



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

A.a. 2020/2021

Luglio 2021

**Micro comunità energetiche: scelta e
test dei componenti di un sistema
elettrico sperimentale**

Relatori:

Prof. Paolo Di Leo

Ing. Gabriele Malgaroli

Ing. Alessandro Ciocia

Candidato:

Riccardo Cignetti

Ringrazio il Prof. Paolo Di Leo, l'Ing. Gabriele Malgaroli e l'Ing. Alessandro Ciocia per avermi seguito e assistito con grande pazienza e disponibilità.

Ringrazio i miei genitori Milena e Franco, mio fratello Gabriele e le nonne Maria e Nella per il supporto e il sostegno che mi hanno dimostrato durante tutti questi anni. Un ricordo ai nonni Giovanni e Franco che non hanno potuto assistere al raggiungimento di questo traguardo.

Sommario

1	Le comunità energetiche	1
1.1	Aspetti normativi europei	1
1.2	Evoluzione del settore energetico	2
1.3	Generazione distribuita	2
1.4	Definizione di comunità energetica	3
1.5	Definizione di mini-rete, micro-rete, nano-rete	6
1.6	Nearly Zero Energy Buildings (nZEBs)	6
1.7	Esempi di comunità energetiche in Italia	7
2	Descrizione del progetto PVZEN	10
2.1	PVZEN	10
2.1.1	Descrizione dell'impianto elettrico	11
2.2	Componenti principali dell'impianto elettrico	13
2.2.1	Moduli fotovoltaici	14
2.2.2	Inverter	15
2.2.3	Batterie	18
2.3	Disposizione dei moduli fotovoltaici	18
2.4	Disposizione di inverter, batterie e quadri	21
2.5	Canaline e collegamenti	23
2.5.1	Collegamenti elettrici	26
2.5.2	Stima lunghezza cavi	27

3	La tecnologia fotovoltaica	29
3.1	Cella fotovoltaica.....	29
3.1.1	Circuito equivalente della cella fotovoltaica.....	30
3.1.2	Curva caratteristica corrente-tensione (I-V).....	31
3.1.3	Dipendenza dall'irradianza e dalla temperatura.....	34
3.1.4	Potenza generata ed efficienza	35
3.1.5	Connessione in serie e in parallelo di dispositivi fotovoltaici.....	36
3.2	Modulo fotovoltaico	39
3.2.1	Rendimento di un modulo fotovoltaico.....	40
3.2.2	Diodi di protezione.....	41
3.2.3	Connessione con un carico.....	41
3.3	Condizioni di prova	43
3.3.1	Condizioni di riferimento (STC).....	43
3.3.2	Calcolo della temperatura di cella.....	43
3.4	Dipendenza dei parametri di cella da temperatura e irradianza.....	45
3.4.1	Corrente di corto circuito I_{sc}	45
3.4.2	Tensione a circuito aperto V_{oc}	46
3.4.3	Potenza massima P_m	47
3.4.4	Rendimento η_c del modulo	47
4	Analisi delle performance dei moduli fotovoltaici	49
4.1	Misura della curva caratteristica I-V	49
4.1.1	Metodo di misura del transitorio di carica di un condensatore	49
4.1.2	Sistema di misura	49
4.1.3	Riporto della curva caratteristica I-V in condizioni STC.....	54
4.1.4	Determinazione di V_{oc} , I_{sc} e R_s	56
4.2	Test di elettroluminescenza	57

4.2.1	Svolgimento del test di elettroluminescenza.....	58
4.3	Misura della resistenza d'isolamento elettrico	59
5	Programmable Logic Controllers (PLCs)	61
5.1	Caratteristiche dei PLC in commercio.....	62
5.2	Tipologie di terminali I/O.....	64
5.3	Comunicazione	65
5.4	Programmazione	66
5.4.1	Ladder Logic Diagram	66
5.4.2	Sequential Function Charts (SFC)	67
5.4.3	Function Block Diagram	67
5.4.4	Instruction List	68
5.4.5	Structured Text.....	68
6	Quadri e controllo.....	69
6.1	Quadro DC.....	69
6.2	Quadro AC.....	70
6.2.1	Descrizione generale delle connessioni del quadro	71
6.2.2	Linee per l'alimentazione dei carichi	72
6.2.3	Collegamento con la rete elettrica e con gli utenti	75
6.2.4	Schema del quadro AC.....	81
6.2.5	Lista dei componenti nel quadro AC	83
6.3	PLC.....	85
6.3.1	Prestazioni richieste	85
6.3.2	Descrizione del dispositivo scelto.....	86
7	Analisi delle performance dei moduli fotovoltaici: risultati	89
7.1	Risultati della misura della curva caratteristica I-V	90

7.2	Test di elettroluminescenza	93
7.3	Misura della resistenza d'isolamento	94
8	Conclusioni	95
9	Bibliografia	97
10	Appendice	100
10.1	LG NEON R	100
10.1.1	Temperature coefficients	100
10.1.2	Caratteristiche fisiche e meccaniche	100
10.1.3	Curve caratteristiche	101
10.2	Current probe LEM PR30.....	102
10.3	Sonda differenziale di tensione Sapphire SI9002.....	104
10.4	Tester per il test di resistenza d'isolamento Fluke 1507	105

Lista delle Figure

Figura 1-1: Esempio di consumer e prosumer	4
Figura 1-2: esempio di comunità energetica	5
Figura 2-1: schema indicativo dei collegamenti dei componenti dell'impianto elettrico del PVZEN.....	12
Figura 2-2: planimetria del luogo in cui è montato l'impianto.	13
Figura 2-3: modulo fotovoltaico LG NEON R	14
Figura 2-4: schema interno dell'inverter	16

Figura 2-5: Inverter Leonardo Off-grid.....	16
Figura 2-6: Disposizione dei moduli, su planimetria	19
Figura 2-7: Disposizione dei moduli fotovoltaici	20
Figura 2-8: Zavorra Well-Comm	20
Figura 2-9: Disposizione dei componenti dell'impianto all'interno del locale	21
Figura 2-10: Parete con Inverter e batterie.....	22
Figura 2-11: Parete con quadri e scrivania.....	23
Figura 2-12: Disposizione delle canaline	24
Figura 2-13: Dettaglio della canalina interna al locale, in cui si può osservare la separazione in setti della canalina: a sinistra i cavi AC, in centro i cavi di segnale e a destra i cavi DC.	25
Figura 2-14: Canalina posizionata dietro i quadri AC e DC, in cui si può osservare gli ingressi ai quadri.....	26
Figura 2-15: Foto del locale completo in cui si può osservare il percorso delle canaline e la posizione dei componenti dell'impianto.....	27
Figura 3-1: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica.....	30
Figura 3-2: Caratteristica I-V di una cella fotovoltaica, trascurando gli effetti di R_s e R_{sh} (curva a)) e di R_{sh} (curva b)) [16].....	32
Figura 3-3: Caratteristica I-V di una cella fotovoltaica, trascurando gli effetti di R_{sh} (curva b)) e tenendo conto sia di R_s che di R_{sh} (curva c)) [16].....	33
Figura 3-4: Punti a circuito aperto, a cortocircuito e di massima potenza [16]	33
Figura 3-5: dipendenza della caratteristica I-V di una cella fotovoltaica dall'irradianza [16]	34

Figura 3-6: dipendenza della caratteristica I-V di una cella fotovoltaica dalla temperatura [16].....	35
Figura 3-7: andamento della densità di corrente J, della densità di potenza P e dell'efficienza η_c [16].....	36
Figura 3-8: diodo di blocco per la protezione di stringhe in parallelo [16]	39
Figura 3-9: esempio di intersezione della caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico e di una curva di carico. [16].....	42
Figura 3-10: variazione del punto a potenza massima in funzione dell'irradianza [16]	42
Figura 3-11: variazione del punto a potenza massima in funzione della temperatura delle celle [16]	42
Figura 4-1: Circuito utilizzato per la misura della caratteristica I-V dei moduli fotovoltaici.....	50
Figura 4-2: sonda differenziale di tensione "Sapphire SI9002".....	51
Figura 4-3: sonda di corrente DC/AC LEM-HEME PR30	51
Figura 4-4: Strumento per la misura della temperatura delle celle del modulo	51
Figura 4-5: Termostato per la misura della temperatura dell'aria.....	51
Figura 4-6: Piranometro per la misura dell'irradianza.	52
Figura 4-7: cella fotovoltaica per la misura dell'irradianza.	52
Figura 4-8: contenitore in cui è inserito il condensatore, la resistenza e gli interruttori	52
Figura 4-9: NI USB-6251 BNC usato per l'acquisizione dei dati.....	53
Figura 4-10: esempio di risultato di una prova, visualizzato nell'interfaccia Labview.	54

Figura 4-11: Esempio di retta interpolante per la determinazione della <i>ISC</i> [16]	56
Figura 4-12: esempio di difetto creato in fase di costruzione [18]	58
Figura 4-13: esempio di difetto creato a seguito di un urto [18]	58
Figura 4-14: Fluke 1507 per la misura della resistenza d'isolamento	60
Figura 5-1: Esempio di programmazione ladder, realizzato con il software "Zelio Soft 2" di Schneider Electric	67
Figura 6-1: Quadro DC con piastre di completamento	70
Figura 6-2 Quadro DC senza piastre di completamento, in cui si può osservare i portafusibili, i cavi solari e le guide	70
Figura 6-3: Schema dell'impianto	71
Figura 6-4: Schema unifilare delle partenze delle linee di alimentazioni dei carichi di un singolo utente	72
Figura 6-5: Schema unifilare del collegamento della rete elettrica con la microrete	76
Figura 6-6: Schema unifilare del collegamento dell'ingresso AC-IN dell'inverter dell'utente 1	78
Figura 6-7: Schema unifilare del collegamento dell'ingresso AC-IN dell'inverter dell'utente 2	78
Figura 6-8: Schema unifilare del collegamento dell'ingresso AC-IN dell'inverter dell'utente 3	79
Figura 6-9: Schema unifilare completo del quadro AC	82
Figura 6-10: Quadro AC con piastre di completamento	83
Figura 6-11: Quadro AC senza piastre di completamento, in cui si può osservare le morsettiere, i cavi e le guide	83

Figura 7-1: Modulo LG NEON R	89
Figura 7-2: Curva I-V e P-V misurate del modulo LG NEON R 370	90
Figura 7-3: Immagine del modulo.....	93
Figura 7-4: immagine di elettroluminescenza del modulo.....	93
Figura 10-1: Dimensioni del modulo LG NEON R	101
Figura 10-2: Curva caratteristica I-V, con diversi valori di irradianza	102
Figura 10-3: Variazione delle principali grandezze in funzione della temperatura	102
Figura 10-4: Dimensioni dello strumento LEM PR30	104

Lista delle Tabelle

Tabella 2-1: caratteristiche principali dei moduli LG NEON R	14
Tabella 2-2: caratteristiche principali dell'inverter Leonardo Off-Grid 4kW / 5000 / 48 GE Py.....	15
Tabella 2-3 - Caratteristiche principali delle batterie.....	18
Tabella 2-4: caratteristiche principali delle stringhe	18
Tabella 2-5: Stima della lunghezza del cavo necessaria a collegare le stringhe fotovoltaiche e il quadro DC.....	28
Tabella 2-6: Stima della lunghezza del cavo necessaria a collegare il quadro DC e l'inverter.....	28
Tabella 2-7: Stima della lunghezza del cavo necessaria a collegare l'inverter e il quadro AC	28

Tabella 5-1: comparazione delle caratteristiche di PLC in commercio	64
Tabella 6-1: Caratteristiche dei fusibili utilizzati per la protezione delle linee delle stringhe fotovoltaiche.....	69
Tabella 6-2: tabella riassuntiva della quantità e delle caratteristiche degli interruttori automatici usati.....	84
Tabella 6-3: tabella riassuntiva della quantità e delle caratteristiche dei contattori usati.....	84
Tabella 6-4: caratteristiche principali del PLC M241 TM241CE40T	87
Tabella 6-5: caratteristiche principali dei moduli di espansione di ingressi TM3DI8 e uscite TM3DQ16T	87
Tabella 7-1: Principali caratteristiche elettriche del modulo LG NEON R	90
Tabella 7-2: Risultati della prova del tracciamento della curva I-V	92
Tabella 10-1: Coefficienti di temperatura e NOCT del modulo LG NEON R	100
Tabella 10-2: Condizioni NOCT	100
Tabella 10-3: Caratteristiche meccaniche del LG NEON R	101
Tabella 10-4: caratteristiche principali di LEM PR30	103
Tabella 10-5: caratteristiche principali della sonda Sapphire SI9002.....	105
Tabella 10-6: caratteristiche principali del Tester per il test di resistenza d'isolamento Fluke 1507	106

Introduzione

L'obiettivo di questa tesi è quello di definire e individuare i componenti per la realizzazione di un sistema elettrico che ha lo scopo di permettere e gestire lo scambio di energia tra utenti di una micro-rete sperimentale denominata PVZEN e con la rete elettrica. Tale sistema elettrico dovrà essere flessibile e permettere la realizzazione di diverse configurazioni dell'impianto elettrico, che dovranno ricoprire tutte le possibili richieste di scambi energetici all'interno e all'esterno della micro-rete, oltre che permettere il monitoraggio dello stato del sistema. Inoltre, il sistema dovrà essere in grado di effettuare le manovre sull'impianto elettrico in sicurezza, evitando possibili guasti causati da connessioni errate.

Il PVZEN è un progetto interdisciplinare, nato dalla collaborazione tra alcuni dipartimenti del Politecnico di Torino, tra cui il Dipartimento Energia (DENERG), il Dipartimento di Architettura e Design (DAD) e il Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni DET, che si inquadra nel contesto della transizione energetica e delle comunità energetiche. Tale progetto prevede la costruzione di quattro edifici nZEBs (nearly Zero Energy Buildings), che saranno suddivisi tra tre utenti attivi (prosumer) che formeranno una micro-rete. Il carico degli edifici è soddisfatto in maniera elettrica e comprende illuminazione, prese elettriche e pompe di calore per il riscaldamento e il raffrescamento dei locali. Il fabbisogno energetico degli utenti verrà soddisfatto utilizzando energia da fonte rinnovabile, generata localmente da impianti fotovoltaici e, in caso di necessità, dalla rete elettrica. Sarà presente anche un sistema di accumulo per conservare l'energia fotovoltaica non immediatamente consumata. Per aumentare l'autosufficienza del sistema, ossia la capacità di soddisfare il carico utilizzando solo energia rinnovabile prodotta all'interno della micro-rete, gli utenti potranno scambiare energia tra di loro, creando una comunità energetica.

Un'altra attività che verrà eseguita è quella di testare un campione dei moduli fotovoltaici che sono installati nel PVZEN, allo scopo di stabilire lo stato di salute iniziale dei moduli, verificandone i parametri e l'eventuale presenza di difetti o fratture nelle celle che lo compongono. I moduli che saranno analizzati sono nuovi, quindi i test che verranno eseguiti serviranno a verificare i parametri dichiarati dal costruttore e se sono presenti dei difetti di produzione o fratture nelle celle dovute a urti.

1 Le comunità energetiche

1.1 Aspetti normativi europei

La lotta ai cambiamenti climatici ha un'importanza elevata ed è strettamente legata alle principali tematiche energetiche (la riduzione della domanda di energia, il miglioramento dell'efficienza di conversione in energia elettrica, ecc.). In questo contesto, l'Unione Europea sta dando priorità all'attuazione di politiche ambiziose a livello nazionale e la stretta cooperazione con i partner internazionali per attenuare le conseguenze e prevenire gli effetti dei cambiamenti climatici [1].

Il Green Deal Europeo è un pacchetto di misure dedicate a questo tema e prevedono una consistente riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e investimenti nella ricerca e nell'innovazione di tecnologie che possono aiutare il raggiungimento degli obiettivi. Inoltre, prevede anche il coinvolgimento dei cittadini e delle comunità attraverso azioni di divulgazione e sensibilizzazione ai cambiamenti climatici incoraggiando comportamenti sostenibili e azioni concrete a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra e ad adattarsi all'impatto con i cambiamenti climatici [1].

Il quadro 2030 per il clima e l'energia, contenuto nel Green Deal Europeo, comprende gli obiettivi posti dall'Unione Europea per il periodo dal 2021 al 2030. Proposto nel settembre del 2020, propone nuovi obiettivi in termini di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Questi obiettivi sono più alti di quelli inizialmente previsti entro il 2020. Gli obiettivi chiave per il 2030 sono:

- Riduzione di almeno 40% delle emissioni di gas ad effetto serra, rispetto ai livelli del 1990 (20% per il 2020);
- Una quota pari ad almeno il 32% del fabbisogno energetica soddisfatto da energia rinnovabile (20% per il 2020);
- Un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica (20% per il 2020) [2].

Il quadro 2030 per il clima e l'energia ha lo scopo di avvicinarsi agli impegni assunti dall'Unione Europea nell'accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura mondiale ben al di sotto dei 2°C e di mantenere tale valore a 1,5°C. Inoltre, è in linea con l'obiettivo della Strategia a lungo termine per il 2050, con l'Unione Europea si pone l'obiettivo di avere un Europa a impatto zero entro il 2050 [3].

1.2 Evoluzione del settore energetico

L'elettrificazione dei consumi è una tendenza costante che si prevede porti ad un aumento del consumo di energia elettrica del 7% nel periodo dal 2010 al 2050, dal 21% al 28%. Secondo le previsioni questo aumento del consumo avverrà a partire dal 2020, anche se il processo di elettrificazione è già in atto da diversi anni [4].

L'aumento di apparecchi elettrici non si è convertito in un aumento del consumo di elettricità grazie alle politiche di miglioramento dell'efficienza energetica messe in atto, come la direttiva per l'efficienza energetica (EED), la direttiva sulle prestazioni energetiche degli edifici (EPBD), limiti sulle emissioni di CO_2 . Queste politiche sul miglioramento dell'efficienza hanno avuto effetto nel periodo tra il 2010 e il 2020, riducendo la richiesta complessiva di energia da parte degli utilizzatori, ma si prevede che la tendenza si assesti durante il periodo tra il 2020 e il 2030. In questo periodo si vedrà maggiormente l'effetto del processo di elettrificazione dei consumi.

L'elettrificazione dei consumi è dovuta a:

- Cambio delle preferenze verso sistemi di riscaldamento e raffrescamento elettrici, dovuto all'aumento di sistemi per l'aria condizionata e all'introduzione delle pompe di calore;
- Continua crescita degli apparecchi elettrici nel settore terziario.
- Estensione dell'elettrificazione del trasporto su rotaia e aumento e consolidamento, sul lungo termine, dei veicoli elettrici [4].

1.3 Generazione distribuita

La generazione distribuita si intende impianti di generazione, di piccole o medie dimensioni, che producono energia da fonti rinnovabili e che sono posizionati

vicino agli utilizzatori finali. Sono connesse alla rete di distribuzione e forniscono energia agli utilizzatori che si trovano nelle vicinanze. Questa configurazione degli impianti di produzione si trova in opposizione rispetto a quella tradizionale in cui gli impianti di produzione sono centralizzati, utilizzano principalmente combustibili fossili e forniscono energia ad una gran quantità di utenti, che si trovano anche a grandi distanze e che sono connessi attraverso linee di trasmissione [4].

La distribuzione distribuita produce energia principalmente da fonti rinnovabili, tra cui si hanno impianti fotovoltaici, mini-eolici, biomassa, mini-idroelettrico. Questo è in linea con gli obiettivi che sono stati posti, in Europa, per la riduzione delle emissioni. Gli impianti fotovoltaici sono quelli che vedono una maggiore possibilità di crescita, grazie al loro costo ridotto e la possibilità di integrarli sui tetti di edifici residenziali. In Europa, alla fine del 2018, la potenza fotovoltaica installata era di 117 GW, a fronte di 30 GW nel 2010 e di stime per installare fino a 183 GW nel 2030 e 299 GW nel 2050, che corrispondono rispettivamente al 7% e all'11% della potenza generata netta stimata per quegli anni in Europa [4].

Alcuni di questi tipi di generazioni possono provocare instabilità in quanto sono intermittenti e non sono programmabili, come il fotovoltaico e l'eolico. Per questo motivo, le produzioni rinnovabili che sono variabili e non programmabili, non possono avere una percentuale troppo elevata di energia prodotta rispetto al totale.

1.4 Definizione di comunità energetica

Le comunità energetiche, abbreviato come CE, sono definite come un insieme di utenti che collaborano con l'obiettivo di produrre, consumare e gestire l'energia attraverso uno o più impianti energetici locali.

In generale, quindi, l'obiettivo di ogni comunità energetica è quello di fornire energia ad un prezzo accessibile e generata da fonti rinnovabili ai propri utenti. Tale obiettivo viene inseguito attraverso decentramento e localizzazione della produzione, oltre che favorendo l'autoconsumo dell'energia prodotta localmente, in forma collettiva e non individuale.

L'aumento della generazione distribuita, soprattutto fotovoltaica rende possibile integrare la produzione e l'autoconsumo di energia all'interno di quartieri e distretti.

In questa realtà si introducono i “prosumer”, termine che nasce dall’unione di producer (produttore) e consumer (consumatore), ovvero un utente che svolge sia il ruolo passivo di consumatore sia il ruolo attivo di produttore. In pratica, un prosumer possiede un proprio impianto di produzione. Una parte dell’energia prodotta viene consumata dal prosumer stesso e la restante energia può essere ceduta alla rete elettrica, ad altri prosumer o utenti passivi appartenenti alla comunità energetica o accumulata in sistemi di accumulo per essere utilizzata nei momenti di bisogno.

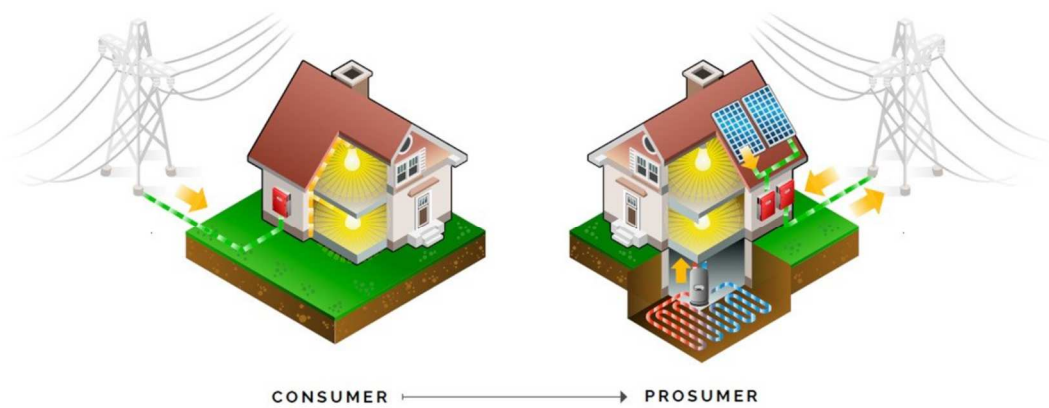


Figura 1-1: Esempio di consumer e prosumer

Definizioni di comunità energetica si trovano nella *Direttiva sulle energie rinnovabili* (Direttiva UE 2018/2001), che definisce la *Comunità di Energia Rinnovabile (CER)*, e nella *Direttiva sul mercato interno dell’energia elettrica* (Direttiva UE 2019/944), che definisce la *Comunità Energetica dei Cittadini (CEC)*. Entrambe definiscono una comunità energetica come un soggetto giuridico che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, che ha come priorità il raggiungimento di benefici ambientali, economici e sociali per i propri partecipanti o per il territorio in cui è presente tale comunità. Tra le priorità non vi è quella di generare profitti finanziari, escludendo la partecipazione come membri della comunità energetica di aziende del settore energetico, le cui funzioni si limitano a servizi di fornitura e di infrastruttura. In particolare, il gestore del sistema di distribuzione pertinente deve cooperare per agevolare il trasferimento di energia all’interno delle comunità. I membri sono persone fisiche, piccolo-medie imprese (PMI) o autorità locali, che devono essere localizzati nelle vicinanze degli impianti di produzione che appartengono alla comunità.

Le Direttiva UE 2018/2001 assicurano che le CER abbiano il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche con accordi di compravendita, scambiare l'energia rinnovabile, prodotta dalle unità di produzione detenute dalla comunità, all'interno della comunità stessa. Viene precisato che l'energia in questione deve essere rinnovabile e che può essere di diversa natura, elettrica o termica. Inoltre, prevede che la CER sia un'entità autonoma dai singoli membri e azionisti, che ne detengono il controllo, e in grado di agire a proprio nome esercitando diritto ed essendo soggetta a doveri [5].

La Direttiva UE 2019/944 prevede che la CEC possa partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, di ricarica per i veicoli elettrici o di altri servizi energetici per i propri membri. Non è presente un vincolo sull'energia generata, che può essere quindi da fonte rinnovabile o da combustibili fossili [6].

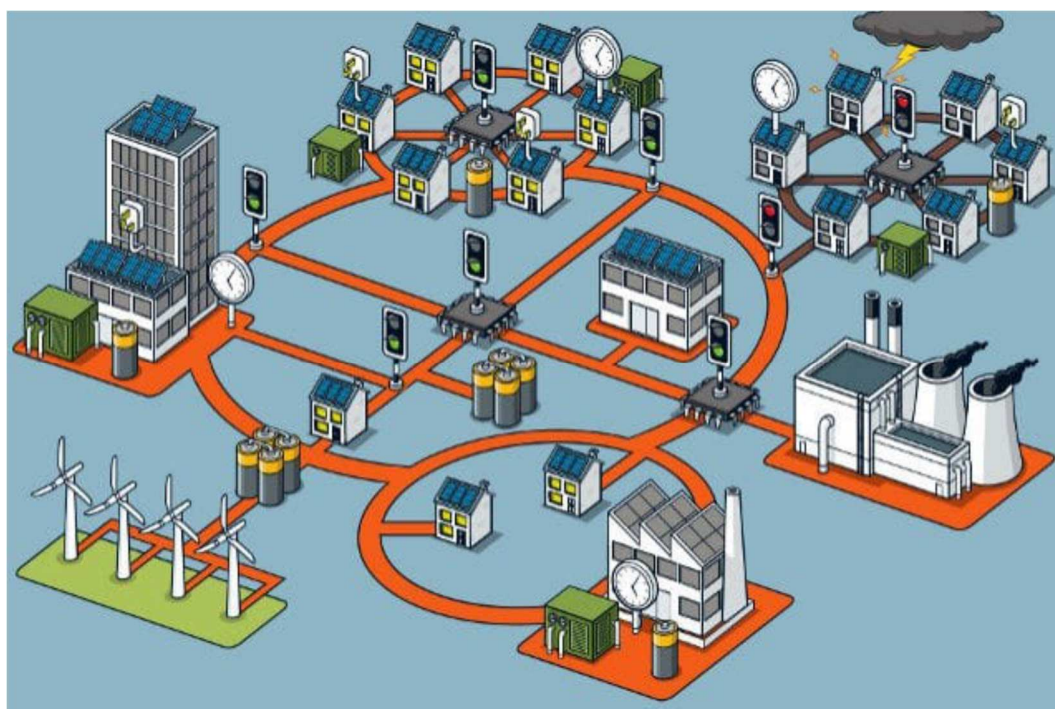


Figura 1-2: esempio di comunità energetica

1.5 Definizione di mini-rete, micro-rete, nano-rete

Con minirete si intende una porzione di rete elettrica in bassa tensione che può funzionare in isola rispetto alla rete elettrica di distribuzione e dispone di una rete di distribuzione propria, che fornisce energia elettrica agli utenti alla stessa qualità della rete nazionale. Comprende uno o più generatori elettrici di piccole dimensioni (ad esempio impianti fotovoltaici o piccole pale eoliche) e dei sistemi di accumulo. Una minirete genera l'energia di cui ha bisogno al proprio interno e alimenta un gruppo di utenti concentrato. La potenza generata in una minirete è compresa tra 50 kW e 10 MW

Un discorso simile si può fare per le microreti, che sono simili alle minireti, ma si tratta di sistemi più piccoli e con una potenza più bassa, sotto i 50 kW.

Le nanoreti si distinguono dalle altre in quanto interessano reti molto piccoli, che comprendono un solo un palazzo o un solo proprietario e quindi non impiegano linee di distribuzione. Hanno solitamente piccoli generatori, come ad esempio sistemi fotovoltaici, e possono avere anche piccoli sistemi di accumulo [7].

1.6 Nearly Zero Energy Buildings (nZEBs)

La sigla nZEB significa “nearly zero energy building”, cioè edificio a energia quasi zero. Un edificio nZEB viene definito dalla Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio europeo come “un edificio ad altissima prestazione energetica [...]. Il fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo dovrebbe essere coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze.”

Gli nZEBs sono in accordo con le politiche per avere un sistema energetico sostenibile, competitivo, sicuro e decarbonizzato entro il 2050. La decarbonizzazione del parco immobiliare ha un'importanza elevata per raggiungere tali obiettivi, in quanto ad esso è riconducibile circa il 36% di tutte le emissioni di CO_2 dell'UE. Inoltre, nell'UE, quasi il 50% (di cui l'80% negli edifici) del consumo di energia finale è usato per il riscaldamento e per il rinfrescamento. Per queste ragioni è stato introdotto questo tipo di edifici, in cui il principale requisito è l'alta efficienza energetica, nonché la valutazione di utilizzo di fonti rinnovabili. Dal 31 dicembre 2020, tutti gli edifici di nuova costruzione e quelli esistenti sottoposti a

ristrutturazioni rilevanti devono essere nZEBs. La data limite per gli edifici pubblici era il 31 dicembre 2018 [8].

In Italia, gli edifici nZEB devono rispettare i requisiti minimi di prestazione energetica previsti e rispettare gli obblighi di integrazione di fonti rinnovabili per la produzione di energia, come previsto dall'Allegato 3 del Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011.

I requisiti minimi per un edificio nZEB, che riguardano le prestazioni energetiche dell'involucro e degli impianti di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria e il metodo da usare per valutarli sono definite dal Decreto Ministeriale 26 giugno 2015 del Ministero dello Sviluppo Economico. I requisiti minimi sono:

- Il coefficiente medio globale di scambio termico per trasmissione per unità di superficie disperdente dell'involucro, che deve essere inferiore ad un valore di riferimento, che varia in base alla zona climatica e al rapporto superficie disperdente e volume climatizzato;
- L'area solare equivalente estiva per unità di superficie utile, che deve essere inferiore ad un valore di riferimento, che varia in base alla destinazione d'uso dell'edificio;
- Gli indici di prestazione termica utile per il riscaldamento e raffrescamento e l'indice di prestazione energetica globale, che devono essere inferiori a quelli di riferimento;
- Le efficienze dei sistemi di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria devono essere superiori ai valori medi di riferimento.

1.7 Esempi di comunità energetiche in Italia

A seguito sono riportati alcuni esempi di comunità energetiche in Italia:

- *Cooperativa E-Werk Prad*, che si trova a Prato allo Stelvio, in provincia di Bolzano. La prima centrale di generazione idroelettrica è stata costruita nel 1923, i cui costi sono stati sostenuti vendendo energia agli abitanti del luogo. Ad oggi la comunità è ancora attiva, migliorandosi e ampliandosi, riuscendo a fornire energia elettrica e acqua calda da fonti rinnovabili alle famiglie e alle imprese del comune di Prato allo Stelvio.

Gli impianti di produzione di energia elettrica hanno potenza nominale di circa 4000 kW di idroelettrica, circa 103 kW di fotovoltaico. Le centrali di teleriscaldamento hanno potenza nominale di circa 1600 kW elettrico e 7400 kW termico, divisi tra caldaie a biomassa, a biogas, pompe di calore e un cogeneratore a olio vegetale. Per la distribuzione di energia elettrica è presente una rete MT/BT, con una lunghezza di circa 120 km. I soci hanno un risparmio sulle forniture di energia elettrica e gas [9].

- *Azienda Elettrica Funes*, attiva a Funes, in provincia di Bolzano. I primi generatori sono stati costruiti nel 1926, per sopperire alla mancanza di servizio di energia elettrica, e impegnandosi a rimanere energeticamente autonomi nei decenni successivi. Oggi la comunità fornisce servizi di teleriscaldamento e di fornitura di energia elettrica. Sono installati circa 3700 kW di impianti idroelettrici e circa 170 kW di picco di fotovoltaico, oltre che caldaie a biogas con potenza di circa 1800kW e a biodiesel e oli combustibili con potenza di circa 7000kW. La comunità offre energia ad un prezzo conveniente e uno sconto sulle tariffe per i soci. Inoltre, grazie all'utilizzo di fonti rinnovabili, ogni anno sono risparmiate [10]
- *Società Elettrica Cooperativa dell'Alto Bût (SECAB)*, fondata nel 1911 in Friuli. Con 5 centrali idroelettriche con potenza installata complessiva di circa 10,8 MW e produzione annua di circa 44000 kWh chierisce a soddisfare totalmente il fabbisogno energetico dell circa 5500 utenze (tra cui circa 2600 soci), distribuite in 5 comuni, che sono servite da questa comunità, su un territori di circa 170 km². Inoltre, la SECAB, vende circa 24000 kWh di energia l'anno alla società pubblica Gestore dei Servizi Energetici. Grazie all'utilizzo di fonti rinnovabili, viene evitato di immettere circa 33000 tonnellate di CO₂ all'anno, e la comunità si impegna a mantenere l'impatto ambientale il minimo possibile. È presente una rete di distribuzione MT/BT con 75 km di linee MT e 120 km in BT. I vantaggi per i soci sono un risparmio di circa il 40% sulla fornitura di energia elettrica [11].
- *Società Elettrica in Morbegno*, cooperativa creata nel 1897 nella Valtellina per costruire una centrale idroelettrica nella zona, che negli anni si è sviluppata fino ad arrivare, oggi, ad avere 8 impianti idroelettrici per una potenza installata di 11 MW e circa 550 soci. La società ha acquistato nel 2002 la rete locale di distribuzione diventando

l'unico fornitore per diversi comuni della zona, servendo circa 13000 utenze per 64 GWh annui. Fornisce ai propri utenti anche servizi di teleriscaldamento [12].

- *Cooperativa di Melpignano*, nata nel 2011 con l'obiettivo di generare energia elettrica utilizzando pannelli fotovoltaici posizionati sui tetti di edifici pubblici e privati, per un totale di 33 impianti con una potenza installata di circa 180 kW [13].
- *Comunità Pinerolese*, serve tre tipologie di soci, in particolare sei comuni, sei imprese e sei raggruppamenti di cittadini (uno per comune). La comunità è in grado di fornire copertura totale al fabbisogno energetico dei propri utenti tramite energia autoprodotta, che deriva al 99% da fonti rinnovabili. Il consumo totale del gruppo, così come la produzione, è di circa 17 GWh annui. Gli impianti di produzione comprendono 15 impianti fotovoltaici (escludendo gli impianti domestici), centrali idroelettriche e impianti a biogas.

2 Descrizione del progetto PVZEN

2.1 PVZEN

Il PVZEN (Photo Voltaic Zero Energy Network) è un progetto multidisciplinare realizzato nella sede del Politecnico di Torino.

Questo progetto prevede la costruzione di 4 edifici che andranno a formare una micro-rete composta da 3 utenti attivi. In particolare, gli edifici sono 2 sale studio che saranno messe a disposizione degli studenti, un locale di controllo e un locale tecnico, in cui saranno posizionati i quadri elettrici e i componenti necessari al funzionamento della micro-rete e di singoli utenti.

Il locale tecnico e il locale di controllo formeranno un unico utente e le sale studio formeranno 2 utenti, 1 per ciascuna sala studio.

Gli edifici saranno costruiti seguendo le regole per edifici nZEB con materiali ad alta efficienza energetica, in modo da ridurre in modo significativo il bisogno energetico per riscaldamento invernale e per il raffrescamento invernale. I materiali, la forma e la dimensione dei componenti degli involucri sono fondamentali per soddisfare questi aspetti e trovare il corretto equilibrio tra bassa domanda energetica e buon sfruttamento della luce naturale.

Per il condizionamento dei locali verranno usate delle pompe di calore, in modo da convertire i carichi termici in carichi elettrici.

Ogni locale ha a disposizione i propri pannelli fotovoltaici e sistemi di accumulo, in modo da garantire un'autosufficienza degli utenti e della micro-rete.

Per aumentare l'autosufficienza della micro-rete, gli utenti sono in grado di scambiare energia tra di loro. In questo modo, in caso uno o più utenti necessitino di più energia di quanta ne stiano producendo, tali utenti possono ricevere energia direttamente da un altro utente della micro-rete ad un prezzo favorevole rispetto a quello della rete elettrica. Quest'ultima verrà utilizzata solamente in caso che la produzione fotovoltaica e l'energia accumulata nei sistemi di accumulo non siano sufficienti a soddisfare i carichi elettrici della micro-rete [14].

Verrà impiegato un sistema di controllo per permettere il controllo delle apposite linee che collegheranno gli utenti della micro-rete e che permetteranno lo scambio di energia tra i suoi utenti o con la rete elettrica.

L'impianto elettrico verrà realizzato in una configurazione provvisoria in un altro luogo, in modo da poter proseguire con la sperimentazione in attesa che gli edifici vengano costruiti e che si possa procedere con la configurazione definitiva.

2.1.1 Descrizione dell'impianto elettrico

L'impianto elettrico è composto da 3 utenti, che rappresentano le 2 sale studio e il locale tecnico e la sala di controllo ma che verranno trattati come generici utenti.

Ogni utente potrà funzionare in maniera indipendente dagli altri che compongono la micro-rete e dalla rete di distribuzione elettrica. Infatti, ogni utente ha i propri pannelli fotovoltaici, il proprio sistema di accumulo e i propri carichi che dovrà alimentare, potendo quindi produrre e immagazzinare energia indipendentemente dagli altri utenti.

Il sistema di accumulo potrà funzionare come carico oppure come generatore in funzione degli altri componenti. Se l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici è sufficiente ad alimentare i carichi elettrici, le batterie funzioneranno come carico e immagazzineranno energia ricaricandosi; se l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici non è sufficiente ad alimentare i carichi elettrici, le batterie funzioneranno come generatore fornendo energia ai carichi e scaricandosi.

I 3 utenti, oltre a poter funzionare in maniera indipendente, potranno scambiarsi energia tra di loro e con la rete elettrica. Per questo motivo verranno inserite delle linee dedicate per questo scopo, come si può vedere in Figura 2-1.

In particolare, se un utente non riesce a generare abbastanza potenza attraverso i pannelli fotovoltaici e il sistema di accumulo per alimentare tutti i propri carichi, potrà ricevere la potenza che gli manca da un altro utente della micro-rete. Questo sarà possibile soltanto se tra gli altri utenti ce n'è uno che ha a disposizione più potenza di quanta ne ha bisogno in quel momento [14].

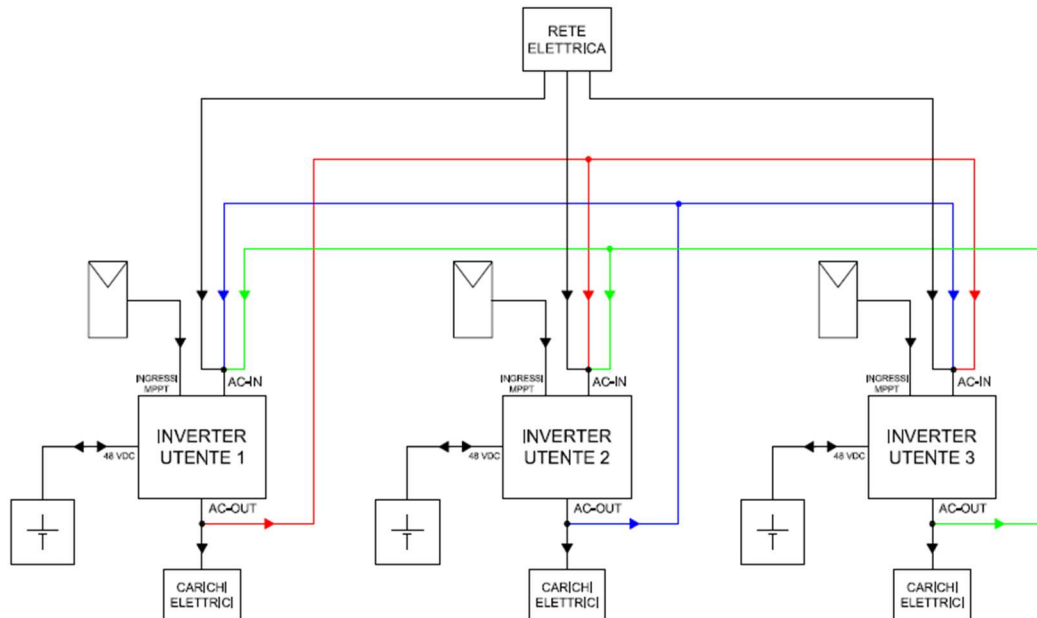


Figura 2-1: schema indicativo dei collegamenti dei componenti dell'impianto elettrico del PVZEN

Un utente che sta generando più potenza di quanta ne ha bisogno potrà cedere questa energia in eccesso ad un altro utente della micro-rete che sta generando meno potenza di quanta ne ha bisogno, aumentando l'autoconsumo della micro-rete.

La micro-rete potrà connettersi alla rete elettrica soltanto in caso che la potenza generata al suo interno sia inferiore alla richiesta di potenza dei suoi carichi per ricevere potenza, oppure se la potenza generata all'interno è maggiore di quella richiesta dai carichi e il sistema d'accumulo è completamente carico, per cedere potenza alla rete.

Per fare questo verranno aggiunte delle linee apposite che collegheranno tra loro i vari utenti. L'utilizzo di queste linee verrà gestito da dispositivi quali contattori e commutatori, che permetteranno di abilitare o disconnettere le linee, in modo da avere un sistema che permette tutte le combinazioni di collegamento degli utenti, che varieranno in funzione dei dati di produzione fotovoltaica, richiesta dei carichi elettrici, SOC del sistema di accumulo.

Sarà presente un PLC che permetterà il comando dei contattori e dei commutatori.

2.2 Componenti principali dell'impianto elettrico

In questo capitolo verranno descritti i componenti che fanno parte dell'impianto elettrico e la loro disposizione nel luogo in cui verrà montato.

All'inizio di questa tesi, erano già stati acquistati i pannelli fotovoltaici, gli inverter e le batterie, di cui è presente una descrizione.

Il luogo scelto per l'installazione dell'impianto è il tetto dello scavalco in cui si trova il DET. È presente uno spazio adatto alla posa dei pannelli fotovoltaici che andranno a formare le stringhe e un locale in cui verranno posizionati i quadri elettrici, gli inverter e le batterie e i dispositivi necessari al funzionamento dell'impianto.

In Figura 2-2 è mostrata la planimetria del luogo in cui si possono vedere gli spazi dedicati all'impianto. L'area denominata A si tratta di un tetto piano ed è dove verranno posizionati i pannelli fotovoltaici e l'area B si trova all'interno di un locale coperto, in cui verranno posizionati gli altri componenti dell'impianto.

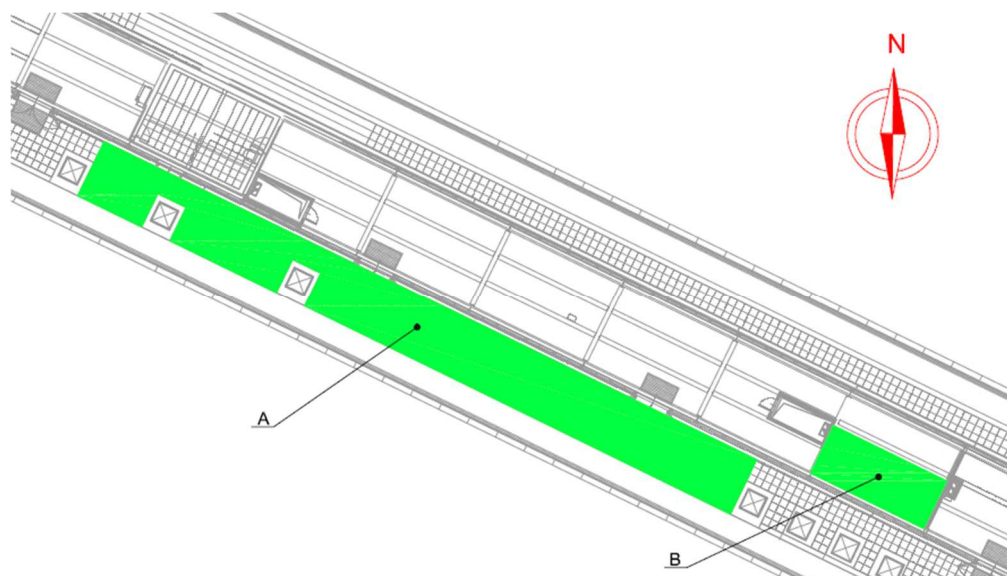


Figura 2-2: planimetria del luogo in cui è montato l'impianto.

2.2.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici che sono stati usati sono gli “LG NEON R”, le cui principali caratteristiche sono riassunte nella tabella seguente:

LG NEON R	
Potenza massima [W]	370
Tensione MPP [V]	37,0
Corrente MPP [A]	10,01
Rendimento	21,4%
Tensione a vuoto [V]	41,8
Corrente di corto circuito [A]	10,82
Dimensioni [mm]	1700x1016x40

Tabella 2-1: caratteristiche principali dei moduli LG NEON R

I moduli sono composti da 60 celle fotovoltaiche e ogni cella ha dimensioni pari a 16,17 cm x 16,17 cm.

Le celle sono di tipo monocristallino di tipo N.



Figura 2-3: modulo fotovoltaico LG NEON R

2.2.2 Inverter

Gli inverter usati sono “WESTREN CO. Leonardo Off-Grid 4kW / 5000 / 48 GE Py”, le cui principali caratteristiche sono riassunte nella seguente tabella:

Leonardo Off-Grid 4kW / 5000 / 48 GE Py	
Uscita AC	
Potenza in uscita tipica [VA]	5000
Potenza in uscita massima [W]	10000
Tensione in uscita [V]	230
Frequenza [Hz]	50
Rendimento	95%
Ingressi MPPT	
n. ingressi MPPT	4
Massima potenza per canale [kW]	1,15
Tensione nominale per canale [V]	200
Corrente nominale per canale [A]	13,0
Uscita batterie	
Tensione batterie [V]	48
Potenza massima di carica [W]	3500
Soglia di attivazione GE	15%
Soglia di spegnimento GE	60%

Tabella 2-2: caratteristiche principali dell’inverter Leonardo Off-Grid 4kW / 5000 / 48 GE Py

Questi inverter sono pensati per operare off-grid con l’utilizzo di pannelli fotovoltaici e di un sistema di accumulo, oltre ad un gruppo elettrogeno di supporto, impiegato nelle situazioni in cui l’energia prodotta e accumulata nelle batterie sia insufficiente.

In Figura 2-4 si può osservare lo schema interno dell’inverter.

-
- Entrata MPPT: l'inverter dispone di 4 ingressi MPPT dedicati al collegato delle stringhe fotovoltaiche.
 - Connessione sistema di accumulo: collegamento DC per collegare un sistema di accumulo che potrà ricaricarsi utilizzando l'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici oppure utilizzando la rete elettrica; inoltre potrà alimentare i carichi elettrici in caso si verificano certe condizioni;
 - Uscita AC-OUT: verranno collegati i carichi elettrici che saranno alimentati dall'inverter.
 - Ingresso AC-IN: dedicata ad una sorgente AC che deve intervenire in caso la produzione fotovoltaica e il sistema di accumulo non siano in grado di fornire potenza a sufficienza.

L'inverter è in grado di gestire autonomamente quale sorgente utilizzare per alimentare i carichi.

In particolare, l'inverter sceglierà se usare come sorgente la produzione da pannelli fotovoltaici, l'energia accumulata nel sistema di accumulo o alimentazione da rete elettrica, secondo le seguenti priorità:

1. Produzione da pannelli fotovoltaici; se la produzione è sufficiente per alimentare i carichi, questa avrà la massima priorità rispetto agli altri tipi di alimentazione e verrà utilizzata per ricaricare il sistema di accumulo se necessario.
2. Alimentazione da sistema di accumulo; se la produzione da fotovoltaico non è sufficiente a soddisfare i carichi elettrici oppure non è presente, il sistema di accumulo fornirà l'energia necessaria ad alimentare i carichi.
3. Alimentazione da rete elettrica; se la produzione fotovoltaica e il sistema di accumulo non sono in grado di fornire sufficiente energia ai carichi, l'inverter userà come sorgente d'alimentazione la rete elettrica, che verrà quindi utilizzata soltanto in caso le altre fonti di energia non siano disponibili.

Se all'ingresso AC-IN viene collegata l'uscita AC-OUT di un altro inverter, il primo inverter funzionerà da "slave" rispetto al secondo inverter, che funzionerà da "master". Questa modalità di funzionamento verrà utilizzata per lo scambio di energia tra gli utenti della micro-rete, in quanto permette il collegamento senza il rischio di avere corto circuiti, che si potrebbero invece avere collegando in parallelo le uscite di due inverter che generano due tensioni diverse.

2.2.3 Batterie

Per il sistema d'accumulo vengono usate delle batterie al litio "Pylontech US2000", le cui principali caratteristiche sono riassunte nella tabella seguente:

Pylontech US2000	
Potenza nominale [kW]	2,4
Tensione [V]	48
Corrente [A]	50
Peso [kg]	24
Dimensioni [mm]	440 x 89 x 410

Tabella 2-3 - Caratteristiche principali delle batterie

La batteria è in grado di eseguire 6000 cicli con DoD pari a 90%, con capacità totale della batteria a fine vita maggiore del 80%.

Ogni batteria verrà installata in appositi armadi rack.

Il range di temperatura di funzionamento è 0°C / 50°C per la carica e -10°C / 50° per la scarica.

Ogni utente avrà a disposizione 2 di queste batterie, per una capacità totale di 4,8 kWh.

2.3 Disposizione dei moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono stati suddivisi in 10 stringhe da 3 moduli l'una, per un totale di 30 moduli. Le caratteristiche di una stringa sono descritte nella Tabella 2-4. **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** seguente.

Potenza massima [W]	1110
Tensione a vuoto [V]	128,4
Corrente di corto circuito [A]	10,82

Tabella 2-4: caratteristiche principali delle stringhe

Le stringhe sono posizionate nella parte sud del tetto in modo da evitare eventuali ombreggiamenti dei moduli dovuti alla struttura presente e perpendicolarmente alla sua parete per ottimizzare lo spazio del tetto e riuscire a mettere il maggior numero possibile di moduli., come illustrato in Figura 2-6:

Disposizione dei moduli, su planimetria. In particolare, sempre per sfruttare al massimo lo spazio disponibile, i moduli sono stati montati con il lato lungo parallelo alla parete.

Le stringhe saranno orientate in maniera differente una dall'altra, in particolare 4 stringhe sono orientate a NORD-OVEST e 6 sono orientate a SUD-EST.

Questa disposizione vuole simulare il caso in cui non tutti i moduli fotovoltaici hanno orientamento ottimale, come, per esempio, nel caso del progetto originale del PVZEN in cui si sarebbe sfruttato tutta la superficie del tetto per installare una potenza maggiore, anche se non con orientamento ottimale in quanto sarebbero stati orientati a Sud-Est, Sud-Ovest, Nord-Ovest e Nord-Est.

Ci sarà quindi una differenza di produzione fotovoltaica tra gli utenti della micro-rete.

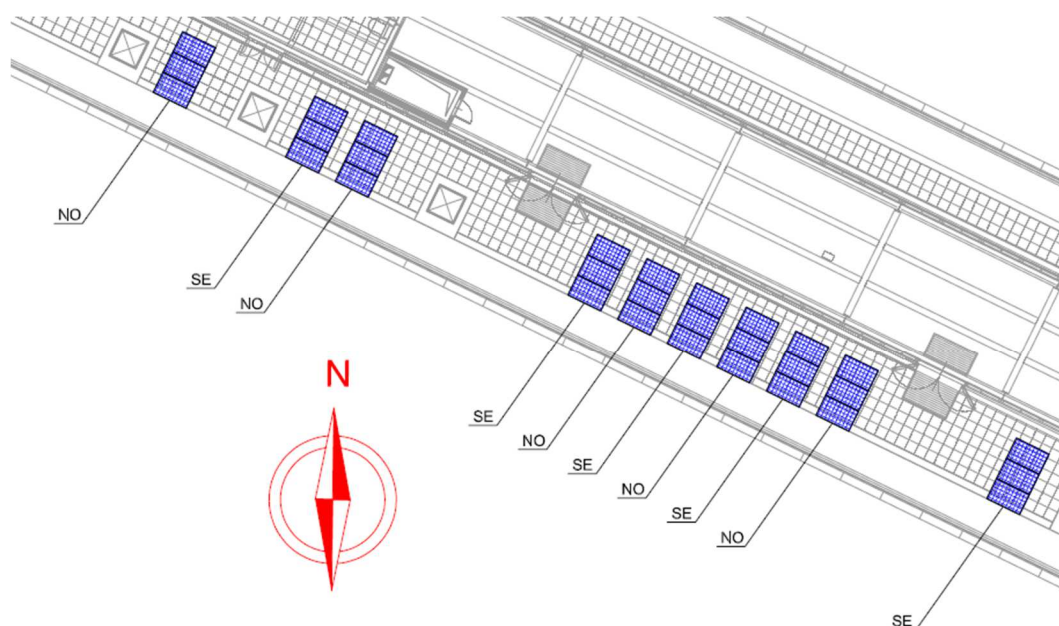


Figura 2-6: Disposizione dei moduli, su planimetria

Le stringhe sono state posizionate con orientamento alternato per fare in modo che non si verificano ombreggiamento dei moduli a causa delle altre stringhe, specialmente durante le prime e ultime ore della giornata. Sempre per evitare ombreggiature dei moduli, si è cercato di restare il più lontano possibile dagli

elementi del tetto che potrebbero risultare un problema, come ad esempio i lucernari, nonostante lo spazio limitato e la necessita di non ostruire porte e vie di passaggio.

Inoltre, tra le stringhe è stato lasciato uno spazio di circa 0,5 metri, sufficiente a permettere operazioni di pulizia e manutenzione dei moduli e dell'impianto.



Figura 2-7: Disposizione dei moduli fotovoltaici

I moduli sono stati fissati usando delle zavorre in cemento "Well-Comm", come si possono vedere in Figura 2-8. È stato montato in modo da ottenere un angolo di 10° con il terreno.



Figura 2-8: Zavorra Well-Comm

2.4 Disposizione di inverter, batterie e quadri

In Figura 2-9 si può osservare la posizione dei componenti all'interno del locale chiuso. In particolare, in questo locale saranno messi gli inverter, le batterie, i quadri e tutti gli altri componenti dell'impianto.

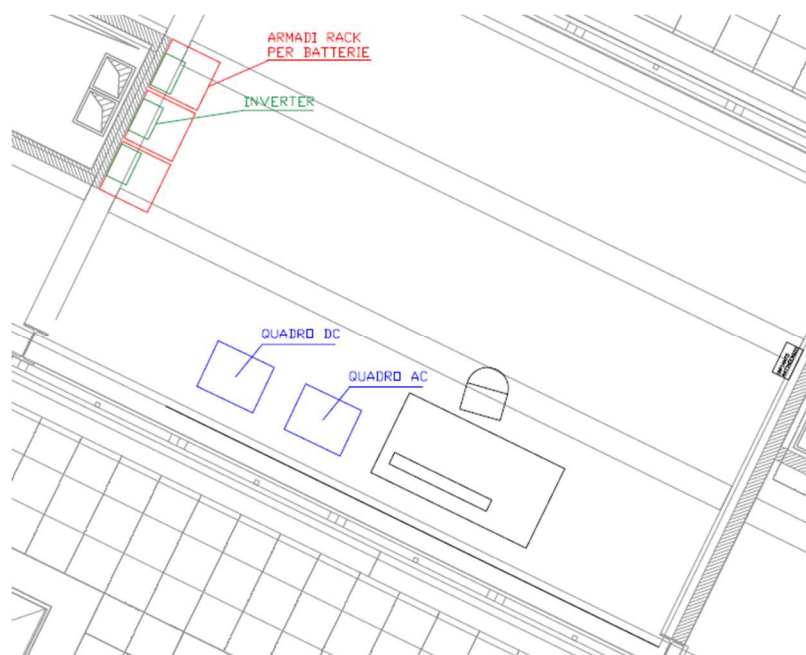


Figura 2-9: Disposizione dei componenti dell'impianto all'interno del locale

Gli inverter sono stati montati a parete, mentre a terra sono stati posizionati i 3 armadi rack in cui verranno inserite le batterie.

Gli inverter sono stati posizionati ad altezze diverse, come mostrato in Figura 2-10, per agevolare la ventilazione. Se fossero messi alla stessa altezza, il foro per la ventilazione, che si trova in alto nella parte laterale dell'inverter, sarebbe bloccato dagli altri inverter, che si trovano ad una distanza di circa 10 cm uno dall'altro. In questo modo, il foro per la ventilazione ha spazio libero e nessun ostacolo.

Ad un'altezza di 1 metro verrà montata una canalina metallica in cui verranno posati i cavi per i vari collegamenti.

La parete su cui saranno montati gli inverter e gli armadi rack ha una larghezza di 1,88 metri, sufficiente a ospitare tali componenti.



Figura 2-10: Parete con Inverter e batterie

In prossimità dell'altra parete sono posizionati i quadri AC e DC, dove saranno inseriti i dispositivi di protezione e di controllo dell'impianto, oltre che strumentazione di misura per monitorare la potenza prodotta da ogni stringa, la potenza scambiata con le batterie, la potenza scambiata con la rete elettrica e la potenza usata per alimentare i carichi.

A lato dei quadri è presente una scrivania dove sarà presente un PC che si occuperà delle misure e della comunicazione con il PLC per il controllo dei contattori e dei commutatori che compongono l'impianto.

In prossimità della scrivania sono inserite 5 prese che servono ad alimentare il PC e altra strumentazione che sarà presente sulla scrivania. Queste prese non sono alimentate dall'impianto PVZEN ma da una presa trifase presente a poca distanza dal luogo in cui è realizzato quest'impianto e alimentata dalla rete elettrica.



Figura 2-11: Parete con quadri e scrivania

Questa strumentazione viene alimentata dalla rete elettrica in quanto il PC deve essere sempre alimentato, poiché deve gestire le misurazioni e il sistema di controllo dell'impianto. Questo non sarà possibile, in un primo momento, con l'impianto PVZEN: anche se è prevista e verrà predisposta una linea per l'alimentazione dell'impianto da rete elettrica, per i casi in cui la produzione fotovoltaica non sia sufficiente e le batterie siano scariche, non verrà collegata nelle prime fasi di funzionamento. Per questo motivo non sarà possibile garantire un'alimentazione costante da parte dell'impianto PVZEN poiché sarà strettamente collegata alla produzione fotovoltaica e quindi dalle condizioni meteo.

A lato della scrivania e in corrispondenza della parete adiacente sarà lasciato uno spazio vuoto e verranno inseriti successivamente dei carichi da collegare all'impianto.

Sia i quadri che la scrivania sono distanziati dalla parete di 20-30cm per lasciare spazio a una canalina metallica dove sono posati i cavi.

2.5 Canaline e collegamenti

Sia all'esterno che all'interno i cavi saranno posati in canaline metalliche. Misure canaline da prendere. In Figura 2-12 è mostrato come sono disposte le canaline.

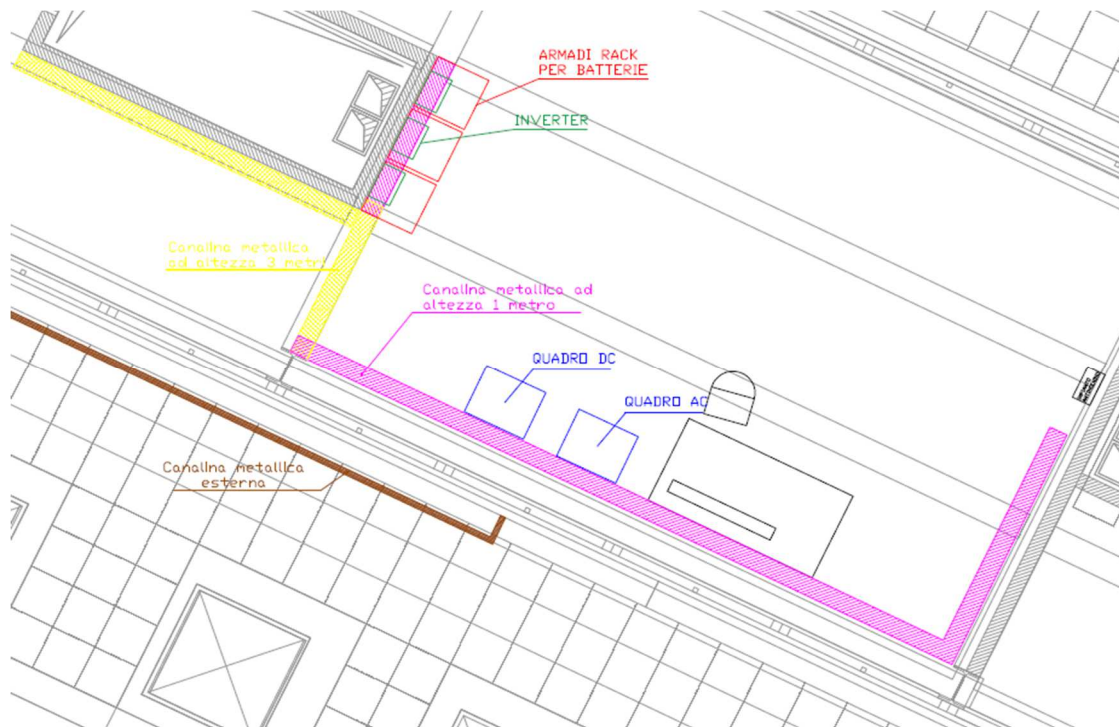


Figura 2-12: Disposizione delle canaline

Per permettere il collegamento di ogni componente, le seguenti canaline sono state installate:

- una canalina, ad un'altezza di circa 1 metro, collocata nella parete in cui sono posizionati gli inverter e le batterie;
- una canalina, ad un'altezza di circa 1 metro, collocata nelle pareti dove vengono posizionati i quadri e i carichi elettrici;
- una canalina, ad un'altezza di circa 3 metri, inserita per collegare le 2 canaline sopracitate, attraversando il corridoio presente nel locale;
- prolungamento della canalina ad altezza di 3 metri fino a raggiungere una canalina pre-esistente, che a sua volta si collega al cavedio che verrà usato per connettere l'impianto ai piani inferiori; inoltre, anche la linea che alimenterà le 5 prese presenti sulla scrivania passerà per questa canalina;
- due canaline, che si svilupperanno in verticale e che collegheranno le canaline ad altezza di un 1 metro con quella ad altezza di 3 metri;

- una canalina posizionata all'esterno a lato della parete della struttura, che viene usata per posare i cavi che collegano le stringhe fotovoltaiche con il quadro DC.

Le canaline posizionate all'interno sono di dimensione 200x20 ed è divisa in 3 setti:

- 1 setto per i cavi AC;
- 1 setto per i cavi di segnale;
- 1 setto per i cavi DC.

La canalina esterna non presenta divisioni ed entra nella struttura dove si trova il locale con l'impianto in prossimità del quadro DC.



Figura 2-13: Dettaglio della canalina interna al locale, in cui si può osservare la separazione in setti della canalina: a sinistra i cavi AC, in centro i cavi di segnale e a destra i cavi DC.



Figura 2-14: Canalina posizionata dietro i quadri AC e DC, in cui si può osservare gli ingressi ai quadri.

2.5.1 Collegamenti elettrici

I cavi in arrivo dalle stringhe fotovoltaiche vengono collegati direttamente al quadro DC, dove sono presenti i dispositivi di protezione e di misura, e, successivamente, vengono connesse agli inverter, utilizzando gli appositi ingressi MPPT. Per il collegamento tra le stringhe e il quadro è posato interamente all'esterno è quindi è stato usato un cavo solare. Per il collegamento tra quadro DC e inverter invece è stato usato un cavo unipolare FG16R16 di sezione 6mm^2 .

La connessione inverter-batteria è diretta ed è stato usato l'apposito cavo fornito con l'inverter.

I cavi in uscita dall'inverter, dall'uscita AC-OUT, predisposta all'alimentazione dei carichi AC, vengono portati al quadro AC in cui sono presenti i dispositivi di protezione e di controllo dell'impianto.

Dal quadro AC vengono poi portati ciascuno ai rispettivi carichi che dovranno alimentare.



Figura 2-15: Foto del locale completo in cui si può osservare il percorso delle canaline e la posizione dei componenti dell'impianto.

2.5.2 Stima lunghezza cavi

Sono state eseguite delle stime sulla lunghezza del cavo necessario per eseguire tutti i collegamenti. Tali stime sono state eseguite usando le planimetrie del tetto in cui è montato l'impianto.

Sono state eseguite le stime per:

- cavo necessario a collegare le varie stringhe con il quadro DC; La stima tiene conto del fatto che sono stati posati 2 cavi unipolari per ogni stringa. La stima della lunghezza del cavo necessario è indicato nella tabella seguente:

Stringa	Stima lunghezza cavo necessario
Stringa 1	113 m
Stringa 2	100 m
Stringa 3	95 m
Stringa 4	71 m
Stringa 5	66 m
Stringa 6	61 m
Stringa 7	56 m

Stringa 8	51 m
Stringa 9	46 m
Stringa 10	29 m
Totale	688 m

Tabella 2-5: Stima della lunghezza del cavo necessaria a collegare le stringhe fotovoltaiche e il quadro DC

- cavo necessario per collegare quadro DC e inverter; i cavi usati per questo collegamento sono bipolari, quindi si ha un solo cavo per stringa e la lunghezza è tale che tutte le stringhe possano essere connesse all'inverter più lontano, in quanto si prevede di usare configurazioni diverse. Nella tabella seguente è indicato il risultato della stima:

Stringa	Stima lunghezza cavo necessario
Stringa	10,4 m
Totale x10 stringhe	104 m

Tabella 2-6: Stima della lunghezza del cavo necessaria a collegare il quadro DC e l'inverter

- cavo necessario per collegare inverter a quadro AC; in tutto sono usati 3 cavi bipolari, uno per inverter.

Stringa	Stima lunghezza cavo necessario
Inverter 1 – quadro AC	11,6 m
Inverter 2 – quadro AC	11,0 m
Inverter 3 – quadro AC	10,4 m
Totale	33 m

Tabella 2-7: Stima della lunghezza del cavo necessaria a collegare l'inverter e il quadro AC

- cavo necessario per collegare prese della scrivania; si tratta di un singolo cavo tripolare di lunghezza stimata di 18,5 m.

3 La tecnologia fotovoltaica

3.1 Cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica è l'elemento base della generazione fotovoltaica. È un diodo a semiconduttore e il suo comportamento può essere analizzato tramite il funzionamento di una giunzione P-N.

Una giunzione P-N è composta da 2 strati di Silicio, che sono drogati in maniera differente uno dall'altro. Uno strato è un materiale di "tipo P", ovvero drogato in modo che vi sia un eccesso di lacune, mentre l'altro strato è un materiale di "tipo N", ovvero drogato in modo da avere un eccesso di elettroni liberi. Quando i 2 strati di materiale semiconduttori vengono messi in contatto si crea un flusso bidirezionale che vede coinvolte gli elettroni liberi che si spostano dal materiale di tipo N a quello di tipo P, a più alta concentrazione di lacune, e, viceversa, le lacune si spostano verso il materiale di tipo N, a più alta concentrazione di elettroni liberi. Si genera un "campo di giunzione", che impedisce che altre cariche possano spostarsi tra i 2 strati quando viene raggiunto l'equilibrio tra le cariche e il campo elettrico.

La generazione fotovoltaica avviene grazie all' "effetto fotovoltaico": quando la cella fotovoltaica viene colpita da radiazione solare, gli elettroni liberi passano dalla banda di valenza alla banda di conduzione e iniziano a spostarsi verso lo strato di tipo P, creando un flusso di elettroni. Poiché si verifici l'effetto fotovoltaico, i fotoni che colpiscono la cella fotovoltaica devono avere abbastanza energia per far passare gli elettroni alla banda di conduzione.

Sui due lati esterni degli strati di materiale semiconduttore vengono posti degli elettrodi che raccolgono le cariche e, se collegati ad un circuito chiuso, generano una corrente elettrica [15].

3.1.1 Circuito equivalente della cella fotovoltaica

Nella figura seguente è mostrato il circuito equivalente di una cella fotovoltaica.

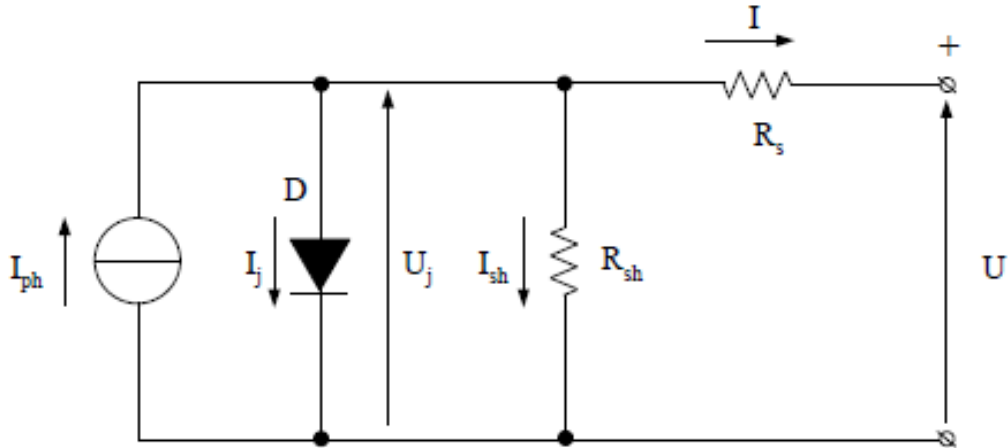


Figura 3-1: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

In riferimento alla **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, il circuito equivalente della cella fotovoltaica presenta:

- un generatore ideale di corrente I_{ph} , proporzionale alla superficie della cella S , all'irradianza G e al tipo di cella (tramite il coefficiente K), secondo l'equazione:

$$I_{ph} = K \cdot S \cdot G \quad (1)$$

- un diodo, a rappresentare la giunzione P-N e la corrente che lo percorre è data dall'equazione di Shockley:

$$I_j = I_0 \cdot (e^{A \cdot U_j} - 1); \quad (2)$$

Dove I_0 è la corrente di saturazione inversa, U_j è la tensione misurata ai capi della giunzione e A è calcolato come $A = \frac{q}{m \cdot k \cdot T}$, dove q è la carica dell'elettrone, T è la temperatura della giunzione, k è la costante di boltzmann e m è un parametro costruttivo della giunzione.

- una resistenza R_{sh} , che tiene conto delle correnti di dispersione che si richiudono all'interno della cella;

- una resistenza R_s , che rappresenta la resistenza elettrica dei collegamenti e degli elettrodi.

3.1.2 Curva caratteristica corrente-tensione (I-V)

La tensione ai capi degli elettrodi della cella fotovoltaica può essere espressa come:

$$U = U_J - R_s \cdot I \quad (3)$$

La corrente erogata dalla cella fotovoltaica può essere espressa come:

$$I = I_{ph} - I_J - \frac{U_J}{R_{sh}} \quad (4)$$

La tensione e la corrente di giunzione possono essere calcolati come:

$$U_J = \frac{1}{A} \cdot \left(\frac{I_J + I_0}{I_0} \right) \quad (5)$$

$$I_J = I_{ph} - I - \frac{U_J}{R_{sh}} \quad (6)$$

Siccome, in applicazioni reali, $R_s \ll R_{sh}$, il termine $\frac{U_J}{R_{sh}}$ può essere trascurato in quanto sarà molto minore del termine I , ottenendo, sostituendo nell'equazione (5):

$$U_J = \frac{1}{A} \cdot \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) \quad (7)$$

Sostituendo nell'equazione (3) si ottiene:

$$U = \frac{1}{A} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - R_s \cdot I \quad (8)$$

Da cui si ottiene:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot (e^{A \cdot (U + R_s I)} - 1) \quad (9)$$

In Figura 3-2 è mostrato la curva che si ottiene utilizzando le equazioni (8) e (9) e ha il nome di “caratteristica I-V”. Per la curva a) sono trascurati gli effetti della R_s (considerata un cortocircuito) e della R_{sh} (considerata un circuito aperto). Nella curva b), invece, viene trascurato solo l’effetto della R_{sh} , ma viene considerata la R_s . Questo provoca una riduzione della tensione U ai capi dei terminali della cella.

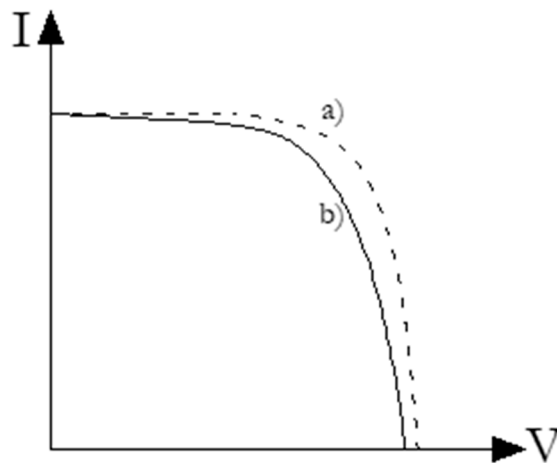


Figura 3-2: Caratteristica I-V di una cella fotovoltaica, trascurando gli effetti di R_s e R_{sh} (curva a)) e di R_{sh} (curva b)) [16]

In Figura 3-3 la curva denominata b) è ricavata trascurando il termine $\frac{U_J}{R_{sh}}$, come fatto nel procedimento precedente in cui sono state ricavate (8) e (9). La curva c) invece è ricavata tenendo conto anche del termine $\frac{U_J}{R_{sh}}$, e quindi di tutti i parametri del circuito equivalente. Il termine $\frac{U_J}{R_{sh}}$ comporta una riduzione della corrente ai capi del modulo.

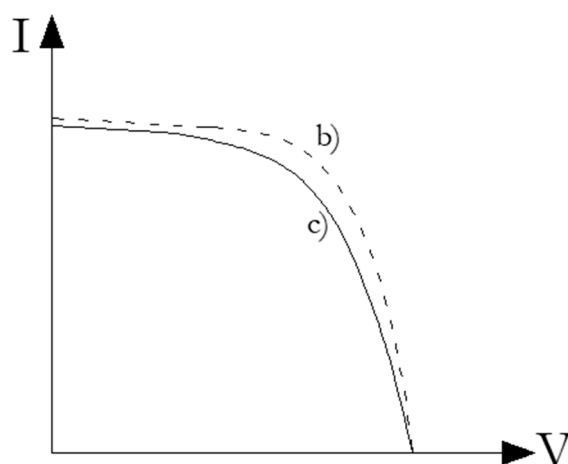


Figura 3-3: Caratteristica I-V di una cella fotovoltaica, trascurando gli effetti di R_{sh} (curva b)) e tenendo conto sia di R_s che di R_{sh} (curva c)) [16]

Esistono 3 punti che sono particolarmente indicativi della caratteristica I-V e sono:

- Punto a circuito aperto, che si verifica quando $I = 0$ e $U = V_{OC}$;
- Punto di corto circuito, che si verifica quando $I = I_{SC}$ e $U = 0$;
- Punto di massima potenza, che si verifica quando $I = I_M$ e $U = V_M$

In Figura 3-4 sono mostrati, sulla caratteristica I-V questi 3 punti.

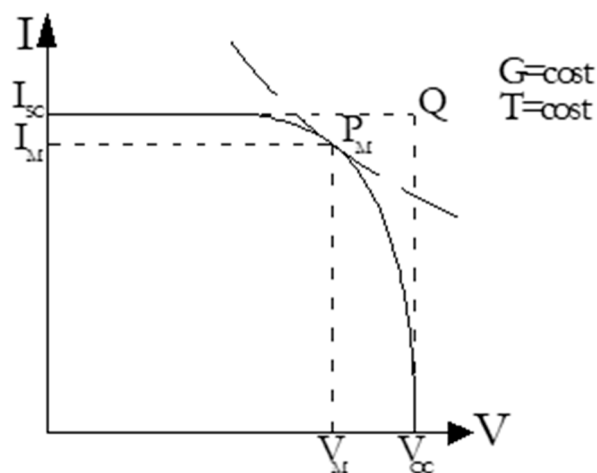


Figura 3-4: Punti a circuito aperto, a cortocircuito e di massima potenza [16]

In Figura 3-2, Figura 3-3 e Figura 3-4 è rappresentata la caratteristica I-V tipica di una cella fotovoltaica ottenute con l'ipotesi di mantenere l'irradianza G e la temperatura T della cella costanti.

Utilizzando questi punti, è possibile definire il *Fill Factor FF* come:

$$FF = \frac{V_M \cdot I_M}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (10)$$

Valori tipici di FF sono 0,7-0,8 per celle in silicio cristallino c-Si , 0,5-0,6 per celle in silicio amorfo a-Si

3.1.3 Dipendenza dall'irradianza e dalla temperatura

Nelle Figura 3-5 e Figura 3-6 è mostrato l'effetto che le variazioni di irradianza e temperatura hanno sulla caratteristica I-V.

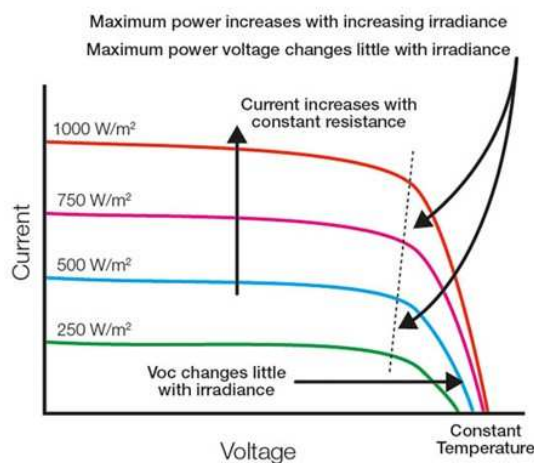


Figura 3-5: dipendenza della caratteristica I-V di una cella fotovoltaica dall'irradianza [16]

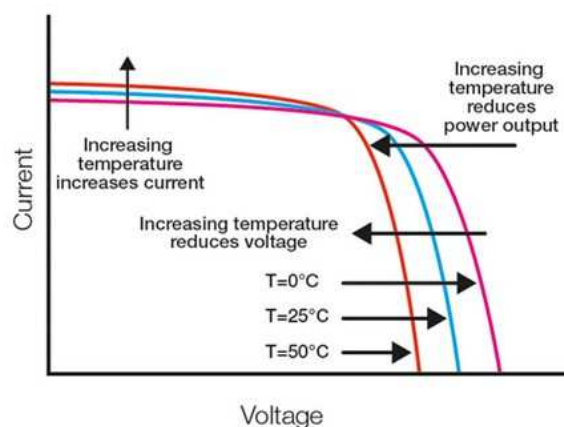


Figura 3-6: dipendenza della caratteristica I-V di una cella fotovoltaica dalla temperatura [16]

In generale, si considera che la I_{SC} sia dipendente soltanto dall'irradianza e indipendente dalla temperatura, dato che comporta variazioni limitate del parametro, e, per le stesse motivazioni, che la V_{OC} sia dipendente solo dalla temperatura e indipendente dall'irradianza

3.1.4 Potenza generata ed efficienza

In Figura 3-7: andamento della densità di corrente J , della densità di potenza P e dell'efficienza η_c . Figura 3-7 è riportato l'andamento tipico di:

- Densità di potenza p , definita come $p = \frac{P_u}{S}$, dove P_u è la potenza utile generata e S è la superficie della cella fotovoltaica.
- Densità di corrente J , definita come $J = \frac{I}{S}$, dove I è la corrente che genera la cella fotovoltaica e S è la sua superficie.
- Efficienza η_c , definita come $\eta_c = \frac{P_{max}}{P_i}$, dove P_{max} è la potenza massima che la cella è in grado di generare e $P_i = G \cdot A$ è l'irradianza incidente sulla superficie A della cella. L'efficienza delle celle disponibili sul mercato può raggiungere valori di circa il 23% ed è influenzata da fenomeni di riflessione e mascheramento della cella, un eccesso di energia o una bassa energia dei fotoni incidenti sulla cella, dissipazione di energia su componenti resistive interne al modulo.

Si nota che l'andamento della densità di potenza e dell'efficienza sono gli stessi, in quanto, in condizioni di irradianza e temperatura costante con il quale è valido il grafico, P_i è costante e quindi η_c avrà lo stesso andamento di P_u

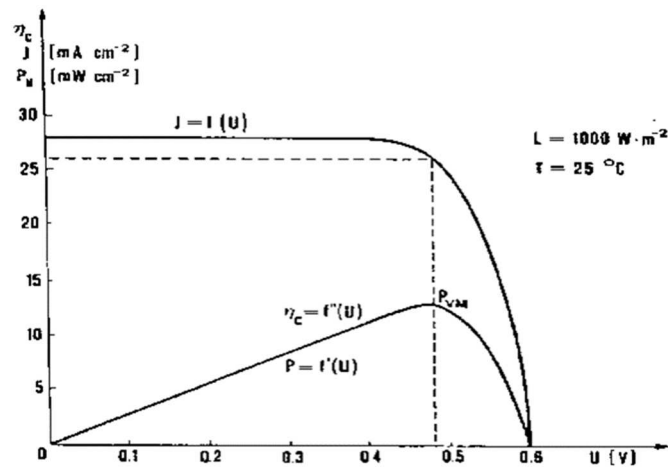


Figura 3-7: andamento della densità di corrente J , della densità di potenza P e dell'efficienza η_c [16]

3.1.5 Connessione in serie e in parallelo di dispositivi fotovoltaici

La necessità di collegare più celle in serie o in parallelo deriva dal fatto che la tensione e la corrente che si generano sono piccole rispetto a molte applicazioni reali in cui potrebbero trovarsi a funzionare. In particolare, valori tipici di tensione generata da una cella in condizioni ottimali di irradianza sono $U \approx 0,5 \div 0,6 V$. Valori tipici di corrente, invece, sono $I_{SC} \approx 25 \div 35 \frac{mA}{cm^2}$

3.1.5.1 Connessione in serie

Collegando più celle fotovoltaiche in serie tra loro si crea una stringa. Lo scopo di questa operazione è di aumentare la tensione del generatore fotovoltaico, in quanto la tensione ai capi della stringa è la somma delle tensioni di ogni cella che la compone. Si ha quindi che la tensione della stringa vale:

$$U_{OC,serie} = \sum_{i=1}^{N_c} U_{OC,i} \quad (11)$$

Dove N_C è il numero di celle in serie che compongono la stringa.

La corrente generata dalla stringa corrispondente alla minima tra le correnti che ogni cella può generare nelle determinate condizioni in cui si trova.

$$I_{SC,serie} = (I_{SC,i})_{min} \quad (12)$$

Dove $I_{SC,i}$ è la corrente di corto circuito generata dalla i -esima cella.

Risulta problematico, quando si effettua il collegamento in serie, il fenomeno del *mismatching* (o *mismatch*), ovvero della disomogenità del comportamento elettrico delle celle che compongono la stringa. Si può verificare per difetti in fase di produzione delle celle o per diverse condizioni operative, di una o più celle rispetto alle altre che compongono la stringa. Con diverse condizioni operative si intende che la cella sia soggetta a *mismatching* poiché è in condizioni di irraggiamento o di temperatura diversa dalle altre, a causa, per esempio, di ombreggiamento.

Nel caso che la corrente assorbita dal carico sia più grande della I_{SC} della cella soggetta a *mismatching*, questa cella è sottoposta ad una tensione inversa e funzionerà da carico, dissipando energia. La potenza massima che la stringa può produrre risulta quindi minore. Inoltre, la cella soggetta a *mismatching*:

- Si trova a dissipare una quantità elevata di calore, che può portare la cella a surriscaldarsi, portando anche alla rottura della cella (Hot Spot).
- Si trova sottoposta ad una tensione inversa, che può portare alla rottura immediata e irreversibile della cella se questa tensione inversa, pari a $(N_S - 1) \cdot U$, supera la tensione di breakdown inversa della cella, solitamente compresa tra -20V e -30V ($(N_S - 1)$ è il numero di celle non soggette a *mismatching* e U è la tensione ai capi di una cella).

Il problema del *mismatching* può essere risolto inserendo un *diodo di bypass* in parallelo alle celle. Il *diodo di bypass* permette di evitare che le celle possano funzionare da carico, dissipando energia e limitando la corrente di corto circuito della stringa a quella della cella con caratteristica I-V peggiore, con rischio di rottura della cella stessa.

In caso di mismatching, la corrente delle celle con caratteristica I-V migliore potrà circolare attraverso il diodo di bypass. Solo la cella soggetta a mismatching viene esclusa e non contribuisce alla potenza generata dalla stringa, permettendo comunque una produzione maggiore e non più limitata dalla cella ombreggiata.

In applicazioni reali, di solito non viene utilizzato un *diodo di bypass* per ogni cella in quanto sarebbe una soluzione molto costosa, è si preferisce collegare il *diodo di bypass* in parallelo a un gruppo di celle in serie.

3.1.5.2 Connessione in parallelo

Si collegano in parallelo delle celle fotovoltaiche per aumentare la corrente che il generatore fotovoltaico è in grado di generare. Si ha quindi che la corrente di corto circuito del parallelo di celle vale:

$$I_{SC,parallelo} = \sum_{i=1}^{N_p} I_{SC,i} \quad (13)$$

Dove N_p è il numero di celle in parallelo.

La tensione a circuito aperto del parallelo corrisponde alla minima tra le tensioni a circuito aperto di ogni cella, nelle determinate condizioni in cui si trova.

$$V_{OC,parallelo} = (V_{OC,i})_{min} \quad (14)$$

Dove $V_{OC,i}$ è la tensione a circuito aperto generata dalla i -esima cella.

In caso di mismatching, la cella soggetta a questa condizione si troverà nella condizione di avere una tensione ai propri capi minore rispetto a quella delle altre celle. Questo provoca che tale cella si comporti come un carico in parallelo al generatore fotovoltaico. Nel caso che il parallelo delle celle sia a circuito aperto, ovvero non sia collegato a nessun carico, la cella soggetta a mismatching dovrà assorbire l'intera energia generata dalle altre celle. Questa condizione può portare al surriscaldamento della cella e alla sua rottura per Hot Spot.

Questo problema può essere risolto utilizzando dei *diodi di blocco*, uno per ogni ramo del parallelo, come mostrato in Figura 3-8. *Il diodo di blocco* non può essere posto in serie ad una singola cella, in quanto la caduta di tensione su un diodo è dello stesso ordine di grandezza della tensione a circuito aperto della cella. Può essere usato per eseguire il parallelo di stringhe di celle in serie.

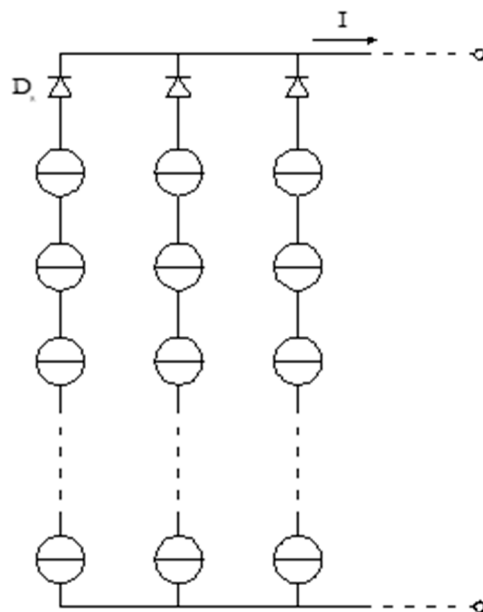


Figura 3-8: diodo di blocco per la protezione di stringhe in parallelo [16]

3.2 Modulo fotovoltaico

Un modulo fotovoltaico è composto dalla serie (o parallelo) di un certo numero di celle fotovoltaiche. Sono racchiuse ermeticamente tra due pannelli piani, uno anteriore trasparente alla luce e uno posteriore in vetro o tedlar. Una resina siliconica, EVA, avvolge le celle e salda fra loro i due pannelli piani.

Sul retro del modulo si trova il *junction box* (scatola di connessione), dove sono inseriti i diodi di protezione e i morsetti per il collegamento del modulo. Attualmente sono molto utilizzate *junction box* stagne, con i cavi per il collegamento che escono e che sono equipaggiati con connettori ad innesto rapido MC4.

In generale, tutti i moduli fotovoltaici che vengono usati in impianti per servizio in parallelo alla rete, devono avere le parti attive isolate in *classe II*, anche detto *doppio isolamento*, in modo da avere una protezione combinata contro i contatti diretti e indiretti.

Essendo un modulo composto da celle connesse in serie e/o in parallelo, la sua caratteristica I-V è simile a quella di una cella, con valori più grandi, che sono conseguenti alle varie connessioni delle celle, come detto nelle sezioni 3.1.5.1 e 3.1.5.2.

3.2.1 Rendimento di un modulo fotovoltaico

Il rendimento globale di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto tra la potenza massima che il modulo è in grado di generare P_m e la potenza incidente P_s sul modulo. Data una certa irradianza G , è possibile calcolare la potenza incidente P_s sul modulo con una superficie frontale A utilizzando la seguente equazione:

$$P_s = G \cdot A \quad (15)$$

e il rendimento globale come:

$$\eta_G = \frac{P_m}{P_s} = \frac{P_m}{G \cdot A} \quad (16)$$

che può anche essere espresso come il prodotto di rendimenti parziali:

$$\eta_G = \eta_p \cdot \eta_{EC} \cdot \eta_{IM} \quad (17)$$

dove:

- η_p è il rendimento di riempimento, che tiene conto che non tutta la superficie irradiata è utile alla conversione di energia, ma solo la superficie occupata dalle celle. Tra le celle, infatti, sono presenti delle superfici in EVA che non partecipano alla conversione. Un valore tipico di questo rendimento è 85%;

-
- η_{EC} è rendimento di incapsulamento, tiene conto di diversi fenomeni, quali il rendimento di conversione della cella senza vetro di copertura e senza resina incapsulante, l'efficienza del vetro e della resina, perdite dovute a mismatch e dissipazione sulle connessioni;
 - η_{IM} tiene conto che l'irradianza non è omogenea su tutte le celle del modulo. Un valore tipico è 98% .

3.2.2 Diodi di protezione

Come già detto precedentemente nelle sezioni Connessione in serie e Connessione in parallelo, nel caso di connessione in serie e parallelo di celle fotovoltaiche è necessario includere dei dispositivi di protezione per garantire che le celle non subiscano danni a causa di mismatch. Lo stesso discorso è valido anche per i moduli, in quanto si tratta di celle connesse in serie e/o parallelo.

Generalmente, i moduli in commercio hanno 3 diodi di bypass: questi dispositivi servono a proteggere gruppi di celle all'interno del modulo da fenomeni di mismatch.

Nel caso di connessione in parallelo di moduli, per evitare i problemi dovuti al mismatching, si inserisce un diodo di blocco in serie al modulo. Nel caso si effettui il parallelo di stringhe di moduli in serie, è sufficiente un solo diodo di blocco per ogni stringa. Nel caso di mismatch di un modulo, il diodo di blocco impedisce che il modulo o l'intera stringa assorbano potenza dagli altri rami del parallelo.

3.2.3 Connessione con un carico

Il punto di lavoro nel quale funzionerà un modulo (o una stringa di moduli) si ottiene dall'intersezione della caratteristica I-V del modulo e della curva del carico, come è mostrato, per esempio, in Figura 3-9.

Se l'intersezione avviene nel tratto compreso tra l'asse I e il punto P_M , il comportamento del modulo è approssimabile a quello di un generatore ideale di corrente; se avviene nel tratto compreso tra P_M e l'asse V, il comportamento del modulo è approssimabile a un generatore ideale di tensione. Il punto P_M è il punto in cui il modulo genera la potenza massima.

La potenza che il modulo è in grado di generare è dipendente dal carico a cui è collegato, in quanto è determinata dalla sua intersezione con la caratteristica I-V,

che a sua può subire variazioni in funzione alle condizioni di irradianza e temperatura a cui è sottoposto.

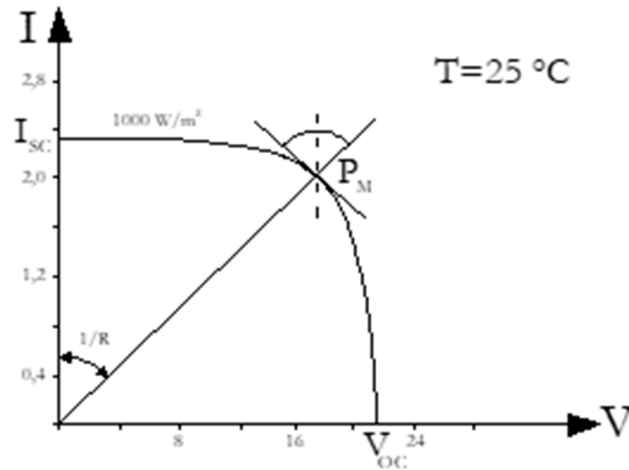


Figura 3-9: esempio di intersezione della caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico e di una curva di carico. [16]

Nelle figure seguenti è mostrato lo spostamento del punto a potenza massima in funzione della temperatura e dell'irradianza.

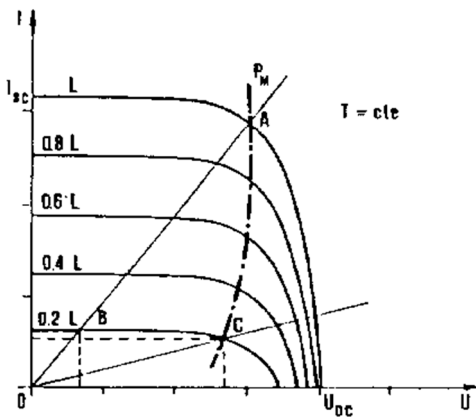


Figura 3-10: variazione del punto a potenza massima in funzione dell'irradianza [16]

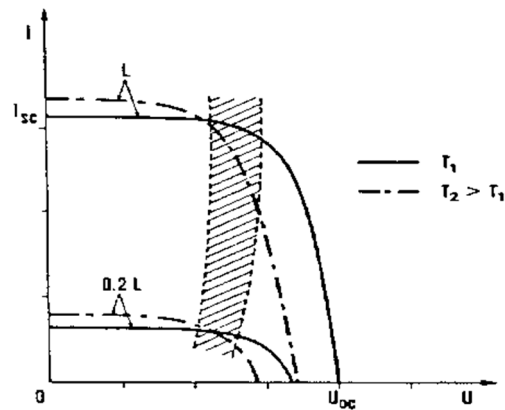


Figura 3-11: variazione del punto a potenza massima in funzione della temperatura delle celle [16]

In Figura 3-10: variazione del punto a potenza massima in funzione dell'irradianza si può osservare come il punto di massima potenza si sposta su una

curva, diminuendo al diminuire dell'irradianza e spostandosi dal punto A al punto C. La curva di carico rimane costante e nel caso di irradianza massima, interseca la caratteristica I-V nel punto di massima potenza. Al diminuire dell'irradianza, l'intersezione si sposta lungo il tratto compreso tra A e l'asse I, e, di conseguenza, la potenza generata non è ottimale.

Analogamente, in Figura 3-11, è mostrato lo spostamento del punto di massima potenza al variare della temperatura di cella. Il punto di massima potenza, in questo caso diventa un'area in cui è preferibile lavorare.

Per essere in grado di sfruttare al massimo un modulo fotovoltaico, generando la potenza massima possibile in determinate condizioni, non è possibile utilizzare un carico fisso o casuale. Per questo si utilizzano dei dispositivi, solitamente presenti negli inverter che vengono utilizzati negli impianti fotovoltaici, chiamati Maximum Power Point Tracker o MPPT. Si tratta di dispositivi elettronici che simulano un carico ai capi del modulo, in grado di variare in modo che sia sempre il carico ottimale per ottenere la potenza massima possibile, al variare di irradianza e temperatura delle celle.

3.3 Condizioni di prova

3.3.1 Condizioni di riferimento (STC)

Le caratteristiche dei moduli sono riferite alle condizioni STC (Standard Test Condition), come definite dallo standard IEC/EN60904:

- Irradianza $G = 1000 \frac{W}{m^2}$
- Massa d'aria $AM = 1,5$
- Temperatura della cella $T_C = 25^\circ C$

3.3.2 Calcolo della temperatura di cella

La temperatura nominale di lavoro della cella NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) è la temperatura d'equilibrio delle celle di un modulo, posto al sole, in condizione ambientali normalizzate e definite dalla CEI EN 60904-3:

- Irradianza $G = 1000 \frac{W}{m^2}$

- Velocità del vento $u_w = 1 \frac{m}{s}$
- Temperatura ambiente $T_a = 20^\circ C$

Si tratta di un parametro che viene fornito dal costruttore del modulo, che varia tra i $40^\circ C$ e i $50^\circ C$. Conoscendo questo valore, è possibile calcolarsi la temperatura delle celle T_c in qualsiasi condizione di irradianza G e temperature ambiente T_a usando l'equazione:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{0.8} \cdot G \quad (18)$$

La procedura, consigliata dalla CEI EN 60904-5 (CEI 82-10) per moduli con celle in silicio cristallino, per determinare la temperatura interna di funzionamento ECT, prevede l'utilizzo della seguente equazione:

$$ECT = T_{aintfunz} = \frac{A_1 + A_2 \cdot 273}{1 - A_2} \quad (19)$$

con:

$$A_1 = T_{STC} + \frac{V_{OC(STC)} - V_{OC(mis)}}{\beta} \quad (20)$$

e

$$A_2 = \frac{\frac{A \cdot k}{q} \cdot N_S \cdot \ln\left(\frac{G_{STC}}{G_{mis}}\right)}{\beta} \quad (21)$$

Dove:

- A_1 esprime la dipendenza di V_{OC} dalla temperatura;
- A_2 esprime la dipendenza di V_{OC} dall'irradianza;
- A è un fattore di qualità del diodo;
- q è la carica elementare dell'elettrone, pari a $1,6 \cdot 10^{-19} A \cdot s$;

- N_S è il numero di celle in serie;
- $V_{OC(STC)}$ e $V_{OC(mis)}$ sono la tensione a circuito aperto in condizioni STC e misurata, rispettivamente;
- G_{STC} e G_{mis} sono l'irradianza nelle condizioni STC e nelle condizioni in cui è stata effettuata la misura;
- β è il coefficiente termico.

Questo metodo è utilizzabile soltanto nel caso in cui l'irradianza a cui si effettua la misura G_{mis} sia superiore a $200 \frac{W}{m^2}$. Al di sotto di questo valore, il coefficiente β varia molto e non può essere considerato costante.

Siccome la variazione della V_{OC} dall'irradianza è trascurabile, specialmente per valori di irradianza superiori a $200 \frac{W}{m^2}$, valore sopra il quale è possibile effettuare la prova, il termine A_2 è anch'esso trascurabile. L'equazione per il calcolo della ECT diventa:

$$ECT = T_{aintfunz} = A_1 = T_{STC} + \frac{V_{OC(STC)} - V_{OC(mis)}}{\beta} \quad (22)$$

È comunque possibile mantenere il termine correttivo A_2 .

3.4 Dipendenza dei parametri di cella da temperatura e irradianza

3.4.1 Corrente di corto circuito I_{sc}

La corrente di corto circuito I_{SC} , in condizioni di irradianza G , espressa in $\left[\frac{W}{m^2}\right]$, e temperatura delle celle T_C , espresso in $[^\circ C]$, può essere calcolata con la seguente formula:

$$I_{SC}(G, T_C) = I_{SC}(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \alpha_{I_{SC}} \cdot \Delta T) \quad (23)$$

Dove $\Delta T = T_C - 25^\circ C$ e gli altri termini sono parametri forniti dal costruttore e presenti nel datasheet del modulo, e rappresentano:

- $I_{SC}(STC)$ è la corrente di corto circuito nelle condizioni di riferimento STC;
- $\alpha_{I_{SC}}$ è il coefficiente di temperatura della corrente di corto circuito, espresso in $\left[\frac{\%}{^\circ C}\right]$.

In alcuni casi, $\alpha_{I_{SC}}$ viene espresso in $\left[\frac{A}{^\circ C}\right]$. Il coefficiente può essere facilmente convertito con la seguente equazione:

$$\alpha_{I_{SC}} \left[\frac{A}{^\circ C}\right] = \frac{I_{SC}(STC)[A]}{100} \cdot \alpha_{I_{SC}} \left[\frac{\%}{^\circ C}\right] \quad (24)$$

3.4.2 Tensione a circuito aperto V_{OC}

La tensione a circuito aperto V_{OC} , in condizioni di irradianza G , espressa in $\left[\frac{W}{m^2}\right]$, può essere calcolata con la seguente formula:

$$V_{OC}(T_C) = V_{OC}(STC) \cdot (1 + \beta_{V_{OC}} \cdot \Delta T) \quad (25)$$

Dove $\Delta T = T_C - 25^\circ C$ e gli altri termini sono parametri forniti dal costruttore e presenti nel datasheet del modulo, e rappresentano:

- $V_{OC}(STC)$ è la tensione a circuito aperto nelle condizioni di riferimento STC;
- $\beta_{V_{OC}}$ è il coefficiente di temperatura della tensione a circuito aperto, espresso in $\left[\frac{\%}{^\circ C}\right]$.

In alcuni casi, $\beta_{V_{OC}}$ viene espresso in $\left[\frac{V}{^\circ C}\right]$. Il coefficiente può essere facilmente convertito con la seguente equazione:

$$\beta_{V_{oc}} \left[\frac{V}{^{\circ}C} \right] = \frac{V_{oc}(STC)[V]}{100} \cdot \beta_{V_{oc}} \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right] \quad (26)$$

3.4.3 Potenza massima P_m

La Potenza P_m , in condizioni di irradianza G , espressa in $\left[\frac{W}{m^2} \right]$, e temperatura delle celle T_c , espresso in $[^{\circ}C]$, può essere calcolata con la seguente formula:

$$P_m(G, T_c) = P_m(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \gamma_{P_m} \cdot \Delta T) \quad (27)$$

Dove $\Delta T = T_c - 25^{\circ}C$ e gli altri termini sono parametri forniti dal costruttore e presenti nel datasheet del modulo, e rappresentano:

- $P_m(STC)$ è la potenza nelle condizioni di riferimento STC;
- γ_{P_m} è il coefficiente di temperatura della potenza, espresso in $\left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right]$.

In alcuni casi, $\alpha_{I_{sc}}$ viene espresso in $\left[\frac{W}{^{\circ}C} \right]$. Il coefficiente può essere facilmente convertito con la seguente equazione:

$$\gamma_{P_m} \left[\frac{W}{^{\circ}C} \right] = \frac{P_m(STC)[W]}{100} \cdot \gamma_{P_m} \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right] \quad (28)$$

3.4.4 Rendimento η_c del modulo

Ricordando che il rendimento η_c di una cella fotovoltaica è il rapporto tra la potenza e la radiazione incidente sulla sua superficie, è possibile esprimere tale rendimento in condizioni di irradianza G , espressa in $\left[\frac{W}{m^2} \right]$, e temperatura delle celle T_c , espresso in $[^{\circ}C]$, con la seguente equazione:

$$\eta_c(G, T_C) = \frac{P_m(G, T_C)}{G \cdot A} = \frac{P_m(STC)}{1000 \cdot A} \cdot (1 + \gamma_{P_m} \cdot \Delta T) \quad (29)$$

Dove $\Delta T = T_C - 25^\circ C$ e gli altri termini sono parametri forniti dal costruttore e presenti nel datasheet del modulo, e rappresentano:

- $P_m(STC)$ è la potenza nelle condizioni di riferimento STC;
- γ_{P_m} è il coefficiente di temperatura della potenza, espresso in $\left[\frac{\%}{^\circ C}\right]$.

4 Analisi delle performance dei moduli fotovoltaici

4.1 Misura della curva caratteristica I-V

Nel seguente capitolo si analizzerà la misura della caratteristica I-V dei moduli. Questa prova viene eseguita al fine di valutare le prestazioni dei moduli, che è utile per valutare lo stato di salute dei moduli. La misura viene usata utilizzando il metodo di misura del transitorio di carica di un condensatore.

4.1.1 Metodo di misura del transitorio di carica di un condensatore

Questo metodo prevede di misurare il transitorio di carica di un condensatore, che viene caricato dal modulo fotovoltaico in esame. Il modulo è in posizione esposta al sole ed è collegato ad un condensatore che è inizialmente scarico. Quando il circuito viene chiuso, l'energia generata dal modulo andrà a caricare il condensatore.

All'inizio della misura, quando il condensatore è scarico, il modulo lavora in condizioni di corto circuito. Alla fine, quando il condensatore è completamente carico, il modulo lavora in condizioni di circuito aperto. Acquisendo gli andamenti di tensione e corrente si ottiene la curva I-V.

Per la prova vengono misurate la tensione ai capi del modulo e la corrente che carica il condensatore, oltre ad altre grandezze che servono a stabilire le condizioni in cui è stata eseguita la prova, quali la temperatura dell'aria e delle celle del modulo fotovoltaico e l'irradianza solare a cui è sottoposto il modulo. Il risultato della misura, infatti, è dipendente da queste grandezze [17].

4.1.2 Sistema di misura

Di seguito viene descritta la strumentazione che compone il sistema di misura che viene utilizzato per misurare la caratteristica I-V dei moduli fotovoltaici.

Il circuito di misura è illustrato in Figura 4-1

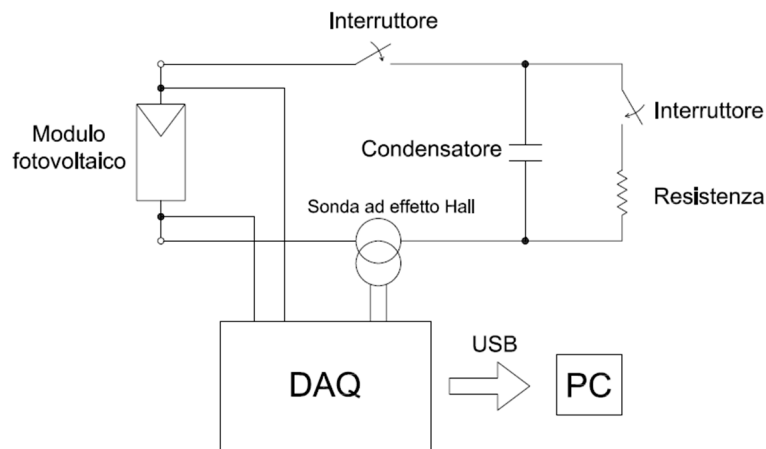


Figura 4-1: Circuito utilizzato per la misura della caratteristica I-V dei moduli fotovoltaici

Viene usato il metodo della carica di un condensatore. Questo metodo prevede di collegare il generatore fotovoltaico ad un condensatore scarico e misurare la tensione e la corrente, oltre ad altre grandezze quali la temperatura dell'aria, la temperatura delle celle del modulo e l'irradianza.

È presente una resistenza di scarica, utilizzata per scaricare il condensatore dopo che questo è stato caricato, durante la misura, dal modulo fotovoltaico. Utilizzando i 2 interruttori, è possibile inserire o disinserire la resistenza e il modulo fotovoltaico in modo da aprire e chiudere i circuiti di carica e scarica del condensatore manualmente.

La tensione è misurata direttamente sui morsetti del modulo fotovoltaico utilizzando una sonda differenziale di tensione "Sapphire SI9002", mostrata in Figura 4-2

La corrente è misurata utilizzando 2 sonde di corrente ad effetto Hall, in particolare sono "DC/AC LEM-HEME PR30" da 30 Apk, mostrata in Figura 4-3



Figura 4-2: sonda differenziale di tensione “Sapphire SI9002”



Figura 4-3: sonda di corrente DC/AC LEM-HEME PR30

La temperatura delle celle fotovoltaiche è misurata utilizzando un sensore Pt-100. È connesso alla superficie posteriore del modulo, a contatto con esso in modo da scambiare calore con il modulo e stabilire la temperatura del modulo.

Per la temperatura dell'aria viene usato un termostato.



Figura 4-4: Strumento per la misura della temperatura delle celle del modulo



Figura 4-5: Termostato per la misura della temperatura dell'aria.

L'irradianza è misurata utilizzando un piranometro, che misura la radiazione globale (radiazione diretta, radiazione diffusa e radiazione riflessa) e che genera un

segnale elettrico proporzionale all'irradianza, che viene visualizzato usando un multimetro. Viene inoltre usata una cella fotovoltaica di misura e la tensione generata viene visualizzata su un multimetro e, conoscendone i parametri, è possibile ricavare l'irradianza. Per misurare l'irradianza perpendicolare al modulo fotovoltaico, il piranometro e la cella fotovoltaica di misura sono posizionati paralleli al modulo. Gli strumenti sono montati quindi su una staffa metallica che, a sua volta, è attaccata al modulo su cui si effettuano le misure.



Figura 4-6: Piranometro per la misura dell'irradianza.



Figura 4-7: cella fotovoltaica per la misura dell'irradianza.

Il condensatore è di tipo elettrolitico ed ha una capacità di 10 mF. È inserito, insieme agli interruttori e alla resistenza di scarica, in un contenitore unico. Viene usato un alimentatore, che applica una tensione negativa al condensatore, per assicurarsi che sia completamente scarico.

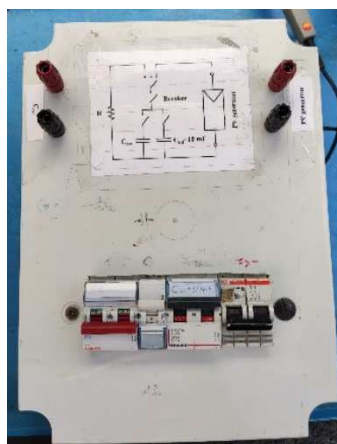


Figura 4-8: contenitore in cui è inserito il condensatore, la resistenza e gli interruttori

Il convertitore analogico/digitale usato per acquisire le misure è il DAQ “NI USB-6251 BNC”, che ha una risoluzione di 16bit e una frequenza di campionamento di 1,25 MSa/s. Viene usato per acquisire le misure di tensione e corrente e convertire il segnale analogico degli strumenti in un segnale digitale che sarà mandato successivamente ad un PC.



Figura 4-9: NI USB-6251 BNC usato per l'acquisizione dei dati

I dati delle misure di tensione e corrente sono visualizzati su PC utilizzando un software Labview, che memorizza e mostra in forma di grafici gli andamenti delle misure. È presente un pulsante per il comando di inizio acquisizione ed è possibile indicare la durata dell'acquisizione, in modo da effettuare le misure soltanto durante il periodo di carica del condensatore. In Figura 4-10 è mostrata l'interfaccia Labview, in cui si può osservare il risultato di una prova di carica del condensatore e i parametri che è necessario inserire.

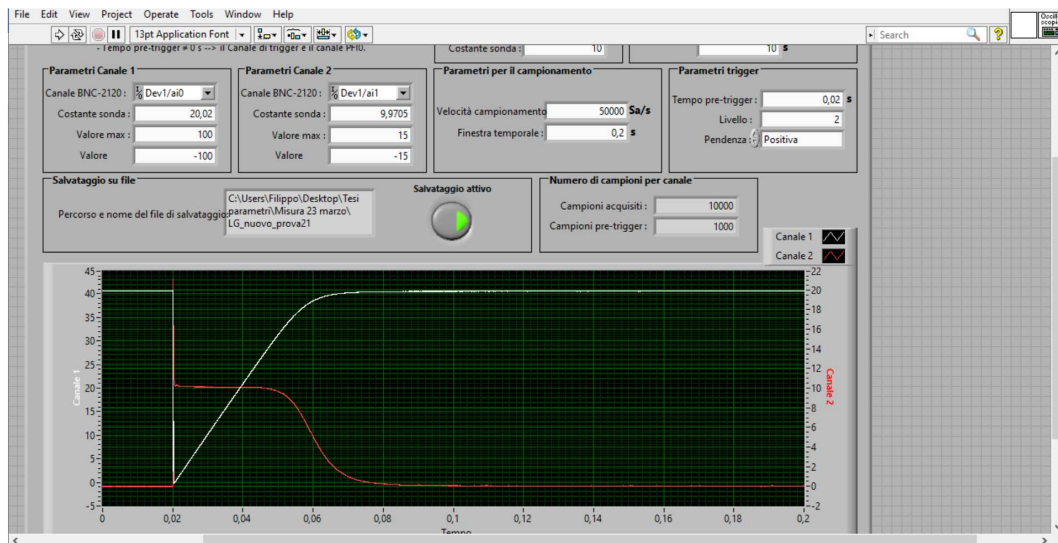


Figura 4-10: esempio di risultato di una prova, visualizzato nell'interfaccia Labview.

4.1.2.1 Incertezza di misura delle misure

Le incertezze di misura degli strumenti che sono usati per effettuare le prove di misura della curva caratteristica I-V sono:

- La misura della V_{OC} ha incertezza relativa percentuale pari a $\pm 0,1\%$;
- la misura della I_{SC} ha incertezza relativa percentuale pari a $\pm 1\%$;
- la misura della temperatura delle celle ha incertezza assoluta pari a $\pm 2^{\circ}C$;
- la misura dell'irradianza, effettuata con il piranometro, ha incertezza assoluta pari a $\pm 20 \frac{W}{m^2}$;
- la potenza ha un incertezza relativa percentuale pari a $\pm 1\%$; [17]

4.1.3 Riporto della curva caratteristica I-V in condizioni STC

Per poter confrontare le misurazioni effettuate con i dati di targa del modulo è necessario riportarle alle condizioni STC, nel quale sono espresse le informazioni sul datasheet. Le misurazioni, invece, vengono effettuate in condizioni differenti dipendenti per quanto riguarda irraggiamento e temperatura delle celle. Nella CEI EN 60891 (CEI 92-5) sono riportate tre procedure per il riporto delle misurazioni alle condizioni STC. A seguito è riportato uno di questi metodi, quello empirico.

A partire da una coppia di valori, acquisiti nello stesso momento, di tensione e corrente V_{mis} e I_{mis} , in condizioni di irraggiamento G_{reale} e temperatura delle celle $T_{intfunz}$ qualsiasi, il riporto in condizioni STC viene eseguito con le seguenti equazioni:

$$I_{corr} = I_{mis} + I_{SC,mis} \cdot \left(\frac{G_{STC}}{G_{reale}} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_{STC} - T_{intfunz}) \quad (30)$$

$$V_{corr} = V_{mis} - R_S \cdot (I_{corr} - I_{mis}) - k \cdot I_{corr} \cdot (T_{STC} - T_{intfunz}) + \beta \cdot (T_{STC} - T_{intfunz}) \quad (31)$$

Dove:

- I_{corr} è il valore della corrente, riportato in condizioni STC a partire dalle condizioni in cui sono state eseguite le misure;
- V_{corr} è il valore della tensione, riportato in condizioni STC a partire dalle condizioni in cui sono state eseguite le misure;
- I_{mis} è il valore di corrente misurato;
- V_{mis} è il valore di tensione misurato;
- G_{reale} è il valore di irradianza misurato, al quale era esposto il modulo nel momento in cui è stata effettuata la misura;
- $T_{intfunz}$ è il valore di temperatura delle celle misurato direttamente, nel quale si trovavano le celle del modulo nel momento in cui è stata effettuata la misura;
- $G_{STC} = 1000 \frac{W}{m^2}$ è il valore d'irradianza delle condizioni STC, in cui si intende riportare le misure;
- $T_{STC} = 25^\circ C$ è il valore di temperatura delle celle delle condizioni STC, in cui si intende riportare le misure;
- $I_{SC,mis}$ è la corrente di corto circuito misurata;
- α è il coefficiente termico della corrente di corto circuito, espresso in $\frac{A}{^\circ C}$;
- β è il coefficiente termico della tensione a vuoto, espresso in $\frac{V}{^\circ C}$;

- R_S è la resistenza serie del modulo su cui si è effettuata la misura;
- k è un fattore di correzione [16].

4.1.4 Determinazione di V_{oc} , I_{sc} e R_s

4.1.4.1 V_{oc}

La misura della V_{oc} viene eseguita prima che inizi il transitorio di carica del condensatore, quando il modulo è in condizione di circuito aperto e la corrente è nulla. L'acquisizione delle misure inizia qualche millisecondo prima che il condensatore venga collegato al modulo utilizzando l'interruttore, iniziandone quindi la carica. Il valore di V_{oc} viene calcolato facendo la media dei valori di tensione acquisiti in questo intervallo di tempo [16].

4.1.4.2 I_{sc}

La I_{sc} viene calcolata eseguendo un'interpolazione lineare delle coppie di valori di corrente-tensione misurati che hanno tensione compresa tra 0% e 30% della tensione a circuito aperto V_{oc} . In questo intervallo di valori, la curva I-V è approssimabile ad una retta.

La retta che si ottiene interpolando ha equazione $I = m \cdot V + I_{sc}$ ed è quasi orizzontale, con parametro m quasi nullo.

In Figura 4-11 è presente un esempio di retta interpolante per la determinazione della I_{sc} .

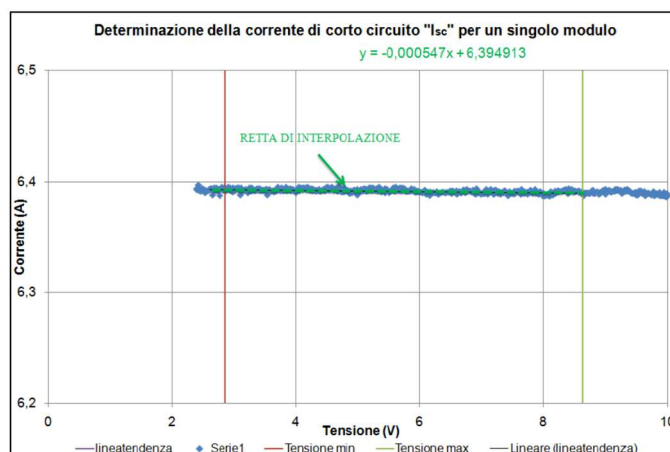


Figura 4-11: Esempio di retta interpolante per la determinazione della I_{sc} [16]

4.1.4.3 R_s

La R_s viene calcolata eseguendo un'interpolazione lineare delle coppie di valori di corrente-tensione misurati che hanno corrente compresa, solitamente, tra 0 A e 1 A.

Il valore della R_s è ottenuto facendo l'inverso del parametro m della retta interpolante [16].

4.2 Test di elettroluminescenza

Il test di elettroluminescenza viene usato per individuare difetti di produzione e fratture nei moduli fotovoltaici, che possono determinare delle riduzioni delle prestazioni di un modulo fotovoltaico.

I difetti che si possono individuare con questo metodo possono essersi creati:

- nella fase di produzione delle celle;
- nella fase di assemblaggio dei moduli;
- nella fase di trasporto e d'installazione;
- nelle fase di normale funzionamento, a causa di fenomeni atmosferici e errata manutenzione.

I difetti sono identificabili nelle foto di elettroluminescenza come zone meno illuminate di altre o zone completamente spente. Nel primo caso significa che la produzione di tali zone è più bassa rispetto alle altre zone più illuminate, mentre nel secondo caso potrebbero non partecipare alla produzione del modulo fotovoltaico. La presenza di queste zone poco luminose o spente spesso giustifica il calo di produzione di un modulo, in quanto le celle possono essere danneggiate [18].

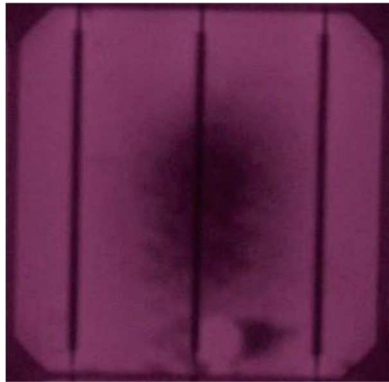


Figura 4-12: esempio di difetto creato in fase di costruzione [18]



Figura 4-13: esempio di difetto creato a seguito di un urto [18]

In Figura 4-12 è mostrato un esempio di un difetto che si è creato in fase di produzione della cella fotovoltaica.

In Figura 4-13 è mostrato un esempio di una frattura della cella fotovoltaica, che ha portato alcune zone a non partecipare alla produzione fotovoltaica, in quanto scollegate dal resto della cella.

4.2.1 Svolgimento del test di elettroluminescenza

Il test si basa sull'elettroluminescenza, cioè sulla proprietà che hanno alcuni materiali di emettere fotoni se percorsi da corrente elettrica. Infatti, gli elettroni vengono eccitati dalla corrente elettrica, passando dalla banda di valenza a quella di conduzione e liberando dei fotoni. La radiazione luminosa che ne risulta è nella lunghezza d'onda dell'infrarosso.

La prova viene eseguita in condizioni di irradianza nulla, per esempio di notte o in una stanza buia. In queste condizioni, il modulo si comporta come un diodo, come si può osservare dal circuito equivalente della cella fotovoltaica, mostrato precedentemente in Figura 3-1.

Per l'esecuzione della prova è necessario che il modulo in esame venga alimentato con polarizzazione diretta in modo che ci sia corrente elettrica che circola nel suo circuito, facendolo funzionare come carico elettrico invece che come generatore. Il modulo si comporta come un diodo, in quanto per la prova è posizionato in una stanza buia, e viene alimentato con una tensione che è circa la sua tensione a circuito aperto V_{OC} per permettere che la corrente circoli nelle celle.

La corrente può raggiungere al massimo il valore della corrente di corto circuito I_{SC} del modulo, ma solitamente viene limitata a metà I_{SC} . Vengono usati uno o più alimentatori, in base alla tensione e corrente che è necessario raggiungere.

Le immagini di elettroluminescenza sono realizzate usando delle apposite fotocamere, che hanno sensori, realizzati solitamente in silicio, in grado di intercettare la radiazione nell'infrarosso [18].

4.3 Misura della resistenza d'isolamento elettrico

Tra i test per l'analisi della degradazione dei moduli fotovoltaici hanno importanza anche i test che vanno a valutare l'integrità del modulo, andando a verificare se dispongono ancora delle caratteristiche di sicurezza necessarie all'utilizzo.

Il test della resistenza d'isolamento elettrico è un test che si effettua per verificare l'isolamento elettrico del circuito elettrico del modulo fotovoltaico rispetto alle parti conduttive che non appartengono al circuito elettrico del modulo, come il telaio metallico montato a lato degli stessi. Se queste parti andassero in tensione, si verificherebbe un problema di sicurezza per il personale che si trova ad operare con il modulo. Risulta quindi importante che sia verificato tale isolamento, soprattutto in caso di moduli che siano stati operativi per molti anni, in cui i materiali che compongono l'isolamento del circuito elettrico potrebbero essersi degradati o danneggiati.

Questa prova viene svolta in un luogo chiuso e prevede di cortocircuitare i terminali del modulo fotovoltaico su cui si esegue la prova, in modo da scaricare la carica residua del modulo. I terminali cortocircuitati e il telaio esterno del modulo vengono collegati ad un apposito strumento che effettuerà la prova. Lo strumento deve applicare ai suoi capi, e quindi tra terminali e telaio del modulo, una tensione che cresce di massimo $500 \frac{V}{s}$.

Per effettuare le prove, lo strumento che viene usato è il "Fluke 1507", mostrato in Figura 4-14



Figura 4-14: Fluke 1507 per la misura della resistenza d'isolamento

L'isolamento deve essere in grado di resistere ad una tensione di 1000V DC per la durata di 1 minuto. Lo strumento di misura si occupa di generare questa tensione ai suoi capi, che sono collegati tra i terminali e il telaio. Il requisito minimo per il successo della prova è che, durante questo periodo non si verifichino archi elettrici, che significherebbe che l'isolamento del modulo non è in grado di resistere a tale tensione o che è presente un guasto nell'isolamento.

La resistenza dell'isolamento viene misurata utilizzando lo stesso strumento e con una tensione superiore ai 500 V. Come definito nella IEEE 1262 e IEC 61215, per moduli con una superficie superiore a $0,1 \text{ m}^2$, la resistenza di isolamento deve rispettare la seguente condizione:

$$R_{iso} \geq \frac{40 \text{ M}\Omega}{A} \quad (32)$$

Dove:

- R_{iso} è la resistenza d'isolamento misurata;
- A è la superficie del modulo in esame, espressa in m^2 [19]

5 Programmable Logic Controllers (PLCs)

Un PLC (Programmable Logic Controller) è un sistema elettronico progettato per un ambiente industriale. In particolare, è un dispositivo che usa una memoria programmabile per conservare istruzioni create dall'utente ed è in grado di eseguire funzioni specifiche (calcoli, operazioni logiche, timer, contatori) e, quindi, controllare macchine o processi tramite segnali analogici o digitali.

Le componenti che compongono un PLC sono una CPU, un gruppo di terminali Input/Output (I/O) e un modulo di comunicazione che permette il caricamento del codice di programmazione nel dispositivo. I diversi modelli di PLC differiscono per caratteristiche quali:

- la potenza della CPU;
- il numero e tipologia di I/O disponibili;
- moduli di espansione aggiuntivi, che possono essere installati successivamente per aumentare le funzionalità del dispositivo (per esempio, moduli di comunicazione Ethernet o Wi-fi). Questi moduli possono essere preinstallati nei PLC.

Per quanto riguarda i moduli di espansione, ne esistono diverse tipologie e i più utilizzati sono i seguenti:

- moduli aggiuntivi I/O digitali;
- moduli aggiuntivi I/O analogici;
- moduli aggiuntivi per l'acquisizione di segnali ad alta frequenza;
- moduli aggiuntivi per la sicurezza funzionale (stop di emergenza, controllo della pressione, controllo di interruttori, ...);
- moduli aggiuntivi I/O distribuiti.

5.1 Caratteristiche dei PLC in commercio

Esistono diversi modelli di PLC in commercio, e si differenziano per potenza della CPU, numero di ingressi/uscite, funzioni speciali che sono in grado di eseguire, capacità di comunicare con altri sistemi. La scelta di un dispositivo viene fatta in base alla complessità del sistema che il controllore deve gestire.

I PLC sono disponibili in una versione base, composta dalla CPU, memoria, sistema di comunicazione e un numero limitato di I/O, solitamente non oltre i 60. A queste versioni base possono essere aggiunti, tramite i moduli d'espansione, degli I/O aggiuntivi (analogici, digitali, con funzioni speciali,...) o sistemi di comunicazione aggiuntivi fino ad un massimo che dipende dalla potenza della CPU installata nel modulo base, che determina quindi le potenzialità del controllore

Le versioni più semplici di PLC sono progettate per essere usati in automazioni semplici, che non richiedono funzioni particolari o una potenza di calcolo elevata. Esempi di applicazioni in cui sono preferibili i dispositivi più economici sono:

- l'automazione di piccoli macchinari;
- l'azionamento di sistemi di irrigazione, di pompe e di serre;
- l'automazione di sistemi di illuminazione;
- l'automazione di cancelli, sbarre e sistemi d'ingresso;
- l'automazione di sistemi di condizionamento.

Generalmente, i modelli di fascia più bassa hanno le seguenti caratteristiche:

- Sono programmabili soltanto con i linguaggi grafici Ladder e FBD, utilizzando software reperibile gratuitamente;
- Il numero di I/O per una versione base è 16 I/O, con possibilità di espansione fino ad un massimo di circa 40, a causa della limitata potenza di calcolo;
- Gli I/O sono relè e hanno tempo di risposta relativamente elevati, che va da 50 a 255 ms per gli ingressi e da 5 a 10 ms per le uscite;
- La memoria è fornita come numero di righe massimo in programmazione Ladder, con modelli che non vanno oltre le 250 righe con un tempo di esecuzione che varia tra i 6 e i 90 ms, in base alla lunghezza del programma.

-
- Il loro prezzo è basso (inferiore ai 200€) e anche il loro consumo (inferiore ai 6VA per una versione base senza espansioni.) [20].

I modelli più avanzati, invece, sono pensati per sistemi molto complessi, come macchine industriali che richiedono un controllore con alte prestazioni per funzioni di controllo di velocità, comunicazione.

Le caratteristiche tipiche per i modelli più avanzati sono:

- Possono essere programmati con tutti i linguaggi previsti dalla IEC 61131-3 (Ladder, instruction list, function block diagram, sequential function chart, structured text);
- Una versione base può avere fino a 46 I/O, ma possono essere espansi (e sono quindi in grado di gestire) più di 2000 I/O, con la possibilità di usare, oltre a quelli digitali, I/O analogici o per funzioni speciali, come lettura di sensori di temperatura, di velocità ad alta frequenza, controllo di posizione, controllo PID e altri sensori analogici.
- Gli ingressi sono a transistor.
- La memoria RAM può arrivare fino a 64 MB e la memoria flash fino a 128 MB per backup e programma, con possibilità di espansione tramite scheda di memoria SD.
- Possono avere un doppio processore, uno che si occupa dell'esecuzione del programma utente e uno che si occupa delle comunicazioni, in modo da avere prestazione costanti. Possono essere in grado di svolgere fino a 45000 operazioni booleane al ms.
- Supportano diversi standard di comunicazione per scambio dati con altri sistemi digitali o con I/O distribuiti.
- Il prezzo è molto elevato rispetto a un dispositivo di fascia bassa, e può arrivare fino a circa 2000€ e con consumi fino a circa 20W, per una versione base senza moduli di espansione [21].

Nella tabella seguente sono riassunte le caratteristiche tipiche di un PLC di fascia bassa e di uno avanzato.

<i>Caratteristica</i>	<i>Modello di fascia bassa</i>	<i>Modello avanzato</i>
Linguaggi di programmazione	Linguaggi grafici (Ladder, FBD)	Tutti i linguaggi previsti dalla IEC 61131-3
Tecnologia I/O	Relè	Transistor
Numero I/O	16 (base) - 40 (massimo)	46 (base) - >2000 (massimo)
Memoria	< 250 righe (Ladder)	RAM 64MB, Memoria Flash 128 MB
Tempo di esecuzione dei programmi	6 - 90 ms	45000 operazioni al ms
Consumo	≈ 6 VA (base)	≈ 20W
Prezzo	< 200€	< 2000€

Tabella 5-1: comparazione delle caratteristiche di PLC in commercio

5.2 Tipologie di terminali I/O

Gli I/O sono una delle parti principali del PLC. Gli input hanno il compito di acquisire segnali digitali o analogici, che saranno successivamente usati dalla CPU in base alla programmazione caricata sul PLC da parte dell'utente. Gli output invece, seguendo le istruzioni della CPU e della programmazione utente, generano segnali digitali o analogici che vengono usati come segnali di comando per le apparecchiature della macchina o del processo che il PLC deve gestire.

Esistono diversi tipi di I/O, e si classificano in base a:

- Tipologia del segnale acquisito: possono essere I/O digitali se possono essere usati per acquisire o generare segnali digitali e I/O analogici se possono essere usati per acquisire o generare segnali analogici.
- Tensione di utilizzo: gli I/O possono avere tensioni nominali differenti in base al modello del PLC. Le versioni più comuni sono dispositivi con tensione nominale pari a 24V DC, 24V AC e 230V AC e, solitamente, coincide con la tensione di alimentazione del PLC.
- Corrente nominale: possono avere diverse correnti nominali e correnti di spunto, anche se in generale le correnti ammesse sono limitate all'ordine di 1A, in quanto si tratta di connessioni di segnale e per poter mantenere limitato l'ingombro.

-
- Tecnologia: possono essere impiegati diversi tipologie di tecnologie per realizzare gli I/O, per esempio possono essere I/O a relè o a transistor, con logica source o sink.

5.3 Comunicazione

Un PLC è anche in grado di connettersi con altri dispositivi digitali attraverso appositi moduli di comunicazione, che possono essere inclusi nel controllore logico o aggiunti tramite modulo di espansione apposito. I principali obiettivi che si hanno con la possibilità di comunicare con altri dispositivi digitali sono:

- Trasmettere il programma utente che contiene le operazioni che deve svolgere il PLC e che viene realizzato su PC, tramite appositi programmi e linguaggi di programmazione, e successivamente caricato sul controllore logico.
- Trasmettere dati che sono stati elaborati o che devono essere elaborati dal controllore logico, per esempio per connettersi a degli I/O distribuiti o per permettere il controllo e il monitoraggio dello stato delle operazioni da un altro dispositivo, come un PC.
- Aggiornare il software;

Solitamente, comunicazioni in tempo reale sono previste solo sui controllori di fascia medio/alta. La connessione può avvenire in diversi modi, in base al tipo di connettore presente nel controllore logico. I tipi di connettori che sono solitamente inseriti su un PLC sono:

- Porta Ethernet per connettore RJ45, con velocità di trasmissione di 10Mbps e 100Mbps e protocollo Ethernet TCP modbus, IP device;
- Web Server per connessione senza fili;
- Collegamento seriale per connettore RJ45, RS232 o RS485, con velocità che possono andare da 1,2 a 115,2 kbit/s e protocollo modbus master/slave.
- Porta USB, con velocità di trasmissione a 480 Mbit/s
- CANopen J1939 master, con velocità di trasmissione che vanno da 125kbps a 1 Mbpse in grado di gestire altri dispositivi slave.

5.4 Programmazione

Il programma utente è il programma creato dall'utente e caricato sul controllore logico e contiene le istruzioni che deve eseguire durante il funzionamento. Viene creato con appositi programmi forniti dal produttore del PLC. Tuttavia, i linguaggi di programmazione sono standard e definiti dalla norma IEC 1131-3, che stabilisce 5 linguaggi di programmazione [22]:

- Ladder Logic Diagramm (LLD).
- Sequential Function Charts (SFC).
- Function Block Diagram (FBC).
- Structured text (ST).
- Instruction list (IL).

5.4.1 Ladder Logic Diagram

Il linguaggio Ladder Logic Diagram è un linguaggio grafico e prevede l'utilizzo di combinazioni di contatti di relè, che costituiscono i simboli con cui si creano le logiche di controllo. I contatti possono essere normalmente aperti (NO) o normalmente chiusi (NC) e il loro stato è controllato dalla variabile di stato di riferimento, che può essere un ingresso, un'uscita (reale o d'appoggio) o un blocco funzionale (timer, contatori, orologio, ...). In PLC più avanzati, ci sono anche blocchi per la comunicazione seriale, ethernet, ADC e DAC. Quando una variabile di stato viene attivata, tutti i contatti associati cambiano stato (i contatti NO si chiudono e i contatti NC si aprono). Le uscite sono rappresentate da bobine che, se alimentate, comandano l'eccitazione dell'uscita [22] [23].

Un esempio di programma è presentato in Figura 5-1 e si legge da sinistra verso destra.

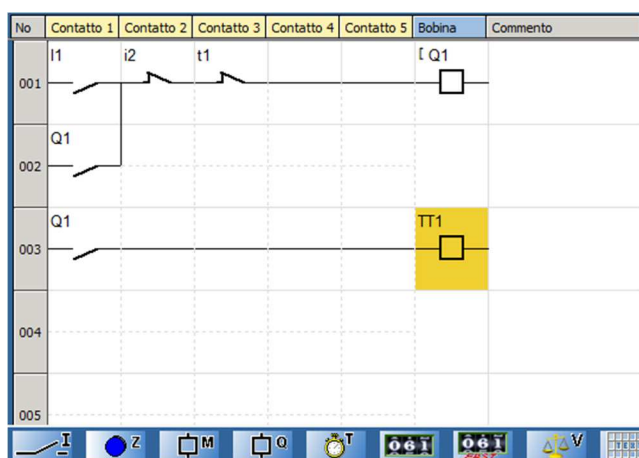


Figura 5-1: Esempio di programmazione ladder, realizzato con il software “Zelio Soft 2” di Schneider Electric

5.4.2 Sequential Function Charts (SFC)

Il linguaggio SFC si basa sui concetti di *fasi*, *transizioni* e *azioni*. Le fasi sono delle parti di logica del programma, ognuna è composta da una parte di logica che serve per realizzare un particolare obiettivo del processo di controllo. Le azioni sono una singola operazione delle fasi. Le transizioni sono i meccanismi che vengono usati per passare alla fase seguente.

Usando una configurazione sequenziale, quindi, il controllore esegue le azioni della fase 1 fino a che il meccanismo di transizione viene attivato, facendo passare il controllore ad eseguire le azioni della fase 2.

Le azioni sono programmate in uno degli altri 4 linguaggi [22].

5.4.3 Function Block Diagram

Il linguaggio Function Block Diagram è un linguaggio grafico che permette di usare dei blocchi in cui è racchiuso un programma logico, che viene creato con linguaggi LLD, IL o ST. I blocchi sono collegati insieme tramite dei “fili” che rendono il programma simile ad un circuito, rendendo più intuibile come si verifica il flusso di dati [22].

5.4.4 Instruction List

Questo linguaggio è un linguaggio a basso livello (uguale o molto simile al linguaggio macchina) e permette di scrivere delle funzioni che possono essere chiamate in seguito nel programma logico [22].

Può essere utile in processi che richiedono poche funzioni logiche che si ripetono molte volte.

5.4.5 Structured Text

È un linguaggio ad alto livello. Le operazioni sono impostate inserendo delle parole o frasi simboliche che permettono di eseguire determinate operazioni logiche. Rispetto alla programmazione Ladder Logic Diagram permette di eseguire algoritmi matematici complessi in uno spazio più limitato [22].

6 Quadri e controllo

In questo capitolo è discusso il progetto del quadro elettrico generale AC, il quadro elettrico generale DC e la scelta del PLC che si occuperà di gestire il sistema. Si tratta della parte d'impianto che contiene tutti i dispositivi di protezione e di controllo dell'impianto. Contiene, inoltre, le morsettiere, un'alimentazione e le partenze per le linee.

Nonostante la configurazione dell'impianto sia provvisoria, il quadro AC e il quadro DC sono stati progettati per l'impianto definitivo per il quale verrà usato, in modo da non dover modificare nuovamente il quadro in futuro.

6.1 Quadro DC

Il quadro elettrico generale DC è la parte di impianto che contiene i dispositivi di protezione, controllo e misura della parte DC dell'impianto, oltre che le partenze e gli arrivi delle linee a esso collegato.

La linea che collega le uscite DC dell'inverter e le batterie è diretta e non non è stata fatta passare in questo quadro elettrico, che quindi tratta solamente le linee che collegano le stringhe fotovoltaiche agli ingressi MPPT degli inverter.

Non sono stati impiegati dei dispositivi di manovra per queste linee in quanto saranno sempre collegate all'inverter senza interruzioni, a meno che non si verifichino guasti che facciano intervenire i dispositivi di protezione.

Come dispositivi di protezione sono stati usati dei fusibili con le seguenti caratteristiche:

Corrente nominale [A]	20
Tensione nominale [V]	1000

Tabella 6-1: Caratteristiche dei fusibili utilizzati per la protezione delle linee delle stringhe fotovoltaiche.

Siccome ci sono 10 stringhe, sono stati usati in totale 20 fusibili, cioè 2 ogni stringa.

Il resto dello spazio del quadro sarà dedicato a ospitare delle strumentazioni di misura che si occuperanno di effettuare delle misurazioni sul funzionamento e sulla produzione dei moduli fotovoltaici.



Figura 6-1: Quadro DC con piastre di completamento



Figura 6-2 Quadro DC senza piastre di completamento, in cui si può osservare i portafusibili, i cavi solari e le guide

6.2 Quadro AC

Il quadro elettrico generale AC è la parte di impianto che contiene i dispositivi di protezione, controllo e misura della parte AC dell'impianto, oltre che le partenze delle linee e degli arrivi delle linee a esso collegato.

Come detto precedentemente, questo quadro è stato progettato per il funzionamento definitivo del PVZEN e verrà adattato a funzionare in questa

configurazione provvisoria. A risentire maggiormente di questa scelta è il lato carichi, che verrà discusso più avanti.

È stato usato un unico quadro per tutti i 3 utenti, in cui sono contenute le apparecchiature sia per l'alimentazione dei carichi di ogni utente, sia le apparecchiature per la gestione delle sorgenti di energia di ogni utente.

6.2.1 Descrizione generale delle connessioni del quadro

Per la realizzazione del quadro è stato utilizzato come riferimento il seguente schema:

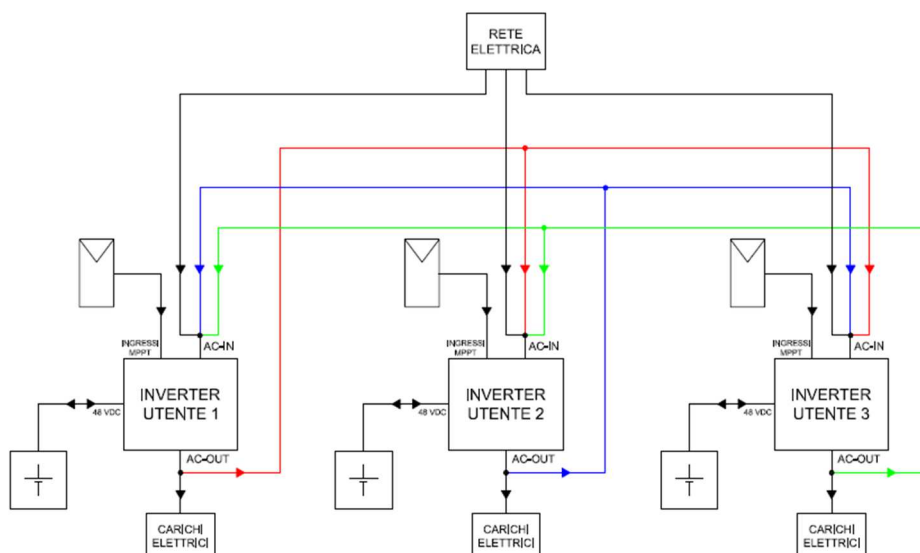


Figura 6-3: Schema dell'impianto

Le linee e le funzionalità da realizzare con i dispositivi del quadro AC sono:

- Alimentazione dei carichi. Ogni utente ha i propri carichi da alimentare e devono essere realizzate delle linee apposite per questo scopo.
- Alimentazione degli altri utenti. Ogni utente ha una linea dedicata a fornire alimentazione agli altri utenti, che potrà essere, attraverso appositi dispositivi di manovra, aperta o chiusa in base alle condizioni di energia prodotta, accumulata e consumata.

- Alimentazione da rete elettrica. Ogni utente ha la possibilità di ricevere energia dalla rete elettrica. Questo collegamento sarà attivato o meno in base alle condizioni di energia prodotta, accumulata e consumata.
- Sistema di manovra adeguato per alimentazione di ogni utente. Siccome ogni utente potrà ricevere alimentazione da fonti diverse, è necessario che il sistema di manovra sia in grado di operare senza che si verifichino guasti a causa, dovuti per esempio a corto circuiti tra fasi diverse.
- Le linee per il collegamento con le stringhe fotovoltaiche e con le batterie non fanno parte di questo quadro.

6.2.2 Linee per l'alimentazione dei carichi

Ogni utente ha le proprie linee di alimentazione dei carichi indipendenti da quelle degli altri. Tuttavia, ogni utente avrà le stesse partenze e, quindi, verranno descritte le linee di un singolo utente e gli altri saranno uguali.

In Figura 6-4 è mostrato lo schema unifilare della parte di alimentazione dei carichi.

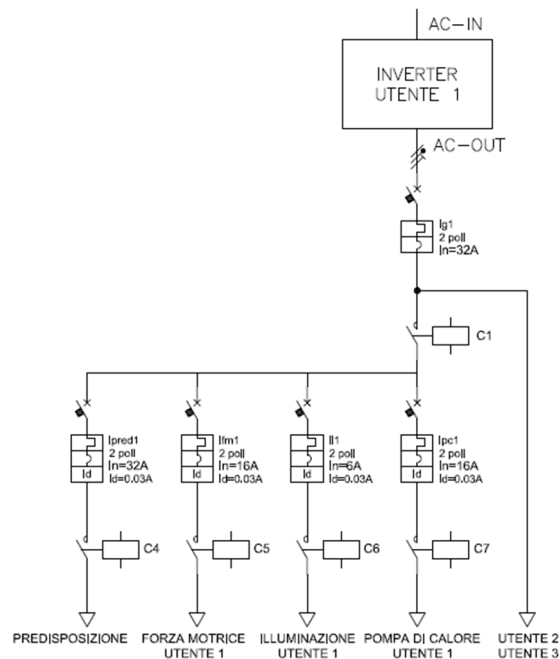


Figura 6-4: Schema unifilare delle partenze delle linee di alimentazioni dei carichi di un singolo utente.

Come si vede in figura, ogni utente ha 4 linee per i carichi, oltre che una linea che andrà a collegarsi con gli altri utenti della micro-rete.

Viene previsto un interruttore magnetotermico generale con caratteristiche $I_n=32A$, $PdI=10kA$. A valle di questo interruttore sono inserite le linee che alimenteranno i carichi.

Per motivi di sicurezza, questo interruttore generale è accoppiato ad uno sganciatore di minima tensione.

Le linee sono così suddivise:

- 1 linea prese (linea FM); questa linea fornisce l'alimentazione a tutte le prese dell'utente. Le prese verranno usate per computer, proiettori e altri utilizzatori. Viene usato un interruttore magnetotermico differenziale con $I_n=16A$, $I_d=0.03A$, $PdI=10kA$.
- 1 linea illuminazione; dedicata all'illuminazione del locale che compone l'utente. Verranno impiegate delle lampade per ogni postazione e delle plafoniere per l'intero locale. Viene usato un interruttore magnetotermico differenziale con $I_n=6A$, $I_d=0.03A$, $PdI=10kA$.
- 1 linea pompa di calore; questa linea è dedicata all'alimentazione della pompa di calore che fornirà climatizzazione al locale che compone l'utente. Viene usato un interruttore magnetotermico differenziale con $I_n=16kA$, $I_d=0.03A$, $PdI=10kA$.
- 1 predisposizione linea; questa linea è pensata per permettere l'alimentazione dei carichi di un altro utente, escludendone l'inverter. In questo caso, i carichi del secondo utente vengono collegati in parallelo a quelli del primo utente. Questo scenario è possibile in previsione di guasti o di necessità di effettuare manutenzione all'inverter di un utente, situazione che provocherebbe l'impossibilità di fornire alimentazione ai propri carichi. Con questa linea, un utente può quindi dare alimentazione ai carichi di un altro utente escludendo l'inverter e limitando l'interruzione del servizio. Questa linea non verrà realizzata al momento poiché, per come è strutturato il resto del circuito, c'è rischio di avere un cortocircuito fase-fase nel caso venga eseguita

una manovra errata. Viene lasciata una predisposizione per la linea nel caso si voglia realizzare in futuro. Viene usato un interruttore magnetotermico differenziale con $I_n=32A$, $I_d=0.03A$, $P_{dI}=10kA$.

- 1 linea verso altri utenti; questa linea viene utilizzata per permettere ad un utente di cedere energia con gli altri utenti della micro-rete. A differenza della linea descritta nel punto precedente, questa linea si collega all'ingresso AC-IN dell'inverter. La linea verrà quindi gestita come una sorgente di alimentazione per l'intero utente e l'inverter potrà usarla per alimentare carichi e batterie, se necessario.

Sono stati inseriti dei contattori come componenti di manovra su alcune linee:

- 1 contattore a valle dell'interruttore generale, con caratteristiche $V_n=230V$, $I_n=40A$, 2 poli NC (normalmente chiusi); questo contattore verrà usato nel caso di voler escludere tutti i carichi di un inverter. Si usa un contattore con poli NC poiché si prevede che funzionerà prevalentemente chiuso.
- 1 contattore sulla predisposizione linea, con caratteristiche $V_n=230V$, $I_n=40A$, 2 poli NA (normalmente aperti); si prevede che questa linea sia principalmente aperta e che il contattore deve chiudere soltanto in caso che sia necessario che l'inverter debba alimentare i carichi di un altro utente per permettere manutenzione sul proprio inverter.
- 3 contattori, uno per linea carichi (pompa di calore, prese e illuminazione), con caratteristiche $V_n=230V$, $I_n=25A$, 2poli NC; saranno usati in caso di dover limitare il carico del locale.
- Non sono stati inseriti dispositivi di manovra sulla linea che deve alimentare gli altri utenti in quanto verrà gestita con un altro dispositivo di cui si parlerà in seguito.

6.2.2.1 Sganciatore di minima tensione

Uno sganciatore di minima tensione è un dispositivo che comanda l'apertura dell'interruttore al quale è associato quando il valore della sua tensione di alimentazione decresce ad un valore compreso tra il 70 ed il 35% di U_n , previene la richiusura dell'interruttore al ripristino della tensione di alimentazione e consente la richiusura manuale quando la sua tensione di alimentazione supera l'85% di U_n .

Viene accoppiato all'interruttore automatico che deve comandare e ha un circuito di misura che deve essere collegato al circuito in cui si vuole monitorare la tensione.

Viene usato per ottenere che l'interruttore generale interrompa l'alimentazione dei carichi in caso di mancanza di tensione della rete elettrica.

Un inverter è usato per alimentare un laboratorio al 3° piano del DET e c'è la possibilità che anche gli altri inverter, in futuro, possano fornire alimentazione a locali nei piani inferiori. In caso di incendio, potrebbe essere richiesto di interrompere l'alimentazione all'intero piano o zona, operazione che viene eseguita direttamente dalla cabina di media tensione presente all'interno del Politecnico di Torino ma che non interrompe anche l'alimentazione da parte dell'impianto PVZEN. Infatti, gli inverter possono funzionare anche in assenza di rete elettrica, nel caso che ci sia produzione fotovoltaica o che le batterie siano cariche.

È quindi necessario interrompere l'uscita degli inverter nel caso che venga tolta l'alimentazione ai piani che sono alimentati dall'impianto. Siccome nel locale dove è montato l'impianto è presente anche la stessa alimentazione che serve il piano in cui è presente il laboratorio alimentato, è possibile eseguire questa interruzione utilizzando uno sganciatore di minima tensione.

Viene quindi associato all'interruttore generale di ogni inverter e il circuito di monitoraggio è collegato alla rete elettrica presente nel locale. Siccome ci sono 3 inverter, ognuno con il suo interruttore generale, sono stati montati 3 sganciatori di minima tensione.

6.2.3 Collegamento con la rete elettrica e con gli utenti

Ogni utente ha la possibilità di ricevere alimentazione da diverse sorgenti. Oltre alla generazione fotovoltaica e alle batterie, l'inverter in dotazione ad ogni utente ha la possibilità di ottenere alimentazione da una sorgente AC, attraverso l'ingresso AC-IN.

Verranno usate 2 sorgenti AC, la rete elettrica e gli altri utenti della micro-rete. Entrambi i collegamenti possono essere disconnessi, in modo da ottenere che l'utente sia alimentato solamente dall'energia generata dal fotovoltaico e dall'energia accumulata nelle batterie. Nel caso che ciò non sia sufficiente a soddisfare tutti i carichi, l'utente potrà ricevere energia da un altro componente

della micro-rete o dall'esterno della micro-rete, cioè dalla rete elettrica. La priorità ricade sull'autoconsumo dell'energia generata e accumulata nella micro-rete e soltanto nel caso non sia sufficiente, si può ricorrere all'aiuto dalla rete elettrica.

6.2.3.1 Collegamento con la rete elettrica

Siccome l'ingresso AC-IN dell'inverter è un ingresso monofase, il collegamento tra rete elettrica e inverter deve anche essere monofase.

Sono stati presi in considerazione le seguenti possibilità, per il collegamento della micro-rete con la rete elettrica:

- 3 linee monofase, uno per utente;
- 1 linea monofase e collegamento in parallelo di tutti gli utenti;
- 1 linea trifase e collegamento di ciascuna fase con un utente diverso.

È stato scelto di usare un unico collegamento con la rete elettrica, in particolare il collegamento scelto è quello con un unico arrivo trifase in bassa tensione. Ogni utente avrà la possibilità di collegarsi ad una fase diversa, prestabilita in fase di progetto.

In Figura 6-5 è mostrato lo schema unifilare del collegamento con la rete.

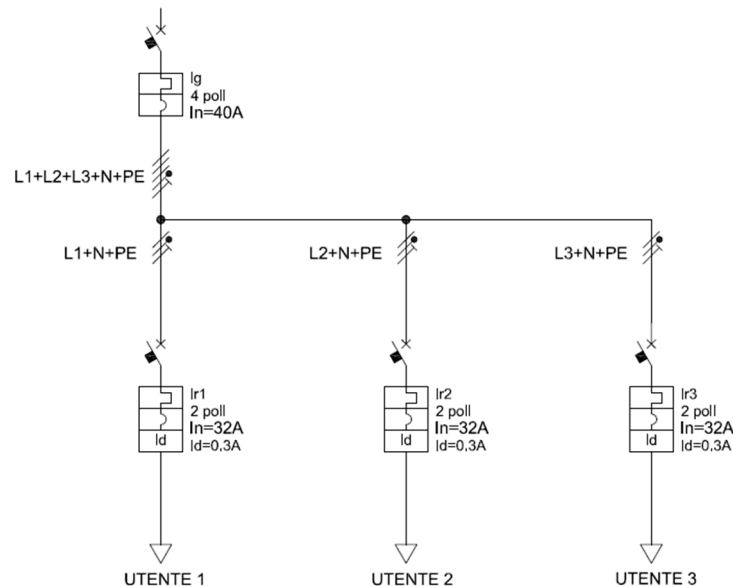


Figura 6-5: Schema unifilare del collegamento della rete elettrica con la micro-rete.

La scelta è stata fatta con le seguenti motivazioni:

- Mantenere il bilanciamento delle fasi;
- Realizzazione di un caso più “generale”.

Si è voluto analizzare e realizzare un caso più sfavorevole rispetto agli altri ma che comunque può essere comune nella realtà. Questa scelta, infatti, porterà ad alcune problematiche per quanto riguarda i collegamenti tra gli utenti della micro-rete, per cui è stato necessario utilizzare componenti aggiuntivi. Questa situazione, tuttavia, può presentarsi nel caso che gli utenti di una generica micro-rete siano alimentati da fasi differenti.

L’impianto, per come è stato progettato, può funzionare sia nel caso che gli utenti di una micro-rete siano alimentati da fasi diverse ma anche nel caso in cui siano alimentati dall stessa fase, in quanto il circuito è realizzato per evitare che si possano verificare dei corto-circuiti a causa di collegamenti in parallelo di porzioni del circuito che si trovano a tensioni diverse.

I dispositivi di protezione usati sono:

- 1 interruttore magnetotermico con $I_n=32A$, 4 poli, $PdI=10kA$; si tratta dell’interruttore generale della rete elettrica;
- 3 interruttori magnetotermico differenziali con $I_n=32A$, $I_d=0.3A$, 2 poli, $PdI=10kA$;

6.2.3.2 *Collegamento tra utenti*

Se ad un inverter viene collegato, attraverso l’ingresso AC-IN, l’uscita AC-OUT di un altro inverter, il primo funzionerà come “slave” e il secondo come “master”. In Figura 6-6, Figura 6-7 e Figura 6-8 sono riportati gli schemi unifilari dei collegamenti all’ingresso AC-IN degli inverter di ogni utente della micro-rete.

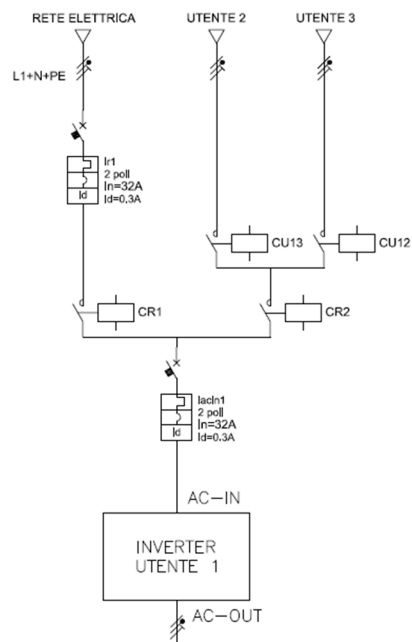


Figura 6-6: Schema unifilare del collegamento dell'ingresso AC-IN dell'inverter dell'utente 1

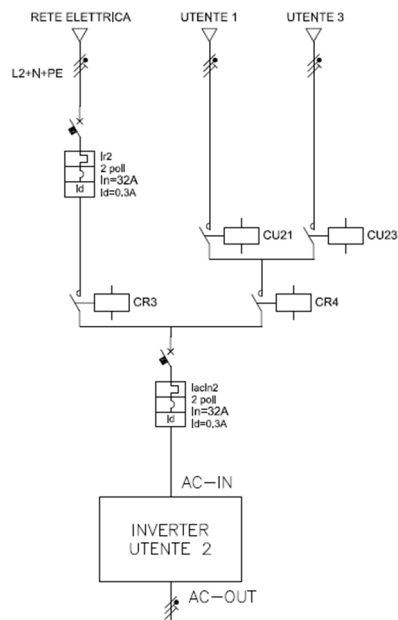


Figura 6-7: Schema unifilare del collegamento dell'ingresso AC-IN dell'inverter dell'utente 2.

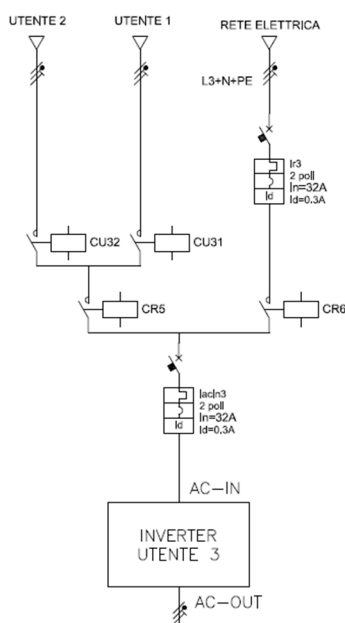


Figura 6-8: Schema unifilare del collegamento dell'ingresso AC-IN dell'inverter dell'utente 3.

Per l'ingresso AC-IN dell'inverter, viene inserito come dispositivo di protezione un interruttore magnetotermico differenziale con $I_n=32A$, $I_d=0.3A$, 2 poli, $PdI=10kA$.

Per quanto riguarda la scelta dei componenti di manovra, si tiene conto che ogni inverter potrà essere alimentato da 3 possibili sorgenti, gli altri utenti della micro-rete e la rete elettrica. Tuttavia, le tensioni di queste linee non sono sincronizzate, quindi si verificherebbe un cortocircuito fase-fase nel caso che 2 o più di queste sorgenti vengano messe in parallelo.

Per esempio, "l'inverter utente 1" genera una tensione sincronizzata alla tensione presente all'ingresso AC-IN oppure sincronizzata ad un riferimento interno, nel caso che l'ingresso AC-IN sia scollegato.

Visto che ogni inverter ha la possibilità di connettersi ad una fase differente, le tensioni generate all'uscita AC-OUT di ognuno non saranno mai sincronizzate, neanche quando sono tutti collegati alla rete elettrica.

È quindi fondamentale evitare che le linee che collegano tra loro gli utenti possano connettersi in parallelo tra loro oppure con le linee alimentate dalla rete

elettrica. Ogni inverter potrà quindi essere collegato e ricevere energia da una sola sorgente AC alla volta.

Nel caso che il collegamento degli inverter con la rete elettrica avvenga con un collegamento monofase in cui tutti gli utenti sono in parallelo alla stessa tensione di fase, le tensioni generate sarebbero sincronizzate e sarebbe possibile connettere in parallelo gli utenti tra loro e con la rete elettrica stessa, senza pericolo che si verificino cortocircuiti.

Sono stati utilizzati dei contattori equipaggiati con interblocco meccanico per la gestione delle sorgenti. L'interblocco meccanico, che viene inserito per una coppia di contattori, impedisce che entrambi possano chiudersi contemporaneamente, impedendo il movimento del contatto rimasto aperto. I vantaggi di questa soluzione sono:

- collegamento delle 2 sorgenti una alla volta, con garanzia di non avere quindi connessioni in parallelo delle sorgenti, anche nel caso di manovre errate. Possibilità di disattivare entrambe le sorgenti, ma non di averle collegate contemporaneamente;
- gestione e comando delle sorgenti tramite PLC.

Il PLC, che si occuperà della gestione di questi contattori, dovrà comunque evitare di comandare la chiusura di due contattori interbloccati, in quanto l'operazione non potrà essere eseguita.

I contattori CR1, CR2, CR3, CR4, CR5 e CR6 sono utilizzati per decidere se l'utente viene alimentato dalla rete elettrica o da un altro utente della micro-rete. Stabilisce quindi se l'utente riceverà energia da una sorgente AC interna alla micro-rete o da una esterna alla micro-rete. Nel caso che non si voglia ricevere nessuna alimentazione da una sorgente AC, verranno entrambi disattivati.

I commutatori CU12, CU13, CU21, CU23, CU31 e CU32 sono utilizzati per scegliere da quale utente interno della micro-rete si riceverà l'alimentazione.

Prendendo come esempio l'utente 1 e facendo riferimento allo schema mostrato in Figura 6-6 le operazioni possibili sono:

- Utente 1 alimentato da rete elettrica: contattore CR1 chiuso, contattore CR2 aperto (e impossibilitato a chiudersi dall'interblocco meccanico), contattori

CU12 e CU13 aperti, anche se non è necessario in quanto tale linea viene completamente esclusa da CR2;

- Utente 1 alimentato da utente 2: contattore CR2 chiuso e contattore CR1 aperto (e impossibilitato a chiudersi dall'interblocco meccanico), contattori CU12 chiuso e CU13 aperto (e impossibilitato a chiudersi dall'interblocco meccanico);
- Utente 1 alimentato da utente 3: contattore CR2 chiuso e contattore CR1 aperto (e impossibilitato a chiudersi dall'interblocco meccanico), contattori CU13 chiuso e CU12 aperto (e impossibilitato a chiudersi dall'interblocco meccanico);
- Utente 1 non alimentato da nessuna sorgente AC: tutti i contattori (CR1, CR2, CU12, CU13) aperti.

6.2.4 Schema del quadro AC

In Figura 6-9 è mostrato lo schema completo del quadro, come descritto precedentemente. Nello schema è possibile osservare tutti i dispositivi che sono stati scelti, con l'indicazione riguardo le loro caratteristiche.

Si possono osservare le linee che connettono tra loro gli utenti:

- Linea che collega l'utente 1 con gli utenti 2,3 e che permette a quest'ultimi di ricevere energia dall'utente 1. Nello schema in Figura 6-9 è la linea in colore rosso;
- Linea che collega l'utente 2 con gli utenti 1,3 e che permette a quest'ultimi di ricevere energia dall'utente 2. Nello schema in Figura 6-9 è la linea in colore blu;
- Linea che collega l'utente 3 con gli utenti 1,2 e che permette a quest'ultimi di ricevere energia dall'utente 3. Nello schema in Figura 6-9 è la linea in colore verde.

Queste linee terminano sui contattori che permettono, per ogni utente, di scegliere se ricevere energia da una sorgente AC e di effettuare la manovra senza rischio di cortocircuiti.

È possibile osservare le linee che alimentano i carichi dei vari utenti, suddivise in linea per l'illuminazione dei locali, linea per le prese elettriche, linea per la pompa di calore e una predisposizione.

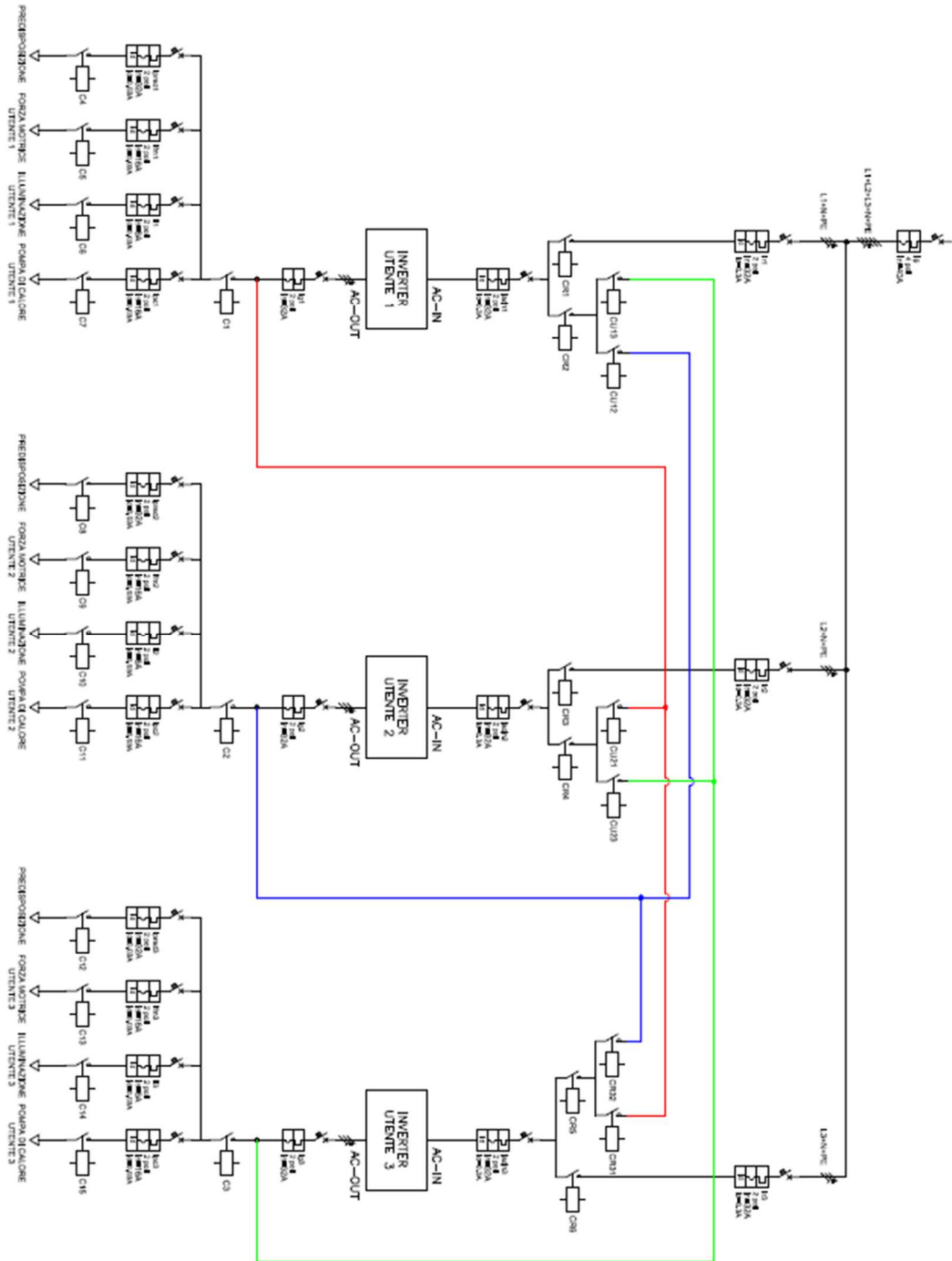


Figura 6-9: Schema unifilare completo del quadro AC.



Figura 6-10: Quadro AC con piastre di completamento



Figura 6-11: Quadro AC senza piastre di completamento, in cui si può osservare le morsettiere, i cavi e le guide

In Figura 6-10 e Figura 6-11 è mostrato il quadro elettrico che ospiterà i componenti che sono stati scelti.

6.2.5 Lista dei componenti nel quadro AC

A seguito è riportata una lista dei componenti di protezione e manovra che sono stati utilizzati per completare il quadro AC:

- Interruttori magnetotermici differenziali

Tipo di dispositivo (nome dispositivi)	Quantità	N. poli	In [A]	Vn [V]	Id [mA]	PdI [kA]
Int. Magnetotermico (Ig)	1	4	40	400	-	10
Int. Magnetotermico (Ig1, Ig2, Ig3)	3	2	32	230	-	10
Int. Magnetotermico differenziale (Ir1, Ir2, Ir3, Iacin1, Iacin2, Iacin3)	6	2	32	230	300	10
Int. Magnetotermico differenziale (Ipred1, Ipred2, Ipred3)	3	2	32	230	30	10
Int. Magnetotermico differenziale (Ifm1, Ifm2, Ifm3, Ipc1, Ipc2, Ipc3)	6	2	16	230	30	10
Int. Magnetotermico differenziale (I11, I12, I13)	3	2	6	230	30	10

Tabella 6-2: tabella riassuntiva della quantità e delle caratteristiche degli interruttori automatici usati.

- Contattori

Tipo di dispositivo (nome dispositivi)	Quantità	N. poli	In [A]	Vn [V]	Vc [V]
Contattore (C1, C2, C3)	3	2	40	400	230
Contattore (C4, C8, C12)	3	2	32	230	230
Contattore (C5, C7, C9, C11, C13, C15)	6	2	16	230	230
Contattore (C6, C10, C14)	3	2	16	230	230
Contattore (CR1, CR2, CR3, CR4, CR5, CR6)	6	2	32	230	230
Contattore (CU12, CU13, CU21, CU23, CU31 e CU32)	6	2	32	230	230

Tabella 6-3: tabella riassuntiva della quantità e delle caratteristiche dei contattori usati.

6.3 PLC

6.3.1 Prestazioni richieste

Il PLC si occuperà della gestione dei dispositivi di comando presenti nel quadro elettrico AC. Le principali caratteristiche che bisogna stabilire sono le prestazioni della CPU, il numero di I/O e le funzioni di comando e monitoraggio.

Le prestazioni della CPU vengono scelte in base alla complessità del sistema che il PLC deve gestire. In questo caso, l'impianto è semplice e non richiede prestazioni elevate di velocità di risposta o elaborazione di segnali. In particolare, in base agli input che riceverà, genererà i segnali di comando per i contattori che devono collegare o scollegare le linee che collegano gli utenti e per i contattori presenti sulle partenze delle linee che si collegano alle prese, al sistema di illuminazione e alle pompe di calore.

È sufficiente che la programmazione sia fatta con un linguaggio grafico, come il linguaggio ladder.

Gli I/O vengono stabiliti in base a quanti e quali segnali di comando è necessario generare, per quanto riguarda gli output, e in base a come si intende impostare la logica di controllo, per quanto riguarda gli input.

Ogni contattore dispone di un circuito di comando; se tale circuito viene alimentato il contattore cambia stato finché non viene disalimentato (per esempio, se è un contattore con contatti NO, normalmente aperti, quando viene alimentato i contatti si chiudono). È quindi sufficiente che gli output del PLC generino un segnale per contattore, che sia in grado di eccitare il circuito di comando. Gli output saranno tutti digitali, in quanto non serve generare segnali analogici. Siccome i contattori sono 27, è necessario che il PLC abbia almeno 27 output digitali.

Per quanto riguarda gli input, vengono valutati in base alla logica che si intende implementare:

I contattori da C1 a C15 avranno tutti un input dedicato, ovvero un input che, se eccitato con un segnale, attiverà il comando per il cambio di stato del contattore associato.

I contattori che si occupano di commutare le sorgenti che andranno ad alimentare gli utenti nel caso che la produzione fotovoltaica e l'energia accumulata non siano sufficienti, saranno gestiti utilizzando 4 input per ogni utente, per un totale di 12 input. Ogni utente avrà 4 input, che lavoreranno secondo la seguente logica:

- 1 input per comandare il funzionamento dell'utente in modalità indipendente, scollegando quindi tutte le sorgenti AC. L'utente avrà quindi a disposizione soltanto la potenza generata dal proprio impianto fotovoltaico e dal proprio sistema d'accumulo;
- 1 input per comandare il funzionamento dell'utente con collegamento alla rete elettrica. L'utente potrà quindi ricevere energia dalla rete elettrica e non sarà possibile ricevere energia dagli altri utenti, a meno che altri input non siano ricevuti;
- 2 input per comandare il funzionamento dell'utente con collegamento agli altri utenti. Per esempio, l'utente 1 avrà un input per abilitare il collegamento con l'utente 2 e un input per abilitare il collegamento con l'utente 3. L'utente potrà quindi ricevere energia dall'utente che è associato all'input.

Ovviamente, il programma utente che, a partire dagli input genererà gli output, dovrà anche tenere conto dei limiti del circuito e non dovrà permettere che si verifichi il comando di 2 operazioni incompatibili, come per esempio connettere in parallelo due sorgenti dello stesso utente, permettendo un maggior livello di sicurezza in aggiunta agli interblocchi meccanici di cui sono equipaggiati i contattori.

Al PLC sono anche richieste funzioni di monitoraggio degli stati degli I/O, in modo da avere sempre conoscenza sulla configurazione dell'impianto, oltre che sia possibile comandare il cambio degli stati degli output anche da dispositivi remoti. Ci sarà un PC, che sarà posizionato in prossimità dei quadri elettrici e del PLC e su cui si intende effettuare le operazioni di monitoraggio e comando.

6.3.2 Descrizione del dispositivo scelto

Il dispositivo scelto è un PLC Schneider M241 TM241CE40T a cui saranno aggiunti 2 moduli di espansione TM3 - 8 ingressi digitali e TM3 - 16 uscite digitali

transistor PNP. Nella tabella seguente sono riportate le principali caratteristiche di questi dispositivi.

Tensione nominale alimentazione	24 V CC
Numero di ingressi digitali	24
Numero di uscite digitali	16
Tipo di uscite digitali	transistor
Tensione uscite digitali	24 V CC
Corrente uscite digitali	0,5 A
Tensione ingressi digitali	24 V CC
Corrente ingressi digitali	7 mA
Massima potenza assorbita	40,4 W
Comunicazione	Porta Ethernet + Web server
Memoria	8 MB
Dimensioni	190 mm x 90 mm x 95 mm

Tabella 6-4: caratteristiche principali del PLC M241 TM241CE40T

Modulo di espansione ingressi	
Numero di ingressi digitali	8
Tensione ingressi digitali	24 V CC
Corrente ingressi digitali	7 mA
dimensioni	27 mm x 90 mm x 84,6 mm
Modulo di espansione uscite	
Numero di uscite digitali	16
Tensione uscite digitali	24 V CC
Corrente uscite digitali	0,5 A
dimensioni	27 mm x 90 mm x 84,6 mm

Tabella 6-5: caratteristiche principali dei moduli di espansione di ingressi TM3DI8 e uscite TM3DQ16T

Questa soluzione permette di avere 32 ingressi e 32 uscite, che sono sufficiente a quanto richiesto di almeno 27 ingressi e 27 uscite.

Una delle caratteristiche principali di questo PLC è che permette di creare un'interfaccia utente che viene caricata insieme al programma utente, sul controllore, in modo che tutti i dispositivi che vi si connettono possano utilizzarla per monitorare lo stato delle uscite e la configurazione dell'impianto. Attraverso

l'interfaccia, inoltre, è anche possibile cambiare lo stato degli ingressi in modo da comandare il controllore.

Può comunicare con altri dispositivi attraverso la porta ethernet o il web server integrato, che permette al PLC di connettersi senza fili ad una rete locale.

Siccome le uscite di questo PLC ha tensione nominale di 24V DC e il circuito di comando dei contattori che devono controllare ha tensione nominale di 230V AC, verranno usati dei relè d'interfaccia. Il circuito di potenza di tali relè sarà collegato a quello di comando dei contattori e avrà tensione nominale di 230V. Il circuito di comando di questi relè sarà alimentato dalle uscite del PLC e avrà tensione nominale pari a 24V. Inoltre, questi relè d'interfaccia hanno un circuito di protezione contro sovratensioni che si possono verificare e che potrebbero danneggiare il PLC.

7 Analisi delle performance dei moduli fotovoltaici: risultati

In questo capitolo sono riportati i risultati delle prove delle performance effettuate. I moduli in esame sono LG NEON R e si tratta di moduli che saranno installati nel PVZEN. Si tratta di moduli ad alta efficienza con celle monocristalline. Ogni modulo è composto da 60 celle fotovoltaiche e ogni cella ha dimensioni pari a 16,17 cm x 16,17 cm.

In Figura 10-1 è mostrato il modulo.



Figura 7-1: Modulo LG NEON R

In Tabella 7-1 sono riportate le principali caratteristiche elettriche del modulo.

Potenza massima P_{max}	370 W
Tensione MPP V_{mpp}	37,0 V
Corrente MPP I_{mpp}	10,01 A
Tensione a circuito aperto V_{oc}	42,8 V
Corrente di corto circuito I_{sc}	10,82 A
Rendimento del modulo	21,4 %
Massima tensione di sistema	1000 V
Tolleranza di potenza	(0,+3%)

Tabella 7-1: Principali caratteristiche elettriche del modulo LG NEON R

7.1 Risultati della misura della curva caratteristica I-V

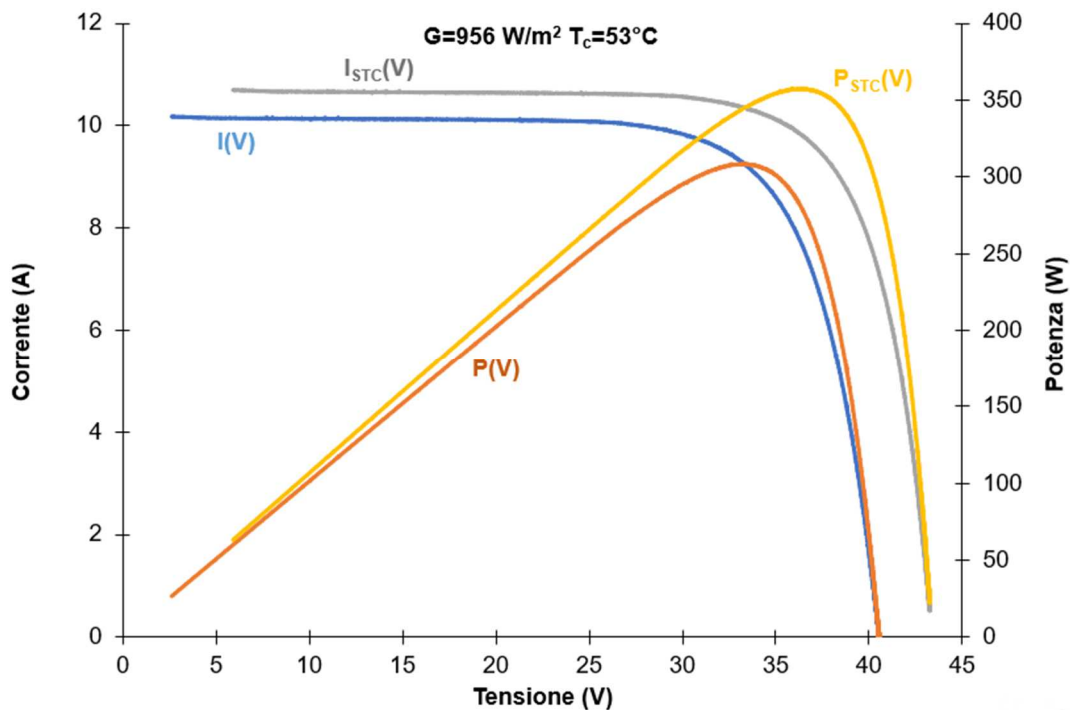


Figura 7-2: Curva I-V e P-V misurate del modulo LG NEON R 370

In Figura 7-2 sono mostrate la curva caratteristica I-V e l'andamento della potenza in funzione della tensione ottenute dalle misure. Le curve I(V), di colore blu, e P(V), di colore arancione, sono state tracciate usando direttamente i valori

misurati e, quindi, sono nelle condizioni di irraggiamento e temperatura in cui sono state eseguite le prove, ovvero $G=956 \text{ W/m}^2$ e $T_c=53^\circ\text{C}$.

Inoltre, le curve $I_{STC}(V)$, di colore grigio, e $P_{STC}(V)$, di colore giallo, sono state ricavate dopo aver effettuato il riporto dei valori misurati in condizioni STC, ovvero con $G_{STC}=1000 \text{ W/m}^2$ e $T_{c,STC}=25^\circ\text{C}$.

Dal grafico in Figura 7-2, si osserva che:

- la I_{SC} , nell'operazione di riporto in condizioni STC, aumenta, in quanto l'irradianza è maggiore che nelle condizioni di misura.
- La V_{OC} aumenta, nell'operazione di riporto in condizioni STC, poiché la temperatura in cui è stata effettuata la prova è più alta di quella in condizioni STC
- La potenza massima P_{max} , nell'operazione di riporto in condizioni STC, è maggiore, in quanto si verifica un aumento generale sia della tensione sia della corrente del modulo.

Condizioni sperimentali	TEST #1	TEST #2	Media	
T_a	17	18	18	°C
G	954	956	955	W/m²
T_c	51	53	52	°C
P_{max}	317	308	313	W
V_{Pmax}	33,81	33,20	33,51	V
V_{OC}	41,11	40,54	40,82	V
V_{Pmax}/V_{OC}	0,82	0,82	0,82	
I_{Pmax}	9,38	9,28	9,33	A
I_{SC}	10,27	10,17	10,22	A
I_{Pmax}/I_{SC}	0,91	0,91	0,91	
Fill Factor	75,2%	74,7%	75,0%	
Parametri in STC				
P_{mpp}	360,33	357,69	359,01	W
V_{mpp}	36,72	35,89	36,31	V
I_{mpp}	9,81	9,97	9,89	A
Altri parametri				
Variazione vs. datasheet	-2,6%	-3,3%	-3,0%	
ΔI_{mpp}	-2,0%	-0,4%	-1,2%	
ΔV_{mpp}	-0,8%	-3,0%	-1,9%	
η	20,9%	20,7%	20,8%	

R_s	0,32	0,32	0,32	Ω
R_{sh}	287	282	284	Ω

Tabella 7-2: Risultati della prova del tracciamento della curva I-V su un modulo

In Tabella 7-2 sono illustrati i risultati ottenuti dalla prova di tracciamento della curva caratteristica I-V. Effettuato il riporto delle misure in condizioni STC, i valori ottenuti sono stati confrontati con i valori presenti sul datasheet del modulo.

Si osserva che la potenza massima misurata P_{mpp} è pari a 359W, che risulta in una riduzione del 3% rispetto al valore indicato dal costruttore, pari a 370W. Questa riduzione è compatibile con l'incertezza del sistema di misura utilizzato, che è pari al 3%.

La tensione nel punto di massima potenza V_{mpp} risulta essere, dalle misurazioni, pari a 36,3V, con una riduzione del 1,2% rispetto a quanto dichiarato dal produttore. La corrente nel punto di massima potenza I_{mpp} è pari a 9,89A, con una riduzione del 1,9% rispetto ai dati dichiarati. Per entrambi i valori, la variazione rispetto ai dati di targa del modulo è compatibile con l'incertezza del sistema di misura. Non si osserva quindi una deviazione rispetto ai dati di targa del modulo.

È stata misurata un'efficienza η pari a 20,8% e un Fill Factor pari a 75%.

7.2 Test di elettroluminescenza



Figura 7-3: Immagine del modulo

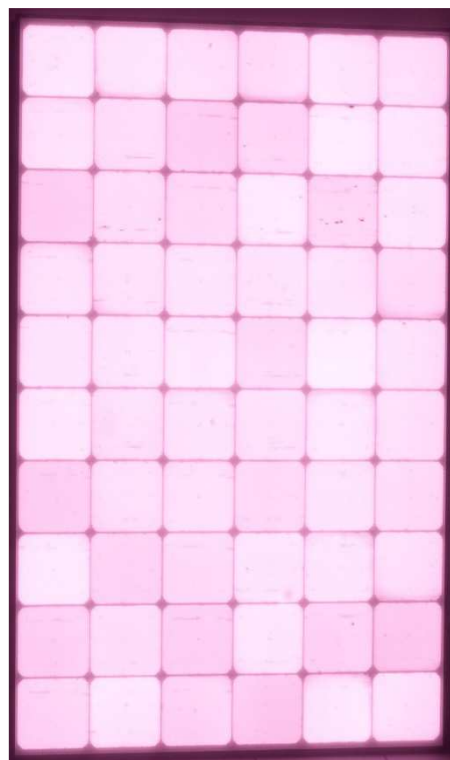


Figura 7-4: immagine di elettroluminescenza del modulo

In Figura 7-4 è mostrata l'immagine di elettroluminescenza che si è ottenuta attraverso il test, che può essere confrontata con l'immagine del modulo in Figura 7-3.

Il modulo non è ancora stato messo in servizio nell'impianto del PVZEN, quindi non è possibile che ci siano fratture dovute a fenomeni atmosferici, come ad esempio grandine.

Non si osservano difetti, quindi si conferma che le fasi di produzione e trasporto del modulo non hanno generato un danneggiamento nel modulo.

Le celle risultano tutte illuminate uniformemente.

7.3 Misura della resistenza d'isolamento

Durante la misura della resistenza d'isolamento, che è stata effettuata applicando una tensione pari a 1000V. Durante il periodo in cui è stata applicata la tensione, non si sono osservati fenomeni di archi elettrici sul modulo.

La resistenza d'isolamento, per passare la prova, deve essere maggiore di

$$R_{iso} \geq \frac{40 \text{ M}\Omega}{A} = \frac{40 \text{ M}\Omega}{1,7272} = 23,16 \text{ M}\Omega \quad (33)$$

Dalla prova è risultato che la resistenza d'isolamento del modulo è pari a 9,7 G Ω e soddisfa i requisiti richiesti.

8 Conclusioni

È stato definito un sistema elettrico per la gestione degli scambi energetici all'interno della comunità energetica e con la rete elettrica. Il sistema elettrico che è stato definito è flessibile in quanto permette di effettuare tutte le possibili configurazioni di collegamento tra gli utenti e la rete elettrica. Per la connessione della micro-rete alla rete elettrica è stato scelto un collegamento trifase, per consentire l'eventuale collegamento dei 3 utenti alla rete (ciascuno con una differente fase). Utilizzando questo sistema elettrico, ogni utente può collegarsi con un altro utente o con la rete elettrica o funzionare in maniera indipendente, e la manovra di questi collegamenti è effettuata grazie ad un PLC. Il comando delle operazioni che il PLC deve eseguire e il monitoraggio dello stato dei collegamenti viene eseguito tramite un PC, che sarà collegato al PLC.

La soluzione individuata prevede l'utilizzo di 4 contattori per ogni utente, per un totale di 12 contattori, che saranno inseriti nel quadro elettrico AC. È stata sfruttata una funzionalità dell'inverter, che gli permette di funzionare in modalità off-grid o di ricevere alimentazione da una fonte di energia AC, collegata al suo ingresso AC-IN. Nel caso di collegamento tra gli utenti della micro-rete, gli inverter funzioneranno in modalità master-slave: l'inverter dell'utente che alimenta l'altro funzionerà da master, mentre quello d'utente che riceve energia funzionerà da slave. Dei 4 contattori in dotazione ad ogni utente della micro-rete, due vengono usati per scegliere se ricevere energia dalla rete elettrica o da un altro utente o da nessuna sorgente AC, in modo che sia disponibile soltanto l'energia prodotta dal fotovoltaico o immagazzinata nelle batterie. Gli altri due contattori sono stati previsti per scegliere da quale utente si vuole ricevere potenza. I contattori delle due coppie di dispositivi citati, sono interbloccati meccanicamente tra di loro, in modo che non possano chiudersi entrambi contemporaneamente, causando cortocircuiti.

Sono stati scelti gli interruttori automatici di protezione per l'impianto elettrico, per un totale di 4 interruttori magnetotermici e 22 interruttori magnetotermici differenziali.

Per il controllo del sistema elettrico è stato scelto un PLC, una tecnologia molto usata nell'ambito dell'automazione industriale. Si tratta di un dispositivo in grado

di generare i segnali di controllo in base a segnali in input che riceve e alla sua programmazione. I PLC sono dispositivi robusti, affidabili, espandibili, flessibili, con capacità di adattamento a molti casi diversi, e in grado di funzionare ininterrottamente. Il dispositivo scelto è il PLC Schneider M241, che oltre alle funzionalità di controllo, permette il collegamento con dispositivi esterni, come PC, per il monitoraggio e il comando del sistema. Utilizzando anche dei moduli di espansione, il PLC presenta in totale 32 ingressi e 32 uscite. La possibilità di espandere ulteriormente il PLC, lo rende adatto nel caso in cui in futuro si voglia implementare altre funzionalità che richiedono un sistema di controllo, essendo necessario solamente aggiungere i moduli d'espansione.

Sono state eseguite le prove su un campione dei moduli del PVZEN. Siccome i moduli sono nuovi, queste prove sono state fatte per verificare se le prestazioni coincidono con quanto riportato sui dati di targa dal costruttore e per valutare la presenza di difetti di produzione o fratture dovute a urti in fase di trasporto o assemblaggio del modulo. Sono state effettuate la prova sul tracciamento della curva caratteristica I-V, utilizzando il metodo della carica di un condensatore, il test di elettroluminescenza e la misura della resistenza d'isolamento.

Dalla misura della curva caratteristica I-V non è stata rilevata una deviazione significativa rispetto a quanto dichiarato dal costruttore. Dal test di elettroluminescenza non si sono osservati difetti o fratture. L'isolamento è risultato adeguato alle prestazioni richieste.

9 Bibliografia

- [1] C. Europea, «Quadro 2030 per il clima e l'energia,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_it.
- [2] C. Europea, «L'azione per il clima dell'UE e il Green Deal europeo,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action_it.
- [3] C. Europea, «Strategia a lungo termine per il 2050,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_it.
- [4] C. Europea, «EU Reference Scenario. Energy, transport and GHG emissions. Trend to 2050».
- [5] *Parlamento Europeo e Consiglio, Direttiva (EU) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, 11 dicembre 2018.*
- [6] *Parlamento Europeo e Consiglio. Direttiva (EU) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 2012/27/EU, 5 giugno 2019.*
- [7] M. Rycroft, *The development of renewable energy based mini-, micro- and nano-grids*, 2016.
- [8] *Parlamento Europeo e Consiglio. Direttiva (UE) 2018/844 che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, 30 maggio 2018.*

- [9] «Energia Val di Funes,» [Online]. Available: <https://www.energie-villnoess.it/index.php?id=1&L=1>.
- [10] «Società Elettrica Cooperativa Alto But,» [Online]. Available: <https://www.secab.it/home/>.
- [11] «Azienda Energetica Prato Soc. Coop.,» [Online]. Available: <https://www.e-werk-prad.it/it/>.
- [12] «SEM - Società Elettrica in Morbegno,» [Online]. Available: <https://www.sem-morbegno.it/home.html>.
- [13] «Comunità Cooperativa Melpignano,» [Online]. Available: <https://www.coopcomunitamelpignano.it/>.
- [14] P. Di Leo, *Lezioni di "Progettazione di Impianti Elettrici"*.
- [15] Griesi, *Tesi di Laurea magistrale - Sistema automatico di misura della caratteristica I-V di generatori fotovoltaici operanti fino a 1500 VDC*, 2018.
- [16] Scaiola, *Tesi di Laurea Magistrale - Innovative technique to estimate the performance of a photovoltaic generator using the parameters of the single diode model equivalent circuit*, 2019.
- [17] Murgia, *Tesi di Laurea Magistrale - Tecniche per l'identificazione dei difetti e per l'analisi delle performance nei moduli fotovoltaici*.
- [18] R. Araneo e M. Mitolo, «On the Insulation Resistance in High-Power Free-Field Grid-Connected Photovoltaic Plant,» 2019.

-
- [19] A. Ciocia, P. D. Leo, F. Spertino e G. Malgaroli, «Subhour Simulation of a Microgrid of All-Electric nZEBs Based on Italian Market Rules,» 2020.
- [20] Schneider Electric, *Modicon Controllers Catalog*.
- [21] Schneider Electric, *Smart Relays Zelio Logic Catalog*.
- [22] M. Maslar, *PLC Standard Programming Languages: IEC 1131-3*.
- [23] Z. Aspar e M. Khalil-Hani, *Modeling of a Ladder Logic Processor for High Performance Programmable Logic Controller*.

10 Appendice

10.1 LG NEON R

10.1.1 Temperature coefficients

Temperature coefficients of the module and NOCT are provided in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

NOCT	$44 \pm 3 \text{ } ^\circ\text{C}$
γ_{PN}	$-0,30 \text{ } \%/^\circ\text{C}$
β_{Uoc}	$-0,24 \text{ } \%/^\circ\text{C}$
α_{Isc}	$+0.04 \text{ } \%/^\circ\text{C}$

Tabella 10-1: Coefficienti di temperatura e NOCT del modulo LG NEON R

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) è valutata nelle seguenti condizioni:

Irradianza	800 W/m^2
Temperatura dell'aria	$20 \text{ } ^\circ\text{C}$
Velocità del vento	1 m/s

Tabella 10-2: Condizioni NOCT

10.1.2 Caratteristiche fisiche e meccaniche

Le caratteristiche meccaniche sono riportate in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

Dimensioni	$1700 \text{ mm} \times 1016 \text{ mm} \times 40 \text{ mm}$
Peso	$18,5 \text{ kg}$
Lunghezza dei cavi	$2 \times 1000 \text{ mm}$
Diodi di bypass	3
Scatola di giunzione	IP68
Copertura del lato frontale	Vetro temperato ad elevata trasparenza
Telaio	Alluminio anodizzato

Tabella 10-3: Caratteristiche meccaniche del LG NEON R

In Figura 10-1, sono riportate le dimensioni del modulo LG NEON R.

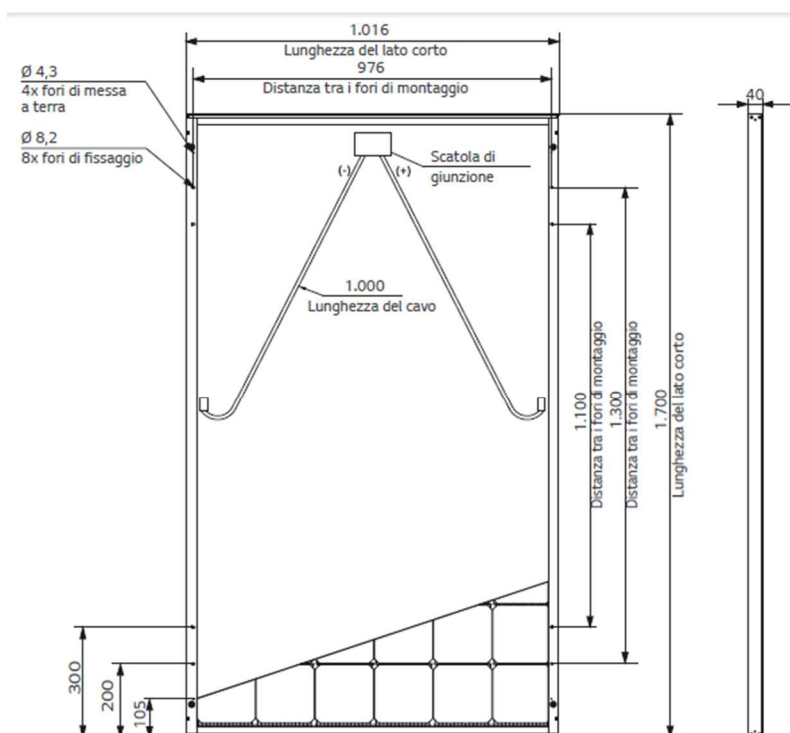


Figura 10-1: Dimensioni del modulo LG NEON R

10.1.3 Curve caratteristiche

Curve caratteristiche

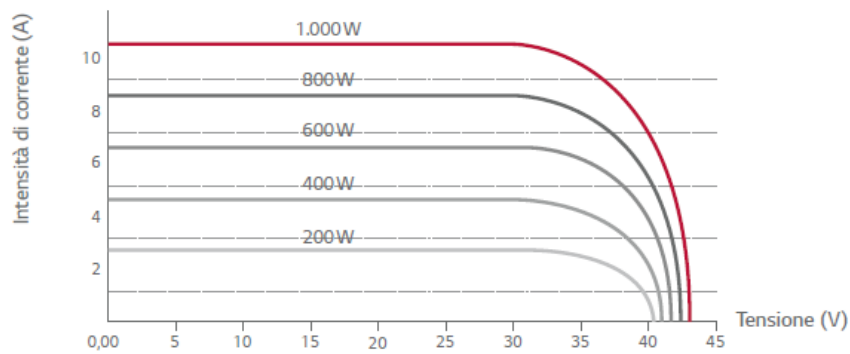


Figura 10-2: Curva caratteristica I-V, con diversi valori di irradianza

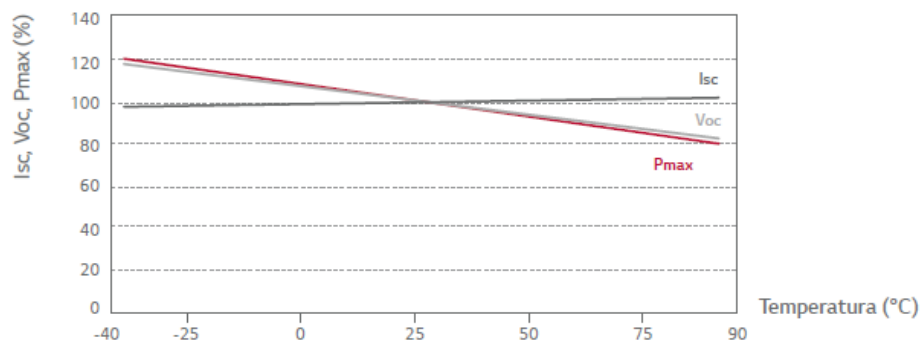


Figura 10-3: Variazione delle principali grandezze in funzione della temperatura

10.2 Current probe LEM PR30

Le caratteristiche principali sono in Tabella 10-4.

Range di corrente	20 A AC _{RMS} o DC
Campo di misurazione	±30 A
Sensibilità dell'uscita	100 mV/A
Accuratezza (at 25 °C)	±1% della lettura ± 2mA
Risoluzione	± 1 mA
Impedenza di carico	> 100 kOhms
Sensibilità alla posizione del conduttore	± 1% relativa a misura centrale
Range di frequenza	da DC a 100 kHz (-0.5 dB)

Phase Shift below 1 kHz	<2 degrees
Coefficiente di temperatura	0.01% della lettura/°C
Alimentazione	9 V Alkaline, MN 1604/PP3
-	30 hours, low battery indicator
Working Voltage	300 V AC _{RMS} or DC
Massima sezione del conduttore	19 mm di diametro
Connettore di uscita	connettore BNC
Output Zero	Manuale
Lunghezza dei cavi	2 metri
temperatura di funzionamento	Da 0 a 50 °C
Temperatura di stoccaggio	Da -20 a 85 °C
Umidità di funzionamento	Da 15% a 85 %
Peso	250 g

Tabella 10-4: caratteristiche principali di LEM PR30

Dimensions

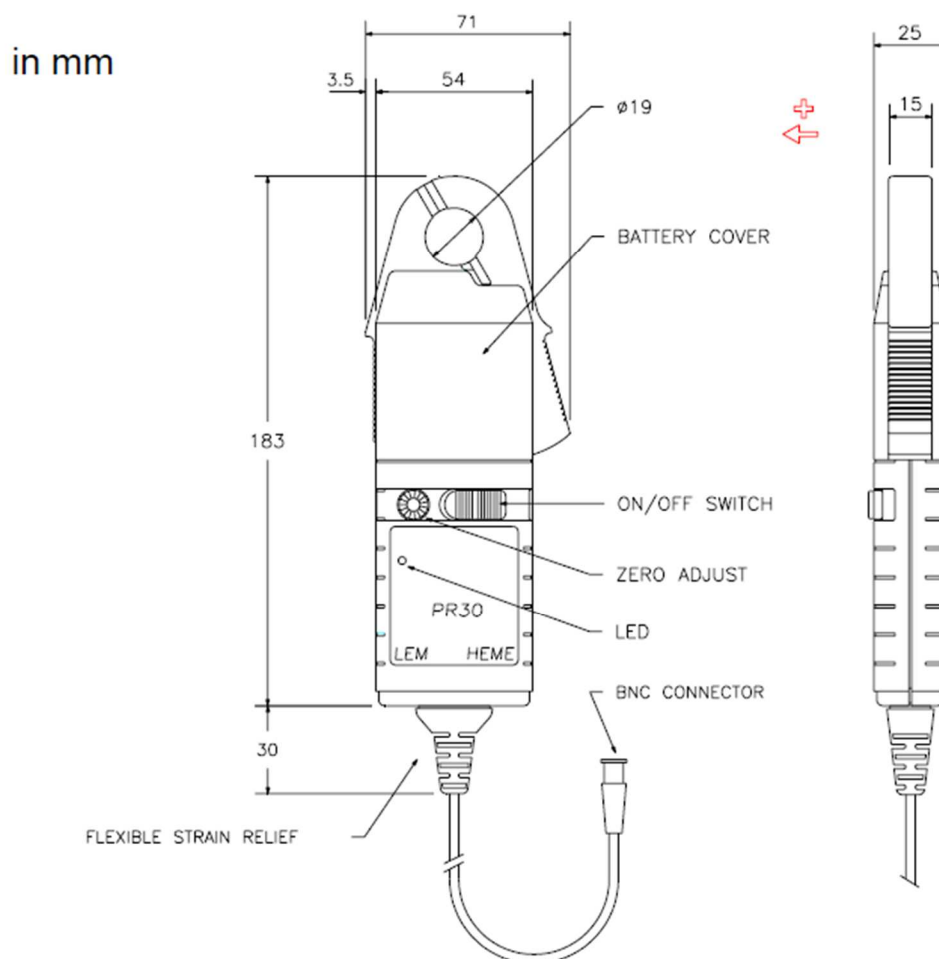


Figura 10-4: Dimensioni dello strumento LEM PR30

10.3 Sonda differenziale di tensione Sapphire SI9002

Le caratteristiche principali sono riportate in Tabella 10-5.

Caratteristiche tecniche	
Banda	DC fino a 25 MHz (-3 dB)
Attenuation Ratio	1:20/200
Accuratezza	±2%
Rise Time	14 ns
Impedenza d'ingresso	4 MΩ/5.5 pF
Tensione d'ingresso	
-Categoria	CAT III
-Range differenziale	±140 V (DC+AC) e 140 V _{RMS} @1/20 ±1400 V (DC+AC) e 1000 V _{RMS} @1/200
Range modo comune	±1400 V (DC+AC) e 1000 V _{RMS} @1/20 & @1/200
Massima tensione assoluta (Differenziale o di modo comune)	±1400 V (DC+AC) e 1000 V _{RMS} @1/20 & @1/200
Temperatura operativa	-10 to 40 °C
Temperatura di stoccaggio	-30 to 70 °C
Umidità operativa	25 to 85% RH
Umidità di stoccaggio	25 to 85% RH
Altre specifiche	
Lunghezza dei cavi BNC	95 cm
Lunghezza dei cavi in ingresso	45 cm
Peso	400 gms
Dimensioni (LxWxH)	170 mm x 63 mm x 21 mm

Tabella 10-5: caratteristiche principali della sonda Sapphire SI9002

10.4 Tester per il test di resistenza d'isolamento Fluke 1507

Le caratteristiche principali sono riportate in Tabella 10-6: caratteristiche principali del Tester per il test di resistenza d'isolamento Fluke 1507 Tabella 10-6.

Specifiche per la prova d'isolamento	
Gamma di misura	Da 0,01 MΩ a 10 GΩ
Tensione di prova	50 V, 100 V, 250 V, 500 V e 1.000 V
Precisione della tensione di prova	+ 20%, - 0%
Corrente cortocircuito	1 mA nominale
Scarica automatica	Tempo di scarica, < 0,5 secondi per C = 1 μF o inferiore
Indicatore di circuito sotto tensione	Impedisce il test se la tensione del terminale è > 30 V prima dell'inizio del test
Carico capacitivo massimo	Utilizzabile con carichi fino a 1 μF
Precisione di misurazione	± (3% + 5) a 50V
	± (3% + 5) a 100V
	± (1,5% + 5) a 250V
	± (1,5% + 5) a 500V
	± (1,5% + 5) fino a 2.000 MΩ, ± (10% + 3) oltre 2.000 MΩ, a 1000V
Specifiche generali	
Tensione massima applicata a ciascun terminale:	600 V rms AC o DC
Temperatura di immagazzinaggio	Da -40 °C a 60 °C
Temperatura operativa	Da -20 °C a 55 °C
Coefficiente di temperatura	0,05 x (precisione specificata) / °C per temperature < 18 °C o > 28 °C
Umidità relativa	Da 0% a 95% tra 10 °C e 30 °C
	Da 0% a 75% tra 30 °C e 40 °C
	Da 0% a 40% tra 40 °C e 55 °C
Dimensioni (H x La x Lu)	5,0 x 10,0 x 20,3 cm
Peso	550 g
Classe IP	IP40

Tabella 10-6: caratteristiche principali del Tester per il test di resistenza d'isolamento
Fluke 1507