

POLITECNICO DI TORINO

Tesi magistrale in Ingegneria Elettrica



**Integrazione elettrica di Sistemi di Accumulo Centralizzati
nelle Micro-reti Fotovoltaiche: un'applicazione nel Progetto
PVZEN**

Relatore:

Prof. Paolo Di Leo

Candidato:

Luca Franzolin

Correlatori:

Prof. Filippo Spertino

Prof. Alessandro Ciocia

Marzo 2025

Anno Accademico 2024/2025

RINGRAZIAMENTI

Ringrazio il Prof. Paolo Di Leo, il Prof. Alessandro Ciocia e il Prof. Filippo Spertino per avermi dato la possibilità di partecipare e contribuire ad un progetto di grande interesse e rilevanza, supportandomi e guidandomi attraverso i loro preziosi insegnamenti e conoscenze.

Ringrazio i miei genitori Paola e Vittorio che mi hanno dato sempre la possibilità di inseguire i miei sogni, non facendomi mai sentire lontano da casa.

Ringrazio mia sorella Irene per essere sempre stata al mio fianco, aiutandomi a crescere e diventare la persona che sono.

Ringrazio i miei nonni Luisa e Ruggero per aver sempre creduto in me con grande orgoglio e fierezza, spronandomi a fare in ogni momento la scelta giusta.

Ringrazio la mia fidanzata Martina che ogni giorno vive con me i traguardi e le difficoltà, rendendo la mia vita unica e preziosa.

Dedico il mio percorso alla mia Famiglia, tutto ciò che ho e di cui avrò mai bisogno.

Sommario

1	Introduzione	5
2	Generazione fotovoltaica	7
2.1	I vantaggi del fotovoltaico	7
2.2	I limiti del fotovoltaico	8
2.3	Tecnologie dei moduli fotovoltaici.....	8
2.4	Dati di targa dei moduli fotovoltaici.....	9
2.5	Collegamento dei moduli fotovoltaici	10
2.5.1	Connessione in serie: le stringhe	10
2.5.2	Connessione in parallelo di stringhe: il campo fotovoltaico	11
2.6	Inverter e MPPT	11
2.6.1	Inverter	11
2.6.2	MPPT.....	11
2.7	Rendimento globale dell'impianto fotovoltaico	12
3	Comunità energetiche e impianti <i>off-grid</i>.....	13
3.1	Comunità energetiche	13
3.2	Comunità energetiche fotovoltaiche.....	13
3.3	Sistemi <i>off-grid</i> e il loro ruolo nelle comunità energetiche	14
4	Progetto PVZEN	15
4.1	Introduzione.....	15
4.2	Descrizione del laboratorio.....	16

4.3	Laboratorio in fase 1: componentistica	16
4.3.1	Apparecchiatura hardware	18
4.3.2	Emulatore	25
4.3.3	Sistema di monitoraggio.....	26
4.4	Laboratorio in fase 1: configurazione del sistema lato AC	27
4.5	Modalità di funzionamento del sistema.....	32
4.6	Note relative all'impianto e al suo funzionamento.....	33
4.7	Laboratorio in fase 1: configurazione del sistema lato DC	34
5	Ampliamento del laboratorio PVZEN	35
5.1	Introduzione.....	35
5.2	Progettazione dell'ampliamento lato AC	37
5.2.1	Blocco centralizzato	39
5.2.2	Nuovi punti di misura.....	43
5.2.3	Configurazione secondaria del sistema	45
5.2.4	Installazione del nuovo quadro principale, riorganizzazione e nuovo cablaggio dei quadri di laboratorio.....	48
5.2.5	Verifica di cavi e protezioni	49
5.3	Progettazione dell'ampliamento lato DC	59
5.3.1	Ampliamento del generatore fotovoltaico 2.....	60
5.3.2	Generatore fotovoltaico 4 e MPPT.....	60
5.4	Posa in opera e fase esecutiva dell'ampliamento lato AC.....	61
5.4.1	Messa in disservizio e smantellamento parziale del laboratorio	61
5.4.2	Considerazioni emerse in fase esecutiva rispetto all'allestimento dei quadri e degli interruttori.....	63
5.4.3	Considerazioni emerse in fase esecutiva rispetto alla strumentazione di misura ASITA.....	63
5.4.4	Variazioni su interruttori e altre apparecchiature	66

5.4.5	Variazioni attuate in fase esecutiva rispetto alla fase progettuale nell'allestimento dei quadri	69
5.4.6	Messa in servizio dell'impianto.....	76
5.5	Parti dell'ampliamento previste nella seconda parte dei lavori	78
6	Prescrizioni antincendio	79
6.1	Introduzione.....	79
6.2	Il caso PVZEN.....	79
6.3	Nota DCPREV prot. n. 1324 del 7 febbraio 2012: «Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione Anno 2012»	80
6.4	Nota PROT EM 622/867 del 18/02/2011: «Procedure in caso di intervento in presenza di pannelli fotovoltaici e sicurezza degli operatori vigili del fuoco»	82
6.5	Note dei Vigili del Fuoco: considerazioni.....	84
6.6	Provvedimenti attuati al laboratorio a fronte della sicurezza antincendio: fase progettuale	85
6.6.1	Apparecchiature elettriche impiegate nel sistema antincendio	86
6.6.2	Caso 1: Mancanza di tensione da rete a causa di un guasto o manutenzione.....	90
6.6.3	Caso 2: Intervento dei Vigili del Fuoco per una situazione di incendio	92
6.6.4	Caso 3: Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione parziale del laboratorio (tutto ad esclusione del blocco UPS)	96
6.6.5	Caso 4: Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione totale del laboratorio	97
6.6.6	Caso 5: Manutenzione straordinaria al blocco UPS	100
6.7	Provvedimenti attuati al laboratorio a fronte della sicurezza antincendio: fase esecutiva	101
6.7.1	Variazioni alla componentistica del sistema antincendio.....	102
6.7.2	Variazioni al caso 2: Intervento dei Vigili del Fuoco per una situazione di incendio	105

6.7.3	Caso 4: Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione totale del laboratorio	106
6.7.4	Note al termine della prima fase dei lavori di ampliamento relative al sistema antincendio.....	107
6.8	Parti dell'ampliamento previste nella seconda parte dei lavori	107
7	Misure di isolamento su moduli fotovoltaici compromessi.....	108
7.1	Risultati delle misure	109
7.2	Conclusioni sulle misure	111
8	Conclusioni	114
9	Bibliografia	116
10	Allegati	119
10.1	Allegato 1 – Componentistica nel Quadro Principale in fase progettuale 119	
10.2	Allegato 2 – Componentistica nel Quadro UPS in fase progettuale.....	120
10.3	Allegato 3 – Interruttori, fusibili e contattori nei quadri Principale e Secondario dopo la fase esecutiva	121
10.4	Allegato 4 – Altra componentistica nei quadri Principale e Secondario dopo la fase esecutiva	122
11	Sommario delle tavole	123

Capitolo 1

1 Introduzione

Negli ultimi decenni, la società ha affrontato sfide sempre più urgenti in termini di sostenibilità ambientale e crisi energetica. In questo scenario, la tecnologia fotovoltaica si afferma come una soluzione chiave per mitigare la crisi climatica e garantire una produzione energetica sostenibile. Un'importante innovazione in questo ambito è rappresentata dalle comunità energetiche, che consentono di ridurre i costi e gli sprechi, contribuendo a un uso più efficiente delle risorse energetiche.

Il progetto PVZEN (PhotoVoltaic Zero Energy Network) nasce dall'esigenza di studiare le comunità energetiche e le loro potenzialità. Sviluppato dai dipartimenti DENERG (Energia) e DET (Elettronica e Telecomunicazioni) del Politecnico di Torino, PVZEN è un laboratorio sperimentale progettato per simulare una comunità energetica basata sulla generazione fotovoltaica. In particolare, il laboratorio riproduce una comunità composta da tre utenti domestici, in grado di generare, accumulare e consumare energia, creando una micro-rete potenzialmente autonoma.

Tra la fine del 2024 e l'inizio del 2025, sono stati effettuati interventi di ampliamento dell'impianto di laboratorio, con l'obiettivo principale di integrare un sistema centralizzato di generazione e accumulo a servizio della micro-rete. Inoltre, è stato implementato un sistema antincendio conforme alle normative vigenti e alle direttive del Corpo dei Vigili del Fuoco.

Questa tesi si propone di illustrare tutti gli aspetti legati ai lavori di ampliamento, dalla fase progettuale a quella esecutiva, oltre a descrivere i provvedimenti adottati in materia antincendio, sia dal punto di vista normativo che per l'adeguamento del laboratorio.

L'analisi è stata condotta attraverso verifiche tecniche basate sulle formule riportate nelle normative di riferimento, supportate dall'impiego di software specifici per la progettazione e la simulazione degli impianti. Nella fase esecutiva,

sono state apportate alcune modifiche necessarie rispetto al progetto iniziale per rispondere a vincoli tecnici e pratici emersi durante i lavori. Tali variazioni sono state adottate garantendo la piena conformità alle normative vigenti e ponendo particolare attenzione all'ottimizzazione dell'installazione e alla sicurezza del sistema.

L'elaborato si articola in due capitoli introduttivi dedicati alla generazione fotovoltaica e alle comunità energetiche, seguiti da un capitolo sulla descrizione del laboratorio prima dei lavori di ampliamento. Successivamente, viene analizzato il processo di progettazione e realizzazione degli interventi, mentre un capitolo specifico è dedicato alla normativa antincendio e alle prescrizioni adottate per la conformità dell'impianto. Infine, si propone una breve analisi della misura di isolamento di alcuni moduli fotovoltaici.

Capitolo 2

2 Generazione fotovoltaica

Il fotovoltaico è una tecnologia che sfrutta l'effetto fotovoltaico per trasformare l'energia solare in energia elettrica. Questo fenomeno, scoperto nel 1839 da Edmond Becquerel, si verifica quando i fotoni della luce colpiscono un materiale semiconduttore, generando una corrente elettrica. Tale processo non richiede parti mobili né combustibili, rendendolo una soluzione efficiente e sostenibile per la produzione di energia.

2.1 I vantaggi del fotovoltaico

I principali vantaggi del fotovoltaico sono qui di seguito descritti.

1. Produzione decentralizzata

Gli impianti fotovoltaici possono essere installati direttamente nei luoghi di consumo, riducendo le perdite di energia legate alla trasmissione e alla distribuzione. Inoltre, ciò permette di fornire energia elettrica laddove la rete elettrica non arriva, rendendo questa tecnologia essenziale in ambienti rurali o isolati.

2. Modularità e scalabilità

La tecnologia fotovoltaica è modulare, permettendo la progettazione di impianti di diverse dimensioni, dai piccoli sistemi domestici fino ai grandi parchi solari. Questa caratteristica rende il fotovoltaico adatto a molteplici applicazioni e contesti.

3. Affidabilità e bassa manutenzione

I moduli fotovoltaici non presentano parti mobili, il che riduce significativamente i costi e la frequenza della manutenzione. Gli impianti hanno una lunga durata operativa, spesso superiore a 25 anni, con un decadimento limitato delle prestazioni.

4. Benefici ambientali

La produzione di energia fotovoltaica è completamente priva di emissioni di CO₂ durante il funzionamento, contribuendo a contrastare il cambiamento climatico. Inoltre, utilizza una fonte rinnovabile e inesauribile come il sole. Lo smaltimento a fine vita è privo di scorie.

2.2 I limiti del fotovoltaico

I principali limiti del fotovoltaico sono qui di seguito descritti.

1. Fluttuazione della produzione energetica

La produzione è molto variabile e ciò comporta scarsa affidabilità. Infatti, la produzione è altamente dipendente dalla stagionalità oltre che dalle condizioni meteorologiche. Inoltre, la produzione è possibile solamente durante le ore diurne, costringendo ad affidarsi a sistemi di accumulo o altre fonti per le ore notturne.

2. Alto costo installativo

La tecnologia fotovoltaica ha un alto costo installativo rispetto alla sua resa. Tuttavia, i costi sono in diminuzione e, inoltre, la costruzione di parchi fotovoltaici di maggiore dimensione piuttosto che impianti domestici può ulteriormente abbassare le spese di installazione tra i finanziatori.

2.3 Tecnologie dei moduli fotovoltaici

Esistono diversi tipi di tecnologie di moduli fotovoltaici, ognuna con caratteristiche specifiche.

1. Silicio monocristallino

I moduli più efficienti e duraturi. Le celle sono realizzate con un singolo cristallo di silicio, che consente una maggiore efficienza nella conversione della luce in elettricità. Sono generalmente più costosi.

2. Silicio policristallino

Realizzati con silicio che contiene più cristalli, sono meno efficienti rispetto ai monocristallini ma più economici. Hanno un rendimento inferiore, ma sono comunque una scelta popolare per impianti residenziali.

3. Silicio amorfo (a film sottile)

Questi moduli utilizzano un sottile strato di silicio depositato su un substrato, come vetro o plastica. Sono più leggeri e flessibili ma meno efficienti rispetto ai moduli in silicio cristallino. Hanno il vantaggio di poter essere utilizzati su superfici curve o in applicazioni dove il peso è un fattore critico.

Sono presenti anche altre tecnologie ma sono poco diffuse.

2.4 Dati di targa dei moduli fotovoltaici

I dati di targa, riportati sull'etichetta del pannello, forniscono informazioni essenziali per il suo utilizzo e dimensionamento. I principali parametri includono:

- potenza di picco (P_{max}): la massima potenza erogabile dal pannello in condizioni standard (STC: 1000 W/m² di irraggiamento, 25°C di temperatura della cella);
- tensione a circuito aperto (U_{oc}): la tensione massima misurabile ai terminali del pannello senza carico;
- corrente di cortocircuito (I_{sc}): la massima corrente erogata dal pannello quando i terminali sono cortocircuitati;
- tensione al punto di massima potenza (U_{mpp}): la tensione in cui il pannello fornisce la potenza massima;
- corrente al punto di massima potenza (I_{mpp}): la corrente corrispondente alla potenza massima;
- coefficiente di temperatura . indica la variazione delle prestazioni del pannello con la temperatura, importante per valutare le perdite in condizioni di alta temperatura.

Questi dati (ad esclusione del coefficiente di temperatura) sono riconducibili al comportamento I-U dei moduli fotovoltaici. La figura 2-1 illustra il comportamento dei moduli in varie condizioni di rapporto tensione-corrente. Il punto a massima potenza (P_{max}) è proprio il punto in cui la corrente corrisponde a I_{mpp} e la tensione a U_{mpp} .

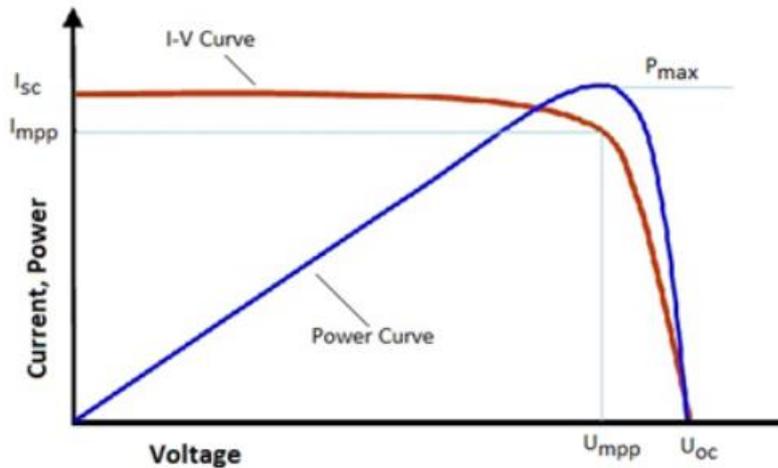


Figura 2-1: curva I-U di un modulo fotovoltaico

2.5 Collegamento dei moduli fotovoltaici

2.5.1 Connessione in serie: le stringhe

La connessione in serie prevede il collegamento dei terminali positivi di un pannello con i terminali negativi del successivo. Questo consente di sommare le tensioni di ogni modulo, mantenendo costante la corrente. La tensione complessiva della stringa è dunque la somma della tensione dei singoli moduli.

Il vantaggio di questo tipo di connessione è la possibilità di raggiungere tensioni elevate, necessarie per il funzionamento degli inverter.

Lo svantaggio di tale connessione è che la corrente dell'intera stringa è determinata dal pannello con la minore corrente, rendendo l'intera stringa suscettibile a perdite di prestazioni in caso di ombreggiamenti, sporcizia o difetti su un singolo modulo. Questo fenomeno, noto come effetto "collo di bottiglia", può essere mitigato utilizzando diodi di bypass per ridurre l'impatto di moduli difettosi o parzialmente ombreggiati.

2.5.2 Connessione in parallelo di stringhe: il campo fotovoltaico

Nella creazione di un parco fotovoltaico, le stringhe vengono collegate in parallelo per incrementare la corrente totale dell'impianto, mantenendo costante la tensione complessiva del sistema.

I vantaggi di tale operazione sono l'incremento della corrente totale dell'impianto e una maggiore tolleranza rispetto agli ombreggiamenti. Infatti, qualora si collegassero in serie tutti i moduli si presenterebbe un generatore con tensione elevata ma bassa corrente e dunque bassa potenza. Inoltre, l'effetto collo di bottiglia investirebbe l'intero impianto e non solamente una stringa.

È necessario però prendere provvedimenti per le correnti inverse (correnti che sono dirette verso le altre stringhe invece che verso l'inverter) utilizzando diodi di blocco.

2.6 Inverter e MPPT

2.6.1 Inverter

Gli inverter convertono la corrente continua (DC) prodotta dai pannelli in corrente alternata (AC), rendendola utilizzabile per i carichi elettrici o per l'immissione in rete. Esistono diverse tipologie di inverter, tra cui quelli *off-grid*, utilizzati in sistemi isolabili dalla rete elettrica. Gli inverter *off-grid* sono in grado di gestire la distribuzione dell'energia direttamente verso carichi e sistemi di accumulo, garantendo l'autosufficienza energetica rispetto alla rete.

Il rendimento degli inverter è generalmente compreso tra il 95% e il 98%.

2.6.2 MPPT

I regolatori MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) sono dei dispositivi in grado di regolare tensione e corrente di una o più stringhe. Ciò garantisce che i pannelli operino sempre al loro punto di massima potenza, adattando tensione e corrente alle condizioni di irraggiamento e temperatura. Questo ottimizza la produzione energetica e minimizza le perdite. Talvolta negli inverter sono già integrati dei dispositivi MPPT.

2.7 Rendimento globale dell'impianto fotovoltaico

Il rendimento totale del sistema fotovoltaico è influenzato da diversi fattori, tra cui:

- perdite nei pannelli: dovute a temperatura, inefficienze intrinseche e degrado nel tempo;
- perdite nei cavi: proporzionali alla resistenza e alla lunghezza dei cavi;
- efficienza degli inverter: dipende dalla qualità dell'inverter e dal suo carico operativo;
- condizioni ambientali: polvere, sporcizia e ombreggiamenti riducono l'energia generata;
- mismatch tra pannelli: differenze nelle caratteristiche elettriche dei pannelli possono causare inefficienze, soprattutto in stringhe lunghe.

Un corretto dimensionamento e manutenzione dell'impianto sono essenziali per massimizzare il rendimento e garantire una produzione energetica ottimale nel tempo.

Capitolo 3

3 Comunità energetiche e impianti *off-grid*

3.1 Comunità energetiche

Le comunità energetiche rappresentano una nuova frontiera nella produzione, gestione e consumo di energia. Si tratta di un modello innovativo che mira a decentralizzare il sistema energetico tradizionale, favorendo una gestione più sostenibile e partecipativa dell'energia. Una comunità energetica è costituita da un insieme di utenti, che possono essere cittadini, aziende, enti pubblici o privati, che collaborano per produrre, condividere e utilizzare energia rinnovabile in modo collettivo e locale. L'obiettivo principale è quello di ridurre la dipendenza da fonti fossili, promuovere l'autoconsumo e diminuire i costi energetici.

3.2 Comunità energetiche fotovoltaiche

Tra le varie tipologie di comunità energetiche quelle basate sul fotovoltaico rivestono un ruolo di particolare rilievo. Queste comunità si focalizzano sull'utilizzo dell'energia solare per alimentare i propri fabbisogni energetici. Il fotovoltaico rappresenta una soluzione ideale poiché richiede solamente una zona irraggiata dal sole, in qualsiasi condizione ambientale. Inoltre, essendo una tecnologia modulare, la taglia dell'impianto è facilmente adattabile alle esigenze energetiche della comunità.

In una comunità fotovoltaica, i membri possono scegliere di condividere l'energia prodotta individualmente o di costruire un unico impianto collettivo, dividendo i costi di installazione e manutenzione. Entrambe le soluzioni permettono di massimizzare l'efficienza energetica e ridurre gli sprechi, offrendo vantaggi economici e ambientali.

3.3 Sistemi *off-grid* e il loro ruolo nelle comunità energetiche

I sistemi *off-grid* rappresentano una componente cruciale nel contesto delle comunità energetiche, in particolare in aree isolate o con difficoltà di accesso alla rete elettrica tradizionale. Un sistema *off-grid* è un sistema energetico autonomo che può essere completamente indipendente oppure collegato alla rete elettrica nazionale, ma funzionando in modalità isola e collegandosi alla rete solo al bisogno. Questi sistemi combinano fonti di energia rinnovabile, come il fotovoltaico o l'eolico, con sistemi di accumulo energetico, come batterie, per garantire una fornitura continua di energia.

I sistemi *off-grid* rappresentano una soluzione tecnologica emergente, per la maggior parte ancora in fase di studio e sviluppo. Questi sistemi richiedono una progettazione avanzata e l'impiego di tecnologie sofisticate per garantire un funzionamento affidabile e continuativo. Tuttavia, per ottenere un funzionamento corretto, è fondamentale un approccio ingegneristico accurato, che consideri sia le esigenze energetiche della comunità sia le condizioni specifiche del contesto di utilizzo. Infatti, il tema chiave al vaglio degli studi è proprio la gestione dei flussi di potenza.

Capitolo 4

4 Progetto PVZEN

4.1 Introduzione

Il progetto PVZEN (*PhotoVoltaic Zero Energy Network*) è un laboratorio sperimentale atto a simulare una comunità energetica. Il laboratorio è situato all'interno del Politecnico di Torino, in un'area dedicata comprensiva di una parte al coperto e una all'esterno, dove sono installati i moduli fotovoltaici, sulla copertura di uno degli edifici del comprensivo del Politecnico come visibile in figura 4-1.



Figura 4-1: Laboratorio PVZEN (vista dall'alto)

La finalità del progetto PVZEN è di simulare e studiare gli aspetti relativi a logica e ottimizzazione dei flussi di potenza all'interno di una comunità energetica. In particolare, l'oggetto di interesse si rivolge alla massimizzazione dello

sfruttamento delle risorse della comunità in termini di produzione (tramite impianto fotovoltaico), stoccaggio (tramite sistemi a batteria) e autoconsumo così da favorire una maggior indipendenza energetica dalla rete.

Il progetto PVZEN è curato e finanziato dai dipartimenti DENERG (Dipartimento di Energia) e DET (Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni) del Politecnico di Torino.

4.2 Descrizione del laboratorio

Il laboratorio PVZEN è stato fino al termine del 2024 composto da [1]:

- 3 generatori fotovoltaici (potenza totale di 11.1 kW);
- 3 accumulatori elettrochimici (capacità energetica totale di 30 kWh);
- 3 inverter di conversione e controllo (potenza totale in uscita di 15 kW);
- 3 utenze (tra cui un sistema di simulazione del funzionamento di 3 pompe di calore per la climatizzazione degli ambienti);
- un capillare ed accurato sistema automatico di acquisizione dati, periodicamente tarato, per il monitoraggio continuo di grandezze fisiche ambientali ed elettriche.

Al termine del 2024 per il laboratorio PVZEN è stato previsto e attuato un ampliamento. Nei seguenti paragrafi verranno illustrate la configurazione e la componentistica nel dettaglio del laboratorio prima dell'ampliamento. Successivamente, in un capitolo dedicato, si discuteranno le fasi di progettazione e i dettagli dei lavori di ampliamento previsti, argomento cardine su cui verte questo elaborato.

Al fine di favorire un chiaro riferimento al laboratorio pre e post ampliamento si denominerà:

- fase 1 lo stato del laboratorio prima dell'ampliamento;
- fase 2 lo stato del laboratorio dopo l'ampliamento;

4.3 Laboratorio in fase 1: componentistica

Il laboratorio PVZEN è strutturato secondo la logica *Hardware-in-the-Loop* (HIL). Il metodo HIL permette di inserire nello stesso modello parti reali e parti virtuali facendole interagire tra loro con il fine di favorire delle simulazioni del

modello che altrimenti sarebbero troppo complesse da riprodurre interamente in maniera digitale.

Il metodo *Hardware-in-the-Loop* (HIL) si struttura di tre componenti principali: l'emulatore, l'hardware e i componenti virtuali. L'emulatore gioca un ruolo cruciale in questo sistema, in quanto ha la funzione di replicare il comportamento dei componenti virtuali e di interfacciare il sistema reale con quello simulato, consentendo una valutazione accurata delle prestazioni e delle interazioni tra le diverse parti del sistema. Per quanto riguarda l'hardware, nel caso specifico del laboratorio PVZEN, è costituito da una varietà di apparecchiature fisiche che operano all'interno della microrete. Questi includono generatori fotovoltaici, sistemi di accumulo di energia (BESS), inverter, quadri di distribuzione e tutte le connessioni elettriche necessarie per integrare e gestire i vari dispositivi. Infine, i componenti virtuali del laboratorio PVZEN rappresentano le utenze, ovvero edifici il cui consumo energetico può essere controllato e simulato in tempo reale. Questa capacità di pilotare il consumo energetico consente di testare diversi scenari di utilizzo, offrendo un'approfondita analisi del comportamento delle comunità energetiche senza la necessità di carichi fisici reali [1].

Nel laboratorio PVZEN è implementata un'unità di controllo centralizzato che ha un ruolo cruciale nella gestione dello scambio di potenza, sia tra la microrete e la rete elettrica esterna, sia all'interno della microrete. Questa unità è responsabile della configurazione dinamica degli scambi di potenza, consentendo una gestione flessibile dell'energia disponibile [1].

In aggiunta, il sistema dispone di un *Data Acquisition System* (DAS) che monitora in modo continuo sia le variabili elettriche che quelle ambientali. Quest'ultime sono fondamentali in quanto influenzano la produzione fotovoltaica ed è dunque possibile ottimizzare le operazioni e migliorare l'efficienza complessiva della produzione energetica [1].

Nella figura 4-2 è riportata un'immagine rappresentativa del sistema dove le linee continue rappresentano lo scambio di potenze mentre quelle tratteggiate lo scambio di dati.

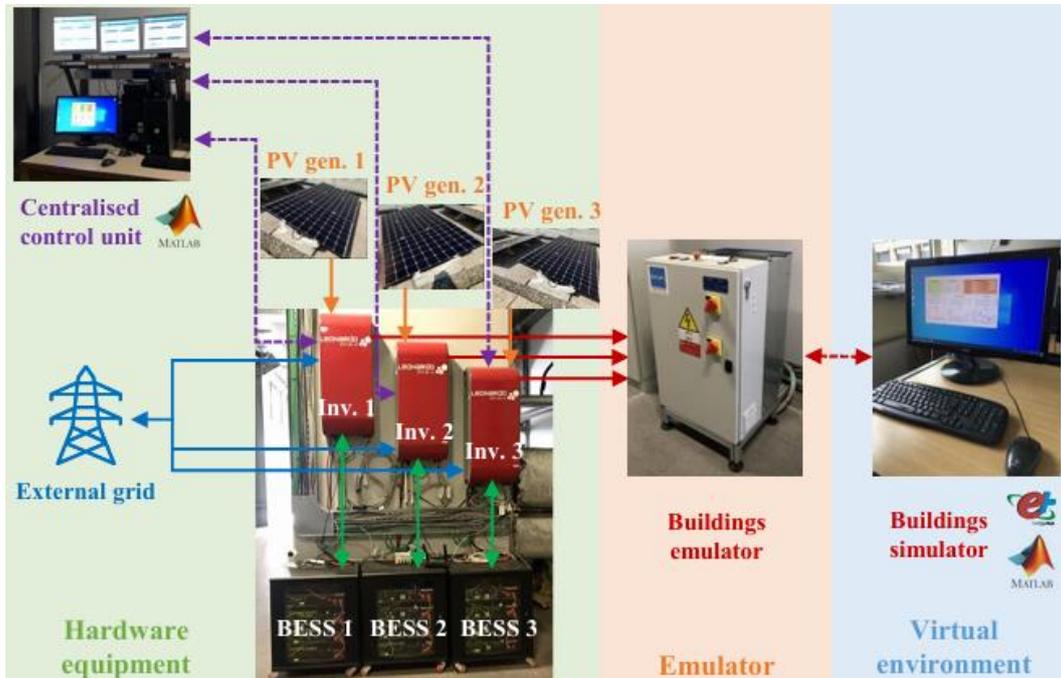


Figura 4-2: Struttura *hardware in the loop* del laboratorio PVZEN [1]

4.3.1 Apparecchiatura hardware

La componentistica hardware comprende [1]:

- tre generatori fotovoltaici (potenza nominale totale 11.1 kW);
- un quadro elettrico DC, dove convergono tutti i cavi solari in uscita dai moduli FV prima della connessione agli inverter;
- tre BESS (capacità nominale totale 28.8 kWh);
- tre inverter (potenza nominale AC totale 15 kVA);
- un quadro elettrico AC a cui convergono tutti i cavi AC in uscita dal lato AC degli inverter;

La locazione di suddetti hardware è all'esterno (su un terrazzo piano del Politecnico di Torino) per i generatori fotovoltaici (figura 4-4) e all'interno per il resto (figura 4-3), tutti sul quinto livello dell'edificio.

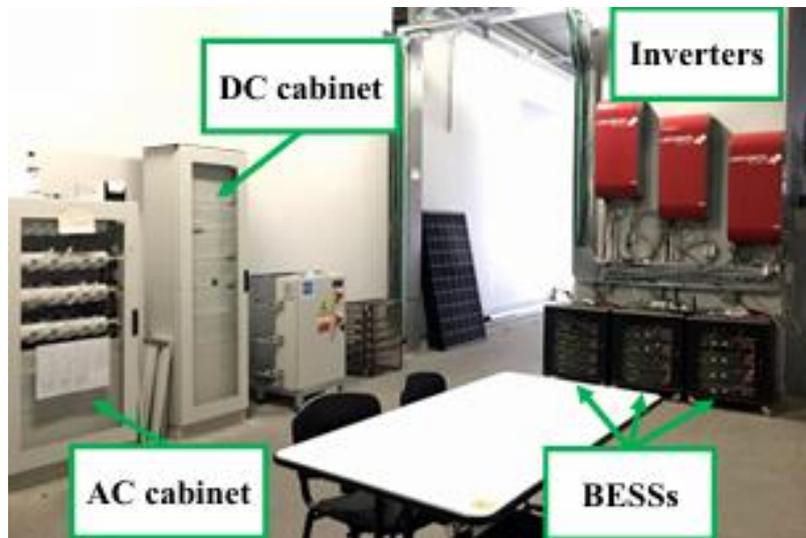


Figura 4-3: Zona interna del laboratorio PVZEN [1]



Figura 4-4: Zona esterna del laboratorio PVZEN [1]

4.3.1.1 Moduli fotovoltaici

Il laboratorio è dotato di moduli fotovoltaici 370W LG NeON® R. Nella tabella 4-1 sono riportate le informazioni principali su prestazioni e configurazione. I dettagli completi dei moduli fotovoltaici impiegati al laboratorio sono consultabili alla scheda tecnica [2].

Caratteristica	Valore/Descrizione
Potenza nominale per modulo	370 W
Numero di celle per modulo	60 (6x10)
Dimensioni	1700mm x 1016mm x 40mm
Tecnologia delle celle	Silicio monocristallino contatti posteriori (tipo N)
Diodi di bypass per modulo	3
Efficienza dei generatori	21,40%
Numero di moduli totali	30
Organizzazione delle stringhe	10 stringhe da 3 moduli ciascuna
Potenza nominale per stringa	1.1 kW
Ripartizione delle stringhe	3 blocchi rispettivamente da 4, 4 e 2 stringhe
Potenza nominale di ciascun blocco:	4.4 kW (generatore 1), 2.2 kW (generatore 2), 4.4kW (generatore 3)
Inclinazione dei moduli	10° (modificabile)
Azimut	-64° E (generatori 1 e 3), 116° W (generatore 2)
Convenzione azimut	$\gamma = 0^\circ$ rispetto al Sud; $\gamma = 90^\circ$ rispetto all'Ovest

Tabella 4-1: Caratteristiche sui moduli fotovoltaici e sulla loro configurazione [1][2]

I blocchi, uno per generatore, grazie alla differente inclinazione e orientamento delle stringhe, producono energia in modo differente, in coerenza con una situazione reale in cui la produzione varia da loco a loco. In figura 4-5 viene illustrata la locazione (lato Sud del tetto al fine di evitare l'ombreggiatura) e la ripartizione delle stringhe rispetto ai 3 generatori [1].

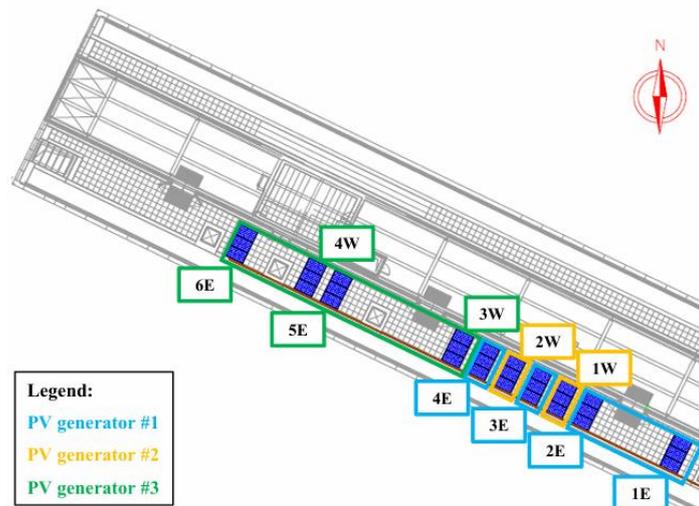


Figura 4-5: Ripartizione di moduli e stringhe fotovoltaiche al laboratorio PVZEN [1]

4.3.1.2 Quadro elettrico DC

Il quadro DC è composto da [1]:

- cavi di ingresso: ogni stringa di moduli fotovoltaici è composta da due cavi (positivo e negativo), quindi ci sono 20 cavi totali (10 stringhe \times 2 cavi per stringa);
- fusibili: ogni cavo (positivo e negativo) è protetto da un fusibile, quindi il numero di fusibili è pari al numero di cavi (20 fusibili in totale);
- dispositivi di misura: il quadro elettrico è dotato di dispositivi per la misurazione della corrente e della tensione;
- connessione e supporto: i cavi solari delle stringhe appartenenti allo stesso generatore sono connessi ai fusibili, che sono fissati a un supporto metallico orizzontale.

Nella figura 4-6 è possibile osservare la disposizione di tali apparecchiature.

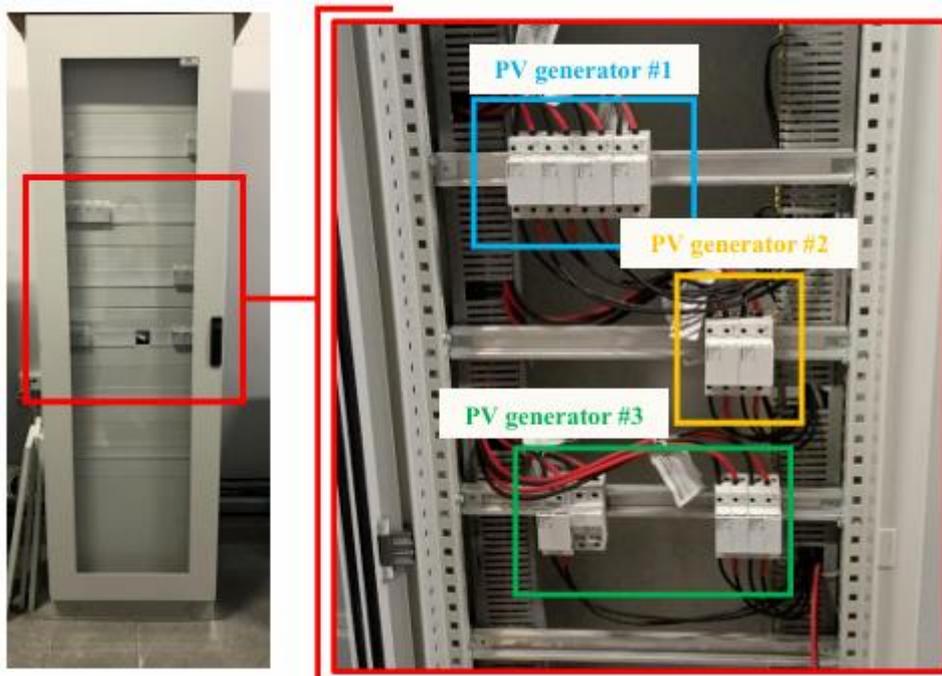


Figura 4-6: Quadro elettrico DC [1]

4.3.1.3 BESS

Il laboratorio è dotato di sistemi di accumulo 2.4 kWh Pylontech US2000. Qui di seguito sono riportati i principali dettagli [1][3]:

- ogni sistema di accumulo di energia (BESS) è costituito da 4 moduli di batterie a litio-ferro-fosfato (LiFePO4) connessi in parallelo;
- la capacità nominale di ciascun modulo è 2.4 kWh, quindi il totale per BESS è 9.6 kWh;
- la capacità utilizzabile per BESS è 8.64 kWh, che rappresenta la quantità di energia che può essere effettivamente utilizzata;
- i moduli di batterie sono installati all'interno di quadri elettrici.

Nella figura 4-7 si può osservare uno dei tre sistemi di accumulo del laboratorio PVZEN.



Figura 4-7: Armadio contenente i 4 moduli Pylontech connessi in parallelo

Le informazioni complete sui moduli Pylontech sono disponibili alla scheda tecnica [3].

4.3.1.4 Inverter

Il laboratorio è dotato di 3 inverter WESTERN CO. Leonardo Off-Grid 4kW/5000/48 GE Py. Nella tabella 4-2 sono riportati i principali dettagli che includono la potenza nominale, il rendimento e la tipologia di ingressi.

Caratteristica	Descrizione
Tipo di inverter	Trifase per applicazioni <i>off-grid</i>
Potenza nominale AC	5 kVA
Efficienza di conversione	95%
Efficienza regolatore di carica FV	97%
Canali di ingresso FV	8 canali: 4 positivi e 4 negativi, per un massimo di 4 stringhe FV
Altri ingressi di potenza	sistema di accumulo DC; uscita AC per carichi (bidirezionale); ingresso AC per gruppo elettrogeno (bidirezionale, al posto del gruppo elettrogeno è possibile collegare a rete o può essere lasciato libero)
Dispositivo di controllo e acquisizione dati	Permette monitoraggio e gestione remota in tempo reale dei flussi di potenza dai morsetti AC. Il collegamento è effettuato mediante una porta dedicata.

Tabella 4-2: Caratteristiche principali degli inverter Leonardo Off-Grid 4kW/2000/48 GE Py [4]

Il funzionamento *off-grid* è indispensabile per il laboratorio PVZEN in quanto l'indipendenza su piccola e media scala sta alla base degli studi sulle comunità energetiche. Nella figura 4-8 è illustrato lo schema di funzionamento dell'inverter in dotazione al laboratorio. Da annotare che il laboratorio utilizza l'ingresso Genset per collegarsi alla microrete, che è a sua volta allacciata alla rete.

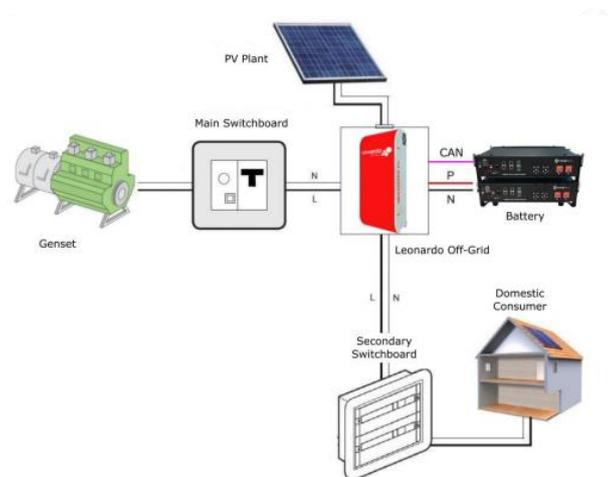


Figura 4-8: Schema di collegamento degli inverter Leonardo Off-Grid 4kW/2000/48 GE Py [4]

Nella figura 4-9 è riportato uno zoom degli ingressi di un inverter in funzione nel laboratorio.

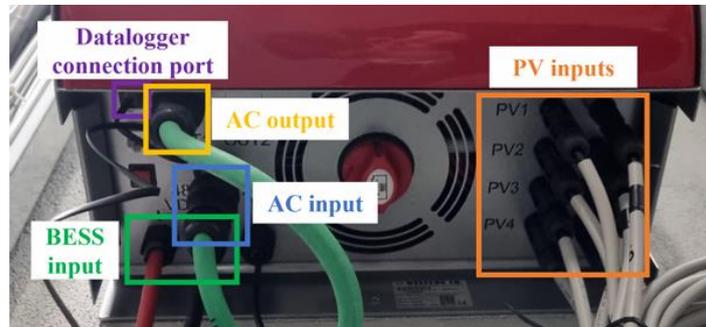


Figura 4-9: Foto dei collegamenti di un inverter in dotazione al laboratorio [1]

Ulteriori dettagli sugli inverter in dotazione al laboratorio sono disponibili nella scheda tecnica [4].

4.3.1.5 Quadro AC

Nella tabella 4-10 si riporta la componentistica del quadro AC che include principalmente interruttori, contattori e pulsanti fisicamente disposti come in figura 4-3, ovvero suddivisi tra interruttori principali e utenze.

Elemento	Descrizione
Armadio	Dimensioni: 1600 x 800 x 400 mm
Interruttore di arrivo	Interruttore trifase magnetotermico dalla rete
Interruttori ridondanti rete- inverter	Tre interruttori magnetotermici differenziali
Derivazione per servizi ausiliari	Interruttore magnetotermico differenziale
Pulsanti	Utilizzati precedentemente per cambi di configurazione del sistema, ora in disuso
Utenze	Tre
Blocco interruttori utenza	AC IN: Interruttore magnetotermico differenziale AC OUT (a valle dell'inverter): Interruttore magnetotermico Carichi (4): Interruttori magnetotermici differenziali
Altra componentistica in disuso	Contattori AC, selettori e portafusibili

Tabella 4-3: Componentistica del quadro AC

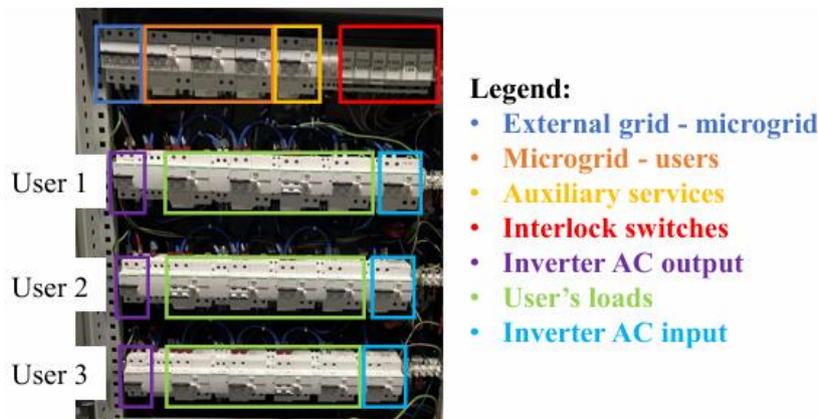


Figura 4-10: Foto dei collegamenti di un inverter in dotazione al laboratorio [1]

4.3.2 Emulatore

L'emulatore è uno strumento progettato per dissipare potenza in modo controllato. Nel laboratorio PVZEN, l'emulatore, realizzato su misura da un'azienda specializzata, dispone di tre ingressi collegati a uno dei quattro carichi di ciascuna utenza. Ogni ingresso simula il comportamento di una pompa di calore di un edificio in termini di consumo di energia. Il funzionamento dell'emulatore avviene tramite la dissipazione di energia su resistenze e, per facilitare la dispersione del calore generato, è dotato di ventole di raffreddamento come visibile in figura 4-11. L'emulatore è alloggiato in un armadio, posizionato accanto ai quadri AC e DC del laboratorio. Il controllo dell'emulatore avviene tramite comunicazione Modbus, consentendo di regolare tutte le grandezze elettriche, quali corrente, tensione, potenza e carico [1].



Figura 4-11: Emulatore del laboratorio PVZEN [1]

4.3.3 Sistema di monitoraggio

Il sistema di acquisizione dati per il laboratorio PVZEN è stato sviluppato dal Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni (DET). Le grandezze misurate sono suddivise in grandezze elettriche e variabili ambientali.

La misura delle grandezze elettriche viene effettuata tramite un multimetro commerciale multicanale, osservabile in figura 4-12. In tabella 4-4 sono tabulate le grandezze elettriche misurate che includono tensioni e correnti sia sul lato in corrente alternata sia sul lato in corrente continua.

Grandezza Misurata	Dettagli
Tensioni DC delle stringhe FV	10 tensioni DC all'uscita delle stringhe di moduli FV
Tensioni DC dei sistemi di accumulo	3 tensioni DC relative ai tre sistemi di accumulo
Tensioni AC sui carichi degli inverter	6 tensioni AC sui carichi dei 3 inverter
Tensioni AC sugli ingressi degli inverter	6 tensioni AC sugli ingressi di ciascun inverter collegato alla microrete
Correnti DC delle stringhe FV	10 correnti DC all'uscita di ciascuna stringa FV
Correnti DC tra inverter e sistema di accumulo	3 correnti DC tra ciascun inverter e il corrispondente sistema di accumulo
Correnti AC sui carichi degli inverter	3 correnti AC sui carichi degli inverter
Correnti AC sugli ingressi degli inverter	3 correnti AC sugli ingressi di ciascun inverter collegato alla microrete

Tabella 4-4: Misure delle grandezze elettriche [1]



Figura 4-12: Multimetro multicanale utilizzato per le misure elettriche [1]

Per la misura delle variabili ambientali, che influenzano la produzione fotovoltaica, si rilevano pressione atmosferica, temperatura, umidità, velocità e direzione del vento, irradianza solare sul piano orizzontale e presenza di precipitazioni atmosferiche. Tali misure ambientali sono ottenute grazie a una stazione meteorologica appositamente costruita per il laboratorio (figura 4-13) [1].



Figura 4-13: Strumentazione per la misura delle variabili meteorologiche [1]

Tutti gli strumenti utilizzati sono stati calibrati dal laboratorio DET o dispongono di un certificato di calibrazione. L'incertezza finale delle misure arriva a un massimo del 5% [1].

4.4 Laboratorio in fase 1: configurazione del sistema lato AC

L'impianto è caratterizzato da un arrivo in bassa tensione trifase a 400V da un quadro di zona situato al quarto piano dello stesso edificio del laboratorio, che alimenta il quadro AC. Dal quadro AC si diramano quattro principali derivazioni in parallelo: tre utenze e una linea dedicata all'UPS e ai carichi privilegiati. In figura 4-14 è raffigurato lo schema a blocchi dell'impianto. Il tipo di distribuzione è TN-S.

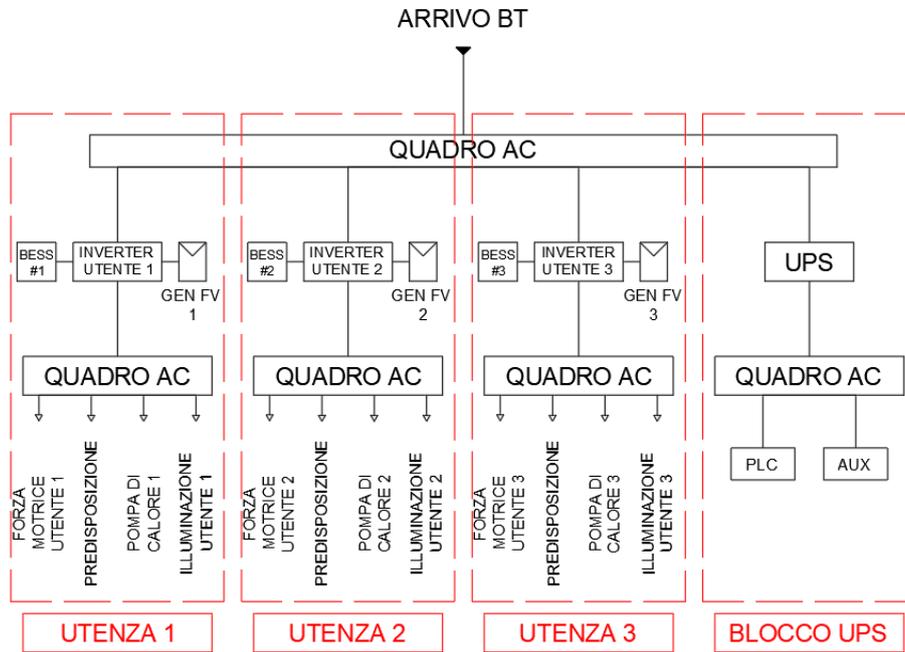


Figura 4-14: Schema a blocchi dell'impianto di laboratorio in fase 1

In tavola 8 è presente lo schema unifilare dettagliato.

- Collegamento alla rete

Il cavo di alimentazione principale collega la rete al quadro AC in configurazione trifase a 400V. Questo consente l'ingresso delle tre fasi direttamente nel quadro AC. Dall'interruttore generale I_g si diramano le fasi verso le utenze. Lo schema unifilare di questo segmento è visibile in figura 4-15

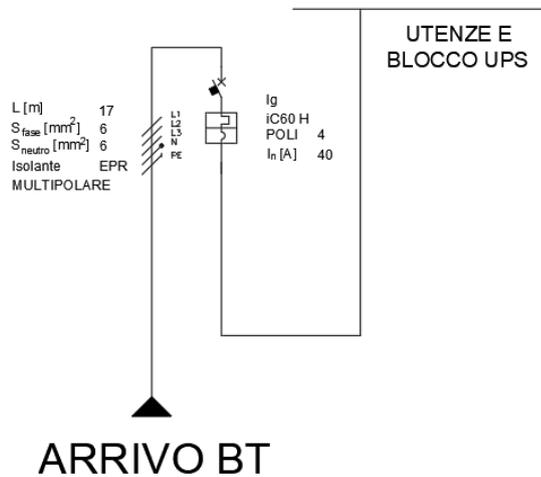


Figura 4-15: Schema unifilare dell'arrivo BT dell'impianto di laboratorio

La fornitura proviene da un quadro di zona situato al quarto piano dell'edificio (locale quadri QUFF10) (figura 4-16). La linea è protetta da un interruttore magnetotermico differenziale 3P+N da 32 A con potere di interruzione pari a 10 kA e corrente differenziale pari a 300 mA (figura 4-17).



Figura 4-16: Quadro di zona QUFF10



Figura 4-17: Interruttore PVZEN

- Utenza tipo

Per ogni utenza, un cavo collega il quadro AC all'inverter, creando un percorso di andata e ritorno: dal quadro all'inverter e poi nuovamente verso il quadro AC.

Tutte le linee di collegamento sono monofase. A valle del collegamento in uscita dall'inverter, ritornati nel quadro AC, sono presenti quattro linee, ciascuna predisposta per funzioni specifiche: una linea forza motrice, una linea illuminazione, una linea di predisposizione per ulteriori utilizzi, una linea pompa di calore. Lo schema unifilare di tale segmento è presente in figura 4-18.

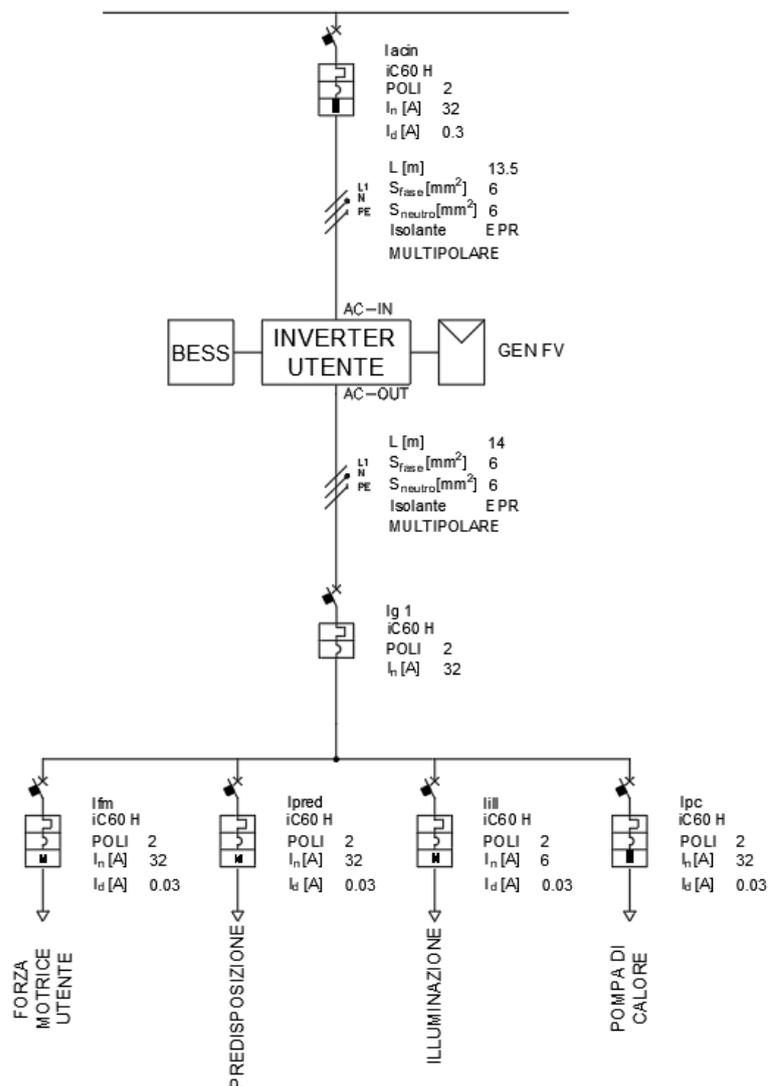


Figura 4-18: Schema unifilare dell'utenza tipo

La pompa di calore è simulata tramite l'emulatore. Gli altri carichi sono reali e non simulati. In tabella 4-5 si riporta la corrispondenza tra linea e carico reale (se presente).

LINEA	UTENZA	CARICO
forza motrice	1	<i>Power Socket</i> del laboratorio PVZEN
illuminazione	1	
pompa di calore	1	Resistore1 (emulatore)
predisposizione	1	Ausiliari emulatore
forza motrice	2	Laboratorio Carullo (III piano)
illuminazione	2	<i>Power Socket</i> del laboratorio PVZEN
pompa di calore	2	Resistore 2 (emulatore)
predisposizione	2	
forza motrice	3	<i>Power Socket</i> del laboratorio PVZEN
illuminazione	3	
pompa di calore	3	
predisposizione	3	Server DET (IV piano)

Tabella 4-5: Corrispondenza tra linee e carichi reali

- UPS e carichi privilegiati

La linea dedicata all'UPS alimenta un UPS Legrand SP800 (figura 4-19) di piccole dimensioni situato vicino al quadro AC. Questo UPS fornisce alimentazione al PLC e agli ausiliari. I dettagli sull'UPS sono consultabili alla scheda tecnica [5].



Figura 4-19: UPS in dotazione al laboratorio [5]

Lo schema unifilare del segmento UPS e carichi privilegiati è rappresentato in figura 4-20.

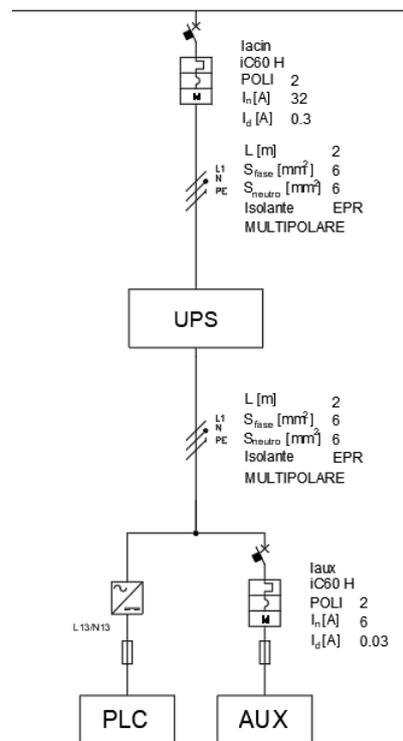


Figura 4-20: Schema unifilare del blocco UPS

4.5 Modalità di funzionamento del sistema

L'impianto opera secondo tre modalità principali: funzionamento autonomo in isola, funzionamento autonomo in collegamento alla rete e funzionamento da micro-rete (*micro-grid*).

1. Funzionamento autonomo in isola

In questa modalità, ogni utenza è indipendente sia dalle altre utenze che dalla rete elettrica. Tutta la potenza necessaria per alimentare i carichi è fornita esclusivamente dagli inverter, attingendo energia dal sistema fotovoltaico o dal sistema di accumulo. Non vi è alcun collegamento alla rete esterna.

2. Funzionamento autonomo in collegamento alla rete

In questa modalità, ogni utenza resta indipendente dalle altre, ma è in grado di scambiare potenza con la rete. Se necessario, può prelevare energia dalla rete, oppure, in caso di surplus energetico, può immettere energia nella rete.

3. Funzionamento da micro-rete (*micro-grid*)

Nel funzionamento in modalità *micro-grid*, le tre utenze possono scambiare energia tra loro. Se una delle utenze ha bisogno di energia e non riesce a coprire la propria domanda dalle proprie fonti, può richiederla a un'altra utenza all'interno della micro-rete. Questa modalità consente inoltre di scegliere se collegare l'intera micro-rete alla rete esterna o mantenere un funzionamento in isola, operando anche qui una distinzione tra funzionamento in isola e in collegamento alla rete.

4.6 Note relative all'impianto e al suo funzionamento

1. Dimensionamento della linea di collegamento tra rete e micro-rete

Dallo schema unifilare si può osservare che i dispositivi di protezione della linea che collega la rete alla micro-rete, attraverso il quadro AC, sono volutamente sottodimensionati. Questa scelta è possibile poiché lo scambio di potenza verso la rete è gestito in modo controllato, garantendo che non si verifichi mai un flusso di potenza tale da generare situazioni pericolose. Sia i dispositivi di protezione che la linea stessa, incluso il cavo, sono dimensionati per supportare questo tipo di gestione controllata della potenza. Inoltre, a protezione dell'intero sistema, è presente un contatore da 6 kW, che limita la potenza massima scambiabile a 6 kW. Il contatore è dotato di un dispositivo di protezione integrato, che previene scambi di potenza superiori a quelli consentiti, assicurando che eventuali sovraccarichi siano bloccati alla fonte.

2. Problematiche nell'installazione parallela delle utenze

Durante le operazioni di configurazione dell'impianto, è stato tentato il collegamento delle tre utenze sulla stessa fase. Tuttavia, si è riscontrato che il sistema non funziona correttamente, poiché gli inverter non riescono a sostenere il parallelo delle tre utenze. Questo problema è dovuto al fatto che gli inverter e tutto ciò che è a valle (inclusi i carichi) presentano impedenze diverse tra utenza e utenza. Queste differenze di impedenza generano, infatti, flussi di corrente non previsti e non controllati tra gli inverter, con conseguente blocco del sistema e incapacità di funzionamento. Per ovviare a questa problematica, è stato deciso di collegare due inverter in parallelo alla fase 1, mentre la seconda utenza è stata collegata alla fase 2. Questo intervento ha permesso il funzionamento del sistema. Il laboratorio nella fase due è stato progettato invece per poter sostenere il collegamento di più di due

inverter in parallelo. Ciò verrà discusso in maniera approfondita nel capitolo dedicato.

4.7 Laboratorio in fase 1: configurazione del sistema lato DC

L'impianto elettrico in corrente continua comprende moduli fotovoltaici, i sistemi di accumulo e i relativi cablaggi che convertono verso gli inverter. Lo schema unifilare dell'impianto DC è consultabile in tavola 9.

Capitolo 5

5 Ampliamento del laboratorio PVZEN

5.1 Introduzione

Nei mesi finali del 2024 è stato attuato un piano di ampliamento del laboratorio PVZEN. I lavori sono stati divisi in due parti e la prima parte è iniziata nel dicembre 2024. L'ampliamento si struttura secondo cinque aspetti principali:

- installazione di un nuovo generatore fotovoltaico, inverter e BESS;
- ampliamento di un generatore preesistente;
- installazione di un nuovo quadro, ricablaggio degli elementi preesistenti e installazione delle nuove apparecchiature previste nell'ampliamento;
- predisposizione di un sistema di arresto del laboratorio in caso di incendio e di emergenza o manutenzione interna (capitolo 6);
- installazione di nuovi strumenti di misura Power Quality (Wattmetri).
- installazione di una nuova stazione meteorologica (non trattata in questo elaborato).

Le motivazioni di tale ampliamento sono molteplici. Qui di seguito vengono riportate in maniera dettagliata.

1. Ampliamento del campo di ricerca

Lo scopo principale dei lavori è quello di fornire nuovi elementi di studio al laboratorio. Infatti, con il nuovo generatore, inverter e sistema di accumulo si vuole introdurre un sistema di produzione e stoccaggio centralizzato. Questo elemento è comune nell'ambito delle micro-reti ed è indispensabile studiarne il comportamento e le strategie di integrazione e utilizzo in coordinamento agli altri elementi della micro-rete. Inoltre, è

possibile studiare in maniera più precisa e approfondita la qualità dell'esercizio attraverso i nuovi strumenti di misura *power quality*.

2. Risoluzione del problema relativo all'esercizio monofase

Come citato nel capitolo precedente, prima dell'ampliamento non era possibile collegare tutte le utenze alla medesima fase. Inserendo un nuovo inverter è stato possibile configurare il parallelo di tutte le utenze come verrà illustrato in uno dei seguenti paragrafi.

3. Miglioramento nell'organizzazione del quadro AC di laboratorio

Si è predisposto un quadro più ampio che ha permesso, oltre ovviamente all'inserimento della nuova componentistica, un netto miglioramento nell'organizzazione del quadro stesso. Questo aspetto è cruciale in un laboratorio dove il personale si trova spesso a fare operazioni sul quadro. Il quadro precedentemente installato è stato smantellato e riallestito a servizio del laboratorio, in parallelo al nuovo quadro.

4. Necessità di predisporre un sistema di arresto del laboratorio in caso di incendio

Le direttive dei Vigili del Fuoco impongono che in caso di incendio l'impianto elettrico debba essere disalimentato così da garantire la sicurezza degli operatori in caso di loro intervento. Trattandosi di un impianto particolare le predisposizioni da attuare non sono banali. Per affrontare tale tematica sia da un punto di vista normativo che dal punto di vista progettuale ed esecutivo si è dedicato il capitolo 6.

Questo elaborato tratta la fase progettuale, ed in particolare la parte in corrente alternata, oltre che alla fase esecutiva della prima parte dei lavori che ha coinvolto il lato in corrente alternata dell'impianto di laboratorio. Nello specifico la prima fase dei lavori ha coinvolto:

- il rifacimento dei quadri in corrente alternata;
- l'integrazione del nuovo inverter centrale e il relativo sistema di accumulo centralizzato;
- l'installazione delle nuove linee previste;
- l'installazione dei nuovi sistemi di misura ASITA;
- la parziale predisposizione del sistema antincendio (solo lato AC).

5.2 Progettazione dell'ampliamento lato AC

Per l'impianto di laboratorio viene prevista una configurazione principale e una secondaria. Si rinominerà la configurazione principale come “configurazione cascata” e quella alternativa come “configurazione parallelo”. La motivazione di tale nomenclatura va ricercata nella disposizione del blocco centralizzato: nella configurazione cascata è disposto tra la rete e le utenze mentre nella configurazione parallelo è disposto in parallelo alle utenze. La configurazione secondaria verrà trattata in un paragrafo dedicato mentre, se non specificato altrimenti, si farà riferimento sempre alla configurazione principale.

L'impianto elettrico del laboratorio sul lato corrente alternata ha subito le seguenti modifiche:

- installazione dell'inverter centrale tra la micro-rete preesistente e la rete (e relativi collegamenti al generatore fotovoltaico e BESS);
- nuove predisposizioni;
- installazione di nuova strumentazione di misura;
- installazione di un nuovo quadro, confinamento del blocco UPS al quadro AC di dimensioni minori e ricablaggio totale dei quadri.

Una rappresentazione schematica è presente in figura 5-1.

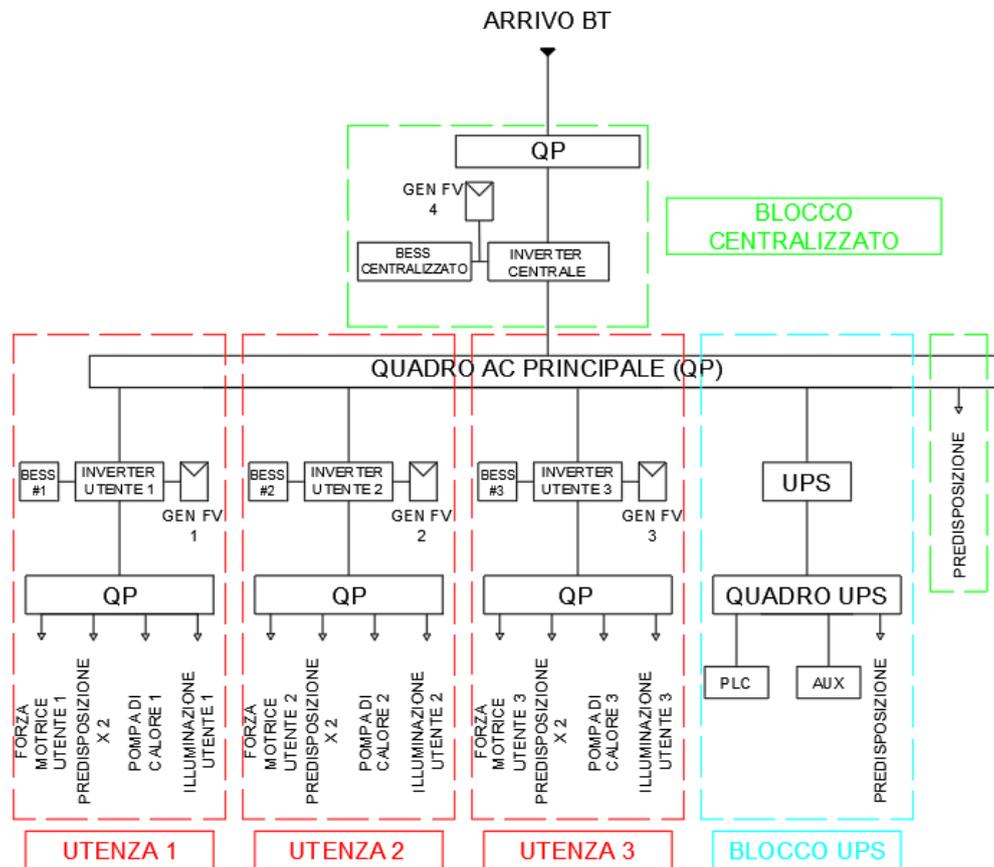


Figura 5-1: Schema a blocchi dell'impianto di laboratorio in fase 2

Le utenze e il blocco UPS, a meno di una nuova predisposizione, rimangono invariati. Anche l'arrivo BT rimane inalterato mantenendo la linea e il dispositivo di protezione sottodimensionati. Tutte le utenze, l'inverter centrale e il blocco UPS sono collegati alla fase 1. Le rimanenti fasi rimangono inutilizzate. Le protezioni utilizzate sono tutte marcate Schneider Electric, sia quelle già installate in fase 1 sia quelle integrate in fase 2. Lo schema unifilare completo è consultabile in tavola 1.

Nella tabella 5-1 è riportata la corrispondenza tra linee e carichi reali (se presenti). Inoltre, sono presenti sia la potenza nominale del carico (se presente) sia la potenza massima erogabile dall'impianto a valle di quell'interruttore. Infine, sono riportati i fusibili utilizzati a protezione di alcune linee previste all'interno del quadro.

LINEA	BLOCCO	INTERRUTTORE	CARICO	Potenza nominale	Potenza Massima
forza motrice	UTENZA 1	l _{fm1}	Power Socket del laboratorio PVZEN	3kVA	3680VA
illuminazione	UTENZA 1	li1			1380VA
pompa di calore	UTENZA 1	l _{pc1}	Resistore1 (emulatore)	3kVA	3680VA
predisposizione A	UTENZA 1	l _{preda1}			7360VA
predisposizione B	UTENZA 1	l _{predb1}			7360VA
strumentazione di misura esterna	UTENZA 1	l _{sme1}			1380VA
forza motrice	UTENZA 2	l _{fm2}	Laboratorio Carullo (III piano)	3kVA	3680VA
illuminazione	UTENZA 2	li2	Power Socket del laboratorio PVZEN	3kVA	1380VA
pompa di calore	UTENZA 2	l _{pc2}	Resistore 2 (emulatore)	3kVA	3680VA
predisposizione A	UTENZA 2	l _{preda2}	Ausiliari emulatore	400VA	7360VA
predisposizione B	UTENZA 2	l _{predb2}			7360VA
strumentazione di misura esterna	UTENZA 2	l _{sme2}			1380VA
forza motrice	UTENZA 3	l _{fm3}	Power Socket del laboratorio PVZEN	3kVA	3680VA
illuminazione	UTENZA 3	li3			1380VA
pompa di calore	UTENZA 3	l _{pc3}	Resistore 3 (emulatore)	3kVA	3680VA
predisposizione A	UTENZA 3	l _{preda3}	Server DET (IV piano)	3kVA	7360VA
predisposizione B	UTENZA 3	l _{predb3}			7360VA
strumentazione di misura esterna	UTENZA 3	l _{sme3}			1380VA
UPS	BLOCCO CENTRALE	l _{upsin}	Blocco UPS	800VA	7360VA
predisposizione	BLOCCO CENTRALE	l _{pred4}			3680VA
PLC	BLOCCO UPS	l _{plc}	PLC	240VA	3680VA
ausiliari	BLOCCO UPS	l _{aux}	Circuito di comando antincendio (variazione esecutiva capitolo 6), contattori per interblocco configurazione	120VA	3680VA
predisposizione	BLOCCO UPS	l _{predups}	Alimentazione strumentazione ASTA	21VA	3680VA
LINEA	BLOCCO	FUSIBILE	CARICO	Potenza nominale	Potenza massima
alimentazione bobine	ARRIVOBT	F _c	Bobine contattatori C12 e C13 (variazione esecutiva capitolo 6)	10VA	920VA
misura di tensione		F _{XaY}	Linea di misura X verso lo strumento ASTA Y (paragrafo 5.2)	0,15VA	920VA

Tabella 5-1: Corrispondenza tra linee e carichi reali

Nei seguenti paragrafi si tratteranno nel dettaglio il “blocco centralizzato”, i nuovi punti di misura, la configurazione alternativa del sistema e l’installazione e cablaggio dei quadri AC di laboratorio.

5.2.1 Blocco centralizzato

Il blocco centralizzato è composto da inverter centrale, BESS centralizzato, generatore fotovoltaico 4 e una predisposizione (figura 5-2). L’installazione del blocco centralizzato ha previsto la stesura di due linee, dal quadro AC all’inverter centrale e viceversa di lunghezza 14 m ciascuna. Si è optato per un cavo da 10mm² per far fronte a flussi di potenza maggiori di quelli dello scambio interno tra le utenze tipici della configurazione ante-ampliamento. Infatti, si prevede che i flussi

di potenza possano arrivare da 3 utenze contemporaneamente all'inverter centrale e, viceversa, che l'inverter centrale possa inviare energia a 3 utenze simultaneamente. Analogamente anche le protezioni relative a queste due linee sono dimensionate in previsione di flussi di potenza più cospicui. Sia il cavo che le protezioni sono più robusti di quelli della linea che collega la micro-rete alla rete. La motivazione, come già citato nel capitolo precedente, è che si controlla e limita lo scambio di potenza da e verso rete.

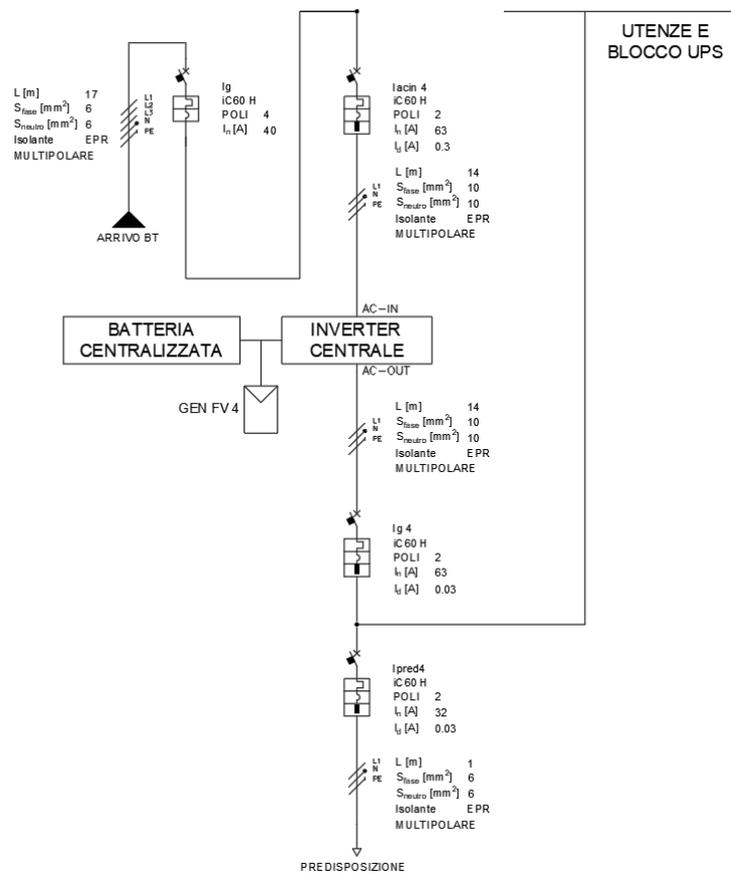


Figura 5-2: Schema unifilare del blocco centralizzato

L'inverter centrale è composto da tre inverter Leonardo PRO X 8000/48 Off-Grid (figura 5-3) installati in parallelo. Questa tipologia di installazione permette di considerare i tre inverter come uno unico ma di potenza triplicata. In tabella 5-2 si riportano le caratteristiche principali, tra cui potenza del singolo inverter e potenza complessiva dell'inverter centrale.

Caratteristica	Descrizione
Tipo di inverter	Trifase per applicazioni <i>off-grid</i>
Potenza nominale AC	8 kVA
Efficienza di conversione	96%
Efficienza regolatore di carica FV	95%
Potenza complessiva dell'inverter centrale	24 kVA

Tabella 5-2: Caratteristiche principali dell'inverter centrale [6]

Le informazioni complete sono consultabili alla scheda tecnica [6].

Il sistema di accumulo centralizzato è composto da tre armadi da quattro moduli Pylontech US5000C (figura 5-4) a tecnologia litio-ferro-fosfato (LiFePO₄). I quattro moduli sono collegati in parallelo tra loro formando un blocco installato in un armadio. I tre blocchi sono a loro volta messi in parallelo. In tabella 5-3 si riportano le caratteristiche principali di modulo, armadio e BESS.

Caratteristica	Modulo	Armadio	BESS
Tensione nominale	48 V DC	48 V DC	48 V DC
Capacità nominale	4,8 kWh	19,2 kWh	57,6 kWh
Capacità utilizzabile	4,3 kWh	17,2 kWh	51,6 kWh

Tabella 5-3: Caratteristiche principali del BESS centralizzato [7]

Le informazioni complete sui moduli sono consultabili alla scheda tecnica [7].

Fisicamente il blocco centralizzato, a meno della componentistica a quadro, è installato su ruota per eventuali spostamenti futuri. La sua attuale posizione all'interno del laboratorio è visibile in figura 5-5.



Figura 5-3: inverter Leonardo PRO X 8000/48 Off-Grid



Figura 5-4: Armadio contenente 4 moduli Pylontech US5000C



Figura 5-5: Blocco centralizzato

5.2.2 Nuovi punti di misura

Si è prevista l'integrazione di nuovi strumenti di misura CVM-E3-MINI ASITA (scheda tecnica [8]). Questi dispositivi sono in grado di effettuare misure di *power quality*, in particolare di tensione e corrente. Ogni dispositivo è dotato di tre ingressi utilizzabili in maniera indipendente. Ciò ha permesso di utilizzare un solo dispositivo per tre punti di misura. Ogni ingresso si compone di un punto di misura della tensione (protetto da fusibile) e della corrente mediante TA ASITA modello TD5 (scheda tecnica [9]). Qui di seguito è riportato lo schema di collegamento del dispositivo. Lo schema di collegamento, fornito dalla casa madre, fa riferimento a un singolo punto di misura 3F. Nel caso del laboratorio PVZEN, il collegamento è riferito a 3 diversi punti di misura, tutti sulla stessa fase. Ad ogni colore corrisponde un punto di misura diverso, come riportato in figura 5-6.

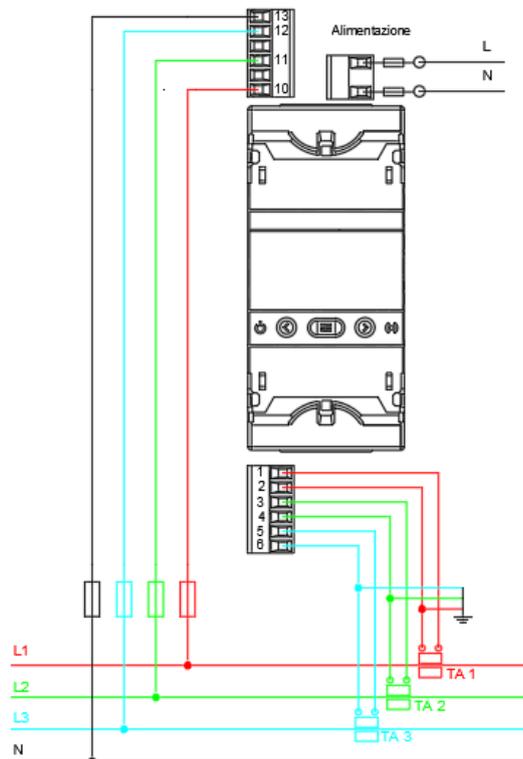


Figura 5-6: Schema di collegamento degli CVM-E3-MINI ASITA [8]

La mappa dei punti di misura scelti è riportata in figura 5-7, rappresentata nello schema a blocchi e contraddistinta dal colore magenta. Per ogni collegamento è

referito il numero del relativo strumento oltre che a evidenziare la presenza di un TA e un fusibile a protezione della linea di misura di tensione.

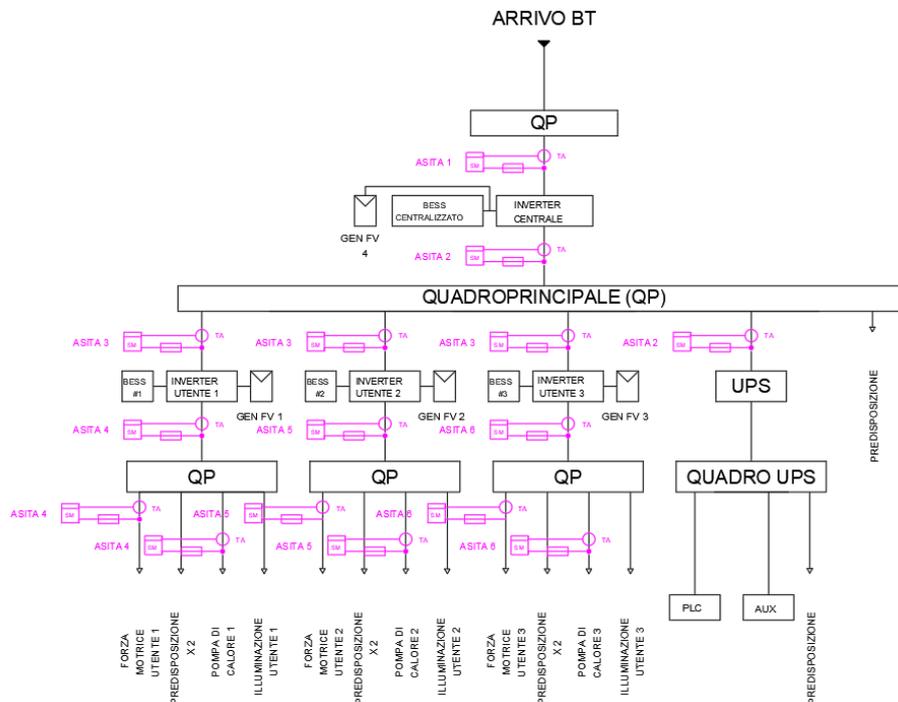


Figura 5-7: Mappa dei punti di misura degli strumenti ASITA

In aggiunta alla strumentazione ASITA sono state predisposte delle linee protette al fine di fornire un allaccio ad eventuale strumentazione di misura esterna. La linea è composta come in figura 5-8.

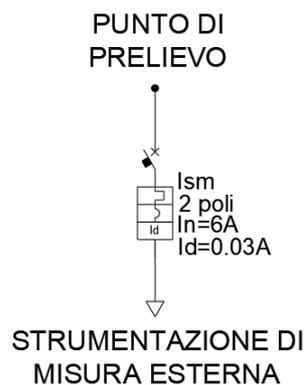


Figura 5-8: linea per la predisposizione per strumentazione di misura esterna

Sono state predisposte quattro linee per le misure esterne. La loro posizione è riportata in figura 5-9.

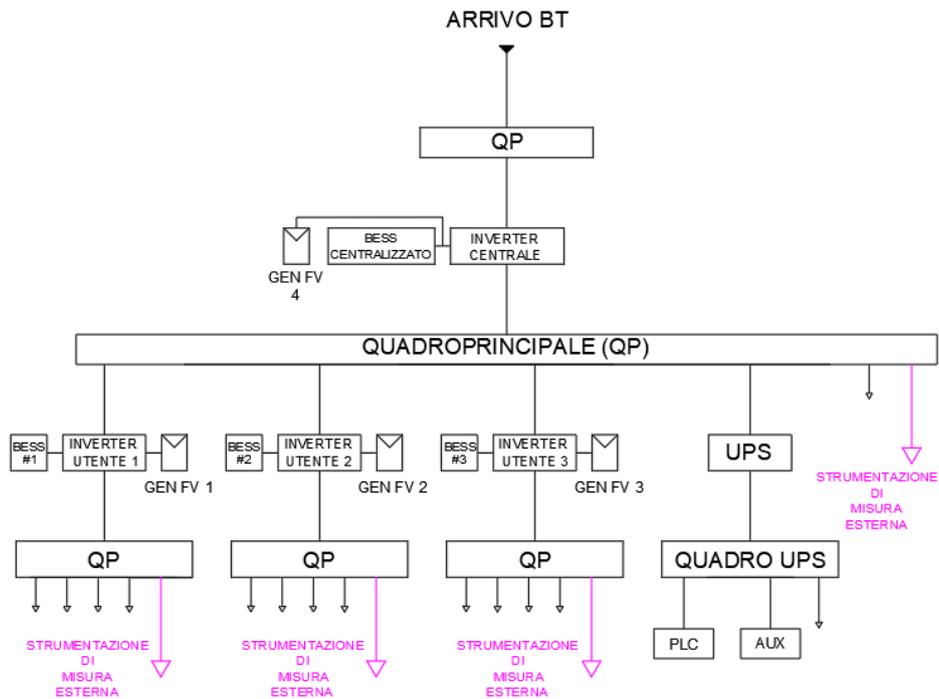


Figura 5-9: Mappa delle linee per la strumentazione di misura esterna

5.2.3 Configurazione secondaria del sistema

Durante la fase di progettazione dell'ampliamento si è aperta la possibilità di creare una configurazione alternativa al sistema. In particolare, questa prevede la disposizione in parallelo del blocco centralizzato rispetto alle utenze. Lo schema a blocchi è rappresentato in figura 5-10.

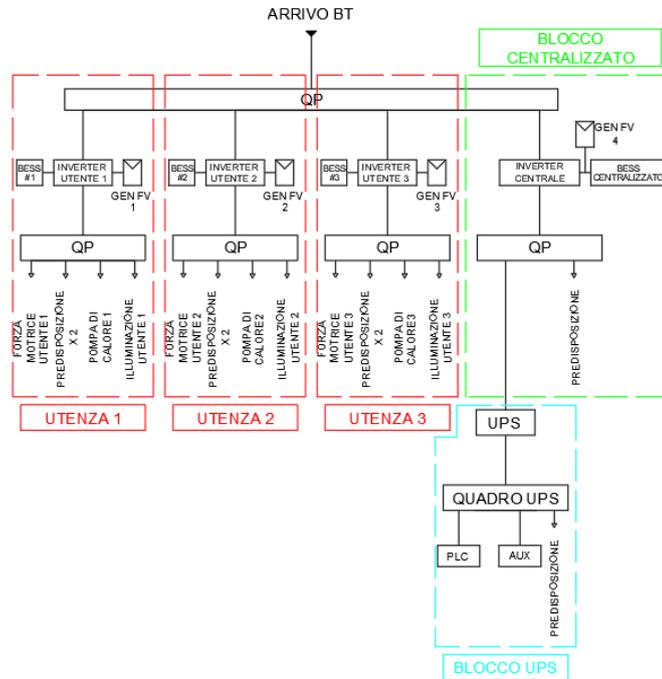


Figura 5-10: Schema a blocchi dell'impianto in configurazione secondaria

Tale configurazione è attuabile mediante un selettore. Questo attiva un interblocco composto da due contattori (CR1 e CR2) che cambia la logica di collegamento delle diverse parti dell'impianto. L'operazione è reversibile e dunque attuando nuovamente il selettore si riottiene la configurazione iniziale. È inoltre previsto che il selettore abbia una posizione neutra che comporta lo stato di apertura su entrambi i contattori CR1 e CR2. Lo schema di comando è rappresentato in figura 5-11 mentre la posizione dei contattori nello schema unifilare è rappresentato in figura 5-12.

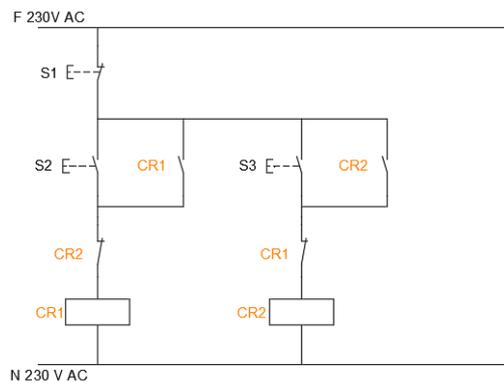


Figura 5-11: Schema di comando per il cambio di configurazione

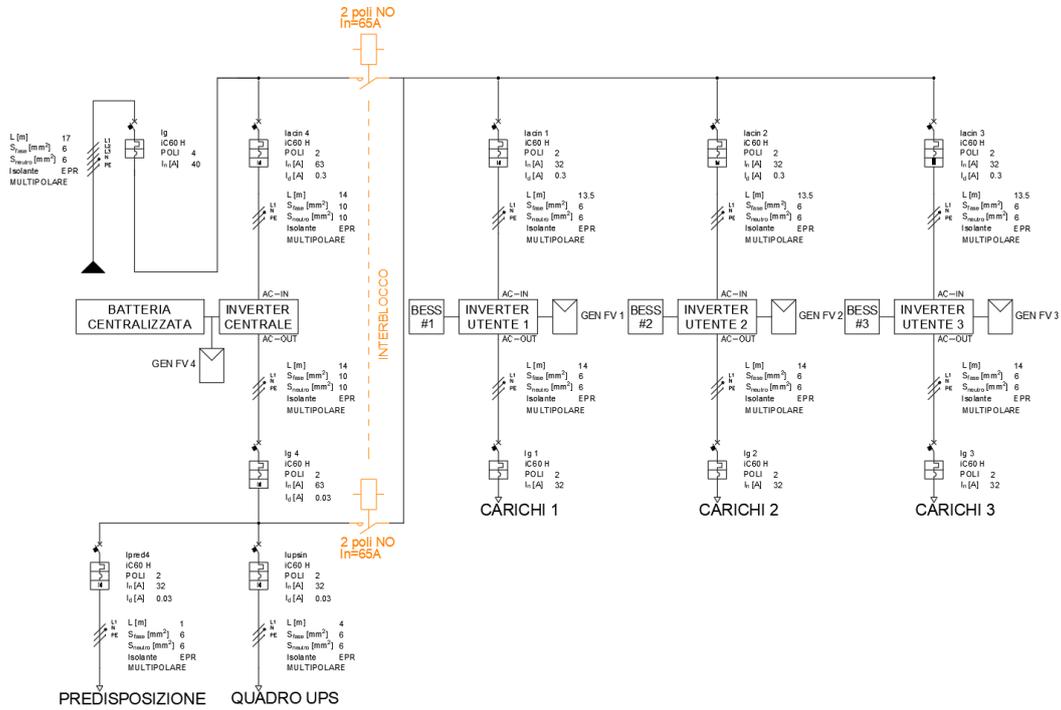


Figura 5-12: Schema unifilare che evidenzia l'interblocco per il cambio di configurazione

Al fine di non effettuare un cambio di configurazione sotto carico è necessario seguire la procedura di figura 5-13 che prevede l'apertura di tre interruttori al fine di evitare il passaggio di corrente nei rami in cui è presente l'interblocco.

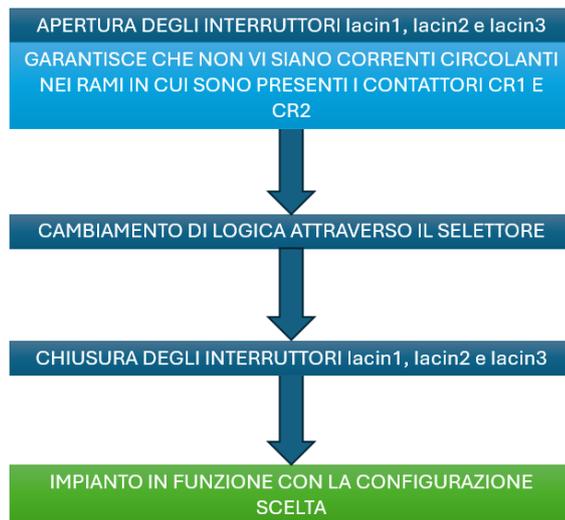


Figura 5-13: Procedura da seguire per il cambio di configurazione dell'impianto

Lo schema unifilare completo è consultabile in tavola 1.

5.2.4 Installazione del nuovo quadro principale, riorganizzazione e nuovo cablaggio dei quadri di laboratorio

Viene fornito un nuovo quadro AC di dimensioni superiori a quello già in dotazione al laboratorio. Questo quadro sarà rinominato “Quadro AC Principale”. Il quadro utilizzato in precedenza sarà smantellato di tutta l’apparecchiatura precedentemente installata e verrà rinominato “Quadro UPS”. Di seguito i dettagli e il fronte quadro realizzato con il software Exteem della Schneider Electric.

- Quadro AC Principale

Il Quadro AC Principale ha ingombro pari a 2100 x 1000 x 600 mm. Il progetto del fronte quadro è rappresentato in figura 5-14. Il fronte quadro con la designazione della componentistica è consultabile in tavola 6. L’elenco dei componenti è consultabile in allegato 1.

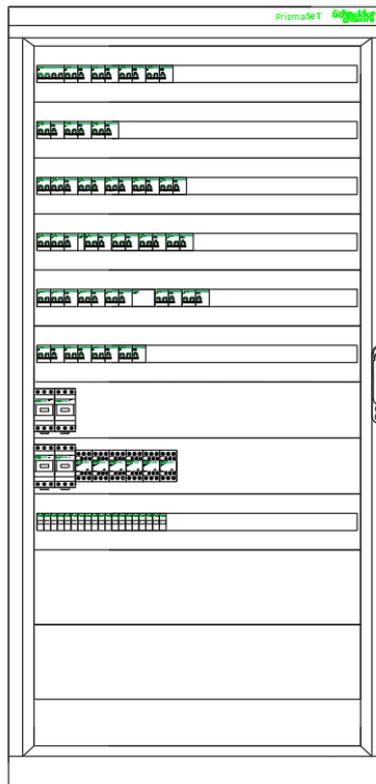


Figura 5-14: Fronte quadro principale

- Quadro UPS

Il Quadro UPS ha ingombro pari a 1600 x 800 x 400 mm. Il Quadro UPS è stato destinato alle componenti a valle dell'UPS che richiedono continuità di servizio. Tra queste vi sono il PLC e i servizi ausiliari. Inoltre, il quadro UPS è stato adibito a contenere tutta la strumentazione di misura ASITA. Il progetto del fronte quadro è rappresentato in figura 5-15. Il fronte quadro con la designazione della componentistica è consultabile in tavola 6. L'elenco dei componenti è consultabile in allegato 2.

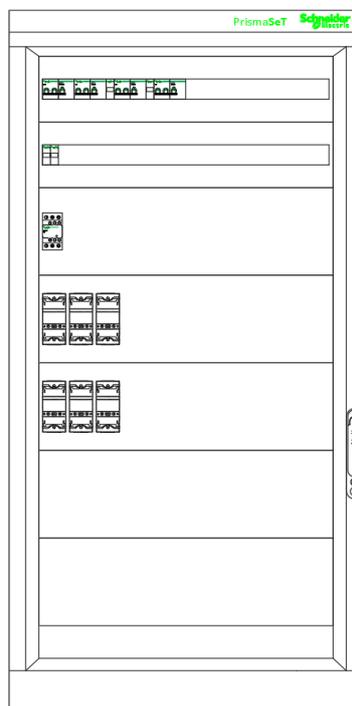


Figura 5-15: Fronte quadro UPS

5.2.5 Verifica di cavi e protezioni

Per il dimensionamento dei cavi e delle protezioni si sono prese in analisi solamente le parti di impianto coinvolte nell'ampliamento. I cavi e le protezioni già installati in fase 1 e rimasti invariati sono dati per verificati. L'approccio utilizzato per il dimensionamento di cavi e protezioni è differente dall'approccio tradizionale. Infatti, si è ipotizzato un dimensionamento sovrastimato e successivamente si è proceduto a verificare che tale dimensionamento sia accettabile. La ragione di tale scelta va ricercata nel fatto che con una progettazione tradizionale si sarebbe

ottenuto un dimensionamento non coerente con i cavi e le protezioni già installati nell'impianto di laboratorio ma sottodimensionato. La scelta progettuale di sovradimensionare cavi e protezioni permette inoltre di effettuare ampliamenti futuri senza la necessità di ricablare e sostituire gli interruttori.

5.2.5.1 Verifiche sui cavi

Dalla norma CEI UNEL 35024 si evince che per avere una durata di vita di un cavo conveniente sia sufficiente dimensionare lo stesso secondo la disequazione 5.1 [10]:

$$I_z \geq I_b \quad (5.1)$$

dove:

$$I_z = \text{portata del cavo}$$

$$I_b = \text{corrente di impiego}$$

La portata del cavo è definita secondo l'equazione 5.2 [10]:

$$I_z = I_0 * k_1 * k_2 \quad (5.2)$$

dove:

$$I_0 = \text{portata massima ammissibile per un} \\ \text{conduttore alla temperatura ambiente di } 30^\circ \text{ C}$$

$$k_1 = \text{coefficiente di correzione per temperature diverse da } 30^\circ \text{ C}$$

$$k_2 = \text{coefficiente di correzione per presenza di altri conduttori vicini}$$

Il valore I_0 è tabulato dalla norma (figura 5-16) ed è basato sulla sezione del cavo, il tipo di cavo (unipolare/multipolare), il tipo di posa e il materiale dell'isolante [10].

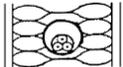
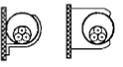
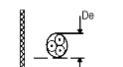
Metodologia tipica di installazione	Altri tipi di posa Rif. Appendice A	Tipo di isolamento	Numero cond. caricati	Portata (A)																
				Sezione (mm ²)																
				1(*)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
 Cavo in tubo incassato in parete isolante	2-51-73-74	Termoplastico (**)	2	-	14	18,5	25	32	43	57	75	92	110	139	167	192	219	248	291	334
		Elastomerico (***)	3	-	13	17,5	23	29	39	52	68	83	99	125	150	172	196	223	261	298
 Cavo in tubo in aria	3A-4A-21-22A-5A-24A-25-33A-31-34A-43-32	Termoplastico (**)	2	13,5	16,5	23	30	38	52	69	90	111	133	168	201	232	258	294	344	394
		Elastomerico (***)	3	12	15	20	27	34	46	62	80	99	118	149	179	206	225	255	295	339
 Cavo in aria libera, distanziato dalla parete/soffitto o su passerella	13-14-15-16-17	Termoplastico (**)	2	15	22	30	40	51	70	94	119	148	180	232	282	328	379	434	514	593
		Elastomerico (***)	3	13,6	18,5	25	34	43	60	80	101	126	153	196	238	276	319	364	430	497
 Cavo in aria libera, fissato alla parete/soffitto	11-11A-12-52-53	Termoplastico (**)	2	15	19,5	27	36	46	63	85	112	138	168	213	258	299	344	392	461	530
		Elastomerico (***)	3	13,5	17,5	24	32	41	57	76	96	119	144	184	223	259	299	341	403	464
		Termoplastico (**)	2	15	19,5	27	36	46	63	85	112	138	168	213	258	299	344	392	461	530
		Elastomerico (***)	3	13,5	17,5	24	32	41	57	76	96	119	144	184	223	259	299	341	403	464
		Termoplastico (**)	2	15	19,5	27	36	46	63	85	112	138	168	213	258	299	344	392	461	530
		Elastomerico (***)	3	13,5	17,5	24	32	41	57	76	96	119	144	184	223	259	299	341	403	464
		Termoplastico (**)	2	19	24	33	45	58	80	107	138	171	209	269	328	382	441	506	599	693
		Elastomerico (***)	3	17	22	30	40	52	71	96	119	147	179	229	278	322	371	424	500	576

Figura 5-16: Tabulazione di I₀ per cavi multipolari [10]

I fattori k₁ e k₂ sono anch'essi tabulati dalla norma come da figura 5-17 e 5-18 [10].

Tipo di isolamento		
Temperatura ambiente	Termoplastico (**)	Elastomerico (***)
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

Figura 5-17: Tabulazione di k₁ [10]

Appendice A			Numero di circuiti o di cavi multipolari												
Condizioni di posa	Art.	Disposizione (cavi a contatto)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Condizioni di posa non previste negli art. 2-3-4-5 seguenti e nelle Tabelle 5 e 6	1	Raggruppati a fascio, annegati	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	
11-12-25	2	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Nessuna ulteriore riduzione per più di 9 circuiti o cavi multipolari			
11A	3	Strato a soffitto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
13	4	Strato su passerelle perforate orizzontali o verticali (perforate o non perforate)	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
14-15 16-17	5	Strato su scala posa cavi o graffiato ad un sostegno	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Figura 5-18: Tabulazione di k_2 [10]

Le verifiche sono state effettuate mediante foglio di calcolo. Le ipotesi effettuate sono le seguenti:

- posa in passerella perforata, in linea con la situazione al laboratorio;
- cavi multipolari a 2 conduttori caricati, isolati in materiale elastomerico;
- temperatura ambiente pari a 25° C;
- numero di conduttori superiore a 9 (caso peggiore) ad esclusione delle linee da e per l'inverter centrale dove i conduttori attivi sono 5;
- la potenza massima da (configurazione cascata) e verso (configurazione parallelo) l'inverter centrale è pari alla somma delle potenze degli inverter delle utenze (5kVA ad inverter, 15kVA totali) per due coefficienti di riduzione k_c , coefficiente di contemporaneità, che tiene conto della mancanza di simultaneità dei flussi di potenza e k_u , coefficiente di utilizzazione, che tiene conto dell'entità effettiva dei flussi di potenza. Ipotizzando k_c pari a 0.8 e k_u pari a 0.9 la potenza che fluisce in tali rami è stimabile con 10.8kVA. La linea a valle dell'inverter centrale va maggiorata di 2kVA per tenere conto della potenza verso il blocco UPS e la predisposizione 4.

- la potenza verso e dall'UPS è pari alla potenza dell'UPS stesso.

In tabella 5-4 sono riportati i risultati delle verifiche sulla portata dei cavi, esplicitando la potenza e la corrente di impiego del relativo carico oltre che ai valori di sezione, I_0 , k_1 e k_2 .

Da	A	Lunghezza(m)	Potenza (VA)	$I_b(A)$	Sezione (mm ²)	$I_0(A)$	k_1	k_2	$I_z(A)$
iacin4	Inverter centrale	14	10800	46,96	10	86	1,04	0,75	67,08
Inverter centrale	Ig4	14	12800	55,65	10	86	1,04	0,75	67,08
Ig4	lupsin	0,5	800	3,48	6	63	1,04	0,72	47,17
lupsin	UPS	2	800	3,48	6	63	1,04	0,72	47,17
UPS	Igups	2	800	3,48	6	63	1,04	0,72	47,17
laux	Bobine contattori antincendio	2	80	0,35	6	63	1,04	0,72	47,17
ipredups	ASITA	4	21	0,09	6	63	1,04	0,72	47,17
Fc	Bobine C12 e C13	4	10	0,04	6	63	1,04	0,72	47,17
laux	Bobine CR1 e CR2	2	40	0,17	6	63	1,04	0,72	47,17

Tabella 5-4: Verifica della portata dei cavi

Un ulteriore aspetto da tenere in considerazione è la caduta di tensione massima. La norma CEI 64-8 suggerisce che la caduta di tensione massima di un impianto dalla sorgente verso un qualsiasi utilizzatore debba essere inferiore al 4% [11]. La caduta di tensione massima è calcolata come descritto dall'equazione 5.3.

$$\Delta V_{ac} \% = K \cdot \frac{r \cdot l \cdot I_b \cdot \cos \varphi + x \cdot l \cdot I_b \cdot \sin \varphi}{V_n} \cdot 100 \quad (5.3)$$

dove:

$\Delta V_{ac} \% =$ caduta di tensione percentuale

$K = 2$ in sistemi monofase

$l =$ lunghezza della linea

$r =$ resistenza per unità di lunghezza

$x =$ reattanza per unità di lunghezza

Si rammenta che gli inverter impongono il riferimento di tensione all'uscita AC-OUT e dunque vanno assunti come sorgente dell'impianto. L'UPS, invece, qualora funzioni utilizzando il bypass interno non impone riferimento di tensione e

va considerato come un semplice collegamento franco. Prendendo in analisi il progetto per l'ampliamento del laboratorio PVZEN si evince che il collegamento tra la valle dell'inverter centrale e l'alimentatore AC/DC è quello maggiormente soggetto alla caduta di tensione. Ciò significa che, se la caduta di tensione per quel tratto è accettabile allora la condizione è verificata per l'intero impianto. Si rammenta che è presa in analisi solamente la parte di impianto trattata nell'ampliamento mentre tutto ciò che era precedentemente installato è dato come verificato. Per questo collegamento la caduta di tensione percentuale è pari a 1.84% come mostrato in tabella 5-5.

Da	A	Lunghezza(m)	Potenza (VA)	Ib(A)	Sezione (mm ²)	r(Ω/km)	x(Ω/km)	cosφ	senφ	cdt (%)
Inverter centrale	Ig4	14	11600	55,65	10	1,84	2,23	0,9	0,435	1,78%
Ig4	Iupsin	0,5	800	3,48	6	3,11	3,65	0,9	0,435	0,01%
Iupsin	UPS	2	800	3,48	6	3,11	3,65	0,9	0,435	0,03%
UPS	Igups	2	800	3,48	6	3,11	3,65	0,9	0,435	0,03%
Igups	Iplc	0,5	240	1,04	6	3,11	3,65	0,9	0,435	0,00%
Iplc	Alimentatore	1	240	1,04	6	3,11	3,65	0,9	0,435	0,00%
TOTALE										1,84%

Tabella 5-5: Verifica della caduta di tensione sui cavi

5.2.5.2 Verifiche sulle protezioni

Le protezioni proteggono l'impianto da due condizioni critiche: sovraccarico e cortocircuito. Inoltre, svolgono il ruolo di protezione dai contatti indiretti. Le condizioni da rispettare sono espresse nella CEI 64-8 [11].

1. Sovraccarico

Per il sovraccarico la norma CEI 64-8 prescrive il rispetto del sistema di disequazioni 5.4 [11].

$$\begin{cases} I_b \leq I_n \leq I_z & (A) \\ I_f \leq 1,45 \cdot I_z & (B) \end{cases} \quad (5.4)$$

dove:

I_n = corrente nominale della protezione

$$I_f = \text{corrente di sicuro funzionamento della protezione} = \begin{cases} 1,4I_n \text{ interruttori} \\ 1,6I_n \text{ fusibili} \end{cases}$$

Negli interruttori la prima disequazione (5.4-A) verifica automaticamente la seconda (5.4-B).

I risultati sono riportati in tabella 5-6 per gli interruttori e in tabella 5-7 per i fusibili. È possibile notare che ogni interruttore ha corrente nominale superiore alla corrente di impiego e che i fusibili, invece, rispettano anche la condizione (5.4-B).

Nome interruttore	Modello	In(A)	Ib(A)	Iz(A)	Corrente differenziale (mA)	Nota
Iacin4	iC60H	63	46,96	67,08	300	
Ig4	iC60H	63	55,65	67,08		
Iupsin	iC60H	32	3,48	47,17	300	
Ipred4	iC60H	32			30	
Ipredb	iC60H	32			30	Valido per tutte le utenze
Igups	iC60H	32	3,48	47,17	30	
Ipredups	iC60H	16	0,09	47,17	30	
Iplc	iC60H	16	1,04	47,17	30	
Iaux	iC60H	16	0,52	47,17	30	
Ismc	iC60H	6			30	Valido per tutte le utenze

Tabella 5-6: Verifica sugli interruttori

Nome fusibile	Modello	In(A)	Ib(A)	Iz(A)	If(A)	1,45Iz(A)	Nota
Fa (fusibile ASITA)	STI	4	0,00065	47,1744	6,4	68,40	Valido per tutte le utenze
Fc	STI	4	0,04348	47,1744	6,4	68,40	

Tabella 5-7: Verifica sui fusibili

2. Cortocircuito

Per quanto concerne il potere di interruzione si è svolto un breve calcolo, secondo l'equazione 5.5, per ottenere il valore di corrente di cortocircuito.

$$I_{CC} = \frac{V}{Z_{EQ}\sqrt{3}} \quad (5.5)$$

dove:

I_{CC} = corrente di cortocircuito

V = tensione dell'impianto

Z_{EQ} = impedenza equivalente dalla sorgente al punto di interesse

Il punto in cui è calcolata la corrente di cortocircuito massima è all'interruttore generale dell'impianto di laboratorio Ig. Tutti i punti a valle avranno valori inferiori a causa della caduta di tensione sui cavi. Si applicano inoltre delle semplificazioni su Z_{EQ} : si considera infatti come impedenza solamente quella costituita dalla linea trifase che collega l'interruttore a monte dell'impianto con l'interruttore generale, ignorando l'impedenza a monte; inoltre, la lunghezza di tale cavo viene stimata con 30m cautelativamente. Queste semplificazioni sono a favore della sicurezza. Posto dunque:

$$V = 400V$$

$$Z_{EQ} \approx 50m\Omega \text{ (cavo multipolare in rame trifase, sezione: } 10mm^2, 30m)$$

risulta:

$$I_{CC} \approx 4.6 kA$$

Le condizioni da rispettare sono descritte dalla norma CEI 64-8 e sono riportate nel sistema di disequazioni 5.6 [11].

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{cu} > I_{CC} \quad (A) \\ \int_{t_0}^{t_i} i^2 dt \leq K^2 S^2 \quad (B) \end{array} \right. \quad (5.6)$$

dove:

$$I_{cu} = \text{potere di interruzione}$$

$$t_0 = \text{istante iniziale}$$

$$t_i = \text{istante di intervento}$$

$$K = \text{costante che dipende dai materiali del cavo}$$

$$S = \text{sezione del cavo}$$

$$\int_{t_0}^{t_i} i^2 dt = \text{energia specifica passante nella protezione}$$

$$K^2 S^2 = \text{energia specifica tollerabile dal cavo}$$

La condizione 5.6-B è verificata graficamente sulla base delle curve fornite dal produttore degli interruttori Schneider Electric.

Per quanto concerne la condizione 5.6-A, sebbene sarebbero sufficienti degli interruttori con potere di interruzione pari a 6kA, vengono comunque previsti da 10kA in linea con le altre protezioni già presenti al laboratorio.

I generatori fotovoltaici e i sistemi di accumulo sono anch'essi possibili sorgenti di cortocircuito. La corrente massima iniettata nell'impianto da queste sorgenti è limitata dagli inverter. Infatti, per essi, si può assumere come corrente di cortocircuito massima la corrente massima erogabile dagli inverter che è inferiore di almeno un ordine di grandezza rispetto alla corrente di cortocircuito da rete. Il potere di interruzione pari a 10kA è dunque verificato per tutte le sorgenti di alimentazione dell'impianto di laboratorio.

3. Protezione contro i contatti indiretti

La norma CEI 64-8 impone che nei sistemi TN-S si debba rispettare la disequazione 5.7 [11].

$$I_a * Z_s \leq U_0 \quad (5.7)$$

dove:

$$I_a = \text{corrente di intervento entro i tempi specifici} \begin{cases} 0.4s \text{ se } I_n \leq 32A \\ 5s \text{ se } I_n > 32A \end{cases}$$

$$Z_s = \text{impedenza dell'anello di guasto}$$

$$U_0 = \text{tensione di esercizio}$$

Sono stati utilizzati solamente interruttori differenziali (a meno delle linee inaccessibili al personale) dove I_a è riferita proprio alla corrente differenziale, caratterizzata da un valore molto piccolo. Per tale ragione la condizione 5.7 è abbondantemente rispettata da ogni interruttore.

5.2.5.3 Verifica mediante software

Le protezioni e i cavi sono stati verificati mediante il software Schneider Electric iProject. La verifica è stata limitata alle linee a valle dell'interruttore generale in quanto la linea di arrivo BT è sottodimensionata per le ragioni descritte

nel paragrafo 4.6. Nella costruzione del progetto all'interno del software sono state eseguite le seguenti scelte, ipotesi e semplificazioni:

- poiché non è possibile inserire un inverter *off-grid* all'interno del software, gli inverter sono bypassati. L'interruttore di riferimento è lo Iacin sia per l'inverter centrale che per gli inverter delle utenze mentre il cavo è unico per andata/ritorno QP \leftrightarrow inverter. Se è verificato il dimensionamento per l'interruttore Iacin allora è verificato anche per l'interruttore a valle dell'inverter;
- le potenze utilizzate per il dimensionamento sono le stesse descritte nel paragrafo 5.2.5.1, compresi i valori dei coefficienti k_1 e k_2 ;
- la verifica di cavi e protezioni nella configurazione cascata verifica automaticamente anche la configurazione parallelo;
- la verifica è limitata agli interruttori generali delle utenze. Gli altri cavi e protezioni sono dati per verificati in quanto dimensionati nella fase 1 o poiché analoghi a linee verificate in fase 1.

In figura 5-19 si riporta lo schema frutto del progetto effettuato nel software iProject.

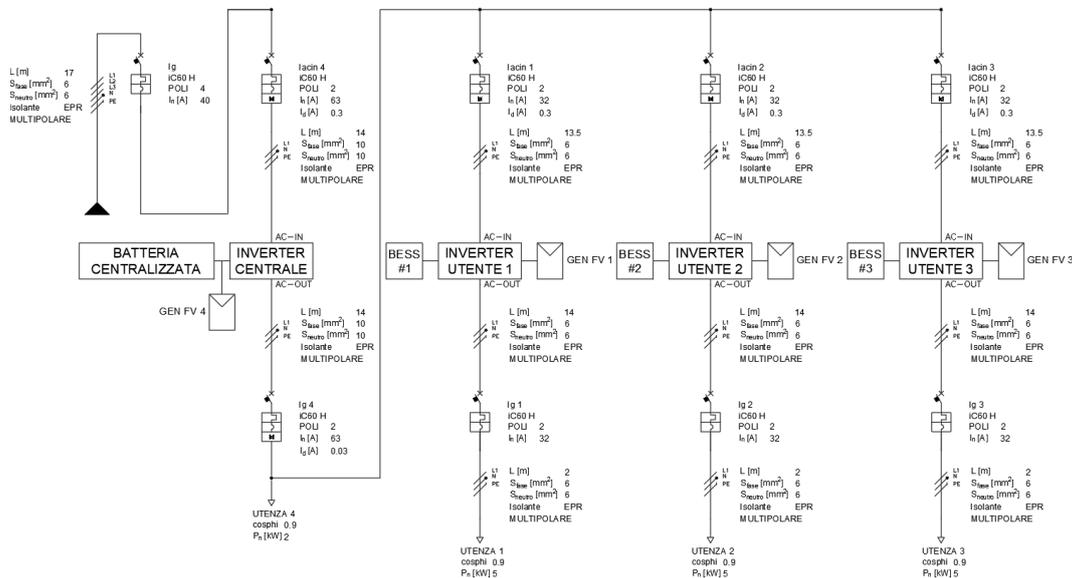


Figura 5-19: Schema unifilare dell'impianto utilizzato nelle verifiche con il software iProject

5.3 Progettazione dell'ampliamento lato DC

Il progetto di ampliamento per la parte in corrente continua prevede l'installazione di 16 moduli fotovoltaici in un'altra zona della terrazza del quinto piano dell'edificio dove sono presenti il laboratorio e i generatori fotovoltaici come visibile in figura 5-20.

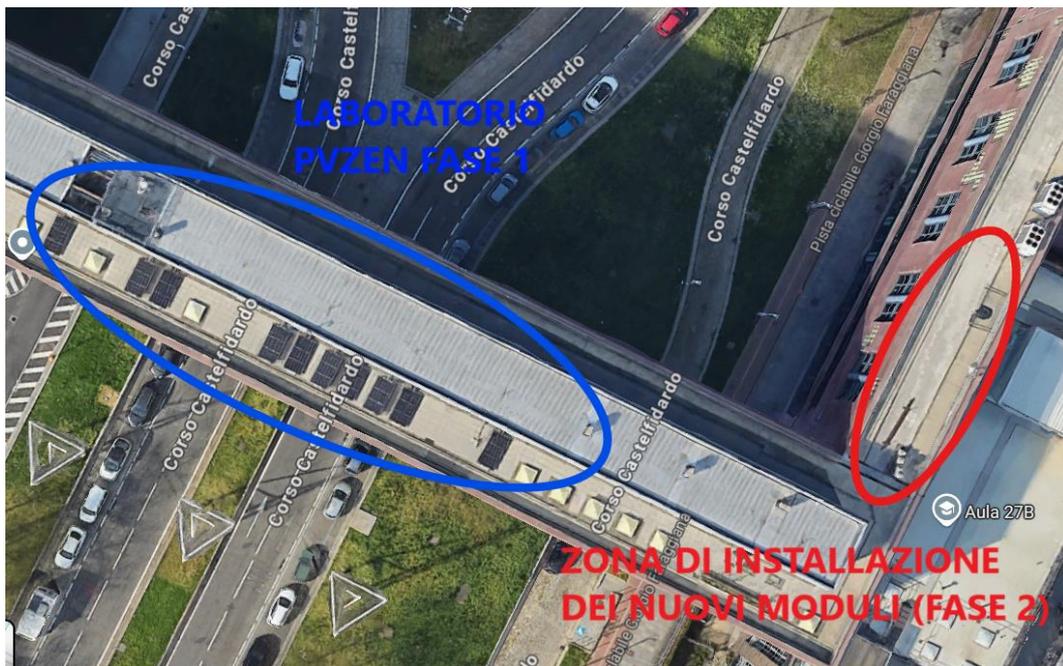


Figura 5-20: Vista dall'alto della zona di installazione dei nuovi moduli fotovoltaici

In particolare, è stato previsto:

- l'ampliamento del generatore fotovoltaico 2;
- l'installazione del nuovo generatore fotovoltaico 4, MPPT e relativi collegamenti;
- l'installazione di un sistema di misura dei parametri dei moduli fotovoltaici (non trattato in questo elaborato).

Di seguito si discute ciascun punto in maniera più approfondita.

5.3.1 Ampliamento del generatore fotovoltaico 2.

Il generatore fotovoltaico 2 è composto da 2 stringhe da 3 moduli ciascuna per un totale di 2.2 kW di potenza. L'ampliamento prevede di raddoppiarne le dimensioni aggiungendo altre due stringhe da tre moduli. I moduli utilizzati sono sempre gli LG370Q1C-V5. In figura 5-21 è rappresentato lo schema del generatore 2 dove le parti in verde sono quelle installate nell'ampliamento.

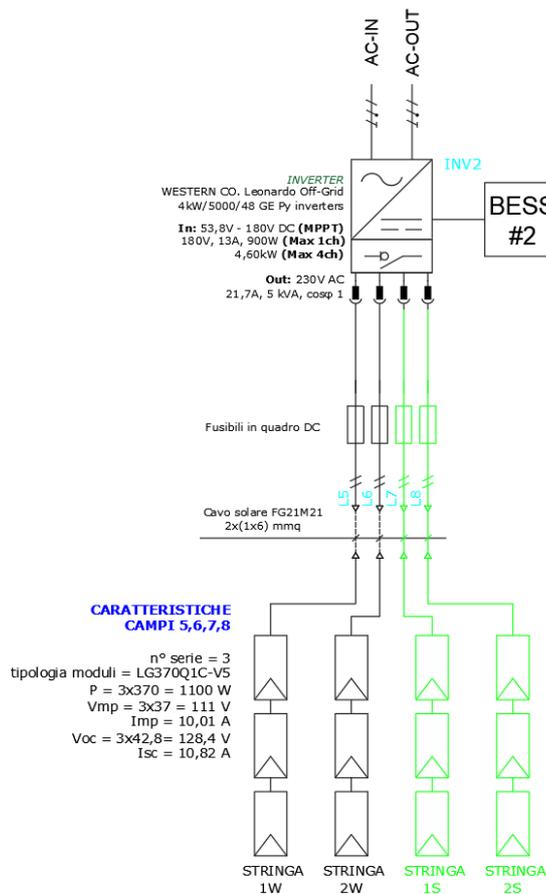


Figura 5-21: Schema unifilare del generatore 2

5.3.2 Generatore fotovoltaico 4 e MPPT

L'ampliamento ha previsto l'installazione di un nuovo generatore fotovoltaico composto da due stringhe da quattro moduli ciascuna. I moduli impiegati sono i FV HT54-18X(N)-435W. Informazioni dettagliate sui moduli utilizzati possono essere consultate alla scheda tecnica [12].

Le stringhe sono state collegate al MPPT WESTERN CO. WRM60 X SL che a sua volta è collegato in corrente continua al nodo a cui sono connessi accumulatore centralizzato e inverter centrale. I dettagli del MPPT possono essere consultati alla scheda tecnica [13]. Lo schema unifilare dell'impianto DC è consultabile in tavola 5.

5.4 Posa in opera e fase esecutiva dell'ampliamento lato AC

La fase esecutiva dei lavori di ampliamento è stata divisa in due parti. La prima parte ha incluso le lavorazioni da effettuare sul lato in corrente alternata quali il rifacimento dei quadri, l'aggiunta di nuove linee e sistemi di misura, la predisposizione di parte del sistema antincendio e l'integrazione del nuovo blocco centrale nel sistema.

In fase esecutiva vi sono state alcune variazioni che verranno discusse nel dettaglio nei seguenti paragrafi.

I lavori di ampliamento sono stati affidati alla ditta Omnianet S.R.L. sotto la supervisione dei collaboratori del progetto PVZEN.

5.4.1 Messa in disservizio e smantellamento parziale del laboratorio

La prima operazione effettuata è stata la disalimentazione di tutto l'impianto di laboratorio al fine di poter lavorare in sicurezza. Si è proceduto a staccare l'allaccio alla rete nel quadro di zona a monte del laboratorio. Poi, trattandosi di un impianto alimentato principalmente da generatori fotovoltaici e BESS, si è proceduto al sezionamento dei generatori fotovoltaici, allo spegnimento dei BESS e allo spegnimento di ogni inverter. In questa maniera si è garantita l'assenza di tensione all'interno del laboratorio. L'assenza di tensione è stata verificata tramite multimetro da parte degli operatori.

Nella fase successiva si è proceduto allo smantellamento del quadro AC di laboratorio. Tutti gli interruttori, contattori e fusibili sono stati preservati e in parte riutilizzati nei nuovi quadri. I cavi uscenti dal quadro sono solo stati scollegati e adagiati come visibile in figura 5-22. Particolare attenzione è stata adoperata nello

smantellamento della strumentazione di misura all'interno del quadro in quanto accuratamente tarata.

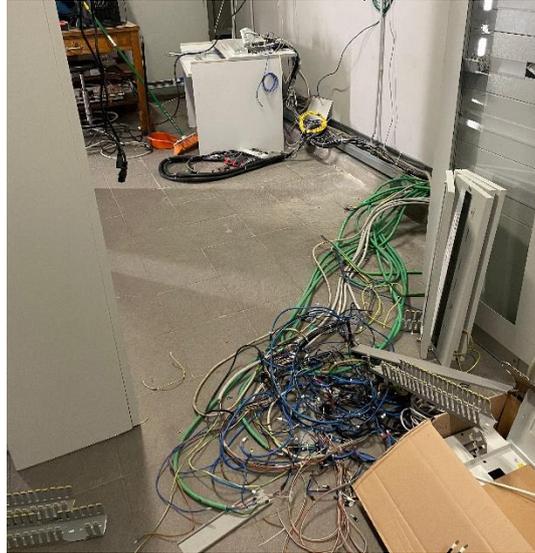


Figura 5-22: Foto dei cavi precedentemente installati nel quadro AC

Il resto del laboratorio è rimasto invariato, a parte per lo spostamento del banco dove sono posizionati pc, computer e server al fine di poter posizionare il nuovo quadro come visibile in figura 5-23.



Figura 5-23: Foto dei quadri elettrici nelle prime fasi di cablaggio. Sul retro il banco sul quale sono posizionati computers, monitors e server

5.4.2 Considerazioni emerse in fase esecutiva rispetto all'allestimento dei quadri e degli interruttori

Dopo il montaggio del nuovo armadio (2100 x 1000 x 600 mm) e lo smantellamento delle apparecchiature all'interno di quello precedentemente in uso (1600 x 800 x 350 mm) gli ingombri e soprattutto gli spazi interni a disposizione sono stati visibilmente chiari. In fase di progettazione la previsione dell'allestimento del quadro è piuttosto sommaria e viene elaborata solo concettualmente. I punti emersi dall'esame dei due quadri sono stati:

- le barre per l'alloggiamento degli interruttori sono barre DIN;
- le piastre frontali di copertura richiedono il montaggio di ogni barra DIN a una distanza prefissata l'una dall'altra;
- ogni quadro ha la possibilità di montare una colonna di barre DIN sia a livello frontale che posteriore ma le barre posteriori sono accessibili solo dal lato frontale e dunque la manutenzione su esse risulterà più difficoltosa;
- non tutta l'apparecchiatura è montabile sulle barre DIN frontali in quanto impedirebbe la chiusura della porta di quadro. Tra queste apparecchiature troviamo il PLC, l'UPS da barra DIN, e i contattori Schneider Electric Tesys D, che vengono adoperati nel sistema antincendio e nel cambio di configurazione;
- l'armadio di dimensioni maggiori permette l'alloggiamento di 9 barre DIN frontalmente e 9 posteriormente;
- l'armadio di dimensioni minori permette l'alloggiamento di 7 barre DIN frontalmente e 7 posteriormente;
- la profondità del quadro UPS non permette la disposizione e un opportuno cablaggio del PLC o dell'UPS qualora frontalmente, sullo stesso livello, siano alloggiati degli interruttori.

5.4.3 Considerazioni emerse in fase esecutiva rispetto alla strumentazione di misura ASITA

Un particolare commento va fatto sulla strumentazione di misura ASITA. Innanzitutto, non è stato possibile avere la fornitura completa di TA ASITA TD5, ma la fornitura invece è stata composta da:

- 2 TA TD5 50/5 24VA (scheda tecnica [9]) a foro passante (tradizionali)

Il cavo di potenza è passante all'interno del toroide che può essere lasciato appeso ad esso. Questa soluzione permette grande adattabilità dell'elemento all'interno del quadro come visibile in figura 5-24.



Figura 5-24: TA ASITA TD5 installati nel quadro di laboratorio

- 14 TA IME TAQ2-M 25/5 2 VA (scheda tecnica [14]) a toroide integrato

Il TA è interposto al cavo di potenza, infatti il TA presenta due morsetti al primario (lato potenza). Ciò significa che il cavo di potenza va interrotto. Inoltre, questo implica che il TA debba essere fissato a barra DIN imponendo dei vincoli nel cablaggio del quadro e nel posizionamento dei TA stessi come visibile in figura 5-25.



Figura 5-25: TA IME TAQ2-M installati nel quadro di laboratorio

Poiché il segnale inviato dal secondario allo strumento di misura è fortemente influenzato dall'impedenza del circuito su cui si richiude (il circuito al secondario è tarato su impedenza molto ridotta) allora il cavo di misura deve introdurre quanta meno impedenza possibile. Questo si traduce nella necessità di utilizzare un cavo corto con sezione opportuna. Poiché la sezione più grande ragionevolmente utilizzabile è di 4 mm^2 allora dalla formula empirica 5.8 è possibile ottenere la lunghezza massima del cavo impiegabile al secondario (lato segnale). Si rammenta che il cablaggio prevede una andata e un ritorno e dunque la lunghezza ottenuta va dimezzata per ottenere la distanza effettiva tra TA e strumento di misura.

$$P * S = I_S * l \quad (5.8)$$

dove:

$$P = \text{potenza complessa del TA [VA]}$$

$$S = \text{sezione del cavo di misura [mm}^2\text{]}$$

$$I_S = \text{corrente di fondo scala al secondario del TA [A]}$$

$$l = \text{lunghezza complessiva del cavo di misura [m]}$$

Si ottiene che, utilizzando un cavo da 4mm^2 , con il TA ASITA la distanza massima adoperabile al secondario è di circa 9.5m (19m andata e ritorno) mentre con i TA EMI è di circa 0.8m (1.6m andata e ritorno). Questo aspetto è cruciale nell'allestimento del quadro e ha da subito escluso la possibilità di posizionare tutta la strumentazione di misura nel quadro UPS in quanto le distanze dei cavi di segnale sarebbero inaccettabili e, viceversa, portare i cavi di potenza da un quadro all'altro sarebbe risultato fortemente sconveniente dal punto di vista dell'organizzazione e del volume del cablaggio. Si è dunque optato per posizionare la strumentazione di misura quanto più possibile vicina al punto di misura.

In base alla fornitura del materiale è emerso che fosse possibile aggiungere un nuovo punto di misura ASITA. Si è optato per la linea a valle dell'interruttore generale. In figura 5-26 è riportato il nuovo punto di misura che sarà associato alla porta 2 dell'ASITA 1. Nonostante in configurazione in cascata risulti ridondante con l'altro punto di misura dell'ASITA 1, in configurazione parallelo le misure dei flussi di potenza risultano diverse. Infatti, il nuovo punto misura gli scambi con la

rete invece il secondo punto misura gli scambi di potenza dell'inverter centrale come visibile in figura 5-27.

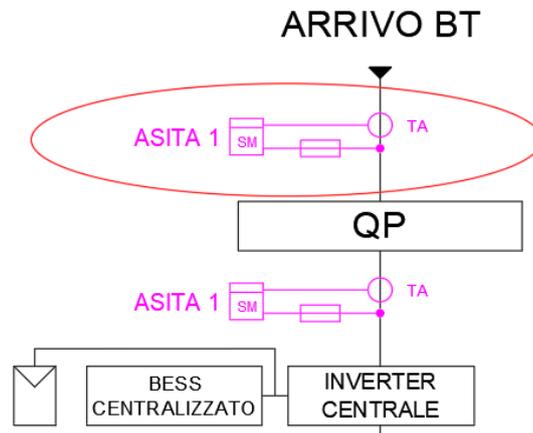


Figura 5-26: Nuovo punto di misura ASITA in configurazione cascata

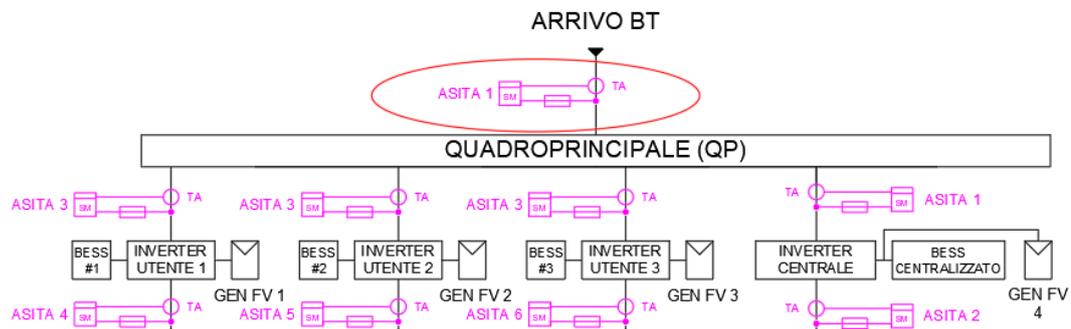


Figura 5-27: Nuovo punto di misura ASITA in configurazione parallelo

5.4.4 Variazioni su interruttori e altre apparecchiature

In fase esecutiva sono state adoperate sostituzioni, integrazioni e rimozioni di alcune apparecchiature previste in fase progettuale. Qui di seguito vengono riportate:

- **PORTAFUSIBILI ASITA:** si è voluto installare, in sostituzione a 4 portafusibili 1P, dei portafusibili 3P+N in protezione alle linee di misura di tensione verso gli ASITA. Inoltre, a differenza di quanto scelto in fase progettuale, verranno predisposti portafusibili anche per gli ingressi non cablati degli ASITA 1 e ASITA 2;

- PORTAFUSIBILE Faux: poiché viene predisposto un interruttore automatico (Iaux) la presenza del portafusibile Faux risulta ridondante e dunque viene esclusa;
- INTERRUTTORE Ig4: a differenza di quanto previsto in fase progettuale, per questo interruttore viene ritenuta sufficiente la protezione magnetotermica e dunque il relativo blocco differenziale viene escluso;
- INTERRUTTORE Ipredups: è stato installato un interruttore da 16 A anziché 32 A in quanto si è ritenuto che tale amperaggio sia sufficiente per una predisposizione a valle dell'UPS;
- MORSETTIERA LOCALE: al fine di una distribuzione più ordinata su alcuni nodi fitti di linee viene predisposta una morsettiera locale bipolare leGrand 400403 (figura 5-28, scheda tecnica [15]). I nodi scelti sono il monte degli inverter (MACIN), la distribuzione locale del blocco UPS (MUPS) e delle utenze (ML1, ML2, ML3);



Figura 5-28: Morsettiera Legrand installata al laboratorio

- CONVERTITORE RS485/LAN Wi-fi ASITA: è stato acquistato e installato un convertitore RS485/LAN Wi-fi (figura 5-29) in maniera tale che i segnali in uscita dalla strumentazione ASITA possano essere inviati alla elaborazione dati in formato RS485. Informazioni dettagliate sono presenti alla scheda tecnica [16].

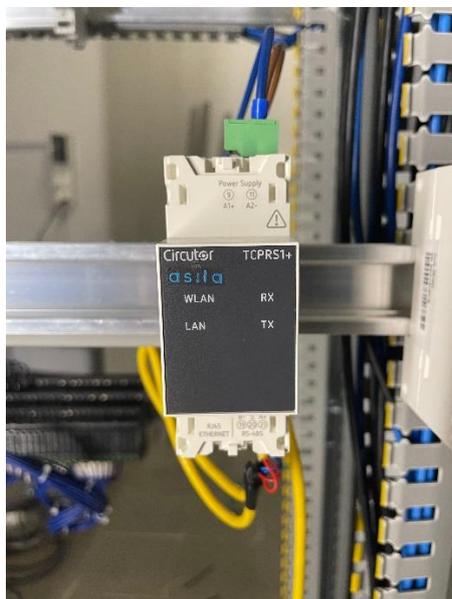


Figura 5-29: Convertitore Line -M-TCPRS1

- **MORSETTIERA DI QUADRO:** vengono installate due morsettiere (una per il quadro) sulla guida DIN frontale inferiore. In figura 5-30 è presente la foto della morsettiera di quadro del Quadro Principale.

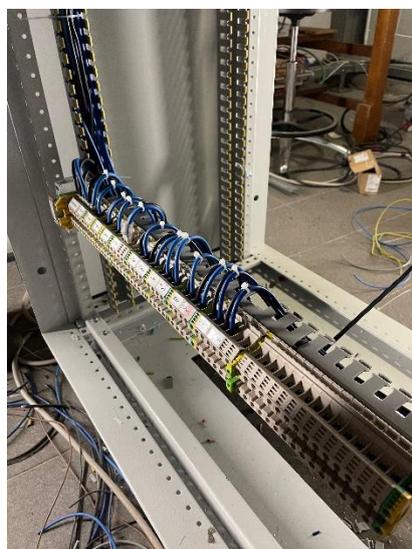


Figura 5-30: Morsettiera di quadro del Quadro Principale

Le variazioni concernenti il sistema antincendio verranno discusse nel capitolo dedicato.

5.4.5 Variazioni attuate in fase esecutiva rispetto alla fase progettuale nell'allestimento dei quadri

Il primo passo è stato decidere la disposizione dei quadri l'uno rispetto all'altro. Tutte le linee che dal quadro in fase 1 erano indirizzate ad altre zone di laboratorio (inverter, emulatore, *power socket*, etc.), sono rimaste scollegate, con i terminali lato quadro liberi come visibile in figura 5-31.



Figura 5-31: Cablaggi rimanenti dopo lo smantellamento del quadro in fase 1

Al fine di poter ricollegare queste linee più agevolmente ed in particolare la linea di alimentazione da rete, si è optato per alloggiare il quadro principale nella sede che prima era occupata dal quadro AC di fase 1. Di conseguenza il quadro di dimensioni minori (ex quadro di fase 1) è stato alloggiato adiacentemente al quadro principale a sinistra come visibile in figura 5-32. È stato previsto comunque sufficiente spazio per poter accedere a tutti i restanti lati agevolmente.



Figura 5-32: Nuova disposizione dei quadri

Per la sistemazione delle protezioni, al fine di collocare la strumentazione di misura il quanto più vicino ai punti di misura, è stato necessario riorganizzare completamente il layout di entrambi i quadri. Sono state prese al vaglio diverse opzioni. Di seguito si riporterà esclusivamente la soluzione definitiva, poi messa in opera, approvata unanimemente da tutti collaboratori coinvolti nei lavori di ampliamento.

Nella tabella 5-8 è riportata l'organizzazione concettuale dei due quadri. Il quadro UPS è stato rinominato "Quadro Secondario" in quanto, come è possibile osservare, la sua destinazione d'uso è variata e non sarà più destinato alle apparecchiature del blocco UPS.

QUADRO PRINCIPALE	QUADRO SECONDARIO
interruttore generale, AC-IN inverters	utenza 1
blocco centrale	utenza 2
blocco ups	utenza 3

Tabella 5-8: Rappresentazione concettuale del contenuto dei quadri AC di laboratorio

L'impianto è dunque rappresentabile dallo schema a blocchi in figura 5-33, variato rispetto al precedente a causa della variazione della destinazione d'uso dei quadri.

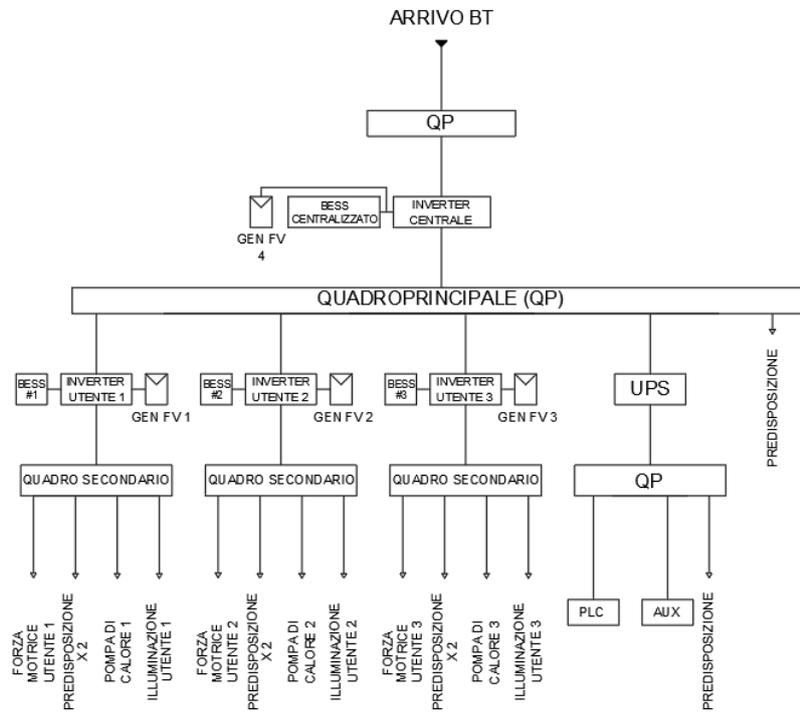


Figura 5-33: Schema a blocchi dell’impianto di laboratorio

Le alimentazioni della componentistica installata nel quadro sono visibili in tavola 11.

I corretti collegamenti sono stati verificati mediante misura di continuità con apposito strumento (figura 5-34). Laddove la resistenza sia molto alta significa che i due terminali sono riferiti ad un collegamento diverso.

Continuità → terminali del medesimo cavo

Isolamento → terminali di cavi differenti



Figura 5-34: Misura di continuità dei collegamenti

Oltre alle protezioni sono stati collocati:

- morsettiere per la distribuzione locale;
- contattori e relé per il sistema antincendio (trattati nel rispettivo capitolo);
- contattori per il cambio configurazione;
- strumentazione di misura comprensiva di misuratori, convertitore, portafusibili e TA;
- morsettiere di quadro;
- selettore per cambio configurazione;
- PLC;
- UPS;
- morsettiera DC.

Il PLC, l'UPS, i contattori antincendio (ad esclusione dei contattori C12 e C13) e i TA EMI da barra DIN devono necessariamente essere collocati posteriormente per ragioni di ingombro. Al fine di facilitare la manutenzione o delle generiche operazioni su PLC e UPS è stato necessario non installare la barra DIN sul rispettivo livello frontale. A seguito di tali premesse la disposizione definitiva è riportata in formato CAD, ottenuta mediante il software Exteem sviluppato da Schneider Electric, in tavola 9. In figura 5-35 si riporta il fronte quadri in formato CAD e in figura 5-36 la foto del fronte quadri del laboratorio.



Figura 5-35: Immagine CAD del fronte quadro del quadro Principale e Secondario



Figura 5-36: Foto del fronte quadro del quadro principale e secondario

Tutti i cablaggi sono forzati nelle canaline installate nel quadro ad esclusione dei cavi di misura della strumentazione ASITA da e verso i TA che, per avere una lunghezza ridotta, sono lasciati liberi come visibile in figura 5-37.

PASSAGGIO DEI CAVI IN CANALINA



PASSAGGIO DEI CAVI DIRETTO DAI TA AI MISURATORI ASITA

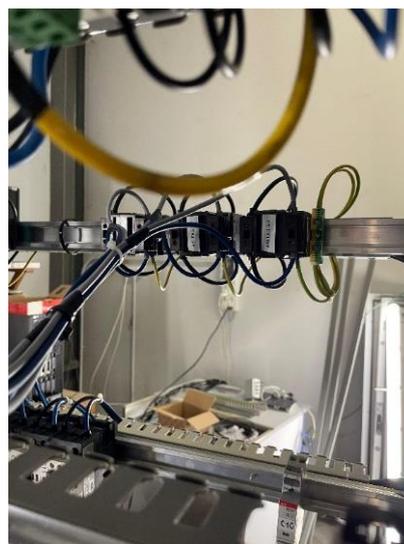


Figura 5-37: Foto del passaggio dei cavi in canalina e a passaggio sospeso

Durante le operazioni di installazione non si disponeva immediatamente di tutti gli interruttori, contattori e portafusibili dunque sono stati cablati degli interruttori provvisori (figura 5-38), sostituiti in una seconda fase con quelli corretti.



Figura 5-38: Foto di un interruttore utilizzato provvisoriamente e contraddistinto dalla lettera “X”

La valle degli interruttori Isme rimane non cablata in quanto la strumentazione di misura esterna è mobile e verrà collegata solo in caso di utilizzo.

Per il passaggio di cavi da un quadro all’altro si è voluto creare un varco diretto nella parte inferiore del quadro lasciando smontati due pannelli ai piedi di ciascun quadro (quello di destra per il quadro secondario e quello di sinistra per il quadro principale) come visibile nelle figure 5-39 e 5-40. Essendo i quadri adiacenti il passaggio dei cavi non è a vista e non prevede parti esposte.

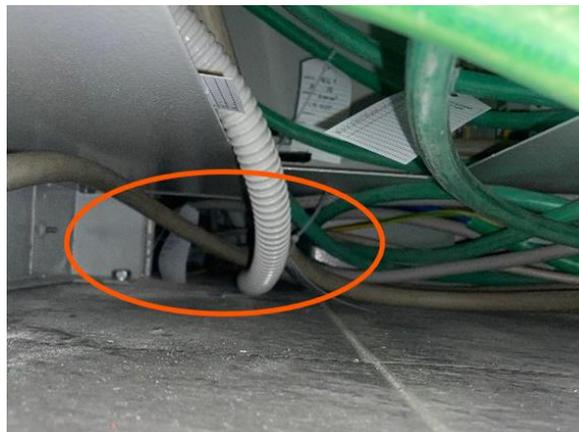


Figura 5-39: Foto del passaggio dei cavi nel varco tra i quadri

QUADRO SECONDARIO



QUADRO PRINCIPALE



Figura 5-40: Foto della parte inferiore dei quadri dove sono stati rimossi i pannelli per creare il varco.

Inoltre, dal quadro secondario partono alcune linee che alimentano i carichi che erano precedentemente collegati al quadro di laboratorio in fase 1. Affinché i cablaggi abbiano un solo ingresso per i due quadri, si è voluto cablare tali linee in maniera tale che passino dall'ingresso cavi del quadro principale, giungendo al quadro secondario attraverso il varco sopracitato. Così facendo si è potuta escludere la presenza di cavi esposti dal quadro secondario come visibile in figura 5-41, permettendo il passaggio del personale sul retro di esso senza incorrere nel rischio di calpestare delle linee in tensione.

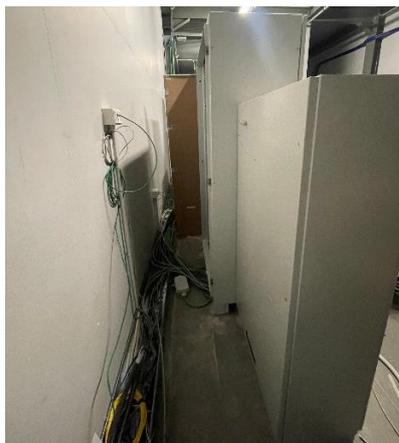


Figura 5-41: Foto del retro dei quadri di laboratorio

Lo schema unifilare definitivo è consultabile in tavola 7.

5.4.6 Messa in servizio dell'impianto

La messa in servizio dopo la prima fase dei lavori è avvenuta il 15 gennaio 2025. Inizialmente si è voluto verificare la continuità di fase e neutro degli inverter ad apparecchio spento. Questo perché è necessario sapere se l'accensione degli inverter sia indispensabile per il corretto funzionamento dell'impianto o meno. Dalle misure di continuità è emerso che a inverter spento non vi è né continuità di fase né di neutro come visibile in figura 5-42.

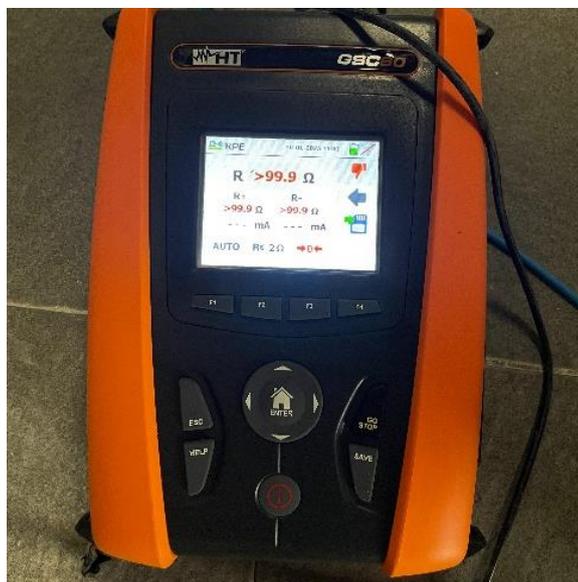


Figura 5-42: Impedenza del collegamento tra fase AC-IN e fase AC-OUT dell'inverter centrale

Per la messa in servizio dell'impianto si è seguita la procedura di figura 5-43. La rialimentazione risulta non immediata e l'ordine dei passaggi è essenziale per la corretta riuscita dell'operazione. L'interruttore a monte dell'impianto è l'interruttore PVZEN al locale quadri del quarto piano.

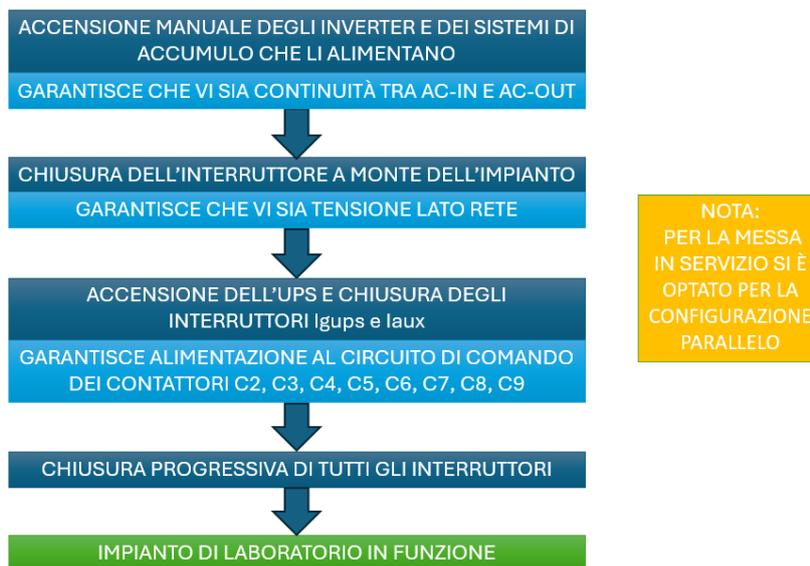


Figura 5-43: Procedura per la messa in servizio dell'impianto

Seguono alcune note conclusive sullo stato dell'impianto al termine della prima fase dei lavori.

- Il quadro principale dispone di una porta provvisoria mentre è sprovvisto di pannello posteriore.
- La strumentazione ASITA è in funzione ma necessita una opportuna configurazione.
- Gli interruttori Iacin4 e Ig4 sono ancora da installare. Momentaneamente in sostituzione ad essi sono presenti un interruttore da 32 A e un interruttore da 63 A marca ABB. Gli scambi di potenza verranno comandati in funzione dell'interruttore sottodimensionato. Per la certificazione del quadro sarà necessario sostituire anche l'interruttore ABB con un interruttore Schneider Electric, in linea con tutte le altre apparecchiature. La sicurezza è comunque garantita.
- I contattori CR1 e CR2 utilizzati per il cambio configurazione non sono ancora definitivamente installati. Provvisoriamente sono presenti dei contattori da 32 A (anziché 65 A). I flussi di potenza sono limitati in funzione di ciò.
- L'interruttore Isme4 attualmente installato ha corrente nominale pari a 16 A anziché 6 A. La sua sostituzione non è obbligatoria.

Lo schema unifilare dell'impianto al termine della prima fase dei lavori (15/01/2025) è consultabile in tavola 10.

5.5 Parti dell'ampliamento previste nella seconda parte dei lavori

Al fine di completare il progetto di ampliamento dell'impianto del laboratorio PVZEN sono necessarie ancora alcune operazioni previste per il primo semestre del 2025. Di seguito vengono riportate sommariamente ad esclusione della parte antincendio che verrà discussa nel capitolo dedicato.

- Installazione dell'ampliamento del parco fotovoltaico: comprende l'installazione di 16 moduli che svolgeranno il ruolo di generatore 4, estensione del generatore 2 e elementi di studio. Inoltre sarà installato tutto il relativo cablaggio DC, posato su una nuova canalina, che collegherà tali moduli al quadro DC di laboratorio e gli inverter.
- Installazione degli elementi mancanti citati nel paragrafo 5.4.6

Capitolo 6

6 Prescrizioni antincendio

6.1 Introduzione

La prevenzione incendi rappresenta un aspetto fondamentale nella progettazione e gestione di edifici complessi, come quelli universitari. In particolare, laboratori tecnici e scientifici richiedono ulteriore attenzione in termini di sicurezza antincendio.

In Italia, gli edifici universitari rientrano tra le attività soggette al controllo dei Vigili del Fuoco secondo il D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151, che regola la prevenzione incendi [17].

La presenza di un impianto fotovoltaico, aspetto peculiare del laboratorio PVZEN, complica le predisposizioni da adottare ai fini della sicurezza antincendio per diversi motivi. Uno degli aspetti più critici è rappresentato dalla presenza di tensione residua data dai pannelli fotovoltaici che generano corrente in presenza di luce solare e che dunque alimentano l'impianto anche se la fornitura da rete viene sospesa per ragioni di sicurezza. In tale situazione se vi dovesse essere un intervento in loco del corpo dei Vigili del Fuoco gli operatori devono avere la garanzia di poter operare in sicurezza, senza essere esposti al rischio di fulminazione. Si deve tenere in considerazione, inoltre, che i sistemi di accumulo sono anch'essi fonte di alimentazione dell'impianto.

6.2 Il caso PVZEN

Il laboratorio PVZEN è un ambiente particolare che include generatori fotovoltaici e sistemi di accumulo. Inoltre, è caratterizzato da una forte indipendenza verso la rete per la sua natura di micro-rete e ciò comporta che il suo comportamento è fortemente autonomo rispetto a quello del resto dell'impianto del Politecnico. In particolare, l'assenza di alimentazione da rete è una condizione non critica dal punto di vista dell'impianto del laboratorio in quanto si tratta di un

impianto *off-grid*. Questo aspetto diventa problematico quando la disalimentazione dell'impianto del Politecnico avviene per ragioni di sicurezza e che dunque ci si aspetta che l'assenza di tensione sia estesa a tutte le sue parti, compreso il laboratorio. Va dunque previsto un sistema automatico di sicurezza che garantisca che anche il laboratorio PVZEN sia disalimentato in caso di emergenza.

Le principali indicazioni sulle disposizioni da adottare derivano dalle norme e dalla guida dei Vigili del Fuoco sul tema della sicurezza elettrica in caso di incendio. Poiché i testi normativi di riferimento (CEI 64-8/7 [11] e CEI 82-25[18]) non forniscono integrazione a quanto descritto dalle note dei Vigili del Fuoco e, similmente, il D.M. 3 agosto 2015 ("Codice di Prevenzione Incendi") [19] fa riferimento proprio a suddette note per trattare il tema della sicurezza elettrica in caso di incendio in presenza di impianto fotovoltaico, verrà discusso solamente il materiale stilato dai VVF.

6.3 Nota DCPREV prot. n. 1324 del 7 febbraio 2012: «Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione Anno 2012»

Questo documento [20] a cura del Corpo dei Vigili del Fuoco fornisce delle indicazioni ai costruttori e progettisti sulla modalità di installazione degli impianti elettrici in cui è presente uno o più generatori fotovoltaici. Questa nota sostituisce la nota prot. n. 5158 del 26 marzo 2010: «Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici» [21].

A supporto di tale documento è stata emanata la Nota prot. n. 6334 del 4 maggio 2012: «Chiarimenti alla nota prot. DCPREV 1324 del 7 febbraio 2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione 2012"» [22].

Da questa guida emergono i seguenti punti salienti, di interesse a questo elaborato:

- “L'impianto fotovoltaico dovrà essere provvisto di un dispositivo di comando di emergenza, ubicato in posizione segnalata ed accessibile che determini il sezionamento dell'impianto elettrico, all'interno del compartimento/fabbricato nei confronti delle sorgenti di alimentazione, ivi compreso l'impianto fotovoltaico” [20]. Nella nota relativa ai chiarimenti viene precisato che: “Il dispositivo di emergenza deve

essere in grado di sezionare il generatore fotovoltaico in maniera tale da evitare che l'impianto elettrico all'interno del compartimento/fabbricato possa rimanere in tensione ad opera dell'impianto fotovoltaico stesso. Si rimarca che il dispositivo di comando di emergenza deve essere sempre ubicato in posizione segnalata ed accessibile agli operatori di soccorso, mentre per indicazioni relative alla ubicazione del o dei dispositivi di sezionamento del generatore fotovoltaico si rimanda a quanto previsto nelle norme CEI, in particolare nella norma CEI 64-8/7 capitolo 712 e Guida CEI 82/25 paragrafo 7 (Nota prot. n. 6334 del 04-05-2012)” [22].

- “Segnaletica di sicurezza - 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 (figura 6-1). La predetta cartellonistica dovrà riportare la seguente dicitura: ATTENZIONE: IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN TENSIONE DURANTE LE ORE DIURNE (... Volt). La predetta segnaletica, resistente ai raggi ultravioletti, dovrà essere installata ogni 10 m per i tratti di conduttura. Nel caso di generatori fotovoltaici presenti sulla copertura dei fabbricati, detta segnaletica dovrà essere installata in corrispondenza di tutti i varchi di accesso del fabbricato. I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D.Lgs. 81/08” [20].



Figura 6-1: Cartellonistica da apportare in presenza di impianto fotovoltaico [20]

- “Salvaguardia degli operatori VV.F. Per quanto riguarda la salvaguardia degli operatori VV.F. si rimanda a quanto indicato nella nota PROT EM 622/867 del 18/02/2011, recante «Procedure in caso di intervento in presenza di pannelli fotovoltaici e sicurezza degli operatori vigili del fuoco». Si segnala che è stata presa in considerazione l'installazione di dispositivi di sezionamento per gruppi di moduli, azionabili a distanza, ma ad oggi non se ne richiede l'obbligatorietà in

quanto non è nota l'affidabilità nel tempo, né è stata emanata una normativa specifica che ne disciplini la realizzazione, l'utilizzo e la certificazione" [20]. Nel prossimo paragrafo si riporteranno i punti salienti della nota PROT EM 622/867 del 18/02/2011: «Procedure in caso di intervento in presenza di pannelli fotovoltaici e sicurezza degli operatori vigili del fuoco» [23].

6.4 Nota PROT EM 622/867 del 18/02/2011: «Procedure in caso di intervento in presenza di pannelli fotovoltaici e sicurezza degli operatori vigili del fuoco»

In questo documento sono riportate le indicazioni destinate agli operatori dei Vigili del Fuoco in caso di intervento in un edificio che presenta un impianto fotovoltaico. È di interesse capire il contenuto ai fini di facilitare e rendere più sicure le operazioni dei Vigili del fuoco in caso di incendio.

Nella sezione “e” di tale nota sono riportati i rischi di natura elettrica e i relativi provvedimenti e precauzioni da adottare. Di seguito si riporta tale sezione interamente in corsivo [23].

Si rammenta che già la predetta nota prot. n. 5158 del 26 marzo 2010 riportava testualmente che «Dal punto di vista della sicurezza occorre tenere conto che è impossibile porre fuori tensione il sistema (fotovoltaico, n.d.r.) in presenza di luce solare». Quindi, finché c'è presenza di luce, l'impianto PV continua a generare energia elettrica. Di conseguenza, le squadre di soccorso devono considerare il sistema PV ed i suoi componenti costantemente in tensione ed adottare le procedure operative standard previste in caso di interventi con presenza di sistemi connessi all'alimentazione elettrica. D'altra parte, in assenza di luce i moduli PV non generano energia elettrica; pertanto le operazioni effettuate durante la notte garantiscono un maggior livello di sicurezza.

Lo sgancio elettrico di emergenza, previsto dalle norme, consente di disalimentare l'impianto elettrico a valle dell'inverter. Invece, i conduttori ed i componenti elettrici posti tra i moduli PV ed il punto di sgancio di emergenza, in caso di esposizione alla luce solare, rimangono in tensione. Pertanto, i soccorritori devono fare molta attenzione a non rompere o danneggiare i

conduttori o le apparecchiature elettriche, avendo cura, come è stato detto in precedenza, di considerarli costantemente in tensione.

Infine, nel corso di un intervento di soccorso con presenza di impianti PV si possono presentare due situazioni che possono risultare particolarmente difficili:

a) quando, a causa delle conseguenze del sinistro, l'integrità del pannello e/o dei conduttori non è più garantita;

b) quando risulta necessario lo smontaggio dei pannelli (azioni complementari allo spegnimento, ecc.)

In queste situazioni, dovendo procedere all'effettuazione di operazioni dirette sui pannelli, si valuterà se è possibile rinviarle alle ore notturne.

Sulla base delle valutazioni riportate nei punti precedenti, si è in grado di fornire le seguenti prime indicazioni:

a) identificare il tipo di impianto con cui si ha a che fare (termico o fotovoltaico) richiedendo informazioni, qualora necessario, al proprietario dell'impianto stesso;

b) informare immediatamente il ROS che si è presenza di un impianto PV in modo che possano essere adottate le procedure previste in funzione della valutazione del rischio;

c) evitare di rompere, rimuovere o camminare sui moduli PV e, se possibile, stare lontano dai moduli stessi, dai componenti e dai conduttori perché in tensione. Qualora fosse necessario camminare sui pannelli, utilizzare tutti i dispositivi necessari in dotazione della squadra di soccorso al fine di limitare il rischio di caduta.

Durante le ore diurne:

a) sganciare il circuito al livello dell'inverter. Ciò consente solo di eliminare il rischio di elettrocuzione a valle dell'inverter stesso. Si raccomanda, inoltre, di provvedere sempre allo sgancio dell'alimentazione elettrica generale dell'intero edificio ricordando che ciò non interrompe l'alimentazione elettrica dell'impianto PV;

b) si consiglia di evitare, se possibile, ogni intervento diretto sui moduli in tensione. Se tale intervento risulta necessario e, soprattutto, se i pannelli risultano accessibili, potrebbe essere necessario coprire tutti i moduli PV con materiali opachi (non trasparenti alla luce) in modo da eliminare il rischio di generazione dell'energia elettrica. Ad esempio, per piccoli impianti PV si potrebbero adottare dei teloni opachi facendo attenzione a garantire l'ancoraggio degli stessi alla struttura in modo da evitare che il vento o le stesse attrezzature di soccorso (ad esempio: le manichette antincendio) impiegate ne comportino l'allontanamento dall'impianto. Tale azione, ancorché risulti ancora allo studio anche in ambito internazionale, potrebbe risultare di non facile attuazione soprattutto a causa della distribuzione dei moduli PV e delle elevate superfici in gioco (parecchie centinaia o migliaia di mq).

c) se, nel corso dell'intervento di soccorso, si rende necessario rompere un pannello o smontarlo si deve, con molta accuratezza: - disconnettere il modulo PV; - smontare i pannelli integrati nel tetto e tagliare le strutture di fissaggio nel caso si tratti di pannelli collocati su strutture; - portare i pannelli a terra e conservarli con la faccia sul terreno; - coprire i pannelli collocati a terra per evitare che l'acqua raggiunga le scatole elettriche.

d) in caso di fuga di gas o in presenza di atmosfera infiammabile bisogna non trascurare la possibilità di formazione di archi elettrici in prossimità di elementi in tensione degli impianti PV;

e) in caso di incendio generalizzato che coinvolge anche l'impianto PV e che non permette di accedere ai pannelli è necessario ricordare la necessità di adottare tutte le precauzioni previste dalle procedure operative standard in caso di incendio coinvolgente impianti elettrici in tensione (cfr. Elettrotecnica applicata ai servizi antincendi redatta dalla Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica). [23].

6.5 Note dei Vigili del Fuoco: considerazioni

Dalle note dei Vigili del Fuoco si apprende che:

- va previsto un comando di emergenza in grado di sezionare l'impianto in modo tale da impedire che all'interno del compartimento/fabbricato vi possa essere tensione. Questo implica un sezionamento delle sorgenti

di alimentazione quali, nel caso PVZEN, generatori fotovoltaici, sistemi di accumulo e rete. Tale comando deve essere ubicato in posizione segnalata ed accessibile agli operatori soccorso all'interno del compartimento/fabbricato stesso [22];

- l'impianto fotovoltaico va segnalato mediante apposita cartellonistica che riporta il suo stato di attività durante le ore diurne [20];
- il sezionamento di gruppi di moduli non è obbligatorio in quanto non è garantita la sua affidabilità [20];
- il comando di emergenza previsto è addizionale rispetto al comando di disalimentazione dell'intero edificio e non alternativo [22];
- in caso di intervento del Corpo dei Vigili del Fuoco è opportuno fornire documentazione relativa all'impianto ai soccorritori per facilitarne le operazioni;
- i soccorritori, in caso di intervento, considereranno in tensione tutta la parte dell'impianto a monte dell'inverter, ovvero la parte di impianto costituita dai generatori fotovoltaici. Nel caso del laboratorio PVZEN, essendo gli inverter localizzati all'interno del compartimento/fabbricato, la parte di impianto che va considerata possibilmente in tensione è circoscritta alla parte all'aperto [23];

6.6 Provvedimenti attuati al laboratorio a fronte della sicurezza antincendio: fase progettuale

Al fine di garantire la sicurezza dei soccorritori dal punto di vista del rischio elettrico in caso di intervento al laboratorio, sono stati adottati dei provvedimenti e sono state stilate delle procedure, in linea con quanto prescritto dalle note dei Vigili del Fuoco e dalle norme CEI.

Oltre a quanto previsto per il contesto antincendio si è voluto estendere l'utilizzo di tali provvedimenti e procedure per situazioni diverse, sempre ai fini della sicurezza elettrica, come operazioni di manutenzione straordinaria o situazioni di emergenza interne al laboratorio.

Si è stilato una lista di diverse casistiche e per ognuna è stato previsto un sistema di sicurezza e/o procedura. Vengono qui di seguito riportate:

- CASO 1 → Mancanza di tensione da rete a causa di un guasto o manutenzione;
- CASO 2 → Intervento dei Vigili del Fuoco per una situazione di incendio;
- CASO 3 → Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione parziale del laboratorio (tutto ad esclusione del blocco UPS);
- CASO 4 → Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione totale del laboratorio;
- CASO 5 → Manutenzione straordinaria al blocco UPS.

Ogni caso verrà analizzato singolarmente nei seguenti paragrafi. Sono state proposte tre soluzioni diverse che verranno contraddistinte come:

- soluzione 1: *shutdown* del laboratorio solo in caso di incendio;
- soluzione 2: *shutdown* del laboratorio sia in caso di incendio che in mancanza di rete. Soluzione con pulsanti a fungo che sezionano interamente l'impianto di laboratorio;
- soluzione 3: *shutdown* del laboratorio sia in caso di incendio che in mancanza di rete. Soluzione con pulsanti a fungo che sezionano solo il blocco UPS.

Si è optato per la soluzione 1 al fine di limitare il *shutdown* di laboratorio solo dove indispensabile, ovvero in caso di intervento dei Vigili del Fuoco. La sicurezza è comunque garantita.

Infine, è stata apposta la segnaletica prescritta dalle note dei Vigili del Fuoco.

Prima di descrivere le cinque casistiche verranno introdotte le apparecchiature coinvolte nel sistema antincendio.

6.6.1 Apparecchiature elettriche impiegate nel sistema antincendio

- Relé di presenza tensione C1

La mancanza di tensione da rete viene percepita e segnalata da un relè di presenza tensione (figura 6-2). Tale relè (C1) è collegato a valle dell'interruttore generale, all'interno del quadro AC principale. Il nodo a cui è collegato può essere messo in tensione esclusivamente dalla rete in quanto gli inverter non sono in grado

di imporre un riferimento di tensione sulla porta AC-IN. Questo relè in assenza di tensione interrompe un circuito di comando 24V DC atto ad alimentare diversi dispositivi a seconda della soluzione adottata.

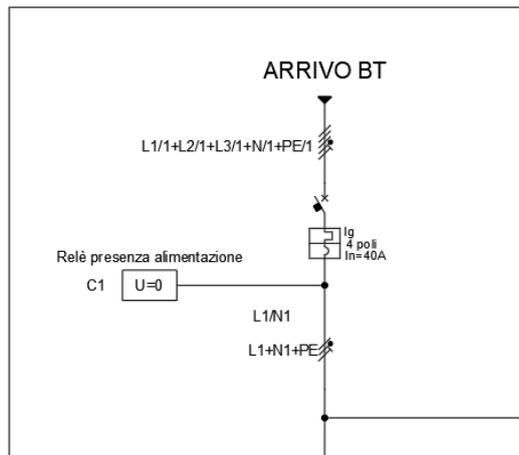


Figura 6-2: Relè di presenza tensione (C1)

- Contattori C12 e C13

Questi contattori sezionano le linee a valle rispettivamente degli interruttori Ifm2 e Ipreda3 (figura 6-3). Il loro comando è a 24V DC.

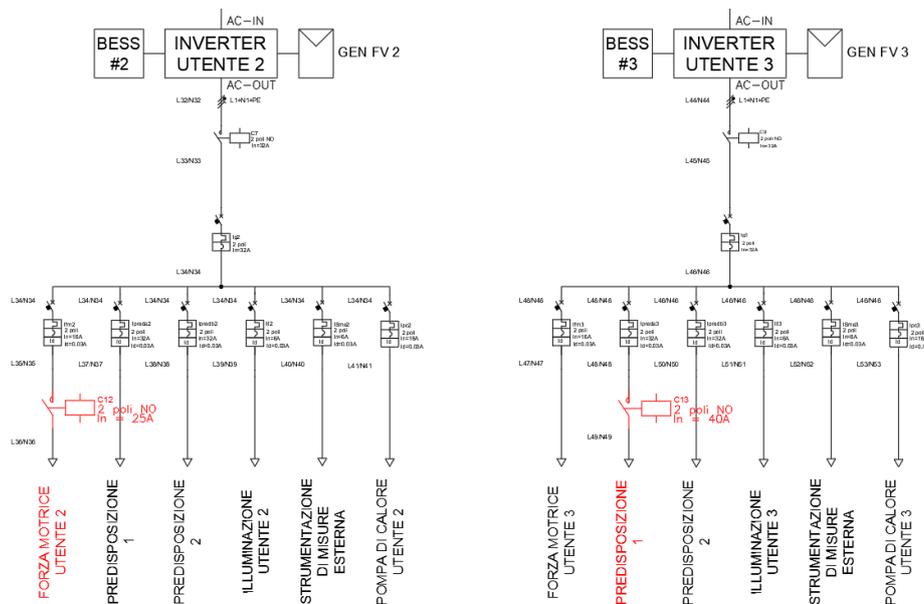


Figura 6-3: Contattori C12 e C13

- Sezionamento AC

Il sezionamento AC consiste nel sezionare le porte AC di tutti gli inverter. Sono stati predisposti 8 contattori (C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9) che sezionano l'AC-IN e l'AC-OUT di ciascun inverter come visibile in figura 6-4. Il comando di tali contattori è in 24V DC e la loro alimentazione proviene dall'alimentatore 230V AC / 24V DC utilizzato per il PLC.

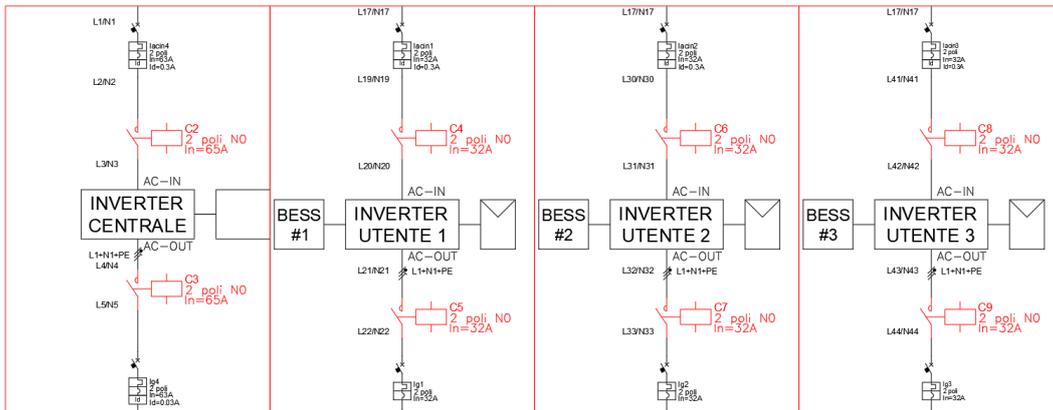


Figura 6-4: Contattori per il sezionamento AC degli inverter

- Sezionamento dei moduli fotovoltaici (TIGO)

Per il sezionamento dei moduli fotovoltaici ci si affida al sistema TIGO TS4-A-F, in grado di sezionare i singoli moduli fotovoltaici. Il sistema TIGO è composto da un trasmettitore RSS alimentato da 12 V DC, un nucleo e i sezionatori da installare nel parco FV. A seconda della configurazione delle stringhe fotovoltaiche il collegamento dei sezionatori da moduli ha due configurazioni diverse come indicato in tavola 4. Si adopererà solamente la configurazione a singolo modulo. Nel quadro DC i negativi dei collegamenti delle varie stringhe convergono all'interno del nucleo che è connesso al trasmettitore. Qualora venisse a mancare alimentazione al trasmettitore i sezionatori aprirebbero (sezionatori NO). Informazioni più dettagliate sono presenti in scheda tecnica [24].

Viene installato inoltre un relé (C10) in grado di sezionare l'alimentazione al sistema TIGO. Qualora questo sia in posizione aperta il sistema seziona automaticamente i singoli moduli impedendo l'arrivo di tensione dai generatori fotovoltaici all'interno del laboratorio. Il relé C10 è comandato diversamente nelle varie soluzioni.

- Sezionamento dei sistemi di accumulo

Il sezionamento dei sistemi di accumulo è ancora in fase di studio. Infatti i BESS Pylontech sono progettati per essere mandati in *off* con l'applicazione di una tensione 5V DC e non alla mancanza di essa. Le ipotesi di risoluzione più accreditate sono tramite applicazione di una tensione 5V DC al PIN dedicato oppure tramite sezionamento DC delle linee che collegano i sistemi di accumulo agli inverter.

Il circuito di comando per lo spegnimento dei BESS sarà lo stesso utilizzato per il sistema TIGO poiché la casistica analizzata non prevede situazioni in cui resti in funzione solamente uno tra sistemi di accumulo e generatori fotovoltaici.

- Spegnimento del blocco UPS

Il sezionamento del blocco UPS avviene attraverso il contattore C11 posto a valle dell'UPS (figura 6-5). Il suo comando è in 24V DC.

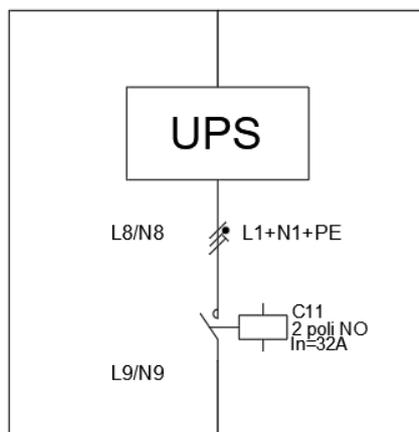


Figura 6-5: Contattore C11

Inoltre, è previsto anche lo spegnimento forzato dell'UPS mediante apposito PIN presente sull'UPS stesso. Nelle soluzioni proposte il circuito di comando può essere lo stesso del contattore C11 ma essendo l'UPS ancora al vaglio della scelta non è possibile prevedere la natura del comando via PIN.

6.6.2 Caso 1: Mancanza di tensione da rete a causa di un guasto o manutenzione

Qualora venisse a mancare tensione dal lato della rete, il laboratorio per la sua struttura di microrete indipendente non risentirebbe di tale mancanza e continuerebbe il suo normale funzionamento. Poiché non è possibile discriminare la natura della disalimentazione, che potrebbe essere causata da un guasto piuttosto che essere una disalimentazione forzata per ragioni di sicurezza, tra le quali intervento dei Vigili del Fuoco o manutenzione straordinaria all'impianto dell'edificio, andrebbe previsto un automatismo per il quale anche l'impianto di laboratorio venga disalimentato.

Il caso particolare di intervento dei Vigili del Fuoco sarà discusso nel paragrafo dedicato "Caso 2: Intervento dei Vigili del Fuoco per una situazione di incendio".

Qualora la disalimentazione lato rete sia dovuta, invece, ad un'operazione di manutenzione a monte dell'impianto di laboratorio o a causa di un guasto alla rete non è importante che la micro-rete rimanga inattiva. Gli inverter in dotazione al laboratorio non sono in grado di inviare potenza dalla porta AC-IN nel caso in cui mancasse il riferimento di tensione su tale porta. Alla mancanza di tensione dalla rete, quindi, gli scambi di potenza verso rete sono impediti e l'impianto di laboratorio rimane in funzione in configurazione isola. Tuttavia, sono presenti alcune linee (FORZA MOTRICE 2, verso il laboratorio Carullo al III piano e PREDISPOSIZIONE A 3, verso i server DET al IV piano), poste a valle degli inverter, che portano tensione a locali esterni al laboratorio, creando una situazione di pericolo nel caso in cui sia in atto una manutenzione all'interno dell'edificio. Infatti, l'operatore addetto alla manutenzione disalimentando l'impianto dell'edificio prima di operare, si aspetterebbe che non vi sia tensione in nessuna parte dell'edificio e potrebbe, invece, venire in contatto con un elemento in tensione, alimentato proprio da una di queste linee. Risulta dunque indispensabile adoperare dei provvedimenti a favore della sicurezza in questa situazione.

Il laboratorio, inoltre, presenta delle strumentazioni di misura e raccolta ed elaborazione dati che richiedono la continuità di alimentazione. Tale strumentazione andrebbe privilegiata, laddove non presenti un rischio per la sicurezza delle persone, al fine di non perdere dati utili. Questa strumentazione è stata posizionata interamente a valle dell'UPS, appunto per garantirne la continuità di servizio. Si rammenta che questa parte di impianto, il blocco UPS, è strutturata

per non essere in grado di portare tensioni pericolose all'esterno di essa e dunque il suo funzionamento autonomo non rappresenta un rischio di messa in tensione del resto dell'impianto di laboratorio o dell'edificio.

6.6.2.1 *Soluzione 1*

Qualora venisse a mancare alimentazione dalla rete si privilegia la continuità di funzionamento dell'intero laboratorio ad esclusione delle linee pericolose sopracitate. Il relè C1 attiva i due contattori C12 e C13 che sezionano le linee dirette verso i piani inferiori.

- Riarmo

Il riarmo è automatico alla presenza di tensione al punto di prelievo del relè C1.

Lo schema di comando è consultabile in tavola 2.

6.6.2.2 *Soluzione 2 e Soluzione 3*

È stato progettato e attuato un sistema per il quale qualora ci fosse mancanza di tensione all'allaccio tra laboratorio e rete allora l'impianto elettrico di laboratorio viene forzatamente disattivato ad esclusione dell'UPS e di tutti i carichi a valle di esso.

- Sezionamento AC

I sezionatori C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8 e C9 sono direttamente comandati dal relè C1. In assenza di tensione tali contattori vengono disalimentati dal relè C1 operando il sezionamento delle porte AC di ciascun inverter.

- Sezionamento dei moduli fotovoltaici (TIGO)

Il relé C10, responsabile dell'alimentazione del sistema TIGO, è direttamente comandato dal relé C1. Similmente al sezionamento AC, l'assenza di tensione al punto di prelievo del relé C1 comporta il sezionamento di tutti i moduli fotovoltaici.

- Riarmo

Il riarmo è automatico alla presenza di tensione al punto di prelievo del relè C1.

Lo schema di comando è consultabile in tavola 2 A (soluzione 2) e 2 B (soluzione 3).

6.6.3 Caso 2: Intervento dei Vigili del Fuoco per una situazione di incendio

Dai protocolli di intervento dei Vigili del Fuoco relativi agli interventi su edifici che presentano un impianto fotovoltaico si evince che i soccorritori seguano la procedura indicata in figura 6-6.



Figura 6-6: Procedura di intervento dei Vigili del Fuoco in presenza di impianto fotovoltaico

Emerge dunque l'esigenza di predisporre un comando di emergenza che seziona l'impianto come quanto descritto nel paragrafo 6.5, ovvero che garantisce l'assenza di tensione all'interno del compartimento/fabbricato dove è presente il laboratorio. Si annota, però, che il sezionamento dell'impianto di laboratorio verso rete non è stato effettuato, in quanto, anche se previsto, si tratterebbe solamente di un ricalzo rispetto alla disalimentazione dell'impianto di edificio. Trattandosi di un laboratorio, questa peculiarità è ammessa poiché ambiente in deroga.

6.6.3.1 Soluzione 1

Viene predisposto un pulsante a fungo nominato come "SBE1". Questo si trova all'interno del laboratorio in posizione segnalata e ben visibile come prescritto dalle guide dei Vigili del Fuoco. Questo, attiva il sezionamento di inverter, impianto

fotovoltaico, BESS oltre che a disalimentare il blocco UPS. Qui di seguito si riportano i dettagli.

- Spegnimento del blocco UPS

Il comando inviato dal pulsante SBE1 aziona il contattore C11 che seziona la linea a valle dell'UPS. Lo stesso circuito di comando impone anche lo spegnimento forzato dell'UPS.

- Sezionamento AC

Gli 8 contattori C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8 e C9 alimentati a valle dell'UPS risultano disalimentati dopo l'apertura del contattore C11 e dunque avviene il sezionamento degli inverter.

- Sezionamento dei moduli fotovoltaici (TIGO)

Il relè C10 che fornisce alimentazione al sistema TIGO è anch'esso alimentato dall'alimentatore AC/DC dei contattori responsabili del sezionamento AC. Similmente ad essi, alla mancanza di alimentazione dovuta all'apertura del contattore C11, il sistema TIGO seziona automaticamente i moduli fotovoltaici.

- Riarmo

Presupposta la rialimentazione dell'impianto dell'intero edificio, il riarmo dell'impianto di laboratorio risulta non immediato. Infatti, essendo il circuito di comando di gran parte dei contattori, tra cui il C11 e il PIN dell'UPS, alimentato da un alimentatore 230AC/24DC, che dopo l'attivazione del fungo risulta disalimentato, occorre fornire tensione al circuito di comando per richiudere tutti i contattori aperti. Il primo passo è riarmare il fungo SBE1. Poi vengono proposte tre soluzioni per la rialimentazione del circuito di comando.

- Tramite batteria esterna

Si predispose un pin al circuito di comando per fornire tensione da una batteria esterna (24V). In tale maniera l'impianto di laboratorio verrà rialimentato grazie alla richiusura automatica di tutti i contattori.

- Tramite linea di bypass verso l'alimentatore

Si predispone una seconda linea di alimentazione per il convertitore AC/DC che alimenta le automazioni a 24V DC derivante da una linea principale. In questo modo al momento del riarmo si ha presenza di 24V DC per chiudere i vari contattori. Tale linea, successivamente al riarmo, va aperta.

- Tramite alimentazione da presa esterna

In laboratorio sono presenti alcune prese alimentate dall'impianto dell'edificio. Sarà sufficiente collegare ad una di queste prese l'alimentatore a cui è collegato il circuito di comando. Al termine dell'operazione di riarmo l'alimentatore dovrà essere scollegato dalla presa.

Si è optato per la terza soluzione.

Il pulsante a fungo SBE1 è replicato all'esterno, all'ingresso del laboratorio. Questo prende il nome di SBE2 e la sua attivazione comporta le stesse conseguenze della attivazione del pulsante SBE1. La ragione di tale installazione è favorire i soccorritori nel caso in cui accedessero al laboratorio direttamente dalla terrazza, per esempio nel caso in cui venisse adoperata un'autoscala.

Lo schema di comando è consultabile in tavola 2.

6.6.3.2 Soluzione 2

La soluzione 2 è analoga alla soluzione 1 in questo caso. Viene predisposto un pulsante a fungo nominato come "SBE1". Questo si trova all'interno del laboratorio in posizione segnalata e ben visibile come prescritto dalle guide dei Vigili del Fuoco. Questo, attiva il sezionamento di inverter, impianto fotovoltaico, BESS oltre che a disalimentare il blocco UPS esattamente come nella soluzione 1. Infatti, il pulsante a fungo è in grado di comandare l'apertura di due distinti circuiti di comando: lo stesso del relè C1 e uno distinto che comanda l'apertura del contattore C11 e lo spegnimento forzato dell'UPS.

Si annota che gran parte dei sezionamenti sarà già stato attuato dal relè C1 (attivato in quanto i Vigili del Fuoco disalimentano l'impianto di edificio prima di operare), tuttavia il comando di apertura addizionale del circuito di comando del relè C1 causato dal fungo SBE1 fornisce maggiore congruità con quanto previsto dalle guide dei Vigili del Fuoco.

Anche il riarmo è analogo alla soluzione 1 poiché l'alimentazione sia del circuito di comando del blocco UPS sia di quello del relè C1 proviene dall'alimentatore collegato alla valle dell'UPS. Risulta dunque necessario fornire alimentazione all'alimentatore AC/DC, similmente alla soluzione 1 dopo aver riarmato il fungo SBE1.

Analogamente alla soluzione 1 viene prevista una replica del pulsante SBE1 nominata come "SBE2", posta all'esterno del laboratorio in prossimità del suo accesso.

6.6.3.3 Soluzione 3

La soluzione 3 prevede l'installazione di un pulsante a fungo nominato come "SBE3". Questo si trova all'interno del laboratorio in posizione segnalata e ben visibile come prescritto dalle guide dei Vigili del Fuoco. È presente anche all'esterno una replica di tale pulsante ("SBE4") per la medesima ragione descritta in soluzione 1. Tale pulsante inizializza solamente lo spegnimento del blocco UPS (contattore C11 e spegnimento dell'UPS).

I Vigili del Fuoco come primo passo disalimenteranno l'impianto dell'edificio innescando i sezionamenti attivati dal relè C1. In questo caso per avere assenza di tensione totale all'interno del laboratorio sarà sufficiente disalimentare solamente il blocco UPS. Questo pulsante è maggiormente in disaccordo con quanto prescritto dai Vigili del Fuoco in quanto non solo non seziona l'impianto dalla rete ma non seziona nemmeno l'impianto fotovoltaico e i sistemi di accumulo. Tuttavia, essendo un ambiente in deroga, questa è una soluzione accettabile. A fronte di ciò è possibile installare comunque un altro pulsante a fungo nominato come "SBE1". Questo si trova all'interno del laboratorio in posizione segnalata e ben visibile e replicato all'esterno ("SBE2"). Tale pulsante attiva un meccanismo analogo a quello attivato dal relè C1, infatti il pulsante SBE1 sfrutta lo stesso circuito di comando del relè C1 e dunque inizializza la stessa procedura attuata da esso sezionando l'impianto fotovoltaico, i sistemi di accumulo e gli inverter. Ciò risulta ridondante ma il sistema risulta più adeguato alle prescrizioni dei Vigili del Fuoco.

- Riarmo

Il riarmo è analogo a quello delle soluzioni 1 e 2 dove il pulsante da riarmare però è l'SBE3 (/SBE4) ed eventualmente il pulsante SBE1(/SBE2) qualora previsto.

Per lo schema di comando si faccia riferimento alla tavola 2 B.

6.6.4 Caso 3: Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione parziale del laboratorio (tutto ad esclusione del blocco UPS)

6.6.4.1 Soluzione 1

In questo caso viene stilata la procedura di figura 6-7 dove l'interruttore a monte dell'impianto è l'interruttore PVZEN situato al locale quadri al quarto piano.



Figura 6-7: Procedura per la disalimentazione dell'impianto di laboratorio ad esclusione del blocco UPS nella soluzione 1

- Riarmo

Per il riarmo invece va operata la procedura inversa. In figura 6-8 se ne riportano i dettagli. L'interruttore a monte dell'impianto è l'interruttore PVZEN situato al locale quadri al quarto piano.



Figura 6-8: Procedura per la rialimentazione dell'impianto di laboratorio nella soluzione 1 caso 3

6.6.4.2 Soluzione 2 e 3

In questa particolare situazione è sufficiente aprire l'interruttore a monte dell'impianto di laboratorio, situato in un quadro di zona al quarto piano dello stesso edificio. Così facendo il relè C1 percepirà la mancanza di tensione e dunque instaurerà lo stesso meccanismo visto nel caso 1.

- Riarmo

Per il riarmo sarà sufficiente richiudere l'interruttore a monte dell'impianto di laboratorio, ovvero l'interruttore PVZEN situato al locale quadri al quarto piano.

6.6.5 Caso 4: Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione totale del laboratorio

6.6.5.1 Soluzione 1 e 2

In questo caso è necessario seguire la procedura di figura 6-9, dove l'interruttore a monte dell'impianto è l'interruttore PVZEN situato al locale quadri al quarto piano.

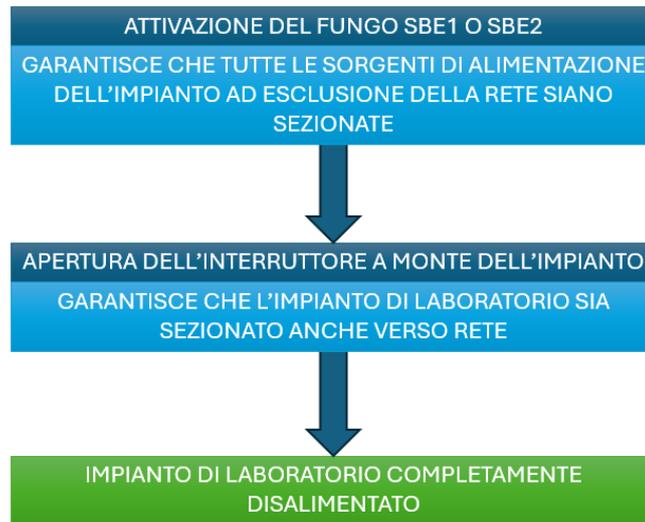


Figura 6-9: Procedura per la disalimentazione totale dell'impianto di laboratorio nelle soluzioni 1 e 2

- Riarmo

Per il riarmo è necessario fare le operazioni inverse e dunque seguire la procedura di figura 6-10, dove l'interruttore a monte dell'impianto è l'interruttore PVZEN situato al locale quadri al quarto piano.

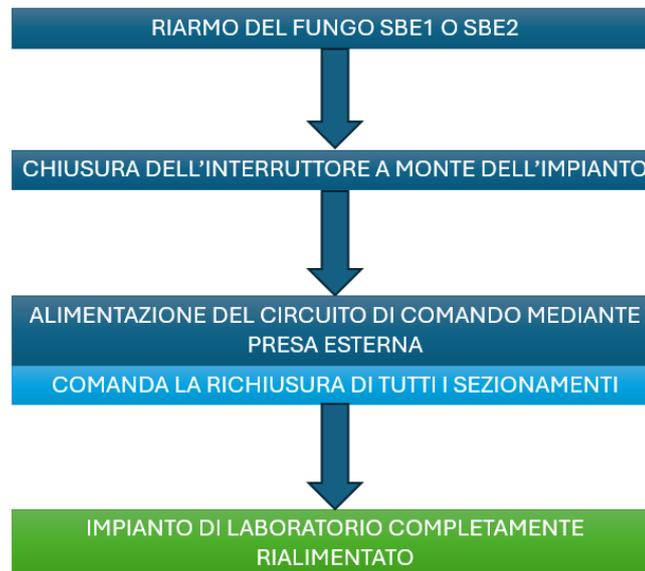


Figura 6-10: Procedura per la rialimentazione totale dell'impianto di laboratorio nelle soluzioni 1 e 2

6.6.5.2 Soluzione 3

In questo caso è necessario seguire procedura di figura 6-11, dove l'interruttore a monte dell'impianto è l'interruttore PVZEN situato al locale quadri al quarto piano.



Figura 6-11: Procedura per la disalimentazione totale dell'impianto di laboratorio nella soluzione 3

- Riarmo

Per il riarmo è necessario fare le operazioni inverse e dunque seguire la procedura di figura 6-12, dove l'interruttore a monte dell'impianto è l'interruttore PVZEN situato al locale quadri al quarto piano.



Figura 6-12: Procedura per la rialimentazione totale dell'impianto di laboratorio nella soluzione 3

6.6.6 Caso 5: Manutenzione straordinaria al blocco UPS

6.6.6.1 Soluzione 1,2 e 3

In caso di manutenzione straordinaria al blocco UPS non è indispensabile disalimentare tutto l'impianto di laboratorio ma è sufficiente seguire la procedura di figura 6-13 che garantisce la possibilità di operare in sicurezza sulla componentistica a valle dell'UPS e che, inoltre, assicura l'assenza di tensione sul quadro UPS ad esclusione del cavo che fornisce alimentazione da presa esterna all'alimentatore AC/DC. Tale cavo verrà appositamente segnalato e sarà immediatamente riconoscibile poiché sarà l'unico non cablato a quadro. La valle dell'alimentatore, seppur rimanga alimentata, eroga 24V DC, tensione non pericolosa e ammissibile anche in ambienti particolari come laboratori di ricerca, tra i quali rientra proprio il laboratorio PVZEN.

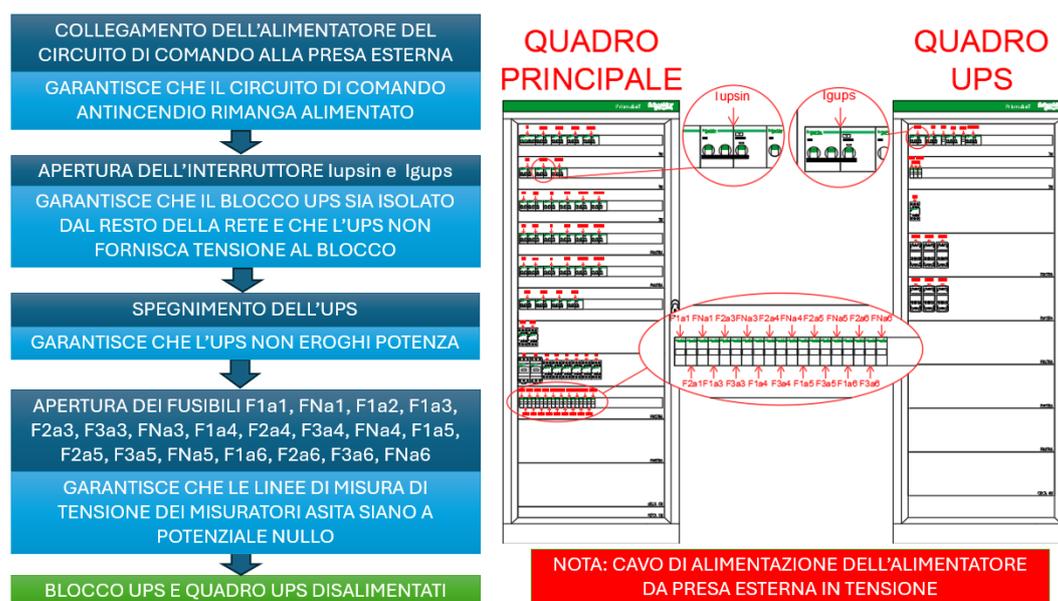


Figura 6-13: Procedura per la disalimentazione dell'impianto di laboratorio ad esclusione del blocco UPS e del quadro UPS

- Riarmo

Per il riarmo invece si deve seguire la procedura di figura 6-14 dove la presa esterna è proveniente dall'impianto di edificio e non è inclusa nell'impianto di laboratorio.



Figura 6-14: Procedura per la rialimentazione del blocco UPS e del quadro UPS

6.7 Provvedimenti attuati al laboratorio a fronte della sicurezza antincendio: fase esecutiva

Le variazioni in fase esecutiva citate nel capitolo 5 si riflettono anche sul sistema antincendio e le sue relative pratiche previste in fase progettuale. In particolare, il cambio di destinazione d'uso del quadro secondario ha comportato la rinuncia alla casistica CASO 5 *shutdown* parziale del laboratorio (tutto ad esclusione del quadro UPS). È stato dunque necessario aggiornare i protocolli e le automazioni antincendio ove necessario. Nei seguenti paragrafi verranno illustrate le variazioni alle diverse casistiche (se variate) che includono:

- CASO 1 → Mancanza di tensione da rete a causa di un guasto o manutenzione (INVARIATO);
- CASO 2 → Intervento dei Vigili del Fuoco per una situazione di incendio;
- CASO 3 → Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione parziale del laboratorio (tutto ad esclusione del blocco UPS e la strumentazione di misura) (INVARIATO);
- CASO 4 → Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione totale del laboratorio.

Prima di descrivere le variazioni alle pratiche antincendio nel seguente paragrafo verranno illustrate le modifiche attuate alla componentistica.

I lavori sul sistema antincendio sono stati divisi anch'essi nelle due fasi di lavori citate in precedenza. Nella prima fase sono state predisposte la gran parte delle apparecchiature da quadro e i circuiti di comando. Nella seconda fase verranno installate tutte le altre apparecchiature, tra le quali i funghi di emergenza, il sistema TIGO e lo spegnimento forzato dei sistemi di accumulo.

6.7.1 Variazioni alla componentistica del sistema antincendio

Le variazioni hanno coinvolto:

- CONTATTORI C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9: a differenza di quanto previsto in fase progettuale, questi contattori hanno una bobina alimentata a 230V AC e dunque la loro alimentazione viene prevista sulla linea “ausiliari” a valle dell'interruttore Iaux e non più da alimentatore. Si sono utilizzati dei contattori già presenti in laboratorio ed in particolare dei Tesys D 32 A della Schneider electric e gli iCT 63 A solamente per i contattori C2 e C3.
- CONTATTORE C11: il contattore C11, previsto con comando a 24V DC, viene sostituito con comando a 12V DC. La sua alimentazione non proviene più da alimentatore bensì dal circuito 12V dell'UPS.
- CONTATTORE C12: per il contattore C12 è stato utilizzato un iCT 40 A della Schneider Electric anziché un iCT 25 A in quanto già presente nel materiale in laboratorio e avente la logica NO richiesta per il suo utilizzo.
- RELÉ C1 e PORTAFUSIBILE Fc: poiché il comando dei contattori C12 e C13 è a 230V AC allora è stato possibile semplicemente alimentare la bobina di tali contattori direttamente dalla valle dell'interruttore Ig. Il risultato è analogo. A protezione di questa linea di comando a 230V AC è stato installato un portafusibile (Fc) con fusibile da 4 A.
- RELÉ C10: Invece che utilizzare un circuito di comando pilotato dal relé C10 per l'alimentazione del sistema TIGO, l'alimentatore del trasmettitore TIGO verrà cablato direttamente a valle dell'UPS così che allo spegnimento di quest'ultimo avvenga anche il sezionamento dei moduli fotovoltaici automaticamente.

Va fatto un particolare commento sull'UPS. L'UPS che si è deciso di installare è lo stesso in dotazione al laboratorio in fase 1. Infatti, non è stato acquistato un UPS nuovo da guida DIN bensì si è pensato di utilizzare quello già in laboratorio fissandolo mediante staffe alla guida DIN. Dall'UPS sono stati prelevati i terminali 12V (figura 6-16) che sono stati utilizzati per il circuito di comando per il relè C11 sezionato tramite il fungo SBE1 (o SBE2). Inoltre, si è strutturato il circuito per poter forzare l'*off* dell'UPS mediante il relè C14. Lo schema elettrico è rappresentato in figura 6-15.

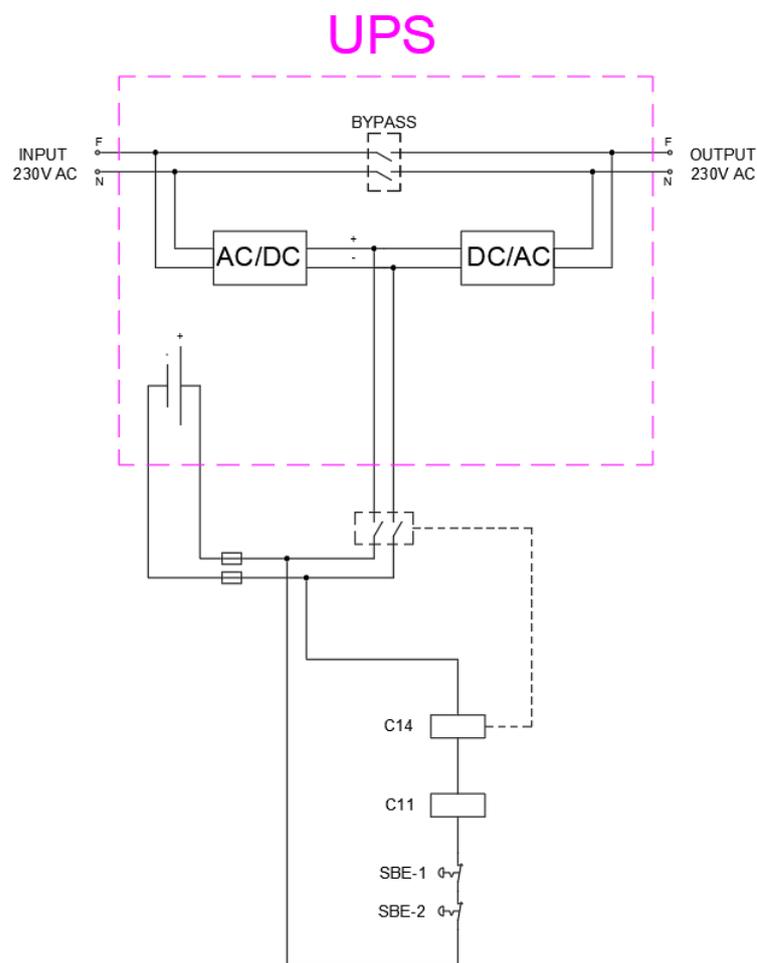


Figura 6-15: Schema del circuito 12V DC dell'UPS e relativo circuito di comando

Provvisoriamente è stato installato solamente l'UPS e sono stati predisposti i fusibili a protezione della linea a 12V DC (figura 6-17) che dovranno in seguito

essere sostituiti. Nella seconda parte dei lavori il circuito 12V DC verrà integrato con la componentistica mancante e attivato. Il relè C11 è momentaneamente bypassato. L'UPS è stato provvisoriamente alloggiato sul ripiano inferiore del quadro come visibile in figura 6-18.

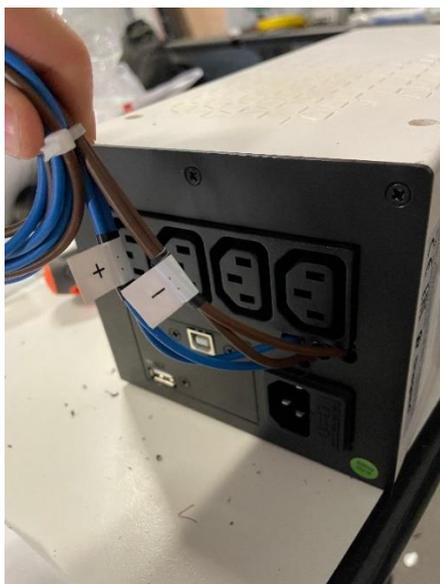


Figura 6-16: Prelievo dei terminali 12V DC dall'UPS

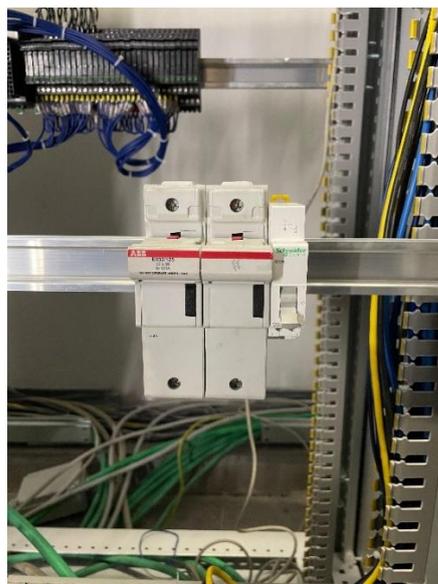


Figura 6-17: Fusibili a protezione del circuito 12V DC

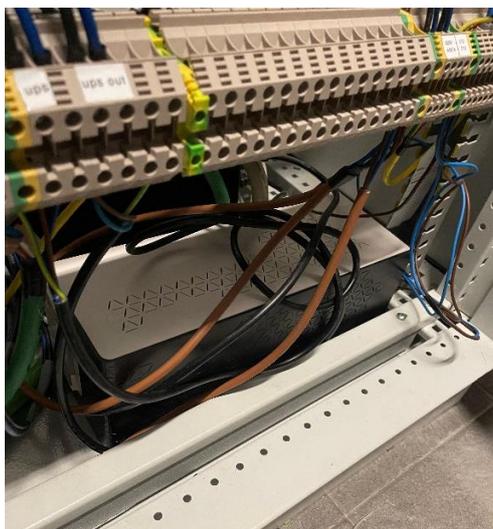


Figura 6-18: Foto dell'UPS alloggiato sul ripiano inferiore del quadro

Lo schema unifilare definitivo è consultabile in tavola 7.

Le alimentazioni della componentistica antincendio sono visibili in tavola 11.

6.7.2 Variazioni al caso 2: Intervento dei Vigili del Fuoco per una situazione di incendio

Sebbene i contattori e i circuiti di comando variano la logica di funzionamento rimane la stessa. Infatti, all'attivazione del fungo SBE1 o SBE2, si apre il contattore C11 e l'UPS va in *off*. I contattori di sezionamento AC essendo comunque alimentati a valle dell'UPS si aprono e dunque il risultato è analogo a quanto previsto in fase progettuale. Analogamente per il sistema TIGO. Le altre operazioni rimangono inalterate.

- Riarmo

Per il riarmo è necessario seguire la procedura di figura 6-19. È indicato inoltre in figura la posizione del pulsante sull'UPS al fine della sua riattivazione, indispensabile per la corretta riuscita dell'operazione.



Figura 6-19: Procedura di riarmo dell'impianto nel caso di intervento dei Vigili del Fuoco

Per lo schema di comando si faccia riferimento alla tavola 3.

6.7.3 Variazioni al caso 4: Emergenza interna/ manutenzione straordinaria che richiede la disalimentazione totale del laboratorio

Come quanto descritto per il caso 2, sebbene i contattori e i circuiti di comando siano variati rispetto alla fase progettuale, la logica di funzionamento rimane la stessa. Per i dettagli si faccia riferimento al paragrafo precedente.

- Riarmo

Per il riarmo è necessario seguire la procedura di figura 6-20. È indicato inoltre in figura la posizione del pulsante sull'UPS al fine della sua riattivazione, indispensabile per la corretta riuscita dell'operazione.

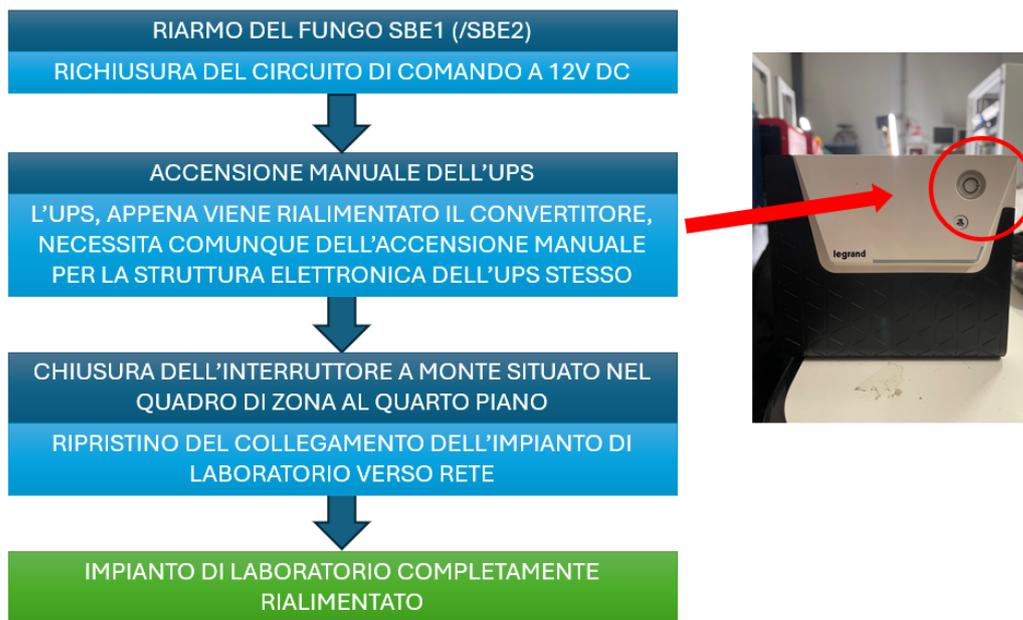


Figura 6-20: Procedura di riarmo dell'impianto nel caso 4

Per lo schema di comando si faccia riferimento alla tavola 3.

6.7.4 Note al termine della prima fase dei lavori di ampliamento relative al sistema antincendio

Seguono delle note a seguito della messa in servizio dell'impianto del giorno 15 gennaio 2025.

- Il sistema antincendio risulta inattivo ad esclusione del caso 1.
- I contattori C2 e C3 non sono ancora installati. Provvisoriamente sono installati dei contattori equivalenti da 32 A (anziché 63 A). I flussi di potenza vengono limitati in funzione di ciò.
- Gli inverter possono essere sezionati aprendo l'interruttore Iaux. Per il riarmo è sufficiente richiudere tale interruttore.

Lo schema unifilare dell'impianto alla messa in servizio del giorno 15/01/2025 è consultabile in tavola 10.

6.8 Parti dell'ampliamento previste nella seconda parte dei lavori

Al fine di completare il progetto di ampliamento dell'impianto del laboratorio PVZEN sono necessarie ancora alcune operazioni previste per il primo semestre del 2025. Di seguito vengono riportati i provvedimenti antincendio mancanti.

- Installazione del sistema TIGO per il sezionamento dei moduli fotovoltaici.
- Progettazione e installazione del sistema di arresto forzato dei sistemi di accumulo.
- Perfezionamento del circuito di comando antincendio pilotato dai funghi SBE1 e SBE2: è necessario cablare il circuito di comando 12V DC introducendo il relé C14, i funghi SBE1 e SBE2 e il relé C11 (momentaneamente installato ma bypassato).
- Installazione definitiva dei contattori C2 e C3.
- Fissaggio dell'UPS mediante staffe ad una barra DIN nel quadro Principale.

Capitolo 7

7 Misure di isolamento su moduli fotovoltaici compromessi

Durante il periodo di cantiere al laboratorio PVZEN sono state effettuate alcune misure di isolamento su moduli fotovoltaici compromessi. Tali moduli (marca Canadian Solar) sono stati analizzati in quanto nel luogo in cui erano installati l'inverter segnalava una problematica di isolamento, andando automaticamente in blocco. Questi moduli, sulla parte posteriore, presentano degli evidenti segni di cedimento del primo strato isolante, seguendo i contorni quadrati delle celle come si può osservare dalla figura 7-1.

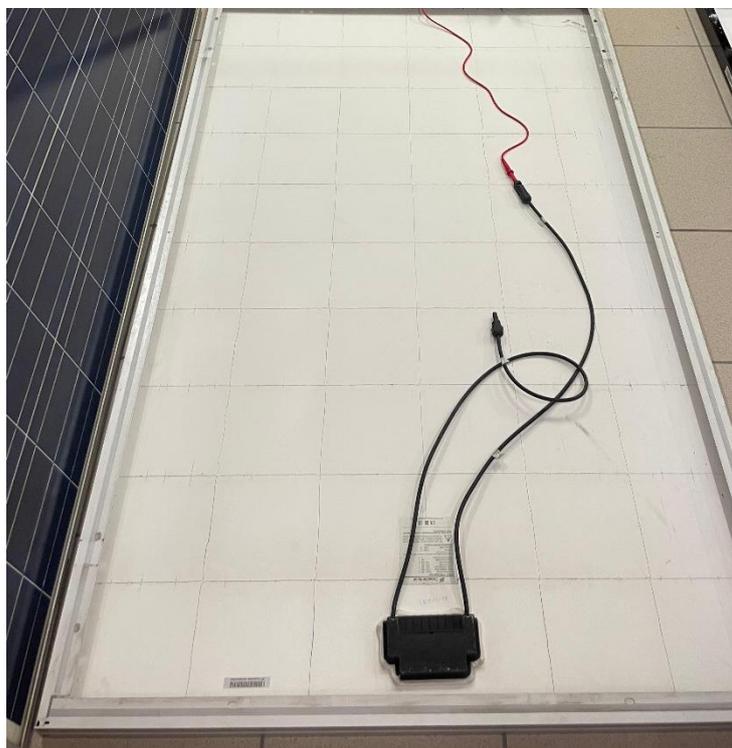


Figura 7-1: Foto degli evidenti segni di cedimento dell'isolante sui moduli compromessi

Per la misura di isolamento ci si è avvalso dello strumento Fluke 1503. Tale strumento è in grado di fornire il valore di resistenza di isolamento applicando una tensione DC comandata ai capi di due cavi che devono essere collegati rispettivamente alla carcassa del modulo (che funge da riferimento di terra) e a un connettore del modulo precedentemente cortocircuitato con l'altro connettore. In figura 7-2 sono rappresentati i collegamenti.

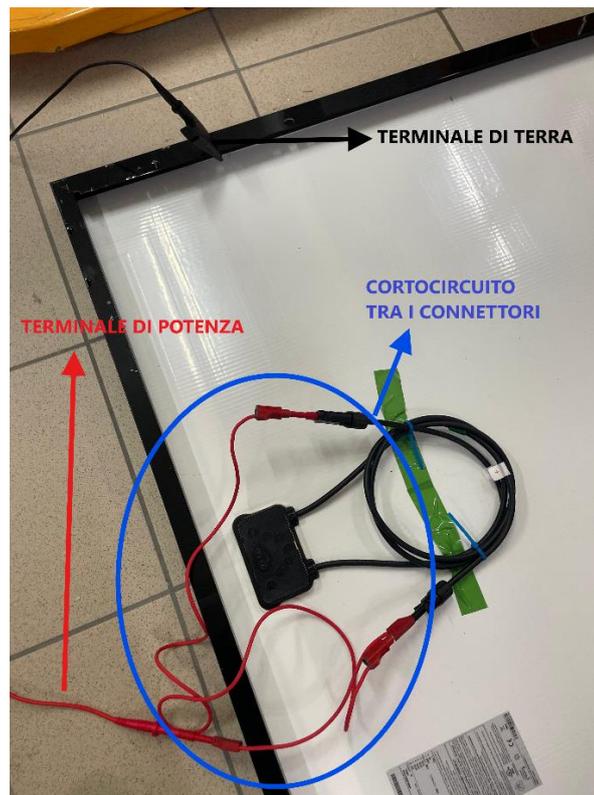


Figura 7-2: *Setting* per la misura di isolamento

Le indicazioni relative alla procedura da seguire nella misura di moduli fotovoltaici sono indicate nella norma CEI EN IEC 61215-2 [25].

A titolo di paragone sono state effettuate anche delle misure su un modulo (marca LG) nuovo e perfettamente funzionante.

7.1 Risultati delle misure

Sono state effettuate diverse misure in diverse condizioni. Prima di presentare i risultati è doveroso fare alcune premesse:

- la carcassa del modulo LG presenta una verniciatura. Questa è stata parzialmente rimossa al fine di effettuare anche una misura di isolamento non influenzata dalla verniciatura. In figura 7-3 sono presenti le foto delle prove effettuate su modulo LG. Come si potrà notare la vernice contribuisce ad un ulteriore isolamento;



Figura 7-3: Verniciatura della carcassa del modulo LG

- lo strumento Fluke induce una tensione DC variabile ai due terminali. Le tensioni indotte sono state 250V, 500V, 1000V e 2000V. I valori ottenuti sono stati oscillanti dunque si riporterà solo il range di valori ottenuti. Chiaramente all'aumentare della tensione il valore di resistenza diminuirà.

In tabella 7-1 sono riportati i risultati ottenuti su tre moduli distinti, due compromessi e uno nuovo. Sul modulo LG nuovo sono riportati i valori di resistenza di isolamento sia nel caso in cui la misura è effettuata sulla zona verniciata sia in quella non verniciata.

MODULO	CODICE IDENTIFICATIVO	CONDIZIONE	CONTATTO SULLA CARCASSA	RANGE DI VALORI
CANADIAN SOLAR	310460081413	COMPROMESSO	ALLUMINIO NUDO	1-5 GΩ
CANADIAN SOLAR	310460081180	COMPROMESSO	ALLUMINIO NUDO	10-50 GΩ
LG	906K4SM1154Q	NUOVO	ALLUMINIO NUDO	100-250 GΩ
LG	906K4SM1154Q	NUOVO	ALLUMINIO VERNICIATO	>500 GΩ (FONDO SCALA)

Tabella 7-1: Risultati delle misure di isolamento

7.2 Conclusioni sulle misure

La norma CEI EN IEC 61215-2, oltre a fornire le indicazioni sulle procedure e le metodologie per la prova di isolamento sui moduli fotovoltaici, fornisce anche il valore minimo di resistenza di isolamento per un modulo fotovoltaico. In particolare, vengono riportate le condizioni descritte dalle disequazioni 7.1 e 7.2.

$$R_{ISO} \geq 400M\Omega \quad \text{se } S \leq 0.1m^2 \quad (7.1) [25]$$

$$R_{ISO} \geq \frac{40M\Omega}{S} \quad \text{se } S \geq 0.1m^2 \quad (7.2) [25]$$

dove:

$$R_{ISO} = \text{Resistenza di isolamento}$$

$$S = \text{Superficie del modulo}$$

Poiché la superficie dei moduli misurati è sicuramente maggiore a $1m^2$, si può assumere il valore di $40M\Omega$ come riferimento, a favore della sicurezza.

Tutti i moduli fotovoltaici misurati hanno resistenza di isolamento superiore di almeno due ordini di grandezza rispetto al riferimento fornito dalla norma. Si evince dunque che, nonostante i moduli presentino un evidente degradamento dell'isolamento, rispettano ampiamente il requisito minimo di isolamento (7.2).

Il problema di isolamento segnalato dall'inverter rispetto all'impianto in cui erano installati tali moduli ha dunque diversa causa. Tra le ipotesi più accreditate vi sono:

- danneggiamento dell'isolamento dei cavi utilizzati per il cablaggio dell'impianto fotovoltaico;
- influenza dell'umidità e in generale delle condizioni atmosferiche sull'isolamento dei moduli fotovoltaici. Infatti le prove eseguite sui pannelli sono state effettuate in un locale al chiuso, in assenza di umidità o precipitazioni. Quest'ultime potrebbero inficiare radicalmente la resistenza di isolamento dei moduli fotovoltaici.

La causa è ancora al vaglio degli studi.

Nella figura 7-4 sono riportati due scatti effettuati durante le operazioni di misura, a sinistra su un modulo compromesso, a destra sul modulo nuovo. In figura 7-5 invece sono riportate due schermate dello strumento di misura, indicanti rispettivamente un valore di isolamento di 10 G Ω e il fondo scala (>500G Ω).

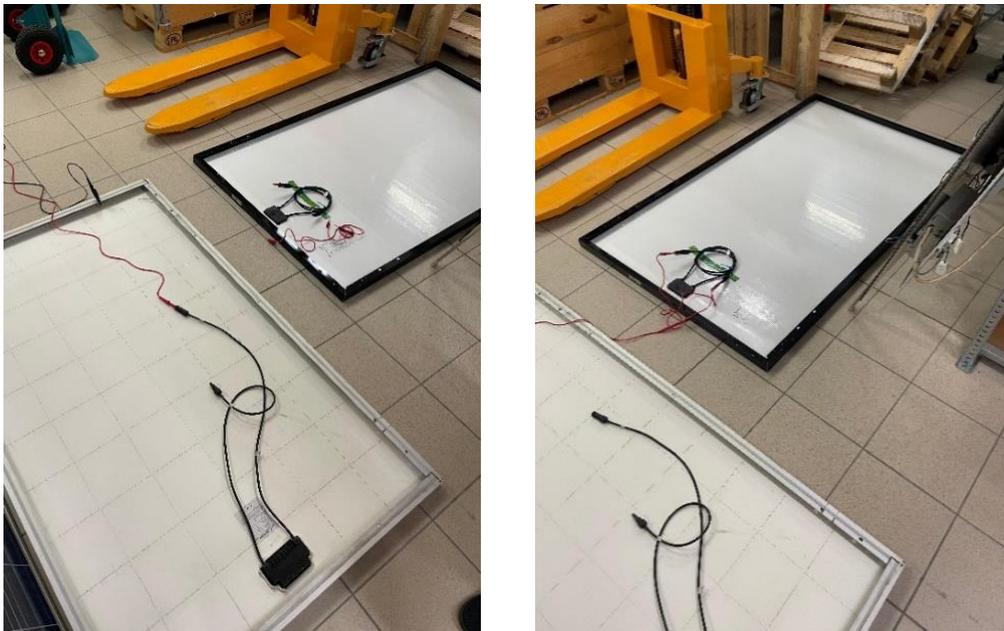


Figura 7-4: Foto scattate durante le misure di isolamento



Figura 7-5: Foto scattate allo strumento di misura durante le prove

Capitolo 8

8 Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha riguardato la progettazione e la realizzazione di un ampliamento dell'impianto elettrico del laboratorio PVZEN, con l'obiettivo di integrare un nuovo sistema di accumulo, gestione e produzione centralizzati. Questo intervento ha permesso di incrementare l'autosufficienza energetica del sistema e di testare diverse configurazioni operative: una connessione in parallelo, tipica di un contesto condominiale, e una configurazione a cascata, utile per simulare un sistema in cui l'accumulo svolga anche la funzione gruppo di continuità per la micro-rete.

Uno degli aspetti chiave affrontati nel progetto è stato la sicurezza antincendio. A tal fine, è stato predisposto un sistema antincendio in grado di intervenire in modo tempestivo e sicuro, consentendo il sezionamento delle diverse fonti di alimentazione, incluso il fotovoltaico. Questo sistema garantisce che, in caso di incendio o altre situazioni critiche, tutte le fonti energetiche possano essere disattivate rapidamente per ridurre i rischi per le persone e le apparecchiature.

Parallelamente, è stato sviluppato un avanzato sistema di monitoraggio energetico, essenziale per valutare il comportamento dell'impianto in tempo reale e per raccogliere dati utili al fine dell'ottimizzazione. Il monitoraggio è stato realizzato mediante dispositivi per l'analisi della *power quality*.

Dal punto di vista progettuale, le principali sfide sono state due: per primo l'integrazione del sistema centralizzato in un impianto già notevolmente complesso e non strutturato in maniera tradizionale, garantendo oltre che un corretto funzionamento anche alta flessibilità al fine di ampliare i campi di ricerca del progetto PVZEN; per secondo strutturare un sistema antincendio laddove l'impianto è altamente resiliente e le sorgenti di alimentazione sono molteplici.

Durante la fase esecutiva è emersa la necessità di apportare alcune modifiche rispetto alla fase progettuale. In particolare, è stato necessario ristrutturare il layout

e la distribuzione delle apparecchiature all'interno del laboratorio rendendolo un ambiente in cui ricercatori e docenti possono interagire agilmente con il sistema ed effettuare modifiche.

Per garantire la conformità del sistema ampliato agli standard tecnici e normativi, sono state condotte verifiche approfondite su vari aspetti dell'impianto. In particolare, è stata analizzata la corretta selezione delle sezioni dei cavi, la coordinazione delle protezioni elettriche e le cadute di tensione, utilizzando sia calcoli ingegneristici che strumenti software di simulazione. Queste verifiche hanno permesso di confermare l'adeguatezza delle soluzioni adottate.

In conclusione, il progetto ha dimostrato come un impianto elettrico possa essere concepito non solo come una struttura statica e definitiva, ma anche come un sistema dinamico e adattabile, rendendolo un esempio concreto di innovazione applicata nel settore degli impianti elettrici ed in particolare delle comunità energetiche.

Il progetto PVZEN, grazie a queste implementazioni, si afferma come un laboratorio all'avanguardia nel campo della ricerca inerente alle comunità energetiche. I lavori di ampliamento sono stati strutturati, inoltre, affinché in futuro si possa modificare ed espandere agevolmente il laboratorio, permettendo di essere sempre al passo con le nuove tecnologie e innovazioni.

Capitolo 9

9 Bibliografia

- [1] Politecnico di Torino. PVZEN – *PhotoVoltaic Zero Energy Network*. 2024. <https://pvzen.polito.it/> (visitato 20/01/2025).
- [2] LG. 370W High Efficiency LG NeON® R Solar Panel – *datasheet*. <https://www.lg.com/us/business/solar-panels/lg-lg370q1c-v5> (visitato 30/01/2025).
- [3] PYLONTECH. US2000/PLUS – *datasheet*. https://www.solarenergypoint.it/immagini/pdf/download/fotovoltaico/sistema-accumulo/pylontech/us2000-plus/pylontech-us2000-plus-batteria-al-litio-per-sistema-di-accumulo-48v-2_4-kwh-scheda-tecnica.pdf (visitato 30/01/2025).
- [4] WESTERN CO. Leonardo Off-Grid 4kW/5000/48 GE Py – *manual*. https://www.western.it/manuali/Serie_Leonardo/Leonardo_OFF-GRID/GE_Py/LEONARDO-Off-Grid_GE_PY_USERMANUAL.pdf (visitato 30/01/2025).
- [5] Legrand. SP800 – *datasheet*. https://dar.bticino.it/asset/Documents/UPS_LGR_0160_I.pdf (visitato 30/01/2025).
- [6] WESTERN CO. Leonardo PRO X 8000/48 Off-Grid – *manual*. https://www.western.it/manuali/Serie_Leonardo/Leonardo_PRO_X/Leonardo_PRO_X_USERMANUAL.pdf (visitato 30/01/2025).
- [7] PYLONTECH. US5000 – *manual*. https://www.western.it/manuali/Batteries/EN-Pylontech_US5000_USERMANUAL.pdf (visitato 30/01/2025).
- [8] ASITA. CVM/E3/MINI – *manual*. https://www.asita.com/wp-content/uploads/2018/09/CVM-E3-MINI_Manuale03.pdf (visitato 30/01/2025).

-
- [9] ASITA. TA TD5 – *depliant*. https://ww.asita.com/wp-content/uploads/2020/07/depliant_td_tq_tqr.pdf (visitato 30/01/2025).
- [10] CEI UNEL 35024. Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1 000 V in corrente alternata e a 1 500 V in corrente continua. Comitato Elettrotecnico Italiano. 2020.
- [11] CEI 64-8. Impianti elettrici a tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e a 1 500 V in corrente continua - Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali. Comitato Elettrotecnico Italiano. 2024.
- [12] HT. FV HT54-18X(N)-435W – *datasheet*. <https://www.ht-saae.com.au/wp-content/uploads/2024/04/54-18XN-2024.pdf> (visitato 30/01/2025).
- [13] WESTERN CO. MPPT WESTERN CO. WRM60 X SL – *manual*. https://www.western.it/manuali/Serie_WRMxx/WRM60_X/WRM60_X_U SERMANUAL.pdf (visitato 30/01/2025).
- [14] IME. TA IME TAQ2-M 25/5 2 VA – *datasheet*. <https://dar.bticino.it/asset/Documents/NT-881.PDF> (visitato 30/01/2025).
- [15] leGrand. leGrand 400403 – *datasheet*. https://dar.bticino.it/asset/Documents/IDP001570IT_01.pdf (visitato 30/01/2025).
- [16] ASITA. RS485/LAN Wi-fi – *datasheet*. <https://www.asita.com/prodotto/line-m-tcprs1-convertitore-rs485-lan-wifi/> (visitato 30/01/2025).
- [17] Presidenza della Repubblica Italiana. Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122. D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Serie Generale n. 221. 22 settembre 2011.
- [18] CEI. Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica - Parte 1: Generalità - Acronimi, Definizioni e

Principali Leggi, Deliberazioni e Norme. Norma CEI 82-25:2022, Variante V1:2024. Comitato Elettrotecnico Italiano. 2024.

- [19] Ministero dell'Interno. Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139, Decreto Ministeriale 3 agosto 2015. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana. Serie Generale n. 192. 20 agosto 2015.
- [20] Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile. *Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione Anno 2012*. Nota DCPREV Prot. n. 1324. 7 febbraio 2012.
- [21] Ministero dell'Interno, Chiarimenti in materia di prevenzione incendi per le attività soggette al controllo dei Vigili del Fuoco, Nota Prot. n. 5158, 26 marzo 2010.
- [22] Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile. *Chiarimenti sull'installazione degli impianti fotovoltaici*. Nota Prot. n. 6334. 4 maggio 2012.
- [23] Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile. Procedure in caso di intervento in presenza di pannelli fotovoltaici e sicurezza degli operatori vigili del fuoco. Nota PROT EM 622/867. 18 febbraio 2011.
- [24] TIGO. TS4-A-F – *datasheet*. https://cdn.prod.website-files.com/5fad551d7419c7a0e9e4aba4/6765c6cc2ff38084ffe95205_002-00093-00%203.5%20Datasheet%20TS4-A-F%2020241204%20-%20EN.pdf (visitato 30/01/2025).
- [25] CEI. Moduli fotovoltaici terrestri - Qualifica della progettazione e approvazione del tipo - Parte 2: Procedure di prova. CEI EN IEC 61215-2. Comitato Elettrotecnico Italiano. 2021.

Capitolo 10

10 Allegati

10.1 Allegato 1 – Componentistica nel Quadro Principale in fase progettuale

QUADRO AC PRINCIPALE														
INTERRUTTORI					FUSIBILI					CONTATTORI				
Nome Interruttore	Modello	Poli	Corrente Nominale (A)	Blocco Differenziale	Corrente Differenziale (mA)	Nome Fusibile	Modello	Poli		Nome Contattore	Modello	Poli	Corrente Nominale	
Ig	IC60 H	4P	40	-	-	F1a1	STI	1P		C2	Tesys D	2P	65A	
Iach4	IC60 H	2P	63	Vigi IC60	300	F1a2	STI	1P		C3	Tesys D	2P	65A	
Iach1	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	300	F1a3	STI	1P		C4	Tesys D	2P	32A	
Iach2	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	300	F2a3	STI	1P		C5	Tesys D	2P	32A	
Iach3	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	300	F3a3	STI	1P		C6	Tesys D	2P	32A	
Ig4	IC60 H	2P	63	Vigi IC60	300	F1a4	STI	1P		C7	Tesys D	2P	32A	
Ipred4	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30	F2a4	STI	1P		C8	Tesys D	2P	32A	
Ig1	IC60 H	2P	32	-	-	F3a4	STI	1P		C9	Tesys D	2P	32A	
Ifm1	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30	F1a5	STI	1P		CR1	Tesys D	2P	65A	
Ipc1	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30	F2a5	STI	1P		CR2	Tesys D	2P	65A	
Iil1	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30	F3a5	STI	1P		CL2	ICT	2P	25A	
Ipreda1	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30	F1a6	STI	1P		CL3	ICT	2P	40A	
Ipredb1	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30	F2a6	STI	1P						
Ig2	IC60 H	2P	32	-	-	F3a6	STI	1P						
Ifm2	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30	FNa1	STI	1P						
Ipc2	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30	FNa3	STI	1P						
Iil2	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30	FNa4	STI	1P						
Ipreda2	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30	FNa5	STI	1P						
Ipredb2	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30	FNa6	STI	1P						
Ig3	IC60 H	2P	32	-	-									
Ifm3	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30									
Ipc3	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30									
Iil3	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									
Ipreda3	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30									
Ipredb3	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30									
Ismel	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									
Ismel2	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									
Ismel3	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									
Ismel4	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									

10.2 Allegato 2 – Componentistica nel Quadro UPS in fase progettuale

QUADRO UPS												
INTERRUTTORI					FUSIBILI				CONTATTORI			
Nome Interruttore	Modello	Poli	Corrente Nominale (A)	Blocco Differenziale	Corrente Differenziale (mA)	Nome Fusibile	Modello	Poli	Nome Contattore	Modello	Poli	Corrente Nominale
lupsin	iC60 H	2P	32	Vigi iC60	30	F2a2	STI	1P	C11	Tesys D	2P	32A
lgups	iC60 H	2P	32	Vigi iC60	30	FNa2	STI	1P				
lplc	iC60 H	2P	16	Vigi iC60	30	F3a3	STI	1P				
laux	iC60 H	2P	16	Vigi iC60	30	Fplc	X (DC)	1P+N				
lpredups	iC60 H	2P	16	Vigi iC60	30	Faux	STI	1P+N				
STRUMENTAZIONE ASITA												
	ASITA 1											
	ASITA 2											
	ASITA 3											
	ASITA 4											
	ASITA 5											
	ASITA 6											

10.3 Allegato 3 – Interruttori, fusibili e contattori nei quadri Principale e Secondario dopo la fase esecutiva

QUADRO AC PRINCIPALE														
INTERRUTTORI					FUSIBILI					CONTATTORI				
Nome Interruttore	Modello	Poli	Corrente Nominale (A)	Blocco Differenziale	Corrente Differenziale (mA)	Nome Fusibile	Modello	Poli	Corrente Nominale	Nome Contattore	Modello	Poli	Corrente Nominale	
Ig	IC60 H	4P	40	-	-	Fa1	STI	3P+N	4A	C2	ICT	2P	63A	
Iacin4	IC60 H	2P	63	Vigi IC60	300	Fa2	STI	3P+N	4A	C3	ICT	2P	63A	
Iacin1	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	300	Fa3	STI	3P+N	4A	C4	Tesys D	2P	32A	
Iacin2	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	300	F1Lups	DC	1P	80A	C5	Tesys D	2P	32A	
Iacin3	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	300	F2Lups	DC	1P	80A	C6	Tesys D	2P	32A	
Ig4	IC60 H	2P	63	-	-	Fc	STI	1P+N	4A	C7	Tesys D	2P	32A	
Iupsin	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30	Fplc	X (DC)	1P+N	-	C8	Tesys D	2P	32A	
Ipred4	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30					C9	Tesys D	2P	32A	
Igups	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30					CR1	Tesys D	2P	65A	
Iplc	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30					CR2	Tesys D	2P	65A	
Iaux	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30					C11	-	2P	10A	
Ipredups	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30					C14	-	2P	-	
Ism4	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									

QUADRO SECONDARIO														
INTERRUTTORI					FUSIBILI					CONTATTORI				
Nome Interruttore	Modello	Poli	Corrente Nominale (A)	Blocco Differenziale	Corrente Differenziale (mA)	Nome Fusibile	Modello	Poli	Corrente Nominale	Nome Contattore	Modello	Poli	Corrente Nominale	
Ig1	IC60 H	2P	32	-	-	Fa4	STI	3P+N	4A	C12	ICT	2P	40A	
Ifm1	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30	Fa5	STI	3P+N	4A	C13	ICT	2P	40A	
Ipc1	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30	Fa6	STI	3P+N	4A					
Ili1	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									
Ipreda1	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30									
Ipredb1	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30									
Ig2	IC60 H	2P	32	-	-									
Ifm2	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30									
Ipc2	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30									
Ili2	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									
Ipreda2	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30									
Ipredb2	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30									
Ig3	IC60 H	2P	32	-	-									
Ifm3	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30									
Ipc3	IC60 H	2P	16	Vigi IC60	30									
Ili3	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									
Ipreda3	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30									
Ipredb3	IC60 H	2P	32	Vigi IC60	30									
Ism1	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									
Ism2	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									
Ism3	IC60 H	2P	6	Vigi IC60	30									

Capitolo 11

11 Sommario delle tavole

1. Tavola 1 → Schema unifilare: fase progettuale
2. Tavola 2 → Schema di comando sistema antincendio soluzione 1
3. Tavola 2 A → Schema di comando sistema antincendio soluzione 2
4. Tavola 2 B → Schema di comando sistema antincendio soluzione 3
5. Tavola 3 → Schema di comando sistema antincendio soluzione definitiva
6. Tavola 4 → Schema di collegamento sistema TIGO
7. Tavola 5 → Impianto DC del laboratorio PVZEN
8. Tavola 6 → Fronte quadri: fase progettuale
9. Tavola 7 → Schema unifilare: fase esecutiva
10. Tavola 8 → Schema unifilare: laboratorio in fase 1
11. Tavola 9 → Fronte quadri definitivo
12. Tavola 10 → Schema unifilare: stato dell'impianto al 15/01/25
13. Tavola 11 → Linee di alimentazione della componentistica installata a quadro