi} definite nella norma CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):

Distanza di protezione I_{po} determinata dai fenomeni di oscillazione;

Distanza di protezione I_{pi} determinata dai fenomeni d'induzione.

8.4 Calcolo della Corrente di Corto Circuito lato AC

Ogni pannello fotovoltaico ha una corrente di corto circuito pari a 10,26 A, poco più alta della sua corrente nominale.

La corrente di corto circuito lato c.c. sarà per il campo presente sulla Pensilina uguale a:

$$I_{cc DC} = 10,26 * 2 = 20,52 A$$

essendo due stringhe di 6 moduli ciascuna collegata all'inverter monofase, a doppio ingresso MPPT ,di cui è composto il campo FV sulla Pensilina.

La potenza di corto circuito lato c.c. per il campo FV identico, sarà pari a:

$$P_{cc} = I_{cc DC} * V_{stringa} = I_{cc DC} * V_{MPP} * N_{stringhe} = 2 * 10,26 * (41,2 * 6) = 5,072 kW$$

Trascurando l'attenuazione che si ha a valle degli inverter, avremo che la corrente di corto circuito monofase lato c.a. sarà pari a:

$$I_{cc ca2} = \frac{P_{cc}}{V_{ca}} = \frac{5,072}{230} = 22,05 A$$

9 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i contatti indiretti secondo le prescrizioni della norma CEI 11-20 va effettuata come prescritto dalla norma CEI 64.8.

9.1 Sistema c.c.

Per la protezione contro i contatti indiretti in caso di sistemi IT, la norma CEI 64-8 prevede o l'utilizzo di un controllo dell'isolamento o l'utilizzo di componenti con classe d'isolamento II.

Nel sistema oggetto, lato c.c. saranno utilizzati tutti componenti di classe II il che rende improbabile un guasto verso terra e inoltre è previsto un controllo di isolamento integrato nell'inverter.

9.2 Sistema a.c.

Il sistema in corrente alternata risulta essere del tipo TT come il resto del sistema elettrico dell'edificio. La corrente di guasto a terra lato c.c. è supportata sia dall'impianto fotovoltaico che dalla rete esterna quindi risulta essere notevolmente maggiore rispetto a quella che si aveva nel sistema.

A tale proposito si fa presente che il quadro di parallelo inverter Q_FV è collegato alla rete di terra generale del fabbricato, inoltre la protezione contro i contatti indiretti viene realizzata utilizzando interruttori MTD a protezione degli inverter, con $I_d = 0,03$ A.

L'equipotenzialità dei componenti sarà garantita mediante giunzioni meccaniche e cavallotti di messa a terra. Gli elementi saranno collegati alla rete di terra esistente mediante corda di rame di opportuna sezione. Per il dimensionamento del dispersore di terra e la protezione dai contatti indiretti lato c.a, si rimanda alla relazione di calcolo sull'impianto di terra.