

# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale

in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Studio di una microgrid locale costituita da tre utenti  
attivi con capacità di scambio di potenza elettrica



Relatori

Prof. Paolo Di Leo

Dott. Ing. Gabriele Malgaroli

Candidato

Enrico Strona

Anno Accademico 2018/2019



# INDICE

<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>1</b>
<b>1 - DEFINIZIONI E NORMATIVE</b> .....	<b>3</b>
1.1 - <i>MINIRETI, MICRORETI E NANORETI</i> .....	3
1.2 - <i>COMUNITÀ ENERGETICHE</i> .....	5
1.3 - <i>NZEB</i> .....	6
1.4 - <i>SISTEMI STAND ALONE E GRID CONNECTED</i> .....	7
1.5 - <i>SICUREZZA ELETTRICA IN SISTEMI STAND ALONE-RETE</i> .....	9
<b>2 - SISTEMI FV CON ACCUMULO</b> .....	<b>13</b>
2.1 - <i>GENERATORI FOTOVOLTAICI</i> .....	13
2.1.1 - <i>Generalità</i> .....	13
2.1.2 - <i>Circuito equivalente e caratteristiche della cella FV</i> .....	14
2.1.3 - <i>Rendimento, potenza e formule di progettazione</i> .....	17
2.1.4 - <i>Protezioni</i> .....	19
2.2 - <i>INVERTER</i> .....	21
2.3 - <i>ACCUMULATORI</i> .....	25
2.3.1 - <i>Accumulatori al piombo acido</i> .....	26
2.3.2 - <i>Accumulatori zinco aria</i> .....	27
2.3.3 - <i>Accumulatori a base di nichel</i> .....	27
2.3.4 - <i>Accumulatori nichel idruri metallici</i> .....	28
2.3.5 - <i>Accumulatori al litio</i> .....	28
<b>3 - PROGETTO PVZEN</b> .....	<b>31</b>
3.1 - <i>INTRODUZIONE</i> .....	31
3.2 - <i>LOCALIZZAZIONE E STRUTTURA</i> .....	32
3.3 - <i>DESCRIZIONE DEL SISTEMA</i> .....	35
3.3.1 - <i>Definizione dei generatori</i> .....	35
3.3.2 - <i>Definizione dei carichi</i> .....	38
3.6 - <i>SISTEMA ELETTRICO DI ALIMENTAZIONE</i> .....	40
<b>4 - INDAGINI DI MERCATO</b> .....	<b>45</b>
4.1 - <i>INVERTER</i> .....	45
4.2 - <i>TABELLA DI CONFRONTO TRA LE DIVERSE SOLUZIONI DI MERCATO</i> .....	61
4.3 - <i>BATTERIE SOLARI</i> .....	62
4.4 - <i>MODULI FOTOVOLTAICI</i> .....	64
4.5 - <i>COMPONENTI DELL'IMPIANTO ELETTRICO</i> .....	67
<b>5 – SCHEMI, SIMULAZIONI E RISULTATI</b> .....	<b>73</b>
5.1 - <i>SCHEMI E CRITERI PER LA LOGICA DI CONTROLLO</i> .....	73
5.2 - <i>CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA FV-INVERTER</i> .....	86
5.3 - <i>RICERCA DELL'OTTIMO E SCAMBIO ENERGETICO</i> .....	99
5.3.1 - <i>Introduzione</i> .....	99
5.3.2 - <i>Bilanci e autosufficienza</i> .....	100
5.3.3 - <i>Capacità ottimale, giorni di chiusura e analisi economica</i> .....	104

<b>RISULTATI E CONCLUSIONI .....</b>	<b>111</b>
<b>RINGRAZIAMENTI .....</b>	<b>113</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>115</b>

## ***Introduzione***

Nell'ultimo decennio, il settore edilizio sta affrontando le tematiche, sempre più importanti, riguardanti la riduzione dei consumi energetici e delle emissioni inquinanti. A tal proposito, la Comunità Europea sta favorendo la costruzione di nuovi edifici energeticamente efficienti, i nearly Zero Energy Buildings (nZEBs), i cui carichi sono soddisfatti per la maggior parte da Fonti locali di Energia Rinnovabile (FER).

Il progetto PVZEN, oggetto di studio, prevede la costruzione di una microrete formata da tre utenze nZEB (nanoreti), energeticamente connesse tra di loro. La microrete sarà costituita da un locale tecnico e un locale di controllo (utenza #1) e da due sale studio (utenze #2 e #3). Ogni utenza sarà caratterizzata da un generatore FotoVoltaico (FV), un sistema di accumulo elettrochimico e un carico elettrico (diviso in una componente puramente elettrica ed una termica, convertita in elettrica attraverso una pompa di calore). I locali offriranno un servizio agli studenti e ai dipendenti del Politecnico e saranno dotati di postazioni con prese per alimentare i laptop, un proiettore e illuminazione dedicata con lampade a LED. Le tre unità saranno connesse per formare una microrete e potranno comunicare e scambiare energia elettrica tra di loro. La tesi ha l'obiettivo di dimostrare i benefici economici in termini di energia annua assorbita dalla rete che la costituzione di una microrete locale genera rispetto alla configurazione di utenze indipendenti.

Dopo aver messo a punto lo schema elettrico del sistema, sarà svolta un'indagine di mercato per la scelta dei componenti più adatti alla realizzazione del progetto. Per ogni utenza saranno utilizzati gli stessi modelli di inverter, di moduli FV e di accumulo sulla base dei vincoli e delle caratteristiche tecniche e funzionali richieste. In particolare, al fine di soddisfare il carico medio invernale di ogni unità, è stata individuata, per ogni nanorete, la taglia ottimale del generatore FV in lato AC. Quindi, verranno selezionati moduli FV con una potenza sufficientemente elevata da soddisfare la taglia ottimale individuata con lo spazio di installazione a disposizione (vincoli architettonici). I convertitori selezionati dovranno prevedere il funzionamento in isola, la possibilità di parallelo Master-Slave e dovranno fornire in lato AC la potenza ottimale FV individuata in precedenza. Infine, le batterie dovranno rispettare vincoli quali la capacità energetica massima per unità, il costo massimo al kWh e la consentita modularità.

Mediante simulazioni, sarà, quindi, calcolata l'autosufficienza, ovvero la quota percentuale di carico soddisfatta da FER e l'energia annua assorbita dalla rete

sia nella configurazione ad utenze indipendenti sia nella configurazione di microrete locale in presenza di scambi energetici.

Nell'eventualità di mancato raggiungimento della completa indipendenza dalla rete elettrica, si valuterà una limitata chiusura temporanea della struttura nel periodo di minor affluenza degli utenti (ovvero le vacanze invernali degli studenti e dei dipendenti), che coincide, tra l'altro, col periodo di minor produzione FV. Infine, nell'ipotesi di rimuovere i vincoli architettonici di installazione dei moduli FV, saranno analizzati due casi con i conseguenti benefici economici. In particolare, la potenza nominale FV installata sarà incrementata al fine di ridurre la taglia delle batterie soddisfacendo lo stesso carico elettrico.

# 1 - Definizioni e normative

Per poter ben illustrare il lavoro fatto in questa tesi è doveroso introdurre varie definizioni dei termini utilizzati per avere una panoramica più chiara. Si tratta soprattutto di definire i sistemi generali che portano a comprendere la natura del progetto in esame richiamando le norme a cui è stato fatto riferimento nel corso dei diversi capitoli.

## 1.1 - Minireti, microreti e nanoreti

Non esistendo delle definizioni univoche per questi sistemi vengono utilizzate le seguenti, in accordo con i precedenti lavori riguardanti il progetto PVZEN:

- **Minireti:** in inglese *minigrids* [1], sono porzioni di rete in bassa tensione che possono essere indipendenti o meno dalla rete di distribuzione elettrica e che comprendono una o più unità di generazione e utenze al fine di simulare una rete tradizionale con produzione, distribuzione e utilizzazione dell'energia. Le minireti indipendenti dalla rete di distribuzione nazionale sono definite nella norma CEI 0-21 e prendono il nome di reti con funzionamento in isola o *stand alone* mentre quelle collegate al sistema elettrico di distribuzione vengono definite *grid connected*.

La generazione è prevalentemente di tipo rinnovabile e quindi volta alla sostenibilità ambientale; si possono installare pannelli fotovoltaici e turbine eoliche, ma possono essere anche sistemi che prevedono l'installazione di micro turbine, motori endotermici o celle a combustibile come fonte di generazione elettrica. Tipicamente necessitano di sistemi di conversione statica per passare da un regime in corrente continua ad uno corrente alternata e viceversa, con la presenza o meno di trasformatori.

Una minirete ha una potenza di generazione elettrica compresa tra i 50 kW e 1 MW; possono essere ad esempio grossi impianti industriali, ospedali o centri medici, piccoli borghi o anche un raggruppamento di un numero abbastanza elevato di utenze domestiche. Date le dimensioni non è possibile avere la generazione elettrica direttamente collegata al carico, per cui in una minirete si deve prevedere una linea di distribuzione.

- **Microreti:** (*microgrids* [2]) sono definite come le minireti, ma la potenza della parte di generazione è compresa tra 1 kW e 50 kW; anche nelle microreti si necessita di una linea di distribuzione nonostante le dimensioni siano ridotte rispetto alle minireti.

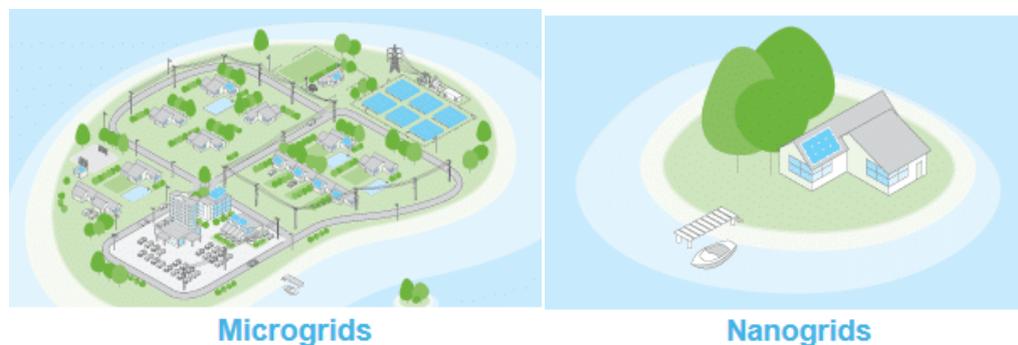
Nel caso delle microreti si cerca di avere l'indipendenza anche per quanto riguarda la parte di carico termico tramite la produzione di calore interna al sistema.

Le *microgrids* normalmente non operano collegate alla rete elettrica, ma si possono prevedere connessioni in casi di emergenza o in configurazioni particolari. In figura 1.1 è mostrata l'immagine di una microrete funzionante in isola con il proprio sistema di distribuzione.

- **Nanoreti:** (*nanogrids*) sono una recente tipologia di microreti e vengono definite in funzione della generazione di piccole potenze e l'assenza di una linea di distribuzione; questo è dovuto al fatto che le nanoreti possono essere costituite anche da un'unica utenza alimentata da un generatore di piccola taglia.

Le utenze alimentate dalla generazione, ottenuta generalmente da fonte rinnovabile, devono essere a basso impatto energetico in modo da mantenere la potenza installata per la produzione non troppo elevata e devono essere gestite in modo intelligente al fine di minimizzare i consumi e le perdite.

Esistono anche nanoreti in corrente continua in cui ci possono essere più livelli di tensione. L'efficienza risulta maggiore rispetto ad una rete con convertitori statici vista l'assenza della conversione DC/AC, ma i carichi devono essere adatti per un'alimentazione in corrente continua.



*Figura 1.1 e Figura 1.2*

*Illustrazione di una microrete e di una nanorete [3].*

Tipicamente i benefici derivati da queste strutture si palesano in situazioni quali comunità rurali o zone difficilmente raggiungibili dalla rete elettrica, comunità che vivono su isole o industrie con siti sparsi. Nelle reti che funzionano in isola e che non prevedono la possibilità di collegamento con la rete elettrica di distribuzione è prevista l'installazione di un sistema di accumulo di energia elettrica al fine di far fronte ad ogni richiesta da parte del carico. Gli utenti di sistemi *grid connected* possono stipulare un contratto con l'ente distributore in modo tale che l'energia prodotta in eccesso venga immessa in rete garantendo dei ricavi sulla generazione.

Per quanto riguarda i sistemi e i collegamenti con la rete di distribuzione le norme di riferimento sono la CEI 0-21 per i sistemi in bassa tensione e la CEI 0-16 per i sistemi in media ed alta tensione. Esse definiscono i principi di funzionamento, gli schemi, i componenti e le diverse configurazioni dei sistemi.

## **1.2 - Comunità energetiche**

Se fino a poco tempo fa in Italia scambiare l'energia autoprodotta tra i vari utenti era vietato, in questi ultimi tempi l'Unione Europea [4] ha posto le basi per realizzare un'evoluzione del sistema energetico attuale.

L'unica forma di scambio energetico consentita era quella che prevedeva di immettere in rete l'eccesso di produzione di un utente attivo a seguito di un contratto bilaterale con l'ente distributore. Nella nuova direttiva sulle fonti rinnovabili RED II (Renewable Energy Directive) [5], viene definito e valorizzato l'autoconsumo energetico e vengono inoltre riconosciute le comunità energetiche. Secondo la direttiva, gli stati dell'Unione Europea potranno provvedere all'autorizzazione dello scambio energetico tra diversi soggetti autoconsumatori di energia elettrica residenti in uno stesso edificio e facenti parte di una comunità di energia rinnovabile. Questo consentirà che produzione, accumulo e vendita di energia avvengano sulla base del modello "da uno a molti" (one to many). La delibera 663/2017/R/eel [6] fornisce un elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali indicando le modalità, le condizioni e i requisiti da soddisfare.

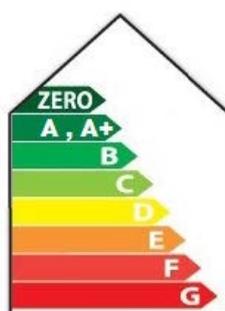
Lo scopo delle comunità energetiche, sulla base della legge approvata circa un anno fa, è quello di creare vere e proprie "isole" in cui i consumatori sono anche produttori, l'energia viene prodotta da fonti rinnovabili e lo scambio energetico e la sostenibilità ambientale siano le basi di questo sistema. Si cerca inoltre di massimizzare l'efficienza energetica, ridurre i consumi e ottenere una certa autosufficienza dalla rete elettrica.

I cittadini sono quindi portati a diventare parte attiva del sistema energetico globale, in modo tale da non essere solo più consumatori, ma produttori e ora anche distributori.

### 1.3 - nZEB

In ambito di nanogrid, smart grid e green city è utile introdurre la definizione di nZEB ovvero *nearly Zero Energy Building* (costruzioni a energia quasi zero). Si tratta di strutture costruite con criteri basati sulla minimizzazione dell'impatto energetico, ambientale ed etico in cui i bilanci energetici di varia natura quali elettrico e termico sono quasi nulli. Questi edifici vengono costruiti con materiali ecosostenibili, di riciclo e materiali che garantiscono un'alta coibentazione, a ridotto impatto ambientale ed efficienti e duraturi. Le utenze elettriche sono ridotte al minimo in quanto si usano accorgimenti come illuminazione a led, pompe di calore alimentate ad inverter gestite da sistemi intelligenti e sono provviste di sistemi domotici in grado di minimizzare gli sprechi. Queste strutture ben si adattano a sistemi *nanogrid*, dove la taglia della generazione è piccola e i carichi da alimentare si riducono a pochi kW.

Gli edifici NZEB sono stati introdotti dalla Direttiva Europea 2010/31/UE, seguita in Italia dal Decreto Legislativo 192/2005 e successivi aggiornamenti [7] e nella direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia EPBD si può leggere che gli stati membri dell'Unione Europea dovranno provvedere affinché, entro il 31 dicembre 2020, ogni edificio di nuova costruzione sia a energia quasi zero e quindi progettato secondo criteri energetici adeguati. Dovranno quindi essere minimizzati i consumi di riscaldamento in inverno, raffrescamento d'estate, energia elettrica per il funzionamento di elettrodomestici e apparecchi, ventilazione per il ricircolo d'aria e la produzione di acqua calda sanitaria.

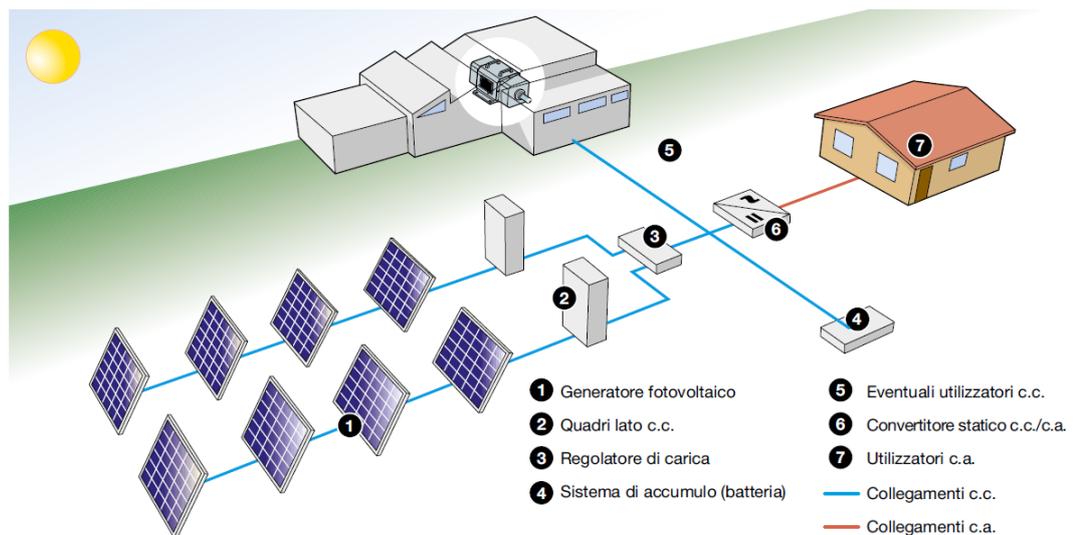


*Figura 1.3*  
*Concetto energetico di nZEB [8].*

Una delle principali caratteristiche di un NZEB è il costante monitoraggio dei consumi energetici tramite l'installazione di sensori e misuratori in modo tale da avere una conoscenza specifica su ogni aspetto energetico che porterà ad una gestione flessibile e intelligente al fine di garantire un'alta efficienza energetica.

### 1.4 - Sistemi stand alone e grid connected

I sistemi stand alone, già citati nella definizione di microrete, sono delle porzioni di rete elettrica indipendente dalla rete di distribuzione in cui si possono trovare sistemi di generazione, accumulo e carichi di natura elettrica. Nei sistemi stand alone con generazione FV, durante le ore di luce, l'energia elettrica prodotta è utilizzata per alimentare i carichi e la quota in surplus serve a caricare gli eventuali sistemi di accumulo mentre nelle ore di buio, quando non vi è produzione FV, l'energia è prelevata dalle batterie. La norma di riferimento per gli impianti off grid è la CEI EN 62124.



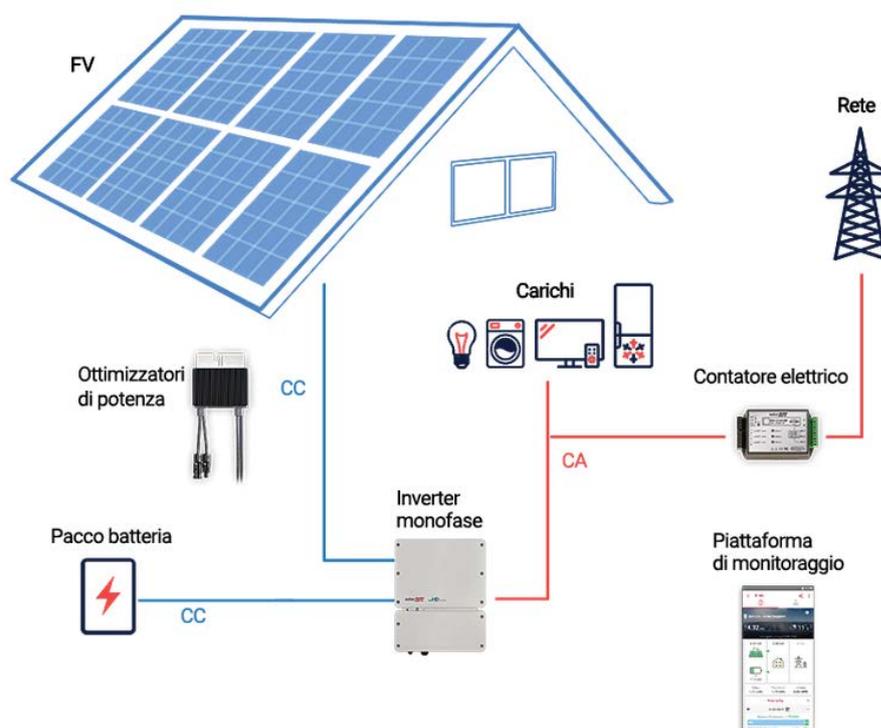
**Figura 1.4**

*Schema generale di un sistema stand alone [9].*

I sistemi grid connected invece sono sempre sistemi elettrici principalmente indipendenti, ma che prevedono il collegamento alla rete di distribuzione. Essi si distinguono in impianti centralizzati e distribuiti dove i primi sono di proprietà degli enti produttori o distributori e tipicamente sono utilizzati come riserva per la rete MT nelle ore di massimo carico richiesto e possono raggiungere potenze di circa 10 MWp; gli impianti distribuiti invece sono di proprietà dei privati e sono principalmente usati per alimentare carichi residenziali allo scopo di conseguire un risparmio energetico [9].

Tipicamente l'energia per poter alimentare i carichi quando non vi è produzione fotovoltaica sufficiente viene prelevata dalla rete di distribuzione, ma possono essere comunque previsti sistemi di accumulo. Nel caso in cui viene prevista l'immissione in rete dell'energia prodotta in eccesso devono essere installati due o più contatori monodirezionali o bidirezionali separati per distinguere la quota di energia immessa e la quota invece prelevata dalla rete.

Negli impianti grid connected vi è infine l'obbligo di installare sistemi di protezione per evitare il funzionamento in isola accidentale del sistema in base alla norma CEI 0-21; questo viene fatto per ragioni di sicurezza e per garantire il riferimento di sincronismo in frequenza della rete. Inoltre la norma spiega come deve essere l'interfaccia tra il sistema fotovoltaico e la rete di distribuzione ponendo attenzione ai dispositivi di collegamento tra le varie sezioni.



**Figura 1.5**  
*Esempio di impianto grid connected realizzato con sistema Solar Edge [10].*

La delibera 574/2014/R/eel del 21/11/2014 definisce le regole per la connessione dei sistemi elettrici in bassa e media tensione. Inoltre fornisce le caratteristiche dei sistemi di accumulo nelle applicazioni con produzione di energia e per i sistemi isolati dalla rete.

La delibera 300/2017/R/eel fornisce informazioni sulla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento della generazione distribuita nel caso di utenti attivi e quindi collegati alla rete di distribuzione. Per quanto riguarda invece la vendita di energia elettrica tra privati non vi è ancora nulla di definito nonostante in Europa esistano delle direttive per trasformare il modello di autoconsumo in un modello di vendita a molti, come è stato riportato in precedenza.

A fine 2018 in Piemonte è stata approvata una legge per promuovere la nascita di comunità energetiche quali enti senza fini di lucro. Nonostante vari ostacoli giuridici, con la legge regionale n.12 del 3 agosto 2018 dal titolo "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche" vengono di fatto riconosciute le comunità energetiche dettando le regole e i criteri per la loro nascita [11].

## ***1.5 - Sicurezza elettrica in sistemi stand alone-rete***

La teoria della sicurezza negli impianti elettrici definiti secondo la norma CEI 64-8 viene descritta in questa sezione definendola anche nel caso degli impianti indipendenti dalla rete di distribuzione e alimentati da convertitori statici.

### **Introduzione**

La sicurezza elettrica riguarda sia le protezioni degli apparati e dei sistemi elettrici, sia la sicurezza delle persone in condizioni di funzionamento ordinario e non solo. La sicurezza per gli impianti si definisce come l'insieme degli organi di protezione utili al rilevamento di un guasto o di funzionamento anomalo e l'eventuale logica di ripristino alle condizioni ordinarie. La sicurezza delle persone invece deve essere garantita quando queste interagiscono sia in maniera volontaria, sia in maniera accidentale con il sistema elettrico. Solitamente le due cose sono indistinguibili, ma su altri aspetti si differenziano per modalità e tecnologie [12].

La sicurezza elettrica in un impianto fotovoltaico stand alone è descritta nella norma CEI 64-8/2 nella quale si utilizza il termine "sistema elettrico" per descrivere la parte di un impianto funzionante ad una determinata tensione nominale [9]. Sostanzialmente, in un impianto stand alone, è possibile distinguere due sistemi elettrici con caratteristiche diverse in corrente e tensione: una sezione in bassissima tensione (24 o 48 V) in corrente continua e una sezione in bassa tensione (220 V) in corrente alternata.

Un impianto stand alone con un'estensione ridotta (tipicamente come avviene nelle nanoreti) è totalmente isolata da ogni altra linea elettrica, per cui è possibile avere due configurazioni:

- Impianto isolato da terra;
- Impianto vincolato al potenziale di terra.

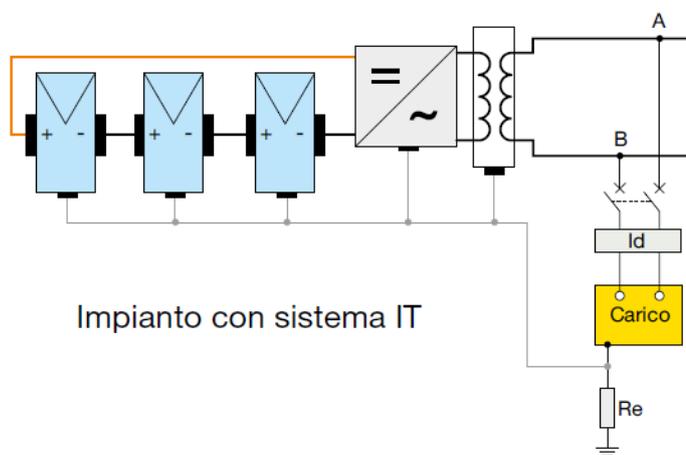
I sistemi che prevedono la possibilità di collegamento alla rete elettrica devono essere previsti di collegamento all'impianto di terra vista l'assenza di funzionamento isolato.

Come per un impianto elettrico tradizionale, anche per un sistema stand alone alimentato da inverter si devono prevedere accortezze per garantire la non pericolosità verso l'uomo e precauzioni per evitare o limitare i danni alle apparecchiature in caso di guasto.

### Sistemi in un impianto FV

Per un impianto FV esistono diverse configurazioni. Innanzitutto un sistema fotovoltaico può essere connesso a terra solo se è separato galvanicamente dalla rete elettrica tramite trasformatore che garantisca l'isolamento.

In assenza del trasformatore di separazione l'impianto FV dovrà essere isolato da terra nelle sue parti attive e con le masse collegate a terra, diventando parte della rete di alimentazione in cui generalmente è previsto un punto di messa a terra. Nel caso di un impianto che preveda un trasformatore il sistema può essere di tipo IT, TT o TN. Bisogna inoltre fare delle distinzioni per quanto riguarda le masse a monte e a valle del trasformatore per la scelta delle protezioni.



*Figura 1.6*

*Esempio di sistema FV con trasformatore di isolamento [9].*

Altri tipi di sistemi che possono essere previsti in un impianto stand alone sono quelli a bassissima tensione di sicurezza denominati PELV, FELV e SELV. In tal caso la norma a cui fare riferimento rimane la CEI 64-8.

## **Guasti e protezioni in un impianto FV**

### *Lato in corrente continua*

Il lato DC dell'impianto può non prevedere protezioni nel caso si utilizzi la portata massima dei cavi come descritto dalle norme, per cui il valore di corrente limite non si raggiunge in nessun caso. In questa parte dell'impianto possono essere previsti tre tipi di guasto:

- guasto tra due poli;
- guasto a terra;
- doppio guasto a terra nei sistemi IT.

Il cortocircuito su un cavo lato DC di una stringa viene alimentato a monte dalla stringa stessa e a valle dalle altre stringhe in parallelo, ma nel caso ci siano meno di tre stringhe non è necessaria alcuna protezione. Sul lato DC si devono prevedere LPS o SPD contro le fulminazioni secondo la CEI EN 62305, garantendo il collegamento a terra dei moduli fotovoltaici.

### *Lato in corrente alternata*

Il lato AC del sistema alimentato da inverter deve prevedere le protezioni da cortocircuito alimentato dalla rete, ma non sono obbligatorie le protezioni da sovraccarico se la portata dei cavi è superiore alla massima corrente in uscita dall'inverter.

Come protezioni dai danni alle persone si utilizzano gli stessi accorgimenti di un impianto tradizionale e quindi bisogna prevedere la protezione dai contatti diretti e dai contatti indiretti secondo la norma CEI 64-8.

Per ridurre il pericolo di danni alle persone si procede in maniera differente a seconda delle caratteristiche peculiari dell'impianto. La normativa prevede dei limiti di tensione di 50 V per un massimo di 5 secondi in caso di guasto verso terra. Questo garantisce la protezione delle persone contro la folgorazione.

Un accorgimento da tenere in conto nelle protezioni di un impianto alimentato da convertitori statici riguarda l'interruttore differenziale. Questo deve essere infatti di categoria B e risulta necessario in tutte quelle applicazioni in cui ci sono apparecchiature che possono iniettare correnti continue in caso di guasto o comunque correnti contenenti una componente continua che può raggiungere valori pericolosi per l'uomo.



## 2 - Sistemi FV con accumulo

Nel capitolo precedente è stata introdotta la definizione di sistemi stand alone e questo capitolo verterà sulla teoria dei tre elementi principali presenti in un impianto in isola, ovvero la generazione fotovoltaica, il sistema di accumulo e il sistema di conversione statica.

### 2.1 - Generatori fotovoltaici

#### 2.1.1 - Generalità

Comunemente conosciuti come pannelli fotovoltaici o solari, sono generatori di energia elettrica in corrente continua che sfruttano l'energia solare convertendola tramite le tecnologie a semiconduttore e relativo drogaggio. Esistono vari tipi di pannelli basati sulle diverse tecnologie costruttive dei materiali, infatti possono essere al silicio cristallino (monocristallino m-Si, policristallino p-Si) oppure al silicio amorfo a-Si. La differenza tra le due tecnologie risiede nella struttura cristallina del silicio.

L'unità base di questo dispositivo è chiamata cella solare; essa può essere in buona approssimazione considerata un diodo a giunzione interposto tra due elettrodi metallici, in cui solo l'elettrodo superiore riceve i raggi solari.

Le celle solari sfruttano la radiazione solare  $G$  incidente sulla superficie terrestre che si compone di una parte diretta  $G_b$ , una riflessa detta albedo  $G_a$  e una dispersa  $G_d$ . L'irradianza che incide sulla superficie ricevente del modulo dipende dall'altitudine, dall'angolo di incidenza rispetto l'orizzontale e da molti altri fattori descritti successivamente.

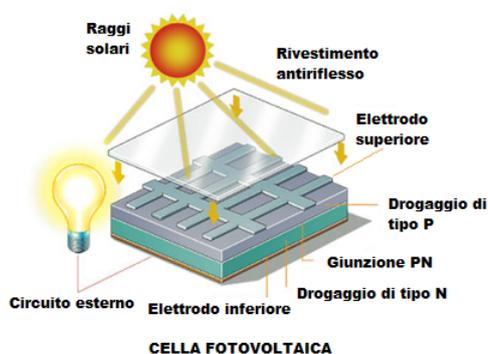


Figura 2.1

Composizione di una cella solare [13].

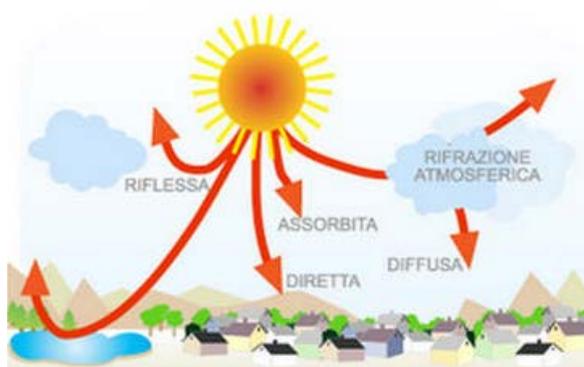


Figura 2.2

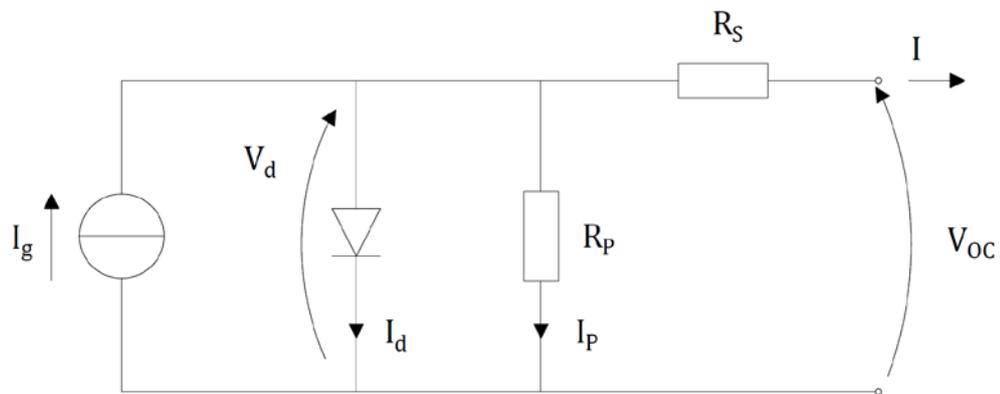
Composizione della radiazione solare [14].

Il fotone della radiazione solare che incide sulla giunzione è in grado di far muovere le cariche elettriche presenti nelle zone drogate del semiconduttore promuovendo gli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione, e generando quindi una corrente elettrica. L'efficienza di questo processo non risulta molto elevata dato che molte delle cariche si ricombinano e non entrano in gioco nella conduzione.

La cella fotovoltaica può essere vista come la cella di una pila, e i valori tipici di tensione generata da ogni unità risulta essere di 0,8 V per celle al silicio amorfo a-Si e 0,6 V per celle al silicio monocristallino m-Si.

### 2.1.2 - Circuito equivalente e caratteristiche della cella FV

La figura 2.3 mostra il circuito equivalente della cella fotovoltaica



**Figura 2.3**

*Circuito equivalente elettrico della cella fotovoltaica.*

Il generatore di corrente  $I_g$  proporzionale all'irradianza e il diodo collegato in antiparallelo descrivono il funzionamento in prima approssimazione della cella. In figura è presentato un circuito che più si avvicina a quello della cella FV reale; la resistenza  $R_p$  in parallelo corrisponde alla quota di corrente di dispersione superficiale, mentre la resistenza in serie  $R_s$  tiene conto delle resistenze di contatto e di quelle degli elettrodi.

La caratteristica corrente-tensione  $I(V)$  della giunzione, e quindi del diodo equivalente, è data dall'espressione:

$$I_d = I_0(e^{qU/mkT} - 1)$$

Dove  $I_0$  è la corrente di saturazione inversa del diodo, dipendente dalla temperatura assoluta  $T$ ,  $q$  è la carica dell'elettrone ( $1,6 \cdot 10^{-19}$  C),  $m$  fattore di qualità della giunzione, e  $k$  è la costante di Boltzmann ( $1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K).

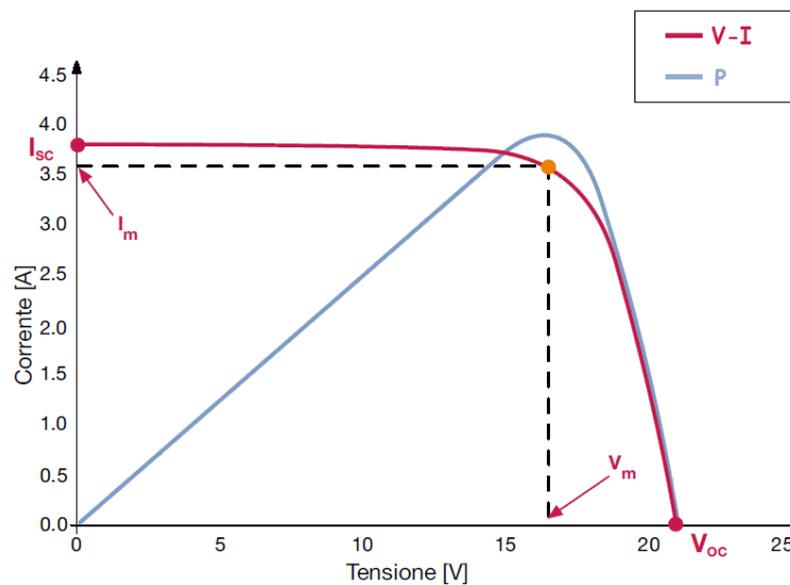
Tensione e corrente ai morsetti sono ricavabili dal circuito equivalente e risultano essere:

$$I = I_g - I_d - \frac{V_d}{R_p}$$

$$V = V_d - R_s \cdot I$$

La caratteristica di tensione è una funzione della corrente e della stessa tensione ( $V = f(V, I)$ ) e si può vedere in figura assieme alla caratteristica di potenza della cella. Queste grandezze sono riferite alle condizioni di prova normalizzate STC (Standard Test Conditions), le quali prevedono:

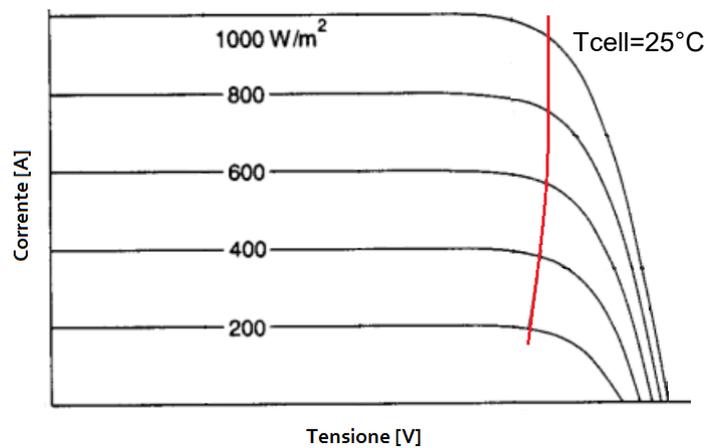
Irradianza  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , massa d'aria  $AM = 1,5$  e temperatura della cella  $T_c$  pari a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .



**Figura 2.4**

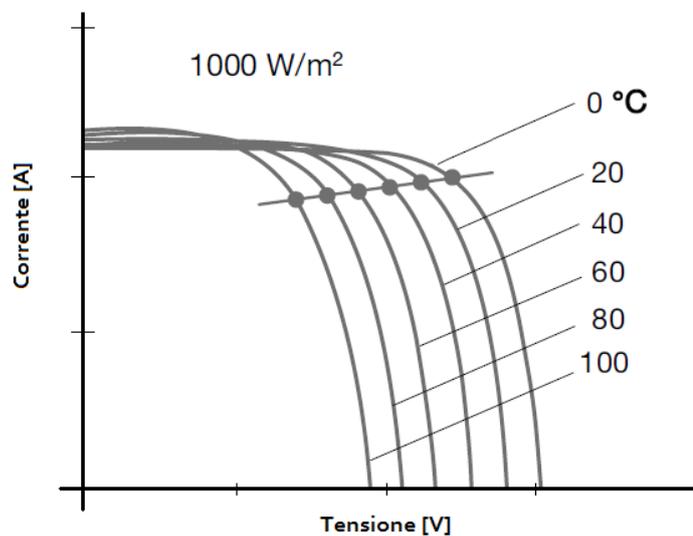
*Caratteristica Tensione-Corrente e caratteristica di Potenza di una cella alle STC [9].*

$I_{sc}$  e  $V_{oc}$  sono la corrente massima generata in condizioni di cortocircuito e la tensione massima generata a vuoto (quando la corrente è nulla). Si può notare come i valori di  $I_m$  e  $V_m$  si trovino in corrispondenza del punto più alto sulla caratteristica di potenza della cella. Anche questi valori si riferiscono alle condizioni standard ( $T_c = 25^\circ\text{C}$  e  $G = 1000\text{W/m}^2$ ), e la potenza è ricavata con il prodotto della corrente per la tensione.



**Figura 2.5**  
*Caratteristiche Tensione-Corrente in funzione dell'irradianza G [15].*

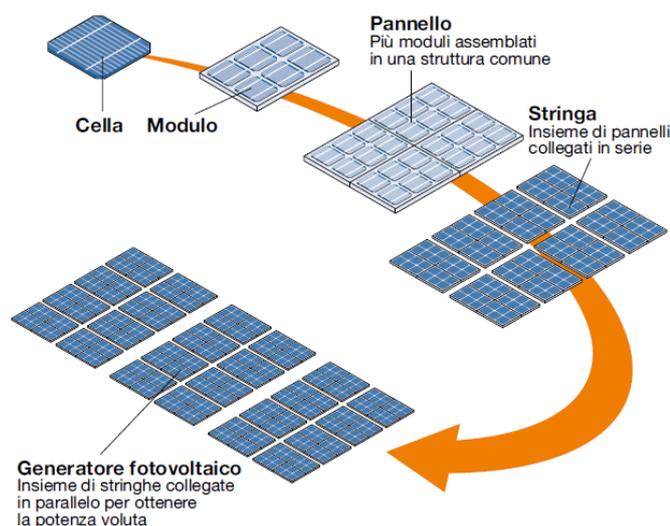
Come si può vedere dal grafico di figura 2.5, la caratteristica Tensione-Corrente della cella solare varia in funzione della irradianza  $G$ ; la corrente di corto circuito  $I_{sc}$  aumenta proporzionalmente in maniera significativa all'aumentare dell'irradianza, mentre la tensione a circuito aperto  $V_{oc}$  diminuisce leggermente con legge logaritmica al diminuire dell'irradianza.



**Figura 2.6**  
*Caratteristiche Tensione-Corrente in funzione della temperatura di cella  $T_{cell}$  [9].*

Dalla caratteristica in funzione della temperatura in figura 2.6 invece si nota come, a parità di irradianza, la tensione  $V_{oc}$  diminuisca sensibilmente mentre aumenta di poco la corrente  $I_{sc}$  [15].

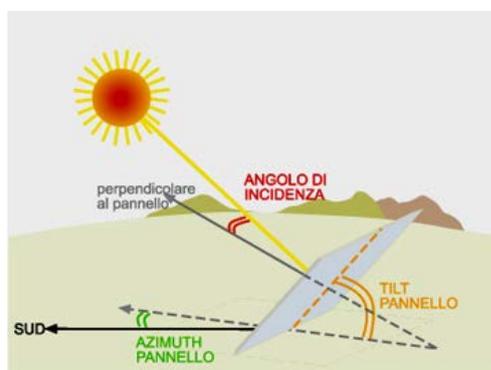
Nell'immagine in figura 2.7 si possono vedere le differenze che portano dalla cella FV all'insieme degli elementi che formano il generatore FV. Mettendo quindi le celle in serie e parallelo a formare i moduli fotovoltaici e unendo i moduli a loro volta, si arriva ad avere l'impianto di generazione fotovoltaico.



**Figura 2.7**  
Elementi di un generatore fotovoltaico [16].

### 2.1.3 - Rendimento, potenza e formule di progettazione

Ciò che incide di più sulla produzione dei moduli fotovoltaici sono l'inclinazione e l'orientamento. L'inclinazione è definita come l'angolo  $\delta$  di tilt, ovvero l'angolo formato dalla perpendicolare alla superficie del modulo rispetto all'orizzontale data dal suolo; l'orientamento, o angolo azimuth invece si definisce come l'angolo formato dal modulo rispetto alla direzione Sud. Valori positivi dell'angolo di azimuth indicano un orientamento verso ovest, mentre valori negativi un orientamento verso est come indicato della norma CEI EN 61194.



**Figura 2.8**  
Inclinazione e orientamento di un modulo fotovoltaico [16].

Il rendimento di conversione di una cella FV è del 10-20% con le attuali tecnologie, e questo rendimento è definito come il rapporto tra la potenza massima erogabile  $P_{MAX}$  e la potenza incidente  $P_i$  che a sua volta è il prodotto tra l'irradianza  $G$  e la superficie della cella di area  $A$ . Anche il rendimento viene riferito alle STC.

La potenza di picco  $W_P$  è ciò che caratterizza un modulo FV ed è definita come la potenza massima erogata nelle condizioni standard STC. Per queste condizioni i costruttori specificano anche la corrente di corto circuito  $I_{SC}$ , la tensione a circuito aperto  $V_{OC}$ , la corrente  $I_m$  e la tensione  $V_m$  nel punto di massima potenza già descritte in precedenza. Dato che i valori forniti sono riferiti alle condizioni standard, i costruttori forniscono anche la temperatura normale di funzionamento (Normal Operating Cell Temperature, NOCT). Questa è definita come la temperatura a cui si stabilizza il modulo funzionante a circuito aperto e sottoposto a una irradianza di  $800 \text{ W/m}^2$ , con una velocità del vento di  $1 \text{ m/s}$  e una temperatura ambiente  $T_a$  di  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ . I valori di NOCT variano tra i  $40$  e  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ , e una volta nota questa temperatura si può determinare la temperatura di cella  $T_c$  nelle condizioni operative del modulo tramite la formula seguente:

$$T_c = T_a + \left( \frac{NOCT - 20^\circ \text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \right) \cdot G$$

Conoscendo la corrente d'impiego e la tensione a vuoto nelle condizioni standard e calcolando la temperatura di cella nelle condizioni operative, si possono calcolare i parametri a regime tramite i coefficienti di temperatura. Questi possono essere espressi in valori percentuali rispetto alla grandezza corrispondente [%/K] o in valori assoluti [mA/K] rispetto alla temperatura. I tre coefficienti sono:

- $\alpha$  coefficiente di temperatura di  $I_{SC}$ ;
- $\beta$  coefficiente di temperatura di  $V_{OC}$ ;
- $\gamma$  coefficiente di temperatura di  $P_m$ .

Gli impianti fotovoltaici vengono dimensionati sulla base della NOCT e in funzione della temperatura massima e minima dell'ambiente. Le formule per ricavare le diverse grandezze utili nelle condizioni operative di funzionamento risultano essere le seguenti:

- Per la corrente:

$$I_{SC}(G, T) = I_{SC}(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

- Per la tensione:

$$V_{OC}(T) = V_{OC}(STC) \cdot (1 + \beta \cdot \Delta T)$$

- Per la potenza:

$$P_M(G, T) = P_M(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T)$$

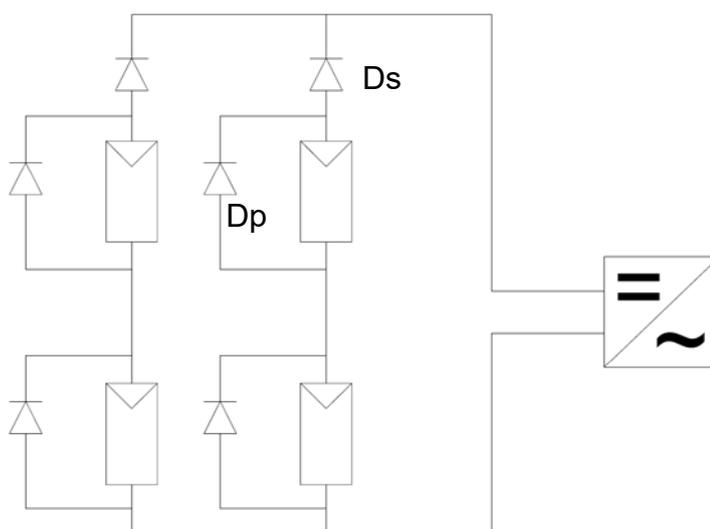
Dove  $\Delta T$  è la differenza tra la temperatura di cella  $T_c$  nelle condizioni operative e la temperatura di cella nelle condizioni standard STC.

L'energia prodotta dal generatore FV viene calcolata come il prodotto tra la potenza nominale in Wp, per il numero di ore equivalenti. Questa è l'energia giornaliera prodotta, ma rappresenta un valore ideale poiché che non tiene conto di nessuna perdita. Di fatto l'energia effettivamente prodotta viene calcolata tramite il *Performance Ratio* (PR); è un indice che tiene conto di molti fattori tra cui il riscaldamento delle celle, il mismatching, l'ombreggiamento, la riflessione, l'effetto Joule e la sporcizia che si può accumulare sulla superficie dei moduli.

#### 2.1.4 - Protezioni

In un impianto di generazione fotovoltaica si connettono i moduli FV in serie per formare le stringhe, le quali andranno poi collegate in parallelo. Vengono inoltre previsti diodi di protezione in serie alle stringhe dei moduli FV e in parallelo ad ogni modulo come mostrato in figura 2.9.

Il diodo di bypass collegato in anti parallelo serve a proteggere la cella ombreggiata dalle tensioni inverse ed a evitare il fuori servizio dell'intera stringa di moduli in caso di guasto. Il diodo di protezione in serie invece protegge dalle dissimmetrie dei collegamenti in parallelo dei moduli; se una o più celle in una stringa risultano difettose, viene a crearsi una dissimmetria nelle tensioni a vuoto fra le stringhe in parallelo, per cui il diodo  $D_s$  entra in funzione interdicendo la stringa considerata, la quale non contribuisce più alla potenza prodotta, ma non subisce danni.



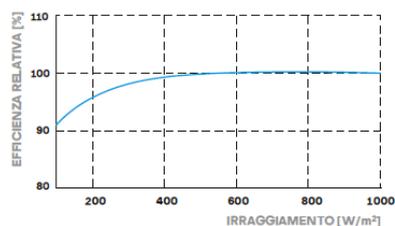
**Figura 2.9**  
Schema di collegamento dei moduli con diodi di protezione.

### SPECIFICHE ELETTRICHE

CLASSI DI PRESTAZIONE			340	345
PRESTAZIONE MINIMA IN CONDIZIONI DI PROVA STANDARD, STC <sup>1</sup> (CAPACITÀ DI TOLLERANZA +5 W / -0 W)				
Minimo	Prestazioni a MPP <sup>1</sup>	$P_{MPP}$ [W]	340	345
	Corrente di cortocircuito <sup>1</sup>	$I_{SC}$ [A]	10,68	10,73
	Tensione a vuoto <sup>1</sup>	$V_{OC}$ [V]	40,24	40,49
	Corrente nel MPP	$I_{MPP}$ [A]	10,16	10,22
	Tensione nel MPP	$V_{MPP}$ [V]	33,45	33,76
	Efficienza <sup>1</sup>	$\eta$ [%]	$\geq 19,0$	$\geq 19,3$
PRESTAZIONE MINIMA IN CONDIZIONI DI NORMALE FUNZIONAMENTO, NMOT <sup>2</sup>				
Minimo	Prestazioni a MPP	$P_{MPP}$ [W]	254,5	258,2
	Corrente di cortocircuito	$I_{SC}$ [A]	8,60	8,65
	Tensione a vuoto	$V_{OC}$ [V]	37,94	38,17
	Corrente nel MPP	$I_{MPP}$ [A]	8,00	8,04
	Tensione nel MPP	$V_{MPP}$ [V]	31,81	32,10

<sup>1</sup>Tolleranza di misura  $P_{MPP} \pm 3\%$ ;  $I_{SC}, V_{OC} \pm 5\%$  at STC: 1000W/m<sup>2</sup>, 25±2°C, AM 1.5G secondo IEC 60904-3 • 800W/m<sup>2</sup>, NMOT, spettro AM 1.5G

#### PRESTAZIONI IN CASO DI BASSA IRRAGGIAMENTO



Tipica prestazione dei moduli a condizioni di irradiazione basse rispetto alle condizioni STC (25°C, 1000W/m<sup>2</sup>).

#### COEFFICIENTI DI TEMPERATURA IN CONDIZIONI STANDARD

Coefficienti di temperatura di $I_{SC}$	$\alpha$ [%/K]	+0,04
Coefficienti di temperatura di $P_{MPP}$	$\gamma$ [%/K]	-0,36
Coefficienti di temperatura di $V_{OC}$	$\beta$ [%/K]	-0,27
Normal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43±3

**Figura 2.10**  
Esempio di scheda tecnica di un modulo fotovoltaico QCELLS [17].

## **2.2 - Inverter**

Gli inverter si definiscono come convertitori DC/AC e fanno parte della famiglia dei convertitori statici. Composti da componenti di elettronica di potenza, sono dispositivi che convertono l'energia elettrica in regime di corrente continua, in energia elettrica in regime di corrente alternata. Possono esistere gli inverter monofase, trifase o con altri numeri di fase, ed è possibile collegare più inverter monofase insieme nello stesso sistema per creare una rete trifase.

La conversione avviene tramite la modulazione delle grandezze elettriche, e si possono avere forme d'onda in uscita che possono essere sinusoidali, quadrate o di altro tipo. Una delle principali grandezze da tener conto in un inverter che deve alimentare carichi in regime alternato sinusoidale è il THD (Total Harmonic Distorsion) che tiene conto della distorsione armonica delle forme d'onda di tensione in uscita, e che non dovrebbe superare un valore limite per non compromettere la qualità della tensione di alimentazione.

Esistono vari tipi di inverter per applicazioni impiantistiche fotovoltaiche stand alone e grid connected, tra cui l'inverter solare e l'inverter ibrido. Il primo serve per convertire l'energia prodotta da moduli FV in energia in regime sinusoidale e mai viceversa, mentre un inverter ibrido, oltre alla parte di generazione fotovoltaica, può gestire un sistema di accumulo, occuparsi della carica delle batterie stesse ed eventualmente può prevedere il collegamento con la rete. Si tratta di un dispositivo bidirezionale in grado di eseguire la conversione AC/DC per la ricarica del sistema di accumulo con la potenza in ingresso da lato AC. Un inverter ibrido viene impiegato sia in sistemi grid connected che in sistemi stand alone, inoltre è possibile avere più fonti di generazione in ingresso e uscite multiple.

Esistono anche inverter bidirezionali. Questi possono essere installati in sistemi in cui l'accumulo si trovi sul lato AC. Questo tipo di sistema ha lo svantaggio di avere una doppia conversione nel caso si carichino le batterie tramite l'energia prodotta dal generatore fotovoltaico, con la conseguenza di avere un minor rendimento rispetto ad un sistema con un inverter solare e il sistema di accumulo sul lato DC.

Gli inverter collegati alla rete devono prevedere la protezione dal funzionamento in isola secondo la norma CEI 0-21 come già spiegato nel capitolo precedente. La maggior parte degli inverter attuali sono previsti di questa protezione al loro interno.

Il sistema di accumulo da accoppiare all'inverter del sistema può prevedere batterie di diversa tecnologia come ad esempio al piombo, nichel cadmio e recentemente anche la tipologia agli ioni di litio.

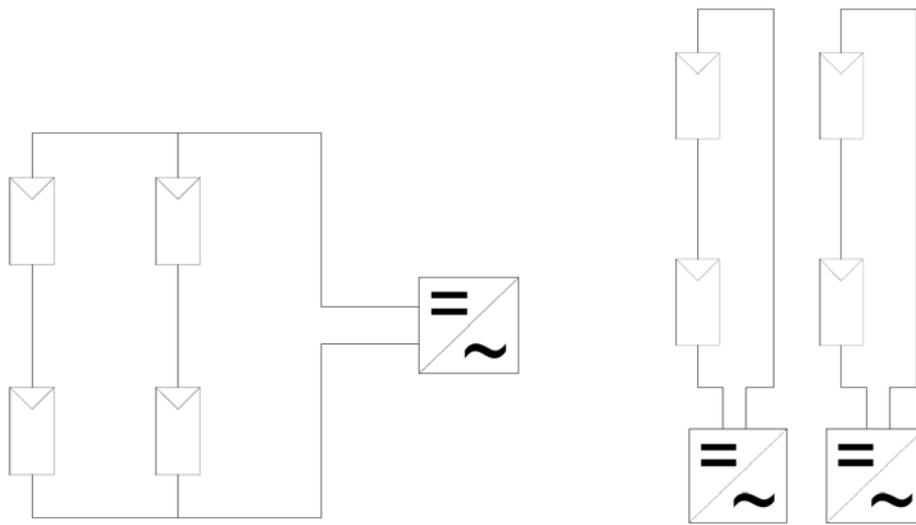
Le caratteristiche principali di un inverter di cui bisogna tener conto durante la progettazione di un impianto fotovoltaico, si possono vedere da catalogo e sono qui riassunte:

- potenza massima in ingresso;
- massima corrente in ingresso;
- massima tensione in ingresso;
- potenza nominale in uscita;
- tensione e frequenza in uscita;
- protezioni e certificazioni.

Esistono diversi tipi di sistemi per gli impianti fotovoltaici in base al numero di inverter presenti e accoppiati con i moduli fotovoltaici:

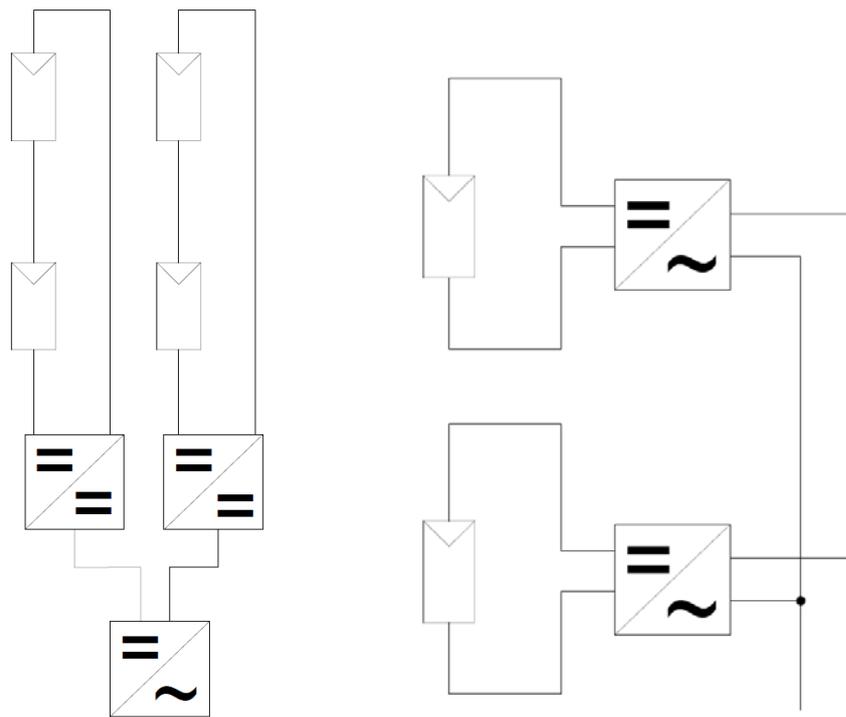
- *Central inverter*: figura 2.11a è previsto un unico inverter per l'intero sistema e viene utilizzato per piccoli impianti con moduli aventi la stessa orientazione. Con questo sistema è impossibile tenere conto del mismatching derivante dagli ombreggiamenti, per cui le prestazioni risultano inferiori, vi è una scarsa ottimizzazione della potenza massima e il sistema è poco flessibile.
- *String inverter*: figura 2.11b sistema che prevede un inverter per ogni stringa di moduli FV, per cui l'ottimizzazione della potenza avviene in modo più efficace, inoltre non servono i diodi di blocco come protezione; è utilizzato per impianti di medie dimensioni e risulta ovviamente più dispendioso, ma il rendimento del sistema è maggiore e risente meno degli ombreggiamenti.
- *Multi string inverter*: figura 2.11c vi è un unico inverter, ma ogni stringa di moduli prevede un convertitore DC/DC con il relativo sistema MPPT, e questo permette una maggiore flessibilità del sistema; è utilizzato nei campi fotovoltaici di grosse dimensioni dove vengono a formarsi sottocampi di moduli.
- *AC module*: figura 2.11d ogni modulo fotovoltaico prevede il proprio convertitore. Risulta un sistema molto dispendioso, ma con una flessibilità massima e una buona efficienza.

Gli inverter per impianti fotovoltaici possono prevedere al loro interno un trasformatore di isolamento il quale ha la funzione di garantire la separazione galvanica tra le parti del sistema a monte e valle del convertitore.



a

b



c

d

*Figura 2.11 - a, b, c, d  
Schemi di collegamento dei diversi tipi di impianti fotovoltaici.*

## Differenze e vantaggi dell'accoppiamento AC e DC

Accoppiamento AC: è un sistema che prevede due inverter; uno solare che converte il DC FV in AC alla rete, e un inverter ibrido collegato in AC con l'uscita dell'inverter FV e dal lato DC ha il sistema di accumulo. I carichi possono essere alimentati da entrambi contemporaneamente.

Accoppiamento DC: i moduli FV sono collegati direttamente al sistema di accumulo tramite regolatore di carica. L'unico inverter presente gestisce i carichi alimentandoli con batteria o solare nel caso quest'ultima sia carica.

In un sistema AC per caricare le batterie col surplus di generazione FV bisogna passare attraverso due inverter e di sicuro il rendimento sarà minore. In un sistema DC invece la generazione FV deve passare solo attraverso il bus DC e il sistema di carica dell'accumulo prima di arrivare al lato AC [18].

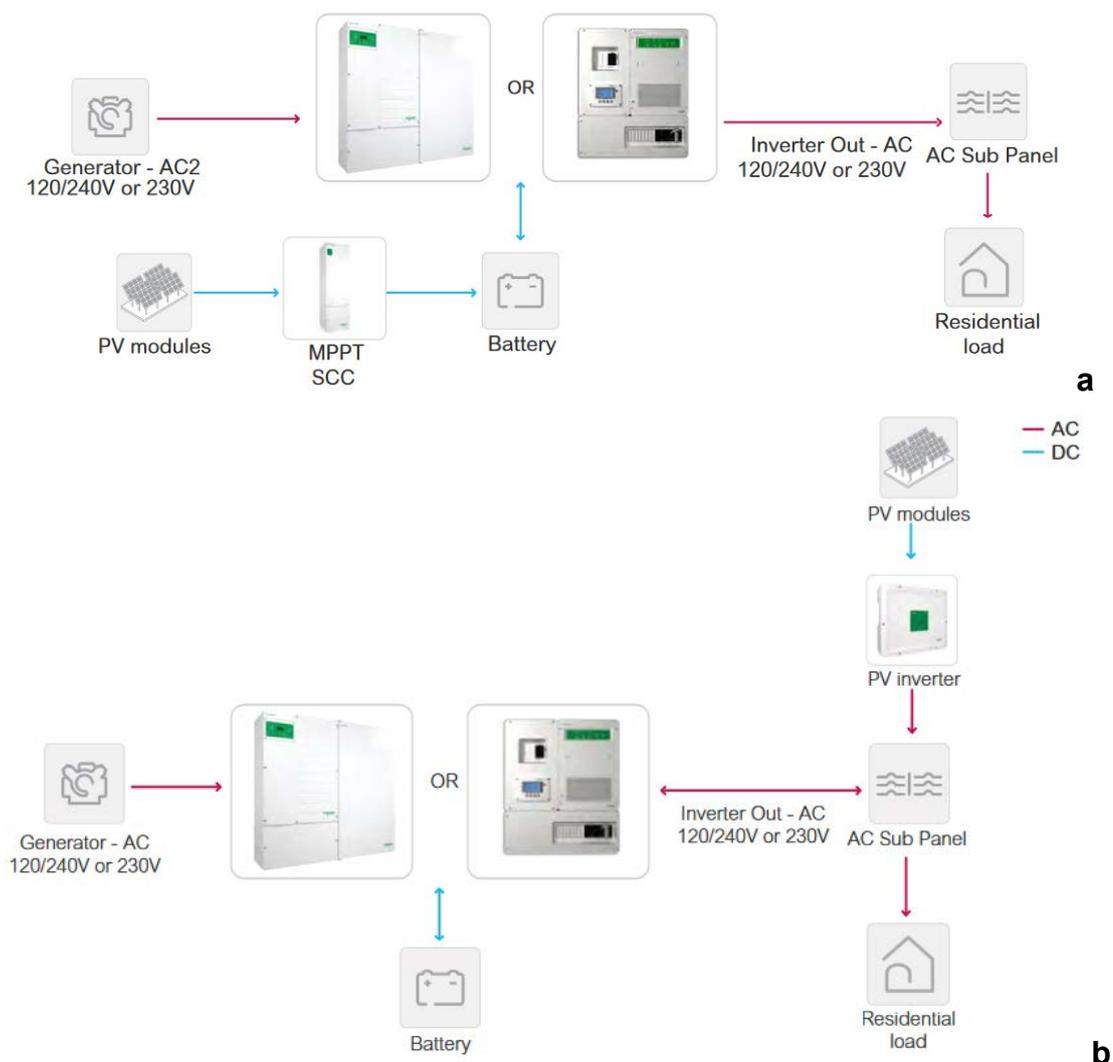


Figura 2.12 - a, b

Sistema con accoppiamento DC (a) e con accoppiamento AC (b) [19].

## 2.3 - Accumulatori

Comunemente chiamati batterie, sono utilizzati per immagazzinare energia elettrica sotto forma di energia elettrochimica tramite reazioni di ossidoriduzione. Ne esistono di vari tipi e con diverse tecnologie, e di seguito vengono presentate le differenze [20].

Le principali caratteristiche di una batteria sono la capacità di accumulo, la potenza, il tempo e l'efficienza di carica e scarica, l'autoscarica, la vita utile misurata in anni o cicli di lavoro e il costo per unità di kWh o Ah. Anche il fattore smaltimento è da tenere in considerazione, soprattutto in ambito di progetti a basso impatto.

Per ogni accumulatore è possibile definire:

- *Rendimento energetico*: è il rapporto tra l'energia estratta durante la fase di scarica e l'energia spesa per riportare lo stato di carica iniziale del sistema, a parità di potenza.
- *Energia specifica*: espressa in Wh/kg, è data dal rapporto tra l'energia che si riesce ad estrarre da un accumulatore in fase di scarica ad una certa potenza e il peso della stessa in kg. È un coefficiente che dipende molto dalle condizioni di lavoro dell'accumulatore e della temperatura ambiente.
- *Potenza specifica*: espressa in W/kg, ottenibile dal rapporto tra la potenza dell'accumulatore e il peso in kg dello stesso. Come per l'energia, anche la potenza non ha un valore univoco poiché dipende dal carico applicato.
- *Tempo di vita*: esprimibile in anni, definisce la durata in esercizio dell'accumulatore che, per effetti irreversibili, diminuisce fino a che le prestazioni del sistema degradano al di sotto dei limiti operativi. Il tempo di vita può essere espresso anche in cicli utili, ovvero il numero di cicli di scarica e carica completa effettuabili con una batteria prima che le prestazioni raggiungano un limite minimo (un valore tipico è al 20% della sua capacità iniziale). Il tempo di vita dipende del valore di profondità di scarica o Depth of Discharge (DOD) scelto, dalle condizioni di lavoro e della temperatura.
- *Autoscarica*: si tratta di un fenomeno dovuto a varie reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti e portano nel tempo alla scarica completa della batteria senza che essa venga effettivamente utilizzata. In condizioni normali l'autoscarica determina una riduzione della carica della batteria di qualche valore percentuale al mese.

Si riportano di seguito le varie tipologie di accumulatori presenti sul mercato elencandone le caratteristiche [21].

### *2.3.1 - Accumulatori al piombo acido*

Questa tipologia di batterie è quella più comunemente usata in diversi ambiti e settori a causa delle loro caratteristiche energetiche tra cui la densità di energia, e la densità di potenza e anche grazie ai costi contenuti. Presentano alcuni vantaggi per quanto riguarda l'affidabilità, anche se lo smaltimento resta un problema.

Gli aspetti negativi più rilevanti risultano essere il tempo di vita abbastanza basso, una densità di energia e di potenza nella media che porta ad avere degli ingombri consistenti al crescere dell'energia e la necessità di adeguati sistemi di ventilazione.

Gli accumulatori al piombo si dividono in due principali categorie

- accumulatori aperti, o VLA - Vented Lead Acid;
- accumulatori ermetici, o VRLA - Valve Regulated Lead Acid.

I primi sono i più diffusi nel contesto attuale e si distinguono per presenza di aperture che permettono la fuoriuscita dei gas prodotti durante la ricarica (principalmente idrogeno e ossigeno) e vengono largamente impiegati in ambito di trazione e in molte applicazioni stazionarie.

I VRLA ermetici stanno prendendo sempre più piede rispetto ai VLA grazie alla minor manutenzione necessaria, all'ingombro più contenuto e la limitata quantità di idrogeno sprigionata a seguito delle reazioni. Utilizzati prevalentemente nei sistemi UPS, a oggi il loro impiego riguarda anche sistemi di sicurezza, installazioni stazionarie e nel campo della telefonia.

Gli svantaggi principali di questa tipologia di batterie sono la disomogeneità di costruzione e l'irreversibilità della ricombinazione dei gas prodotti, che, una volta persi, non possono essere più reintegrati.

I valori tipici di energia specifica per gli accumulatori di tipo VLA sono compresi tra 15 e 25 Wh/kg mentre i valori di picco della potenza specifica sono di 20-40 W/kg. Per quanto riguarda gli accumulatori di tipo VRLA le prestazioni sull'energia specifica e sulla potenza sono migliori grazie al volume più contenuto, di fatti i valori tipici per questa tipologia di batterie si aggirano tra 20 e 45 Wh/kg per l'energia specifica e tra i 60-150 W/kg per la potenza specifica.

La capacità di un accumulatore al piombo, oltre a dipendere dalla temperatura, dalla tensione e dallo stato di invecchiamento, dipende anche dalla corrente di scarica. Infatti questa diminuisce con l'aumentare del valore della corrente di scarica. Valori tipici di capacità di una cella al piombo-acido possono essere di poche decine fino alle migliaia di amperora (Ah).

La vita attesa di un accumulatore al piombo può variare in base alla tipologia e alla gestione, ma il numero di cicli di carica e scarica di una cella al piombo, con una profondità di scarica (DOD) dell'80%, risulta essere tra 500 e 800. L'autoscarica di queste batterie si aggira nell'intorno del 3% al mese.

### *2.3.2 - Accumulatori zinco aria*

La caratteristica principale di un accumulatore zinco aria è quella dell'impiego dell'ossigeno presente in atmosfera come elettrodo. All'anodo sono presenti zinco o alluminio, mentre il catodo presenta una struttura porosa fatta in carbonio. L'elettrolita si può trovare in forma liquida o sotto forma di una membrana polimerica solida. Gli accumulatori zinco aria fanno parte della categoria delle celle a combustibile, in cui il combustibile è lo zinco, mentre l'ossigeno è il comburente.

Il principale vantaggio di questo tipo di batterie è l'elevato valore di energia specifica che può essere accumulata, con valori che possono raggiungere i 200 Wh/kg, (di molto superiore rispetto agli altri tipi di batteria). La potenza specifica invece risulta essere di circa 100 W/kg.

L'unico svantaggio rilevante nelle batterie di tipo zinco aria è quello di dover sostituire gli elettrodi durante la fase di ricarica della batteria.

### *2.3.3 - Accumulatori a base di nichel*

Sono batterie che presentano dei vantaggi rispetto alle batterie al piombo acido, tra cui una maggior robustezza, una maggiore durata della vita e maggiore affidabilità. Una delle note negative più consistenti riguarda i problemi ambientali legati alla presenza del cadmio e alla relativa scarsità di centri di smaltimento da cui, a seguito di diverse direttive ne è stato proibito l'utilizzo.

Uno dei vantaggi rispetto ad altri accumulatori è la possibilità di raggiungere la completa scarica senza ripercussioni evidenti.

Anche in questo tipo di batteria avvengono reazioni parassite e irreversibili con la conseguente formazione di gas in fase di ricarica. La particolarità di questi accumulatori sta nel fatto che sia in fase di carica che di scarica, la concentrazione dell'elettrolita rimane costante; ciò comporta quindi che tale

grandezza non può essere usata quale indice dello stato di carica, come avveniva invece per le batterie a base di piombo.

Sono due principali tecnologie costruttive per la realizzazione delle batterie al nichel/cadmio: con elettrodi a tasca e con elettrodi sinterizzati; la seconda tipologia permette tipicamente prestazioni migliori.

Anche le batterie nichel/cadmio, come quelle al piombo acido possono essere di tipo aperto e di tipo ermetico.

Le batterie a base di nichel presentano un rendimento energetico globale di carica/scarica di circa il 70%, il quale risulta inferiore al rendimento delle batterie al piombo acido.

Le celle nichel cadmio, presentano una tensione nominale di 1,2 V e i valori di capacità variano da frazioni di Ah fino a diverse centinaia di Ah.

I valori di energia specifica si attestano invece nell'intorno di 65 Wh/kg, e risultano più elevati in confronto alle batterie al piombo-acido, e presentano una potenza specifica erogabile che varia da alcune decine fino a valori che si aggirano sui 500 W/kg, con picchi che arrivano a 800 W/kg in base alla tecnologia costruttiva.

Per quanto riguarda l'autoscarica di questa tipologia di batterie, un valore tipico risulta essere di 5% al mese, che aumenta a 25% nel caso di quelle ermetiche. Il tempo di vita invece può raggiungere valori di 1500-2000 cicli di lavoro con profondità di scarica dell'80%.

Il vantaggio più rilevante di questo tipo di batterie risulta essere la bassissima dipendenza dalla temperatura di lavoro dell'energia erogabile, sia in fase di scarica che di carica.

#### *2.3.4 - Accumulatori nichel idruri metallici*

L'accumulatore nichel idruri metallici, è una tipologia di accumulatore derivato dal tipo nichel cadmio, in cui l'elettrodo di cadmio è sostituito da una miscela di idruri metallici. Questo ha permesso di evitare le problematiche ambientali legate all'uso del cadmio.

Le caratteristiche risultano molto simili alle batterie a base di nichel cadmio.

#### *2.3.5 - Accumulatori al litio*

Le batterie agli ioni di litio [22] sono caratterizzate sia da un'elevata densità energetica che da un'alta energia specifica; ciò permette di avere un'energia immagazzinata più elevata, a pari condizioni di volume o peso, in confronto ad

altre batterie di diversa tecnologia. Gli altri due aspetti positivi degni di nota sono il ridotto fenomeno di autoscarica e la mancanza dell'effetto "memoria".

Questo tipo di batteria possono essere suddivise in tre categorie:

- Batterie agli ioni di litio con elettrolita liquido: la loro peculiarità è il fatto di avere a disposizione piccole taglie di batteria con capacità che possono essere anche una frazione di Ah. Ne fanno parte le batterie litio cobalto, litio ferro fosfato (LFP) e litio ossido di titanio.
- Celle litio ioni polimeri: presentano un tipo di elettrolita polimerico allo stato solido. Il vantaggio è che rimane non infiammabile rispetto ad un elettrolita liquido.
- Celle litio aria: sono delle batterie che fanno parte della famiglia degli accumulatori metallo aria, in cui il litio è in forma liquida.

La possibilità di utilizzare diversi di materiali per gli elettrodi e come elettroliti mantenendo inalterato il principio di funzionamento permette una buona flessibilità, un numero elevato di tipologie diverse di celle e vari possibili sviluppi futuri.

Le celle agli ioni di litio presentano un'energia specifica variabile tra 50 e 180 Wh/kg, mentre la densità di energia può superare i 350 Wh/l. La potenza specifica invece arriva facilmente a valori di picco fin superiori a 2000 W/kg. Il rendimento energetico risulta essere tra i più alti, con valori che sfiorano il 95% in funzione dalle condizioni operative.

Il tempo di vita delle celle al litio è di circa 1000 cicli associato ad una profondità di scarica del 100%. Scendendo ad una DOD all'80% la vita risulta essere di circa 2000 cicli, con celle che possono superare i 3000 cicli. Anche le celle agli ioni di litio presentano un degrado progressivo e costante, diminuendo mano a mano la capacità accumulabile. Questo fenomeno non è dipendente dal numero di cicli di carica e scarica, per cui avviene anche senza l'utilizzo effettivo della batteria.

Il range di temperatura di funzionamento di una batteria al litio è molto ampio, ma la temperatura accentua il degrado della capacità della batteria e riduce il tempo di vita, per questo i costruttori consigliano una temperatura di esercizio non superiore ai 30° C.

Questo tipo di batterie non ha applicazioni stazionarie rilevanti, ma essendo dotate di una densità di potenza molto elevata e di una vita attesa superiore alla media delle altre tipologie possono essere impiegate in applicazioni di power quality, in accoppiamento a generatori a fonte rinnovabile e in generale nei casi in cui è necessario ridurre gli spazi.



## **3 - Progetto PVZEN**

In questo capitolo verrà presentato il progetto PVZEN sotto diversi punti di vista, dall'introduzione alla caratterizzazione di ogni stanza. Sono state effettuate delle simulazioni preliminari per valutare la fattibilità del sistema e una volta ottenuti dati significativi sono state definite le modalità di realizzazione e le ricerche da effettuare sui componenti da poter utilizzare. Una volta definito il sistema in modo completo, sono state effettuate delle nuove simulazioni che verranno mostrate nei capitoli successivi.

### **3.1 - Introduzione**

PVZEN è l'acronimo di Photo Voltaic Zero Energy Network; il progetto vede la partecipazione di tre dipartimenti del Politecnico di Torino (il Dipartimento Energia, DENERG, il Dipartimento di Architettura e Design, DAD, ed il Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni, DET), e consiste in una struttura nZEB al cui interno ospita due sale studio messe a disposizione per personale universitario e studenti, e due locali tecnici. Il sistema si costituisce di tre utenze indipendenti che funzionano principalmente in isola, ma che hanno la possibilità di unirsi in una microrete e scambiare energia tra loro per arrivare ad avere un assorbimento di potenza nullo dalla rete elettrica di distribuzione e quindi una totale autosufficienza. È un progetto che si sviluppa essenzialmente in ambito di *smart grid* e comunità energetiche, ma che nasce come uno studio di fattibilità su un sistema con interscambi di energia e uno studio dei consumi e dei bilanci energetici degli edifici.

Ciascuna delle tre utenze comprende la propria generazione fotovoltaica, il proprio sistema di accumulo e la parte di carico elettrico. La parte di generazione verrà realizzata in funzione dell'orientamento della struttura e dell'inclinazione del tetto, e le tre utenze presentano carichi elettrici diversificati tra le sale studio e i locali di controllo e tecnico. Ogni utenza avrà anche la parte di conversione statica e i sistemi di accumulo a batterie che non potranno essere caricate tramite prelievi da rete.

La peculiarità di questo progetto è la possibilità di mettere in collegamento le varie unità, e quindi il funzionamento in parallelo delle strutture di conversione, per poter effettuare lo scambio energetico tra le diverse utenze attive. Questo avviene tramite la gestione di un sistema che risulta essere flessibile e a configurazione variabile creando una microrete.

Lo scopo è quello di valutare l'autosufficienza di una microrete locale funzionante in isola che comprenda diverse utenze attive equivalenti a nanoreti e come progettare, dimensionare e realizzare il sistema elettrico e di gestione nel suo complesso.

Il sistema è stato studiato in modo tale da monitorare ogni flusso energetico tramite sensori, misuratori e altri dispositivi, per poter garantire una gestione ottimale grazie ad un sistema di controllo e gestione innovativo e flessibile. Gli impianti non sono stati pensati per immettere energia in rete ed è importante che la tipologia di inverter scelto preveda il doppio funzionamento sia *grid connected* che stand alone, sempre tenendo presente che l'obiettivo è il funzionamento *off grid* dell'intero sistema per il maggior tempo possibile.

Nell'attività sperimentale si cerca di valutare ogni possibile configurazione del sistema al fine di individuare il miglior compromesso in termini di costi e benefici energetici.

### **3.2 - Localizzazione e struttura**

Il modulo abitativo nominato PVZEN - Lab Lorenza Bianco, in onore dell'architetto Lorenza Bianco prematuramente scomparsa nel 2018, sorgerà all'interno del Politecnico. L'installazione del prefabbricato in oggetto avverrà presso la sede centrale dell'Ateneo a Torino come mostrato nelle figure 3.1 e 3.2, più precisamente in un'area verde situata presso la cittadella politecnica.



**Figura 3.1**  
Vista del sito in cui sorgerà la struttura [23].



**Figura 3.2**

*Vista dell'area in cui sorgerà la struttura [23].*

La struttura che si intende realizzare sarà costruita con materiali ecosostenibili quali legno e sughero dove possibile e altri materiali innovativi e performanti per prevedere un impatto ambientale minimo, essere termicamente coibentata e avere un basso impatto energetico sia in costruzione che in funzionamento. Si tratta di una struttura certificata come casa passiva in cui l'efficienza energetica supera la classe A delle strutture più moderne e i carichi termici della struttura sono convertiti in domanda elettrica attraverso pompe di calore alimentate da inverter.

Il fabbricato è suddiviso in 4 locali distinti e 3 utenti elettrici come segue:

- **Utente #1**

Si tratta dell'unione di un locale tecnico, in cui verranno installate le strutture di conversione, i quadri elettrici e le batterie per l'accumulo, e di un locale di controllo in cui sarà presente il sistema per la gestione flessibile dell'impianto.

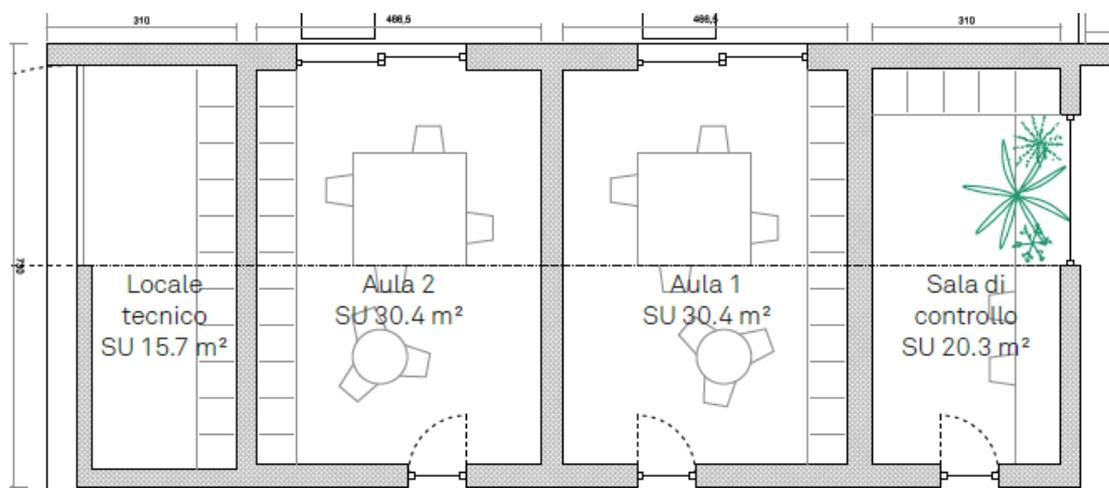
- **Utente #2**

Corrisponde ad una delle due sale studio in cui saranno presenti postazioni personali per studenti munite di prese elettriche per l'alimentazione di laptop, lampada LED dedicata e un videoproiettore.

- **Utente #3**

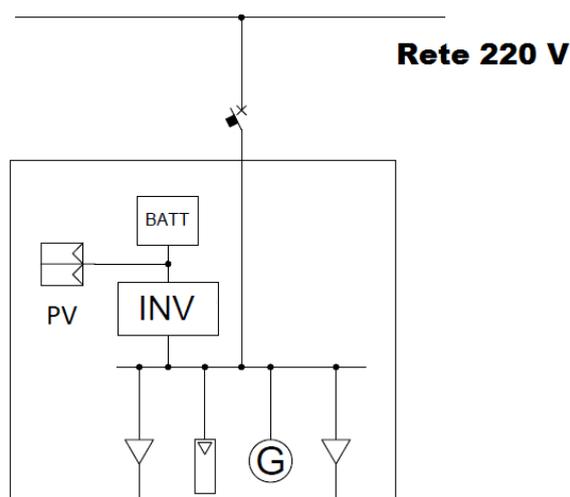
Definita come l'Utente #2.

In figura 3.3 viene mostrata una pianta della struttura con l'indicazione di alcune delle quote principali e le superfici calpestabili di ogni sezione.



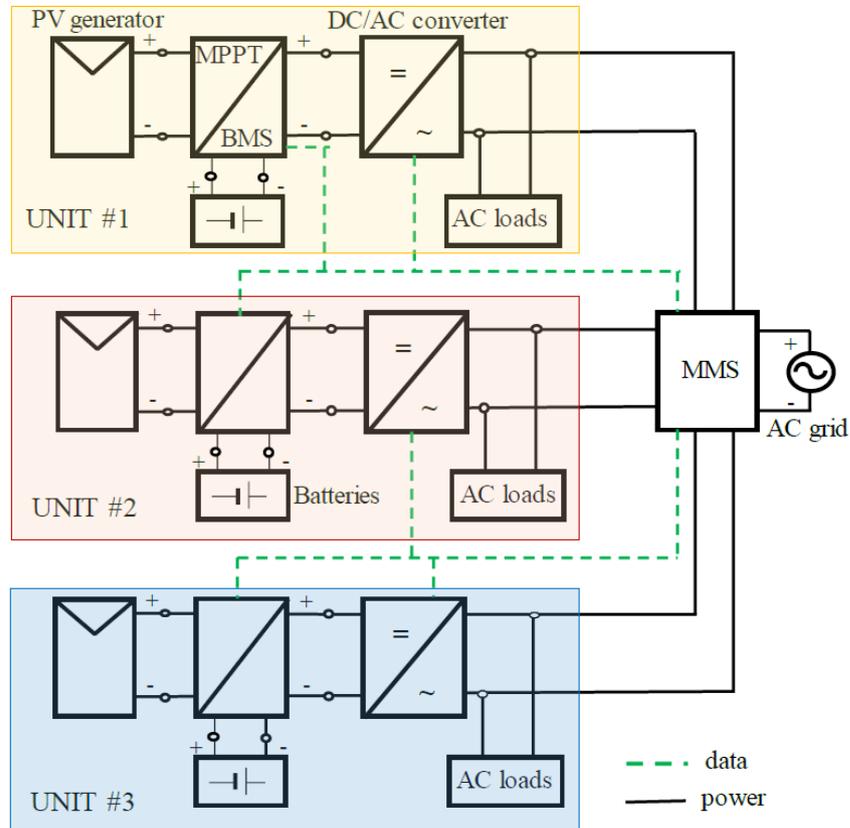
**Figura 3.3**  
*Pianta del modulo abitativo [23].*

Dal punto di vista elettrico ogni utenza viene considerata una nanorete composta da generazione, carico e sistema di accumulo. In figura 3.4 è mostrato uno schema elettrico generico di una nanogrid che presenta la possibilità di collegamento con la rete e un eventuale gruppo elettrogeno o generatore secondario.



**Figura 3.4**  
*Esempio di schema elettrico di una nanorete.*

La figura 3.5, invece, mostra uno schema a blocchi del sistema in cui si possono vedere le tre unità distinte collegate al MMS (Module Mounting Structure) sia elettricamente che in trasmissione e ricezione dati.



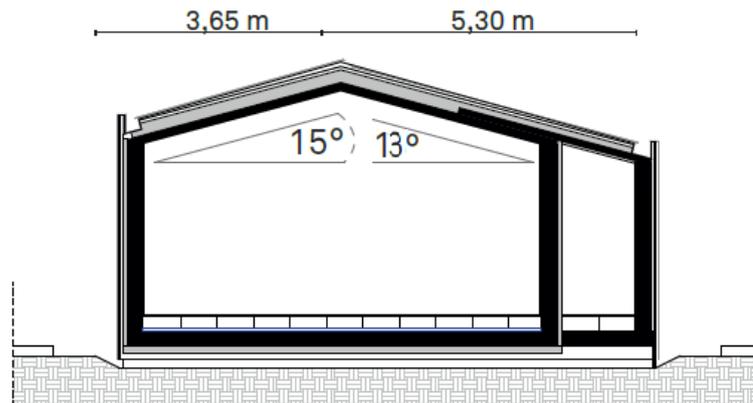
**Figura 3.5**  
Schema a blocchi funzionale del sistema elettrico [24].

### 3.3 - Descrizione del sistema

In questa parte si descrivono separatamente i sistemi di generazione fotovoltaica, gli accumulatori elettrochimici, e i carichi delle utenze all'interno della struttura.

#### 3.3.1 - Definizione dei generatori

Per quanto riguarda la generazione il progetto prevede l'installazione dei moduli FV su tre diverse esposizioni, una per ogni unità: le due falde inclinate del tetto e una parete verticale. La falda del tetto esposta a Nord Ovest è inclinata di 15° mentre la falda esposta a Sud Est è inclinata di circa 13°. La parete verticale su cui andranno installati altri moduli è quella esposta a Sud Est visibile sulla destra in figura 3.6.



**Figura 3.6**  
*Inclinazione delle falde del modulo abitativo [23].*

Le due sale studio presentano le relative stringhe di moduli FV orientate una verso Sud Est sulla falda del tetto inclinata di 13° e l'altra verso Nord Ovest sulla falda inclinata di 15° mentre il locale tecnico e la sala controllo considerati come un'unità singola sono muniti di stringhe esposte a Sud Est suddividendo i moduli sia sulla falda inclinata di 13° sia sulla parete verticale esterna.

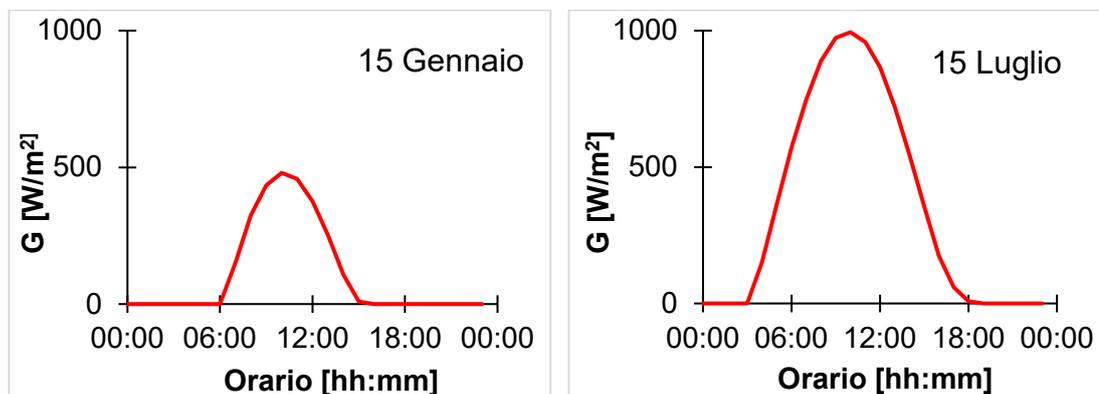
**Tabella 3.1**

	Type of room	DC/AC converter	PV Orientation	PV Inclination
<b>Utente #1</b>	Control Room	#1	SE	90°
	Technical Room		SE	13°
<b>Utente #2</b>	Study Room #1	#2	SE	13°
<b>Utente #3</b>	Study Room #2	#3	NW	15°

La tabella 3.1 mostra, per ciascun utente, la configurazione del sistema di generazione, gli orientamenti delle stringhe e gli angoli di incidenza dei pannelli. Questa configurazione permette di massimizzare la producibilità annua dell'energia elettrica sfruttando l'esposizione verso Sud Est e l'inclinazione ottimale sulla falda del tetto.

Per valutare la producibilità degli impianti sulle diverse falde, sono stati ottenuti i valori di irradianza per due diversi giorni, uno tipico invernale e uno tipico estivo.

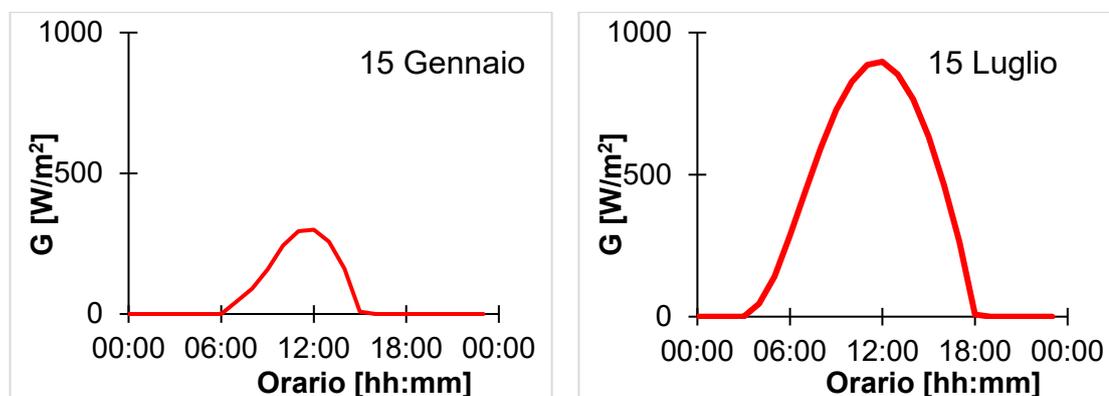
I grafici in figura 3.7 e 3.8 mostrano i profili di irradianza riferiti all'esposizione dei moduli dell'impianto dell'utente #2 al 15 gennaio e al 15 luglio.



*Figure 3.7 e 3.8*

*Profili di Irradianza in una giornata invernale e una estiva (Sala Studio #1).*

I grafici in figura 3.9 e 3.10 invece mostrano i profili di irradianza riferiti all'esposizione dei moduli dell'impianto dell'utente #3.



*Figure 3.9 e 3.10*

*Profili di Irradianza in una giornata invernale e una estiva (Sala Studio #2).*

Il sistema di accumulo invece è di tipo elettrochimico e prevede l'utilizzo di batterie agli ioni di litio in modo da avere una profondità di scarica maggiore del 50%. La capacità prevista per ogni utenza non deve essere inferiore ad un dato valore, in modo da garantire una certa autonomia, e superiore ai limiti consentiti sia di natura elettrica che di natura fisica contando una possibilità di espansione futura.

### 3.3.2 - Definizione dei carichi

I carichi della struttura, come già anticipato, si compongono di una parte di carichi elettrici funzionali e di una parte di carico per il condizionamento. I carichi funzionali si riferiscono all'utilizzo di dispositivi elettronici o di illuminazione all'interno della struttura e la struttura comprende rispettivamente:

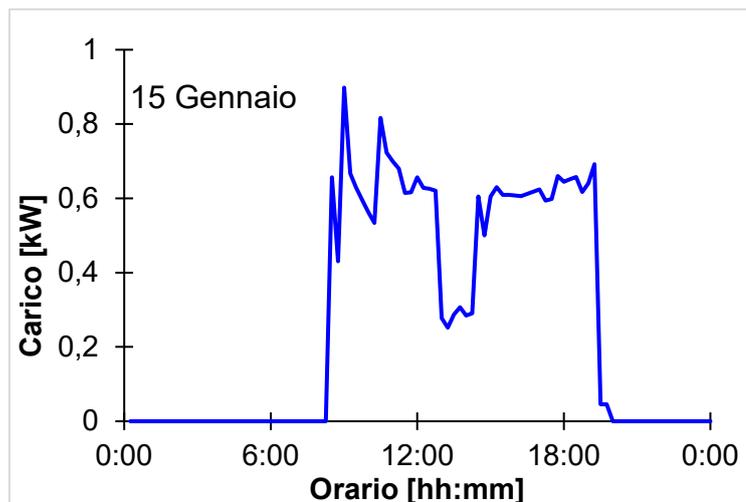
- 23 prese di forza motrice in cui si collegano alimentatori per laptop (si prevede un consumo per ogni computer pari a 50 W di picco all'avvio e 30 W a regime);
- 1 lampada LED dedicata, per ogni postazione studio, da 9 W per un totale di 23;
- 2 plafoniere da 23 W per ogni locale;
- 2 proiettori da 190 W, con l'ipotesi di funzionamento a carico massimo per 4 ore al giorno.

Ogni sala studio ha quindi una potenza elettrica installata di circa 800 W con cui si stima un consumo massimo giornaliero di circa 6 kWh come evidenziato in alcuni lavori di tesi precedenti. La sala di controllo e il locale tecnico, invece, presentano un carico inferiore.

Per quanto riguarda i carichi termici, essi sono soddisfatti da pompe di calore installate in ogni locale e alimentate tramite inverter; questa soluzione permette di diminuire gli impatti dei picchi di carico all'avvio, ma soprattutto trasforma il carico termico in carico elettrico. Ogni pompa di calore è stata ipotizzata con potenza elettrica nominale di 2 kW e con valore di efficienza SCOP di 3.5.

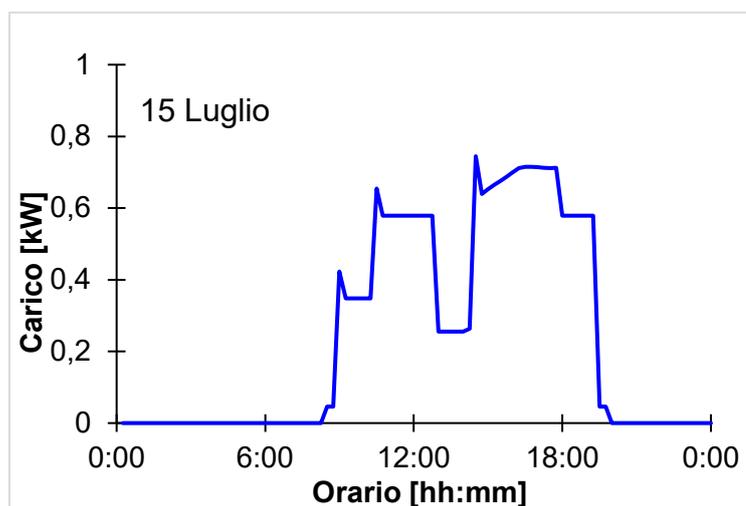
I profili di carico della struttura sono assimilabili a quelli di un edificio del settore terziario, dove il carico massimo comprende i carichi funzionali e i carichi per il condizionamento della struttura (considerata come microrete) e risulta essere di circa 6 kW. Questo valore non tiene conto del sistema di accumulo, il quale verrà implementato in seguito.

Con queste premesse sono state effettuate delle simulazioni sui consumi annuali della struttura con una risoluzione del quarto d'ora e nelle figure 3.11 e 3.12 vengono mostrati dei grafici riferiti ai consumi in una giornata tipica in estate e una in inverno per le due utenze formate dalle sale studio.



**Figura 3.11**

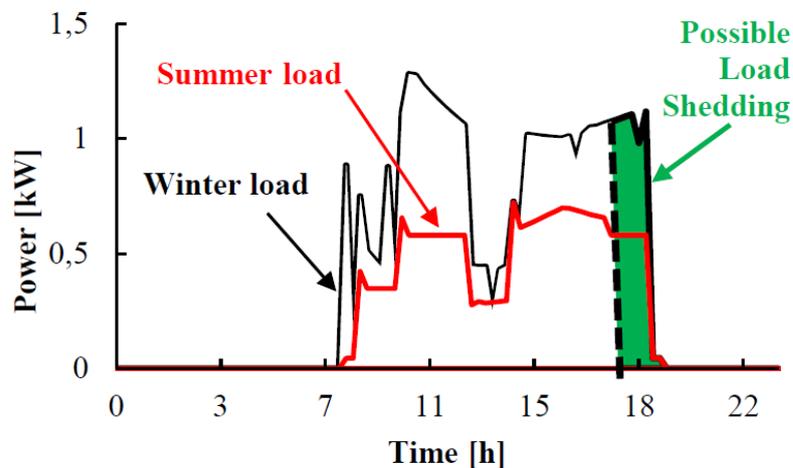
*Profilo di carico dell'utente #2 (Sala Studio #1) in un giorno invernale.*



**Figura 3.12**

*Profilo di carico dell'utente #3 (Sala Studio #2) in un giorno estivo.*

La figura 3.13 rappresenta i profili di carico della Sala Studio #2 in un tipico giorno invernale (curva nera) e in un tipico giorno estivo (curva rossa). Nel grafico è evidenziato il Load Shedding, ovvero la possibilità di "staccare" preventivamente il carico quando si è in eccessiva sottoproduzione e il sistema di accumulo non è in grado di soddisfare il carico. In pratica si toglie alimentazione ai carichi della struttura in caso di deficit al fine di preservare lo stato di carica minimo delle batterie facendo intervenire le protezioni del sistema di accumulo. Ciò permetterà di evitare la chiusura giornaliera della struttura limitando i disservizi.



**Figura 3.13**

*Profili di carico in un giorno estivo e un giorno invernale (utente #2) [24].*

Essendo una struttura prevista all'interno del Politecnico e messa a disposizione degli studenti, si prevede un periodo di chiusura delle sale studio nei mesi invernali, in corrispondenza delle vacanze natalizie, a seguito del ridotto afflusso di studenti e al basso sfruttamento dell'irradianza per la generazione FV.

### **3.6 - Sistema elettrico di alimentazione**

La parte su cui si incentra il lavoro di questo sottocapitolo è la progettazione dell'impianto elettrico del sistema. Lo schema di principio è quello già visto in figura 3.5 e successivamente è stato realizzato uno schema elettrico unifilare tramite l'utilizzo del software i-project (Schneider Electric).

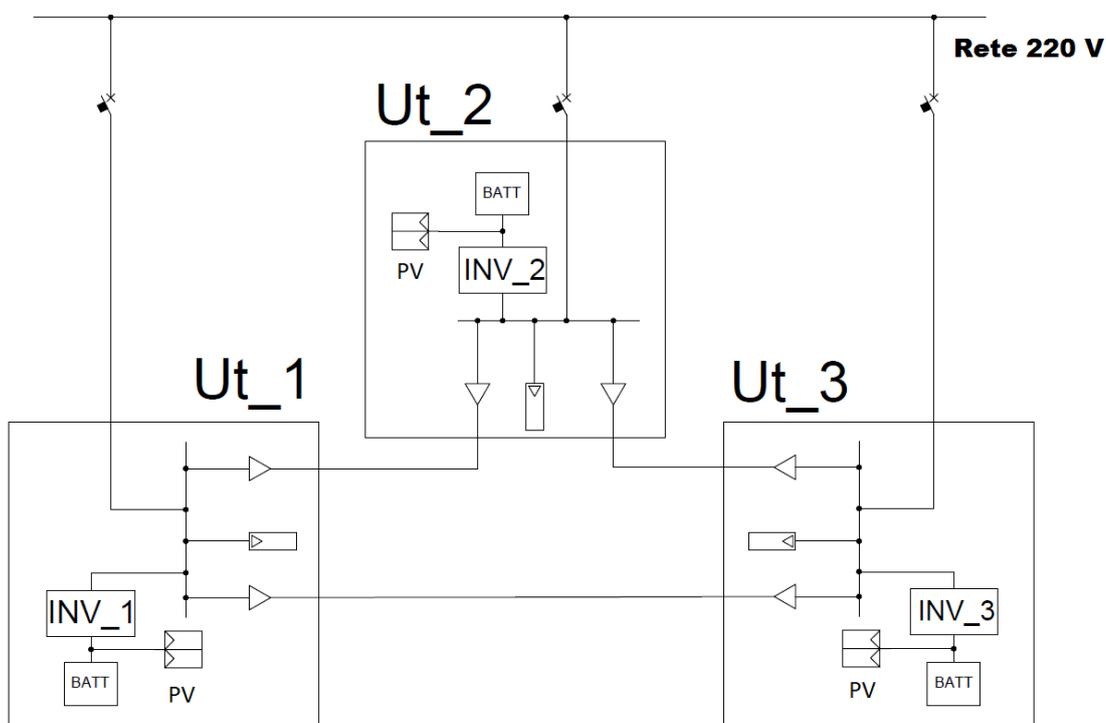
L'impianto prevede la presenza di quattro sezioni:

- 1) Il quadro Generale Q00: è la sezione in cui arriva la rete elettrica di distribuzione e in uscita vi sono le tre sezioni riferite alle unità della struttura. Contiene le protezioni per le linee in partenza verso i sottoquadri delle tre unità.
- 2) Sottoquadro QU1: si riferisce all'Unità 1 e prevede un interruttore generale, la parte di generazione FV con il sistema di conversione, i carichi elettrici, la linea delle forze motrici, la linea dedicata all'illuminazione e le linee di collegamento con le porzioni di rete delle altre unità.

- 3) Sottoquadro QU2: si riferisce all'Unità 2 e prevede un interruttore generale, la parte di generazione FV con il sistema di conversione, i carichi elettrici, la linea delle forze motrici, la linea dedicata all'illuminazione e le linee di collegamento con le porzioni di rete delle altre unità.
- 4) Sottoquadro QU3: si riferisce all'Unità 3 e prevede un interruttore generale, la parte di generazione FV con il sistema di conversione, i carichi elettrici, la linea delle forze motrici, la linea dedicata all'illuminazione e le linee di collegamento con le porzioni di rete delle altre unità.

Una volta imposti i valori di potenza dei carichi e della parte di generazione, sono stati associati gli interruttori per la protezione, la lunghezza e la sezione dei cavi, i fattori di utilizzazione e di contemporaneità ed infine sono stati previsti i collegamenti tra le varie sezioni del quadro elettrico e dell'impianto.

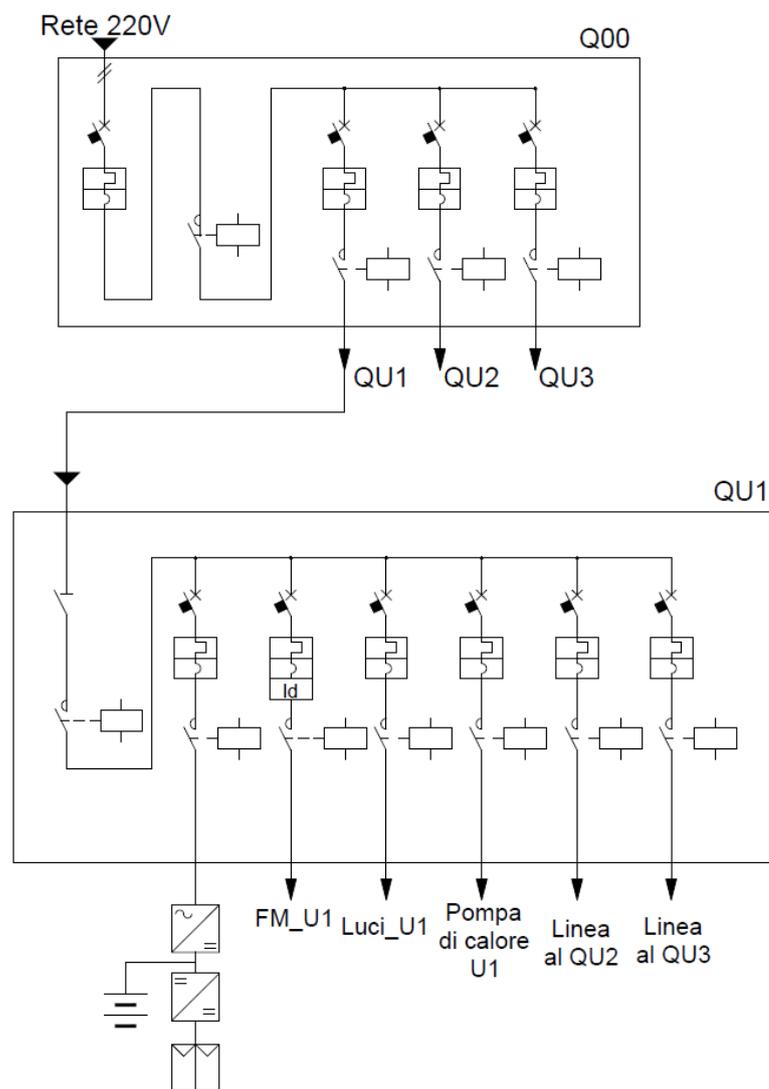
Il sistema è a configurazione variabile e strutturato in modo tale che i tre utenti possano scambiare potenza elettrica tra loro. Il cambio di configurazione della nanorete avviene tramite il comando di contattori e deviatori, controllabili anche da remoto attraverso un PC situato nella Control Room. In ogni istante è possibile decidere la configurazione del sistema mediante logiche di gestione basate su criteri economici e di massimizzazione dell'autoconsumo.



**Figura 3.14**  
Schema elettrico della microrete.

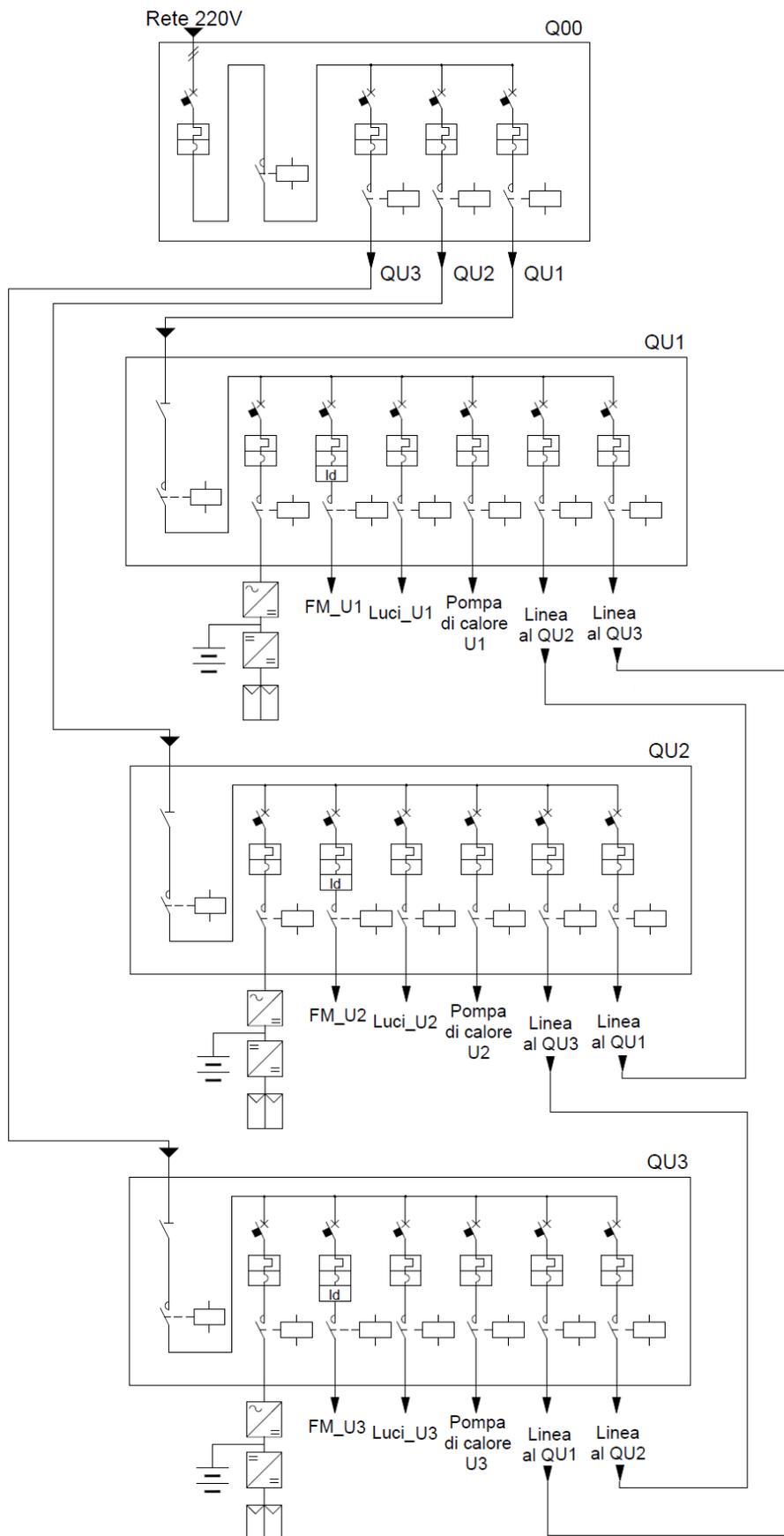
La figura 3.14 mostra la struttura del sistema elettrico della microrete. Ogni unità è considerata una nanorete e si compone di generazione fotovoltaica, convertitore statico, sistema di accumulo e collegamento con la rete di distribuzione e le altre unità. L'insieme delle tre utenze corrisponde alla microrete con configurazione variabile.

Per poter prevedere lo scambio di energia tra le varie utenze, l'impianto elettrico di ogni unità dovrà essere come lo schema realizzato in figura 3.15.



**Figura 3.15**  
*Schema parziale dell'impianto elettrico della struttura.*

Nella pagina successiva, in figura 3.16 è mostrato lo schema elettrico completo in cui si possono notare i vari collegamenti tra i sottoquadri di ogni utenza. Questo non presenta ancora il sistema di gestione completo che sarà visibile nei capitoli successivi.



**Figura 3.16**  
*Schema globale dell'impianto elettrico della struttura.*



## **4 - Indagini di mercato**

In questo capitolo viene mostrata l'indagine di mercato effettuata allo scopo di trovare i dispositivi e le tecnologie atte alla realizzazione pratica del progetto. La lista comprende inverter, batterie solari, moduli fotovoltaici e dispositivi e componenti riguardanti l'impianto elettrico.

### **4.1 - Inverter**

L'indagine è stata effettuata allo scopo di valutare le diverse tecnologie di inverter disponibili per sistemi stand alone e grid connected tenendo conto di alcune specifiche tecniche necessarie per il corretto funzionamento del sistema nel suo complesso.

Per prima cosa è stata individuata, per ogni nanorete, la taglia ottimale del generatore FV in lato AC al fine di soddisfare il carico medio invernale di ogni unità. Come detto precedentemente, si prevede l'installazione di un generatore FV e di un sistema di accumulo per ogni locale, prevedendo per l'utente #1 una potenza nominale FV e una capacità energetica delle batterie doppie rispetto agli altri utenti. In particolare, la taglia ottimale della generazione FV risulta pari a 3 kW in lato AC per l'utente #1 e 1,5 kW per gli utenti #2 e #3. Questo porta ad avere una potenza del generatore FV lato DC pari a circa 4 kW per l'utente #1 e circa 2 kW per gli altri utenti. Gli inverter devono quindi essere scelti in funzione della potenza nominale che possono gestire sia dal lato in corrente alternata, sia dal lato di generazione FV e del sistema di accumulo.

Per la selezione dell'inverter sono state tenute in conto le seguenti caratteristiche tecniche necessarie per il corretto funzionamento del sistema:

- possibilità di funzionamento in isola;
- possibilità di funzionamento in parallelo di più unità con collegamento Master-Slave;
- impossibilità di immettere potenza nella rete di distribuzione;
- sistema aperto di controllo e gestione.

Gli inverter devono prevedere il funzionamento in isola di ogni unità in modo da sfruttare la produzione fotovoltaica corrispondente e, nel caso di assenza di generazione, utilizzare il sistema di accumulo; inoltre, devono poter funzionare in parallelo tramite collegamento Master-Slave durante il funzionamento stand

alone dell'intero sistema microrete, ma prevedere anche la possibilità di funzionamento con collegamento alla rete elettrica.

Si necessita infine di un sistema aperto e flessibile per il monitoraggio, la gestione e la programmazione delle varie configurazioni in modo tale da poter simulare ogni scenario e garantendo così la configurazione variabile del sistema. Questo dovrà prevedere, inoltre, la possibilità di scambio di potenza tra le tre utenze.

I dati di targa utilizzati per il confronto e riferiti alle schede tecniche dei diversi costruttori sono:

- potenza nominale in uscita;
- potenza FV in ingresso per canale;
- massima tensione e massima corrente in ingresso per canale;
- funzionamento in isola;
- tipologia di batterie supportate;
- protocollo di comunicazione;
- rendimento.

Vengono quindi riportati i sistemi trovati con le relative caratteristiche tecniche ed elettriche di diverse ditte costruttrici presenti sul mercato con i loro prodotti, riassumendo il tutto in una tabella finale per il confronto e motivando la decisione che ha portato alla scelta definitiva del sistema da adottare.

Una volta valutati i sistemi che soddisfano i requisiti precedentemente definiti, si è proceduto alla scelta del convertitore individuando la soluzione con minimo costo a parità di performance.

## ABB

La soluzione proposta dalla ABB ha il nome di React2 [25]; è un sistema di accumulo che prevede un inverter ibrido e batterie agli ioni di litio di lunga durata funzionanti a 400 V e con una capacità che va da 4 fino a 12 kWh. La capacità risulta espandibile anche successivamente all'installazione.

É disponibile con taglie di potenza da 3,6 e 5 kW ed ha la possibilità di installazione sia sul lato DC che sul lato AC.

In figura 4.1 si possono vedere le caratteristiche in ingresso dell'inverter presente all'interno del sistema React2, mentre in figura 4.2 sono mostrate le caratteristiche elettriche in uscita all'inverter e in ingresso alle batterie. I dati si riferiscono alla scheda tecnica fornita sul sito ABB.

### Dati tecnici e modelli

Inverter	REACT2-UNO-3.6-TL
<b>Ingresso</b>	
Massima tensione assoluta DC in ingresso ( $V_{\max,abs}$ )	575 V
Tensione di attivazione DC di ingresso ( $V_{start}$ )	200 V (adj. 120...350 V)
Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ( $V_{dcmin...Vdcmax}$ )	$0.7 \times V_{start} \dots 575$ V (min 90 V)
Tensione nominale DC in ingresso ( $V_{dcr}$ )	390 V
Potenza nominale DC di ingresso ( $P_{dcr}$ )	5000 W
Numero di MPPT indipendenti	2
Potenza massima DC di ingresso per ogni MPPT ( $P_{MPPTmax}$ )	2500 W Derating lineare [ $480 V \leq V_{MPPT} \leq 575$ V]
Intervallo di tensione DC con configurazione di MPPT in parallelo a $P_{acrf}$ , senza batteria	160...480 V
Massima corrente DC in ingresso ( $I_{dcmax}$ ) / per ogni MPPT ( $I_{MPPTmax}$ )	24 A / 12 A
Massima corrente di cortocircuito di ingresso per ogni MPPT	15.0 A
Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT	2
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido <sup>(1)</sup>
<b>Protezioni di ingresso</b>	
Protezione da inversione di polarità	Si, da sorgente limitata in corrente
Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT - varistore	Si
Controllo di isolamento	In accordo alla normativa locale
Caratteristiche sezionatore DC	25 A / 575 V

*Figura 4.1*

*Porzione della scheda tecnica del REACT2 di ABB [25].*

<b>Ingresso batteria</b>	
Intervallo di potenza operativa DC	170-575 V
N° di unità batteria	1, 2, 3
Potenza in carica	1.6 kW, 3.2 kW, 4.8 kW
Potenza in scarica	2 kW, 3.6 kW, 3.6 kW
<b>Uscita</b>	
Tipo di connessione AC alla rete	Monofase
Potenza nominale AC di uscita ( $P_{acr} @ \cos\phi=1$ )	3600 W
Potenza massima AC di uscita ( $P_{acmax} @ \cos\phi=1$ )	3600 W
Potenza apparente massima ( $S_{max}$ )	3600 VA
Tensione nominale AC di uscita ( $V_{ac,r}$ )	230 V
Intervallo di tensione AC di uscita	180...264 V <sup>(3)</sup>
Massima corrente AC di uscita ( $I_{ac,max}$ )	16 A
Contributo alla corrente di corto circuito	16 A
Frequenza nominale di uscita ( $f_i$ )	50 Hz / 60 Hz
Intervallo di frequenza di uscita ( $f_{min}...f_{max}$ )	45...55 Hz / 55...65 Hz <sup>(4)</sup>
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, adj. $\pm 0.1 - 1$ (Induttivo/capacitivo)
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%
Tipo di connessione AC	Morsettiera a vite
<b>Protezioni di uscita</b>	
Protezione anti-islanding	In accordo alla normativa locale
Massima protezione da sovracorrente AC	20 A
Protezione da sovratensione di uscita - varistore	2 (L - N / L - PE)

*Figura 4.2*

*Porzione della scheda tecnica del REACT2 di ABB [25].*

In figura 4.3 sono mostrati i dati tecnici della batteria presente all'interno del sistema.

#### Technical data and types

<b>Batteria</b>	<b>REACT2-BATT</b>
Produttore moduli	Samsung
Tipo	Li-Ion
Energia totale	4 kWh
Intervallo di potenza operativa DC	170-575 V
Massima tensione DC assoluta	575 V
Tensione batteria	200 V
Profondità di scarica	95%
Potenza carica nominale / massima	1.6 kW
Potenza scarica nominale / massima	2 kW
<b>Ambientali</b>	
Grado di protezione ambientale	IP 54 (installazione all'interno consigliata)
Intervallo di temperatura ambientale	-10...+40°C (con possibile riduzione di potenza)
Temperatura ambiente suggerita	+5...+35°C
Umidità relativa	4...100 % con condensa

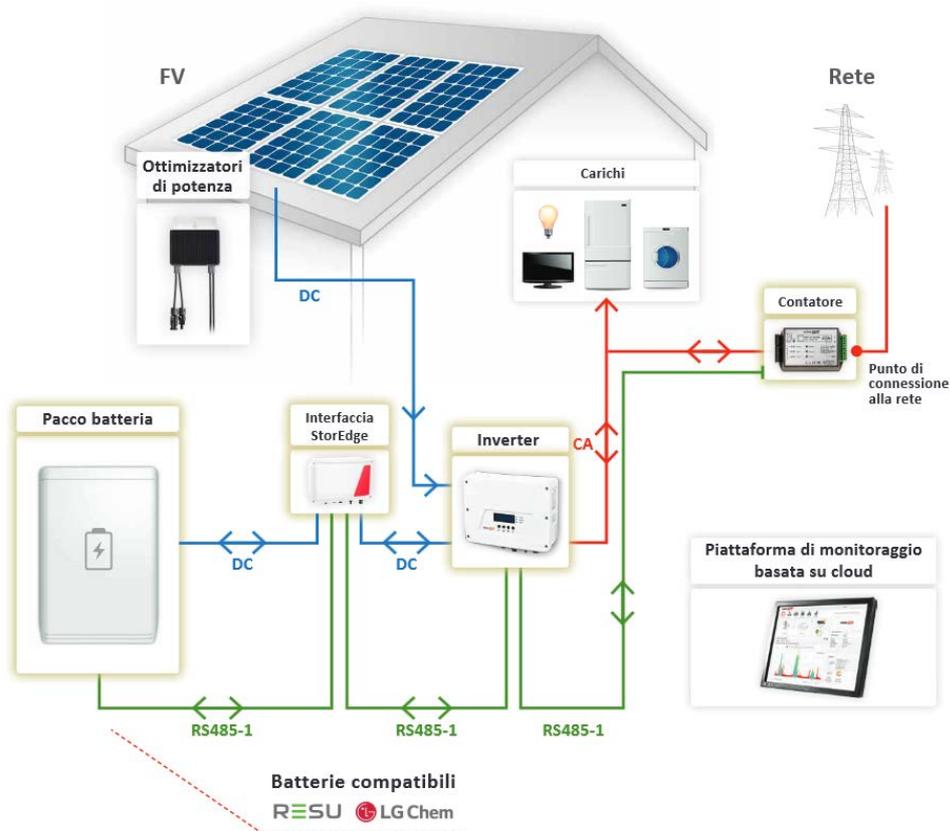
*Figura 4.3*

*Porzione della scheda tecnica del REACT2 di ABB [25].*

Riassumendo, il sistema prevede il funzionamento in isola secondo le norme vigenti (CEI 0-21), ma non è consentito collegare unità in parallelo con funzione Master-Slave per lo scambio di energia tra le utenze. La capacità del sistema di accumulo di 4 kWh espandibile fino a 12 kWh è una nota positiva e non vi è un trasformatore di isolamento. I protocolli di comunicazione integrati per il controllo e la gestione sono Modbus TCP (SunSpec), Modbus RTU (Sunspec), ABB-free@home® con disponibilità di interfacciamento tramite comunicazione Wireless, porta Ethernet e porta RS485.

## Solar Edge

La Solar Edge [26] propone un sistema grid connected senza la possibilità di funzionamento in isola. Ha il pregio di presentare un sistema innovativo della gestione della potenza dei moduli FV che prevede l'utilizzo di dispositivi ottimizzatori su ogni modulo per massimizzare il rendimento globale. È possibile integrare il sistema su impianti preesistenti tramite un'interfaccia Solar Edge apposita e si possono accoppiare batterie al litio di marca LG per il sistema di accumulo.



**Figura 4.4**  
*Schema di funzionamento per la soluzione Solar Edge [26].*

Le taglie di potenza degli inverter disponibili sono due e le batterie funzionano ad una tensione di 400 V. In figura 4.5 si mostra l'estrapolato della scheda tecnica presente sul sito Solar Edge.

	SE3680H	SE5000H	U.D.M
<b>USCITA</b>			
Potenza in uscita CA nominale <sup>(1)</sup>	3680	5000 <sup>(2)</sup>	VA
Potenza in uscita CA massima <sup>(1)</sup>	3680	5000 <sup>(2)</sup>	VA
Tensione in uscita CA (Nominale)	220 / 230		Vac
Rango di tensione in uscita CA	184 - 264.5		Vac
Frequenza CA (Nominale)	50/60 ± 5		Hz
Corrente continua in uscita massima	16	23	A
Rilevatore di corrente residua / Rilevatore di gradino di corrente residua	300 / 30		mA
Monitoraggio dell'impianto, Protezione contro il funzionamento in isola; Valori di soglia configurabili per paese	Si		
<b>INGRESSO</b>			
Batteria	LG Chem RESU7H <sup>(3)</sup>	LG Chem RESU10H <sup>(3)</sup>	W
Senza trasformatore, senza messa a terra	Si		
Tensione massima in ingresso	480		Vdc
Tensione CC nominale in ingresso	380		Vdc
Corrente in ingresso massima	10.5	13.5	Adc
Protezione contro inversione di polarità	Si		
Rilevamento ed isolamento di guasto a terra	Sensibilità 600kΩ		
Efficienza massima dell'inverter	99.2		%
Efficienza ponderata europea	98.8	99	%
<b>FUNZIONI AGGIUNTIVE</b>			
Interfacce di comunicazione supportate <sup>(4)</sup>	RS485, Ethernet, ZigBee (opzionale), Wi-Fi (opzionale)		

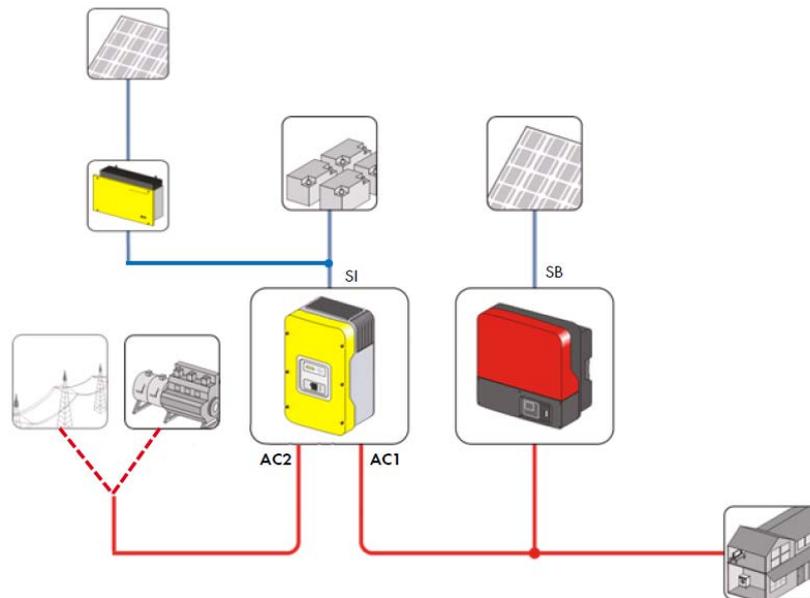
**Figura 4.5**

*Porzione della scheda tecnica della soluzione Solar Edge [26].*

La capacità del sistema di accumulo di 4 kWh espandibile fino a 12 kWh è una nota positiva. Non vi è un trasformatore di isolamento. I protocolli di comunicazione integrati per il controllo e la gestione presentano un'interfaccia fisica di comunicazione disponibile tra sistemi Wireless, porte Ethernet, porte RS485 e ZigBee. Infine il sistema presenta una piattaforma di monitoraggio e controllo basata sul cloud.

## SMA

SMA propone un sistema basato sui prodotti della linea sunny [27]; si tratta di un impianto stand alone che si compone dell'unione di inverter solari e inverter ibridi. Gli inverter sunny boy si occupano della gestione dell'impianto FV, mentre gli inverter sunny island gestiscono i carichi, i sistemi di accumulo e i possibili collegamenti con altre fonti esterne.

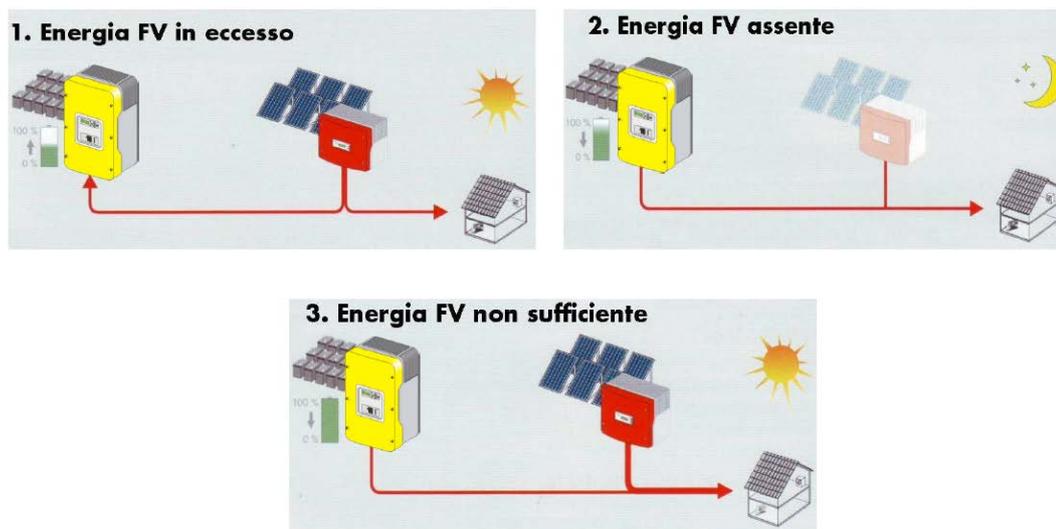


*Figura 4.6*

*Schema funzionale del sistema SMA [27].*

Per l'impianto di ogni unità si prevedono un inverter solare sunny boy 2, un inverter ibrido sunny island 4.4M e un misuratore emeter20. Il sistema di accumulo comprende batterie al piombo acido da 150 Ah e funzionanti a 48 V, il che corrisponde ad un'energia di 7.2 kWh.

In figura 4.7 viene mostrato il principio di funzionamento del sistema durante le varie fasi del giorno in funzione della produzione e del carico. Di giorno l'energia dell'impianto di generazione fotovoltaica è utilizzata per alimentare i carichi e per caricare il sistema di accumulo; quando l'energia dei moduli FV non è sufficiente entra in gioco l'inverter ibrido che apporta l'energia del sistema di accumulo. Di notte funziona solo la parte di accumulo con l'inverter ibrido che alimenta i carichi.



*Figura 4.7*  
*Funzionamento del sistema fotovoltaico SMA [27].*

Di seguito vengono mostrati i dati estratti dalle schede tecniche dei prodotti offerti dalla SMA.

### Sunny Boy 2.0 VL - 40

Dati tecnici	Sunny Boy 1.5	Sunny Boy 2.0
<b>Ingresso (CC)</b>		
Potenza max del generatore fotovoltaico	3000 Wp	4000 Wp
Tensione di ingresso massima	600 V	600 V
Range di tensione MPP	160 V a 500 V	210 V a 500 V
Tensione nominale d'ingresso		360 V
Tensione d'ingresso min. / Tensione d'ingresso d'avviamento		50 V / 80 V
Corrente d'ingresso max. per stringa		10 A
Max corrente di cortocircuito per stringa		18 A
Numero di ingressi MPP indipendenti / Stringhe per ingresso MPP		1 / 1
<b>Uscita (CA)</b>		
Potenza massima (a 230 V, 50 Hz)	1500 W	2000 W
Potenza apparente CA max	1500 VA	2000 VA
Tensione nominale CA		220 V / 230 V / 240 V
Range di tensione nominale CA		180 V a 280 V
Frequenza di rete CA / Range		50 Hz, 60 Hz / da -5 Hz a +5 Hz
Frequenza / Tensione di rete nominale		50 Hz / 230 V
Corrente d'uscita max	7 A	9 A
Fattore di potenza alla potenza nominale		1
Fattore di sfasamento regolabile		Da 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo
Fasi di immissione / Fasi di collegamento		1 / 1
<b>Grado di rendimento</b>		
Grado di rendimento max / Grado di rendimento europeo	97,2 % / 96,1 %	97,2 % / 96,4 %

Dotazioni			
Collegamento CC / Collegamento CA	SUNCLIX / Connettori a spina		
Visualizzazione via smartphone, tablet, computer portatile	●		
Interfaccia: WLAN / Ethernet	● / ●		
Protocolli di comunicazione	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect		
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 anni	● / ○ / ○ / ○		
Certificati e omologazioni (altri su richiesta)	AS4777, C10/11, CE, CEI0-21, DIN EN 62109-1/IEC 62109-1, DIN EN 62109-2/IEC 62109-2, EN50438, G83/2, IEC61727, IEC62116, NBR16149, NEN-EN50438, NRS097-2-1, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, VFR2014		
SMA Smart Connected è disponibile nei paesi	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK		
Denominazione del tipo	SB1.5-1VL-40	SB2.0-1VL-40	SB2.5-1VL-40

**Figura 4.8**

Porzione della scheda tecnica dell'inverter Sunny Boy [27].

I protocolli di comunicazione integrati per la gestione e il controllo presentano un'interfaccia fisica di comunicazione disponibile tra sistemi Wireless e porte Ethernet con dei protocolli basati sul sistema Modbus e Webconnect.

### Sunny island 4.4M

Technical Data	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H
<b>Operation on the utility grid or generator</b>		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V	
Rated grid frequency / permitted frequency range	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz	
Maximum AC current for increased self-consumption (grid operation)	14.5 A	20 A
Maximum AC power for increased self-consumption (grid operation)	3.3 kVA	4.6 kVA
Maximum AC input current	50 A	50 A
Maximum AC input power	11500 W	11500 W
<b>Stand-alone or emergency power operation</b>		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V to 253 V	
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz	
Rated power (at Unom, fnom / 25 °C / cos φ = 1)	3300 W	4600 W
AC power at 25 °C for 30 min / 5 min / 3 sec	4400 W / 4600 W / 5500 W	6000 W / 6800 W / 11000 W
AC power at 45 °C continuously	3000 W	3700 W
Rated current / maximum output current (peak)	14.5 A / 60 A	20 A / 120 A
Total harmonic distortion output voltage / power factor at rated power	< 5% / -1 to +1	< 1.5% / -1 to +1
<b>Battery DC input</b>		
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V
Maximum battery charging current / rated DC charging current / DC discharging current	75 A / 63 A / 75 A	110 A / 90 A / 103 A
Battery type / battery capacity (range)	Li-Ion <sup>1)</sup> , FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (Li-Ion)	
<b>Efficiency / self-consumption of the device</b>		
Maximum efficiency	95.5%	95.8%
No-load consumption / standby	18 W / 6.8 W	25.8 W / 6.5 W

**Figura 4.9**

Porzione della scheda tecnica dell'inverter Sunny Island [27].

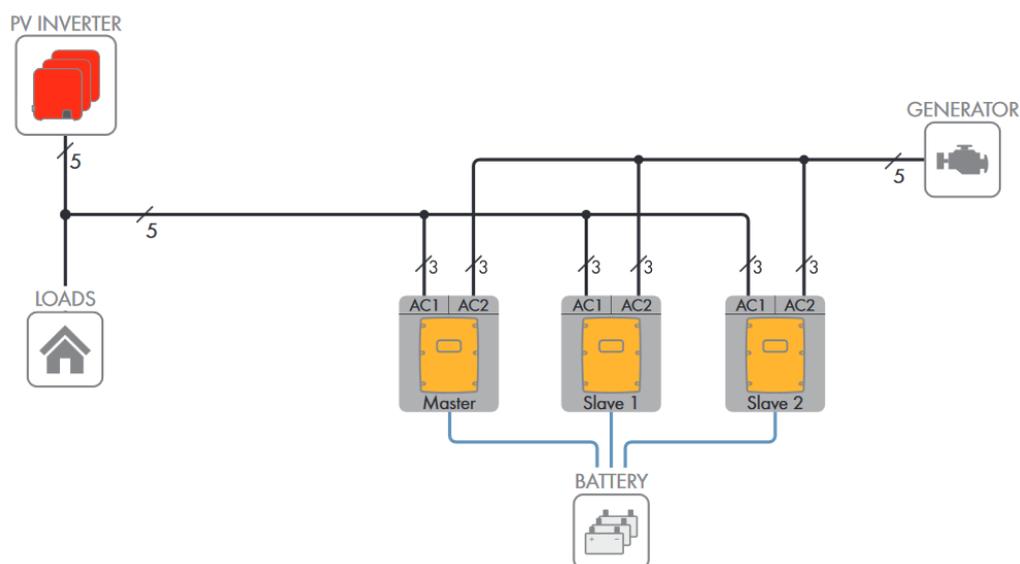
Le batterie compatibili sono sia quelle con tecnologia al piombo acido che quelle con tecnologia agli ioni di litio ed entrambe presentano limiti massimi di capacità installabile.

## Emeter20

Dati tecnici	SMA Energy Meter
<b>Comunicazione</b>	
Collegamento al router locale	Via cavo Ethernet (10/100 Mbit/s, connettore RJ45)
<b>Ingressi (tensione e corrente)</b>	
Tensione nominale	230 V / 400 V
Frequenza	50 Hz / $\pm 5\%$
Corrente nominale / corrente limite per ciascun conduttore	5 A / 63 A (> 63 A collegabile mediante trasformatori di corrente esterni)
Corrente di avviamento	< 25 mA
Sezione di collegamento	da 10 mm <sup>2</sup> a 16 mm <sup>2</sup> <sup>1)</sup> (per fusibili da 63 A)
<b>Condizioni ambientali di funzionamento</b>	
Temperatura ambiente	da -25 °C a +40 °C
Range di temperature di stoccaggio	da -25 °C a +70 °C
Classe di isolamento (secondo IEC 62103)	II
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP2X
<b>Dati generali</b>	
Autoconsumo	< 3 W
Precisione, ciclo di misurazione	1%, 1000 ms

**Figura 4.10**

Porzione della scheda tecnica del misuratore Emeter20 [27]



**Figura 4.11**

Schema degli inverter in parallelo Master-Slave singolo cluster [27].

È un sistema stand alone che prevede la possibilità di avere più unità in parallelo con collegamento Master-Slave su singolo cluster come mostrato dalla figura 4.11, ma ha lo svantaggio di avere un unico sistema di accumulo per tutti gli inverter ibridi e una doppia conversione dell'energia durante la ricarica del sistema di accumulo che avviene tramite energia fotovoltaica e quindi l'efficienza globale diminuisce.

## Schneider Electric

La Schneider Electric ha come proposta il sistema Conext [28]. Si tratta di un prodotto pensato appositamente per applicazioni *off grid* con la possibilità di avere l'accoppiamento con il sistema di generazione fotovoltaico sia dal lato DC che da quello AC. I sistemi principali sono il Conext XW+ e il Conext SW. Entrambi sono inverter ibridi, ma le principali differenze tra le due unità sono che il Conext XW+ ha una potenza di uscita di 5 kW e la possibilità di avere unità in parallelo con funzione Master-Slave, mentre il sistema Conext SW esiste in due modelli che hanno rispettivamente potenze di 3 e 3,8 kW, ma possono essere messe unità in parallelo al solo scopo di aumentare la potenza in uscita.

Di seguito si presenta il datasheet con le specifiche tecniche di maggior interesse.

Device short name	XW+ 7048 E
<b>Inverter AC output (standalone)</b>	
Output power (continuous) at 25°C	5500 W
Overload 30 min/60 sec at 25°C	7000 W/9500 W
Output power (continuous) at 40°C	4500 W
Maximum output current 60 seconds (rms)	40 A
Output frequency (selectable)	50/60 Hz
Output voltage	230 Vac
Total harmonic distortion at rated power	< 5%
Idle consumption search mode	< 7 W
Input DC voltage range	40 to 64 V (48 V nominal)
Maximum input DC current	150 A
<b>Charger DC output</b>	
Maximum output charge current	110 A
Output charge voltage range	40 – 64 V (48 V nominal)
Charge control	Three stage, two stage, boost, custom
Charge temperature compensation	Battery temperature sensor included
Power factor corrected charging	0.98
Compatible battery types	Flooded (default), Gel, AGM, Lithium ion, custom*
Battery bank range (scaled to PV array size)	440 to 10000 Ah
<b>AC input</b>	
AC 1 (grid) input current (selectable limit)	3 – 60 A (56 A default)
AC 2 (generator) input current (selectable limit)	3 – 60 A (56 A default)
Automatic transfer relay rating/typical transfer time	60 A/8 ms
AC input voltage nominal	230 V +/- 3%
AC input frequency range (bypass/charge mode)	45 – 55 Hz (default) 40 – 68 Hz (allowable)
<b>Efficiency</b>	
Peak	95.8%

**Figura 4.12**

*Estratto della scheda tecnica del Conext XW+ di Schneider Electric [28].*

Come si può vedere dall'estratto della scheda tecnica in figura 4.12 il sistema ha la compatibilità sia con batterie al piombo acido sia con quelle agli ioni di litio funzionanti a 48 V e con la capacità del sistema di accumulo variabile fino a 480 kWh.

Il sistema presentato dalla Schneider Electric prevede l'installazione di quattro regolatori di carica (uno per ogni sezione di fotovoltaico) e tre inverter Conext XW+ 7048 E, con 5,5 kW di potenza nominale continuativa a 25°C. L'impianto viene gestito da un sistema di controllo proprietario che ha il compito di regolare le potenze che transitano nel sistema in modo da massimizzare l'autoconsumo.

Device short name	Conext™ MPPT 60 150
<b>Electrical specifications</b>	
Nominal battery voltage	12, 24, 36, 48, 60 V
Battery voltage operating range	0 Vdc to 80 Vdc
PV array operating voltage	140 V
Max. PV array open circuit voltage	150 V including temperature correction factor
Max. array short-circuit current	60 A (48 A @ STC)
Max. charge current	60 A (for all battery voltages except 60 V)
Max. and min. wire size in conduit	#6 AWG to #14 AWG (10 to 2.5 mm <sup>2</sup> )
Max. output power	3500 W
Charger regulation method	Three-stage (bulk, absorption, float) plus manual equalization Two-stage (bulk, absorption) plus manual equalization
Supported battery types	Flooded, GEL, AGM, Custom
<b>Efficiency</b>	
Max. power conversion efficiency	93% (nominal 12 V), 96% (nominal 24 V), 97% (nominal 36 V), 98% (nominal 48 V), 99% (nominal 60 V)
<b>General specifications</b>	
Power consumption, night time	2.5 W
Battery temperature sensor	Included
Auxiliary output	5 – 13 V, up to 200 mA
Enclosure material	Indoor, ventilated, sheet metal chassis with 2.2 cm and 2.8 cm (7/8 in and 1 in) knockouts and aluminium heat-sink
IP degree of protection	IP20
Ambient air temperature for operation	-20 °C to 45 °C (-4 °F to 113 °F)
Storage temperature range	-40 °C to 85 °C (-40 °F to 185 °F) full power, power derating above 45 °C
Operating altitude	Sea level to 2000 m (6562 ft)
System network and remote monitoring	Available

**Figura 4.13**

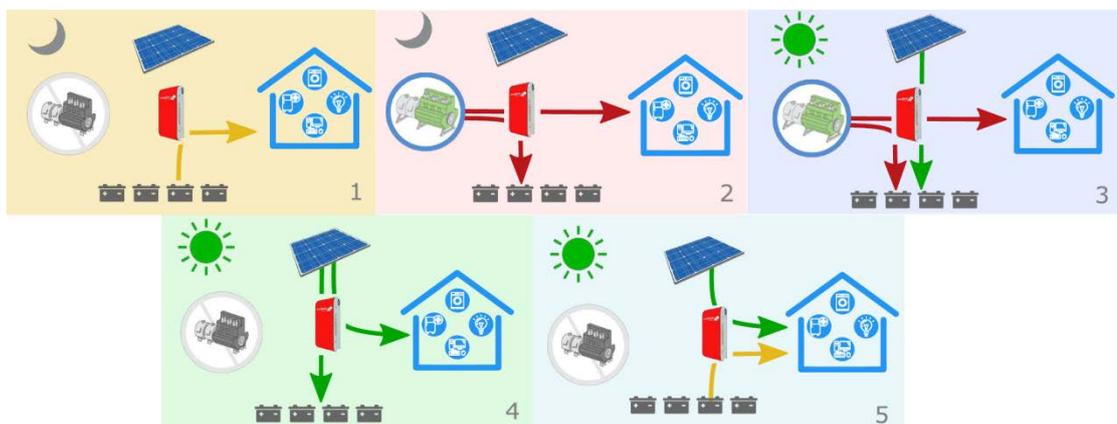
*Estratto della scheda tecnica del regolatore di carica Conext [28].*

Il sistema proposto è compatibile con le caratteristiche richieste dal progetto, inoltre sembra presentare una buona flessibilità anche se non è specificato che il sistema di controllo e gestione sia di tipo aperto e non proprietario. L'eccessiva potenza in uscita al convertitore e l'impossibilità di avere un sistema aperto la rendono una soluzione non del tutto privilegiata.

## Western CO.

La Western Co, azienda italiana con esperienza nel campo fotovoltaico propone il sistema *off grid* Leonardo [29]. Si tratta di un inverter ibrido progettato per gestire la produzione fotovoltaica munito di quattro ingressi indipendenti con ognuno il proprio MPPT e una potenza massima per canale di 1 kW. Ne esistono diversi modelli, ma quelli previsti con l'accoppiamento di batterie al litio presentano potenze nominali di 3 kW e di 5 kW.

Il sistema prevede il collegamento con la rete o con un gruppo elettrogeno, ma ha un sistema di gestione che impedisce l'immissione di potenza prodotta nella rete di distribuzione. Gestisce carica e scarica del sistema di accumulo compatibile con le batterie agli ioni di litio e ha la possibilità di funzionamento in parallelo di più unità con collegamento Master-Slave.



**Figura 4.14**

*Funzionamento del sistema fotovoltaico della Western CO. [29]*

In figura 4.14 vengono illustrate le funzionalità del sistema durante le varie fasi del giorno in funzione della produzione e del carico. Di giorno l'energia dell'impianto di generazione fotovoltaica è utilizzata per alimentare i carichi e per caricare il sistema di accumulo (vi si può affiancare il gruppo elettrogeno o la rete elettrica come sostegno); quando la produzione dei moduli FV non è sufficiente si preleva l'energia dal sistema di accumulo, o dal gruppo elettrogeno, il quale viene utilizzato anche per ricaricare le batterie.

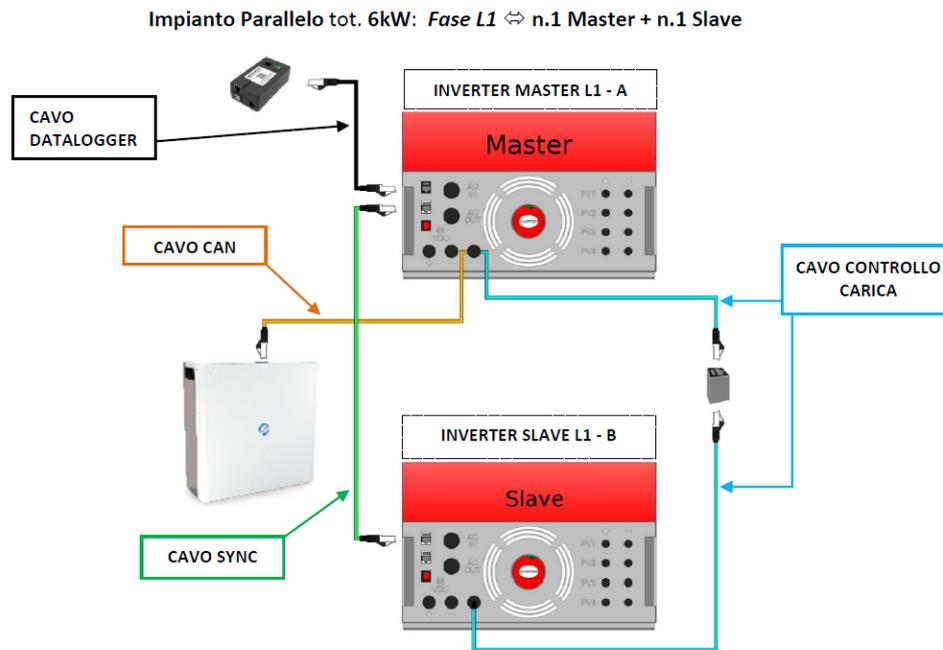
Di seguito si mostra la scheda tecnica di uno degli inverter Leonardo disponibili sul mercato.

		<b>Leonardo 4K 3000 / 48 Li</b>			
		<i>Min</i>	<i>Tip</i>	<i>Max</i>	
<b>PV INPUT</b>	Massima potenza FV	<b>Pmax</b>	4000 Wp		
	Ingressi MPPT	<b>Nmpp</b>	4		
	N. stringhe per MPPT	<b>Nstring</b>	1		
	Massima potenza per canale	<b>Pch</b>	1000 Wp		
	Corrente max per canale	<b>Ipan</b>	13,0 A		
	Tensione moduli a circuito aperto	<b>Voc</b>	150 V		
	Range tensione MPPT	<b>Vmpp</b>	60 V	120 V	150 V
<b>CHARGER</b>	Tensione di batteria	<b>Vbatt</b>	48,0 V		
	Tensione di ricarica (ABSORPTION)	<b>VEoC</b>	57,2 V		
	Corrente Max Carica	<b>Ichg</b>	60 A		
	Potenza Massima	<b>Pchg</b>	3600 W		
	Efficienza Carica	<b>ChEff</b>	97,2 %		
	Interfaccia di comunicazione	<b>Serial</b>	CAN BUS		
	Capacità batterie Massima		20 kWh		
<b>INVERTER</b>	Potenza di uscita AC	<b>Pout</b>	1700 W @ 65°C	3000 VA 2400 W	6000 W peak
	Tensione e Frequenza AC	<b>Vac</b>	230 V - 50 Hz		
	Range di tensione AC		180 V - 270 V		
	Tensione di batteria	<b>Vbatt</b>	40 V	48 V	66 V
	Corrente di Ingresso AC	<b>Iac</b>	50 A		
	Carico collegabile su AC-OUT	<b>Load</b>	11,5 kW		
	Tempo di trasferimento Anti Blackout	<b>Tsw</b>	10 mS		
	Efficienza	<b>Eff</b>	95 %		
	Autoconsumo in stand-by	<b>Psb</b>	16 W		
	Soglia di sovraccarico	<b>Poc</b>	85 %		
	Soglia limite di scarica	<b>Tba</b>	48,0 V		
	Soglia di ripristino da batteria scarica	<b>Tbs</b>	51,2 V		
	Allarme sovra-temperatura interna	<b>Tot</b>	65°C		
<b>DISCHARGE</b>	Massima corrente di scarica DC	<b>Idsc</b>	60 A		
	Massima potenza di scarica DC	<b>Pbat</b>	3000 W		
	Profondità di scarica	<b>DOD</b>	80 %		
	Tensione di sostegno	<b>Vsust</b>	50,0 V		

**Figura 4.15**

*Estratto della scheda tecnica dell'inverter Leonardo [29].*

Nella pagina successiva, in figura 4.16, è possibile vedere un esempio di collegamento Master-Slave per il sistema Leonardo; vi è la possibilità anche di avere tre unità per creare una rete trifase.



**Figura 4.16**  
*Schema di collegamento Master-Slave degli inverter Leonardo [29].*

Si tratta di un sistema che ben si adatta alle necessità del progetto potendo soddisfare la maggior parte, se non tutte le specifiche. È possibile, inoltre, mettere mano alla gestione e al controllo grazie al sistema non proprietario.

## Sonnen

Sonnen propone dei sistemi di accumulo chiamati SonnenBatterie [30] e sul mercato dispongono di due soluzioni: le SonnenBatterie hybrid, studiate per nuovi impianti, integrano inverter, regolatore di carica e batterie mentre le SonnenBatterie eco sono studiate per essere integrate in sistemi esistenti e non comprendono l'inverter, ma solo il regolatore di carica da interfacciare al convertitore dell'impianto.

Sono entrambi sistemi grid connected che possono essere utilizzati in isola solo tramite linea ausiliaria di emergenza, ove è necessario prevedere KIT aggiuntivo EPS/antiblackout. Inoltre prevedono un sistema zero feed-in che impedisce l'immissione di potenza nella rete quando si ha surplus di produzione e le batterie sono cariche, modulando in modo da alimentare i carichi nel caso in cui non si superi il limite di potenza gestibile dal sistema.

Le batterie di questo sistema sono agli ioni di litio ferro fosfato con capacità espandibile da un minimo di 2,5 kWh fino ad un massimo di 15 kWh.

Di seguito si mostrano le schede tecniche delle soluzioni Sonnen.

	hybrid 9.53/2,5	hybrid 9.53/5	hybrid 9.53/7,5	hybrid 9.53/10
Capacità nominale della batteria in kWh	2,5	5,0	7,5	10,0
Profondità di scarica (DoD)	90%			
Tecnologia delle celle	Ioni di Litio-Ferro-Fosfato			
Cabinet opzione 1 (2,5kWh - 5,0kWh)				
Peso in kg	58	81	-	-
Dimensioni (A/L/P) in cm	88/67/23	88/67/23	-	-
Cabinet opzione 2 (2,5kWh - 10,0kWh) <sup>1</sup>				
Peso in kg	74	97	120	143
Dimensioni (A/L/P) in cm	137/67/23	137/67/23	137/67/23	137/67/23
Cabinet opzione 3 (2,5kWh - 15,0kWh) <sup>1</sup>				
Peso in kg	85	108	131	154
Dimensioni (A/L/P) in cm	186/67/23	186/67/23	186/67/23	186/67/23
Potenza nominale inverter accumulo (carica e scarica) in kW	1,1	2,5	3,3	3,3
Potenza massima lato AC	4,5kW			
Potenza massima lato DC (accumulo + lato AC)	6,5kW			
Potenza FV massima suggerita	6,0kWp			
Tensione di ingresso FV	100 - 750VDC			
Corrente max. di ingresso FV	13A			

**Figura 4.17**

*Estratto della scheda tecnica del sistema Sonnen [30].*

	hybrid 9.53/2,5	hybrid 9.53/5	hybrid 9.53/7,5	hybrid 9.53/10	hybrid 9.53/12,5	hybrid 9.53/15
Numero Tracker MPP	2					
Range di tensione MPP	75 - 600V					
Fattore di potenza (cos phi)	0,9 capacitivo ... 0,9 induttivo					
DC connessione	Sunclix					
Efficienza max. (Batteria - rete)	95%					
Efficienza max. (FV - rete)	97,5%					
Efficienza max. batteria	98%					
Temperatura ambiente	-5°C - +45°C <sup>2</sup>					
Grado di protezione	IP30					
Modalità di connessione	monofase					
Collaudi/Linee guida	Direttiva 2014/35/UE Bassa Tensione, Direttiva EMC 2014/30/EU, SGS TÜV Saar, IEC 62040-1, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62619, UN38.3, IEC 62133, CEI 0-21, EN50438					
Vita operativa della batteria	progettata oltre i 20 anni					
Garanzia	10 anni <sup>3</sup>					
Cicli di vita utile	10.000 <sup>3</sup>					

**Figura 4.18**

*Estratto della scheda tecnica del sistema Sonnen [30].*

I sistemi SonnenBatterie hybrid non prevedono la possibilità di avere unità in parallelo con collegamento Master Slave, mentre i sistemi Eco si dato che possono essere installati in impianti esistenti (retrofit). In questo caso i protocolli di comunicazione con i sistemi esterni prevedono un sistema ModBus con porte RS485.

## 4.2 - Tabella di confronto tra le diverse soluzioni di mercato

La tabella 4.1 ha lo scopo di riassumere il confronto tra i vari sistemi descritti in funzione delle specifiche più stringenti.

Tabella 4.1

	ABB	Solar Edge	SMA	Schneider Electric	Western CO	Sonnen
<b>Potenza in ingresso DC [kW]</b>	6,25	5,7 7,75	SB 4 SI 4	6,25	4	6
<b>Potenza nominale in uscita AC [kW]</b>	3,6	3,68 5	SB 2 SI 3,3	5,5	2,4	4,5
<b>Monofase</b>	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì	Sì
<b>Funzionamento in Isola</b>	Sì	No	Sì	Sì	Sì	No
<b>Parallelo M-S</b>	No	Sì	Sì	Sì	Sì	No*
<b>Tipologia di Batterie gestibili</b>	Li-ion	Li-ion	Pb NiCd Li-ion	Pb Li-ion	Pb Li-ion	Li-ion
<b>Capacità espandibile</b>	Sì	N.D.	Sì	Sì	Sì	Sì
<b>Sistema aperto</b>	Sì	Sì	Sì	No	Sì	Sì
<b>Protocolli e supporti di Comunicazione</b>	ModBus RS485 Ethernet	ModBus RS485 Ethernet	ModBus RJ45 Ethernet	N.D.	CAN BUS	ModBus RS485

\* Non disponibile per il sistema hybrid

## Risultati

Dopo aver valutato le diverse tecnologie a disposizione sul mercato e aver fatto il confronto su ogni specifica richiesta per il funzionamento del sistema del progetto in esame, è stato deciso di prendere in considerazione i sistemi di Western CO. e di SMA. Entrambi i sistemi, a differenza delle altre marche, presentano aspetti totalmente compatibili con le necessità del progetto offrendo un'ampia flessibilità di installazione e di gestione dell'impianto.

Il costo di investimento risulta molto simile nonostante il sistema SMA preveda l'installazione di sei inverter, al contrario del sistema Western CO. che ne prevede tre. Si è deciso di optare per il sistema Western CO. con gli inverter Leonardo sulla base del fatto che l'intero progetto si basi su logiche di risparmio energetico e di massimizzazione dell'efficienza, evitando così la perdita prestazionale dovuta alla doppia conversione.

Quindi, per ogni unità si prevede quindi l'installazione di un inverter Leonardo, il quale presenta una potenza massima lato DC di 4 kW distribuibile su quattro canali e una potenza in uscita lato AC di 3 kW. La potenza in uscita al convertitore risulta adeguata anche per l'utente #1, il cui carico è inferiore rispetto agli altri due utenti, dato che si prevedono configurazioni in cui i carichi delle nanoreti siano aggregati e alimentati da un unico inverter.

### **4.3 - Batterie Solari**

Per la scelta delle batterie del sistema di accumulo di ogni unità è stata effettuata una ricerca di mercato per valutare le disponibilità e le compatibilità. Sono state prese in considerazione batterie agli ioni di litio per poter garantire una profondità di scarica pari almeno a 80% ed è stata selezionata la batteria con i seguenti requisiti: capacità energetica della singola unità di accumulo pari al massimo a 3 kWh, prezzo della batteria inferiore a 500 €/kWh e consentita modularità. Sul mercato sono presenti anche batterie al piombo, ma non sono state prese in considerazione dato che con questo tipo di batterie la profondità di scarica massima è del 50% e questo ne limita di molto l'utilizzo. Le simulazioni preliminari hanno dimostrato che la capacità del sistema in presenza di scambi energetici deve aggirarsi nell'intorno dei 18 kWh al fine di massimizzare l'autosufficienza, per cui le ricerche sono state effettuate in tal senso. Le batterie trovate in rete sono quindi le seguenti:

- ***Tesla Power Wall [31]***

É un sistema che prevede una capacità utilizzabile di 13,5 kWh con una potenza continuativa di 5 kW, una potenza di picco di 7 kW e una profondità di scarica garantita del 100%. Le dimensioni consistono in un'altezza di 1'150 mm, una larghezza di 753 mm e una profondità di 147 mm, per un peso totale di 114 kg. L'efficienza garantita dalla ditta costruttrice è del 90% e il sistema risulta scalabile fino a 10 unità per poter aumentare al massimo la capacità totale del sistema. I costi si aggirano su valori di circa 740 €/kWh.

- **LG Chem [32]**

Sistemi di accumulo basati sulla tecnologia al litio, sul mercato sono disponibili i modelli a 48 V e a 400 V. I modelli RESU LG Chem a 48 V sono disponibili da 3,3 kWh, 6,5 kWh e 10 kWh e possono essere collegati tra loro con un kit di espansione chiamato RESU Plus per incrementare la capacità di accumulo raggiungendo una capacità massima di 20 kWh. I modelli RESU LG Chem a 400 V invece sono disponibili da 7 kWh e da 10 kWh, ma non è possibile l'espansione tramite RESU Plus. Le dimensioni variano a seconda del modello. I costi si attestano su valori di circa 410 €/kWh.

- **Fronius Solar Battery [33]**

Sono disponibili diverse capacità, da 4,5 kWh fino a 12 kWh con passi di 1,5 kWh. La tecnologia è quella agli ioni di litio ferro fosfato e la tensione corrispondente varia tra i 120 V del sistema da 4,5 kWh ai 400 V di quello da 12 kWh. Per ogni sistema la massima corrente di carica e scarica è di 16 A. Le dimensioni variano da un sistema all'altro e non è specificata la profondità di scarica né i cicli di vita. I costi si attestano su valori di circa 780 €/kWh.

- **Pylontech [34]**

Scegliendo la soluzione Leonardo della Western Co, le batterie al litio supportate dal sistema sono le Pylontech US2000. Queste sono batterie al litio con capacità 2,4 kWh funzionanti a 48 V, con una corrente nominale di carica e scarica di 25 A e con una profondità di scarica del 90% che garantisce più di 6'000 cicli di vita utile. Possono essere messe fino a quindici unità in serie per un massimo di due pacchi in parallelo. Ogni batteria pesa 24 kg ed ha dimensioni di 442x410x89 mm. I costi si attestano su valori di circa 420 €/kWh.

La scelta finale è ricaduta sulle batterie al litio Pylontech US2000 in quanto è l'unica che rispetta i requisiti precedentemente riportati. In figura 4.19 sono riportate tutte le caratteristiche tecniche prese da catalogo. Il costo previsto di ogni batteria da 2,4 kWh di capacità si aggira sui 1'000 €.

Basic Parameters	US2000
Nominal Voltage (V)	48
Nominal Capacity (Wh)	2400
Usable Capacity (Wh)	2200
Dimension (mm)	442*410*89
Weight (Kg)	24
Discharge Voltage (V)	45 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5
Charge / Discharge Current (A)	25(Recommend)
	50 (Max)
	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	8
Working Temperature/°C	0~50
Shelf Temperature/°C	-20~60
Humidity	5%~85%
Altitude (m)	<2000
Design life	15 <sup>+</sup> Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6000, 25°C
Authentication Level	UL/IEC62619/CE /UN38.3

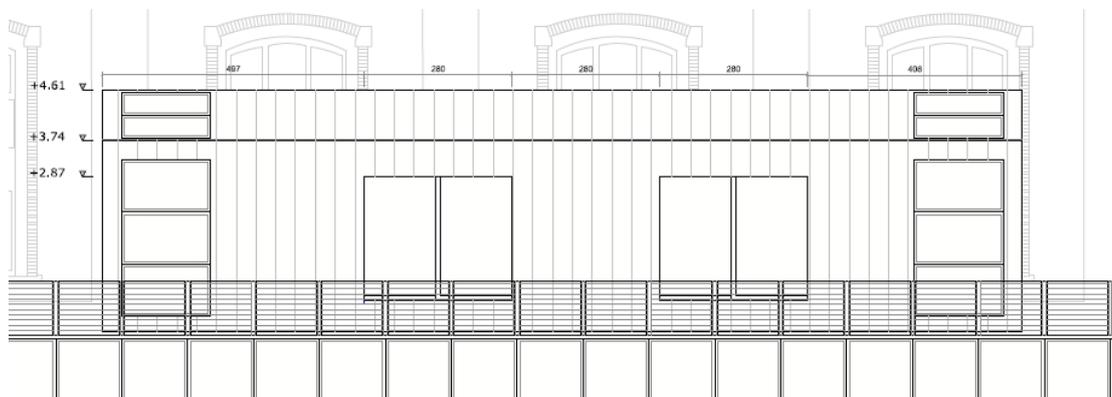
**Figura 4.19**

*Scheda tecnica della batteria Pylontech US2000 [34].*

#### **4.4 - Moduli Fotovoltaici**

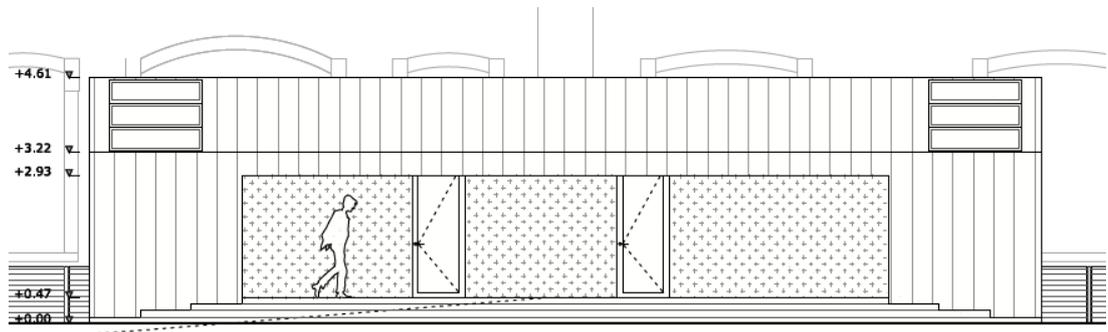
Definite le potenze lato AC degli impianti fotovoltaici di ogni unità, per la scelta dei moduli FV sono stati presi in considerazione i vincoli dimensionali di installazione, dovuti da scelte architettoniche.

Le figure 4.20 e 4.21 mostrano il layout che presenta la struttura con i vincoli architettonici per l'installazione dei moduli fotovoltaici sulla struttura.



**Figura 4.20**

*Vista del modulo abitativo sul lato esposto a Sud Est.*



**Figura 4.21**

*Vista del modulo abitativo sul lato esposto a Nord Ovest.*

Per prima cosa sono state calcolate le superfici disponibili per l'installazione dei moduli FV. La falda del tetto esposta a Sud Est ha una lunghezza di circa 5,44 m. Tenendo conto che i moduli possono essere installati su due file ai lati della struttura e prendendo come larghezza la dimensione di un modulo FV (pari a circa 1,7 m) si trova che la superficie a disposizione risulta essere di circa 18,9 m<sup>2</sup>. L'altezza della parete esposta a Sud Est, invece, è di 3,22 m e tramite le considerazioni precedenti si trova che la superficie disponibile risulta essere di circa 11,2 m<sup>2</sup>. Infine, la falda del tetto esposta a Nord Ovest ha un'estensione di 3,78 m e permette quindi di avere a disposizione circa 13,1 m<sup>2</sup> di superficie per l'installazione. Di seguito si mostrano i calcoli effettuati:

- Falda esposta a Sud Est

$$5,44 \text{ m} \cdot 1,74 \text{ m} \cdot 2 = 18,9 \text{ m}^2$$

- Parete verticale esposta a Sud Est

$$3,22 \text{ m} \cdot 1,74 \text{ m} \cdot 2 = 11,2 \text{ m}^2$$

- Falda esposta a Nord Ovest

$$3,78 \text{ m} \cdot 1,74 \text{ m} \cdot 2 = 13,1 \text{ m}^2$$

La somma delle superfici disponibili risulta essere di circa 43,3 m<sup>2</sup>. Considerando tale area, si trova il numero di pannelli FV che è possibile installare tramite il rapporto con la superficie di un modulo FV. Prendendo, quindi, le dimensioni di un modulo standard, pari a 1,74 m e 1,03 m, il numero di moduli FV installabili risulta essere di 24, come mostrato dalla seguente:

$$\frac{43,3 \text{ m}^2 (\text{superficie di installazione disponibile})}{1,74 \text{ m} \cdot 1,03 \text{ m} (\text{area di un modulo FV})} = 24 \text{ moduli}$$

Rapportando, infine, la potenza totale del sistema FV lato DC (circa 8 kW) con il numero massimo di moduli installabili, è stato trovato il vincolo sulla potenza nominale dei moduli FV:

$$\frac{8 \text{ kW}}{24 \text{ moduli}} = 333 \text{ W}$$

Di conseguenza sono stati presi in considerazione i moduli con potenza nominale non inferiore ai 333 W, in modo da minimizzarne il numero rispettando il vincolo dimensionale sulla superficie di installazione disponibile. Nella tabella 4.2 sono riportate le grandezze di interesse di diversi moduli presi in considerazione per l'indagine di mercato, ottenute dalle schede tecniche fornite dai vari costruttori.

*Tabella 4.2*

Marca	SunPower 400	SunPower 360	Suntech	BenQ	LG Neon R	Q Cells
Potenza pannello [W]	400	360	350	395	370	355
Voc [V]	75,6	69,5	46,7	48,3	42,8	40,98
Isc [A]	6,58	6,48	9,49	10,52	10,82	10,84
Vmpp [V]	65,8	59,1	38,9	39,5	37	34,38
Impp [A]	6,08	6,09	9,01	9,99	10,01	10,33
$\beta_v$ [mV/°C]	-176,8	-167,4	-158,78	-144,9	-102,72	-110,65
$\alpha_i$ [mA/°C]	2,9	2,9	5,694	7,364	4,328	4,336
Rendimento [%]	22,6	22,2	17,7	19,1	21,4	19,8
NOCT [°C]	45	45	45	46	44	43
Tc Max [°C]	68,25	68,25	68,25	69,5	67	65,75
Tc min [°C]	23,25	23,25	23,25	24,5	22	20,75
Vmpp Max @ Tc min [V]	66,11	59,39	39,18	39,57	37,31	34,85
Isc Max @ Tc max [A]	7,38	7,27	10,71	11,93	12,10	12,12
Tamb max [°C]	37					
Tamb min [°C]	-8					

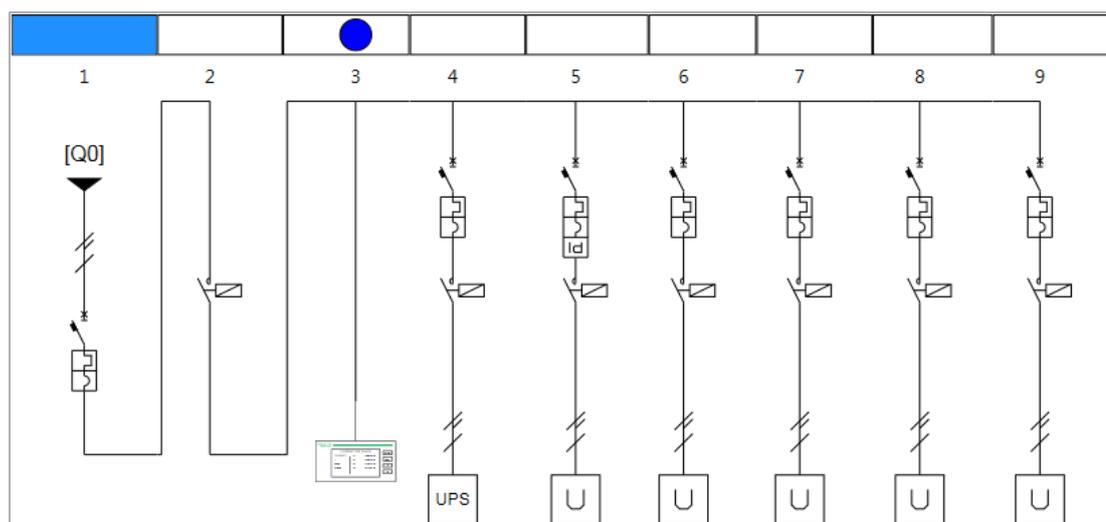
Per ogni modulo sono state calcolate diverse grandezze in modo tale da poter utilizzare questi dati in un foglio di calcolo creato per valutare la scelta della configurazione migliore per il sistema FV-inverter. Il tutto è stato riportato nel capitolo 5.

## 4.5 - Componenti dell'impianto elettrico

In questa sezione si illustrano i criteri adottati per la selezione e la scelta dei componenti dell'impianto elettrico della struttura quali protezioni, cavi, contattori e il quadro elettrico.

Con l'ausilio di un software, è stato realizzato lo schema elettrico unifilare dell'impianto comprendente la parte di generazione, di carichi, le linee di scambio e parte della sezione di misure.

Prendendo come esempio una sola unità, come mostrato in figura 4.22, le scelte fatte si ripetono allo stesso modo per le altre due. Lo schema è realizzato con la parte di generazione FV imposta ad una potenza fissata considerando anche la parte di accumulo (sul programma è stato utilizzato un blocco UPS poiché non vi è la possibilità di inserire generatori fotovoltaici e batterie), le linee dei carichi diversificati tra FM, luci e pompe di calore e le due linee entra/esci verso le altre unità utili per la configurazione di microrete con la presenza di scambi energetici.



**Figura 4.22**  
*Schema elettrico unifilare Utente #1.*

Su ogni linea di carico, dove la potenza non supera il chilowatt si usano cavi con sezione di  $2,5 \text{ mm}^2$ , come per la parte di linea FV. Le due linee entra/esci verso le altre utenze invece hanno cavi con una sezione di  $4 \text{ mm}^2$  la potenza maggiore prevista. La scelta è stata fatta in base alla portata di corrente massima dei cavi che non deve essere inferiore alla corrente di carico. La lunghezza dei cavi non è stata considerata oltre i 15 metri per quanto riguarda le linee di carico e di generazione, mentre le linee di interscambio con le altre unità sono state imposte a 3 m.

Le scelte effettuate sulla portata e sulla sezione dei cavi si basano sulla tabella illustrata in figura 4.23, facendo riferimento alla norma CEI UNEL 35024/2.

tabella T-A - cavi unipolari con e senza guaina con isolamento in PVC o EPR <sup>(1)</sup>														
metodologia tipica di installazione	altri tipi di posa della CEI 64-8	tipo di isolamento	numero cond. caricati	portata [A]										
				sezione [mm <sup>2</sup> ]										
				1	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	
cavi in tubo incassato in parete isolante	1-51-71-73-74	PVC	2		14,5	19,5	26	34	46	61	80	99	119	
			3		13,5	18	24	31	42	56	73	89	108	
			3		17,0	23	31	40	54	73	95	117	141	
		EPR	2		19,0	26	36	45	61	81	106	131	158	
			3		17,0	23	31	40	54	73	95	117	141	
			3		17,0	23	31	40	54	73	95	117	141	
cavi in tubo in aria	3-4-5-22-23 24-31-32-33 34-41-42-72	PVC	2	13,5	17,5	24	32	41	57	76	101	125	151	
			3	12	15,5	21	28	36	50	68	89	110	134	
			3	15	20,0	28	37	48	66	88	117	144	175	
		EPR	2	17	23,0	31	42	54	75	100	133	164	198	
			3	15	20,0	28	37	48	66	88	117	144	175	
			3	15	20,0	28	37	48	66	88	117	144	175	
cavi in aria libera in posizione non a portata di mano	18	PVC	2		19,5	26	35	46	63	85	112	138	168	
			3		15,5	21	28	36	57	76	101	125	151	
			3		20,0	28	37	48	66	88	117	144	175	
		EPR	2		24,0	33	45	58	80	107	142	175	212	
			3		20,0	28	37	48	71	96	127	157	190	
			3		20,0	28	37	48	71	96	127	157	190	
cavi in aria libera a trifoglio	11-12-21-25 43-52-53	PVC	3		19,5	26	35	46	63	85	110	137	167	
			3		24	33	45	58	80	107	135	169	207	
			3		24	33	45	58	80	107	135	169	207	
		EPR	3		24	33	45	58	80	107	135	169	207	
			3		24	33	45	58	80	107	135	169	207	
			3		24	33	45	58	80	107	135	169	207	
cavi in aria libera in piano a contatto	13-14-15-16-17	PVC	2		22	30	40	52	71	96	131	162	196	
			3		19,5	26	35	46	63	85	114	143	174	
			3		27	37	50	64	88	119	161	200	242	
		EPR	2		27	37	50	64	88	119	161	200	242	
			3		24	33	45	58	80	107	141	176	216	
			3		24	33	45	58	80	107	141	176	216	
cavi in aria libera distanziati su un piano orizzontale <sup>(2)</sup>	14-15-16	PVC	2								146	181	219	
			3								146	181	219	
			3								182	226	275	
		EPR	2									182	226	275
			3									182	226	275
			3									182	226	275
cavi in aria libera distanziati su un piano verticale <sup>(3)</sup>	13-14-15-16	PVC	2								130	162	197	
			3								130	162	197	
			3								161	201	246	
		EPR	2									161	201	246
			3									161	201	246
			3									161	201	246

**Figura 4.23**

Tabella con la portata dei cavi in funzione della posa e della sezione [12].

Nella tabella mostrata in figura 4.24 sono presenti i dati di ogni linea ottenuti con il software tra cui le correnti di base, le potenze, i fattori di utilizzazione e di contemporaneità, lo sfasamento e la caduta di tensione percentuale.

Per quanto riguarda le protezioni, per le linee della generazione FV e delle linee verso le altre unità sono state messe protezioni con corrente nominale da 16 A, mentre sulle linee de carichi sono stati scelti interruttori da 6 A. I contattori sono stati unificati tutti a 16 A per avere meno diversificazione. Solo sulla linea delle FM è stato aggiunto l'interruttore differenziale, poiché la presenza di eventuali prolunghe può portare all'insorgere di problemi. Sulle linee in entrata in ogni sottoquadro di unità invece sono stati posti interruttori automatici e contattori da 20 A. Dal quadro Q0 generale partono le tre linee per ogni sottoquadro di unità e sono stati previsti interruttori magnetotermici da 32 A e contattori da 40 A. Stesse considerazioni sono state fatte per l'interruttore generale da cui arriva la rete. I cavi sono con sezione di 4 mm<sup>2</sup> tranne la linea in arrivo dalla rete che è stata imposta a 6 mm<sup>2</sup>.

Linea	Ib(A)	Ib L1 (A)	Ib L2 (A)	Ib L3 (A)	P(kW)	Pn(kW)	Kc	Ku	$\eta$	cos $\phi$	$\Delta V\%$
↳ [Q0] Quadro Generale	26,1	26,1	0,0	0,0	5,59	-	-	-	-	0,93	4,00
↳ [Q0] 2	26,1	26,1	0,0	0,0	5,59	-	0,45	-	-	0,93	3,00
↳ [Q0] 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0	-	-	-	-	-	4,00
↳ [Q1] QU1	19,4	19,4	0,0	0,0	4,14	-	-	-	-	0,93	3
↳ [Q1] 2	19,4	19,4	0,0	0,0	4,14	-	0,9	-	-	0,93	3,00
↳ [Q1] Contatore U1	0,0	0,0	0,0	0,0	0	-	-	-	-	-	4,00
↳ [Q1] Impianto FV 1 + batt	11,9	11,9	0,0	0,0	2,61	-	-	-	-	0,95	3
↳ [Q1] FM U1	3,0	3,0	0,0	0,0	0,63	0,7	-	0,9	-	0,9	3
↳ [Q1] Luci U1	1,4	1,4	0,0	0,0	0,3	0,3	-	1	-	0,9	3
↳ [Q1] Pompa di calore U1	4,3	4,3	0,0	0,0	0,9	1	-	0,9	-	0,9	3
↳ [Q1] Linea al QU2	0,4	0,4	0,0	0,0	0,08	0,1	-	0,8	-	0,9	3
↳ [Q1] Linea al QU3	0,4	0,4	0,0	0,0	0,08	0,1	-	0,8	-	0,9	3
↳ [Q2] QU2	19,4	19,4	0,0	0,0	4,14	-	-	-	-	0,93	3
↳ [Q2] 2	19,4	19,4	0,0	0,0	4,14	-	0,9	-	-	0,93	3,00
↳ [Q2] Contatore U2	0,0	0,0	0,0	0,0	0	-	-	-	-	-	4,00
↳ [Q2] Impianto FV 2+ batt	11,9	11,9	0,0	0,0	2,61	-	-	-	-	0,95	3
↳ [Q2] FM U2	3,0	3,0	0,0	0,0	0,63	0,7	-	0,9	-	0,9	3
↳ [Q2] Luci U2	1,4	1,4	0,0	0,0	0,3	0,3	-	1	-	0,9	3
↳ [Q2] Pompa di calore U2	4,3	4,3	0,0	0,0	0,9	1	-	0,9	-	0,9	3
↳ [Q2] Linea al QU1	0,4	0,4	0,0	0,0	0,08	0,1	-	0,8	-	0,9	3
↳ [Q2] Linea al QU3	0,4	0,4	0,0	0,0	0,08	0,1	-	0,8	-	0,9	3
↳ [Q3] QU3	19,4	19,4	0,0	0,0	4,14	-	-	-	-	0,93	3
↳ [Q3] 2	19,4	19,4	0,0	0,0	4,14	-	0,9	-	-	0,93	3,00
↳ [Q3] Contatore U3	0,0	0,0	0,0	0,0	0	-	-	-	-	-	4,00
↳ [Q3] Impianto FV 3 + batt	11,9	11,9	0,0	0,0	2,61	-	-	-	-	0,95	3
↳ [Q3] FM U3	3,0	3,0	0,0	0,0	0,63	0,7	-	0,9	-	0,9	3
↳ [Q3] Luci U3	1,4	1,4	0,0	0,0	0,3	0,3	-	1	-	0,9	3
↳ [Q3] Pompa di calore U3	4,3	4,3	0,0	0,0	0,9	1	-	0,9	-	0,9	3
↳ [Q3] Linea al QU1	0,4	0,4	0,0	0,0	0,08	0,1	-	0,8	-	0,9	3
↳ [Q3] Linea al QU2	0,4	0,4	0,0	0,0	0,08	0,1	-	0,8	-	0,9	3

**Figura 4.24**

Tabella dei dati dell'impianto ottenuta con i-project.

Nelle figure 4.25 e 4.26 sono illustrati i dati di ingresso e quelli calcolati dal programma prendendo come esempio la linea delle forze motrici dell'utente #1.

Progetto 1 [Q1] QU1 Linea

**Impostazioni**

Descrizione del circuito

Descrizione del circuito (2)

Descrizione del circuito (3)

Interruttore

Differenz. su interruttore

**Alimentazione**

**Utenza**

Potenza nominale

K utilizzo

cosPhi

dV ammessa

**Interruttore**

Norma

Selettività/Filiazione

Modello

Poli

Curva

Corrente nominale (In)

Differenziale

Classe

Sensibilità

Temporizzazione

FM U1

<non definito>

<non definito>

Magnetotermico

Associato / Integrato

0,7 kW

0,9

0,9

3 %

Domestica

Nessuna

iCV40 a

1 polo + neutro

C

6 A

Integrato

AC

0,03 A

Istantaneo

**Contatore/Teleruttore**

Nome

Collega a KNX

Categoria

Poli

Corrente nominale (In)

Tensione bobina

**Cavo/Condotto**

Conduttore

Lunghezza

Temp. ambiente

Tipo conduttore

Isolante

Cavo CPR

Designazione

Modalità di posa

Cavi multipli

Altri circuiti

K sicurezza

Sezione fase + neutro

Sezione PE

iCT 16A Na (6A - AC7b)

No

AC7a

2 poli

16 A

220...240 Vca

Rame

15 m

30 °C

Unipolare con guaina

EPR

SI

FG16R16-0,6/1 kV - Cca-s3,d1

31

Ravvicinati

2

1

1x2,5 mm<sup>2</sup>

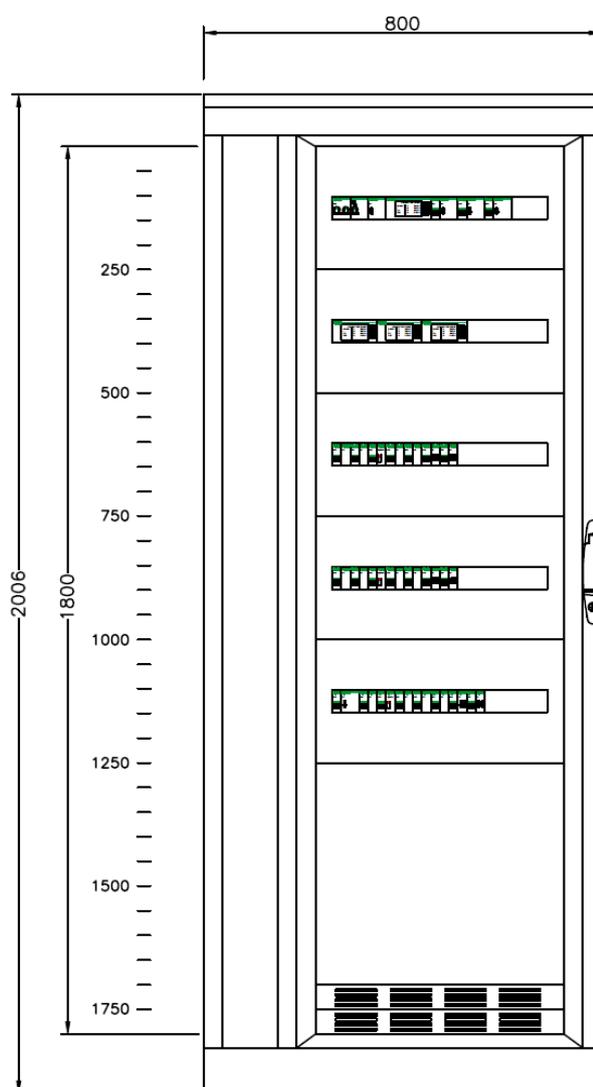
1x2,5 mm<sup>2</sup>

**Figura 4.25 e Figura 4.26**

Tablelle dei dati in ingresso e calcolati.

Impostando quindi il fattore di utilizzazione, la potenza nominale della linea e la caduta di tensione percentuale ammessa il programma calcola e sceglie l'interruttore di protezione adatto. Nella sezione dei cavi invece si impostano la lunghezza, la modalità di posa, il numero di circuiti e come risultato si ha la sezione più adatta per la linea. Alcune sezioni dei cavi sono state aumentate anche per garantire l'accoppiamento tra cavo e interruttore garantendo la protezione da sovraccarichi e da cortocircuiti.

Il quadro elettrico è stato realizzato eseguendo anche le relative verifiche termiche. È stato deciso di mettere su ogni modulo i componenti riguardanti un'unità in modo da avere omogeneità e semplicità di disposizione, e in figura 4.27 è mostrato il fronte quadro provvisto di quote. È stato scelto un armadio con passacavi laterale in modo da poter avere lo spazio fisico per eseguire i collegamenti tra le varie unità e dispositivi.



*Figura 4.27*  
*Fronte quadro.*

Di seguito è mostrata una lista con tutti i dispositivi presenti nell'impianto:

- 18 contattori da 16 A di corrente nominale iCT 16A Na;
- 3 contattori da 20 A di corrente nominale iCT 20A Na;
- 3 contattori da 40 A di corrente nominale iCT 40A Na;
- 1 interruttore magnetotermico da 32 A di corrente nominale iC60H;
- 3 interruttori magnetotermici da 32 A di corrente nominale iC40 a;
- 3 interruttori magnetotermici da 20 A di corrente nominale iC40 a;
- 9 interruttori magnetotermici da 16 A di corrente nominale iC40 a;
- 6 interruttori magnetotermici da 6 A di corrente nominale iC40 a;
- 3 interruttori magnetotermici da 6 A di corrente nominale iCV40 a con differenziale integrato da 30 mA di sensibilità;
- Cavo unipolare con guaina in EPR FG16R16-0,6/1 kV.



## **5 – Schemi, simulazioni e risultati**

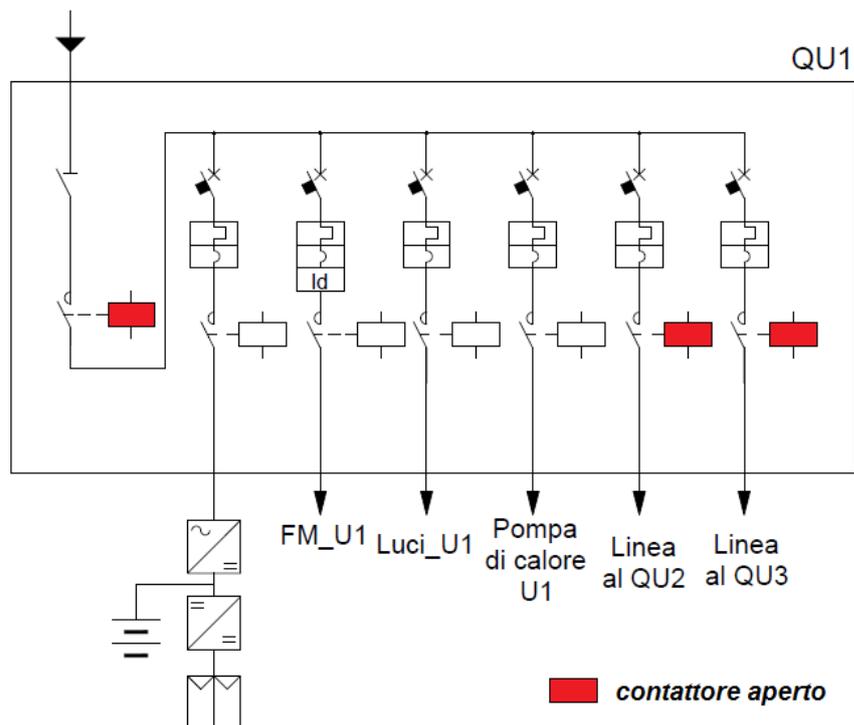
Nella prima parte di questo capitolo vengono illustrati gli schemi adottati per la gestione flessibile del sistema definendo i criteri per la logica di controllo. Per ogni configurazione presa come esempio viene proposto lo schema elettrico alla base del controllo e della gestione per la selezione dell'inverter Master e di quelli Slave, per il funzionamento in isola delle diverse unità e sul possibile isolamento di un inverter dalla rete di alimentazione. Sulla base di queste premesse vengono successivamente fornite le spiegazioni delle varie simulazioni fatte e dei criteri che sono stati tenuti in conto e mostrando le differenze tra le unità singole funzionanti in isola e l'unione delle tre a formare la microrete.

### **5.1 - Schemi e criteri per la logica di controllo**

Per la gestione del sistema è stato realizzato uno schema elettrico che prevede l'utilizzo di contattori e commutatori comandabili sia localmente che da remoto tramite un PC dedicato, in modo tale da poter scegliere la configurazione ottimale in tempo reale e per decretare la relazione Master-Slave degli inverter a seconda del tipo di configurazione e delle necessità.

L'idea è quella di poter creare un sistema flessibile a configurazione variabile sulla base dei dati riguardanti i flussi energetici forniti dai molteplici sensori, sulla domanda dei carichi, sul livello di produzione fotovoltaica e lo stato di carica SOC delle batterie. Quello che si vuole simulare è lo scambio di energia elettrica tra gli utenti in ogni possibile caso, come per esempio in presenza di eccesso o deficit di generazione FV o in base allo stato di carica del sistema di accumulo e sono state studiate tutte le possibili casistiche di funzionamento in funzione di diversi parametri. È stato quindi pensato e realizzato uno schema che possa simulare ogni configurazione possibile e che si adatti ai componenti scelti.

Per poter valutare l'effettivo miglioramento introdotto dallo scambio energetico è utile osservare la differenza tra funzionamento di una nanorete rispetto allo schema della microrete comprendente le tre unità. Ogni utente presenta lo schema elettrico in figura 5.1. il funzionamento in isola prevede l'apertura dei contattori presenti sulla linea in arrivo dalla rete e sulle linee di collegamento con le altre unità.

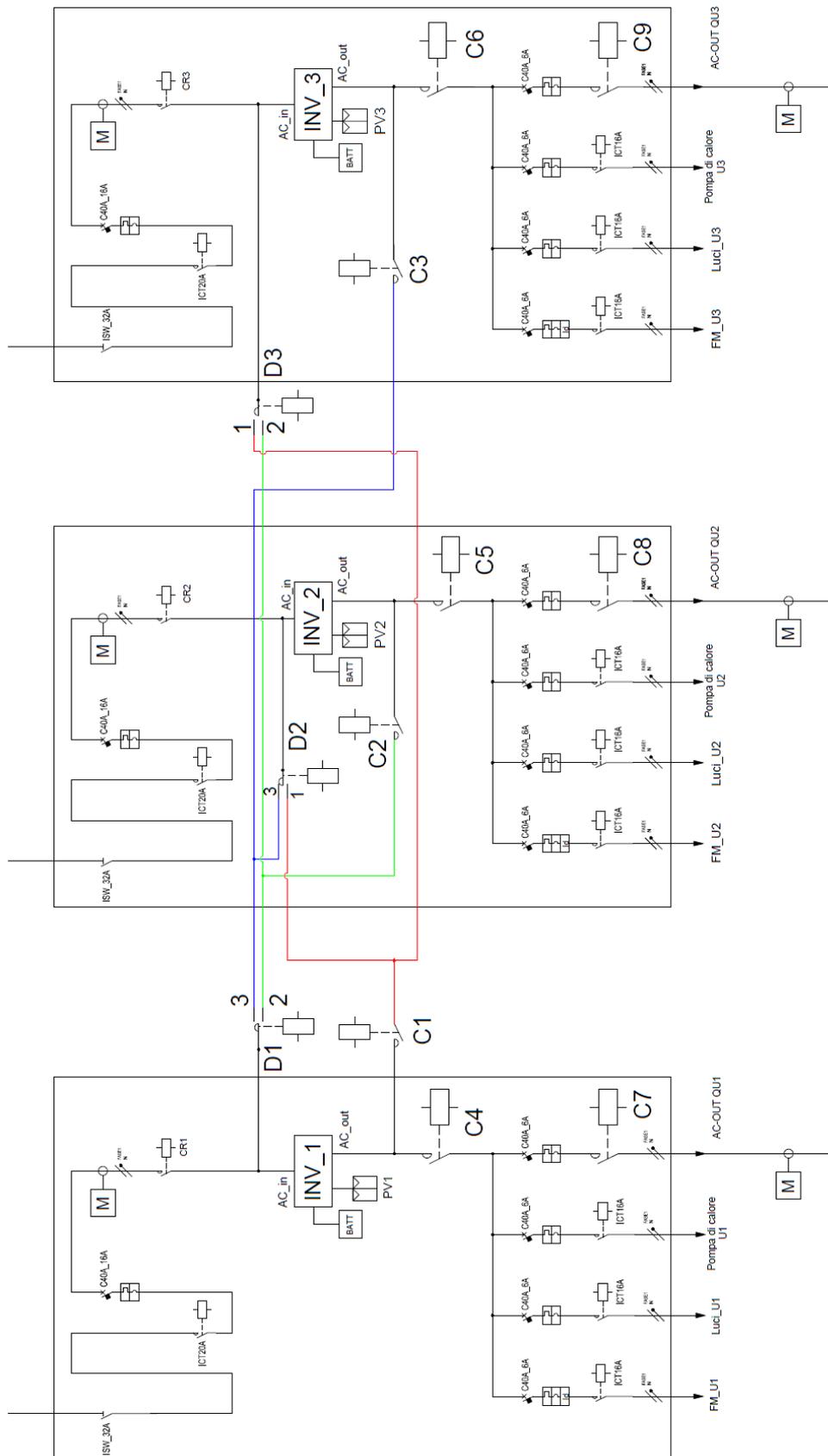


**Figura 5.1**

*Schema elettrico della nanorete Utente #1 funzionante in isola.*

Lo schema definitivo della micrete utilizzato per la gestione è mostrato in figura 5.2. Si tratta dello schema generale in cui si possono vedere le tre unità, tutti i componenti che fanno parte dell'impianto e le linee di collegamento.

Per ogni possibile configurazione vengono quindi mostrati gli schemi elettrici e spiegate le relative logiche di gestione dei dispositivi elettrici di interruzione.



**Figura 5.2**  
 Schema elettrico generale del sistema per la gestione della microrete.

### **Configurazione con funzionamento stand alone delle unità indipendenti**

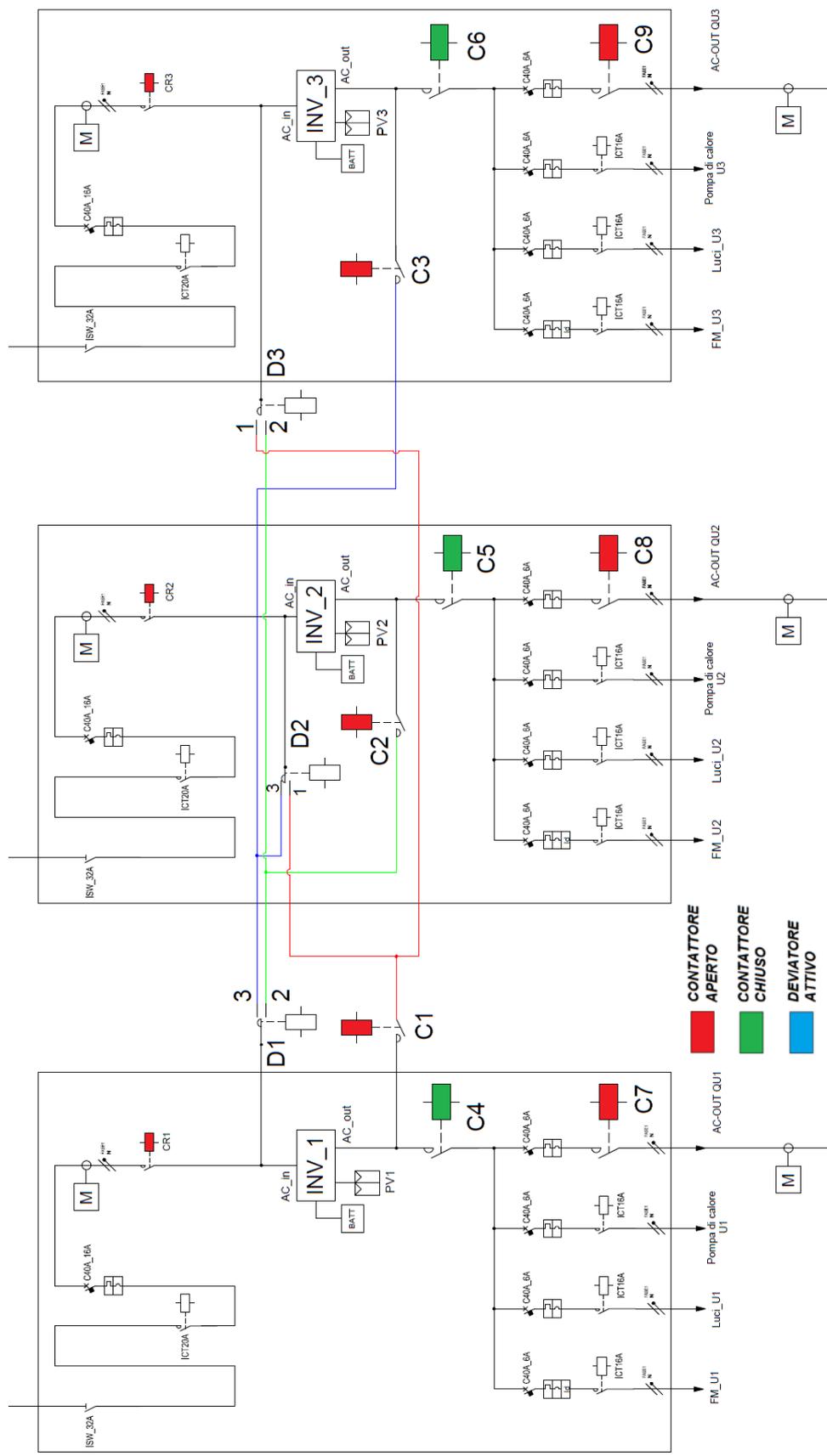
In questo caso per ogni unità è previsto il funzionamento in isola con autoconsumo; l'energia viene fornita dalla generazione fotovoltaica o dal sistema di accumulo nel caso non vi sia produzione. Questa configurazione prevede dei limiti dati dallo stato di carica delle batterie e dalla combinazione produzione fotovoltaica, carico elettrico

Lo schema di figura 5.3 prevede:

- Contattori C1, C2, C3, C7, C8 e C9 aperti;
- Contattori C4, C5 e C6 chiusi.

La posizione dei deviatori è ininfluenza in questo caso data l'apertura dei contattori per il collegamento tra gli inverter.

Nella figura si mostra lo schema funzionale con le tre unità indipendenti.



**Figura 5.3**  
 Schema elettrico con funzionamento stand alone di ogni unità.

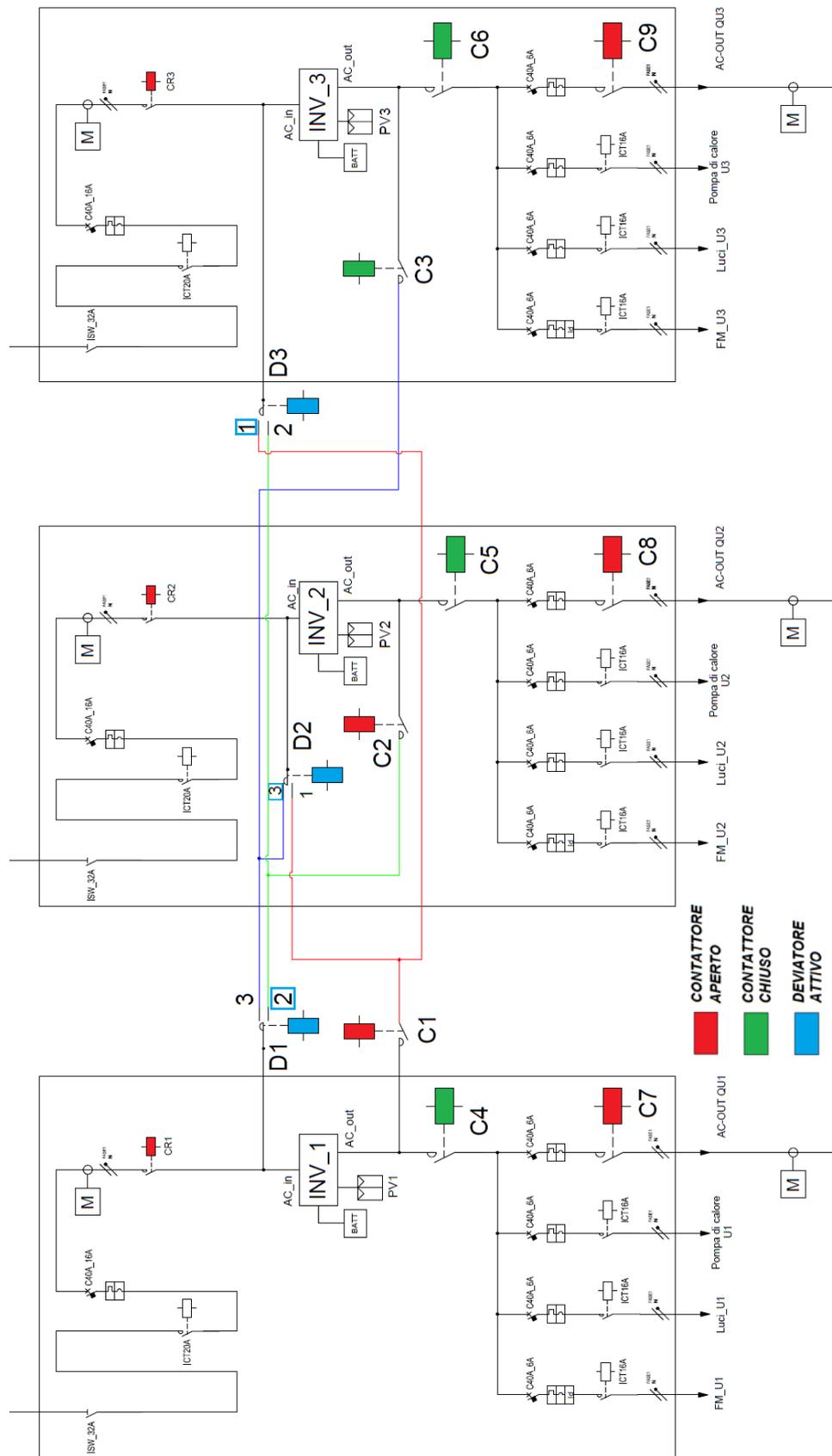
### **Configurazione con funzionamento stand alone dell'utente #1 e messa in parallelo degli utenti #2 e #3 (inverter #3 Master)**

Lo schema adottato è fatto in modo che l'uscita dell'inverter Master vada all'ingresso degli inverter Slave in modo che il primo faccia da riferimento e facendo in modo che gli altri inverter si adattino allo stesso livello di tensione in uscita imposto evitando di mandare in crisi il sistema. È possibile inoltre staccare porzioni di rete a valle dei convertitori senza creare disservizi in caso di manutenzione sugli inverter. I carichi di una unità sono quindi alimentati "dall'alto" o "dal basso" in funzione del tipo di configurazione utilizzata.

In figura 5.4 è mostrata la configurazione che prevede il funzionamento in isola di un utente (utente #1) e la messa in parallelo degli altri due utenti (utente #2 e utente #3) con la chiusura dei contattori corrispondenti. Questo caso può avvenire se uno degli utenti non ha una produzione FV tale da soddisfare i propri carichi e richieda energia ad un altro utente. Così facendo l'alimentazione proviene sia dal generatore dello stesso utente in deficit che da quello dell'utente di surplus. Lo schema permette inoltre di caricare il sistema di accumulo di un utente con l'energia proveniente dalla generazione di un altro utente. Si può notare come l'inverter Master abbia l'uscita AC collegata con l'ingresso AC dell'inverter Slave.

In questa configurazione si imposta l'inverter 3 come Master e l'inverter 2 come Slave e i contattori e i deviatori risultano essere:

- Deviatore D1 in posizione 2, deviatore D2 in posizione 3 e deviatore D3 in posizione 1;
- Contattori C1, C2, C7, C8 e C9 aperti;
- Contattori C3, C4, C5 e C6 chiusi.



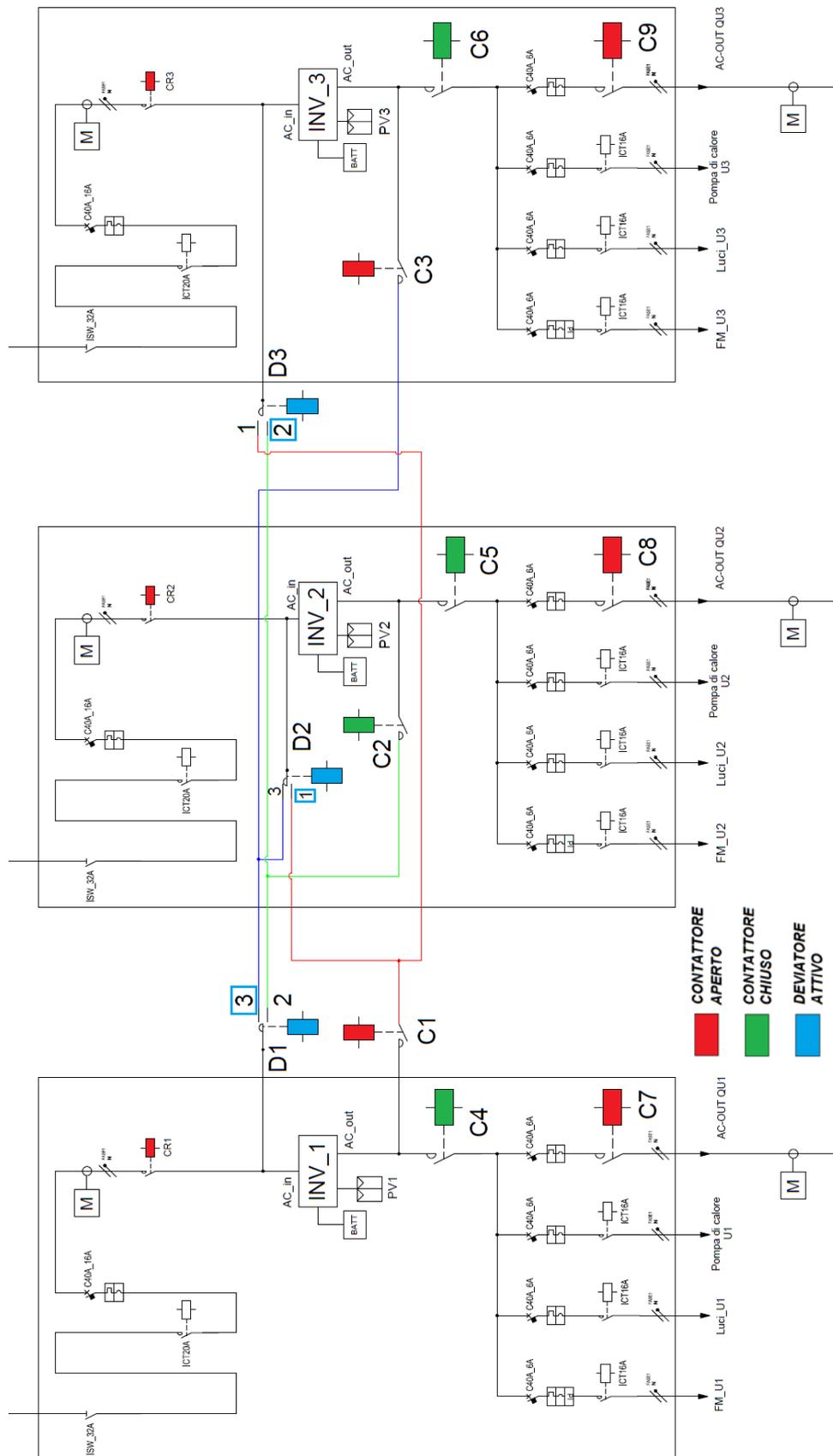
**Figura 5.4**  
*Schema elettrico con funzionamento stand alone in parallelo, Inverter 3 Master.*

### **Configurazione con funzionamento stand alone dell'utente #1 e messa in parallelo degli utenti #2 e #3 (inverter #2 Master)**

La configurazione in cui l'inverter selezionato per fare da Master sia il numero 2 è mostrata in figura 5.5 e prevede:

- Deviatore D1 in posizione 3, deviatore D2 in posizione 1 e deviatore D3 in posizione 2;
- Contattori C1, C3, C7, C8 e C9 aperti;
- Contattori C2, C4, C5 e C6 chiusi.

In questo caso l'Utente #1 continua a funzionare in isola indipendente.



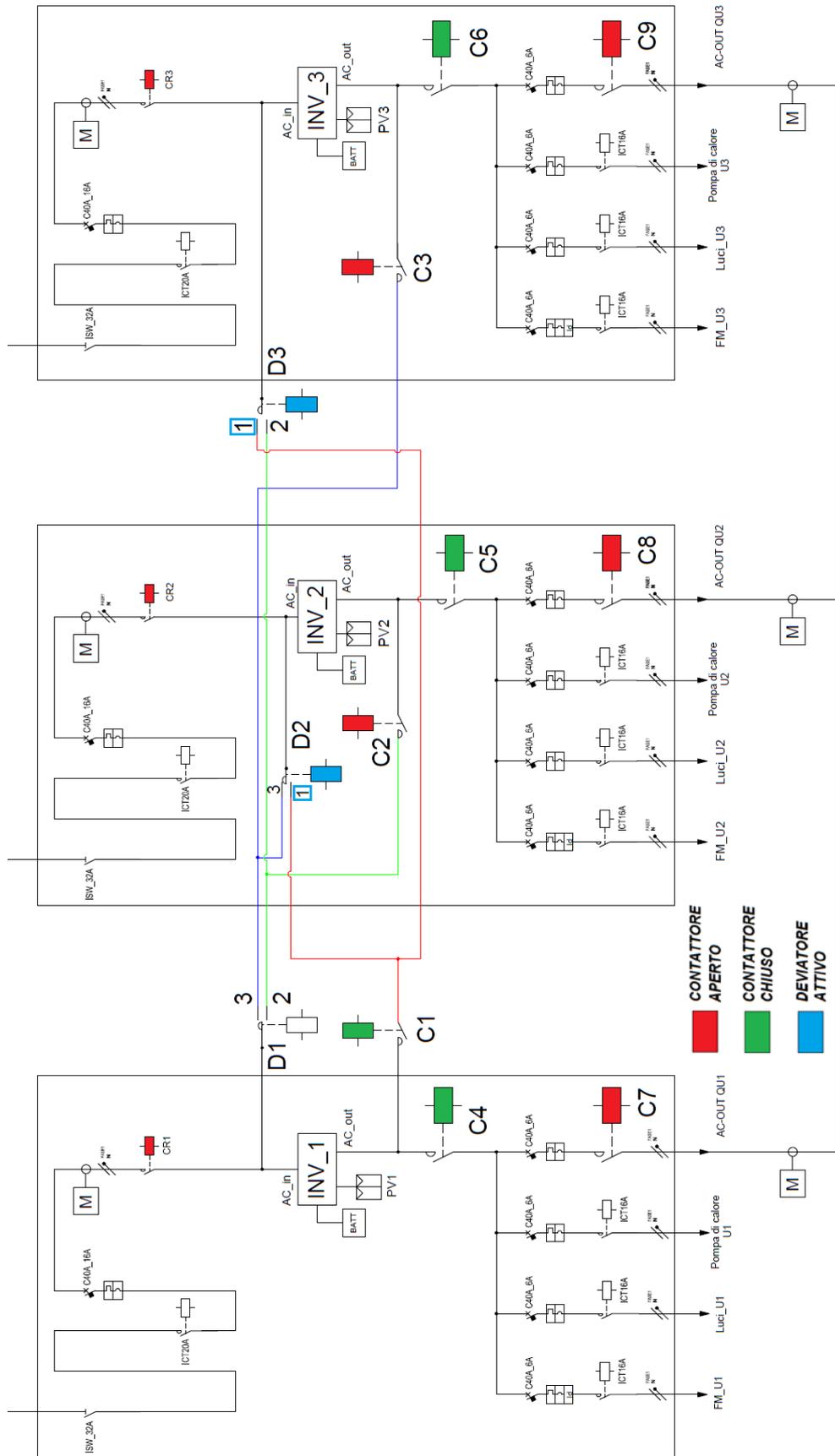
**Figura 5.5**  
 Schema elettrico con funzionamento stand alone in parallelo, Inverter 2 Master.

### **Configurazione con funzionamento stand alone dell'intera microrete e messa in parallelo di ogni utente (inverter #1 Master)**

Vi è il caso in cui tutti gli utenti siano collegati in parallelo. Questa configurazione prevede un solo inverter come Master e gli altri due come Slave. Lo schema mostrato in figura 5.6 mostra la configurazione con l'inverter 1 Master e lo stato dei contattori e dei deviatori risulta essere:

- Deviatore D2 in posizione 1 e Deviatore D3 in posizione 1;
- Contattori C2, C3, C7, C8 e C9 aperti;
- Contattori C1, C4, C5 e C6 chiusi.

La posizione del deviatore D1 è ininfluente e in questo modo si garantisce che l'uscita dell'inverter 1 sia collegata agli ingressi degli altri due inverter.



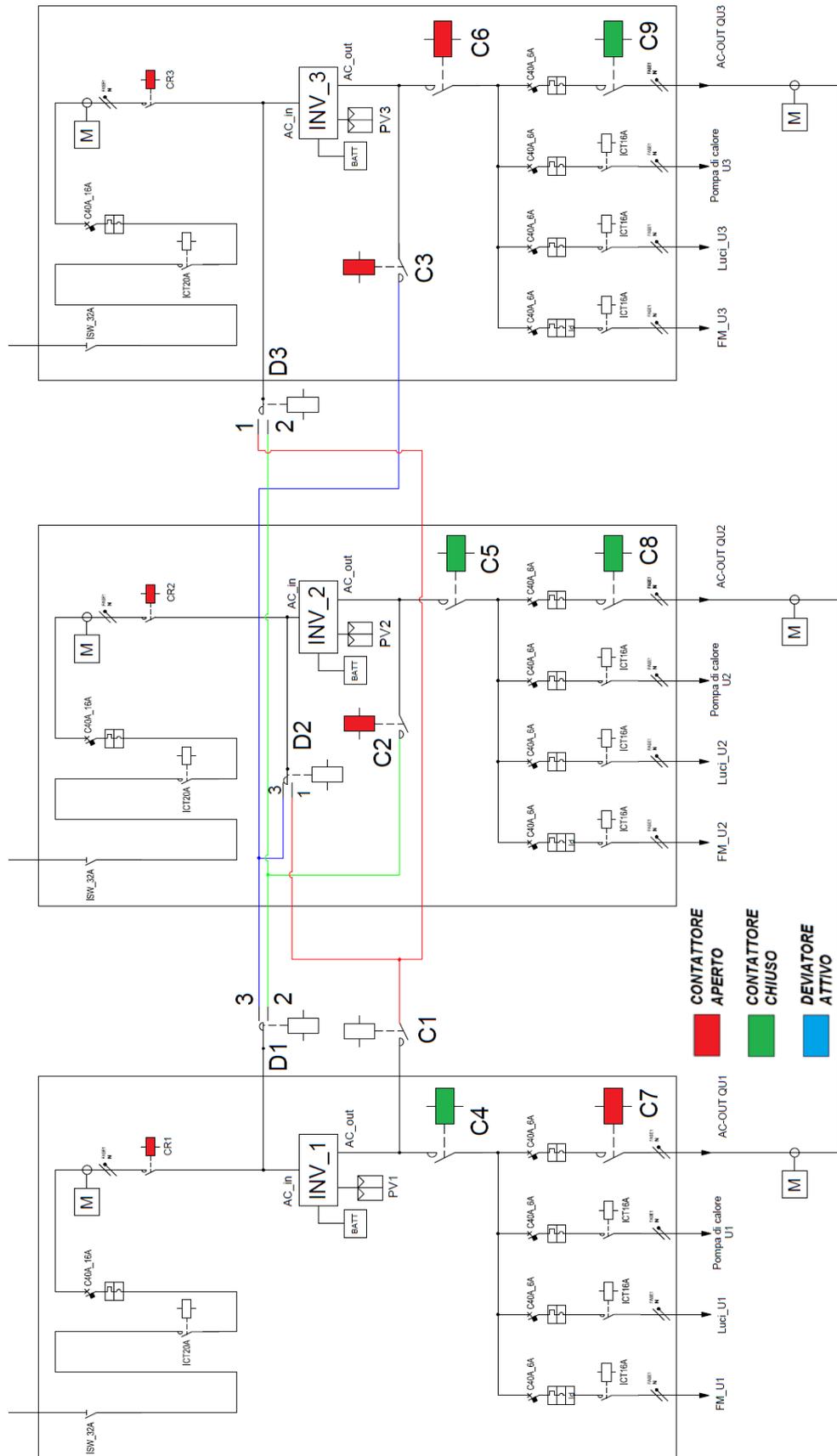
**Figura 5.6**  
 Schema elettrico con funzionamento stand alone in parallelo, Inverter 1 Master.

### **Configurazione con funzionamento stand alone dell'utente #1 con inverter #3 isolato**

Nel caso in cui un inverter abbia bisogno di manutenzione o se per qualsiasi altro motivo non è possibile servirsene è stato previsto che il carico corrispondente venga alimentato "dal basso" tramite l'uscita AC di un altro inverter. In figura 5.7 è illustrata la configurazione in cui l'inverter 3 sia isolato e scollegato sia a monte che a valle e il carico corrispondente dell'Utente #3 venga alimentato tramite la linea di collegamento in arrivo dall'Utente #2. Il contattore C6 deve essere chiuso in modo da non mettere in collegamento le uscite degli inverter, e la configurazione risulta essere:

- Contattori C2, C3, C6 e C7 aperti;
- Contattori C4, C5, C8 e C9 chiusi.

In questo caso l'Utente #1 funziona in isola indipendente dalle altre unità.



**Figura 5.7**  
 Schema elettrico con funzionamento stand alone con Inverter 3 isolato.

## **5.2 - Configurazione del sistema FV-inverter**

Come mostrato alla fine del capitolo 4 la scelta degli inverter da utilizzare ricade sul sistema Leonardo della Western CO. e a seguire si riassumono le caratteristiche.

L'inverter Leonardo prevede quattro canali di ingresso per la parte di generazione fotovoltaica e per ogni canale vi è un massimo di 1 kW di potenza installabile per un totale di 4 kW per ogni inverter. Ogni canale inoltre presenta il proprio MPPT per la ricerca del punto di massima potenza. Considerando un sovraccarico massimo del sistema del 20% sono state trovate le configurazioni possibili con l'utilizzo di diversi pannelli solari in commercio tramite comparazioni effettuate in Excel. Si ottiene in questo modo la massima potenza di generazione con l'accoppiamento di diversi moduli e il numero totale di pannelli da installare.

È stato creato un foglio di calcolo per poter confrontare i diversi moduli FV, selezionati nel capitolo precedente, da abbinare a tale inverter. Lo scopo è quello di valutare le migliori configurazioni in modo da ottimizzare lo sfruttamento degli inverter per ogni unità e minimizzare il numero totale di moduli da installare.

Il programma prevede come dati in ingresso le specifiche dei moduli FV di diverse marche e dell'inverter scelto. È stato stimato il numero massimo di pannelli all'ingresso di ogni inverter calcolando la tensione massima a vuoto e la corrente di cortocircuito massima dei moduli FV in corrispondenza della temperatura minima e di quella massima delle celle. Queste temperature sono state ricavate tramite le formule introdotte nel capitolo 2. È stato quindi stimato il numero di moduli che è possibile mettere in serie e in parallelo ad ogni ingresso degli inverter tramite le formule riportate in seguito.

Modificando il numero di moduli FV in serie e in parallelo, si ottengono le potenze in ingresso "P<sub>tot</sub>" per canale e la potenza in ingresso "P<sub>tot</sub>" ad ogni inverter, sia per gli impianti da 2 kW che per quello da 4 kW; è possibile, quindi, avere una visione d'insieme sulla fattibilità degli impianti FV in funzione dei diversi moduli FV selezionabili.

Generatore FV		Inverter Leonardo 4K	
Marca	Q Cells		
Potenza pannello	355	Pmax TOT	4000 W
Voc [V]	40,98	Pmax per canale	1150 W
Isc [A]	10,84	Vmax IN	200 V
Vmpp [V]	34,38	Imax IN	13 A
Impp [A]	10,33	N canali	4
Bv [mV/°C]	-110,65		
Ai [mA/°C]	4,336		
NOCT [°C]	43,00	P impianto	2000 W
Tc Max [°C]	65,75	Pmax impianto	2400 W
Tc min [°C]	20,75		
Costo pannello [€]	270		
		P impianto	4000 W
Voc Max @ Tmin [V]	34,85	Pmax impianto	4800 W
Isc Max @ Tmax [A]	12,12		

*Figura 5.8*  
Caratteristiche tecniche dei moduli FV e limiti dell'inverter.

Impianto da 2000 W	
Nmax moduli in serie per canale	5
moduli in serie per canale	2
Nmax moduli in parallelo per canale	1
pannelli in parallelo per canale	1
Ptot per canale	710 W
numero di canali utilizzati	3
Ptot Inverter	2130 W
N moduli impianto da 2 kW	6
Impianto da 4000 W	
nmax moduli in serie per canale	5
moduli in serie per canale	3
nmax moduli in parallelo per canale	1
pannelli in parallelo per canale	1
Ptot per canale	1065 W
numero di canali utilizzati	4
Ptot Inverter	4260 W
N moduli impianto da 4 kW	12
N totale moduli impianto FV	24

*Figura 5.9*  
Foglio di calcolo accoppiamento moduli, inverter.

La temperatura della cella nelle condizioni operative diverse da quelle standard si calcola con la seguente:

$$T_c = T_a + \left( \frac{NOCT - 20^\circ C}{800 W/m^2} \right) \cdot G$$

La corrente massima di cortocircuito e la tensione massima a circuito aperto nelle diverse condizioni operative si calcolano rispettivamente con le seguenti formule:

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc}(STC) \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$V_{oc}(T) = V_{oc}(STC) \cdot (1 + \beta \cdot \Delta T)$$

In cui  $G$  è l'irradianza nelle condizioni operative e  $\Delta T$  è calcolata come la differenza tra la temperatura di cella  $T_c$  e la temperatura ambiente  $T_a$  ( $25^\circ C$ ).

Il numero massimo di moduli in serie è stato calcolato arrotondando per difetto il rapporto tra la massima tensione in ingresso ( $V_{max IN}$ ) presa dai dati dell'inverter e la tensione nel punto di massima potenza calcolata alla temperatura ambiente minima ( $V_{mpp}$ ), mentre il numero massimo di moduli in parallelo è stato calcolato arrotondando per difetto il rapporto tra la corrente massima in ingresso all'inverter ( $I_{max IN}$ ) e la massima corrente di cortocircuito calcolata alla temperatura ambiente massima ( $I_{sc}$ ).

È stata valutata la potenza in ingresso ad ogni inverter e, se questa supera il massimo, si diminuisce il numero di pannelli in serie (dato che per ogni inverter è stato calcolato che non si possono avere due stringhe in parallelo a seguito del superamento del limite di corrente) trovando la nuova configurazione a massima potenza e minimo numero di moduli.

Nella figura 5.10 si illustra un esempio di configurazione tramite l'accoppiamento con moduli Qcells. Sulla parte sinistra ci sono i dati di targa dei moduli FV e dell'inverter, mentre sulla destra ci sono i risultati. Il numero massimo di moduli in serie e in parallelo per canale è dato dai valori massimi di tensione e di corrente in ingresso all'inverter presi dalla scheda tecnica.

Generatore FV	
<b>Marca</b>	<b>Q Cells</b>
<b>Potenza pannello</b>	355
<b>Voc [V]</b>	40,98
<b>Isc [A]</b>	10,84
<b>Vmpp [V]</b>	34,38
<b>Imp [A]</b>	10,33
<b>Bv [mV/°C]</b>	-110,65
<b>Ai [mA/°C]</b>	4,336
<b>NOCT [°C]</b>	43,00
<b>Tc Max [°C]</b>	65,75
<b>Tc min [°C]</b>	20,75
<b>Costo pannello [€]</b>	270
<b>Voc Max @ Tmin [V]</b>	34,85
<b>Isc Max @ Tmax [A]</b>	12,12
Inverter Leonardo 4K	
Pmax TOT	4000 W
Pmax per canale	1150 W
Vmax IN	200 V
Imax IN	13 A
N canali	4
P impianto	2000 W
Pmax impianto	2400 W
P impianto	4000 W
Pmax impianto	4800 W

Impianto da 2000 W	
nmax pannelli in serie per canale	5
n pannelli in serie per canale	2
nmax pannelli in parallelo per canale	1
n pannelli in parallelo per canale	1
Ptot per canale	710 W
num di canali utilizzati	3
Ptot Inverter	2130 W
n tot pannelli	6
Impianto da 4000 W	
nmax pannelli in serie per canale	5
n pannelli in serie per canale	3
nmax pannelli in parallelo per canale	1
n pannelli in parallelo per canale	1
Ptot per canale	1065 W
num di canali utilizzati	4
Ptot Inverter	4260 W
n tot pannelli	12
N Pannelli	24

**Figura 5.10**

*Esempio di comparazione moduli-inverter eseguita in Excel.*

Per i due impianti da 2 kW le configurazioni possibili sono due:

- Utilizzare tre canali dell'inverter installando una stringa composta di due moduli in serie per ogni ingresso, ottenendo una potenza di 710 W per canale e una potenza totale in ingresso all'inverter di 2130 W. Entrambe le potenze rientrano nei valori massimi con la tolleranza del 20%.
- Utilizzare due canali e installare una stringa formata da tre moduli in serie per ogni ingresso ottenendo una potenza di 1065 W per canale e una potenza totale in ingresso all'inverter di 2130 W. Entrambi rientrano nei valori massimi con la tolleranza del 20%.



Per l'impianto da 4 kW le configurazioni possibili risultano essere due:

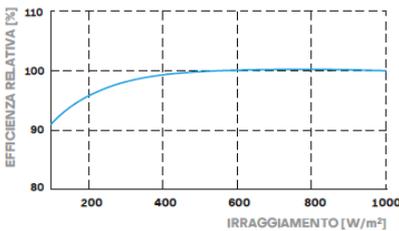
- Utilizzare quattro canali installando una stringa composta di due moduli in serie per ogni ingresso ottenendo una potenza di 800 W per canale e una potenza totale in ingresso all'inverter di 3200 W. Tale soluzione non soddisfa la richiesta di potenza di generazione di 4,26 kW.
- Utilizzare quattro canali dell'inverter installando una stringa composta di tre moduli in serie per ogni ingresso, ottenendo una potenza di 1200 W per canale e una potenza totale in ingresso all'inverter di 4800 W. Questa configurazione resta critica per quanto riguarda i valori limite in quanto la potenza totale in ingresso risulta troppo vicina ai limiti consentiti. Tale soluzione può essere adottata nel caso in cui si consideri una produzione dei moduli che non raggiunga mai i valori massimi.

Una delle configurazioni migliori è stata ottenuta con i moduli da 355 W della Qcells le cui caratteristiche sono state riportate in figura 5.12 e in figura 5.13.

### SPECIFICHE ELETTRICHE

CLASSI DI PRESTAZIONE			340	355
PRESTAZIONE MINIMA IN CONDIZIONI STC <sup>1</sup> (CAPACITÀ DI TOLLERANZA +5 W / -0 W)				
Minimo	Prestazioni a MPP <sup>1</sup>	$P_{MPP}$ [W]	340	355
	Corrente di cortocircuito <sup>1</sup>	$I_{SC}$ [A]	10,68	10,84
	Tensione a vuoto <sup>1</sup>	$V_{OC}$ [V]	40,24	40,98
	Corrente nel MPP	$I_{MPP}$ [A]	10,16	10,33
	Tensione nel MPP	$V_{MPP}$ [V]	33,45	34,38
	Efficienza <sup>1</sup>	$\eta$ [%]	$\geq 19,0$	$\geq 19,8$
PRESTAZIONE MINIMA IN CONDIZIONI DI NORMALE FUNZIONAMENTO, NMOT <sup>2</sup>				
Minimo	Prestazioni a MPP	$P_{MPP}$ [W]	254,5	265,7
	Corrente di cortocircuito	$I_{SC}$ [A]	8,60	8,74
	Tensione a vuoto	$V_{OC}$ [V]	37,94	38,65
	Corrente nel MPP	$I_{MPP}$ [A]	8,00	8,13
	Tensione nel MPP	$V_{MPP}$ [V]	31,81	32,69

<sup>1</sup>Tolleranza di misura  $P_{MPP} \pm 3\%$ ;  $I_{SC}, V_{OC} \pm 5\%$  at STC: 1000W/m<sup>2</sup>, 25±2°C, AM 1.5 G secondo IEC 60904-3 • 2800 W/m<sup>2</sup>, NMOT, spettro AM 1.5 G

PRESTAZIONI IN CASO DI BASSA IRRAGGIAMENTO	COEFFICIENTI DI TEMPERATURA IN CONDIZIONI STANDARD		
	Coefficienti di temperatura di $I_{SC}$	$\alpha$ [%/K]	+0,04
	Coefficienti di temperatura di $P_{MPP}$	$\gamma$ [%/K]	-0,36
	Coefficienti di temperatura di $V_{OC}$	$\beta$ [%/K]	-0,27
	Normal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43±3

Tipica prestazione dei moduli a condizioni di irradiazione basse rispetto alle condizioni STC (25°C, 1000W/m<sup>2</sup>).

**Figura 5.12**

Caratteristiche elettriche dei moduli Qcells 355 [17].

### SPECIFICHE MECCANICHE

Dimensioni	1740 mm × 1030 mm × 32 mm (cornice inclusa)
Peso	19,9 kg
Lato frontale	3,2 mm millimetri di vetro temprato con tecnologia anti-riflesso
Lato posteriore	Pellicola composita
Cornice	Lega di alluminio anodizzato nero
Cella	6 × 20 semicella monocristallina Q.ANTUM
Scatola di giunzione	53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm Protezione IP67, con 3 diodi di bypass
Cavo	Cavo solare 4 mm <sup>2</sup> ; (+) ≥1150 mm, (-) ≥1150 mm
Connettore	Stäubli MC4, Amphenol UTX, Renhe 05-6, Tongling TL-Cable01S, JMTHY JM601; IP68 or Friends PV2e; IP67

**Figura 5.13**

*Caratteristiche meccaniche dei moduli Qcells 355 [17].*

Le configurazioni definitive prevedono quindi i risultati mostrati in tabella 3.1 in cui è stato previsto l'utilizzo dei moduli Qcells da 355 W e ottenendo una potenza totale di generazione FV installata pari a 8,52 kW.

**Tabella 5.1**

Users	DC/AC converter	PV Rated power	Number of modules	PV Orientation	PV Inclination
<b>Utente #1</b>	INV #1	4,26 kW	12	SE	90°
				SE	13°
<b>Utente #2</b>	INV #2	2,13 kW	6	SE	13°
<b>Utente #3</b>	INV #3	2,13 kW	6	NW	15°

In seguito, con l'ausilio di PVGIS [35] è stato possibile valutare diverse grandezze di interesse per la parte di generazione fotovoltaica. Per ogni impianto è stata calcolata la produzione mensile e quella annuale sulla base dei diversi orientamenti e su alcune specifiche poste come dati in ingresso.

I dati ottenuti fanno riferimento agli impianti realizzati con i moduli fotovoltaici Qcells 355 da 355 W precedentemente descritti. I dati di ingresso immessi per i calcoli sono le coordinate geografiche di latitudine e longitudine corrispondenti, le diverse inclinazioni delle falde e i relativi orientamenti delle diverse stringhe di moduli.

Facendo riferimento alla tabella 5.1 si analizzano i dati delle tre unità.

## 1) Impianto Utente #2, Study Room #1

Presenta i moduli installati sulla falda inclinata di 13° esposta a Sud Est (Azimuth corrispondente di -58°). Le perdite di sistema sono state lasciate al 14% come suggerito dall'applicazione e in figura 5.14 sono mostrati i risultati.

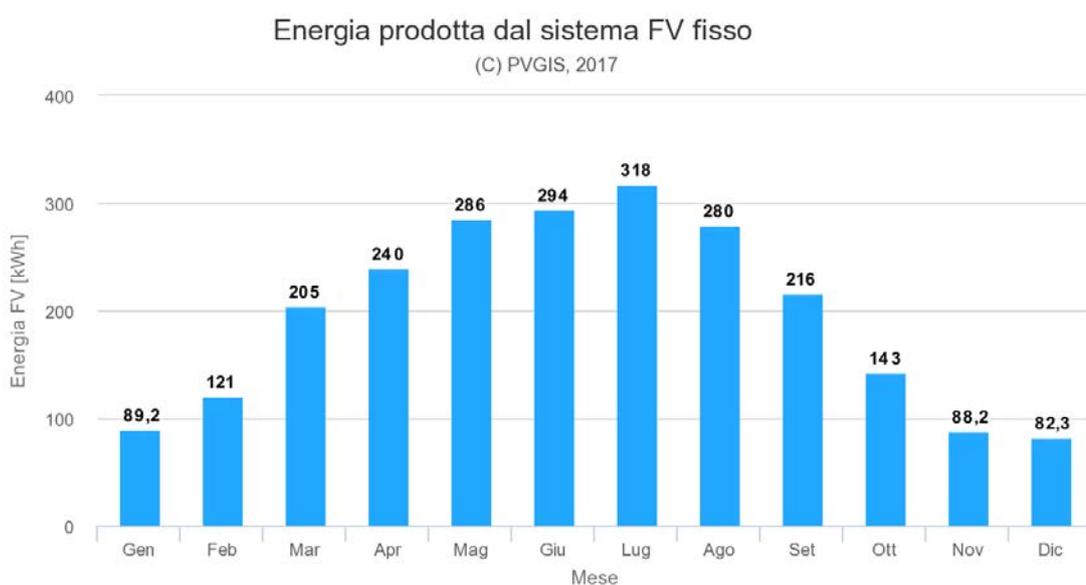
PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

Valori inseriti:		Output del calcolo	
Lat./Long.:	45.066, 7.658	Angolo inclinazione:	13 °
Orizzonte:	Calcolato	Angolo orientamento:	-58 °
Database solare:	PVGIS-CMSAF	Produzione annuale FV:	2370 kWh
Tecnologia FV:	Silicio cristallino	Irraggiamento annuale :	1480 kWh/m <sup>2</sup>
FV installato:	2.13 kWp	Variazione interannuale:	83.70 %
Perdite di sistema:	14 %	Variazione di produzione a causa di:	
		Angolo d'incidenza:	-3.4 %
		Effetti spettrali:	0.8 %
		Temperatura e irradianza bassa:	-10.7 %
		Perdite totali:	-25.2 %

**Figura 5.14**

*Dati di ingresso e risultati dell'impianto dell'Utente #2.*

La produzione annua risulta essere di 2'370 kWh e si tiene conto sia dell'invecchiamento delle celle che dell'eventuale sporcizia che si può accumulare sul modulo. In figura 5.15 si illustrano le produzioni mensili dell'impianto da 2,13 kW.



**Figura 5.15**

*Produzione fotovoltaica mensile dell'impianto dell'Utente #2.*

## 2) Impianto Utente #3, Study Room #2

I moduli sono installati sulla falda inclinata di 15° esposta a Nord Ovest (Azimuth corrispondente di 122°). In figura 5.16 si hanno i dati e i risultati.

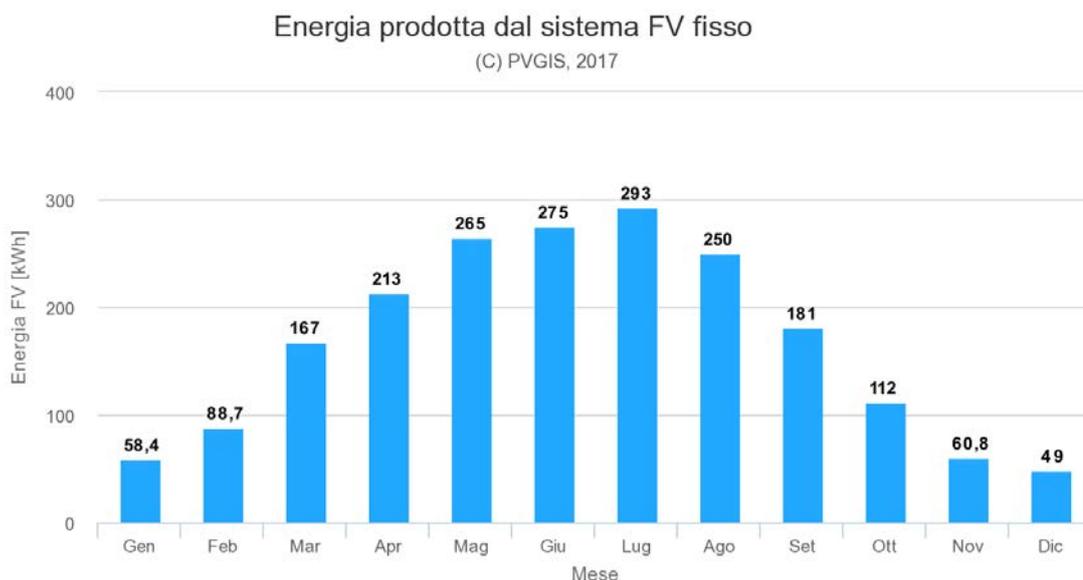
PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

Valori inseriti:		Output del calcolo	
Lat./Long.:	45.066, 7.658	Angolo inclinazione:	15 °
Orizzonte:	Calcolato	Angolo orientamento:	122 °
Database solare:	PVGIS-CMSAF	Produzione annuale FV:	2010 kWh
Tecnologia FV:	Silicio cristallino	Irraggiamento annuale :	1280 kWh/m <sup>2</sup>
FV installato:	2.13 kWp	Variazione interannuale:	67.70 %
Perdite di sistema:	14 %	Variazione di produzione a causa di:	
		Angolo d'incidenza:	-4.5 %
		Effetti spettrali:	0.8 %
		Temperatura e irradianza bassa:	-10.6 %
		Perdite totali:	-26.1 %

**Figura 5.16**

*Dati di ingresso e risultati dell'impianto dell'Utente #3.*

La produzione annua risulta essere di 2'010 kWh e in figura 5.17 si illustrano le produzioni mensili. Questa risulta inferiore data l'esposizione meno favorevole.



**Figura 5.17**

*Produzione fotovoltaica mensile dell'impianto dell'Utente #3.*

### 3) Impianto Utente #1, Control Room e Technical Room

L'Utente 1 ha la particolarità di avere i moduli installati su due falde differenti; parte di questi sono installati sulla falda del tetto inclinata di 13° ed esposta a Sud Est (Azimuth corrispondente di -58°), mentre altri moduli sono installati sulla parete verticale esposta a Sud Est, in cui l'inclinazione risulta essere di 90°. I risultati vengono quindi diversificati in base alla falda su cui sono installati i moduli.

#### Moduli sulla parete verticale

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

##### Valori inseriti:

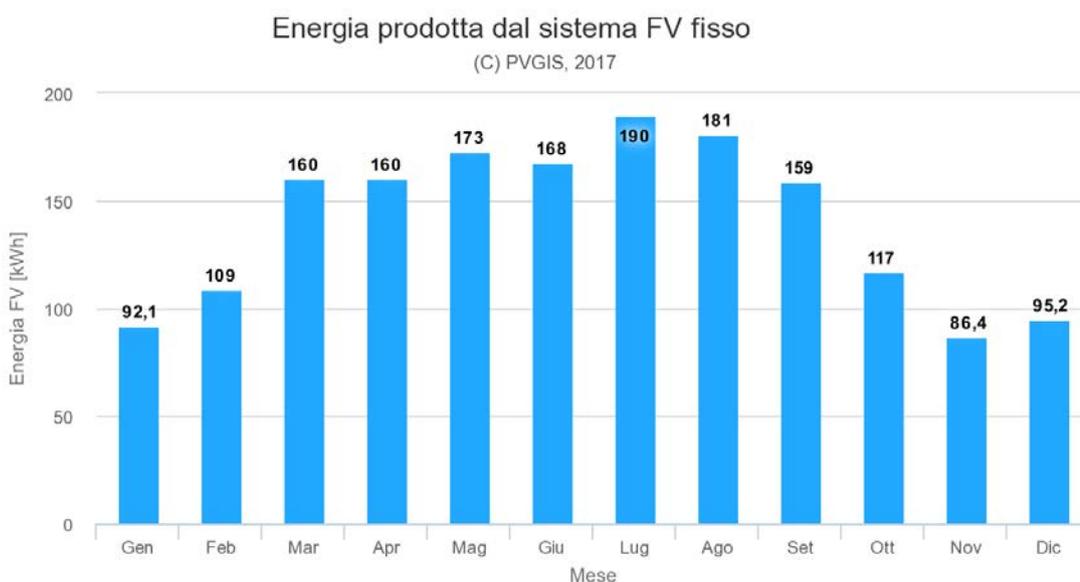
Lat./Long.: 45.066, 7.658  
Orizzonte: Calcolato  
Database solare: PVGIS-CMSAF  
Tecnologia FV: Silicio cristallino  
FV installato: 2.13 kWp  
Perdite di sistema: 14 %

##### Output del calcolo

Angolo inclinazione: 90 °  
Angolo orientamento: -58 °  
Produzione annuale FV: 1690 kWh  
Irraggiamento annuale : 1020 kWh/m<sup>2</sup>  
Variazione interannuale: 70.50 %  
Variazione di produzione a causa di:  
Angolo d'incidenza: -4 %  
Effetti spettrali: 0.9 %  
Temperatura e irradianza bassa: -6.7 %  
Perdite totali: -22.2 %

**Figura 5.18**

*Produzione fotovoltaica mensile dell'impianto sulla parete verticale dell'Utente #1.*



**Figura 5.19**

*Produzione fotovoltaica mensile dell'impianto sulla parete verticale dell'Utente #1.*

La produzione annua di questa parte di impianto risulta essere di 1'690 kWh e in figura 5.19 si illustrano le produzioni mensili.

### Moduli sulla falda inclinata di 13°

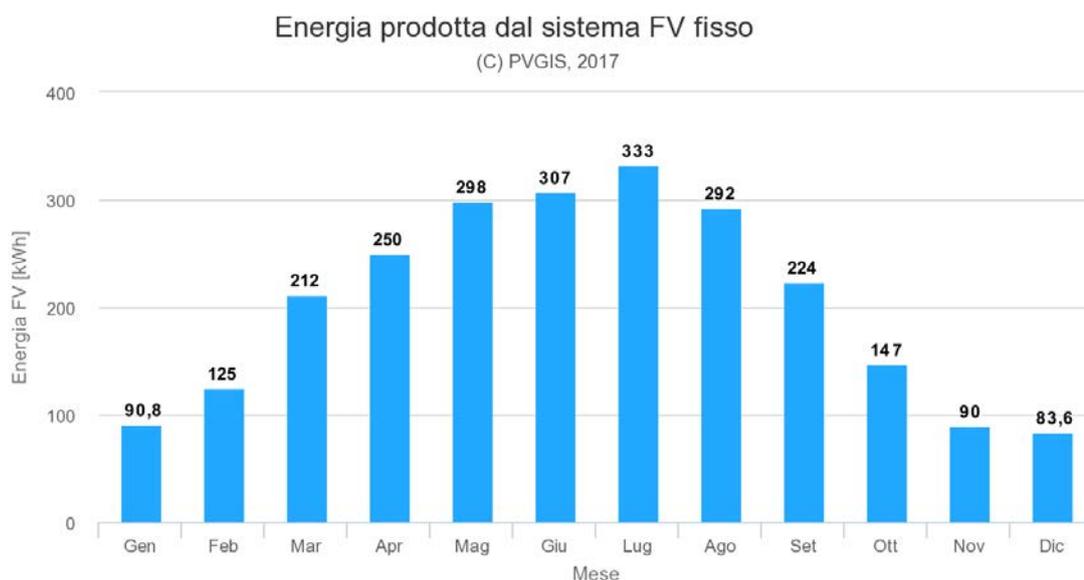
PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

Valori inseriti:		Output del calcolo	
Lat./Long.:	45.066, 7.658	Angolo inclinazione:	13 °
Orizzonte:	Calcolato	Angolo orientamento:	-58 °
Database solare:	PVGIS-CMSAF	Produzione annuale FV:	2450 kWh
Tecnologia FV:	Silicio cristallino	Irraggiamento annuale :	1480 kWh/m <sup>2</sup>
FV installato:	2.13 kWp	Variazione interannuale:	87.60 %
Perdite di sistema:	14 %	Variazione di produzione a causa di:	
		Angolo d'incidenza:	-3.4 %
		Effetti spettrali:	0.8 %
		Temperatura e irradianza bassa:	-7.4 %
		Perdite totali:	-22.5 %

**Figura 5.20**

*Produzione fotovoltaica mensile dell'impianto sulla falda esposta a SE dell'Utente #1.*

La produzione annua di questa parte di impianto risulta essere di 1'480 kWh e in figura 5.21 si illustrano le produzioni mensili.



**Figura 5.21**

*Produzione fotovoltaica mensile dell'impianto sulla falda esposta a SE dell'Utente #1.*

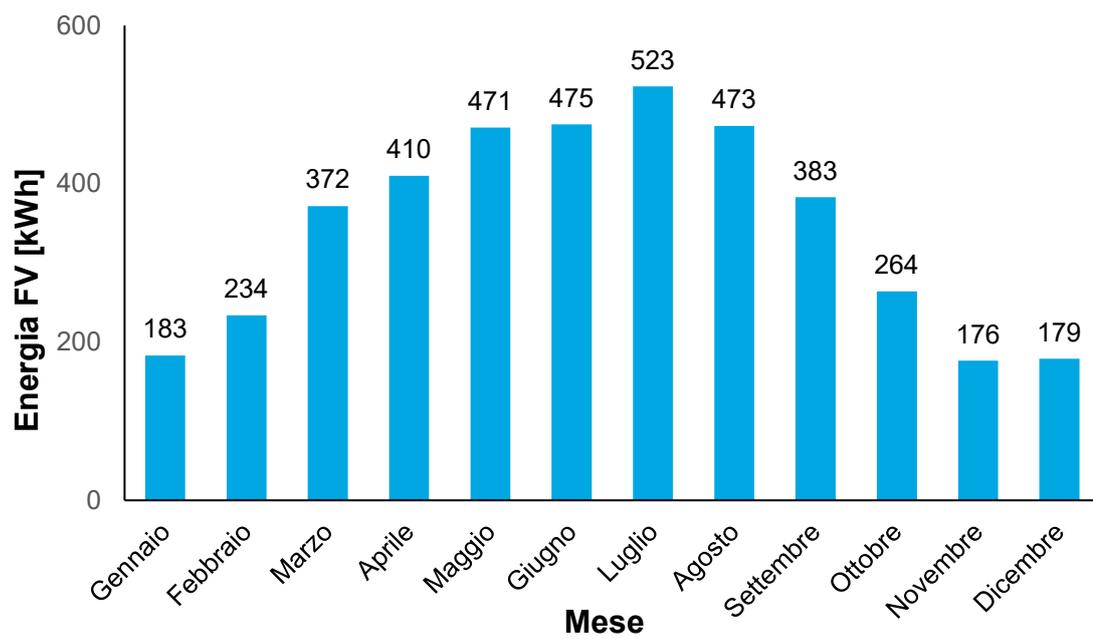
Sommando le produzioni mese per mese dei due impianti si possono trovare i risultati riassunti nella tabella 5.1. La produzione annua totale risulta essere di 4'143 kWh.

*Tabella 5.1*

<b>Mese</b>	<b>Produzione mensile parete verticale [kWh]</b>	<b>Produzione mensile falda inclinata [kWh]</b>	<b>Produzione totale impianto Utente 1 [kWh]</b>
Gennaio	92,1	90,8	182,9
Febbraio	109	125	234
Marzo	160	212	372
Aprile	160	250	410
Maggio	173	298	471
Giugno	168	307	475
Luglio	190	333	523
Agosto	181	292	473
Settembre	159	224	383
Ottobre	117	147	264
Novembre	86,4	90	176,4
Dicembre	95,2	83,6	178,8
<b>Totale</b>	<b>1690,7</b>	<b>2452,4</b>	<b>4143,1</b>

Dalla tabella 5.1 è possibile notare come la produzione dell'impianto con i moduli installati sulla parete verticale sia maggiore rispetto alla produzione dell'impianto con i moduli sulla falda inclinata nei mesi invernali. Questo fatto si spiega in conseguenza al fatto che l'inclinazione maggiore permette di avere un profilo di produzione "allargato" durante le giornate dei mesi invernali a causa dell'elevazione minore del sole rispetto ai mesi estivi.

Per poter meglio confrontare le produzioni mensili delle tre unità si riporta il grafico in figura 5.22 con la produzione fotovoltaica mensile dell'impianto riferito all'utente #1.



**Figura 5.22**

*Produzione fotovoltaica mensile dell'impianto dell'Utente #1.*

## 5.3 - Ricerca dell'ottimo e scambio energetico

### 5.3.1 - Introduzione

Essendo lo scopo di questa tesi quello di dimostrare il vantaggio dello scambio energetico tra le diverse utenze in termini di autosufficienza energetica e del vantaggio di una gestione intelligente e flessibile del sistema in termini di autoconsumi, di seguito si riportano le definizioni in questa trattazione.

L'autosufficienza è stata calcolata come la differenza tra l'energia corrispondente al carico complessivo  $E_{load\ tot}$  e l'energia elettrica fornita dalla rete  $E_{grid\ in}$  rapportata al carico complessivo stesso. Questo porta ad avere al numeratore l'energia prodotta dal sistema di generazione e consumata dal carico tenendo conto che il surplus di produzione viene immesso idealmente in rete.

$$Autosufficienza = \frac{E_{load\ tot} - E_{grid\ in}}{E_{load\ tot}}$$

Nella stessa maniera il coefficiente di autoconsumo viene calcolato come la differenza tra l'energia totale prodotta  $E_{prod\ tot}$  e l'energia idealmente immessa in rete  $E_{grid\ out}$  rapportata alla produzione totale stessa.

$$Autoconsumo = \frac{E_{prod\ tot} - E_{grid\ out}}{E_{prod\ tot}}$$

Si può notare come il numeratore sia lo stesso per entrambi i coefficienti dato che fornisce la quota di energia prodotta dal generatore FV ed effettivamente consumata.

Per ogni utente l'autosufficienza è calcolata sulla base della propria generazione fotovoltaica e dal carico soddisfatto nella configurazione in cui ciascuna utenza funzioni in isola. Per valutare l'impatto dello scambio energetico sul sistema sono state fatte simulazioni sull'aggregato delle tre unità considerando generazione e carichi parte di un'unica microrete.

Altri parametri oggetto di simulazioni sono la capacità delle batterie, i giorni di chiusura e la relazione che li lega. La capacità totale di ogni sistema di accumulo dipende dal numero di batterie utilizzate, mentre il calcolo dei giorni di chiusura viene effettuato sulla base della capacità energetica del pacco batterie di ogni utenza e, anche per questo caso, vengono messi a confronto i dati delle simulazioni sulle singole unità con quelle della microrete locale. Vengono contati i giorni in cui un'utenza, in mancanza di scambi energetici

con le altre unità, sia costretta a richiedere energia elettrica dalla rete a seguito della mancanza di produzione FV e della carica energetica nelle batterie. Nel giorno di chiusura la produzione FV viene impiegata per la ricarica del sistema di accumulo.

Per concludere si riporta l'analisi economica effettuata fissando i giorni di chiusura come obiettivo e valutando l'impatto sui costi di investimento e di mantenimento dell'aumento della potenza FV installata con conseguente diminuzione del numero di batterie del sistema di accumulo.

### *5.3.2 - Bilanci e autosufficienza*

Per valutare l'autosufficienza delle singole utenze sono state eseguite simulazioni con Matlab impostando i profili di produzione FV e quelli di carico prendendo in considerazione la durata di un anno solare. È stato tenuto in conto che l'energia in surplus prodotta dai moduli è utilizzata per caricare il sistema di accumulo. Sono stati inoltre valutati i bilanci tramite la quota di energia proveniente dalla rete di distribuzione e la quota prelevata; si tratta di valori teorici in quanto nella realtà non avvengono scambi di energia con la rete.

Nel codice scritto sono stati previsti dei limiti di potenza di carica e di scarica per il sistema di accumulo e i limiti di SOC delle batterie in accordo con i dati forniti nelle schede tecniche. Inoltre sono state utilizzate variabili in modo da poter eseguire bilanci energetici tra produzione, energia sfruttata dal carico, energia in surplus ed energia prelevata dalla rete.

Nelle figure dalla 5.23 alla 5.28 è possibile vedere i grafici con i profili di produzione, carico e il bilancio energetico dato dalla differenza tra produzione e carico, in modo tale da distinguere l'energia associata alla rete elettrica e quindi la quota disponibile per la ricarica del sistema di accumulo e quella invece associata al deficit fotovoltaico.

Per ogni utenza sono presenti due grafici che mostrano le curve in due giorni tipici, uno invernale e uno estivo. Vi sono inoltre i grafici riferiti all'aggregato delle tre unità riportati nelle figure 5.29 e 5.30.

Per ogni grafico  $P_L$  corrisponde al carico,  $P_{PV}$  alla produzione fotovoltaica e  $P_{grid}$  alla potenza associata alla rete calcolata come differenza tra produzione e carico istante per istante.

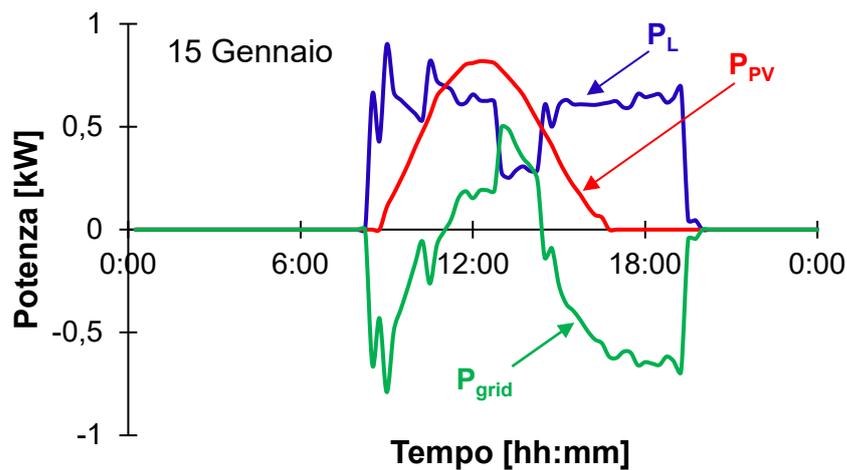


Figura 5.23  
Generazione, carico e potenza scambiata con la rete in un tipico giorno invernale Ut.2

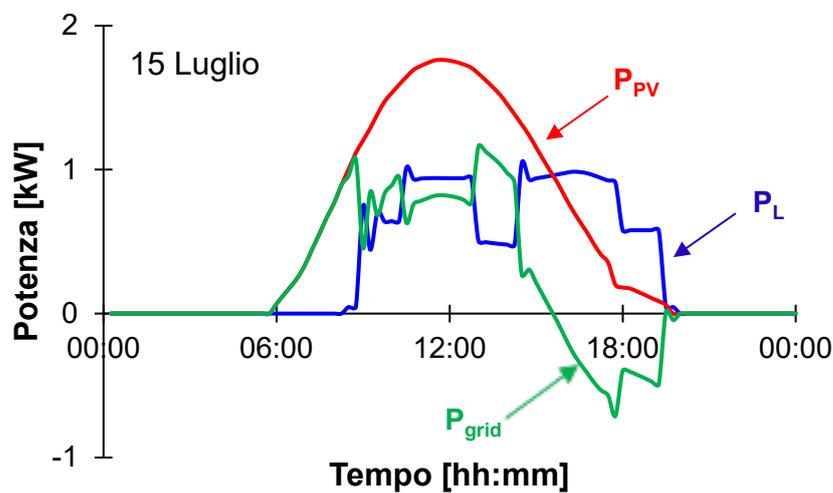


Figura 5.24  
Generazione, carico e potenza scambiata con la rete in un tipico giorno estivo UT2

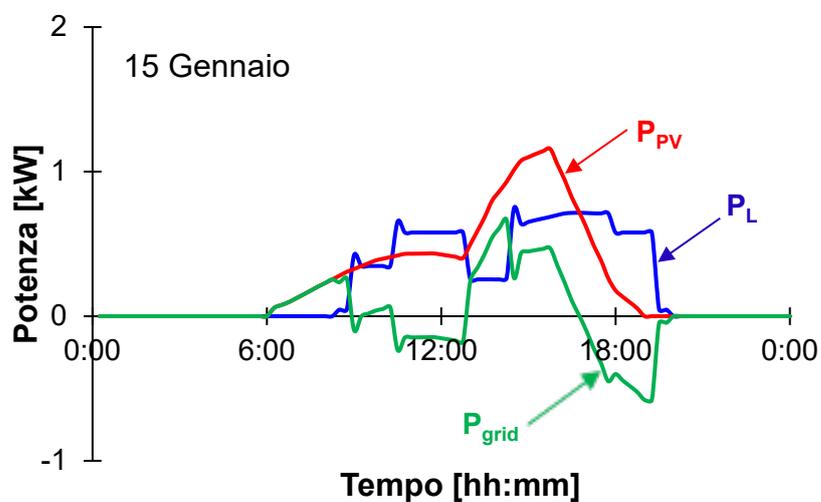


Figura 5.25  
Generazione, carico e potenza scambiata con la rete in un tipico giorno invernale UT3

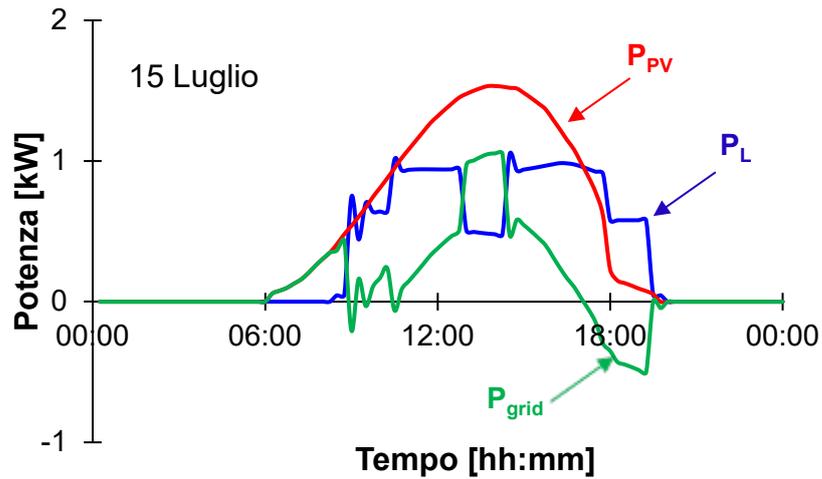


Figura 5.26  
Generazione, carico e potenza scambiata con la rete in un tipico giorno estivo UT3

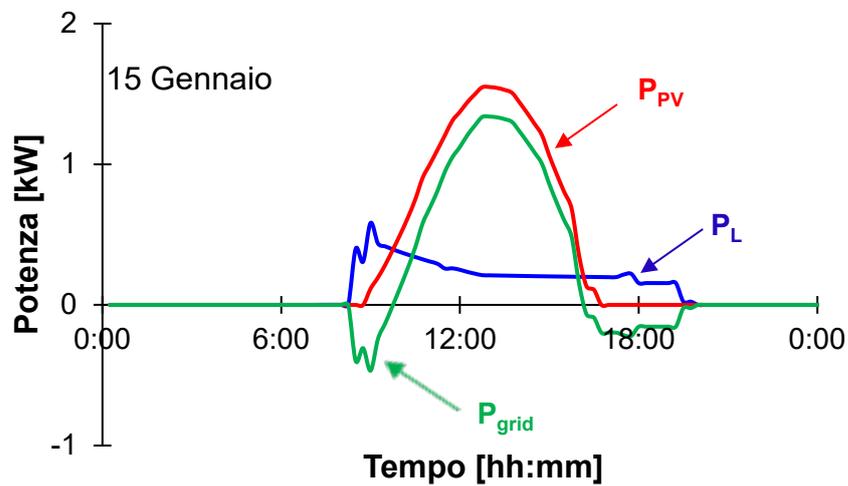


Figura 5.27  
Generazione, carico e potenza scambiata con la rete in un tipico giorno invernale UT1

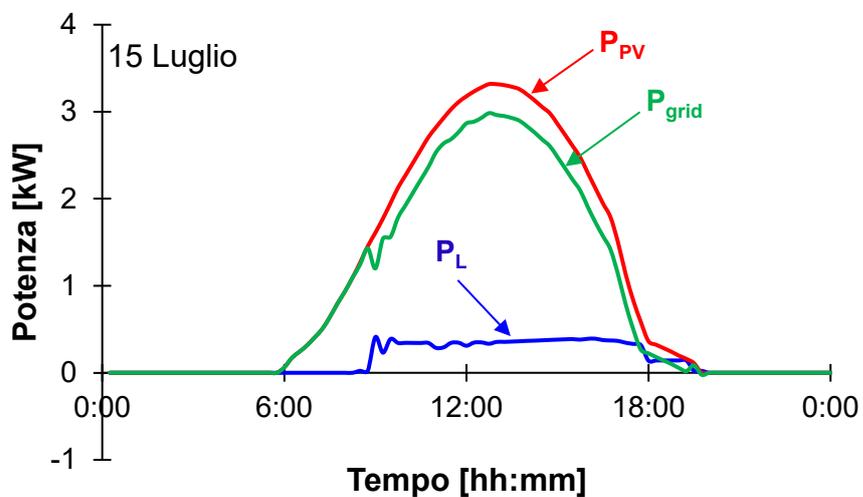
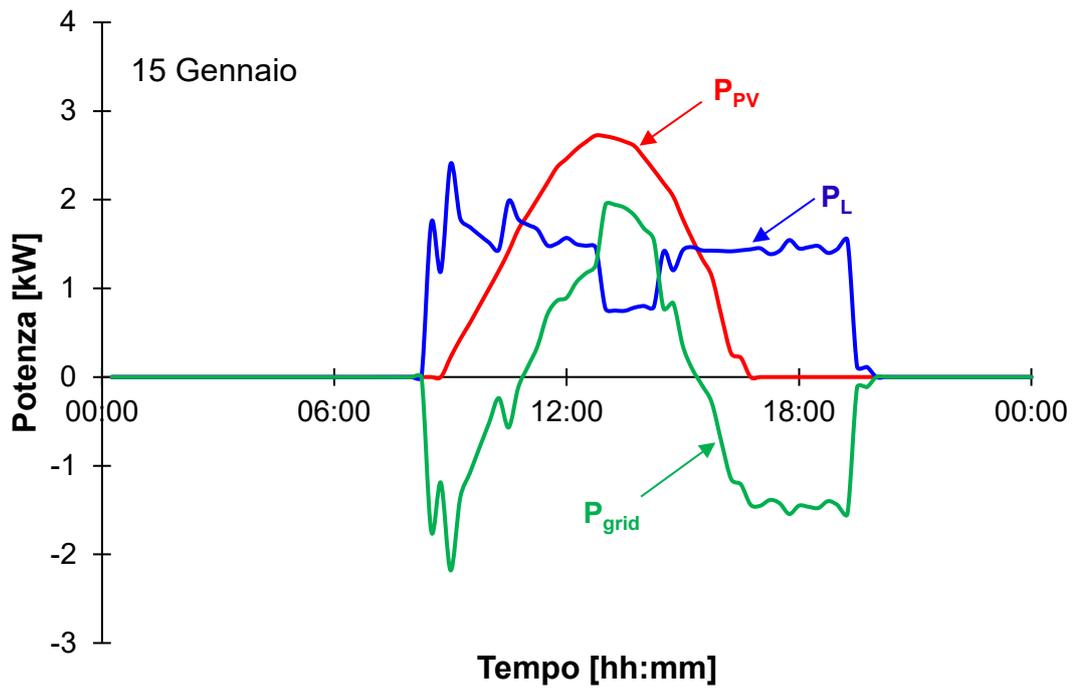
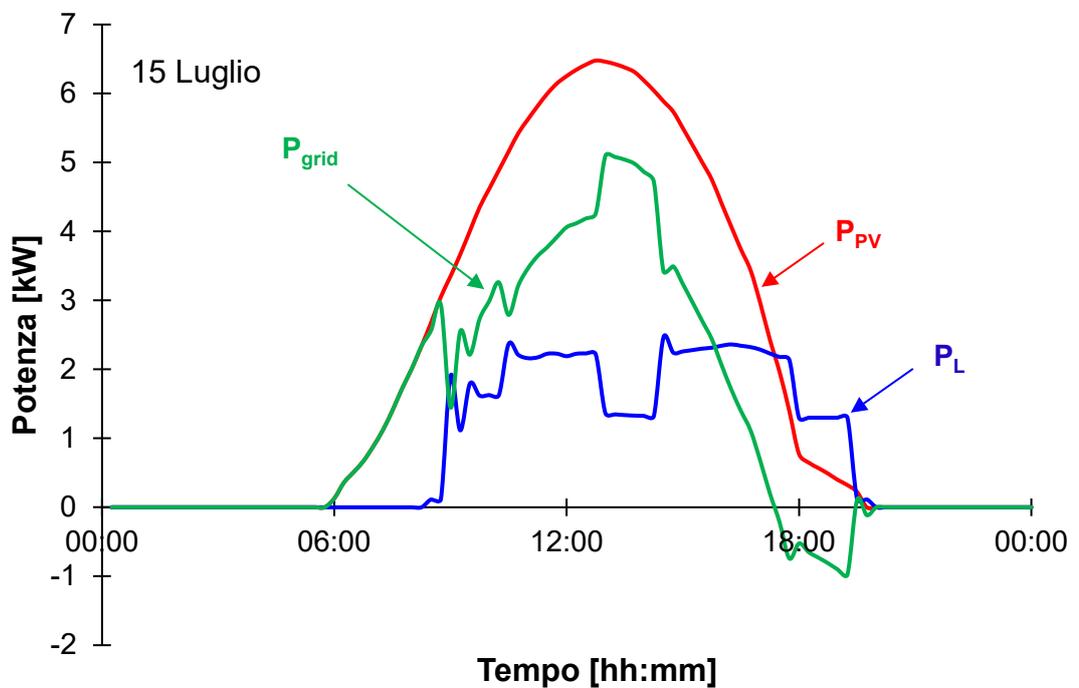


Figura 5.28  
Generazione, carico e potenza scambiata con la rete in un tipico giorno estivo UT1



**Figura 5.29**

Generazione, carico e potenza scambiata con la rete in un giorno invernale riferiti alla microrete.



**Figura 5.30**

Generazione, carico e potenza scambiata con la rete in un giorno estivo riferiti alla microrete.

I risultati ottenuti dalle simulazioni sono riferiti alla configurazione in assenza del sistema di accumulo e sono riassunti nella seguente tabella in cui  $E_{grid\ out}$  è l'energia in eccesso immessa in rete,  $E_{grid\ in}$  è l'energia prelevata alla rete e  $R_{suff}\%$  è il tasso di autosufficienza in valore percentuale.

- Capacità del sistema di accumulo **0 kWh**

Grandezze	Sala studio 1	Sala studio 2	CR+TR
$E_{grid\ out}$ [kWh]	774	1056	3867
$E_{grid\ in}$ [kWh]	945	849	146
$R_{suff}\%$	<b>42</b>	<b>48</b>	<b>77</b>

La simulazione che prevede lo scambio energetico tra le unità invece è riferita alla microrete locale e i risultati sono riassunti nella seguente tabella. Il programma è stato realizzato in modo tale da considerare gli scambi energetici ideali riunendo la produzione e i carichi in un unico sistema.

- Capacità del sistema di accumulo **0 kWh**

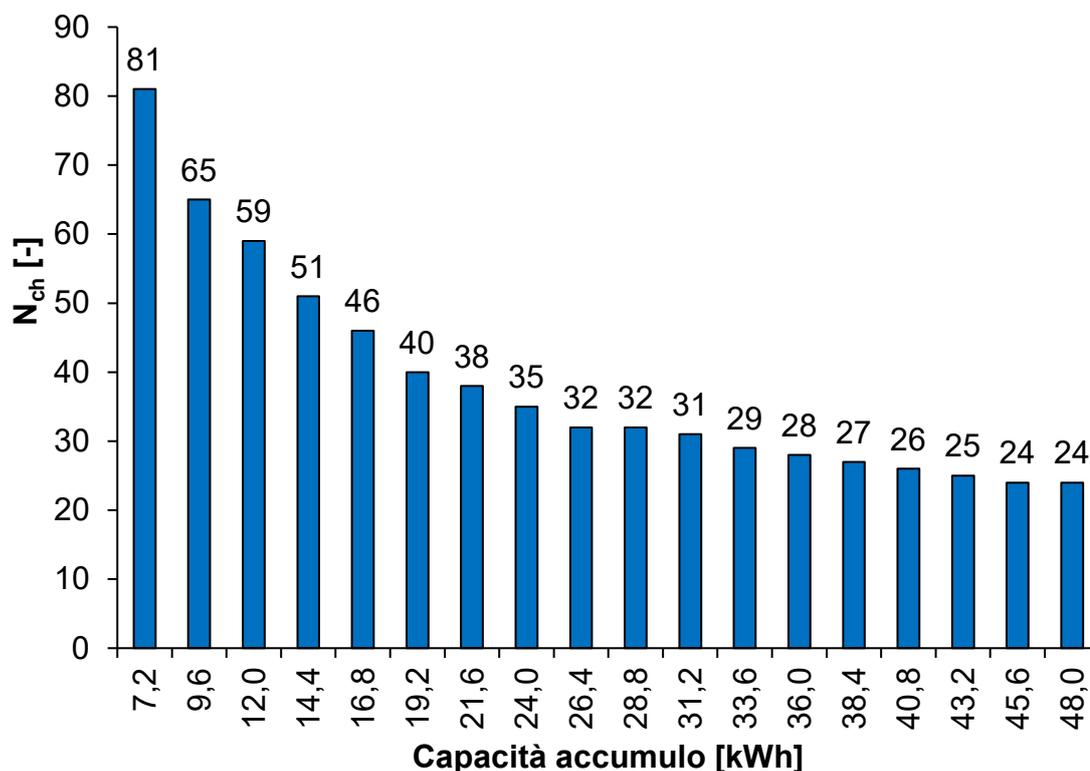
Grandezze	Microrete
$E_{grid\ out}$ [kWh]	5293
$E_{grid\ in}$ [kWh]	1539
$R_{suff}\%$	<b>61</b>

È possibile notare come la presenza di scambi energetici nella microrete permetta la riduzione dell'energia assorbita dalla rete di  $\approx 21\%$  rispetto al funzionamento in isola di ogni utenza. Per questo motivo si continua l'analisi considerando solamente il caso di microrete.

### 5.3.3 - Capacità ottimale, giorni di chiusura e analisi economica

Essendo la struttura aperta agli studenti dell'ateneo, è prevista la chiusura in quei periodi in cui l'afflusso di persone è minimo e i valori di irradianza durante il giorno risultano in media relativamente bassi e poco sfruttabili. Nel periodo corrispondente alle vacanze invernali si ha, quindi, la chiusura della struttura minimizzando così l'impatto del disservizio. In tale senso sono state effettuate simulazioni, per ovviare all'elevato costo delle batterie, stimando il numero di giorni di chiusura affinché si possa raggiungere la totale autosufficienza della microrete. In assenza dei sistemi di accumulo sono stati stimati 266 giorni di chiusura durante l'intero anno. Sono state, quindi, effettuate simulazioni riguardanti l'individuazione del valore ottimale della capacità delle batterie. Il programma è stato creato in modo da valutare i giorni di chiusura della struttura ( $N_{ch}$ ) in funzione della capacità del sistema di accumulo, partendo da

un valore minimo di circa 8 kWh fino ad un massimo di 48 kWh. Si ha quindi una stima dei giorni in cui la produzione FV non è sufficiente e lo stato di carica delle batterie non garantisce l'autonomia nonostante la simulazione sia stata fatta sulla microrete locale in presenza di scambio energetico. Il risultato mostra come al crescere della capacità di accumulo delle batterie si abbiano sempre meno giorni di chiusura.



**Figura 5.31**

*Relazione tra numero di giorni di chiusura e capacità del sistema di accumulo.*

Si ottiene quindi il grafico mostrato in figura 5.31. Questo presenta l'andamento iperbolico atteso in cui il punto di interesse si trova valutando il compromesso migliore tra numero di giorni di chiusura "risparmiati" e capacità del sistema di accumulo, ottenendo 40 giorni di chiusura con una capacità corrispondente di 19,2 kWh. La simulazione è stata eseguita valutando l'incremento della capacità dell'accumulo con passi di 2,4 kWh.

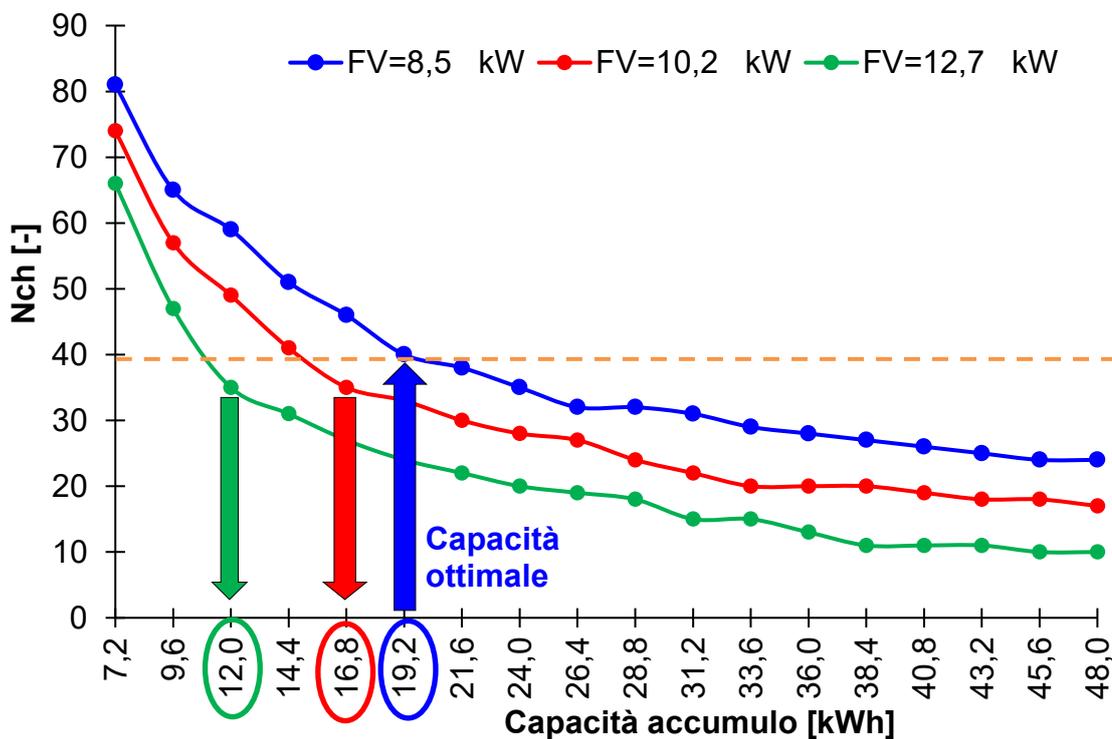
Impostando, quindi, la capacità del sistema di accumulo al valore di 19,2 kWh, sono state eseguite le simulazioni precedenti per valutare l'autosufficienza corrispondente. Nella tabella seguente si riassumono i risultati, anche per quanto riguarda l'energia associata alla rete elettrica.

- Capacità del sistema di accumulo **19,2 kWh**

Grandezze	Micrete
E <sub>grid out</sub> [kWh]	4297
E <sub>grid in</sub> [kWh]	585
R <sub>suff</sub> %	<b>85</b>

Una volta trovata la capacità ottimale del sistema di accumulo in modo tale da minimizzare il numero di giorni di chiusura è stata fatta un'analisi per indagare l'aumento di generazione FV al fine di diminuire la capacità delle batterie fissando i giorni di chiusura. Sono state, quindi, valutate la convenienza energetica e il conseguente risparmio economico. I risultati sono stati ottenuti aumentando in percentuale la produzione fotovoltaica prima del 20%, poi del 50% corrispondenti ad una potenza di picco installata rispettivamente pari ai valori di 10,22 kW e 12,78 kW.

In figura 5.32 vi è il grafico con le tre curve per il confronto dei giorni di chiusura  $N_{ch}$  in funzione della capacità del sistema di accumulo e della potenza di generazione FV.



**Figura 5.32**

Relazione tra numero di giorni di chiusura e capacità del sistema di accumulo in funzione della potenza di generazione FV.

L'incremento del 20% della produzione FV corrisponde ad una potenza maggiorata di circa 1'700 W, equivalente di fatto all'installazione di cinque moduli fotovoltaici aggiuntivi.

È possibile notare come il valore di 40 giorni di chiusura corrisponda ad avere una capacità del sistema di accumulo tra 14,4 kWh e 16,8 kWh. Volendo essere conservativi si decide di prendere come riferimento la capacità di 16,8 kWh garantendo così 35 giorni di chiusura e diminuendo del 12,5% la capacità totale del sistema come mostrato di seguito:

$$\frac{16,8 \text{ kWh} - 19,2 \text{ kWh}}{19,2 \text{ kWh}} \cdot 100 = -12,5\%$$

Considerando il costo di 1€/W per i moduli FV, l'aumento del 20% della generazione comporta un esborso sull'investimento di 1'730 € aggiuntivi secondo le seguenti formule:

$$20\% \cdot 8,52 \text{ kW} = 1,70 \text{ kW}$$

$$1,70 \text{ kW} \cdot 1 \text{ €/W} = 1'700 \text{ €}$$

Considerando invece il costo unitario delle batterie da 2,4 kW di 1000 €, corrispondente a 417 €/kWh, il risparmio immediato sul sistema di accumulo risulta essere di 1'000 €. Se si prende in considerazione un periodo di tempo pari a 20 anni e ipotizzando di sostituire le batterie ogni 6 anni, il risparmio totale risulta essere di 4'000 €. Di seguito si mostrano le formule utilizzate e i risultati ottenuti:

$$\frac{1000 \text{ €}}{2,4 \text{ kWh}} = 416,67 \text{ €/kWh}$$

$$(19,2 - 16,8) \text{ kWh} \cdot 416,67 \text{ €/kWh} = 1'000 \text{ €}$$

La produzione incrementata del 50% corrisponde ad una potenza aggiuntiva di circa 4'260 W, equivalente all'installazione di dodici moduli FV in più.

È possibile notare come il valore di 40 giorni di chiusura corrisponda ad avere una capacità del sistema di accumulo tra 9,6 kWh e 12 kWh. Volendo essere conservativi si decide di prendere come riferimento la capacità di 12 kWh garantendo così 35 giorni di chiusura e diminuendo del 37,5% la capacità totale del sistema.

$$\frac{12 \text{ kWh} - 19,2 \text{ kWh}}{19,2 \text{ kWh}} \cdot 100 = -37,5\%$$

Considerando sempre il costo di 1€/W per i moduli FV, l'aumento del 50% della generazione comporta un esborso di 4'320 € aggiuntivi secondo le formule:

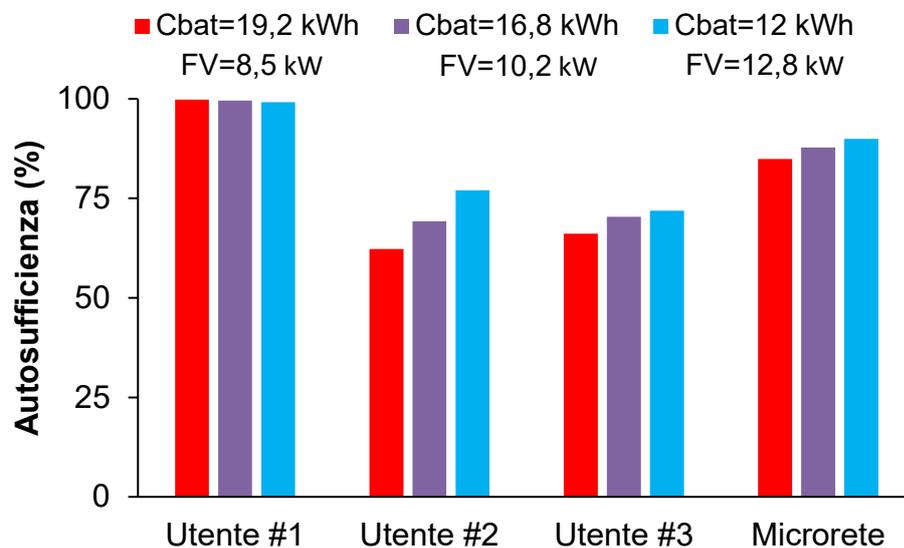
$$50\% \cdot 8,52 \text{ kW} = 4,26 \text{ kW}$$

$$4,26 \text{ kW} \cdot 1 \text{ €/W} = 4'260 \text{ €}$$

Considerando invece il costo di 417 €/kWh per le batterie, il risparmio immediato sul sistema di accumulo risulta essere di 3'000 €. Se si prende in considerazione un periodo di tempo pari a 20 anni e ipotizzando tre sostituzioni delle batterie in questo arco di tempo, il risparmio totale risulta essere di 12'000 €.

$$(19,2 - 12) \text{ kWh} \cdot 416,67 \text{ €/kWh} = 3'000 \text{ €}$$

Per queste due nuove configurazioni, in funzione della generazione FV e della capacità del sistema di accumulo, sono state calcolate le autosufficienze corrispondenti per ogni unità e per la microrete; i dati ottenuti sono mostrati nel grafico in figura 5.33.



**Figura 5.33**

*Autosufficienza di ogni utenza e della microrete nelle tre configurazioni.*

È possibile notare come, incrementando la generazione FV e diminuendo la capacità del sistema di accumulo, il valore di autosufficienza aumenti sia nel caso delle unità separate, sia per la microrete, con la sola eccezione dell'utente #1 in cui il valore resta praticamente invariato e nell'intorno della totale autosufficienza. Questo è dovuto al fatto che l'utenza #1 è la meno incisiva delle tre.

Per le tre diverse configurazioni infine si indicano le ripartizioni del sistema di accumulo.

Nella configurazione senza espansione della potenza di generazione FV la capacità di 19,2 kWh viene ripartita tra le utenze come segue:

- 9,6 kWh per l'Utente #1;
- 4,8 kWh per l'Utente #2;
- 4,8 kWh per l'Utente #3.

Nella configurazione con l'incremento del 20% della potenza di generazione FV la capacità di 16,8 kWh invece viene ripartita tra le utenze come segue:

- 7,2 kWh per l'Utente #1;
- 4,8 kWh per l'Utente #2;
- 4,8 kWh per l'Utente #3.

Nella configurazione con l'incremento del 50% della potenza di generazione FV la capacità di 12 kWh infine viene ripartita tra le utenze come segue:

- 4,8 kWh per l'Utente #1;
- 4,8 kWh per l'Utente #2;
- 2,4 kWh per l'Utente #3.

L'aumento del 20% della potenza di generazione FV installata porta ad avere una taglia del sistema di accumulo di 16,8 kWh, raggiungendo così l'88% di autosufficienza. Un incremento del 50% della potenza di generazione FV installata invece comporta una capacità di 12 kWh e un'autosufficienza del 90%.



## ***Risultati e conclusioni***

Nel presente lavoro di tesi, basata sul progetto PVZEN, si prevede la costruzione di una microrete locale formata da tre utenze indipendenti (nanoreti). All'interno di una struttura nZEB sono presenti un locale tecnico e un locale di controllo (utenza #1) e due sale studio (utenze #2 e #3). In ogni utenza è presente un generatore FotoVoltaico (FV), un sistema di accumulo elettrochimico e un carico elettrico (ripartito in una componente puramente elettrica ed una componente termica, convertita in elettrica tramite una pompa di calore). I locali sono messi a disposizione di studenti e dipendenti del Politecnico ed il loro carico consiste in prese per alimentare i laptop, un sistema di illuminazione dedicato ad ogni postazione con lampade a LED, un proiettore e illuminazione comune. La peculiarità della microrete è quella di poter connettere le tre unità al fine di realizzare scambi di energia elettrica. L'obiettivo della tesi è dimostrare i benefici economici di questa configurazione in termini di energia annua assorbita dalla rete rispetto alla configurazione con utenze indipendenti.

Nella prima parte della tesi, è stato messo a punto lo schema elettrico del sistema per garantirne una gestione flessibile sia con unità indipendenti, sia con la formazione di una microrete locale. Successivamente, è stata svolta un'indagine di mercato per la scelta dei componenti più adatti alla realizzazione del progetto. Al fine di soddisfare il carico medio invernale di ogni unità, è stata individuata, per ogni nanorete, la taglia ottimale del generatore FV in lato AC. L'utente #1 è composto da due locali e per questo motivo, si prevede una taglia del sistema di accumulo e del generatore FV doppia rispetto agli altri due utenti. In particolare, la taglia ottimale del generatore FV lato AC risulta di 3 kW per l'utente #1 e di 1,5 kW per gli utenti #2 e #3. Quindi, sono stati selezionati moduli FV con una potenza superiore a 333 W, corrispondente alla potenza minima perché si raggiunga, con lo spazio di installazione a disposizione (vincoli architettonici), la totale potenza in ingresso agli inverter lato DC, pari a 8 kW. In particolare, sono stati selezionati moduli m-Si da 355 W (per un totale di 8,5 kW installati). Per quanto riguarda gli inverter, è stato selezionato lo stesso modello di convertitore per le tre utenze, avente potenza in ingresso lato DC di 4 kW e in uscita lato AC pari a 3 kW. In particolare, il convertitore soddisfa i vincoli riguardo il funzionamento in isola, la possibilità di parallelo Master-Slave e la potenza ottimale FV in AC. Per quanto riguarda il sistema di accumulo, è stato scelto un modello con capacità per unità (C<sub>bat</sub>) pari a 2,4 kWh, rispettando i vincoli di possibile modularità, capacità massima per unità (3 kWh) e di costo massimo al kWh (500 €/kWh).

Mediante simulazioni, è stata calcolata, in assenza di accumulo, l'autosufficienza di ogni utenza e della microrete locale, ottenendo valori di  $\approx 77\%$  per l'utente #1,  $\approx 42\%$  per l'utente #2,  $\approx 48\%$  per l'utente #3 e di  $\approx 61\%$  per la microrete in presenza di scambi energetici. Si è osservato come la costituzione di una microrete locale porti ad una diminuzione del  $\approx 21\%$  dell'energia annua assorbita dalla rete rispetto alla configurazione ad unità indipendenti. Tuttavia, il sistema in questo caso non è completamente autosufficiente e, quindi, si valuta l'installazione di un sistema di accumulo. A tal proposito, se ne individua la capacità ottimale, pari a 19,2 kWh e l'autosufficienza della microrete diventa di  $\approx 85\%$ , con un miglioramento pari al  $\approx 39\%$  rispetto alla configurazione senza accumulo.

Per raggiungere la completa indipendenza dalla rete elettrica, si può ammettere la chiusura temporanea della struttura nel periodo di minor affluenza degli utenti (considerata la destinazione d'uso del sistema), coincidente, tra l'altro, col periodo di minor produzione FV. In questo caso, l'impatto del disservizio sugli utenti è minimo, riducendo a soli 40 giorni la chiusura della struttura per garantirne la piena autosufficienza. Nell'ipotesi di rimuovere i vincoli architettonici di installazione dei moduli FV, è stata considerata la possibilità di aumentare la potenza nominale FV installata, al fine di ridurre la taglia delle batterie, soddisfacendo lo stesso carico elettrico. Sono stati, quindi, analizzati due casi con potenza nominale FV maggiorata, rispettivamente, del 20% e del 50%. In queste configurazioni, la capacità del sistema di accumulo si è ridotta, rispettivamente, del 12,5% (16,8 kWh) e del 37,5% (12 kWh) rispetto alla taglia ottimale precedentemente individuata (19,2 kWh). Essendo il sistema di accumulo il componente più impattante sui costi di installazione e manutenzione del progetto, si valuta il risparmio conseguito a seguito delle minori capacità di batteria. Ipotizzando un periodo di funzionamento della struttura di 20 anni e considerando la sostituzione delle batterie ogni 6 anni, il risparmio ottenuto con queste due configurazioni è pari a circa 4'000 € con un aumento del 20% della produzione FV (capacità pari a 16,8 kWh) e a circa 12'000 € con un aumento del 50% della produzione FV (capacità pari a 12 kWh).

## ***Ringraziamenti***

Risulta difficile esprimere a parole la gratitudine che provo nei confronti dei miei genitori. Senza il loro sostegno non avrei potuto intraprendere questo percorso di studi. Li devo ringraziare per avermi supportato fino alla fine, ma soprattutto sopportato. Non nego che sia stato un percorso lungo e faticoso, ma ho ricevuto costantemente il loro sostegno ponendosi in primo piano come fonte di ispirazione. Senza di loro non sarei la persona che sono oggi.

Devo ringraziare molto anche mia sorella Elisa e mio cognato Riccardo per aver ricevuto sostegno anche da loro, ma sopra ogni altra cosa per essere stati fonte di svago, di distrazioni piacevoli e di esperienze uniche.

Un ringraziamento sentito va senza dubbio al mio relatore, il professor Paolo Di Leo, ma anche a Gabriele e Rocco per l'aiuto ricevuto in questo periodo.

Vorrei ringraziare anche tutte le persone della Yoshin Ryu per questi anni passati insieme e per la fiducia, il rispetto, gli insegnamenti e il sostegno ricevuti, in particolare dal mio maestro Paolo e da tutti i praticanti della sede san.

Vorrei, infine, ringraziare tutti gli amici conosciuti in questo anno e tutte le persone con cui ho condiviso esperienze e intrecciato rapporti, grazie alle quali sono potuto crescere e ampliare le mie conoscenze.



## Bibliografia

---

- [1] Mike Rycroft, "The development of renewable energy based mini-, micro- and nano-grids", 2016
- [2] Ernie Hayden, "Introduction to Microgrids", 2018
- [3] <https://solar.schneider-electric.com/solution/residential-off-grid-solar/>
- [4] Direttiva (UE) 2018/2001 del parlamento europeo e del consiglio
- [5] Matteo Piacentini, "Energie rinnovabili - La comunità energetica e l'esempio della Regione Piemonte", 2019
- [6] <https://www.arera.it/allegati/docs/17/663-17.pdf>
- [7] ENEA, RSE, CTI, "Piano d'Azione Nazionale per incrementare gli edifici ad energia quasi zero allegato 2", 2015
- [8] <https://www.voltimum.it/articolo/notizie-tecnico-normative/nzeb-edifici>
- [9] ABB, "Quaderni di applicazione tecnica N.10, Impianti fotovoltaici," 2013
- [10] [https://www.solaredge.com/it/products/StorEdge-products-for-on-grid-applications#](https://www.solaredge.com/it/products/StorEdge-products-for-on-grid-applications#/)
- [11] <https://www.lastampa.it/tuttogreen/2019/05/30/news/in-piemonte-nascera-la-prima-grande-comunita-energetica-d-italia-1.33705739>
- [12] Schneider Electric, "Guida al sistema Bassa Tensione", 2017-2018
- [13] [http://www.geopower.it/219\\_\\_Moduli\\_fotovoltaici](http://www.geopower.it/219__Moduli_fotovoltaici)
- [14] <https://infinitymotion.com/solatube/blog-infinity/102-l-irraggiamento-solare-l-energia-sprigionata-dal-sole>
- [15] Filippo Spertino, Dispense "Conversione Fotovoltaica dell'energia", 2016
- [16] Angelo Pignatelli, "Corso di impianti fotovoltaici", 2016
- [17] <https://www.q-cells.it/prodotti/moduli-fotovoltaici.html>
- [18] Schneider Electric, "AC Coupling of Inverters: Solutions Guide" Rev D
- [19] <https://solar.schneider-electric.com/solution/residential-off-grid-solar/>
- [20] ANIE Energia, "Guida tecnica sui sistemi di accumulo connessi alla rete elettrica di distribuzione"
- [21] Andrea Bregolin, "RESS: sistemi di accumulo dell'energia elettrica in ambito residenziale", 2012
- [22] Enea, "Le batterie al litio", 2018
- [23] Politecnico di Torino, "Modulo abitativo PVZEN LAB Lorenza Bianco" 2019
- [24] Spertino F., Ciocia A., Di Leo P., Fichera S., Malgaroli G., Ratclif A., "Towards the Complete Self-Sufficiency of a nZEBs microgrid by Photovoltaic Generators and Heat Pumps: Methods and Applications"
- [25] <https://new.abb.com/power-converters-inverters/it/solar/accumulo-energia-fotovoltaica/react-2>
- [26] [https://www.solaredge.com/it/products/StorEdge-products-for-on-grid-applications#](https://www.solaredge.com/it/products/StorEdge-products-for-on-grid-applications#/)
- [27] <https://www.sma-italia.com/soluzioni-residenziali/impianti-fotovoltaici-ad-isola.html>
- [28] <https://solar.schneider-electric.com/solution/residential-off-grid-solar/>
- [29] [https://www.western.it/product\\_types/leonardo-off-grid/](https://www.western.it/product_types/leonardo-off-grid/)
- [30] <https://sonnen.it/sistemi-di-accumulo-sonnenbatterie/>
- [31] [https://www.tesla.com/it\\_IT/powerwall](https://www.tesla.com/it_IT/powerwall)
- [32] <https://www.lgchem.com/global/ess/ess/product-detail-PDEC0001>
- [33] <https://www.fronius.com/it-it/italy/energia-solare/prodotti/home/sistemi-di-accumulo/fronius-solar-battery/fronius-solar-battery-4-5>
- [34] [http://www.pylontech.com.cn/pro\\_detail.aspx?id=114&cid=23](http://www.pylontech.com.cn/pro_detail.aspx?id=114&cid=23)
- [35] [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/it/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/tools.html)