



responsabile unico del progetto
arch. NICOLA SIMBOLI

Parma Infrastrutture S.p.a.

progetto architettonico
arch. ELENA CAVATORE

Parma Infrastrutture S.p.a.

coordinatore sicurezza in progettazione
arch. CORRADO SIGNORINI

Parma Infrastrutture S.p.a.

OPERE COMPLEMENTARI EDIFICIO "IL PORTICO" STRADA QUARTA

CUP D92B26000100005 - CUI L02346630342202600015

PROGETTO ESECUTIVO

titolo elaborato:

RELAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

TAVOLA:

serie	numero
-------	--------

E

01

formato	A4
scala	-:--
file:	

INDICE

1. RELAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	2
1.1. PREMESSA.....	2
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO E DATI BASE DI PROGETTO.....	3
2.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO E LEGGI DI RIFERIMENTO.....	3
2.2. IMPIANTO FOTOVOLTAICO ED ACCORGIMENTI INSTALLATIVI	7
3. DATI GENERALI DELL'IMPIANTO	10
3.1. ELEMENTI DESCRITTIVI E DATI PROGETTUALI IMPIANTO PV	10
3.2. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	12
3.3. RADIAZIONE SOLARE E ANALISI DELLE OMBRE	14
3.4. CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA	16
4. ELEMENTI DI IMPIANTO	17
4.1. GENERATORE CAMPO FOTOVOLTAICO	17
4.2. OTTIMIZZATORE.....	18
4.3. STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI	19
4.4. GRUPPO DI CONVERSIONE.....	21
4.5. CONFIGURAZIONE STRINGHE	23
4.6. SISTEMA DI ACCUMULO	25
4.7. SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA	28
4.8. CAVI ELETTRICI E CABLAGGI	30
4.9. PROTEZIONI LATO DC	32
4.10. PROTEZIONI LATO AC.....	33
4.11. SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA	35
4.12. PROTEZIONI DIFFERENZIALI	36
4.13. SCARICHE ATMOSFERICHE	37
4.14. SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO [SCM]	37
5. INDICAZIONI FINALI	38
5.1. VERIFICHE.....	38
5.2. CONCLUSIONI	38
5.3. MANUTENZIONE	39
5.4. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	40

1. RELAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

1.1.PREMESSA

A servizio dell'edificio è prevista la realizzazione di un impianto fotovoltaico con potenza massima in corrente alternata pari a 20 kW; l'impianto così realizzato non eccedendo questa soglia non si configura come "Officina elettrica".

L'impianto fotovoltaico è stato dimensionato nel rispetto del Decreto 199 del 15 dicembre 2021, che determina per nuovi edifici o quelli sottoposti a ristrutturazione rilevante, il dimensionamento minimo dell'impianto fotovoltaico (produzione da fonti rinnovabili).

Oltre ai limiti evidenziati nel decreto, è necessario far fronte ad almeno il 60% del fabbisogno per il riscaldamento, raffreddamento e a.c.s. dell'edificio tramite energie rinnovabili.

L'impianto di produzione da fonti rinnovabili (FER) è a servizio dell'unità immobiliare "Il Portico" e dell'area area laboratori in cui si concentrano gli assorbimenti maggiori derivati da impianti termici centralizzati, ascensore, attività di laboratorio informatico ,etc.

Un locale dedicato ad ospitare le apparecchiature di conversione, nonché le batterie di accumulo, sarà allestito al piano primo dell'edificio; esso deve essere realizzato con grado di resistenza all'incendio REI 90 con accesso dal pianerottolo delle parti comuni di edificio.

La copertura disponibile per l'installazione del campo fotovoltaico è quella con orientamento NORD; l'analisi di produttività esposta di seguito consente di eseguire una stima della produzione annua dell'impianto.

Il presente documento recepisce indicazioni utili alla realizzazione di impianti fotovoltaici secondo quanto emesso dal Ministero degli Interni con il documento DCPREV 14030 del 01 settembre 2025 "Linee Guida di prevenzione incendi per la progettazione, installazione, esercizio, manutenzione, di impianti fotovoltaici, ubicati all'interno di attività soggette (o a servizio delle stesse) alle visite ed ai controlli di prevenzione incendi, incorporati con diversi gradi di integrazione nelle chiusure d'ambito di edifici civili, industriali, commerciali, rurali, ivi incluse le pergole, le tettoie, e le pensiline ad essi collegate.

Le linee guida di cui sopra, approvate dai VVF, sono da applicarsi alla progettazione, installazione, esercizio, manutenzione, di impianti fotovoltaici con tensione nominale in corrente continua non superiore a 1500V ubicati in attività soggette alle visite ed ai controlli di prevenzione incendi, o a servizio delle stesse, individuate in Allegato I al D.P.R. 151/2011.

Il documento sottolinea per altro come le indicazioni siano un utile riferimento anche per la progettazione, installazione, esercizio, e manutenzione di impianti fotovoltaici ubicati in attività non soggette a certificato di prevenzione incendi (CPI) [cap.1 Premessa; art. 1.2 – punto 4].

L'edificio in oggetto non è soggetto a certificato di prevenzione incendi, ha una potenza prodotta ridotta (<20kW), nonostante tutto la progettazione ha ritenuto di procedere con sicurezze di impianto aumentate (es.: DDR di ricalzo obbligatorio per impianti >20kW), ed attenendosi per quanto possibile alle indicazioni cautelative principali indicate dalle linee guida [DCPREV 14030 del 01 settembre 2025].

2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO E DATI BASE DI PROGETTO

2.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO E LEGGI DI RIFERIMENTO

La normativa tecnica di riferimento relativa ad impianti elettrici e impianti fotovoltaici adottate per la stesura del progetto e l'installazione degli impianti sono le seguenti:

Moduli fotovoltaici

- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica di progetto e approvazione di tipo.
- 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 61215-1(CEI 82-58) Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo – Parte 1: Prescrizioni per le prove”.
- CEI EN 61215-2 (CEI 82-61) Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo – Parte 2: Procedure di prova”.
- CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici – Serie.
- 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 UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

Altri componenti degli impianti fotovoltaici

- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- 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.
- EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters.

Progettazione fotovoltaica

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- UNI 10349-1:2016: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

Impianti elettrici e fotovoltaici

- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- EN 62446 (CEI 82-38): Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 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 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- 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 EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)

- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat 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 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI 0-16 : 5) Connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica
Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed 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;
- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione; Per la connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica si applica quanto prescritto nella deliberazione n. 99/08 (Testi integrato delle connessioni attive) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e successive modificazioni. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra citate, i documenti tecnici emanati dai gestori di rete.

Ministero Dell'Interno
DCPREV 14030

Linee Guida di prevenzione incendi per la progettazione, installazione, esercizio, manutenzione, di impianti fotovoltaici, ubicati all'interno di attività soggette (o a servizio delle stesse) alle visite ed ai controlli di prevenzione incendi, incorporati con diversi gradi di integrazione nelle chiusure d'ambito di edifici civili, industriali, commerciali, rurali, ivi incluse le pergole, le tettoie, e le pensiline ad essi collegate" (01 settembre 2025).

Ministero Dell'Interno
DCPREV 0021021

Linee Guida di prevenzione incendi per l'individuazione delle metodologie per l'analisi del rischio e delle misure di sicurezza antincendio da adottare per la progettazione, la realizzazione, l'esercizio, di sistemi di accumulo di energia elettrica ("BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM") (23 dicembre 2024).

Per la connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica si applica quanto prescritto nella deliberazione n. 99/08 (Testi integrato delle connessioni attive) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e successive modificazioni. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra citate, i documenti tecnici emanati dai gestori di rete.

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

2.2. IMPIANTO FOTOVOLTAICO ED ACCORGIMENTI INSTALLATIVI

In via generale l'installazione di un impianto fotovoltaico (FV), in funzione delle caratteristiche elettriche/costruttive e/o delle relative modalità di posa in opera, può comportare un aggravio del preesistente livello di rischio di incendio.

L'aggravio potrebbe concretizzarsi, per il fabbricato servito, nelle seguenti influenze:

- costituire una ulteriore sorgente di innesco;
- essere direttamente interessato alla propagazione dell'incendio aggravandone la magnitudo;
- comportare la propagazione delle fiamme all'esterno o verso l'interno del fabbricato (presenza di condutture sulla copertura di un fabbricato suddiviso in più compartimenti - modifica della velocità di propagazione di un incendio in un fabbricato mono compartimento).
- interferire con eventuali sistemi di evacuazione di fumo-calore e dei fumi nocivi prodotti della combustione (ostruzione parziale/totale di traslucidi, impedimenti apertura evacuatori);
- ostacolo alle operazioni di raffreddamento/estinzione di tetti combustibili.

Inoltre, risulta necessario valutare l'eventuale pericolo di elettrocuzione cui possono essere esposti operatori tecnici (manutentori; installatori) o squadre di soccorso (V.V.F.) per la presenza di elementi circuitali in tensione.

Si evidenzia che ai sensi del D.Lgs. 81/2008 dovrà essere garantita l'accessibilità all'impianto per effettuare le relative operazioni di manutenzione e controllo.

Le azioni volte alla sicurezza ed alla salvaguardia menzionate nel presente documento perseguono in generale il soddisfacimento dei requisiti di base delle opere di costruzione del regolamento (UE) n.305/2011, ove applicabile, ed in particolare il raggiungimento dei seguenti obiettivi specifici di sicurezza antincendio:

- a) ridurre la probabilità di innesco di un incendio da parte del generatore fotovoltaico o di altra parte dell'impianto in tensione;
- b) limitare la propagazione di un incendio attraverso i componenti degli impianti fotovoltaici, sia esso originato all'interno od all'esterno degli edifici serviti;
- c) limitare le conseguenze dell'incendio su occupanti e soccorritori, nonché su beni e ambiente;
- d) in particolare, evitare che, in caso di incendio, la caduta di parti dell'impianto possa compromettere l'esodo degli occupanti o l'operatività in sicurezza delle squadre di soccorso.

La progettazione degli impianti fotovoltaici, tiene conto del raggiungimento degli obiettivi di sicurezza di cui al punto precedente.

Per le attività non soggette ai controlli dei Vigili del Fuoco (prevenzione incendi); gli impianti fotovoltaici, devono essere realizzati in conformità a quanto stabilito dalla Legge 1° Marzo 1968, n. 186 e dal D.M. 22/01/2008, n. 37.

L'installazione dovrà essere eseguita in modo da evitare la propagazione di un incendio dal generatore fotovoltaico al fabbricato nel quale è incorporato.

Tale condizione si ritiene rispettata qualora l'impianto fotovoltaico, incorporato in un opera di costruzione, venga installato su strutture ed elementi di copertura e/o di facciata incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Risulta, altresì, equivalente l'interposizione tra i moduli fotovoltaici e il piano di appoggio, di uno strato di materiale di resistenza al fuoco almeno EI 30 ed incombustibile (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

In alternativa potrà essere effettuata una specifica valutazione del rischio di propagazione dell'incendio, tenendo conto della classe di resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti (secondo UNI EN 13501-5:2009 Classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - Parte 5: Classificazione in base ai risultati delle prove di esposizione dei tetti a un fuoco esterno secondo UNI ENV 1187:2007) e della classe di reazione al fuoco del modulo fotovoltaico attestata secondo le procedure di cui all'art. 2 del DM 10 marzo 2005 recante "Classi di reazione al fuoco per i prodotti da costruzione" da impiegarsi nelle opere per le quali è prescritto il requisito della sicurezza in caso d'incendio.

Gli accorgimenti per una corretta installazione del generatore fotovoltaico (modulo; inverter), dovranno essere i seguenti:

- non deve costituire causa primaria di incendio o di esplosione, prevenire a tale proposito installazioni in cui non vi sia una circolazione d'aria:
 - per i pannelli procedere ad una posa che possa facilitare il passaggio d'aria e di ventilazione tra essi e la superficie sottostante;
 - per gli inverter eseguire un'installazione priva di ostacoli che possano pregiudicare il raffreddamento con ventilazione a bordo della macchina limitando il flusso d'aria scambiato con l'ambiente.
- non deve fornire alimento o via privilegiata di propagazione degli incendi: deve essere previsto un percorso distributivo in c.c. all'interno di apposito cavidotto, vano tecnico, o in parete di muratura con caratteristiche di resistenza al fuoco minime definite per la struttura in oggetto (REI);
- in caso di presenza di gas, vapori, nebbie infiammabili o polveri combustibili, o in caso di fabbricazione, manipolazione o deposito di materiali esplosivi, al fine di evitare i pericoli determinati dall'innesco elettrico di atmosfere potenzialmente esplosive, è necessario installare la parte di impianto in c.c., compreso l'inverter, all'esterno delle zone classificate ai sensi del D. Lgs. 81/2008 - allegato XLIX;
- i componenti degli impianti FV non devono essere installati in vani/pareti privi di protezione, né essere di intralcio alle vie di esodo;
- l'area in cui è ubicato il generatore 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 dovrà essere installata anche in prossimità di pozzetti, tubazioni a vista, parti di impianto accessibili anche con l'ausilio di attrezzi.

- l'ubicazione dei pannelli e delle condutture elettriche deve consentire il corretto funzionamento e la manutenzione, nonché deve tener conto dell'esistenza di possibili vie di veicolazione di incendi (lucernari, camini, etc). In ogni caso i pannelli, le condutture ed ogni altro dispositivo non dovranno distare meno di 1 metro dai predetti dispositivi.

L'impianto fotovoltaico è completato da un sistema ad accumulo (SdA) del tipo elettrochimico costituito da batterie secondarie, cioè batterie ricaricabili che convertono in modo reversibile l'energia chimica in elettricità.

I rischi associati a questi sistemi possono dipendere da molti fattori quali la posizione, la reazione elettrochimica e le dimensioni/scala (ad esempio la potenza).

La selezione della chimica per il sottosistema di accumulo elettrochimico del (SdA) può dipendere dall'ambiente, dalle caratteristiche prestazionali e da eventuali costi e benefici associati. L'ubicazione delle batterie, e la relativa capacità di accumulo, può variare da singole situazioni domestiche, ad applicazioni commerciali e industriali fino a sistemi su larga scala: i rischi devono essere valutati di conseguenza.

Le batterie utilizzate sono del tipo Litio Ferro Fosfato, meno reattive delle batterie agli ioni di Litio, con una potenza "domestica" inferiore a 20 kWh, ma possiedono comunque rischi intrinseci di incendio ed esplosione/scoppio a causa del fenomeno del thermal runaway.

L'alloggio in locale dedicato REI 90 con altri apparati attivi legati alla conversione del sistema elettrico c.c./c.a. ne limita in caso di incidente, il possibile impatto sulla struttura e/o sull'evacuazione dell'edificio da parte dell'utenza.

L'impianto in oggetto sarà dotato di un pulsante di sezionamento atto a interrompere l'erogazione di energia da parte dell'impianto sul lato di bassa tensione e conseguentemente sul lato c.c. grazie agli ottimizzatori presenti su ciascun pannello ed al sistema PVRSE (Photovoltaic Rapid Shutdown Equipment).

Il pulsante sarà ubicato in prossimità dell'ingresso all'area cortiliva (area accesso contatori) in posizione segnalata in loco ed anche sul piano di emergenza dell'attività cooperativa. Con la rottura del vetro frangibile frontale, in caso di emergenza, si genera l'attivazione automatica del pulsante ed il sezionamento delle linee.

Si evidenzia la necessità di garantire, in via generale, l'agevole accesso ai componenti dell'impianto fotovoltaico anche sulla copertura, per esigenze di operatività antincendio oltre che di ispezione e manutenzione.

Qualora il generatore fotovoltaico consti di numerosi pannelli, i pannelli fotovoltaici devono essere raggruppati in sottoinsiemi le cui dimensioni massime non devono superare i 20 m in tutte le direzioni; i sottoinsiemi devono essere separati da percorsi privi di qualsiasi componente, ad eccezione dei cavi, che abbiano una larghezza di almeno 2 m.

Inoltre, deve essere lasciata libera dai pannelli fotovoltaici e da altre parti di impianto, ad eccezione dei cavi, una fascia di larghezza minima 1 m in prossimità del limite della copertura.

L'impresa installatrice al termine delle opere fornirà un manuale di uso e manutenzione degli impianti e realizzerà un volume con la raccolta documentale, e le certificazioni necessarie rilasciate a corredo di ogni prodotto adottato.

3. DATI GENERALI DELL'IMPIANTO

3.1. ELEMENTI DESCRITTIVI E DATI PROGETTUALI IMPIANTO PV

SITO DI INSTALLAZIONE

Il punto di installazione è previsto in copertura al nuovo fabbricato oggetto di ristrutturazione e riqualificazione.

La realizzazione è relativa a n.1 impianto.

Proprietà: Centro Sociale "Il Portico"

Indirizzo: Via Strada Quarta, 23

Città: 43123 Parma

Provincia: Parma

Corrispondente alle seguenti coordinate geografiche:

Coordinate: 44° 47' 43.2492" Nord, 10° 21' 34.4736" Est

Altitudine: 52 m s.l.m.

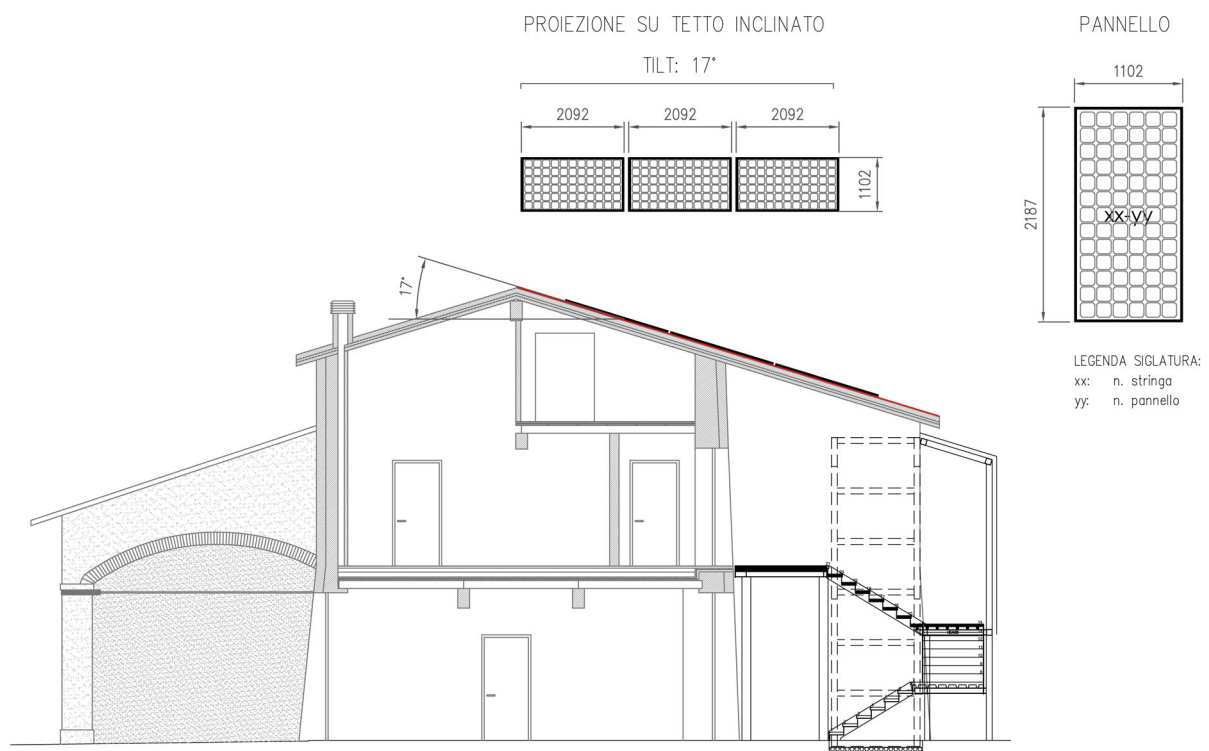
Città più vicina: Bologna – Borgo Panigale (BO)

Il campo fotovoltaico possiederà le seguenti caratteristiche:

Azimuth: 158° [nord-est]

Tilt: 17° falda con n.45 pannelli

L'impianto non è installato in un edificio non soggetto a vincoli paesaggistici.

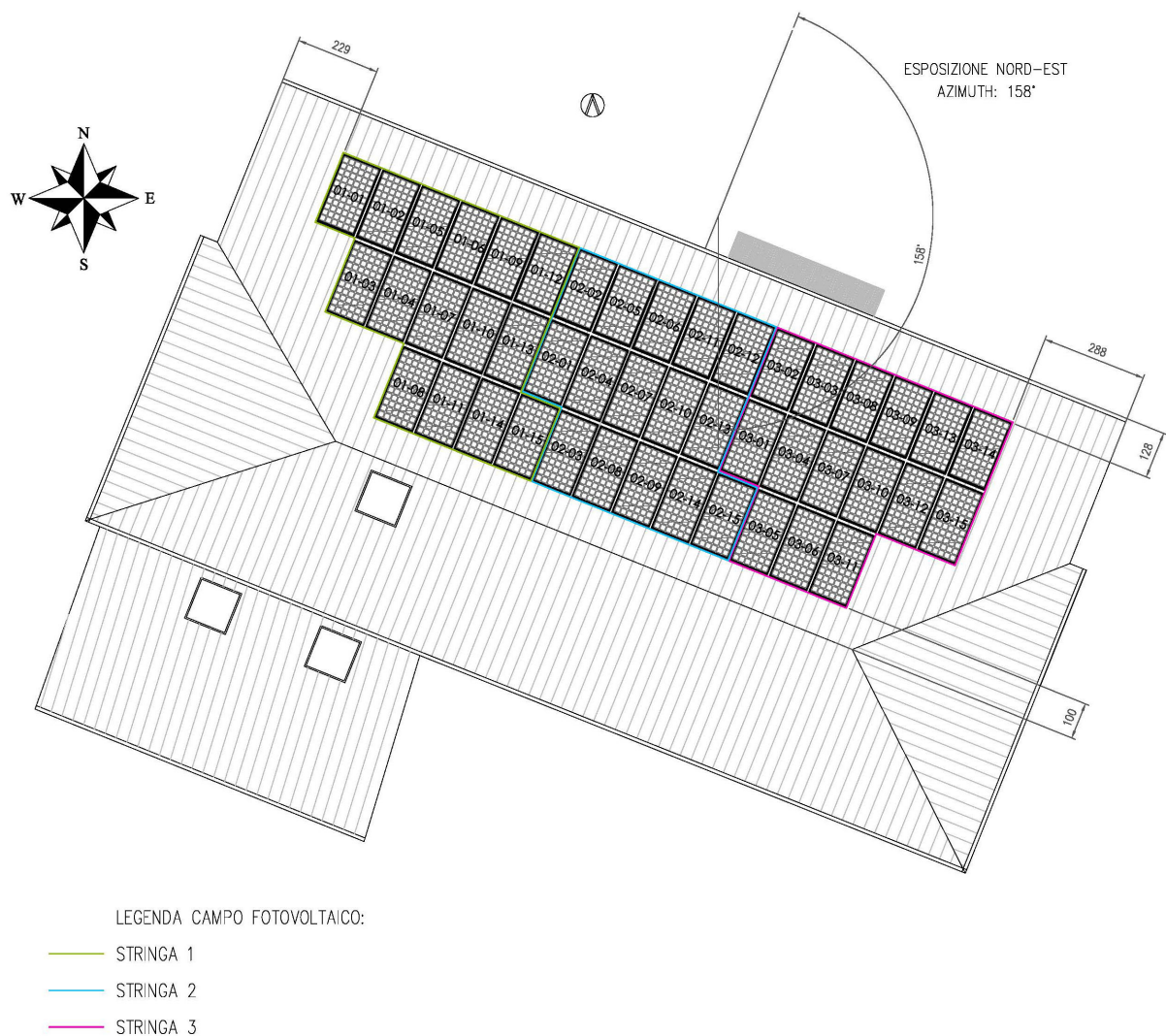


I pannelli sono installati su telaio in profili di alluminio, paralleli all'assito della copertura. I pannelli devono essere sempre classificati almeno in classe E secondo la norma tecnica UNI EN 13501- 1, secondo UNI EN ISO 11925-2, nonché classificati Broor (T1, T2, T3, T4), secondo la norma tecnica UNI EN 13501-5.

È prevista l'interposizione tra i pannelli fotovoltaici e l'assito di uno strato di materiale di resistenza al fuoco almeno EI 30 con "layer" continuo incombustibile di classe A1 secondo UNI EN 13501-1 (qualunque sia la classificazione del pannello fotovoltaico ai fini della reazione al fuoco).

Tale strato di materiale deve essere esteso all'intera copertura oppure, qualora i pannelli fotovoltaici non occupino l'intera superficie disponibile in copertura, esteso ad un'area almeno pari a quella di installazione dei pannelli fotovoltaici, incrementata di 2 metri in ogni direzione.

I pannelli saranno fissati in modo da risultare complanari ai coppi in copertura a totale integrazione.



I pannelli fotovoltaici (pannelli PV) saranno posizionati indicativamente come rappresentato nell'illustrazione precedente e nella tavola progettuale in allegato.

3.2. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Per gli impianti saranno rispettate le seguenti condizioni (da effettuare per ciascun "generatore fotovoltaico" (inteso come insieme di moduli fotovoltaici con stessa inclinazione e stesso orientamento).

- a) non sarà ammesso il parallelo di stringhe non perfettamente identiche tra loro per esposizione, e/o marca, e/o modello, e/o numero dei moduli impiegati. Ciascun modulo, infine, sarà dotato di diodo di by-pass;
- b) i pannelli fotovoltaici adottati sono del tipo in conformità alla norma UNI 9177 con classe di reazione al fuoco 1.

Secondo la tabella di comparazione del DM 15/03/2005, la classe E (EN 13501-1) è solitamente assimilata a classi italiane inferiori alla 1, spesso paragonabile alla Classe 3 o talvolta Classe 2 (a seconda dei casi e della tipologia di materiale, se applicato a parete/soffitto).

Classe E (EN 13501-1): Rappresenta un livello di prestazione relativamente basso in ambito europeo (materiali in grado di resistere a una piccola fiamma, ma facilmente infiammabili).

Classe 1 (UNI 9177): È una classe italiana (di vecchio ordinamento, ma ancora utilizzata come riferimento) che indica una bassa infiammabilità e una buona capacità di resistere alla propagazione del fuoco.

La Classe 1 italiana corrisponde solitamente a classi europee superiori, tipicamente B-s2,d0 o C-s2,d0.

- c) in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) dovrà essere almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

IMPIANTO TRIFASE 20 kW [campo fotovoltaico: 22,5 kW].

L'impianto è costituito da 45 pannelli di tipo monocristallino e potenza unitaria 500Wp classe 1. La suddivisione del campo fotovoltaico è realizzata su n.1 inverter trifase (400V-50Hz) della potenza nominale di 20 kWp con ripartizione dei pannelli su n.2 ingressi [MPPT1: 30 pannelli ; MPPT2: 15 pannelli].

I pannelli forniranno una potenza complessiva di impianto pari a 22,5 kWp sul lato DC, e con produzione di max. 20 kW nella condizione di irraggiamento ideale 1000 W/mq sul lato AC; la superficie complessiva netta del campo fotovoltaico sarà di c.a. 100 mq.

L'orientamento del campo fotovoltaico rispetto ai punti cardinali, è in esposizione NORD-EST con una angolazione (angolo di azimut) - 158° [nord-ovest].

L'inclinazione dei pannelli che ricalca fedelmente quella della falda ha TILT: 17°.

La combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento determina l'esposizione del campo fotovoltaico.

La posa dei moduli sarà da eseguirsi con apposita struttura composta da profilati in alluminio sagomati, e staffe di ancoraggio dedicate al fissaggio su assito ed appositi ancoraggi dei pannelli; tutti gli elementi saranno progettati in modo da resistere a eventuali sollecitazioni meccaniche provocate da agenti atmosferici (es.: raffiche di vento fino a 120 km/h, carichi di neve, etc.).

Considerando che l'edificio è un unico compartimento antincendio, i pannelli in copertura sono posizionati ad una distanza di almeno 1m dal limite della copertura e da ogni tipo di apertura (apribile e non apribile) presente sulla falda opposta quella di installazione.

Si prevede l'interposizione di lastra in fibrocemento ecologico incombustibile, con classe di reazione al fuoco A1 secondo la norma UNI EN 13501-1.

La tipologia dell'installazione dei moduli in copertura tramite struttura di sostegno sarà del tipo riconosciuto come impianti sugli edifici totalmente integrati, ossia relativa a moduli fotovoltaici installati su tetti, in modo complanare con spessore paritetico a coppi collocati in copertura.

Le stringhe composte da un collegamento in serie dei pannelli sul lato DC, si attesteranno sui dispositivi di sezionamento/protezione nel centralino DC a monte dell'inverter di conversione [Piano Primo] all'interno del locale tecnico compartimentato REI 90.

All'interno del medesimo locale troverà alloggio in pacco batterie di accumulo DC (SdA) con potenza 15 kWh connesso all'inverter in apposito ingresso dedicato.

Il locale tecnico in cui sono ubicate le apparecchiature descritte in precedenza, accessibile dall'interno da apposita porta REI 90, 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) ATTENZIONE: Presenza di batterie di accumulo del tipo litio ferro fosfato (LiFePO4).

L'inverter, connesso nei due canali DC a bordo [MPPT1; MPPT2] converte l'energia da corrente continua a corrente alternata, fino al dispositivo di sezionamento/protezione nel centralino AC a valle.

L'energia prodotta dal Soggetto Responsabile non corrisponderà all'energia immessa nella rete del Distributore (Enel).

L'impianto infatti usufruisce dell'energia prodotta per soddisfare i consumi energetici dell'edificio; in rete sarà immessa l'energia prodotta in eccesso non utilizzata dal Soggetto Responsabile con formula di cessione RITIRO DEDICATO (RID).

3.3.RADIAZIONE SOLARE E ANALISI DELLE OMBRE

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma UNI 10349 (o dell’Atlante Europeo della Radiazione Solare) e utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1.

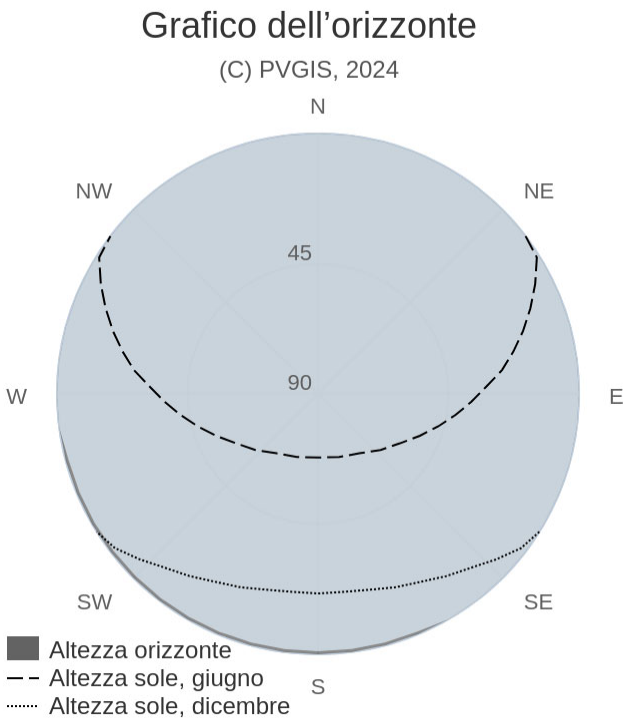
La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata in base alla Norma PVGIS, prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare in corrispondenza della località di installazione; nel seguito vengono esposti i parametri di calcolo ed i risultati ottenuti:

Di seguito si prenderanno in esame le due tipologie di impianto adottate nel presente progetto.

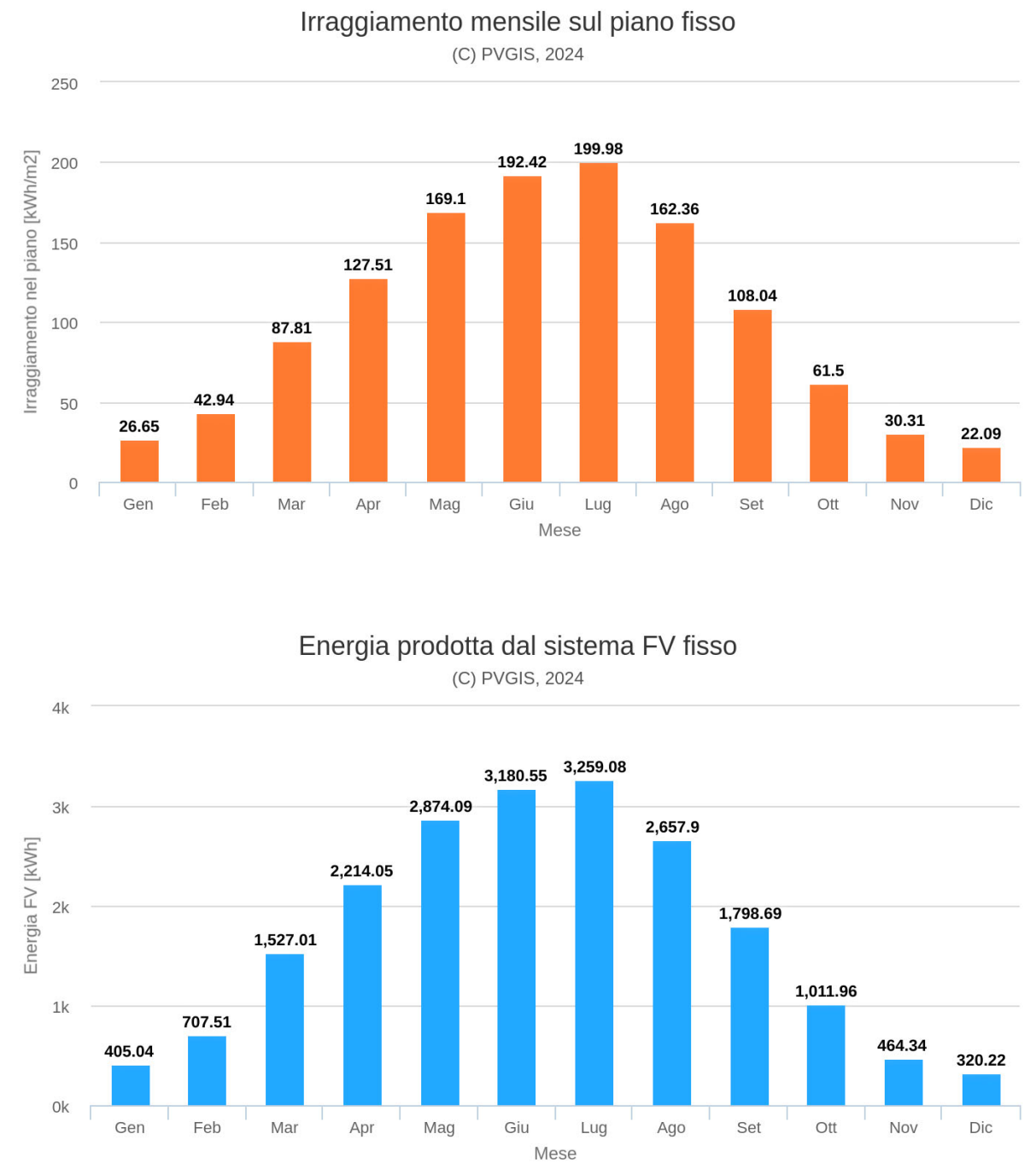
FALDA INCLINAZIONE 17°

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

Valori inseriti:		Output del calcolo	
Latitudine/Longit.:	44.795,10.360	Angolo inclinazione:	17 °
Orizzonte:	Calcolato	Angolo orientamento:	158 °
Database solare:	PVGIS-SARAH2	Produzione annuale FV:	20420.44 kWh
Tecnologia FV:	Silicio cristallino	Irraggiamento annuale:	1230.7 kWh/m²
FV installato:	22.5 kWp	Variazione interannuale:	516.80 kWh
Perdite di sistema:	12 %	Variazione di produzione a causa di:	
		Angolo d'incidenza:	-5.36 %
		Effetti spettrali:	0.9 %
		Temperatura e irradianza bassa:	-12.24 %
		Perdite totali:	-26.26 %



Il grafico e la tabella che seguono mostrano l'irraggiamento nonché l'energia elettrica (stimata) che il sistema fotovoltaico, con i parametri indicati, è in grado di produrre ogni mese, la media giornaliera e la produzione totale annuale.



ENERGIA FOTOVOLTAICA ED IRRAGGIAMENTO MENSILE

Mese	E_m	H(i)_m	SD_m
GENNAIO	405.0	26,6	27.5
FEBBRAIO	707,5	42,9	73.2
MARZO	1 527.0	87,8	178.8
APRILE	2 214.1	127,5	236.4
MAGGIO	2.874.1	169,1	241.4
GIUGNO	3.180.6	192,4	197.3
LUGLIO	3.259.1	200,0	156.3
AGOSTO	2.657.9	162,4	119.1
SETTEMBRE	1.798.7	108,0	87.8
OTTOBRE	1.012.0	61,5	89,3
NOVEMBRE	464.3	30,3	31.6
DICEMBRE	320.2	22,1	18,5

E_m: produzione media mensile di elettricità dal sistema definito (kWh).

H(i)_m: somma media mensile dell'irraggiamento globale per metro quadrato ricevuto dai moduli dell'impianto dato (kWh/mq).

SD_m: deviazione standard della produzione mensile di energia elettrica dovuta alla variazione di anno in anno.

La produzione annua dell'intero impianto sarà nell'ordine di 20.420,65 kwh/anno.

3.4. CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

La produzione di energia elettrica per conversione fotovoltaica dell'energia solare non causa immissione di sostanze inquinanti nell'atmosfera.

La stima annuale del risparmio emissivo inquinante è riassunta nella seguente tabella annuale:

Equivalenti produzione termoelettrica	q.tà	u.m.
Anidride solforosa (SO ₂):	14,31	kg
Ossidi di azoto (NO _x):	18,01	kg
Polveri:	0,66	kg
Anidride carbonica (CO ₂):	10,66	t

Equivalenti produzione geotermica	q.tà	u.m.
Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geoterm.):	0,66	kg
Anidride carbonica (CO ₂):	0,14	t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	3,82	t

4. ELEMENTI DI IMPIANTO

4.1. GENERATORE CAMPO FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico si comporrà di moduli fotovoltaici incorniciati in frame in alluminio, tensione di isolamento 1000Vdc completi di diodi By-Pass silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni senza degrado significativo delle prestazioni.

Il pannello avrà una tensione di isolamento 1500Vdc ed una garanzia di prodotto pari ad almeno 15 anni ed una garanzia di potenza almeno pari a 25 anni.

I moduli fotovoltaici che verranno installati saranno realizzati e certificati secondo le normative CEI-EN 61215, 61730 ecc., avranno classe di reazione al fuoco non inferiore a 1 e in ogni caso secondo le normative vigenti. Tutti i componenti saranno marchiati CE.

Il generatore è in silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 25 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 2% per il 1° anno di attività e del 0,55% annuo dal 2° anno al 25°.

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) sono modulati per rientrare nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

CARATTERISTICHE MODULO FOTOVOLTAICO	
Marca	VERTEX
Modello	TSM-500 DE18M.08
Potenza nominale di picco [W]	500
Quantità	45
Dimensioni [B x L x H] [mm]	1102 x 2187 x 35
Peso [kg]	26,5
Temperatura di esercizio [°C]	-40 a +85
Classe di Isolamento	II
Grado di protezione	IP68
Classe di reazione al fuoco	A1
Tensione di max. potenza UMPP [V]	42,8
Corrente di max. potenza IMPP [A]	11,69
Tensione di circuito aperto U0c [V]	51,7
Corrente di corto circuito Isc [A]	12,28
Tolleranza [%]	5
Efficienza [%]	20,7
NOCT [+/- 2°K] [°C]	43
Coefficient di temperatura Pmax.	-0,34%/K
Coefficient di temperatura U0c	-0,25%/K
Coefficient di temperatura Isc	-0,04%/K

4.2. OTTIMIZZATORE

Gli ottimizzatori fotovoltaico sono la componente di un impianto fotovoltaico che consente di ottimizzare il rendimento dei singoli pannelli solari fotovoltaici.

Gli ottimizzatori sono dei piccoli componenti dal peso di circa 2 Kg che vengono installati sul retro dei singoli pannelli solari affinché sia possibile la gestione ed il monitoraggio di ciascun modulo da parte dell'inverter.

Quest'ultimo gestirà non più una stringa composta da un insieme di moduli, ma sarà in grado di monitorare l'efficienza in termini di produzione di energia e di intervenire tempestivamente in caso di eventuali anomalie e cali di rendimento.

Ogni pannello è accessoriato con proprio ottimizzatore con garanzia minima 25 anni.

L'ottimizzazione previsto in fase di progetto è una unità Add-On installabile per utilizzo di lunghezze di stringa disuguali, orientamenti misti o mismatch.

Idoneo ad installazione in zone ad elevato ombreggiamento con un ridotto rapporto del set back, esso consente il monitoraggio a livello di modulo e lo spegnimento rapido in conformità al NEC 2014, 2017, 2020.

CARATTERISTICHE OTTIMIZZATORE	
Marca	TIGO ENERGY
Modello	TS4-O FLEX MLPE
Quantità	45
Potenza massima in uscita (P_{MAX}) [W]	700
Dimensioni [B x L x H] [mm]	139,7 x 138,4 x 22,9
Peso [kg]	0,52
Temperatura di esercizio [°C]	-40 a +85
Classe di Isolamento	II
Grado di protezione	IP68
Classe di reazione al fuoco	A1
Corrente massima (I_{MP} /I_{sc}) [A]	15/20
Range di tensione in ingresso (V_{MP}) [V]	16÷80
Tensione massima di sistema (V_{MAX}) [V]	1000
Corrente massima in uscita (I_{MAX}) [A]	15
Valutazione massima del fusibile [A]	25
Efficienza [%]	99,6

L'ottimizzatore richiede l'installazione di apparati di comunicazione wireless tramite una rete mesh per lo scambio dei dati con l'inverter di produzione [CCA + TAP].

Cloud Connect Advanced (CCA) è un datalogger compatto e potente ed è l'hub di comunicazione per il controllo ed il monitoraggio e sicurezza degli Smart Module.

Il gateway (TAP access point) acquisisce i dati dalle singole unità in campo per fornirle alla centrale cluod (CCA) per la gestione dei dati dell'impianto fotovoltaico comunicando in modalità wireless con le unità retrofit.

Esso migliora notevolmente anche la sicurezza con la disattivazione a livello di modulo DC.

Il vantaggio del sistema di monitoraggio PVRSE (Photovoltaic Rapid Shutdown Equipment) risiede nella capacità di rendere il tetto un ambiente sicuro per operatori e soccorritori attraverso diverse funzioni chiave:

- **Rapid Shutdown (Spegnimento Rapido):** In caso di emergenza o distacco della rete AC, il sistema riduce istantaneamente la tensione lato DC a livelli di sicurezza (solitamente 1V per modulo o 0V). Questo elimina il rischio di folgorazione per i Vigili del Fuoco o per chi deve intervenire sul tetto, poiché i cavi non restano sotto alta tensione.
- **Sicurezza Antincendio (Fire Safety):** progettati appositamente per prevenire e gestire i rischi di incendio, interrompendo la corrente in pochi secondi in caso di anomalia rilevata.
- **Protezione da Guasti:** Il sistema può rilevare problemi come cortocircuiti o sovracorrenti, intervenendo per proteggere cavi e strutture dell'impianto prima che si verifichino danni permanenti.
- **Disattivazione Manuale e Remota:** Tramite un interruttore di emergenza collegato al CCA o via software, è possibile disattivare l'alta tensione lato DC per eseguire operazioni di manutenzione ordinaria in totale sicurezza.

CARATTERISTICHE DATALOGGER	
Marca	TIGO ENERGY
Modello	CLOUD CONNECT ADVANCED (CCA)
Quantità	1
Q.tà max. Smart Module	360
Q.tà max. GATEWAY	7
Dimensioni [B x L x H] [mm]	31 x 115,51 x 71,54
Peso [kg]	0,126
Temperatura di esercizio [°C]	-20 a +70
Grado di protezione	IP65 [in box esterno]
Tensione di ingresso [Vdc]	10÷25
Consumo [W]	3÷7
CARATTERISTICHE GATEWAY	
Marca	TIGO ENERGY
Modello	ACCESS POINT (TAP)
Q.tà max. Unità supportate	300
Dimensioni [B x L x H] [mm]	126,2 x 130,0 x 26,8
Peso [kg]	0,227
Temperatura di esercizio [°C]	-30 a +70
Grado di protezione	IP68
Distanza max. da TAP alla TS4 più vicina	10
Distanza max. da TAP alla TS4 più lontana	35

4.3.STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI

Il posizionamento dei pannelli fotovoltaici dovrà essere tale da impedire ad eventuali ombreggiamenti di raggiungere il campo fotovoltaico.

I moduli verranno montati su dei supporti in acciaio inox o zincato aderenti al piano di copertura con stessa inclinazione ed orientamento.

Si prevede l'interposizione di lastra in fibrocemento ecologico incombustibile, tra assito e pannelli, con classe di reazione al fuoco A1 secondo la norma UNI EN 13501-1.

Gli ancoraggi della struttura dovranno essere tali per realizzazione ed installazione da ripristinare il corretto isolamento e la corretta impermeabilizzazione della copertura del fabbricato.

Le strutture dovranno essere certificate per resistere a raffiche di vento fino alla velocità di 120km/h e prima di procedere all'installazione è richiesta una prova "di strappo" effettuata direttamente dalla casa costruttrice degli ancoraggi.

Si dovranno evitare il più possibile installazioni vicine al colmo o alla bordatura della copertura (almeno 1m dal limite della copertura) in modo da evitare che eventuali turbolenze vadano ad interessare il lastricato solare causandone eventuali danni o deformazioni della struttura.

La scelta della tipologia della struttura di sostegno va valutata in funzione dell'ubicazione dei moduli e della conformazione della copertura.

È compito di della committenza eseguire un calcolo strutturale di tenuta e valutare l'aggravio del peso aggiuntivo dei moduli fotovoltaici sulla copertura al fine di garantirne la corretta stabilità in termini di tenuta alle sollecitazioni atmosferiche e in termini di resistenza ai carichi relativamente alla struttura portante del tetto.

Tali calcoli dovranno essere eseguiti, timbrati e firmati da apposito professionista iscritto negli appositi elenchi professionali e dovranno essere consegnati al Soggetto Responsabile dell'impianto.

Il sottoscritto non ha ricevuto nessun incarico in merito al calcolo di tenuta e strutturale dell'impianto e pertanto è da ritenersi sollevato da ogni eventuali responsabilità in merito.

Relativamente i passaggi dei cavi in corrente continua al di sotto dei moduli fotovoltaici si prescrive che gli ancoraggi siano realizzati in modo tale da permettere l'agevole passaggio dei cavi attraverso i moduli fotovoltaici, fino a raggiungere i canali/cavidotti metallici di contenimento degli stessi, tenendo soprattutto bene in considerazione le dilatazioni termiche dei moduli fotovoltaici e della copertura nei periodi di caldo intenso.

L'installazione dovrà essere tale da evitare anche leggeri schiacciamenti di ogni tipo ai cavi in corrente continua anche in condizioni di calore critiche in modo tale da escludere che dilatazioni termiche NON TRASCURABILI con il tempo possano danneggiare o recidere pericolosamente la guaina dei cavi in corrente continua determinando archi elettrici e inneschi di incendio.

Pertanto, valutata l'ampia scelta degli staffaggi che il mercato odierno offre, è in carico alla ditta durante l'esecuzione delle opere la scelta della struttura di fissaggio tali da garantire nel tempo le obbligatorie prescrizioni indicate in precedenza scegliendo idonei sistemi in accordo con la casa costruttrice.

Si aggiunge inoltre che il mantenimento delle condizioni di cui sopra, oltre a necessitare la dovuta attenzione in fase di esecuzione delle opere, dovrà essere mantenuta efficiente ed in sicurezza anche durante l'esercizio dell'impianto mediante idonee frequenti manutenzioni ordinarie ad esami a vista a cura della ditta incaricata. e/o del produttore.

4.4. GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai n.1 convertitore statico [INVERTER] c.c./c.a. collocato con tutti gli apparati di conversione, protezione, e accumulo in apposito locale tecnico al piano primo con resistenza al fuoco REI 90.

Il gruppo di conversione è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete interna dell'unità di consumo e/o al distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili.

Deve essere prevista la separazione galvanica e/o elettronica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete per evitare l'immissione di correnti continue sul lato alternata. Generalmente la protezione è incorporata all'interno dell'inverter tramite un trasformatore di isolamento oppure un sistema integrato (ultima soluzione preferibile). Nel caso in esame, al fine di ridurre al minimo le perdite di trasferimento della potenza, gli inverter non avranno trasformatore di isolamento ma saranno dotati sistema elettronico integrato.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte. In relazione alle caratteristiche tecniche del gruppo inverter di cui sopra di seguito si procederà alla configurazione delle stringhe che comporranno il generatore fotovoltaico considerando anche quanto indicato dalla casa costruttrice.

Per tutte le specifiche tecniche, certificazioni, ecc.. si rimanda alle schede tecniche dell'inverter ed alla tavola progettuale dedicata.

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8;
- Conforme alle RTC alla rete CEI 0-21:2019;
- Conforme alle RTC alla rete CEI 0-16:2019;
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- Conformità marchio CE;
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico;
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV;

- L'inverter CC/CA in esame, al fine di limitare l'immissione della componente in corrente continua sul lato in corrente, alternata è dotato di: SISTEMA INTEGRATO a bordo dell'inverter.
- Efficienza massima 98 %.



Modello	3PH HYD20000 ZSS-T
Potenza nominale CA	20 kW
Tensione nominale	600 V
Numero canali MPPT	2
Numero totali di moduli	45
Potenza CC installata a STC	22,5 kW

CARATTERISTICHE INVERTER DC/AC	
Marca	ZCS
Modello	AZZURRO HYD 20000 ZSS
INGRESSI	
Quantità MPP	2 [MPPT1: A+B; MPPT2:A+B]
Potenza massima (P _{MAX} C.C. x MPPT) [W]	15.000
I _{max} . (MPP:1/2) [A]	25 / 25
I _{max} . c.c.(MPP:1/2) [A]	30 / 30
U _{dc} start c.c. [V]	250
U _{dc,r} nom. c.c. [V]	600
U _{dc} max. c.c. [V]	1.000
USCITA	
Potenza nominale - P _{nom} . c.a. [W]	20.000
Potenza massima - P _{max} . c.a. [VA]	22.000
Massima corrente - I _{max} . c.a. [V]	32
Tensione nominale - V _n c.a. [V]	400
Frequenza nominale [Hz]	50
Distorsione armonica totale [%]	< 3
cos φ	0.8 [indutt.] / 1 [capacit.]
Protez. interfaccia	NO
Limitazione immissione in rete	Programmabile
Efficienza massima [%]	98,2
Efficienza MPPT [%]	99,9
Massima efficienza di car./scar. Batterie [%]	97,8
Consumo in stand-by [W]	< 15
Temperatura di esercizio [°C]	-30 a +60
Grado di protezione	IP65
Peso [kg]	37
Dimensioni (H x L x P) [mm]	515 x 571 x 264

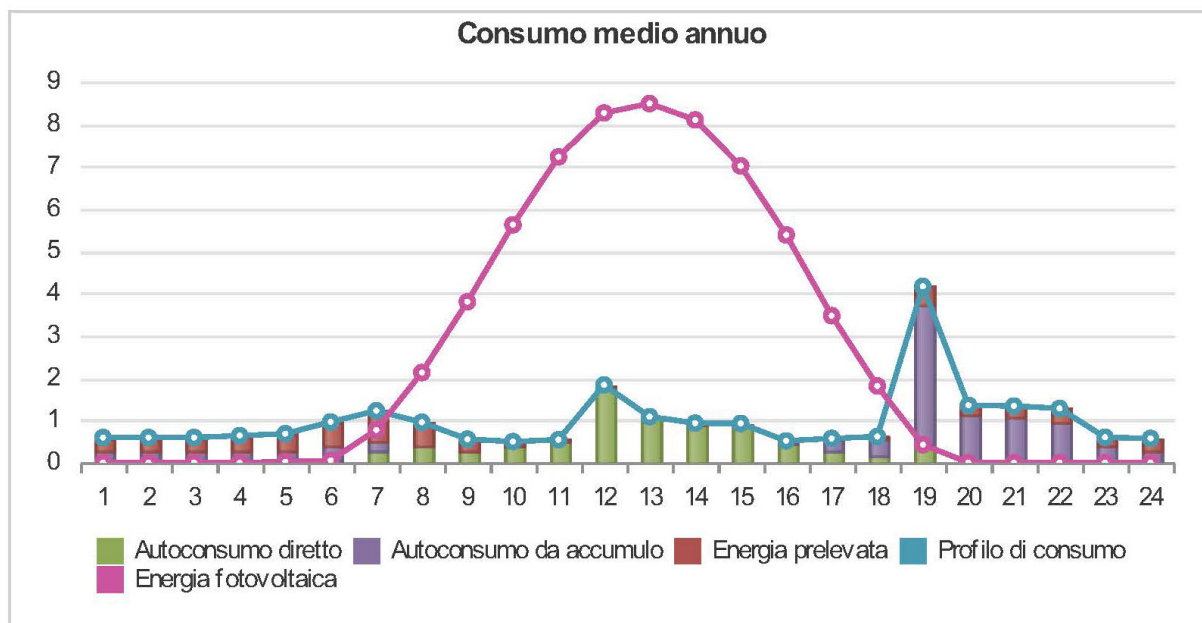
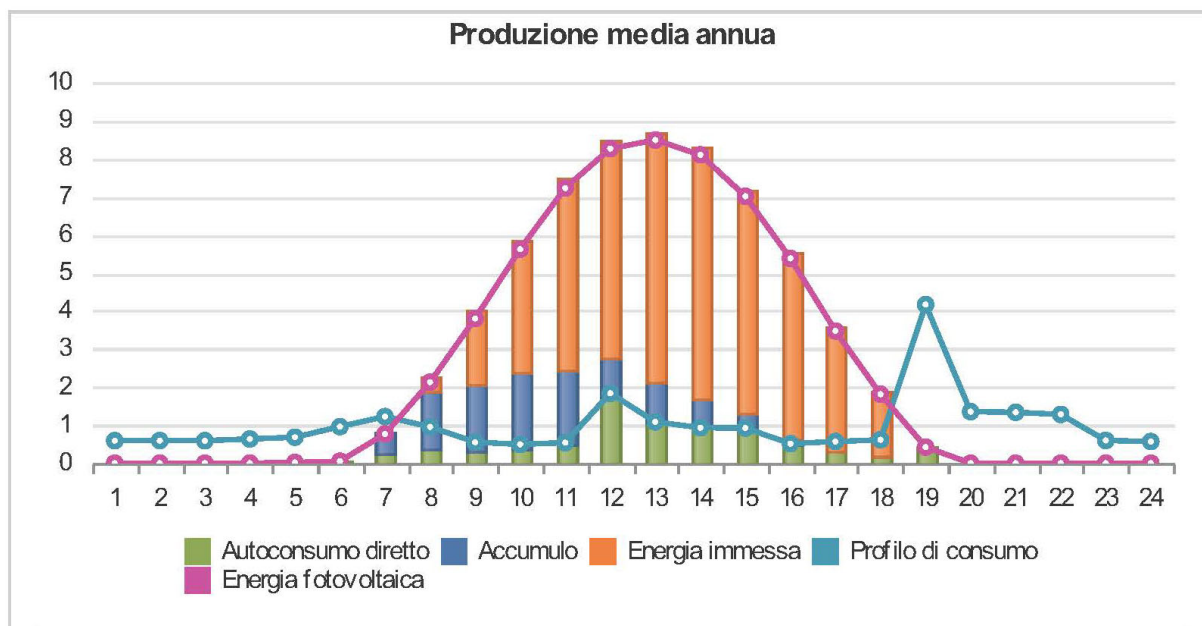
4.5.CONFIGURAZIONE STRINGHE

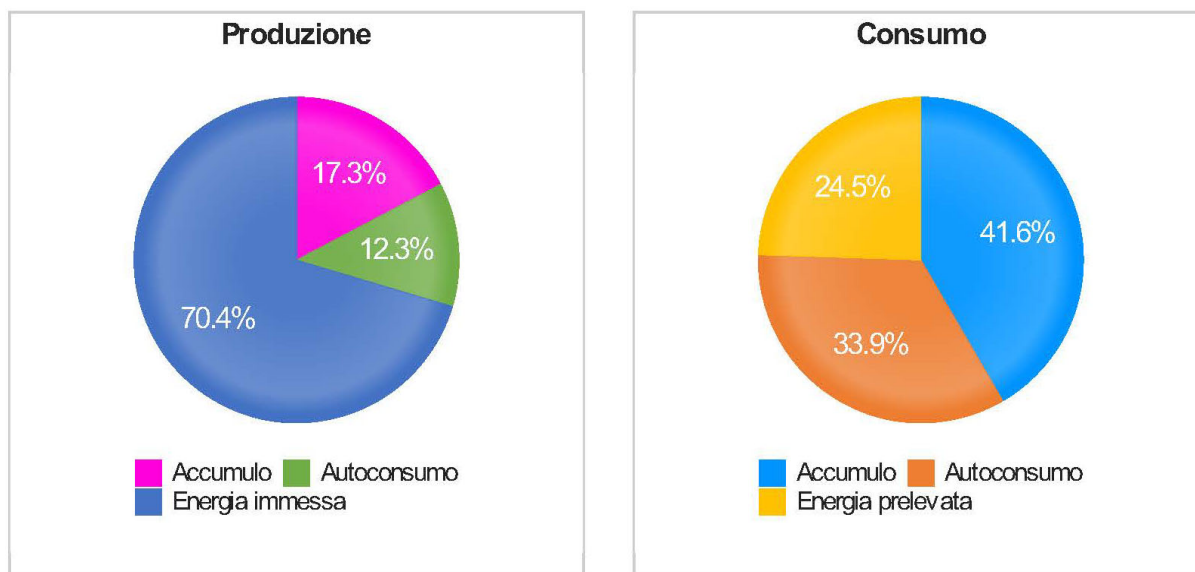
Per la verifica degli accoppiamenti stringhe e moduli fotovoltaici si riporta la seguente verifiche di accoppiamento riferite alle stringhe e all'inverter. In linea generale sono osservati i seguenti criteri:

- La tensione MPP massima di stringa non deve superare la massima tensione tollerata dall'inverter:
 $V_{maxMPPT} \geq V_{maxSTRINGA}$
- La tensione MPP minima di stringa non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverter:
 $V_{minMPPT} \leq V_{minSTRINGA}$
- La corrente MPP massima di stringa non deve superare la massima corrente in ingresso dell'inverter:
 $I_{maxSTRINGA} \leq I_{maxMPPT}$

	MPPT 1	MPPT 2
Campo FV	Campo FV 1	Campo FV 1
Moduli per stringa	15	15
Numero di stringhe in parallelo	2	1
Numero totali di moduli	30	15
Potenza installata massima MPPT [kW]	15	7,5
Potenza massima di canale MPPT [kW]	15	15
PPV(inst),MPPTi/PMMPPTMAX	1,00	0,50
PPV(inst)/PACR	112,50%	
PPV(inst)/PACMAX	112,50%	
Tensione di ingresso massima inverter	1000	1000
Tensione di attivazione	200	200
Range operativo MPPT a massima potenza	600 - 850	600 - 850
Voc_max stringa a circuito aperto @Min. Temp	831,90	831,90
Voc_min stringa a circuito aperto @Max. Temp	708,92	708,92
Vmp_Max tensione stringa @Min.Temp	688,69	688,69
Vmp_Min tensione stringa @Max.Temp	586,88	586,88
Massima corrente Isc per canale	30	30
Corrente CC Isc @Max. Temp	24,90	12,45
Corrente massima Imp	25	25
Corrente massima Imp @Max. Temp	23,70	11,85
Battery model	Azzurro ZBT 5000	
Storage system	1x3 - 15,36 kWh	
Enabled for Storage	True	

Consumo energetico annuo	8.583,45 kWh	Resa energetica annua	23.121,91 kWh
Autoconsumo da FV	2.909,61 kWh	FV a batteria	4.099,75 kWh
Consumo da storage	3.572,25 kWh	Feed-in griglia	16.640,05 kWh
Energia comprata	2.101,44 kWh	Autoconsumo da FV	28,03%
Quota di autosufficienza energetica	75,52%	Capacità della batteria	15,36 kWh





4.6.SISTEMA DI ACCUMULO

Le norme CEI 0-16 e CEI 0-21, che definiscono in ambito Nazionale le prescrizioni per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti delle imprese distributrici di energia elettrica in alta, media (CEI 0-16) e bassa (CEI 0-21) tensione, sono state recentemente aggiornate, per trattare anche gli aspetti relativi ai Sistemi di Accumulo (SdA) elettrico.

Un primo aggiornamento (avvenuto a dicembre 2013) ha visto l'introduzione nelle norme della definizione di SdA, degli schemi di connessione, nonché delle caratteristiche e posizionamento dei misuratori di energia.

Nel dicembre 2014, le norme in oggetto sono state ulteriormente aggiornate, tramite opportune varianti, con i servizi di rete richiesti agli storage, le prescrizioni circa le caratteristiche di capability.

Le novità normative e i provvedimenti regolatori collegati (Delibere 574/2014/R/eel e 642/2014/R/eel) hanno così portato a una piena definizione del quadro tecnico-regolatorio in tema di storage. In particolare la delibera 642/2014/R/eel, pubblicata anch'essa a dicembre 2014, ha prescritto l'applicazione dei requisiti tecnici definiti nelle Regole Tecniche di Connessione (RTC) ai SdA per i quali è stata presentata richiesta di connessione alla rete a partire dal 21 novembre 2014.

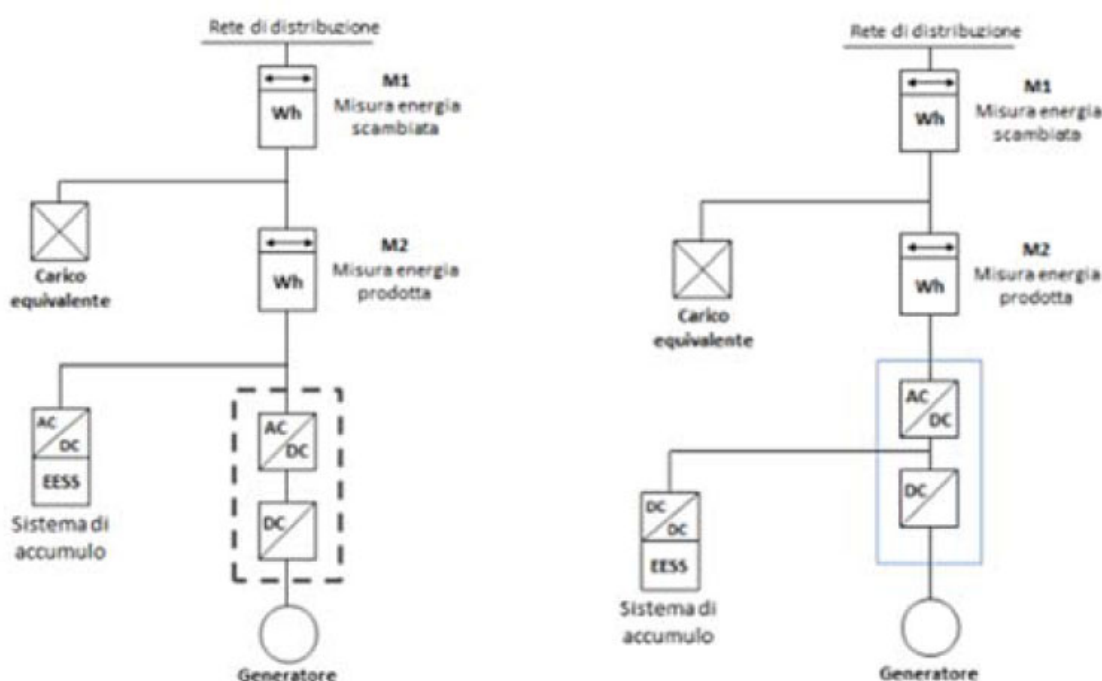
Secondo la definizione il SdA comprende quindi, oltre agli accumulatori (batterie), un insieme di dispositivi con relative logiche di gestione e controllo, quali appunto l'inverter/convertitore di accoppiamento alla rete e il BMS. Sono invece esplicitamente esclusi dalla definizione di SdA i sistemi che entrano in funzione solo al mancare della rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà dell'utente, come gli UPS (Uninterruptible Power Supply) o CPS (Central Power Supply), rispettivamente conformi alle norme EN 62040 e EN 50171. Inoltre, benché esistano anche altre tipologie di SdA, oltre a quello elettrochimico (ad es. meccanico, termico termico, elettromagnetico, ecc.), le prescrizioni delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 si applicano, allo stato attuale, solo a SdA di tipo elettrochimico (batterie).

Le RTC forniscono gli schemi da adottare per la connessione del SdA all'interno dell'impianto dell'utente, nonché le caratteristiche del sistema di misura necessario al corretto trattamento dei flussi di energia introdotti dall'accumulo, nonché al posizionamento dei sistemi di protezione.

Un SdA può essere installato:

- nella parte di impianto in corrente continua;
- nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione del generatore;
- nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione del generatore;
- presso un utente passivo.

Nel caso in esame l'accumulo verrà installato come indicato nelle illustrazioni di seguito ossia sul lato produzione bidirezionale (collegamento in corrente continua).



L'installazione delle batterie dovrà avvenire in modo conforme alle normative Nazionali ed Europee ed in conformità con tutte le prescrizioni indicate dal costruttore. In linea generale si dovranno seguire le seguenti prescrizioni:

- il locale di installazione non dovrà presentare presenza di gas o altri materiali infiammabili e/o combustibili;
- il locale di installazione dovrà garantire idonee temperatura ambiente comprese fra i 15°C e i 25°C;
- il locale di installazione dovrà garantire idonei livelli di umidità compresi fra il 40% ed il 60%;
- il locale di installazione dovrà garantire un idoneo ricambio naturale dell'aria;
- il locale di installazione dovrà garantire ideone caratteristiche di resistenza al fuoco;
- il locale di installazione dovrà essere adeguatamente corredato da idonea segnaletica di avviso;
- il locale di installazione dovrà essere conforme alle specifiche caratteristiche richieste dal costruttore della batteria.



BTS Intelligent Energy Storage	
System Model/ Nominal Energy/ Usable Energy/ Rated Power/ Rated Current	☐ AZZURRO HV ZBT ES5/5.12kWh/4.75kWh/2.5kW/7A ☐ AZZURRO HV ZBT ES10/10.24kWh/9.5kWh/5kW/14A ☐ AZZURRO HV ZBT ES15/15.36kWh/14.25kWh/7.5kW/21A ☐ AZZURRO HV ZBT ES20/20.48kWh/19kWh/10kW/28A
Input&Output Voltage Range	300~435Vdc
Enclosure Type	IP65
Protective Class	Class I
Weight	7.5 kg
Operating Temperature Range	-10 ~ +50°C
Zucchetti Centro Sistemi SpA Via Lungano 305/A 52028 Terranuova Bracciolini(AR) , Italy Manufactured in EXTRA EU	

CARATTERISTICHE SISTEMA DI ACCUMULO	
Marca	ZCS
Modello	AZZURRO HV ZBT ES15
Tipo di batteria	LFP
Unità di distribuzione batteria	ZZT- BAT-ZBT5K
Quantità moduli batteria	3
Totale energia batteria [kWh]	15,36
Energia utilizzabile [kWh]	14,25
Potenza nominale [kW]	7,5
Tensione nominale [V]	400
Intervallo di tensione a pieno carico [V]	350 ÷ 425
Corrente nominale di carica/scarica [A]	21
Classe di protezione	IP65
Intervallo temperatura ambiente [°C]	-10 a +50
Intervallo di umidità relativa consentito [%]	5 ÷ 95
Peso [kg]	161
Dimensioni (L x P x H) [mm]	708 x 170 x 1520
Installazione	A pavimento
Raffreddamento	Naturale
MODULO BATTERIA	
Modello	BTS 5K
Energia modulo batteria [kWh]	5.12
Profondità di scarica (DOD) [%]	90
Potenza nominale [W]	2.500
Dimensioni (L x P x H) [mm]	708 x 170 x 420
UNITA' DI DISTRIBUZIONE BATTERIA	
Modello	ZZT- BAT-ZBT5K
Corrente di carica/scarica max. [A]	35
Dimensioni (L x P x H) [mm]	708 x 170 x 200

4.7. SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA

Come richiesto dalla norma CEI 0-21, ed in generale come indicato dalle RTC, per il generatore fotovoltaico in esame è prevista l'installazione di un sistema certificato di interfaccia composto da un relè di monitoraggio conforme alla CEI 0- 16:2019 (SPI) e da una apparecchiatura di manovra (DDI) la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete elettrica Nazionale allo scopo di non gravare su eventuali guasti che possono verificarsi al di fuori delle rete dell'utente.

Secondo la Norma CEI 0-21 Ed. 2016-07, regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti B.T. delle imprese distributrici di energia elettrica, per l'installazione di impianti fotovoltaici laddove la potenza impianto sia maggiore di 11,08 kW è fatto obbligo di installare una protezione di interfaccia SPI esterna (mentre per impianti di potenza inferiore è sufficiente la protezione di interfaccia interna dell'inverter se conforme alla normativa).

La delibera dell'Autorità per l'energia Elettrica attualmente in vigore, la 786/2016/R/EEL, prevede che tutti i soggetti proprietari di impianti fotovoltaici di potenza pari o superiore a 11,08 kW debbano provvedere periodicamente alla ritaratura del sistema di protezione di interfaccia, pena la sospensione di tutte le convenzioni attive (SSP e RID).

La verifica è da eseguirsi, con cadenza quinquennale, tramite strumento Cassetta Prova relè su sistemi Protezione di Interfaccia per impianti connessi in Media Tensione MT e con cassetta Prova Relè esterna per quelli in Bassa Tensione (BT).

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), previsto nel presente impianto, è stato progettato secondo la norma CEI 0-21 ed è impiegato nel caso di connessione di un sistema di generazione locale in parallelo alla rete di bassa tensione del distributore.

I controlli riguardano limiti sulla tensione e sulla frequenza (protezioni di minima e massima tensione a doppia soglia, minima e massima frequenza a doppia soglia).

Nel caso in cui tensione o frequenza risultino al di fuori dei limiti consentiti, esso deve intervenire diseccitando un'uscita a relè per effettuare lo sgancio del dispositivo di interfaccia (DDI).

Il sistema di protezione [SPI] previsto è equipaggiato con 5 ingressi con le seguenti funzioni:

- IN1: feedback stato del DDI;
- IN2: segnale esterno per selezione frequenza (guasto alla rete di comunicazione);
- IN3: comando locale per selezione frequenza;
- IN4: teleseccato (apertura forzata del DDI indipendentemente dai valori di tensione e frequenza);
- IN5: programmabile.

Inoltre, sono presenti 3 uscite a relè per:

- OUT1: apertura e chiusura dispositivo di interfaccia (DDI);
- OUT2: apertura dispositivo di rinalzo (DDR) (programmabile: ritentivo normalmente eccitato, ritentivo normalmente diseccitato o impulsivo regolabile);
- OUT3: programmabile.

Il comando per il dispositivo di rinalzo è obbligatorio per impianti superiori a 20kW ed è costituito da un segnale ritardato di 0,5s rispetto al comando di apertura del DDR, inviato solo se il DDI fallisce il sezionamento.

E' prevista l'adozione del ricalzo cautelativo anche per questo impianto nonostante si tratti di impianto con potenza 20KW; sul ricalzo agisce una bobina di sgancio azionata da apposito pulsante di emergenza.

L'interfaccia di monitoraggio ed il dispositivo di interfaccia, trovano alloggio nel quadro di zona (QAC) su barra DIN; Il sistema di protezione di interfaccia è alimentato da gruppo di continuità dedicato, anch'esso soggetto a sezionamento con il comando manuale di emergenza (un unico pulsante per sezionamento DDR e sezionamento UPS).

Prima dell'attivazione e dell'allaccio dell'impianto fotovoltaico il sistema di interfaccia, composto da relè di interfaccia (SPI) e dispositivo di interfaccia (DDI), dovrà essere obbligatoriamente testato in campo mediante l'ausilio di idonea cassetta relè di tipo approvato e completa di idonei certificati di taratura della strumentazione. Non saranno ammesse in ogni caso prove del relè di interfaccia effettuate "a banco".

CARATTERISTICHE SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA [SPI]	
Marca	LOVATO
Modello	PMVF52
INGRESSI	
Tipo di sistema monitorabile	trifase; monofase
Protezioni	min. e max. tensione a doppia soglia min. e max. frequenza a doppia soglia.
Tensione nominale alim. - Vn c.a. [V]	24...240VAC 24...240VDC
Frequenza nominale [Hz]	50
INGRESSI VOLTMETRICI	
Tensione nominale max. [V]	400 [L-L]; 230 [L-N]
Campo di misura [V]	40 ÷ 480V [L-L]; 23 ÷ 277 [L-N]
Campo di frequenza [Hz]	45÷55
Tipo di misura	valore efficace TRMS
Tensione nominale d'isolamento Ui [V]	300V [L-N]
INGRESSI DIGITALI	
Numero di ingressi	5
Tipo di ingresso	da utilizzare con contatto pulito con comune
Tensione presente sugli ingressi [V]	5 Vdc
Corrente di ingresso [mA]	6
USCITE	
n. relè	3
Configurazione contatti	n.2 contatti in scambio NO-NC; n.1 contatto NO
Tensione nominale d'isolamento Ui [V]	300
CARATTERISTICHE DISPOSITIVO	
Temperatura di esercizio [°C]	-30 a +60
Grado di protezione	IP40
Peso [kg]	0,33
Dimensioni (H x L x P) [mm]	105 x 72 x 63

4.8. CAVI ELETTRICI E CABLAGGI

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici dovranno essere effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa attraverso i connettori Multi Contact (maschio e femmina) di cui le junction box di ciascun modulo sono già dotate, effettuando a valle il parallelo di tutte le stringhe. Con l'adozione di ottimizzatori anch'essi saranno dotati di cavi multicontact per poter essere connessi in serie nella stringa.

I cavi che scendono verso il quadro di parallelo/inverter dovranno essere intestati anch'essi con connettori MultiContact.

I cavi devono stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali/cavidotti ricavati nei profili delle strutture di fissaggio.

Quando non possibile si devono rispettare a pieno le prescrizioni indicate al capitolo precedente (4.3. STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI) tenendo bene in considerazione le dilatazioni termiche dei componenti in condizioni di calore intenso in modo tale da evitare in ogni caso anche leggeri schiacciamenti che potrebbero determinare danneggiamenti o recisioni pericolose della guaina dei cavi in corrente continua determinando archi elettrici e inneschi di incendio.

L'inverter (categoria di protezione IP65) sarà fissato a parete all'interno del locale dedicato REI 90 al piano primo dell'edificio; i cavi provenienti dal generatore fotovoltaico sono connessi agli inverter per mezzo di opportuni connettori stagni "MultiContact".

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame o in alluminio con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame o alluminio calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- Tipo H1Z2Z2-K (secondo regolamento CPR) o FG21M21 se in esterno
- Tipo FG16 o FG18 (secondo regolamento CPR) se in cavidotti su percorsi interrati, o in canalizzazioni plastiche o metalliche, con percorsi all'interno e/o esterno di edifici
- Tipo FS17 se posati in cavidotti sottotraccia all'interno di edifici

Inoltre i cavi saranno a norma CPR (UE) n. 305/11, CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

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

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

Come è possibile notare dalle prescrizioni sopra esposte, le sezioni dei conduttori degli impianti fotovoltaici sono sicuramente sovradimensionate per le correnti e le limitate distanze in gioco.

Per i circuiti in corrente continua ed in corrente alternata, al fine di limitare le perdite di energia prodotta, si assumerà quale valore limite di caduta di tensione massimo il 2%.

Tutti i cavi impiegati per la realizzazione dell'impianto di produzione in esame dovranno essere realizzati secondo i seguenti requisiti generali e riferimenti normativi:

- CEI-UNEL 00722 Colori distintivi delle anime dei cavi isolati con gomma o polivinilcloruro per energia o per comandi e segnalazioni con tensioni nominali U_0/U non superiori a 0,6/1 kV.
- CEI UNEL 00721 Colori di guaina dei cavi elettrici.
- CEI UNEL 00725 (EN 50334) Marcatura mediante iscrizione per l'identificazione delle anime dei cavi elettrici.
- CEI-UNEL 35024/1 "Cavi elettrici isolati con materia superiori a 1000 V in c.a. e 1500 V in c.c. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria".
- CEI-UNEL 35024/2 "Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in c.a. e di cavi elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non 1500 in c.c. - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria".
- CEI-UNEL 35026 "Cavi di energia per tensione nominale U sino ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata - o elastomerico termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata"
- CEI 16-1 Individuazione dei conduttori isolati.
- CEI 20-21 (serie) Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente.
- CEI 11-17 (Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo). - CEI 20-40 (HD 516) - (Guida per l'uso di cavi a bassa tensione).
- CEI 20-67 (Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV).
- CEI 20-89 (Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di Media Tensione).

Si dovranno impiegare cavi esclusivamente di Cavo tipo A (I Categoria) = Cavi con guaina per tensioni nominali $U_0/U = 450/750$ e 0,6/1 kV.

Tutti i conduttori e i dispositivi di contenimento degli stessi previsti per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in esame dovranno essere posati in modo tale da essere protetti da irraggiamento diretto al fine di evitarne il surriscaldamento, il deterioramento dell'isolante (raggi UV) e/o una temperatura di esercizio dell'ambiente in cui sono posati superiore a 40°C (k 0,9) ambiente esterno e 35°C (k 0,96) ambiente interno.

Pertanto tutti i cavi e le vie cavo che possono eventualmente essere coinvolte da irraggiamenti diretti durante l'arco della giornata dovranno essere protette mediante schermature solari idonee allo scopo.

Non vengono considerati tali ad esempio coperchi di chiusura applicati su passerelle chiuse e forate in quanto la temperatura di esercizio interna al condotto determinerebbe cali della portata dei conduttori in essa posati.

Si ricorda che il mancato rispetto di detta condizione di posa, da rispettare obbligatoriamente da parte della ditta installatrice, determina una riduzione significativa della capacità di portata dei conduttori impiegati per il cablaggio.

Inoltre si ricorda che in ogni caso, in relazione alle condizioni ambientali e di posa e ai fini di una corretta installazione, si dovranno rispettare le indicazioni della Norma CEI 11-17, CEI 20-40, CEI 20-67 e 20-89 da seguire in modo pedissequo.

Modifiche derivanti da pose diverse da quanto sopra indicato modificano, anche in modo significativo, la portata dei conduttori i quali dovranno eventualmente essere sovradimensionati. Pertanto è necessario il pieno rispetto di quanto sopra indicato. Inoltre, in ogni caso, si dovranno prevedere conduttori aventi caratteristiche, formazione, sezione, ecc.. come dà specifiche indicazioni del costruttore degli apparati che verranno installati quali inverter di conversione CC/CA e pannelli fotovoltaici (per tali indicazioni si rimanda ai manuali rilasciati dal costruttore).

Sarà cura della ditta installatrice dell'impianto acquisire e rispettare tali indicazioni fornite dal costruttore dei prodotti menzionati poc'anzi ed eventualmente prendere provvedimenti migliorativi in termini di caratteristiche, sezione, formazione, ecc.. dei cavi da impiegare.

4.9. PROTEZIONI LATO DC

Per la parte di circuito in corrente continua la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Inoltre la sezione ed il dimensionamento dei conduttori in c.c. è tale da garantire nelle condizioni più severe una portata pari a $1,25I_{sc}$.

$$I_z \geq 1,25I_{sc}$$

In cui:

- I_z : portata cavo
- I_{sc} : massima corrente stringa fotovoltaica

Alla luce di quanto sopra pertanto è possibile omettere eventuali protezioni dedicata alla protezione di eventuali sovraccarichi e/o correnti di corto circuito come indicato dalla Guida CEI 82-25 e dalla norma CEI 64-8/7 712.433.1 "la protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sui cavi delle stringhe FV e dei moduli FV quando la portata dei cavi sia eguale o superiore a 1,25 volte I_{SC} STC". Inoltre "la protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sul cavo principale FV se la portata sia eguale o superiore a 1,25 volte I_{SC} STC del generatore stesso" (CEI 64-8/7, 712.433.2).

Inoltre si chiarisce che non saranno in ogni caso ammessi nel caso in esame paralleli di più stringhe esterne all'inverter o impiego di connettori a "Y".

Ogni stringa dovrà essere connessa direttamente ai connettori a bordo degli inverter in modo da garantire il corretto monitoraggio e la corretta protezione contro inversioni di polarità, correnti inverse, ecc... al fine di evitare surriscaldamenti, malfunzionamenti e/o rotture.

Quadro di stringa o campo lato corrente continua [QDC]

Si prevede di installare un centralino con grado di protezione minimo IP65 in apposito locale tecnico al piano primo con resistenza al fuoco REI 90.

Ogni stringa sarà composta da 15 pannelli connessi in serie.

Ogni centralino è dotato di interruttore di sezionamento sotto carico, ed ogni c.to stringa sarà accessoriato con apposito scaricatore di sovratensione di tipo I-II.

La protezione della stringa non è necessaria nel centralino in oggetto in quanto presente sul lato DC, su ogni MPPT, dell'inverter su cui ciascuna stringa sarà connessa.

4.10.PROTEZIONI LATO AC

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il sovraccarico ed il corto circuito è assicurata da idonei dispositivi automatici installati a valle dell'inverter.

Per evitare che la temperatura dei cavi superi il valore ammissibile le correnti del sistema cavo-apparecchio di protezione contro il sovraccarico devono essere verificate le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z;$$

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

in cui:

- I_n è la corrente nominale o di regolazione dell'apparecchio;
- I_b alla corrente di impiego della conduttura
- I_z è la portata della conduttura in regime permanente che deve essere determinata in riferimento alle effettive condizioni di funzionamento;
- I_f è la corrente di sicuro funzionamento del dispositivo di protezione

Nel caso di utilizzo di interruttori automatici la corrente di funzionamento deve essere:

- $1,45I_n$ per interruttori ad uso domestico e similare conformi alla norma CEI 23-3;
- $1,3I_n$ per interruttori per uso industriale conformi alla norma CEI 60947-2;

Quadro di parallelo lato corrente alternata [QAC]

Si prevede di installare un centralino con grado di protezione minimo IP65 in apposito locale tecnico al piano primo con resistenza al fuoco REI 90.

Il quadro è installato a parete in prossimità del convertitore, per il parallelo in alternata; il quadro sarà realizzato in una cassetta in materiale plastico, posta a valle del rispettivo convertitore statico (inverter), per la protezione della linea in uscita dall'inverter.

All'interno dello stesso quadro sarà inserito il sistema di protezione d'interfaccia alla rete (per impianti con $P_n > 11,08 \text{ kW}$ secondo CEI 0-21 e CIE 0-16) e tutti i dispositivi di protezione e controllo necessari al sistema.

Si predispone un punto di connessione per contabilizzatore, nel caso di impianti futuri con il contatore di produzione ad inserzione diretta della Società distributrice dell'energia elettrica [e-Distribuzione SpA] (se richiesto).

Il presente impianto non essendo connesso in regime di Scambio sul Posto ma con formula di Ritiro Dedicato non necessita di alcun contatore supplementare, oltre al contatore bidirezionale nel punto di fornitura.

Dal quadro lato AC la linea sarà portata direttamente al manufatto esterno per essere connessa a valle dell'interruttore dedicato (magnetotermico differenziale).

Tutti i quadri devono essere realizzati come da specifiche ed elaborati di progetto, nel pieno rispetto delle norme CEI EN 61439-1 e 61439-2, CEI 64-8, IEC 439-1, e tutte le successive integrazioni e/o norme specifiche non esplicitamente indicate ma comunque in vigore alla data di redazione di questo progetto.

Ove non diversamente specificato, i quadri dovranno avere un grado di protezione $> \text{IP40}$. Dovrà essere assicurata una adeguata areazione naturale nei punti di installazione dei quadri elettrici in modo da evitare fenomeni di sovratemperatura all'interno.

L'esecuzione dei quadri deve essere conforme a quanto previsto nella norma CEI EN 61439. In caso di installazione all'esterno si dovranno prevedere carpenterie in vetroresina o similare con grado di protezione minimo IP55 . Inoltre dovrà essere realizzata una schermatura ad hoc (es. tettoia) contro la protezione dei raggi diretti del sole e alle intemperie.

4.11. SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua se la potenza complessiva di produzione non supera i 20 kW.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno, dove ritenuto necessario, verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le strutture metalliche a supporto dei pannelli invece sono da collegare a terra come tutti i supporti che compongono l'impianto solo nel caso in cui i pannelli fotovoltaici presentino una classe di isolamento I. Nel caso in cui i pannelli siano realizzati con una classe di isolamento II non occorre la messa a terra della struttura in quanto tutti i componenti (pannelli e cavi) sono a doppio isolamento.

In ogni caso però, come nella maggior parte dei casi succede, per un corretto funzionamento del sistema del controllo di isolamento interno agli inverter si dovrà provvedere a collegare equipotenzialmente con il sistema di messa a terra le strutture di fissaggio dell'impianto PV (almeno un collegamento equipotenziale per ogni singola stringa. La resistenza dell'impianto di terra a cui sono connesse tutte le masse del sistema IT dovranno soddisfare la seguente condizione:

$$R_e \leq 120 / I_d$$

in cui:

- I_d : corrente di guasto a terra impianto PV

A valle dell'inverter il sistema si considera di tipo TT. Per tale motivo ce la necessità di installare un interruttore di tipo differenziale per proteggere tutte le masse a valle dello stesso. Non sarà ammessa in ogni caso la presenza di masse a monte del suddetto interruttore automatico di tipo differenziale. Il valore della resistenza di terra dell'impianto utilizzatore a valle dell'inverter dovrà in ogni caso rispettare la seguente condizione:

$$R_e \leq 50 / I_{dn}$$

in cui:

- I_{dn} : corrente di intervento differenziale

Pertanto, nel caso in esame si avrà che:

$$R_e \leq 50 / 1$$

$$R_e \leq 50$$

In ogni caso il dispositivo differenziale dovrà essere presente a valle dell'ultima massa, nel senso dell'energia fornita del generatore PV, e a monte della prima massa nel senso dell'energia proveniente dalla rete.

In definitiva si ha che:

- le masse dell'impianto utilizzatore dovranno essere protette da normali interruttori differenziale;
- le masse tra l'inverter e il parallelo con il sistema elettrico dell'edificio dovranno essere protette da normali interruttori differenziale;

Nel caso in esame il sistema di terra a servizio del generatore fotovoltaico sarà allacciato all'impianto di terra a servizio dell'intero immobile.

Per le caratteristiche e il dimensionamento di tale impianto di terra si rimanda alla documentazione in allegato al progetto di riqualificazione dell'edificio in oggetto.

Si ricorda in ogni caso che come richiesto dalle normative vigenti in materia di sicurezza il titolare dell'attività e/o il proprietario dell'immobile ha l'obbligo di far verificare in modo ciclico, da un ente preposto e notificato a livello Ministeriale, l'intero impianto di terra e dispositivi differenziali.

Pertanto se ciò è rispettato come imposto dalle Leggi e Normative vigenti a oggi si può affermare che tutto quanto è stato fatto per evitare malfunzionamenti dell'impianto di terra che potrebbero comportare rischi a lavoratori e/o agli occupanti.

Si aggiunge in ultimo che, nel caso in cui il valore della resistenza di terra dell'impianto esiste fosse inferiore a quello indicato in precedenza al quale va applicato un coefficiente di sicurezza 2 ($R_e \leq 25 \text{ ohm}$), si dovrà provvedere all'efficientemente dell'impianto prevedendo ulteriori elementi disperdenti posti ad intimo contatto con il terreno e collegati in parallelo all'impianto di terra in essere.

La sezione dei conduttori di protezione dovrà, in generale, risultare non inferiore a quanto previsto dalla norma CEI 64/8 (vedi relazione tecnica di impianto).

4.12. PROTEZIONI DIFFERENZIALI

Al fine di aumentare il livello di sicurezza dell'impianto fotovoltaico e garantire:

- Corretto coordinamento delle protezioni necessario a garantire una idonea sicurezza contro i contatti indiretti;
- Evitare la penetrazione e/o l'immissione di correnti pulsanti ad alta frequenza sulla rete utente derivanti da guasti e/o anomalie sugli inverter;

Si installerà un dispositivo magnetotermico con protezione aggiuntiva differenziale per il singolo inverter fotovoltaico.

La caratteristica di intervento di tali interruttori differenziali sarà di tipo A o di tipo B (correnti continue) a seconda delle indicazioni della casa costruttrice della macchina. Tali differenziali saranno del tipo fisso o regolabile e, oltre a garantire le sicurezze di cui sopra, non costituiranno causa di interruzioni di produzione dovute ad interventi impestivi.

4.13.SCARICHE ATMOSFERICHE

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria dell'edificio e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sulla struttura.

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulminazione con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter. I morsetti degli inverter risultano protetti internamente con varistori.

La valutazione della protezione contro le scariche atmosferiche non può essere svolta solo su tali zone ma deve essere svolta tenendo in considerazione l'intero fabbricato.

Tale obbligo discende dalla norma CEI 81-10 la quale, se il rischio di fulminazione dell'edificio eccede i limiti previsti, prescrive l'adozione delle misure di sicurezza atte a garantire l'incolumità delle persone.

La valutazione e l'eventuale studio delle misure di protezione da adottare sono esposti in apposito documento in allegato al progetto di riqualificazione.

4.14. SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO [SCM]

Generalmente a bordo degli inverter è presente un sistema di controllo e monitoraggio del sistema allo scopo di interrogare in ogni istante l'impianto al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati con la possibilità di visionare le indicazioni tecniche (Tensione, corrente, potenza etc..) di ciascun inverter.

Nel caso di guasto dell'inverter o di anomalie sul sistema verrà trasmesso ad apposito operato prescelto tale irregolarità in modo tale da intervenire nel minor tempo possibile. È possibile inoltre leggere nella memoria eventi del convertitore tutte le grandezze elettriche dei giorni passati.

5. INDICAZIONI FINALI

5.1. VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico garantiscano un rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

5.2. CONCLUSIONI

Allegati alla presente relazione vi sono planimetria e schema elettrico unifilare, che riportano le principali utenze, quali quadri, linee, etc.,

La presente relazione tecnica decade nel per qualsiasi modifica effettuata, non comunicata o concordata. La presente relazione, se in fase preliminare, dovrà essere discussa, per eventuali modifiche e richieste del committente, necessaria per la produzione della relazione Esecutiva delle opere.

Il progettista declina ogni responsabilità per danni a persone o cose derivanti da una esecuzione dell'impianto elettrico non perfettamente rispondente al progetto, e per variazioni non autorizzati del medesimo.

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- progetto esecutivo in versione "come costruito", corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/2008;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del convertitore c.c./c.a. alle norme vigenti e, in particolare, alle CEI 11-20 qualora venga impiegato il dispositivo di interfaccia interno al convertitore stesso;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate (SPI; contattore DDI; etc.);
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE.

5.3.MANUTENZIONE

Le attività di manutenzione condotte sugli impianti fotovoltaici devono essere riportate nel registro dei controlli e delle manutenzioni degli impianti e delle attrezzature antincendio di cui all'articolo 3 del decreto del Ministro dell'interno (01 settembre 2021). A titolo esemplificativo devono esservi riportati:

- stato iniziale dell'impianto all'inizio degli interventi di monitoraggio e manutenzione; presenza di moduli con microfratture o danni evidenti e/o fenomeni di dilatazione anormale dei moduli per errati sistemi di supporto;
- presenza di condensa all'interno dei moduli;
- presenza di ombreggiamenti significativi e programma del relativo controllo costante sull'andamento di tali fenomeni;
- interventi di revamping sull'impianto con sostituzione di moduli e/o inverter;
- eventuale piano di pulizia periodica dell'impianto;
- eventuale presenza di sistemi di monitoraggio in continuo che identificano guasti e/o anomalie in tempo reale o differita;
- registrazione degli interventi effettuati e pianificazione degli interventi futuri;
- identificazione delle caratteristiche planimetriche dell'impianto in funzione degli accessi per le operazioni di manutenzione (es.: linee vita) e di intervento sullo stesso (es.: operazioni di spegnimento).

I principali riferimenti normativi volontari per la manutenzione e le verifiche degli impianti fotovoltaici sono attualmente costituiti dai seguenti documenti:

- norma CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- guida CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
- CEI EN 62446-1: Sistemi fotovoltaici (FV) - Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione Parte 1: Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica - Documentazione, prove di accettazione e verifica ispettiva.
- CEI EN 62446-2: Sistemi fotovoltaici (FV) - Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione - Parte 2: Sistemi collegati alla rete elettrica - Manutenzione di sistemi fotovoltaici.
- IEC TS 62446-3 (specifica tecnica) ispezione termografica ad infrarossi di moduli ed elementi di impianto, unito a monitoraggio attivo/predittivo con sistemi di monitoraggio pre-installati.

Devono essere eseguite e documentate le verifiche ai fini del rischio incendio dell'impianto fotovoltaico, con particolare attenzione ai sistemi di giunzione e di serraggio e alla presenza di ombreggiamenti diffusi e/o localizzati (hot spot) con periodicità biennale.

In ogni caso, la periodicità dei controlli dell'impianto fotovoltaico deve essere la stessa di quella prevista dalle norme tecniche applicabili per l'impianto elettrico di edificio.

5.4. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gli impianti fotovoltaici non producono emissioni di nessun tipo; non emettono gas aventi effetto serra né durante la fase di esercizio, né in fase di dismissione.

La produzione di un kWh di energia elettrica da fonte solare, se confrontata con pari produzione energetica da fonti fossili, consente di evitare l'emissione in atmosfera di anidride carbonica che è uno tra i principali gas responsabili dell'effetto serra.

La produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso, limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo.

La vita attesa dell'impianto (intesa quale periodo di tempo in cui l'ammontare di energia elettrica prodotta è significativamente superiore ai costi di gestione dell'impianto) è di circa 30-35 anni.

Al termine di detto periodo è previsto lo smantellamento delle strutture ed il recupero del sito che potrà essere completamente recuperato alla iniziale destinazione d'uso.

Si procederà quindi alla rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero.

In conseguenza di quanto detto tutti i componenti dell'impianto e gli associati lavori di realizzazione sono stati previsti per il raggiungimento di tali obiettivi.