

POLITECNICO DI TORINO  
Corso di Laurea Magistrale  
In Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale  
Verso l'indipendenza energetica di una vasta area di  
raccolta comunale a uso emergenziale



Relatori

Prof. Marco Perino

Prof. Filippo Spertino

Candidato

Dario Cianci

Dicembre 2020

# Ringraziamenti

Ringrazio il mio relatore Marco Perino per l'aiuto e la disponibilità dimostratami per lo svolgimento di questo lavoro di tesi con le varie problematiche annesse alla situazione particolare.

Ringrazio sentitamente il mio correlatore Filippo Spertino per essere stato una guida gentile, molto presente, propositiva e disponibile riguardo tutti gli argomenti tecnici e non, legati al lavoro di tesi. Ringrazio anche la dottoressa Angela Amato per l'enorme aiuto che è riuscita a darmi, grazie al quale sono riuscito ad avere risultati significativi per questo studio.

Ringrazio tutta la mia famiglia, supporto costante e saldo, essenziale nel raggiungimento di questo traguardo. In particolare, ringrazio i miei genitori e mia sorella che mi hanno sempre incoraggiato a fare bene e meglio, mio zio Milo che ha ispirato e consigliato l'argomento di questo lavoro e mio zio Maurizio che mi ha guidato e aiutato, passo per passo, con pazienza notevole e dedizione encomiabile.

Ringrazio infinitamente la mia ragazza Giorgia, perché con la sua premurosa presenza, fisica o meno, è stata in grado di rendere i momenti per me pesanti e spaventosi di questo percorso, superabili e incoraggianti.

Infine, voglio ringraziare tutti i miei amici più cari (Siciliani, Piemontesi, misti e in trasferta), in quanto ognuno di loro ha contribuito in maniera sostanziale, anche inconsapevolmente, a farmi crescere come persona e raggiungere i miei obiettivi.

# Sommario

Indice delle figure .....	4
Indice delle tabelle .....	8
Introduzione .....	9
1. Evoluzione della tecnologia fotovoltaica.....	11
1.1 L'evoluzione storica del fotovoltaico nel mondo .....	11
1.2 L'evoluzione del fotovoltaico in Italia .....	14
1.3 Stato dell'arte degli impianti fotovoltaici .....	16
2. Descrizione del caso studio: Ampia area di raccolta comunale per le emergenze	20
2.1 Localizzazione e strategie per il caso studio .....	20
2.2 Dati climatici .....	22
3. Il modulo abitativo: "container d'emergenza" .....	24
3.1 Modellazione del modulo abitativo per ricavarne il fabbisogno termico .....	24
3.1.1 Modellazione attraverso il software <i>Termus-BIM</i> .....	24
3.1.2 Confronto con i risultati del software <i>Energy plus</i> .....	30
3.2 Fabbisogno elettrico .....	35
4. Studio e dimensionamento degli impianti per la generazione fotovoltaica .....	39
4.1 Il pannello fotovoltaico .....	39
4.1.1 celle e moduli fotovoltaici .....	39
4.1.2 curva tensione/corrente e MPPT .....	42
4.1.3 Dimensionamento e perdite impianto fotovoltaico.....	45
4.1.4 Stringhe di moduli e perdite per disaccoppiamento.....	48
4.1.5 Impianto fotovoltaico per il caso studio proposto.....	50
4.2 Inverter e strategia di funzionamento.....	52
4.2.1 Inverter tradizionali e inverter ibridi .....	52
4.2.2 Inverter ibrido nel caso studio.....	55
4.2.2 Modello delle perdite per l'inverter ibrido .....	57
4.3 L'accumulatore elettrico .....	63
4.3.1 Caratteristiche tecniche degli accumulatori elettrici .....	63
4.3.2 L'accumulatore elettrico per il caso studio proposto .....	65
4.4 Risultati rispetto al caso studio proposto .....	67

5. Smart-grid e condivisione dell'energia prodotta e stoccata .....	77
5.1 Cenni sulla normativa europea riguardo le comunità energetiche.....	77
5.2 La funzione della smart-grid in uno schema di condivisione energetica .....	81
5.3 Risultati relativi all'uso della smart-grid nel caso studio proposto .....	84
6. Valutazioni economiche delle soluzioni studiate .....	93
6.1 Analisi economica attraverso il VAN.....	93
6.2 Analisi finanziaria attraverso LCOE .....	96
7. Conclusioni .....	103
Bibliografia.....	104

## Indice delle figure

Figura 1-1: potenza istallata per regione in italia nel 2019 [2] .....	16
Figura 1-2: schema semplificato di un impianto grid-connected.....	17
Figura 1-3: schema semplificato di un impianto stand-alone .....	18
Figura 1-4: schema riassuntivo di confronto fra la configurazione “stand alone” e “grid connected” .....	19
Figura 1-5: schema semplificato di un impianto misto .....	19
Figura 2-1: Florida (SR) vista dall'alto .....	20
Figura 2-2: campo container florida (SR), vista dall’alto .....	21
Figura 2-3: pianta sistemazione containers dell’area di raccolta comunale di florida (SR) 21	
Figura 2-4: comparazione tra gli andamenti mediati e quelli riferiti al 1° GENNAIO 2005 di irraggiamento (in alto) e temperatura (in basso).....	23
Figura 3-1: dimensioni previste del container abitativo in stato emergenziale.....	24
Figura 3-2: modellazione del container in termus-bim .....	25
Figura 3-3: visione della copertura esterna per le tre tipologie di pannelli della Isopan: Plissé, box e piano esterno .....	25
Figura 3-4: stratigrafia dei pannelli del container .....	26
Figura 3-5: dettaglio finestra modellizzata su termus-bim .....	27
Figura 3-6: dettaglio finestra modellizzata su termus-bim .....	27
Figura 3-7: dettaglio porta modellizzata su termus-bim.....	27
Figura 3-8: Fabbisogno termico annuale con orientazione dei pannelli Nord-Sud ed Est-Ovest.....	28
Figura 3-9: ripartizione del fabbisogno per risc. e raffr. effettuata da Termus-bim.....	29
Figura 3-10: ripartizione del fabbisogno termico annuale per il container d’emergenza ad uso abitativo .....	30
Figura 3-11: modellazione del container in sketch up attraverso gli strumenti di open studio .....	31
Figura 3-12: launcher di energy plus .....	31
Figura 3-13: dettaglio energy plus su “materials” e “construction” .....	32
Figura 3-14: valori di fabbisogno termico, temperatura esterna di bulbo secco e temperatura media giornalieri estrapolati attraverso il software energy plus .....	33

Figura 3-15: confronto fra gli andamenti delle temperature esterne con il software energy plus ed il software termus-bim usato come base per il metodo statistico modellizzato su Excel.....	34
Figura 3-16: confronto fra gli andamenti delle temperature esterne con il software energy plus ed il software termus-bim usato come base per il metodo statistico modellizzato su excel.....	35
Figura 3-17: ripartizione del contributo dei singoli carichi elettrici presenti nel container	37
Figura 3-18: ripartizione del fabbisogno necessario per il funzionamento della pompa di calore .....	37
Figura 4-1: diffusione tipologie di fotovoltaico per regione in italia nel 2019 [2] .....	39
Figura 4-2: esempio di pannello in silicio monocristallino [5].....	40
Figura 4-3: esempio di pannello in silicio policristallino [5] .....	40
Figura 4-4: esempio di pannello in silicio amorfo [5] .....	41
Figura 4-5 efficienze a confronto tra tecnologie di costruzione del modulo PV [5] .....	41
Figura 4-6: circuito equivalente di una cella fotovoltaica .....	42
Figura 4-7: curva tensione-corrente del circuito equivalente di una cella fotovoltaica	44
Figura 4-8: diverse tipologie e configurazioni inverter .....	53
Figura 4-9: schema di funzionamento dell'inverter ibrido.....	54
Figura 4-10: andamento della curva di rendimento dell'inverter con i parametri di fitting sperimentali.....	58
Figura 4-11: Comparazione fra curve di rendimento con diversi parametri di fitting sperimentali.....	58
Figura 4-12: valori di rendimento massimo rispetto alla diversa potenza nominale in entrata all'inverter.....	59
Figura 4-13 schema di flusso dell'inverter .....	60
Figura 4-14: andamento curva di perdite dell'inverter .....	61
Figura 4-15: andamento curva di rendimento dell'inverter con metodo semplificato .	62
Figura 4-16: flow-chart schema di lavoro dell'inverter .....	64
Figura 4-17: esempio di accumulatore modulare con armadio di alloggiamento dei moduli.....	66
Figura 4-18: Andamento Potenza il 16 dicembre con 6 pannelli installati senza accumulo	68
Figura 4-19: valori mensili di autosufficienza e autoconsumo con 6 pannelli installati senza accumulo .....	69

Figura 4-20: andamento potenze il 16 dicembre con 10 pannelli installati senza accumulo	69
Figura 4-21: valori mensili di autosufficienza e autoconsumo con 10 pannelli installati senza accumulo .....	70
Figura 4-22: andamento potenze il 16 dicembre con 14 pannelli installati senza accumulo	70
Figura 4-23: valori mensili di autosufficienza e autoconsumo con 14 pannelli installati senza accumulo .....	71
Figura 4-24: andamento potenze il 16 dicembre con 14 pannelli installati con diversi valori di capacità accumulo .....	72
Figura 4-25: valori indici prestazionali per diverse capacità di accumulo con 14 pannelli installati .....	73
Figura 4-26: variazione percentuale dei valori di autosufficienza e autoconsumo per diversi valori di capacità con 14 pannelli installati .....	73
Figura 4-27: bilancio potenze 9 aprile con 14 pannelli installati e capacità di accumulo 10.8 kwh	74
Figura 4-28: bilancio potenze 16 dicembre con 14 pannelli installati e capacità di accumulo 10.8 kwh.....	75
Figura 4-29: valori mensili di autosufficienza (blu) e autoconsumo (Arancione) con 14 pannelli installati con capacità di accumulo = 10.8 kWh.....	75
Figura 5-1 A: schema di autoconsumo “fisico” con connessione privata delle utenze all’impianto di produzione (a destra), B: schema di autoconsumo “virtuale” con connessione tra utenze ed impianto di produzione mediante rete pubblica” rete pubblica rete privata (a sinistra) [15]. .....	79
Figura 5-2: flussi energetici di uno schema d’autoconsumo collettivo: energia prodotta, prelevata, autoconsumata, immessa in rete e condivisa [15]. .....	79
Figura 5-3: rappresentazione giornaliera dell’energia immessa, dell’energia prelevata e dell’energia condivisa per l’autoconsumo in uno schema tipo [15]. .....	80
Figura 5-4: schema smart grid formata da moduli collegati in parallelo tra loro e alla rete senza m.m.s. ....	82
Figura 5-5: schema smart grid formata da moduli collegati tra loro e alla rete tramite m.m.s. ....	83
Figura 5-6: andamento della plgc con la soluzione 8 containers e 14 pannelli per singolo container, il giorno di carico peggiore (16 dicembre) .....	85
Figura 5-7: andamento della plgc con la soluzione 24 containers e 14 pannelli per singolo container, il giorno di carico peggiore (16 dicembre) .....	85

Figura 5-8: andamento della plgc con la soluzione 28 containers e 14 pannelli per singolo container, il giorno di carico peggiore (16 dicembre) .....	86
Figura 5-9: andamento della plgc con la soluzione 184 containers e 14 pannelli per singolo container, il giorno di carico peggiore (16 dicembre).....	86
Figura 5-10: confronto fra valori di autosufficienza e autoconsumo per le diverse zone tipo. zona 1 = 8 containers, zona 2 = 24 containers, zona 3 = 28 containers e zona 4 = 184 containers. ....	87
Figura 5-11: scomposizione dei carichi dei singoli moduli in base ai fattori di carico. soluzione con 24 containers e 14 pannelli per singolo container, il giorno di carico peggiore (16 dicembre). ....	88
Figura 5-12: bilancio potenze con il comportamento della smart-grid. soluzione con 8 containers e 10 pannelli per singolo container, il giorno di carico peggiore (16 dicembre)	88
Figura 5-13: bilancio potenze con il comportamento della smart-grid. soluzione con 24 containers e 10 pannelli per singolo container, il giorno di carico peggiore (16 dicembre)	89
Figura 5-14: bilancio potenze con il comportamento della smart-grid. soluzione con 24 containers e 14 pannelli per singolo container, il giorno di carico peggiore (16 dicembre)	89
Figura 5-15: variazione indici di prestazione per numero di pannelli installato per singolo container usando la smart-grid .....	90
Figura 5-16: andamento di autoproduzione e autosufficienza al variare del numero di pannelli installato per singolo container usando la smart-grid.....	91
Figura 5-17: variazione percentuale dei valori di autoconsumo e autosufficienza rispetto al numero di pannelli installati per singolo container.....	92
Figura 6-1: andamento prezzo del gasolio dal 1996 al 2019.....	95
Figura 6-2: andamento del van su un arco temporale di 25 anni. ....	96
Figura 6-3: andamento annuale lcoe caso con solo impianto fotovoltaico installato .	100
Figura 6-4: andamento annuale lcoe caso con impianto fotovoltaico e accumulatore installati .....	101

## Indice delle tabelle

Tabella 3-1: valori di trasmittanza termica per diversi spessori nominali del pannello	26
Tabella 3-2: valori di fabbisogno termico per il caso invernale ed estivo.....	29
Tabella 3-3: specifiche tecniche della p.d.c. MSZ-HR25VF di mitsubishi electric .....	36
Tabella 3-4: potenze carichi elettrici riferiti al container .....	36
Tabella 3-5: dettaglio mensile dei fabbisogni elettrici con contributo della PDC (rosso = riscaldamento, azzurro = raffrescamento) .....	38
Tabella 4-1: perdite per mismatching con diverse configurazioni e pannelli fv .....	50
Tabella 4-2: caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico .....	51
Tabella 4-3: caratteristiche operative del modulo fotovoltaico .....	51
Tabella 4-4: caratteristiche inverter ibridi goodwe serie em .....	56
Tabella 4-5: parametri di fitting sperimentali della curva di rendimento dell'inverter .	57
Tabella 4-6: scheda tecnica accumulatore Varta Pulse 3.....	66
Tabella 6-1: costi d'investimento al kwh in base al tipo di generazione e/o alla sua taglia .....	97
Tabella 6-2: parametri finanziari basati sul tipo di generazione e/o alla sua taglia.....	98
Tabella 6-3: parametri finanziari del sistema di accumulo .....	98
Tabella 6-4: valori annuali fattori lcoe caso solo fotovoltaico .....	99
Tabella 6-5 Valori annuali fattori lcoe caso fotovoltaico e accumulo .....	100

## Introduzione

Lo studio che segue nasce dalla volontà di porre una particolare attenzione al problema della sostenibilità energetica, anche nelle situazioni di emergenza protratte per un periodo di tempo relativamente lungo.

Le situazioni emergenziali prese in esame possono variare da quelle più evidenti, dipendenti da una fenomenologia (ad esempio sismi e alluvioni) che rende potenzialmente pericolose o inutilizzabili le regolari abitazioni delle persone residenti nella particolare zona colpita, fino a quelle che comportano l'esigenza di uno stabilimento temporaneo al fine di isolare, monitorare e curare i cittadini malati o infetti, che presentano un elevato livello di contagiosità, in modo da garantire una tranquilla e controllata gestione dell'emergenza sanitaria.

L'elemento chiave per risolvere al meglio le situazioni problematiche, provocate da un fenomeno calamitoso, è sicuramente la tempestività di risposta al fenomeno. Infatti, come spesso descritto nei manuali di intervento [1], in queste circostanze vi sono diverse fasi di reazione della popolazione al disastro avvenuto, che passano dallo sgomento e dalla confusione fino a un ritrovato senso di appartenenza alla situazione particolare, e quindi conducono a una maggiore capacità di accettare e fronteggiare il periodo di temporanea assenza dalla propria abitazione originaria.

A questo fine, l'esperienza sul campo ha consentito ai dipartimenti coinvolti di codificare un crono-programma, tempestivo e flessibile, capace di rispondere in maniera adeguata alle esigenze della popolazione coinvolta, tale che, in termini di sistemazione di abitazioni, si svolgono diverse fasi: dalla creazione di tendopoli capaci di soddisfare i bisogni primari delle persone nei primi giorni, all'uso di moduli abitativi più strutturati capaci di restituire autonomia e indipendenza ai vari nuclei familiari coinvolti, in modo da soddisfare anche i loro bisogni secondari.

Il modulo abitativo oggetto di questo studio è il "container" predisposto per l'abitazione in stato di emergenza.

Attualmente, quando vi è un'installazione di soluzioni abitative, di qualsiasi livello, in un punto di raccolta, per ovviare al problema di un eventuale ma statisticamente probabile interruzione di distribuzione dell'energia dalla rete cittadina, si adotta l'installazione di un gruppo elettrogeno, alimentato da combustibile proveniente da fonti fossili, dimensionato per soddisfare il fabbisogno energetico dell'area.

Questa soluzione, a breve termine, risulta essere sicuramente la migliore, in termini di risposta efficace, veloce e flessibile per sopperire alle esigenze istantanee richieste dalla situazione (ad esempio la necessità di usare macchine o strumenti elettrici ospedalieri in strutture provvisorie).

Nel momento in cui la situazione si stabilizza, quindi in un periodo di ripresa (dai 2 mesi 2-3 anni), una soluzione del genere diventerebbe non conveniente così come non lo

sarebbe anche in una situazione di normalità, comportando quindi un eccessivo utilizzo di fonti fossili, che provoca una notevole emissione di inquinanti e anidride carbonica in un'area concentrata, e una relativa spesa eccessiva per la materia prima energia nonché un disagio in termini di altri comfort (ad esempio, il rumore e la qualità dell'aria).

Le difficoltà nell'adottare una soluzione che coinvolga l'uso di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, sono la complessità strutturale, che si traduce in maggiori tempistiche per l'installazione dei vari componenti degli impianti (generatori, inverter, batterie d'accumulo, ecc.), e la disponibilità di spazio per realizzare il tutto. Per cercare di ridurre al minimo queste problematiche si è pensato di intervenire direttamente sull'unità abitativa in questione, in modo da predisporre una installazione degli impianti legata e dimensionata sulla singola unità, adattabile alle varie situazioni che si possono presentare in maniera modulare, anche con l'utilizzo di strutture di supporto (pensiline e simili).

Questo studio sarà quindi suddiviso in diverse parti: una parte iniziale, nella quale verrà illustrata una presentazione dello sviluppo storico degli impianti fotovoltaici fino a descrivere le moderne tecnologie affermate nel settore; in secondo luogo, verrà presentato il caso studio proposto con relativi dati di progetto, introducendo il modello del container abitativo da analizzare. Si procederà implementando un metodo di dimensionamento dell'impianto fotovoltaico correlato al modulo abitativo, applicandolo e analizzandolo per il caso studio, con il fine congiunto di rendere questo metodo capace di dimensionare questa tipologia di sistema in situazioni geografiche, e quindi climatiche, differenti.

Successivamente, verrà affrontata la tematica dell'interazione fra questi moduli, nella prospettiva di creare una strategia di condivisione ottimale dell'energia nella zona di raccolta, che così diventerebbe una mini-comunità energetica. Infine, verrà svolta un'analisi finanziaria, nonché di sostenibilità, per mettere in comparazione le possibili scelte da adottare.

L'obiettivo finale della tesi è dunque duplice. Il risultato principale è quello di verificare il livello di fattibilità dell'installazione di sistemi abitativi energeticamente orientati verso l'indipendenza nel caso studio proposto. Contemporaneamente, si perseguirà l'obiettivo di impostare e implementare un modello che si occuperà del dimensionamento e dell'analisi del suddetto sistema abitativo in un contesto differente, così da realizzare, in anticipo, prefabbricati in grado di adattarsi a quella specifica situazione d'emergenza.

# 1. Evoluzione della tecnologia fotovoltaica

## 1.1 L'evoluzione storica del fotovoltaico nel mondo

Primo aspetto da analizzare con molta attenzione per capire appieno l'attuale volontà di impiegare principalmente gli impianti fotovoltaici come risposta sostenibile alle fonti energetiche fossili, è sicuramente la storia della scoperta ormai secolare della fotoconducibilità di alcuni materiali. L'idea che dalla luce del sole si potesse ricavare energia elettrica risale già alla prima metà del 1800.

Si attribuisce la prima evidenza storica a Edmond Becquerel, fisico francese, il quale nel 1839 osservò il formarsi di una differenza di potenziale ai capi di due elettrodi di platino, uno illuminato e l'altro no. Solo dal 1870 in poi, con Willoughby Smith, iniziarono dei veri e propri studi sulla fotoconducibilità riguardanti alcune proprietà fisiche del selenio. Pochi anni più tardi, nel 1876, due scienziati britannici, Adams e Day, osservarono il selenio convertire la luce del sole direttamente in energia elettrica, senza riscaldare fluidi o mettere in rotazione parti mobili interconnesse con una dinamo. Era a dir poco una novità sensazionale, senza precedenti.

Questi studi avevano fatto sì che già agli inizi del 1900 fosse stato possibile creare delle piccole celle fotovoltaiche, impiegando il selenio. Il rendimento di queste prime celle al selenio, prodotte fin dalla prima decade del diciannovesimo secolo, si aggirava attorno all'1%.

Il vero salto di qualità nella produzione dell'energia elettrica mediante le celle fotovoltaiche si ebbe però solo nella primavera del 1953 quando, studiando il silicio e le sue possibili applicazioni nell'elettronica, Gerald Pearson, fisico presso i laboratori Bell, costruì involontariamente una cella solare a silicio molto più efficiente di quella al selenio. I materiali come il silicio, contrariamente al selenio, possono produrre una elevata quantità di energia elettrica se irraggiati dalla luce solare. Questa caratteristica fisica ha permesso, oltre alla realizzazione delle prime celle fotovoltaiche ad alto rendimento nella storia dell'uomo, anche a contribuire alla rapida diffusione di questa utile tecnologia ormai diffusa in moltissimi campi.

Una breve sintesi dei risultati più rilevanti per la nascita e la diffusione degli impianti fotovoltaici può essere così schematizzata:

- **1921** – Albert Einstein riceve il Premio Nobel per la Fisica per le sue ricerche sull'effetto fotoelettrico, fenomeno fulcro della generazione d'elettricità attraverso celle fotovoltaiche;
- **1954** – Nei Bell Laboratories, gli scienziati Gerald Pearson, Daryl Chapin e Calvin Fuller, creano la prima cella solare in silicio capace di generare corrente elettrica misurabile;

- **1955** – Data del brevetto della prima cella solare fotovoltaica basata sul silicio, dei laboratori Bell;
- **1958** – Viene lanciato nello spazio il primo veicolo orbitante alimentato da celle fotovoltaiche: si chiama Vanguard I. Le celle al silicio gli forniscono energia fino al 1964, quando il satellite viene disattivato. Da allora le celle fotovoltaiche sono parte integrante di ogni progetto spaziale. Anche la ISS (Stazione Spaziale Internazionale) sfrutta l'energia solare tramite dei mega pannelli fotovoltaici: si chiamano SAW (*Solar Array Wing*). Ogni SAW è costituito da migliaia di celle solari, che convertono la luce del Sole in corrente continua. Ogni cella ha un'efficienza pari a circa il 28% e vengono periodicamente rinnovati. I pannelli solari ruotano grazie a un sistema di perni, seguendo lo spostamento del Sole rispetto alla ISS nel corso di ogni orbita, in modo da massimizzare l'esposizione alla radiazione solare;
- **1963** – Prime commercializzazioni di moduli fotovoltaici. Da allora, il mercato mondiale crescerà in doppia cifra ogni anno. Negli anni 70, la crisi petrolifera comincia a far incrinare l'industria dei combustibili fossili (sebbene da un punto di vista più che altro di dipendenza energetica da alcuni Paesi) e comincia a essere diffusa l'idea di utilizzare nuove fonti di energia alternativa e rinnovabile;
- **1970** – Il dottor Elliot Berman, finanziato dalla Exxon Corporation, progetta una cella solare che abbassa significativamente il costo di produzione: dai 100 \$/W fino ai 20 \$/W. Con questi valori di costo, le celle solari cominciano a diventare commercialmente competitive, seppure in un mercato di nicchia: luci di emergenza per stazioni offshore, fari, passaggi a livello;
- **1974** – Primo impianto solare ad un incrocio a livello degli Stati Uniti, a Rex in Georgia;
- **1976** – David Charlson e Christopher Wronsky dei laboratori RCA fabbricano la prima cella fotovoltaica in silicio amorfo, meno costoso del silicio cristallino con un'efficienza dell' 1,1%;
- **1977** – La potenza mondiale fotovoltaica installata supera i 500 KWp;
- **1979** – In Italia, viene installato il primo impianto fotovoltaico al Passo della Mandriola, tra gli Appennini, la cui potenza è di 1 kW;

- **1980** – All’università del Delaware, viene prodotta la prima cella solare a film sottile. Il materiale utilizzato è solfuro di rame e solfuro di cadmio e l’efficienza è pari al 10%;
- **1994** – La National Renewable Energy Laboratory (NREL) sviluppa in laboratorio una cella solare di fosforo di gallio ed indio e gallio ed arsenico (GAINP/GANAS) che raggiunge un rendimento pari al 30%;
- **2000** – A Perrysburg, Ohio, viene installato l’impianto fotovoltaico più grande al mondo, con una potenza installata di 25 MWp. Sull’International Space Station, gli astronauti installano un’apparecchiatura spaziale con 38.000 celle solari. Un aereo della NASA stabilisce un nuovo record di volo per un velivolo non alimentato a razzi, viaggiando per oltre 40 minuti ad una quota di 29.000 metri. Nel frattempo, i costi sono crollati;
- **2004** – La potenza totale installata in Europa è di oltre 1 GWp con una crescita del 69,2% rispetto al 2003, determinata principalmente dal forte sviluppo del settore registrato in Germania che per la prima volta, durante il 2004, con una nuova potenza installata pari a 363 MWp (circa 30.000 nuovi impianti) ha superato il Giappone (280 MWp) in quantità annuale installata.

In conclusione, dai primi anni del ‘900 a oggi, il progresso nel settore degli impianti fotovoltaici è stato straordinario, sia da un punto di vista tecnologico che di abbattimento dei prezzi, che ne hanno favorito l’adozione. Rilevante l’impegno istituzionale nella promozione (incentivi) di questo sistema energetico, così come l’impegno delle aziende, dai grandi player alle giovani startup, che hanno contribuito e investito per far crescere il mercato e di conseguenza la quantità di energia prodotta da questa fonte rinnovabile, che contribuisce al decremento dell’inquinamento da  $CO_2$ .

## 1.2 L'evoluzione del fotovoltaico in Italia

### a) 1997: L'ITALIA SOTTOSCRIVE IL PROTOCOLLO DI KYOTO

L'11 dicembre 1997 anche l'Italia firma il protocollo di Kyoto, il trattato internazionale che riguarda il surriscaldamento globale e che ha coinvolto più di 180 Paesi.

Nell'ultimo secolo la temperatura media globale è aumentata tra 0,6 e 1°C. Il livello medio dei mari è cresciuto ed è aumentata la temperatura media del primo strato di acqua, quasi tutti i ghiacciai del mondo si stanno ritirando in modo sensibile, è aumentata la desertificazione e sono sempre più comuni i fenomeni atmosferici estremi.

La motivazione della nascita del Protocollo di Kyoto risiede nel contrasto al riscaldamento climatico, probabilmente il più grande e preoccupante problema ambientale dell'era moderna. Il protocollo di Kyoto impegna i Paesi sottoscrittori ad una riduzione quantitativa delle proprie emissioni di gas ad effetto serra.

È da qui che nasce l'esigenza pressante di ricorrere all'utilizzo di energia pulita fornita da fonti rinnovabili come la luce del sole, la forza del vento e il calore naturale della terra.

### b) 2012: IL NUOVO IMPEGNO DEL PIANO 20-20-20

Il Protocollo di Kyoto ha terminato la sua validità il 31 dicembre 2012, anno in cui il trattato è stato riconfermato con il Piano 20-20-20.

Il Piano 20-20-20 è l'insieme delle misure pensate dalla UE per il periodo successivo al protocollo di Kyoto. L'obiettivo è ridurre l'emissione del gas serra del 20%, alzare al 20% la quota dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e portare al 20% il risparmio energetico, tutto entro il 2020.

Gli stati aderenti al protocollo 20 20 20 tra cui l'Italia, si impegnano a:

- Aumentare il rendimento energetico domestico con politiche e sostegni fiscali dedicati;
- Finanziare ricerche tese a sviluppare l'efficienza energetica e le tecnologie pulite;

- Delegare a privati e singoli cittadini la riduzione di emissione di gas ad effetto serra.

c) **2017: NUOVI OBIETTIVI ENERGETICI PER L'ITALIA**

Già nel 2014 l'Italia aveva superato l'obiettivo che si era data per il 2020. Viene quindi introdotta la SEN, Strategia Energetica Nazionale, un nuovo provvedimento emanato il 10 novembre 2017, molto importante in quanto getta le basi di future azioni e gli obiettivi fino al 2030.

La strategia sviluppa tre obiettivi fondamentali:

1. Competitività: riduzione del gap del prezzo dell'energia, allineandosi ai prezzi UE;
2. Sicurezza: autonomia, sicurezza di approvvigionamento e flessibilità del sistema e delle infrastrutture energetiche;
3. Ambiente: raggiungimento degli obiettivi ambientali europei 2030 per limitare il riscaldamento terrestre al di sotto dei 2° C previsti dall'Accordo di Parigi del 2015.

La SEN traccia un obiettivo ambizioso, ossia la completa decarbonizzazione del sistema elettrico. Tale obiettivo dovrà essere accompagnato da una revisione del mix energetico per quanto riguarda la produzione. Il fotovoltaico è la principale fonte che guiderà la transizione.

Al 31 dicembre 2019 risultano installati in Italia 880.090 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 20.865 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 90% circa del totale in termini di numero e il 21% in termini di potenza; la taglia media degli impianti è pari a 24,5 kW.

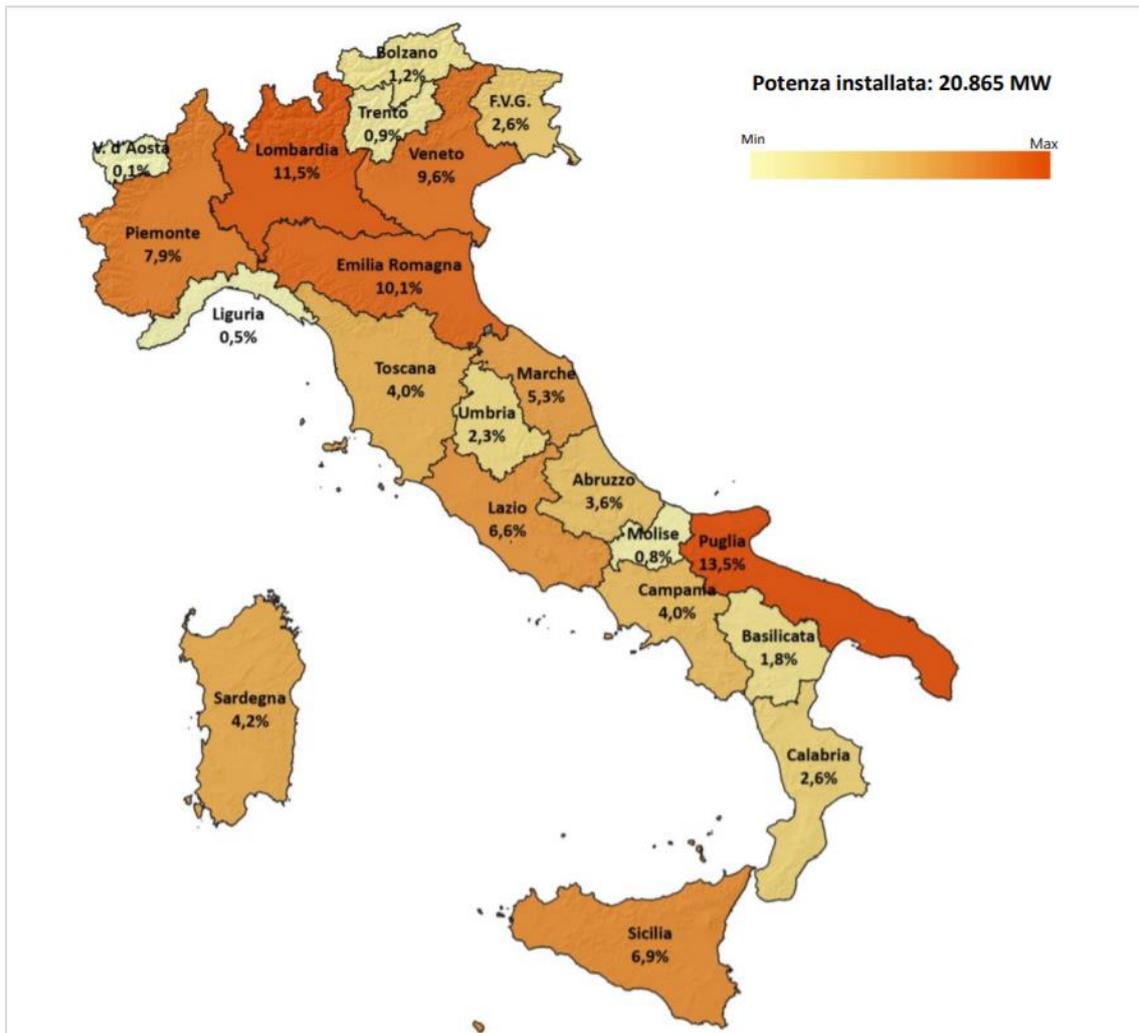


FIGURA 1-1: POTENZA ISTALLATA PER REGIONE IN ITALIA NEL 2019 [2]

La potenza complessivamente installata in Italia a fine 2019 si concentra per il 44,4% nelle regioni settentrionali del Paese, per il 37,4% in quelle meridionali, per restante il 18,2% in quelle centrali. La Puglia fornisce il contributo maggiore al totale nazionale (13,5%), seguita dalla Lombardia (11,5%) e dal Lazio (6,6%). [2]

### 1.3 Stato dell'arte degli impianti fotovoltaici

Gli impianti fotovoltaici possono essere distinti in due grandi categorie, sulla base della loro configurazione elettrica: impianti isolati (o stand alone o off grid) e impianti collegati alla rete (grid connected).

- a. **Impianti grid-connected:** gli impianti collegati alla rete sono appunto collegati alla rete di distribuzione elettrica in modo permanente. In generale, non prevedono sistemi di accumulo come accumulatori elettrochimici. Pertanto, in

assenza di produzione da fotovoltaico, i carichi saranno alimentati dalla rete elettrica. Se invece il fotovoltaico produce un eccesso di energia rispetto agli assorbimenti dei carichi, il surplus viene immesso nella rete. La produzione di energia elettrica “sul posto” riduce le perdite per il trasporto sulla rete elettrica nazionale; inoltre, contribuisce a smussare i picchi di richiesta nelle ore della giornata caratterizzate da assorbimenti maggiori da parte delle utenze (tipicamente le ore diurne).

Per contabilizzare tutti gli scambi tra impianto fotovoltaico e rete, si utilizzano due contatori monodirezionali, uno solo nel caso in cui l’energia sia venduta allo stesso prezzo al quale viene acquistata.

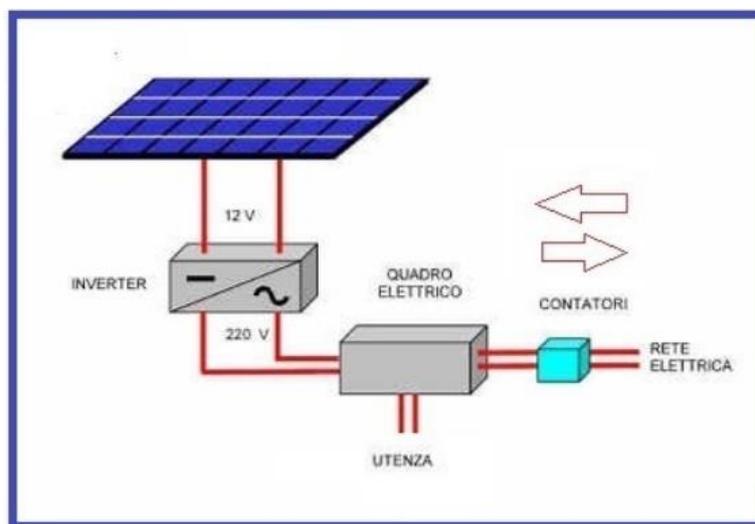


FIGURA 1-2: SCHEMA SEMPLIFICATO DI UN IMPIANTO GRID-CONNECTED

- b. **Impianti stand alone:** gli impianti isolati o “stand-alone” non sono collegati alla rete elettrica, dunque, sono necessari laddove la rete di distribuzione non raggiunge le utenze, in sostituzione o integrazione dei gruppi elettrogeni. Necessaria è l’installazione di un sistema di accumulo per garantire continuità nell’alimentazione dei carichi anche in assenza di luce e nelle ore notturne. Inoltre, l’impianto fotovoltaico è sempre sovradimensionato, in modo da consentire, durante le ore di sole, sia l’alimentazione del carico che la ricarica delle batterie per l’accumulo, utilizzate poi nelle ore notturne o con scarsa insolazione, garantendo quindi un certo margine di sicurezza.

Come precedentemente detto, gli impianti isolati o stand-alone non possono contare sulla presenza della rete elettrica in assenza di radiazione solare sufficiente a garantire il funzionamento autonomo del sistema. Per questo motivo, un sistema isolato necessita di componenti senza i quali la continuità di servizio non sarebbe garantita: è strettamente necessaria la presenza di un

sistema di accumulo che possa immagazzinare energia per l'alimentazione dei carichi in assenza di luce e nelle ore notturne.

Un altro elemento fondamentale in un sistema isolato è l'inverter o convertitore DC/AC, in quanto la corrente generata dai moduli fotovoltaici è continua mentre i carichi assorbono una corrente alternata. Per evitare buchi di alimentazione dei carichi a causa di batterie scariche, mancata produzione o guasti al sistema, solitamente viene installato un gruppo elettrogeno, opportunamente dimensionato, in grado di far fronte agli assorbimenti delle utenze. Per regolare gli scambi di energia tra gli attori dell'impianto si utilizza infine un regolatore di carica.

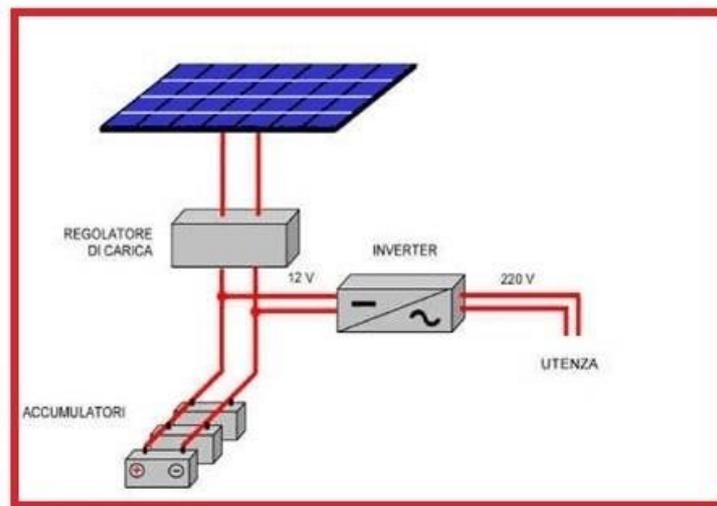


FIGURA 1-3: SCHEMA SEMPLIFICATO DI UN IMPIANTO STAND-ALONE

Nello scenario attuale, sono già state analizzate le principali differenze e i diversi metodi di controllo delle 2 configurazioni citate [3]. Uno schema riassuntivo è mostrato in figura (1-3).

Control Strategy	Control Sections	Controller used	Mode of control		Connected System	
			MPPT	Non-MPPT	Standalone	Grid
A	PVS and Battery	Hysteresis	Yes	Yes	Yes	No
B	Smooth transition between standalone and grid system	Control Algorithm	Yes	No	Yes	Yes
C	PVS-DG-Battery System	PI	Yes	No	Yes	No
D	PVS current control	PID	Yes	No	Yes	No
E	Power factor control	OpenDSS control block	Yes	No	No	Yes
F	Hierarchical control	Master slave control with V/f and PQ control	Yes	No	Yes	Yes
G	FBL technique in DC voltage link	FBL control technique	Yes	No	No	Yes
H	For sending voltage	ROBDD algorithm	No	No	No	Yes

FIGURA 1-4: SCHEMA RIASSUNTIVO DI CONFRONTO FRA LA CONFIGURAZIONE "STAND ALONE" E "GRID CONNECTED"

Nei sistemi autonomi viene utilizzato principalmente il controllo a circuito aperto, mentre nel sistema collegato alla rete viene utilizzato il controllo a circuito chiuso.

Ai due tipi di impianto appena analizzati se ne può aggiungere un terzo, risultato della combinazione fra i due precedenti, chiamato sistema misto.

- c. **Impianti a sistema misto:** si tratta di impianti grid-connected che prevedono anche sistemi di accumulo dell'energia prodotta. Questa tecnologia risulta vantaggiosa in quanto permette l'utilizzo in loco dell'energia prodotta, accumulata in grandi capacità solo recentemente disponibili, e un'eventuale vendita alla rete dell'energia eccedente.

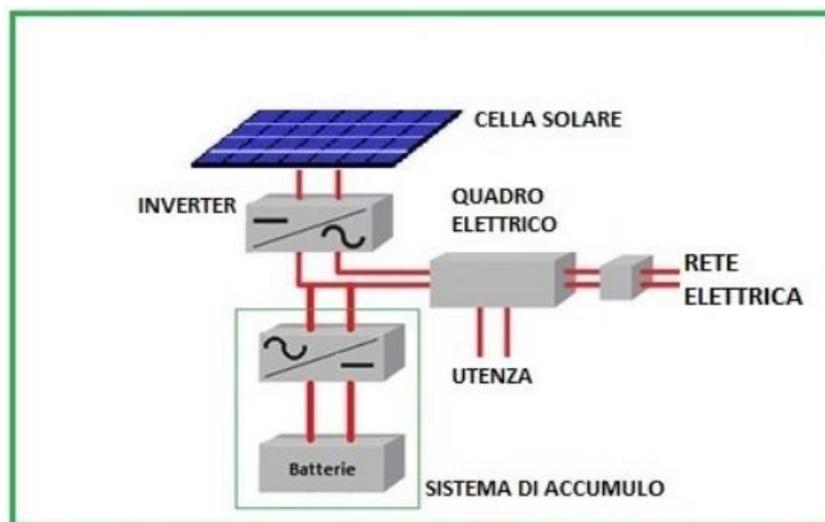


FIGURA 1-5: SCHEMA SEMPLIFICATO DI UN IMPIANTO MISTO

## 2. Descrizione del caso studio: Ampia area di raccolta comunale per le emergenze

### 2.1 Localizzazione e strategie per il caso studio

Nell'ottica di voler analizzare dati relativi a una situazione reale, è stato scelto il Comune di Floridia, situato in provincia di Siracusa, in Sicilia (Figura 2-1).

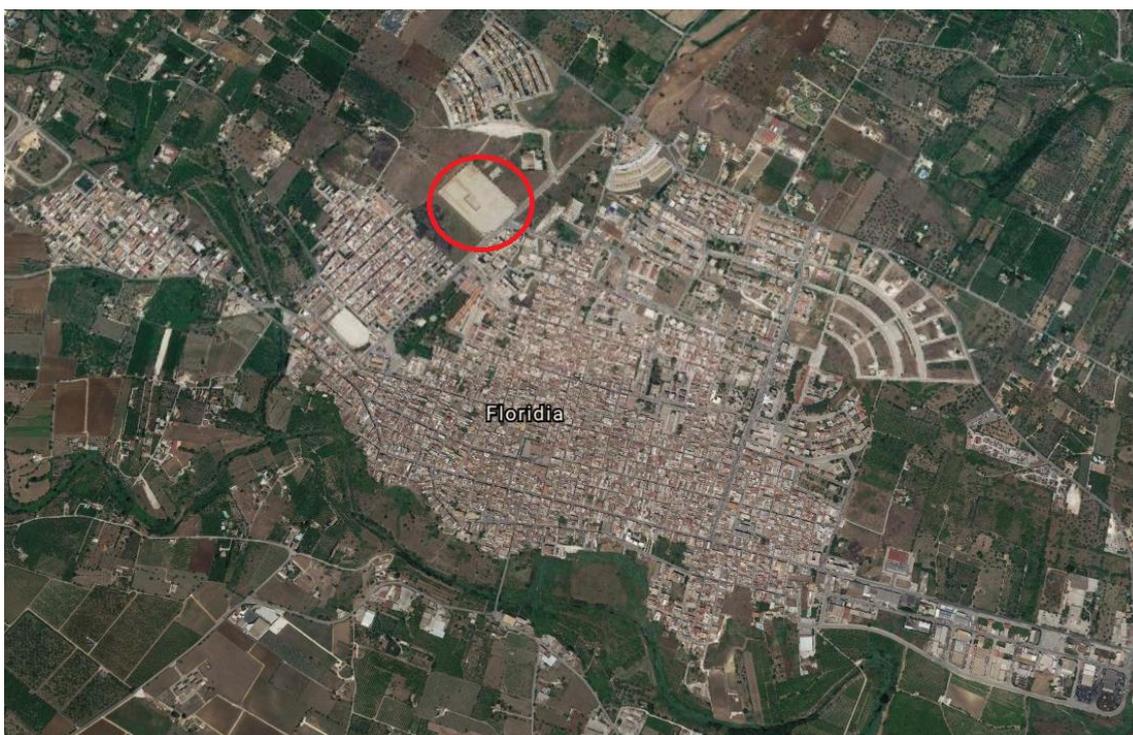


FIGURA 2-1: FLORIDIA (SR) VISTA DALL'ALTO

Il comune in questione ha a disposizione una vasta area di raccolta per situazioni emergenziali (Figura 2.1), situata in contrada Vignalonga, la cui gestione in suddetto caso, è affidata alla Protezione civile comunale. Più precisamente il luogo è localizzato alle coordinate  $37^{\circ}05'22''\text{N}$ ,  $15^{\circ}08'59''\text{E}$  e racchiude un'area di più di 34 mila metri quadrati in un perimetro di quasi 760 metri. La zona si presenta priva di ostacoli o coperture nelle zone limitrofe, confina infatti su tre lati con uno spazio aperto ricoperto da vegetazione e sull'altro con la strada. In questo modo rappresenta contemporaneamente un ottimo punto di raccolta in caso di emergenza sismica e un buon punto per l'installazione di un sistema fotovoltaico vista l'assenza di ostacoli che possano causare un eccessivo ombreggiamento.



FIGURA 2-2: CAMPO CONTAINER FLORIDIA (SR), VISTA DALL'ALTO

Sono stati quindi analizzati i progetti, redatti in sede comunale, riferiti allo stato di fatto degli studi tecnici della zona e della predisposizione e preinstallazione delle reti di servizio di necessità, quali quella elettrica o idrica, con gli eventuali allacci in situazione emergenziale e i progetti relativi alle strategie da applicare scattata l'emergenza.

In particolare, come mostrato in Figura 2-2, si è presa visione della strategia di disposizione dei container d'emergenza nel qual caso la situazione richiedesse il loro utilizzo.

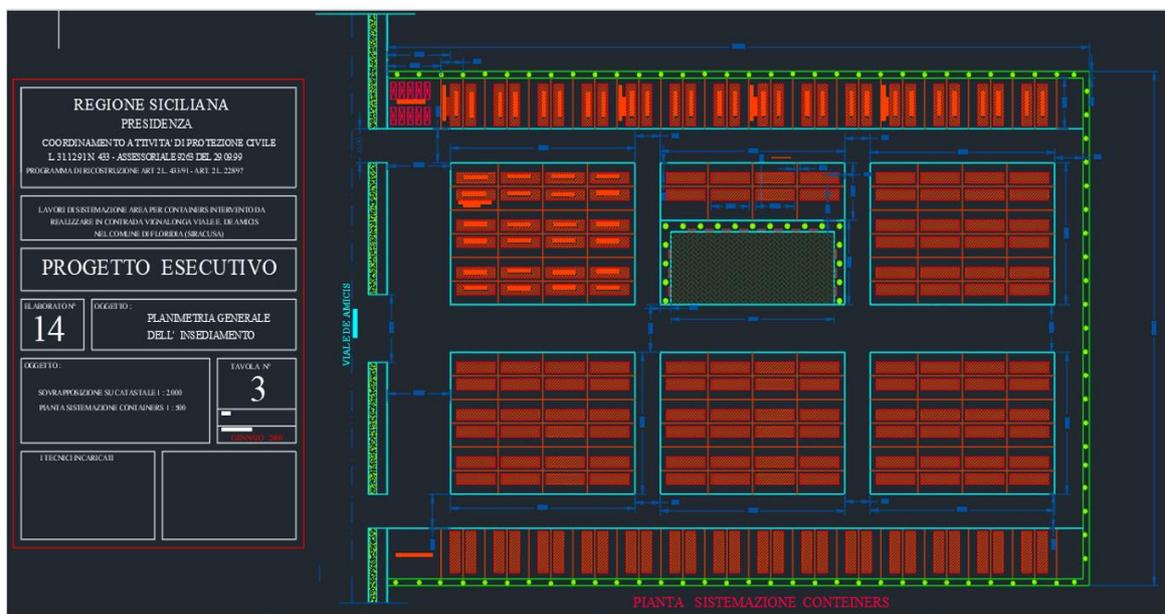


FIGURA 2-3: PIANTA SISTEMAZIONE CONTAINERS DELL'AREA DI RACCOLTA COMUNALE DI FLORIDIA (SR)

È possibile identificare 8 macro-zone:

- 5 che contengono 24 container ciascuno, i quali a loro volta sono collegati per gruppi di 4 a un pozzetto di linea dove arrivano, appunto, 4 pozzetti di allaccio enel. Un totale, quindi, di 6 pozzetti di linea, dei quali ogni metà, dipende da un armadio contatori, per un totale di 2 armadi a zona;
- 1 che, a causa della presenza della sistemazione a verde, comprende solo 8 container con 2 allacci di zona e 8 allacci enel dipendenti anch'essi da un totale di 2 armadi;
- 2 che comprendono 28 container ciascuno, con allacci di zona ogni 2 container ma riferiti ad un armadio contatori per gruppi di 7. Per un totale di 2 armadi a zona.

Queste predisposizioni così eseguite, sono di particolare interesse nel caso in cui si voglia creare un sistema efficiente di condivisione dell'energia generata da fonti rinnovabili e/o stoccata, tra le varie zone dei container. Risulta chiaro che considerazioni di questo genere dipendono fortemente dai singoli casi di analisi, per cui l'ipotesi di una strategia di condivisione per questo particolare caso studio probabilmente non potrà essere valido (almeno non completamente) per una qualsiasi altra zona con strategia di sistemazione e di allaccio diversa.

L'analisi di condivisione energia per questo caso studio verrà affrontata nel capitolo 5.

## 2.2 Dati climatici

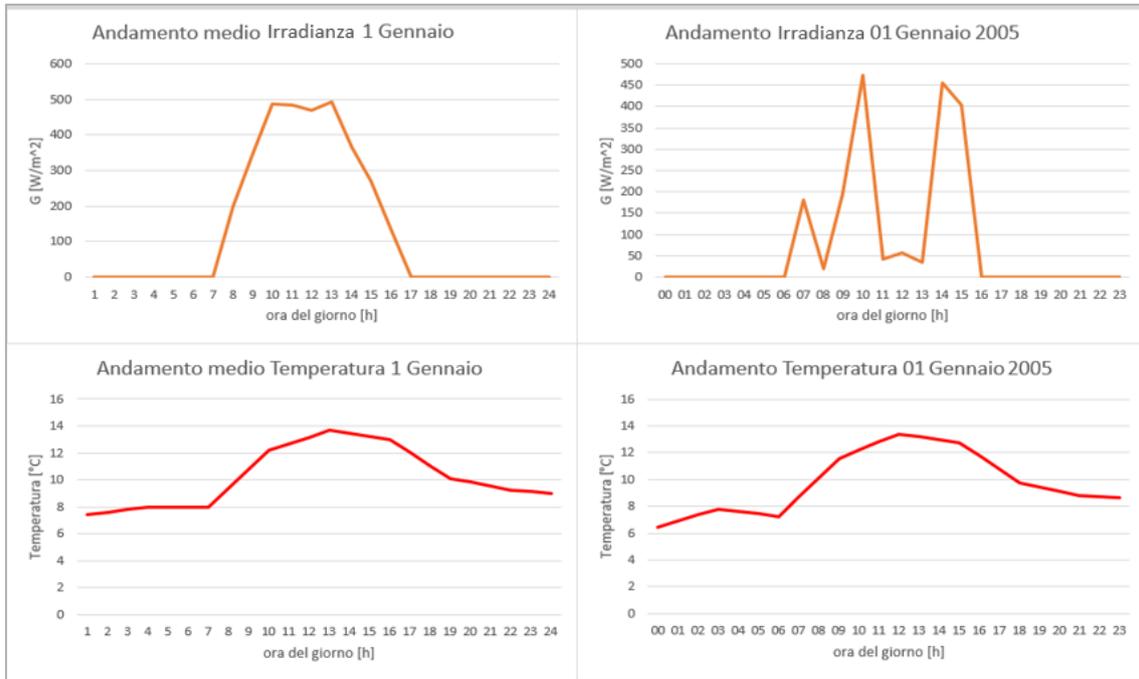
Per poter eseguire uno studio quanto più realistico riguardo ai consumi e all'eventuale generazione fotovoltaica, riferiti alla zona del caso in esame, è stata utilizzata la risorsa *PVGIS*. Questa risorsa, prendendo come input la posizione del luogo che si vuole esaminare e alcune altre informazioni, è in grado, attraverso database interni, di restituire i valori misurati di temperatura dell'aria, altezza del sole, irradianza e velocità del vento di uno specifico anno anche con dettaglio orario.

Risulta facile intuire che un solo anno non può essere un esempio soddisfacente poiché, in una particolare giornata, potrebbero essersi verificate condizioni meteorologiche occasionali (come un giorno di pioggia o semplicemente una nuvola passeggera) la cui presenza produce dati non oggettivamente significativi ai fini del nostro studio o dimensionamento.

A tale riguardo, si è scelto di valutare un risultato statisticamente più rilevante rispetto al caso in esame, ottenendo una media oraria di ogni singolo valore orario in esame per gli 11 anni presenti nel database del software (2005-2016).

Portando come esempio il confronto tra il primo gennaio 2005 e il primo gennaio mediato in 11 anni, si capisce anche come dati diversi possano essere affetti in maniera diversa da questi eventi occasionali.

Dalla fig. (2-3), ad esempio, si nota come l'irradianza, in questo senso, sia istantaneamente molto più sensibile della Temperatura.



**FIGURA 2-4: COMPARAZIONE TRA GLI ANDAMENTI MEDIATI E QUELLI RIFERITI AL 1° GENNAIO 2005 DI IRRADIANZA (IN ALTO) E TEMPERATURA (IN BASSO).**

### 3. Il modulo abitativo: “container d’emergenza”

#### 3.1 Modellazione del modulo abitativo per ricavarne il fabbisogno termico

##### 3.1.1 Modellazione attraverso il software *Termus-BIM*

Il fabbisogno energetico da soddisfare è stato calcolato partendo dall’unità abitativa ossia il modulo container per situazioni di emergenza. Stando agli schemi riportati nelle tavole comunali è stato modellizzato un container di altezza = 2,55 m, larghezza = 12 m e profondità = 2,7 m. I dettagli delle quote sono mostrati in fig. (3.1).

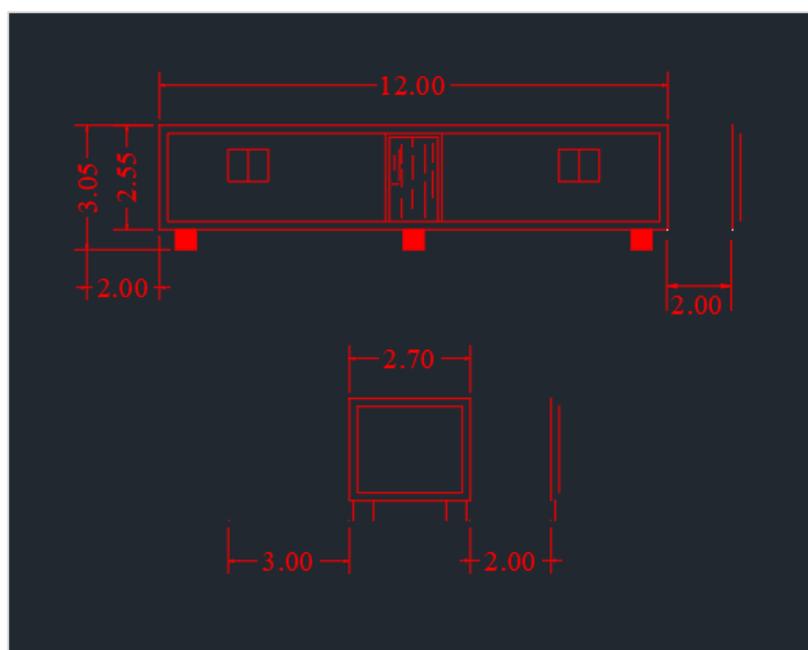


FIGURA 3-1: DIMENSIONI PREVISTE DEL CONTAINER ABITATIVO IN STATO EMERGENZIALE

Dunque, si è proceduto con la creazione del modello nel software *Termus-Bim*, inserendo dimensioni reali e la stratigrafia prevista per la struttura.

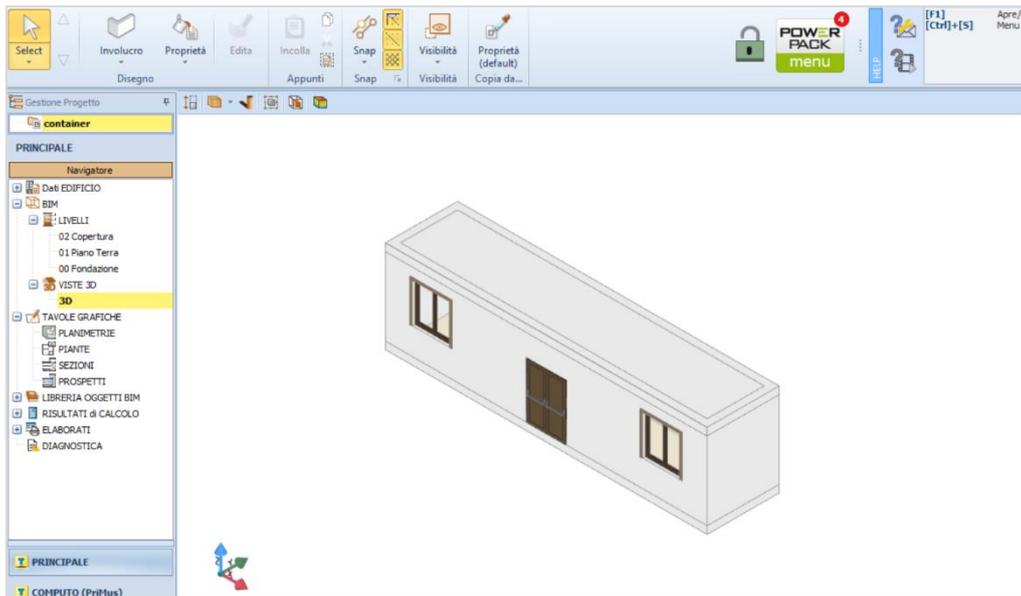


FIGURA 3-2: MODELLAZIONE DEL CONTAINER IN *TERMUS-BIM*

La stratigrafia di tutte le pareti del container è stata settata nello stesso modo, ossia acciaio/ isolante / acciaio. I valori di spessore, conducibilità termica e adduttanza sono stati resi coerenti con la soluzione dei pannelli “*ISOPARETE PIANO esterno*” della *Isopan*, le soluzioni proposte sono mostrate nelle figure e tabelle seguenti.

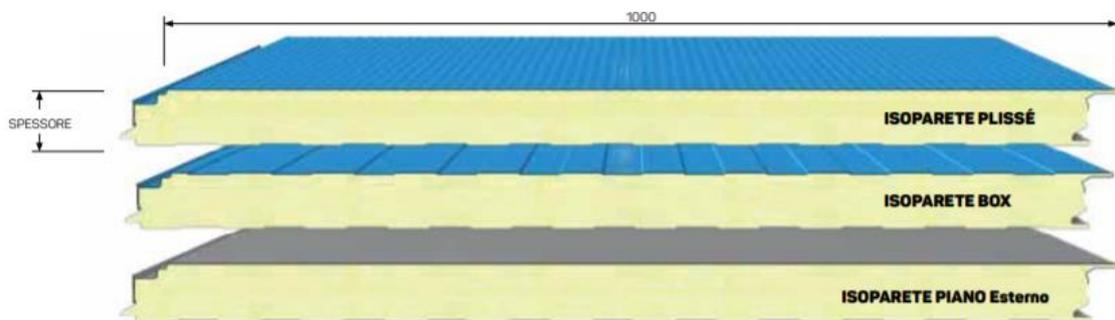


FIGURA 3-3: VISIONE DELLA COPERTURA ESTERNA PER LE TRE TIPOLOGIE DI PANNELLI DELLA ISOPAN: PLISSÉ, BOX E PIANO ESTERNO

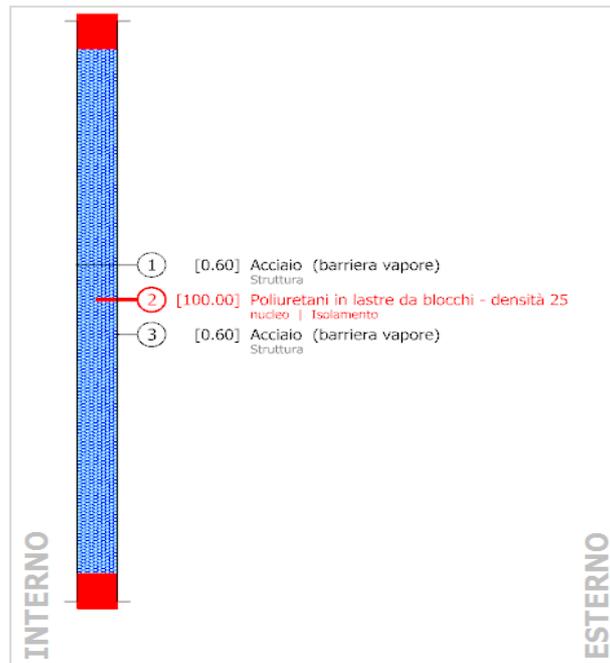


FIGURA 3-4: STRATIGRAFIA DEI PANNELLI DEL CONTAINER

TABELLA 3-1: VALORI DI TRASMITTANZA TERMICA PER DIVERSI SPESSORI NOMINALI DEL PANNELLO

**ISOLAMENTO TERMICO**

In accordo con EN 14509 A.10

U	SPESSORE NOMINALE PANNELLO mm						
	40	50	60	80	100	120	140
W/m <sup>2</sup> K	0,64	0,49	0,41	0,29	0,23	0,19	0,16
kcal/m <sup>2</sup> h °C	0,55	0,42	0,35	0,25	0,20	0,16	0,14

Successivamente sono state definite le caratteristiche costruttive e termiche degli altri componenti opachi e trasparenti.

In particolare, sono riportati di seguito i modelli delle finestre, dei vetri e della porta realizzati sul software:

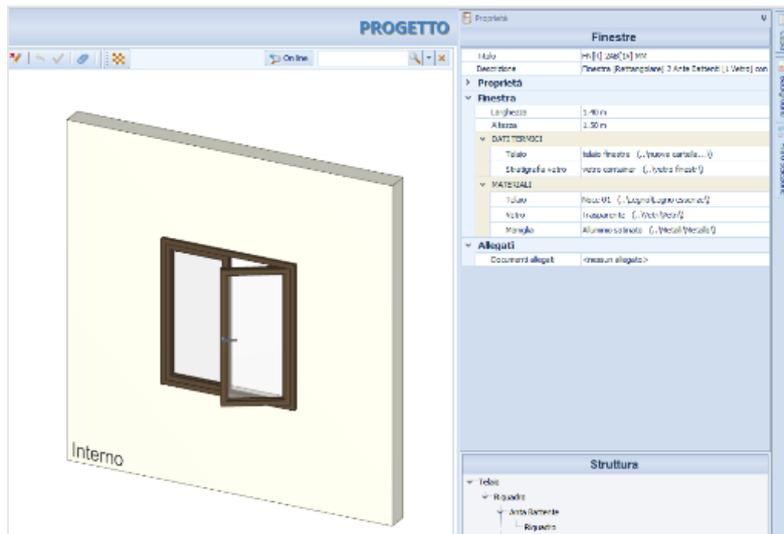


FIGURA 3-5: DETTAGLIO FINESTRA MODELLIZZATA SU TERMUS-BIM

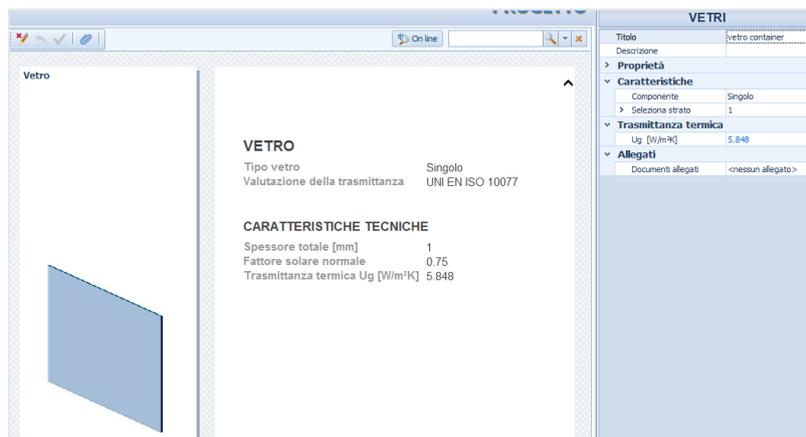


FIGURA 3-6: DETTAGLIO FINESTRA MODELLIZZATA SU TERMUS-BIM

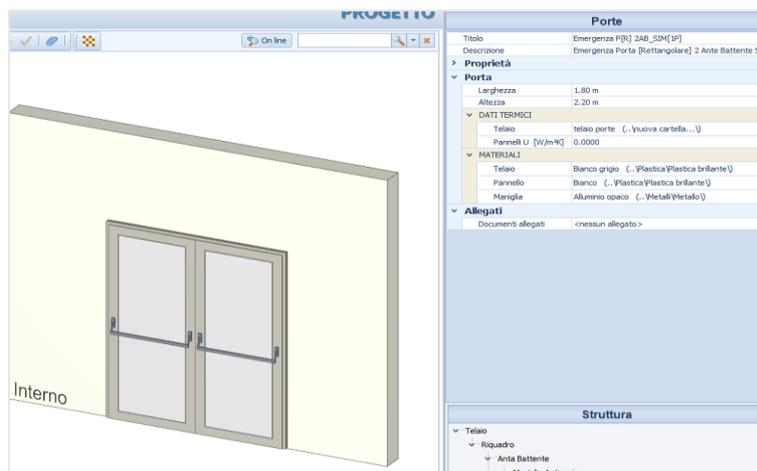


FIGURA 3-7: DETTAGLIO PORTA MODELLIZZATA SU TERMUS-BIM

Con queste impostazioni si è proceduto a far calcolare al software il fabbisogno termico dell'edificio con dettaglio mensile attraverso i parametri termici e climatici della zona in esame, impostata secondo il suo database interno. Questo al fine di dimensionare l'impianto di riscaldamento/raffrescamento che bisogna installare per soddisfare la suddetta richiesta termica. Sono stati analizzati i risultati corrispondenti all'orientazione del lato maggiore del container in direzione Est-Ovest e quelli con il lato maggiore orientato verso Nord-Sud. I risultati mensili sono stati rappresentati nella figura (3-8).

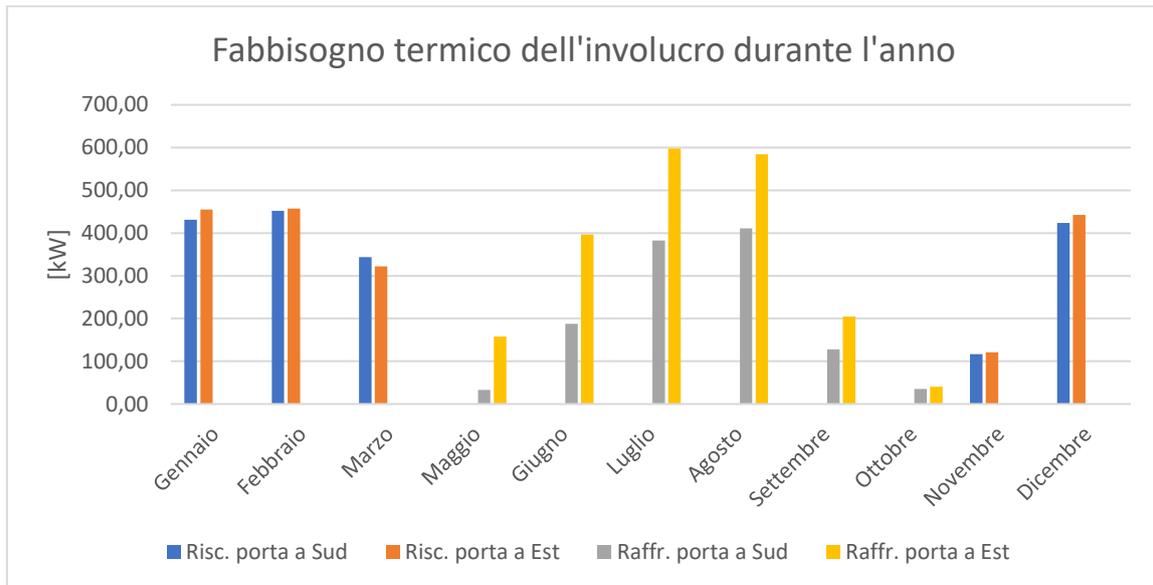


FIGURA 3-8: FABBISOGNO TERMICO ANNUALE CON ORIENTAZIONE DEI PANNELLI NORD-SUD ED EST-OVEST

È interessante notare come nelle due configurazioni previste i valori relativi al riscaldamento siano paragonabili fra loro mentre il fabbisogno energetico per raffreddamento sia fortemente sbilanciato verso la configurazione Est-Ovest (caso peggiore).

Dato che, come si è visto in figura (2-2), l'orientazione dei containers è differente, si è deciso di scegliere la configurazione col carico peggiore per tutti, con il risultato di sovradimensionare leggermente il fabbisogno previsto.

Ricordando che anche i dati di temperatura oraria sono stati importati, con la stessa logica statistica, attraverso il software *PVGIS*, si è passato da considerare il carico mensile a quello giornaliero, tenendo in conto il peso dei singoli giorni attraverso la temperatura media giornaliera. Dal carico giornaliero si è poi passati a quell'orario pesando, sempre attraverso la Temperatura (oraria), il contributo di ogni ora sul carico totale. Bisogna anche tenere in considerazione che l'area analizzata si trova in zona termica C, questo vuol dire che il periodo di riscaldamento previsto dal "D.P.R. 412 del 26 Agosto 1993", va dal 15 novembre al 31 marzo, per 10 ore al giorno, con un  $T_{set,inv}$

interno di 20 °C mentre il periodo di raffrescamento va dal 18 maggio al 15 ottobre, per 12 ore al giorno, con un  $T_{set,est}$  interno di 26°C.

Come schematizzato nella tabella (3-2), durante l’inverno la quota latente (endotermica) di carico aiuta a soddisfare il fabbisogno termico dell’abitazione per cui non viene conteggiata nel totale del fabbisogno invernale. Invece durante il periodo estivo il carico latente è qualcosa di cui tenere conto perché contribuisce alla crescita del fabbisogno totale.

TABELLA 3-2: VALORI DI FABBISOGNO TERMICO PER IL CASO INVERNALE ED ESTIVO

<b>RISC.</b>	<b>Q<sub>risc</sub></b>	<b>Carico termico di progetto (trasmissione + ventilazione + fattore di ripresa)</b>	<b>kWth</b>	<b>1.798</b>
<b>RAFFR.</b>	<b>Q<sub>raffr</sub></b>	<b>Carico TOTALE (sensibile + latente)</b>	<b>kWth</b>	<b>1.955</b>
	<b>Q(s)</b>	<b>Aliquota di carico SENSIBILE</b>	<b>kWth</b>	<b>1.811</b>
	<b>Q(l)</b>	<b>Aliquota di carico LATENTE</b>	<b>kWth</b>	<b>144</b>

Per avere un quadro dettagliato più generale su come si suddivide il fabbisogno energetico per riscaldamento e raffreddamento si riporta l’analisi effettuata dal software.

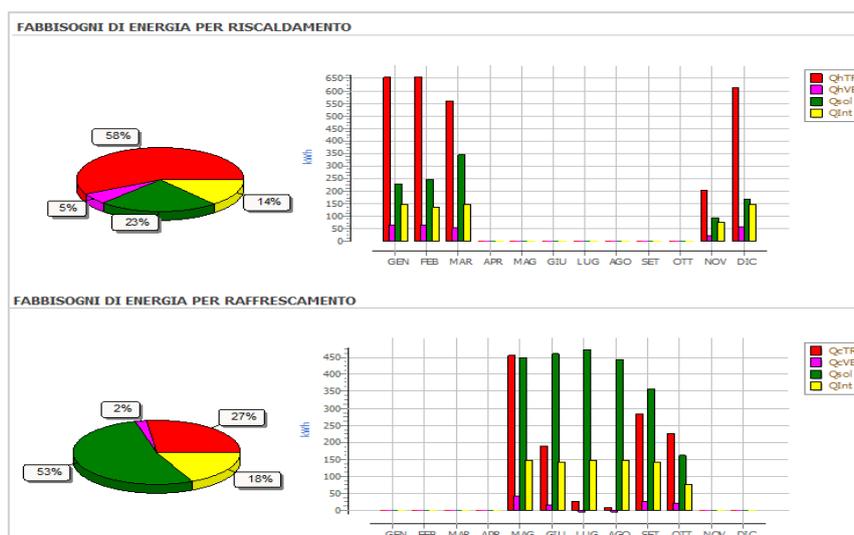


FIGURA 3-9: RIPARTIZIONE DEL FABBISOGNO PER RISC. E RAFFR. EFFETTUATA DA TERMUS-BIM

In generale, è interessante apprezzare come in termini di fabbisogno termico annuale, il raffrescamento rappresenti una quota più rilevante rispetto al riscaldamento conformemente al fatto di trovarsi in un anno tipo di un comune siciliano.

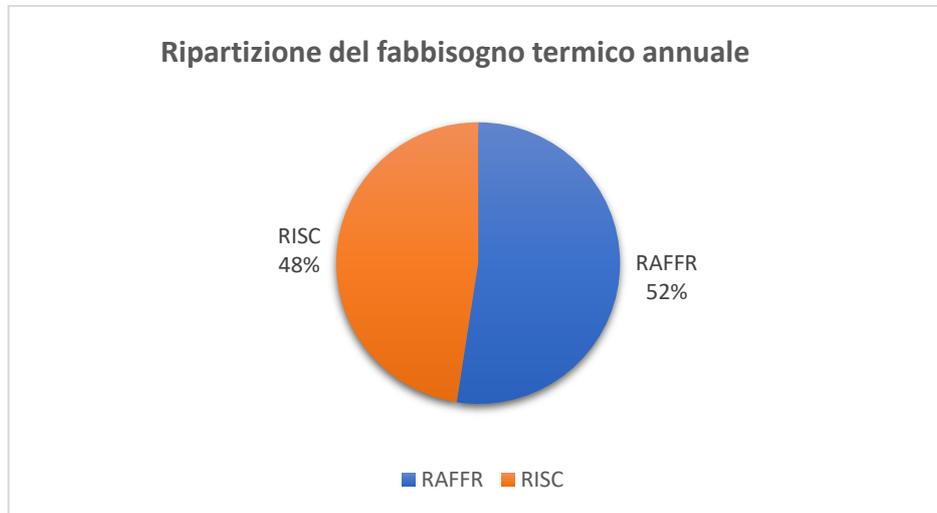


FIGURA 3-10: RIPARTIZIONE DEL FABBISOGNO TERMICO ANNUALE PER IL CONTAINER D'EMERGENZA AD USO ABITATIVO

### 3.1.2 Confronto con i risultati del software *Energy plus*

Al fine di valutare la bontà del modello appena presentato, atto a calcolare il fabbisogno termico complessivo dell'abitazione, è stato eseguito un confronto con il software *Energy plus* (v 8.6) in modo da verificare una similitudine fra i risultati ottenuti.

Data la complessità grafica e la natura tabellare del software in questione si è optato per fare una verifica del fabbisogno relativo al riscaldamento per il solo mese di dicembre (mese peggiore in quanto di massima richiesta e minimo irradianza come vedremo analizzato nel capitolo 4). Si è inoltre scelto di confrontare i fabbisogni in questione relativi alla posizione di Catania anziché di Floridia sia perché le due zone sono abbastanza vicine geograficamente da comportarsi all'incirca nella stessa maniera, sia in quanto i dati meteorologici di questa città sono presenti e facilmente reperibili in entrambi i software.

Dapprima, si è modellizzato nuovamente il modulo abitativo attraverso il software *SketchUP* insieme ai componenti aggiuntivi forniti da *OpenStudio* il quale permette di preimpostare le componenti relative alla zona termica rappresentata e delimitata dal container in questione, che così sarà direttamente trasferito su *Energy plus* capace di riconoscere tutti i dettagli termici forniti.

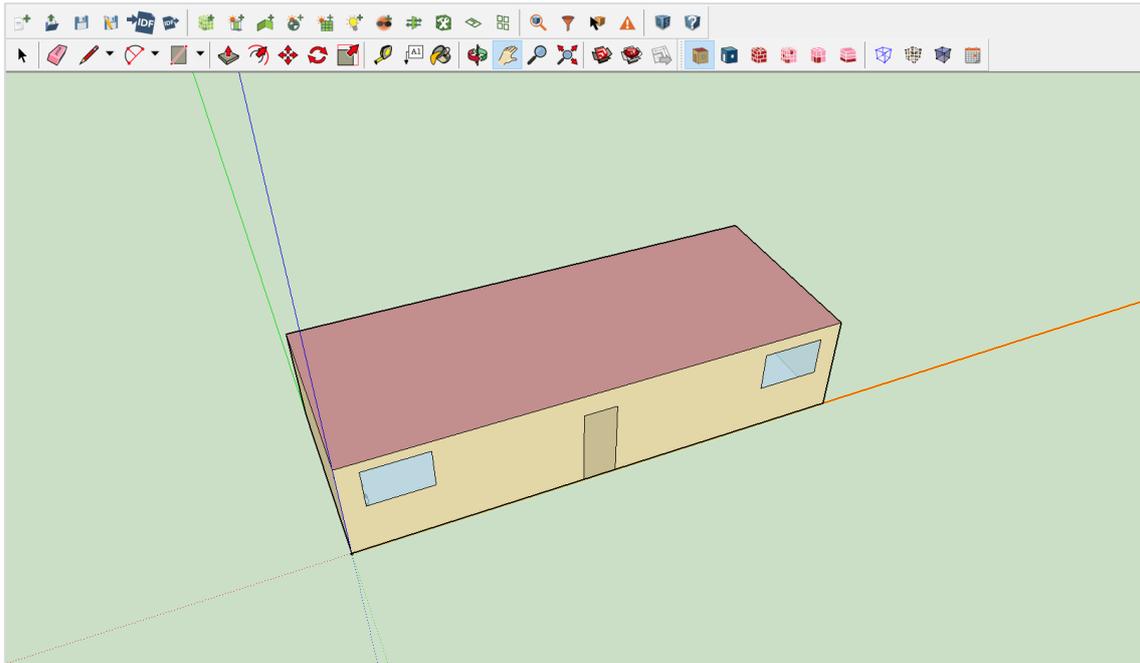


FIGURA 3-11: MODELLAZIONE DEL CONTAINER IN SKETCH UP ATTRAVERSO GLI STRUMENTI DI OPEN STUDIO

Una volta terminata la modellazione si esporta il file in formato “idf” e si passa al launcher di *Energy plus* insieme con i dati meteo in formato “epw” che, come abbiamo già accennato in precedenza, è riferito ai dati meteorologici di Catania (Catania-Fontanarossa). Si apre quindi l’editor idf fig.(3-8) per andare ad inserire le informazioni riguardo l’utilizzo, la composizione e le caratteristiche interne del modulo in questione.

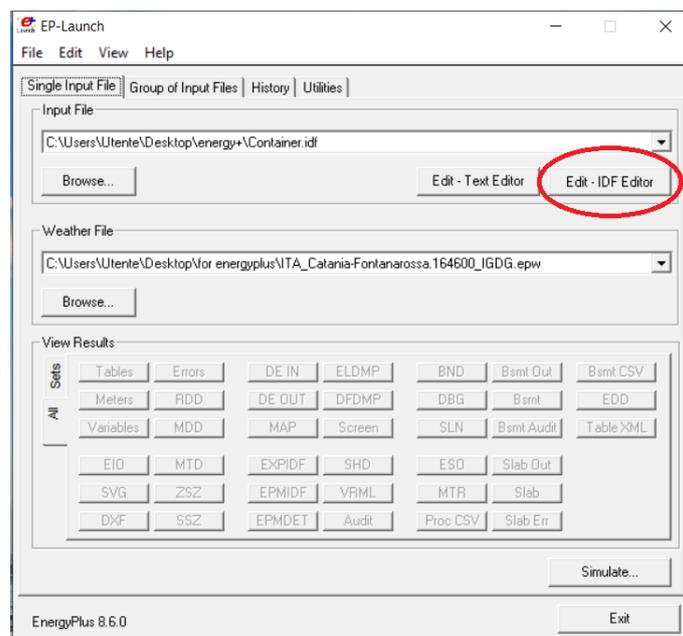


FIGURA 3-12: LAUNCHER DI ENERGY PLUS

Si inseriscono i dettagli di materiali e stratigrafia presentati nel paragrafo precedente sia per i componenti opachi che per quelli trasparenti.

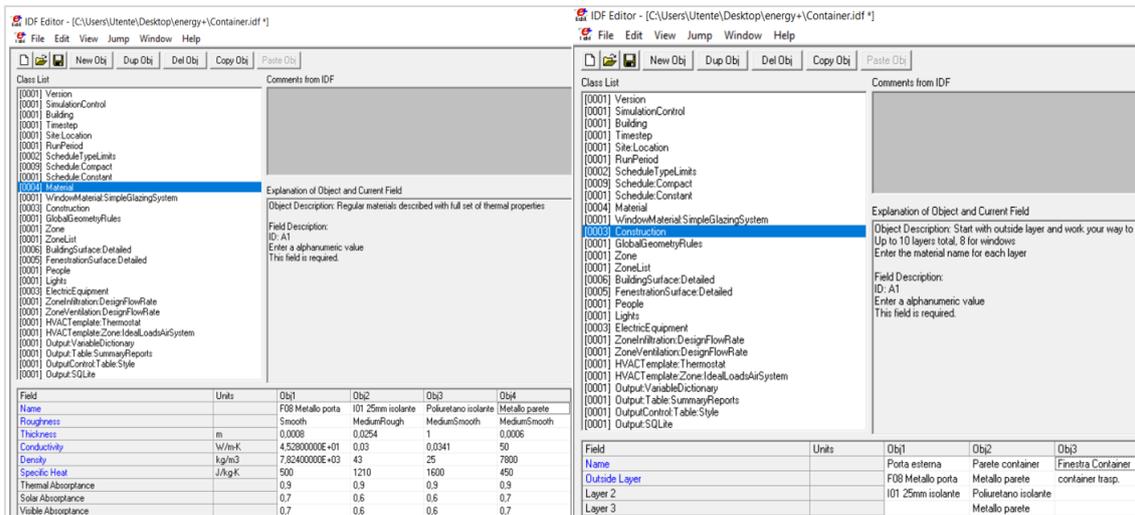


FIGURA 3-13: DETTAGLIO ENERGY PLUS SU “MATERIALS” E “CONSTRUCTION”

Successivamente, si inseriscono manualmente le informazioni relative alle persone presenti ed al loro livello di attività, all’illuminazione e al resto delle apparecchiature elettriche (i cui dettagli verranno descritti nel paragrafo successivo 3.2). In particolare, si ipotizza il loro schema di utilizzo per riuscire a tenere conto degli apporti termici interni generati.

Inoltre, si valutano le componenti di infiltrazioni e ventilazione per rendere più completo il modello. In particolare, si è considerato che la ventilazione fosse di tipo naturale cioè con le finestre aperte, e che le infiltrazioni, al contrario, si verificassero con le finestre chiuse. Si è deciso di usare il modello di calcolo, tra quelli presenti nel programma, che associa la ventilazione all’occupazione ed al relativo livello di attività.

Le finestre dunque restano aperte per permettere all’abitazione di cambiare l’aria durante le ore dei pasti e in nessun altro orario date le basse temperature esterne. In questi orari si considera che il nucleo familiare di riferimento, il quale è stato considerato in media formato da 5 persone, sia presente al completo.

Per quanto riguarda l’impianto termico si sceglie un sistema ideale proprio per permetterci di valutare il fabbisogno di cui l’abitazione necessita. Si inserisce dunque un termostato sul quale si imposta una temperatura di set point per il riscaldamento, che nel nostro caso si è già visto corrispondere a 20 °C.

Facendo quindi partire dal launcher la simulazione per la prima volta, si crea un file espanso (*expidf*) che, riportato in formato idf, mostra i collegamenti già svolti dal software in maniera automatica rispetto al sistema ideale e alle relative zone termiche. Altro elemento importante che si crea automaticamente è un template relativo all’HVAC che può assumere valori da 1 a 4, dove a ogni valore corrisponde quale uso dell’impianto

si vuole simulare. Nel nostro caso, ad esempio si è scelto il valore “1” corrispondente al solo riscaldamento.

Infine, si sono selezionati gli output da visualizzare per eseguire il confronto. Sono stati scelti:

- l’energia di riscaldamento fornita dall’aria di alimentazione del sistema ideale;
- la temperatura esterna di bulbo secco;
- la temperatura media raggiunta nel container.

Si riporta di seguito il grafico con l’andamento delle variabili considerate su base giornaliera.

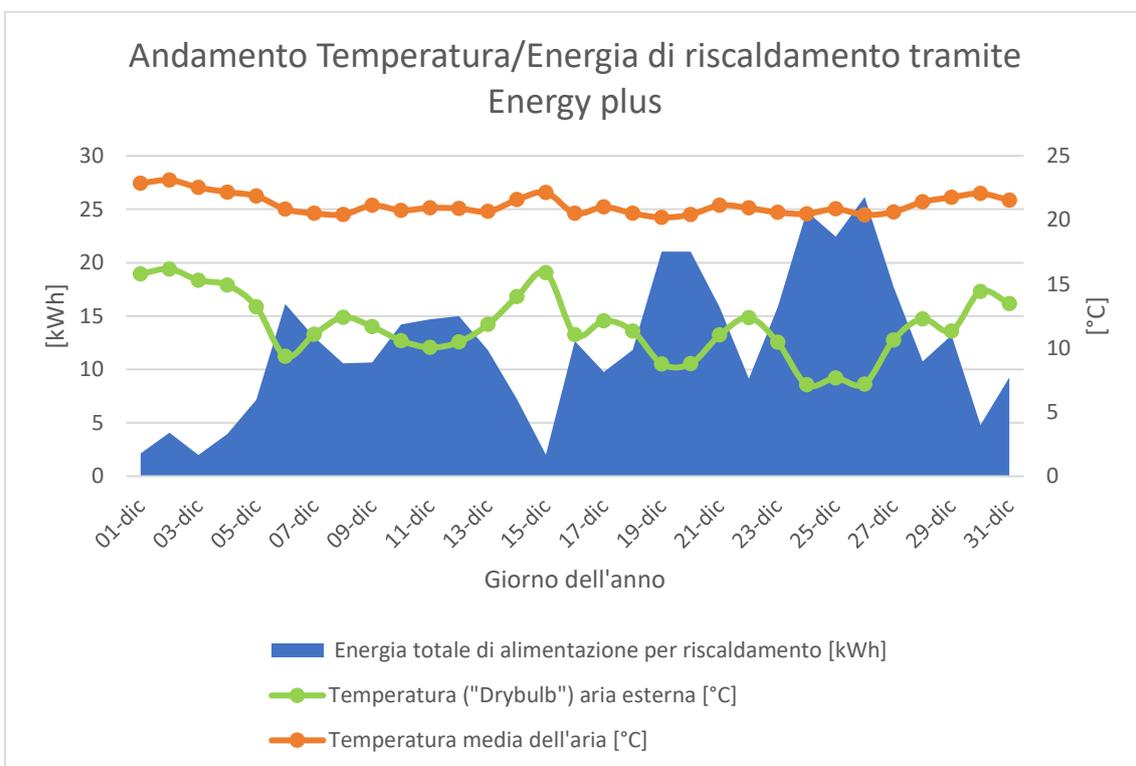


FIGURA 3-14: VALORI DI FABBISOGNO TERMICO, TEMPERATURA ESTERNA DI BULBO SECCO E TEMPERATURA MEDIA GIORNALIERI ESTRAPOLATI ATTRAVERSO IL SOFTWARE ENERGY PLUS

Si nota subito come l’energia utilizzata aumenti in maniera direttamente proporzionale alla differenza fra le due temperature. Questo andamento risulta coerente al fatto che bisogna fornire più energia al sistema per colmare il divario fra interno ed esterno e che la stragrande maggioranza dell’energia richiesta dal container dipenda principalmente da questa differenza.

Il confronto finale mostra un fabbisogno termico per il mese di dicembre calcolato con il software *Energy plus* pari a circa 381 kWhth contro il valore calcolato con *Termus-BIM* di 390 kWhth ossia uno scostamento nei risultati, relativo ai dati meteorologici della

città di Catania, di poco meno del 2,6 %. Una differenza così lieve è sinonimo di una modellizzazione più che accettabile del sistema che stiamo analizzando.

Lo scostamento tra i due risultati con dettaglio giornaliero è dovuto, almeno in parte, al modo in cui i due software tengono in considerazione gli apporti interni e anche alle strategie utilizzate riguardo i ricambi d'aria, le infiltrazioni e in generale tutta la ventilazione.

Questa differenza di computazione fra i due software risulta molto più evidente se mostrata con dettaglio orario.

Prendendo in considerazione un giorno di dicembre, in particolare il 16 (che come si vedrà nel capitolo 4 risulterà essere il giorno peggiore), si nota che si ottengono degli andamenti molto simili della temperatura esterna nonostante una differenza fra i rispettivi valori, che comunque non supera mediamente il 3,71 % ( fig. 3-15).

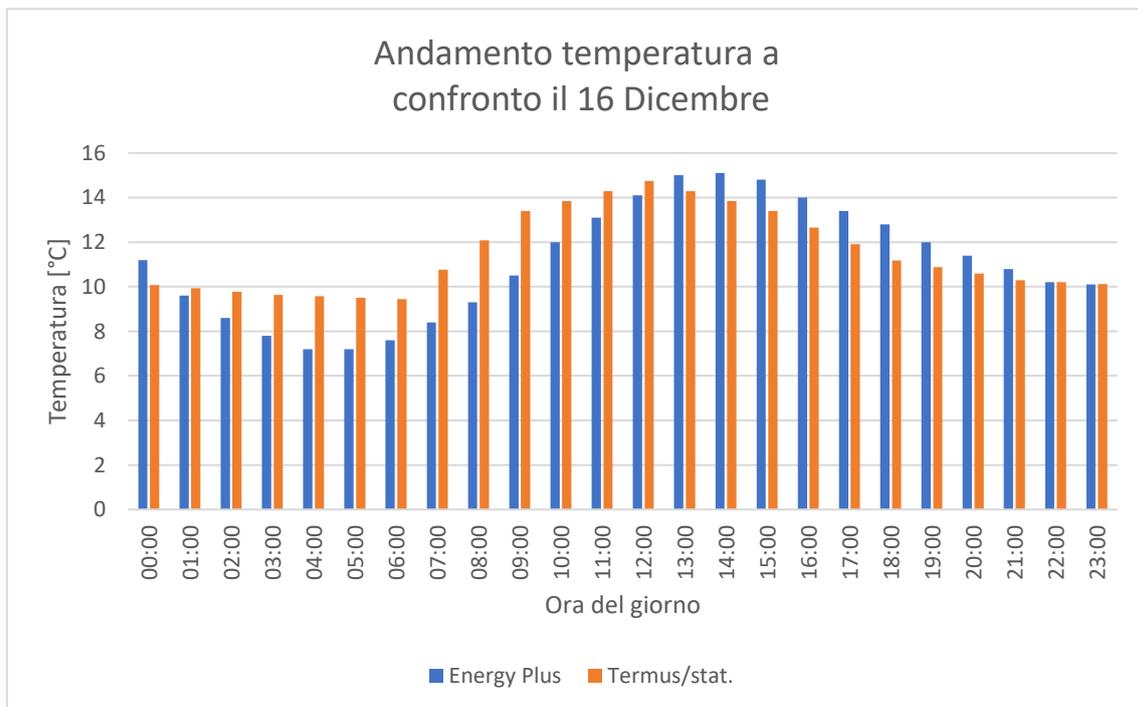


FIGURA 3-15: CONFRONTO FRA GLI ANDAMENTI DELLE TEMPERATURE ESTERNE CON IL SOFTWARE *ENERGY PLUS* ED IL SOFTWARE *TERMUS-BIM* USATO COME BASE PER IL METODO STATISTICO MODELLIZZATO SU EXCEL.

L'energia, idealmente richiesta per sopperire al fabbisogno termico dell'abitazione, può invece essere rappresentata attraverso la figura seguente:

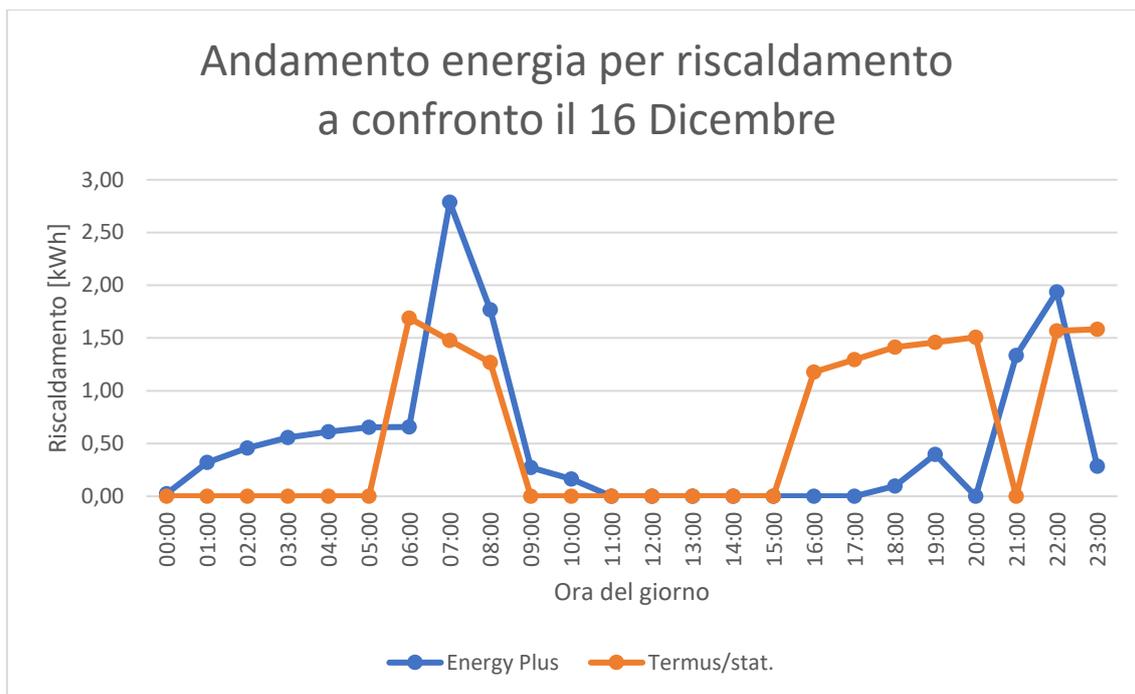


FIGURA 3-16: CONFRONTO FRA GLI ANDAMENTI DELLE TEMPERATURE ESTERNE CON IL SOFTWARE *ENERGY PLUS* ED IL SOFTWARE *TERMUS-BIM* USATO COME BASE PER IL METODO STATISTICO MODELLIZZATO SU EXCEL.

Si capisce subito che l'andamento dell'energia segue in maniera inversa quello della temperatura per entrambi i software ma in modo diverso a seconda delle strategie di accensione e spegnimento e, in piccola percentuale, anche dagli apporti interni.

La differenza media oraria percentuale tra le due metodologie per tutta la giornata del 16 dicembre non supera il 14,65 %.

### 3.2 Fabbisogno elettrico

Per il calcolo del fabbisogno elettrico, si parte proprio dal componente dal quale dipende il contributo appena analizzato, che è la pompa di calore (p.d.c. nel seguito). La pompa di calore è stata dimensionata partendo dalla stima dei carichi termici esposta nel paragrafo precedente, considerando le ore giornaliere di funzionamento previste dalla zona termica. Quindi, si è valutata la richiesta di picco per il riscaldamento ed il raffrescamento e si è scelto di utilizzare la p.d.c. della *Mitsubishi Electric* modello *MSZ-HR25VF*, le cui informazioni rilevanti della scheda tecnica sono riportate nella tabella (3-3).

TABELLA 3-3: SPECIFICHE TECNICHE DELLA P.D.C. *MSZ-HR25VF* DI MITSUBISHI ELECTRIC

<b>Specifiche tecniche DC INVERTER / POMPA DI CALORE</b>				
MODELLO		SET		MSZ - HR25VF
		Unità interna		MSZ-HR25VF
		Unità esterna		MUZ-HR25VF
Alimentazione	Tensione/Freq./Fasi	V/Hz/n°		230 / 50 / 1
	Lato alimentazione			
Raffreddamento	Capacità nominale (min/max)	T=+35°C	kW	2,5 (0,5 - 2,9)
	Potenza assorbita nominale	T=+35°C	kW	0,8
	EER			3,1
	Carico teorico (PdesignC)	T=+35°C	kW	2,5
	SEER <sup>3</sup>			6,2
	Classe di efficienza energetica			
	Consumo energetico annuo <sup>3</sup>		kWh/a	141
Riscaldamento stagione media	Capacità nominale (min/max)	T=+7°C	kW	3,15 (0,7 - 3,5)
	Potenza assorbita nominale	T=+7°C	kW	0,85
	COP			3,71
	Carico teorico (Pdesignh)	T=-10°C	kW	1,9
	SCOP <sup>3</sup>			4,3
	Classe di efficienza energetica			
	Consumo energetico annuo <sup>3</sup>		kWh/a	614
Riscaldamento stagione calda	SCOP <sup>3</sup>			5,3
	Classe di efficienza energetica			

Dunque, passando attraverso i valori prestazionali di conversione di energia SCOP e SEER [4] si è passato al consumo energetico orario dell'impianto.

Gli altri carichi elettrici sono stati selezionati in accordo con gli assetti trovati dei container e con i piani regolatori esistenti [1]. Nella tabella seguente (tab. 3-4) vediamo riassunti i carichi elettrici considerati rilevanti per la valutazione del fabbisogno complessivo da soddisfare.

TABELLA 3-4: POTENZE CARICHI ELETTRICI RIFERITI AL CONTAINER

Tipo di carico	Potenza attiva "P" [W]
<b>Frigorifero</b>	50
<b>Cucina elettrica</b>	2000
<b>TV</b>	260
<b>Illuminazione</b>	90

Si suppone che tutti i carichi siano utilizzati con una tensione di 230 V a una frequenza di 50 Hz con un  $\cos(\varphi) = 0,9$ . Non si è fatto esplicito riferimento al soddisfacimento di un possibile carico riferito all'ACS poiché si è ipotizzata l'installazione di un pannello solare termico in forma "stand-alone" sul tetto del container, il cui studio però non sarà effettuato in questa tesi.

Il contributo dei singoli carichi, rispetto al totale, è mostrato in fig. (3-17).

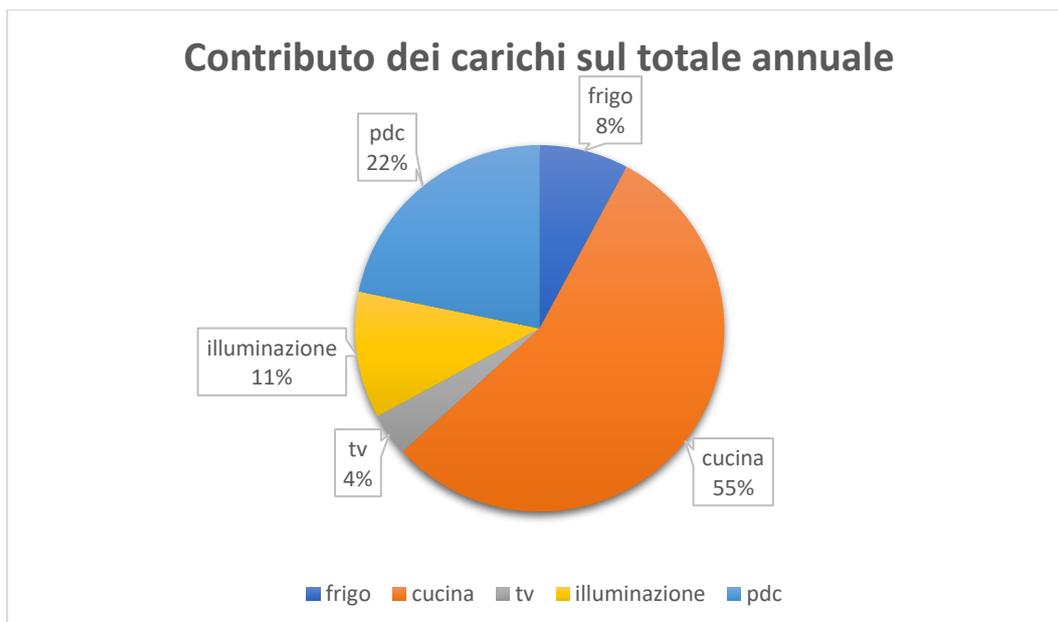


FIGURA 3-17: RIPARTIZIONE DEL CONTRIBUTO DEI SINGOLI CARICHI ELETTRICI PRESENTI NEL CONTAINER

Di tale contributo, quello riguardante il lavoro svolto dalla pompa di calore è suddiviso così come mostrato in fig. (3-18).

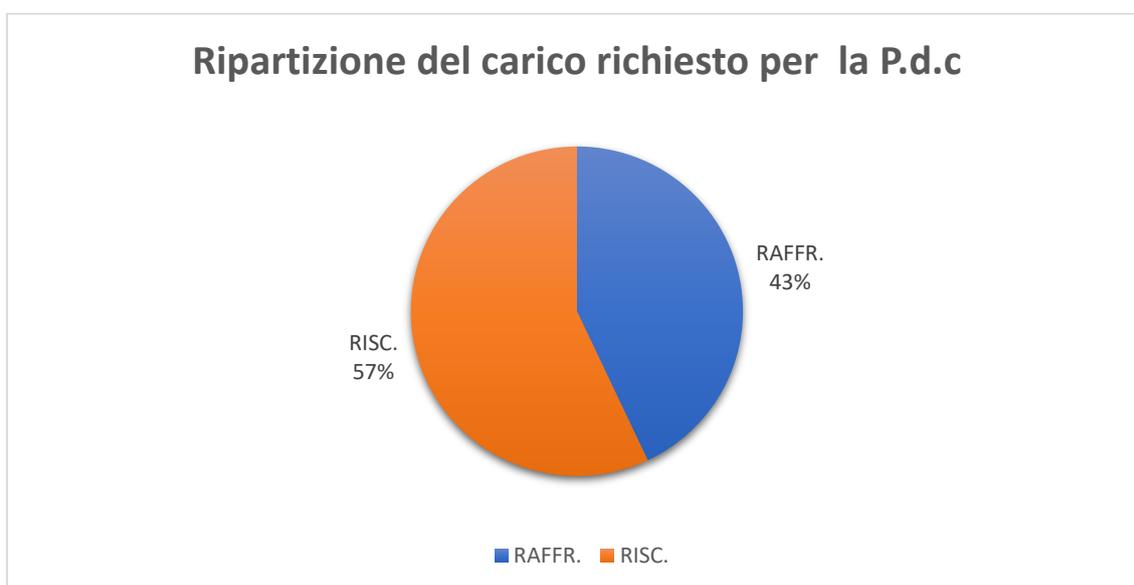


FIGURA 3-18: RIPARTIZIONE DEL FABBISOGNO NECESSARIO PER IL FUNZIONAMENTO DELLA POMPA DI CALORE

La motivazione alla base della differenza di peso tra la quota di riscaldamento e di raffrescamento nel fabbisogno termico ed in quello elettrico da soddisfare sta nei differenti valori di SCOP e SEER della p.d.c scelta. In questo caso la p.d.c ha un SEER quasi 1,5 volte lo SCOP, il che indica una tendenza ad un fabbisogno elettrico per il raffrescamento ridotto rispetto a quello per il riscaldamento. Da questo dettaglio, visto

il luogo geografico e i fabbisogni di riferimento, possiamo affermare di aver effettuato una buona scelta della pompa di calore. A questo punto, sommando i contributi di tutti i carichi elettrici, compresa la p.d.c., si ottiene il fabbisogno elettrico totale da soddisfare con dettaglio orario. Volendo estendere il dettaglio per valori mensili abbiamo i valori riportati nella tabella seguente (3-5).

TABELLA 3-5: DETTAGLIO MENSILE DEI FABBISOGNI ELETTRICI CON CONTRIBUTO DELLA PDC (ROSSO = RISCALDAMENTO, AZZURRO = RAFFRESCAMENTO)

Mese	Fabbisogno [kWhel]	Di cui PDC [kWhel]
<b>Gennaio</b>	332,96	105,87
<b>Febbraio</b>	308,92	106,32
<b>Marzo</b>	296,47	74,96
<b>Aprile</b>	211,67	0
<b>Maggio</b>	238,56	25,42
<b>Giugno</b>	284,62	63,96
<b>Luglio</b>	324,42	96,39
<b>Agosto</b>	328,28	94,68
<b>Settembre</b>	239,95	28,28
<b>Ottobre</b>	227,99	6,47
<b>Novembre</b>	245,15	28,08
<b>Dicembre</b>	329,95	102,86
<b>Totale</b>	3368,95	733,29

Complessivamente, il valore totale di carico da soddisfare è di circa 3.369 kWh all'anno. Se fossimo collegati alla rete questo corrisponderebbe esattamente all'energia elettrica che questa, o il gruppo elettrogeno in caso di rete guasta, dovrebbe fornire.

Partendo da questa considerazione è possibile valutare l'inserimento di impianti realizzati con generatori alimentati da fonti rinnovabili e tutte le relative strategie associate (accumulo, smart-grid, ecc.) al fine di realizzare un sistema modulare capace di soddisfare, anche solo in buona parte, il fabbisogno energetico richiesto dalla situazione emergenziale.

## 4. Studio e dimensionamento degli impianti per la generazione fotovoltaica

### 4.1 Il modulo (o pannello) fotovoltaico

#### 4.1.1 celle e moduli fotovoltaici

La cella fotovoltaica rappresenta la base di un sistema fotovoltaico. Essa solitamente ha una superficie che generalmente misura 100 cm<sup>2</sup>, anche se sul mercato se ne possono trovare anche di dimensioni maggiori, è di forma quadrata e può essere costituita da diversi tipi di materiale.

Circa l'80% delle celle è realizzata in silicio poli o mono cristallino, l'altro 20% è coperto principalmente dalla tecnologia amorfa. Le celle costituite da sottili cristalli di silicio sono molto fragili e dunque poco resistenti a sforzi meccanici o deformazioni, per cui sono appoggiate su supporti rigidi prima di essere assemblate una accanto all'altra con i relativi collegamenti elettrici, in modo da formare un modulo fotovoltaico.

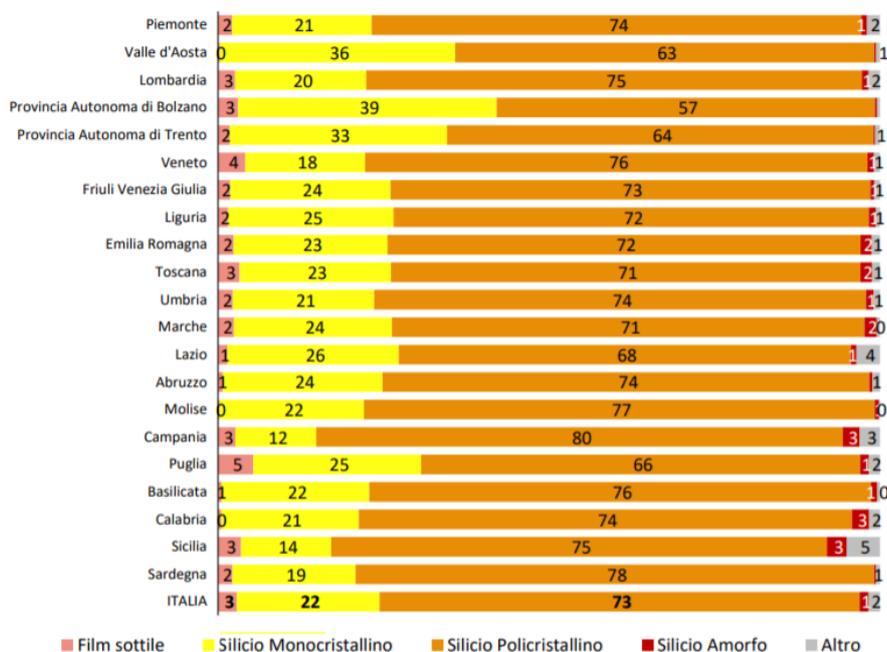


FIGURA 4-1: DIFFUSIONE TIPOLOGIE DI FOTOVOLTAICO PER REGIONE IN ITALIA NEL 2019 [2]

- Celle in silicio monocristallino: hanno un grado di purezza più elevato rispetto a quelle in policristallino ed hanno un'efficienza maggiore (dal 14 al 17%). Per questo motivo, risultano più costose. Hanno uno spessore che varia tra i 0,2 e i 0,3 mm e sono garantite per 25 anni, anche se la loro vita può arrivare anche a 30 anni.



FIGURA 4-2: ESEMPIO DI PANNELLO IN SILICIO MONOCRISTALLINO [5]

- Celle in silicio policristallino: hanno un'efficienza che va dal 12 al 14%. Si realizzano riciclando componenti elettronici scartati, ossia il cosiddetto "scrap di silicio", il quale viene rifuso per ottenere una composizione cristallina compatta.



FIGURA 4-3: ESEMPIO DI PANNELLO IN SILICIO POLICRISTALLINO [5]

- Silicio amorfo: celle basate sulla tecnologia a "film sottile", presentano una bassa efficienza (8-11%) ma sono molto più economiche dal momento che per la produzione necessitano di temperature di processo più basse (300-500°C) e l'integrazione delle celle avviene simultaneamente alla loro produzione.



FIGURA 4-4: ESEMPIO DI PANNELLO IN SILICIO AMORFO [5]

Le ragioni per le quali il silicio è il materiale più utilizzato nella realizzazione delle celle sono molteplici. In parte questo è dovuto al fatto che tale materiale è presente sulla Terra in quantità pressoché illimitata e facilmente reperibile. Inoltre, un'altra sua importante caratteristica è la non tossicità. Infine, tale materiale è un semiconduttore molto noto, in quanto estremamente diffuso nell'industria elettronica.

La dimensione dello spigolo delle celle assemblate nei moduli fino a qualche anno fa si aggirava sugli 8 cm. Recentemente, per cercare di massimizzare la superficie attiva, sono state raggiunti anche i 10 cm per celle in silicio monocristallino e i 12-15 cm per celle in silicio policristallino. L'ampiezza della superficie di cella è molto significativa in quanto il suo incremento è direttamente proporzionale alla crescita di potenza.

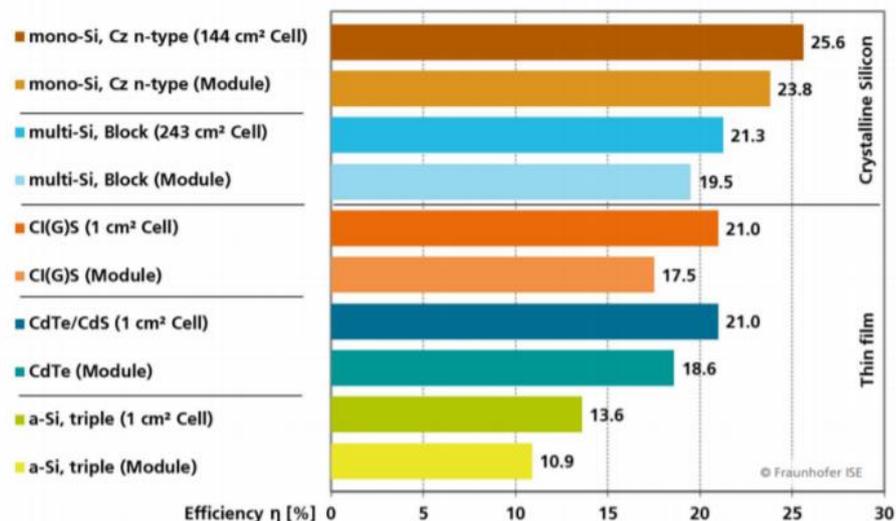


FIGURA 4-5 EFFICIENZE A CONFRONTO TRA TECNOLOGIE DI COSTRUZIONE DEL MODULO PV [5]

#### 4.1.2 curva tensione/corrente e MPPT

In prima approssimazione, la cella fotovoltaica può essere rappresentata mediante un circuito equivalente composto da un generatore ideale di corrente (che rappresenta la corrente fotogenerata), un diodo reale in antiparallelo al generatore di corrente e due resistenze, una in serie e una in parallelo.

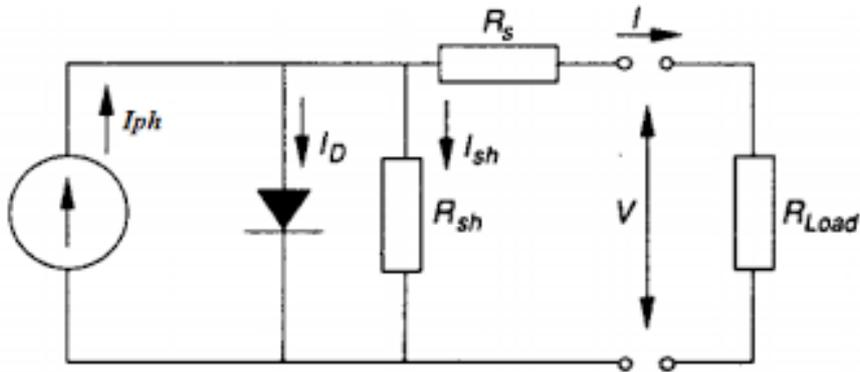


FIGURA 4-6: CIRCUITO EQUIVALENTE DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA

$I_{ph}$  rappresenta la corrente fotogenerata dalla cella. Questa risulta proporzionale all'irradianza  $G$  mediante la seguente formula:

$$I_{ph} = K \cdot A \cdot G \quad (4-1)$$

Dove:

- $A$  è la superficie della cella esposta alla radiazione solare;
- $G$  è l'irradianza [ $W/m^2$ ];
- $K$  è la risposta spettrale media [ $A/W$ ].

$I_D$  è la corrente che attraversa il diodo, descrivibile quantitativamente dalla formula:

$$I_D = I_0 \cdot \exp\left(\frac{q \cdot U_D}{m \cdot k \cdot T}\right) - I_0 \quad (4-2)$$

Dove:

- $I_0$  è la corrente di saturazione inversa del diodo [A];
- $q$  è la carica dell'elettrone che vale  $1,6 \cdot 10^{-19}$  [C];
- $U_D$  è la tensione ai capi del diodo [V];
- $m$  è il fattore di idealità della giunzione;

- $k$  è la costante di Boltzmann che vale  $1,380649 \cdot 10^{-23}$  [J/K];
- $T$  è la temperatura assoluta della cella [K].

$R_{sh}$  è la resistenza in parallelo che modella le correnti che scorrono lungo le superfici laterali non perfettamente isolate. Qualora  $R_{sh}$  tendesse all'infinito, nella cella non vi sarebbero perdite dovute all'isolamento elettrico non perfetto.  $R_{sh}$  può essere aumentata migliorando l'isolamento delle superfici laterali.

$R_s$  è la somma di resistenza volumica del semiconduttore, delle resistenze di contatto e di quelle degli elettrodi. Aumentando le dimensioni degli elettrodi, la resistenza in serie si riduce, riducendo di conseguenza le perdite.

Pertanto, l'equazione che lega le correnti nel circuito equivalente è la seguente:

$$I = I_{ph} - I_D - \frac{U_D}{R_{sh}} \quad (4-3)$$

Dove  $I$  sarà la corrente applicata al carico esterno.

L'equazione per le tensioni risulta quindi essere:

$$U = U_D - R_s \cdot I \quad (4-4)$$

Dove  $U$  è la tensione applicata al carico esterno.

Sostituendo l'equazione che lega le correnti in quella che lega le tensioni, si ottiene la formula:

$$U = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{ph} - \left(1 - \frac{R_s}{R_{sh}}\right) I - \frac{U_D}{R_{sh}} + I_0}{I_0} \right) \cdot R_s \cdot I \quad (4-5)$$

Tenendo conto del fatto che  $R_s \ll R_{sh}$ , il termine  $\frac{U_D}{R_{sh}}$  risulta trascurabile.

$$U = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - R_s \cdot I \quad (4-6)$$

La formula (4-6) descrive l'andamento della tensione in funzione della corrente generata dalla cella fotovoltaica e trasferita al carico.

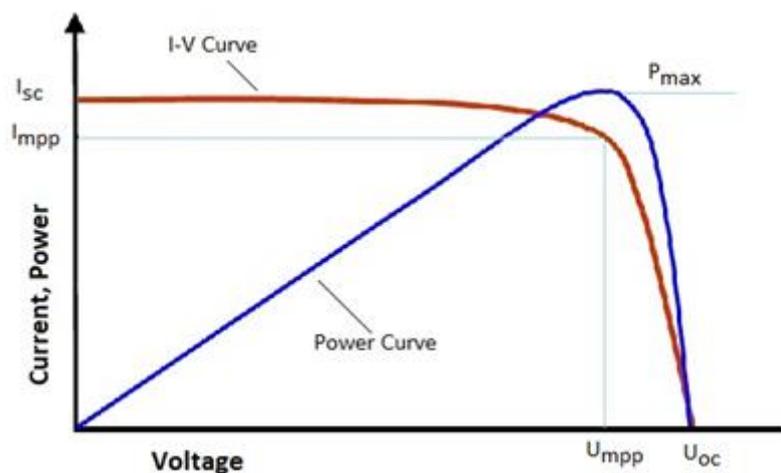


FIGURA 4-7: CURVA TENSIONE-CORRENTE DEL CIRCUITO EQUIVALENTE DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA

La curva  $I(U)$  è la curva di potenza di una cella fotovoltaica. La curva blu in figura (4-7) rappresenta la potenza generata dalla cella fotovoltaica, fissando irradianza e temperatura.

La potenza dipende infatti da tensione e corrente, mediante la formula (4-7):

$$P = U \cdot I \quad (4-7)$$

Come si vede dal grafico, la tensione di massima potenza  $U_{mpp}$  è minore della tensione a circuito aperto  $U_{oc}$ , lo stesso vale per la corrente di massima potenza  $I_{mpp}$  che è minore della corrente di corto circuito  $I_{sc}$ .

In corto circuito, la corrente erogata è massima e la tensione è nulla; a circuito aperto, la tensione è massima e la corrente è nulla. Annullando la corrente nella formula che descrive la tensione in funzione della corrente, si ottiene la tensione a circuito aperto  $U_{oc}$ , ovvero a vuoto, con la (4-8).

$$U_{oc} = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{ph} + I_0}{I_0} \right) \quad (4-8)$$

Annullando invece il valore della tensione, esplicitando la corrente, si ottiene l'equazione (4-9), equazione per la corrente di corto circuito  $I_{sc}$ :

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \cdot \left[ \exp \left( \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot R_s \cdot I \right) - 1 \right] \quad (4-9)$$

Ipotizzando  $R_s$  trascurabile, e riprendendo la (4.1) si può ipotizzare l'eguaglianza espressa dalla (4-10).

$$I_{sc} = I_{ph} \quad (4-10)$$

Nella realtà, la cella fotovoltaica ha una caratteristica che si estende anche nel secondo e quarto quadrante del grafico corrente-tensione. Nel secondo quadrante, la cella funziona da utilizzatore con una tensione negativa e una corrente positiva, nel quarto quadrante, invece, la tensione è positiva ma la corrente risulta negativa.

La cella può lavorare come utilizzatore fintanto che i punti di lavoro cadono dentro l'iperbole di massima potenza dissipabile dalla cella. Inoltre, se la tensione inversa dovesse superare la tensione di breakdown (qualche decina di volt per celle in silicio), si avrebbe il suo danneggiamento irreversibile dovuto al surriscaldamento eccessivo.

Da ciò risulta evidente la necessità di utilizzare un sistema capace di trovare e variare istantaneamente il punto della curva corrispondente alla massima produzione di potenza per tutto il sistema fotovoltaico considerato.

L'MPPT (maximum power point tracker) è il componente fisico che ha l'esatto scopo di individuare, istante per istante, quel particolare punto sulla caratteristica I-V dei moduli fotovoltaici per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico posto a valle (l'utenza). Questo si rende necessario poiché all'interno di una stessa giornata, modificandosi le condizioni di irradianza e temperatura sulle superficie dei pannelli, si modifica anche la curva tensione-corrente e questa variazione provoca lo spostamento del punto di massima potenza.

Nei nuovi impianti, le caratteristiche di funzionamento principali possono essere così riassunte [6]:

- Possibilità di inseguimento della  $P_{max}$  con efficienza >98% per ampio intervallo di irradianza (da 20 a 1000 W/m<sup>2</sup>) e di tensione (da 100 a 600 V);
- Sensibilità a brusche variazioni di irradianza (passaggio di nuvole) con possibile instabilità e spostamento dal punto ottimale;
- Inglobamento negli inverter per connessione alla rete.

#### 4.1.3 Dimensionamento e perdite impianto fotovoltaico

La differenza tra le prestazioni che un modulo è in grado di offrire secondo le sue caratteristiche nominali e quanto effettivamente produce in condizioni outdoor può essere denominata "perdita". Essa deriva da 5 punti fondamentali:

- Perdita per riflessione della luce (si ha con incidenza della luce non perpendicolare al piano del modulo);
- Perdita per polarizzazione (si ha con luce polarizzata);
- Effetti spettrali;
- Perdita per basso irraggiamento;
- Effetto della temperatura.

Le metodologie di calcolo scelte con le quali si può tenere conto di queste perdite possono essere principalmente di due tipi:

- a) Sottrazione delle perdite dal valore massimo ottenibile. Ossia, partendo ad esempio dal 100 % ottenibile da un valore ( $P_{100}$ ), sottrarre tutte le quantità che rappresentano le varie perdite sopracitate ( $P_{loss}$ );

$$P_{real} = P_{100} - \sum_{i=1}^{n=\# \text{ of loss}} P_{i,loss} \quad (4-11)$$

- b) Moltiplicazione dei coefficienti di perdita rispetto al valore massimo. In questo caso si va a moltiplicare la potenza massima ottenibile ( $P_{100}$ ), con i vari rendimenti o efficienze che determinano una perdita rispetto al massimo valore ottenibile ( $\eta_{i,loss}$ ). Con questo metodo si ottiene una perdita più contenuta rispetto alla precedente ma, nel contesto analizzato, sperimentalmente più accurata,

$$P_{real} = P_{100} \cdot \prod_{i=1}^{n=\# \text{ of loss}} \eta_{i,loss} \quad (4-12)$$

Avendo scelto quest'ultimo approccio per la nostra analisi, si vanno ora a esplicitare i termini che determineranno il metodo di calcolo utilizzato per il modello da implementare.

Senza considerare perdite e calo di prestazioni di alcun genere, si può esprimere la potenza generata da un impianto fotovoltaico come:

$$P_{FV}(t) = G_i(t) \cdot A_{tot} \cdot \eta_{STC} \quad (4-13)$$

Dove:

- $G_i(t)$  è l'irradianza alla quale è sottoposto il pannello all'inclinazione analizzata;
- $A_{tot}$  è l'area utile complessiva dei pannelli installati
- $\eta_{STC}$  è il rendimento del singolo modulo fotovoltaico, da qui in avanti indicato anche con la nomenclatura pannello fotovoltaico, nelle condizioni standard e vale:

$$\eta_{STC} = \frac{P_{nom}}{G_{STC} \cdot A_{sp}} \quad (4-14)$$

Dove:

- $P_{nom}$  e  $A_{sp}$  sono rispettivamente la Potenza nominale e l'area utile del singolo pannello;
- $G_{STC}$  è il valore di irradianza nelle condizioni standard assunto = 1 kW/m<sup>2</sup>.

Sono due i tipi di contributo ritenuti percentualmente più rilevanti e quindi presi in considerazione per il caso studio. Il primo è relativo alle perdite dovute al basso valore di irradianza mentre il secondo alle perdite di tipo termico.

Si introduce quindi, l'efficienza di irraggiamento  $\varepsilon(Gi)$ . Questa efficienza è una funzione dell'irradianza che a sua volta è funzione del tempo. Nel nostro caso studio rientriamo nelle ipotesi di irradianza per cui se quest'ultima è considerata costante possiamo considerare costante anche l'efficienza.

In particolare, l'efficienza sarà uguale a:

$$\varepsilon(Gi) = \frac{Gi(t) - g_{lim}}{Gi(t)} \quad (4-15)$$

Dove:

- $g_{lim} = 20 \text{ W/m}^2$  e rappresenta il valore minimo di irradianza per la quale si considera un'effettiva generazione di energia da parte del fotovoltaico.

La correzione corrispondente al contributo dell'efficienza di irraggiamento risulta calcolabile come:

$$P_{FV}(t) = Gi(t) \cdot \varepsilon(Gi) \cdot A_{tot} \cdot \eta_{STC} \quad (4-16)$$

Per tenere conto, invece, delle perdite prestazionali dovute a motivi termici si introduce il concetto di temperatura di cella  $T_c$ , ossia l'effettiva temperatura che raggiunge la cella fotovoltaica istante per istante.

$$T_c = T_{amb} + \frac{NOCT - T_{air}}{G_{NOCT}} \cdot G_{tcell} \quad (4-17)$$

Dove:

- NOCT (Normal Operating Cell Temperature) è la temperatura alle condizioni operative normali. Il NOCT è determinato dalla temperatura della cella FV o del modulo, che può essere determinata con un'installazione tipica a un livello di irradianza solare di 800 W su metro quadro, temperatura ambiente di 20 ° C e in condizioni di assenza di carico. Il NOCT è generalmente fornito dal produttore ed è di circa  $45 \pm 2$  ° C per i pannelli FV monocristallini e policristallini[7];
- $T_{air} = 20^\circ\text{C}$ ;
- $G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$ ;
- $T_{amb}$  e  $G_{tcell}$  sono rispettivamente la temperatura ambiente e l'irradianza che incide sulla cella fotovoltaica (entrambi valori orari ottenuti attraverso software con database meteorologici come *PVGIS*).

La correzione corrispondente alle perdite termiche risulta calcolabile come:

$$P_{FV}(t) = G_i(t) \cdot A_{tot} \cdot \eta_{STC} \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T) \quad (4-18)$$

$\Delta T$  corrisponde alla differenza fra la temperatura di cella  $T_c$  e la temperatura in condizioni standard  $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $\gamma$  è una caratteristica del pannello fornita dal costruttore, denominata coefficiente termico della potenza massima, che equivale a una percentuale di perdita di potenza al grado centigrado [%/ $^\circ\text{C}$ ] (generalmente si aggira intorno ai  $-0.5 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ ).

Infine, l'equazione che serve per tenere conto di entrambi i contributi di perdita può essere riscritta come:

$$P_{FV}(t) = G_i(t) \cdot \varepsilon(G_i) \cdot A_{tot} \cdot \eta_{STC} \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T) \quad (4-19)$$

Riferendosi alla metodologia descritta dalla (4-11) e alla conclusione presentata nella (4-19), questa equazione può essere generalizzata includendo tutte le tipologie di perdite che si vogliono prendere in considerazione (come quelle di cella e di accoppiamento già analizzate), così come si può ritrovare in letteratura [8]:

$$P_{mpp} = P_{rated} \cdot (G_{t,cell} - G_{lim}) \cdot \prod_{i=1}^{n=\# \text{ of loss}} \eta_{i,loss} \quad (4-20)$$

#### 4.1.4 Stringhe di moduli e perdite per disaccoppiamento

Oltre a quelle appena citate vi sono anche altre perdite che possono essere prese in considerazione.

Infatti, spesso, i singoli moduli fotovoltaici non sono in grado di generare una potenza sufficiente per soddisfare i fabbisogni minimi di energia richiesti dai carichi che si vogliono alimentare. Per questo motivo si ricorre al collegamento dei moduli in serie, formando ciò che si definisce "stringa" (array).

In pratica, un impianto fotovoltaico è costituito da uno o più stringhe formate da moduli fotovoltaici collegati in serie e in parallelo. Le caratteristiche elettriche dei moduli FV sono valutate attraverso le loro curve corrente-tensione (IV) come è pratica comune per qualsiasi altro elemento elettrico. Il confronto delle curve IV di moduli FV della stessa marca e con le stesse caratteristiche nominali dimostra quasi sempre il verificarsi di disuguaglianze nel loro comportamento.

L'esistenza di una tale disuguaglianza nelle curve IV dei moduli mentre sono collegati in una rete serie-parallelo fa sì che la potenza di uscita dell'array sia inferiore alla somma della massima potenza di uscita potenziale dei moduli. La rispettiva perdita di potenza dovuta a questo meccanismo è chiamata perdita di disaccoppiamento (mismatching) e la sua percentuale è formulata come segue:

$$\text{MML}\% = 100 \left( \frac{\sum_i P_{MPP}^{mod,i} - P_{MPP}^{arr}}{P_{MPP}^{arr}} \right) \quad (4-21)$$

Dove:

- MML% è la percentuale di perdite per disaccoppiamento
- $P_{MPP}^{mod,i}$  è la potenza massima prodotta dall'i-esimo modulo se funziona in modo indipendente,
- $P_{MPP}^{arr}$  è la potenza di uscita dell'intero array.

Va sottolineato che la disuguaglianza delle curve IV dei moduli, denominata anche mancata corrispondenza IV, potrebbe verificarsi a causa di vari fattori. La maggior parte di questi fattori provoca una mancata corrispondenza IV permanente, mentre risultano fattori temporanei l'ombreggiatura parziale o l'illuminazione non uniforme. I fattori temporanei di questo ultima tipologia non sono considerati in questo caso.

Come accennato in precedenza, la perdita di potenza per mancata corrispondenza IV in un campo fotovoltaico è il risultato della stessa tra i suoi moduli costituenti. Maggiore è la variazione presente nelle curve IV dei moduli, maggiore è la perdita di potenza risultante per il disaccoppiamento. Le tecniche convenzionali di ordinamento dei moduli si basano su questo fenomeno. In altre parole, queste tecniche riducono le perdite minimizzando la variazione di uno dei parametri caratteristici.

Ad esempio, se un array è configurato in serie parallela (SP), tecniche di ordinamento per corrente di cortocircuito ( $I_{SC}$ ), corrente alla massima potenza ( $I_{MPP}$ ) o potenza massima ( $P_{MPP}$ ) consistono nel mettere il modulo con una quantità minore rispettivamente di  $I_{SC}$ ,  $I_{MPP}$  o  $P_{MPP}$ , accanto al successivo della stringa.

Lo svantaggio di questa tecnica è che non considera contemporaneamente la variazione della corrente del modulo alla massima potenza ( $I_{MPP}$ ) all'interno di stringhe e della tensione di stringa alla massima potenza ( $V_{MPP}^{str}$ ) all'interno dell'array come i due fattori determinanti della potenza di uscita dell'array. Una nuova soluzione al problema delle perdite per mismatching consiste nel gestire entrambi i fattori contemporaneamente; così facendo le perdite risultano ridotte in modo più efficace. Questa tecnica utilizza un sistema adattato per trovare, tra tutte le possibili disposizioni dei moduli in un array, quello che restituisce il minor numero possibile di perdite per disaccoppiamento.

Studi precedenti [9] su varie tecniche di riduzione delle perdite causati da disaccoppiamento riportano risultati differenti rispetto al tipo di modulo scelto e alla tecnica di collegamento come riportato nella tabella seguente:

TABELLA 4-1: PERDITE PER MISMATCHING CON DIVERSE CONFIGURAZIONI E PANNELLI FV

Arrangement	MML (%)		
	<i>Mono 1A</i>	<i>Poly 3B</i>	<i>Hybrid 2B</i>
Default arrangement	0.8	1.2	3.3
Sorting by $I_{SC}$	0.7	1.5	17.0
Sorting by $I_{MPP}$	0.7	1.2	17.0
Sorting by $P_{MPP}$	0.6	1.2	15.5
GA using High radiation I-V curves	0.8	1.0	0.2
GA using Medium radiation I-V curves	0.9	0.9	0.2
GA using Low radiation I-V curves	0.4	1.0	0.2

A questo si può aggiungere che, in termini generali, le perdite di mismatch sono di circa l'1% per impianti di piccola potenza (W), del 3-4% per medie potenze (kW) e del 5-6% per grandi potenze (MW). Un buon progetto consente di mantenere tali perdite entro circa l'1-2% della producibilità.

#### 4.1.5 Impianto fotovoltaico per il caso studio proposto

Il pannello fotovoltaico scelto per la simulazione del soddisfacimento del carico nel nostro caso studio è un pannello commerciale della *Futurasun* modello *Busbar FU 300 M*, il cui modulo è di tipo monocristallino a 60 celle e le caratteristiche tecniche sono riportate nelle tabelle 4.5 e 4.6. Inoltre, attraverso il software *PVGIS*, è stato possibile individuare gli angoli di inclinazione e orientamento ottimali per il pannello, in accordo con la locazione geografica scelta, per il nostro caso studio. Nel dettaglio, la soluzione ottimale proposta è un angolo di inclinazione (*slope*) di 32 deg e un angolo di orientazione (*Azimuth*) di -7 deg.

**TABELLA 4-2: CARATTERISTICHE ELETTRICHE DEL MODULO FOTOVOLTAICO**

CARATTERISTICHE ELETTRICHE		
MODULO	FU 300 M	
<i>Standard Test Conditions STC: 1000 W/sqm - AM 1,5 - 25 °C</i>		
Potenza del modulo (Pmax)	W	300
Tensione di circuito aperto (Voc)	V	40,16
Corrente di corto circuito (Isc)	A	9,59
Tensione di massima potenza (Vmpp)	V	32,6
Corrente di massima potenza (Impp)	A	9,21
Efficienza modulo	%	18,37
<i>Nominal Module Operating Temperature NMOT: 800 W/mq - T=45 °C - AM 1,5</i>		
Massima Potenza (Pmax)	W	220,36
Tensione di circuito aperto (Voc)	V	37,04
Corrente di corto circuito (Isc)	A	7,89
Tensione di massima potenza (Vmpp)	V	29,50
Corrente di massima potenza (Impp)	A	7,47

**TABELLA 4-3: CARATTERISTICHE OPERATIVE DEL MODULO FOTOVOLTAICO**

CARATTERISTICHE OPERATIVE		
Coefficiente di temperatura Isc	%/°C	0,0344
Coefficiente di temperatura Voc	%/°C	-0,273
Coefficiente di temperatura Pmax	%/°C	-0,389
NMOT *	°C	45
Temperatura di esercizio	°C	da -40 a +85

\* Nominal Module Operating Temperature

È già stato affermato che la potenza generabile dall'impianto fotovoltaico è direttamente proporzionale all'irraggiamento a cui è sottoposto ogni singolo pannello, purtroppo, questo valore è in realtà soggetto a una riduzione di prestazioni dovuta a fattori di varia origine. La maggior parte di questi fattori, con la relativa perdita prestazionale, sono già stati analizzati in precedenti lavori di tesi e sono reperibili in letteratura [8].

Al fine di scegliere un opportuno numero di pannelli, quindi dimensionare l'impianto, si è partiti dal giorno peggiore, ossia quello che corrisponde alla situazione con l'irradianza minore e il carico maggiore. Nel nostro caso, quel giorno è il 16 dicembre con un irradianza giornaliera media del valore di  $6,365 \text{ kW/m}^2$  e un carico giornaliero medio di  $9,826 \text{ kW}$ . Mentre il giorno migliore è il 9 aprile coerentemente con l'impostazione che

la pompa di calore non è in funzione in quel mese e quindi non vi è il contributo nella definizione del fabbisogno.

Partendo dal semplice concetto per cui:

$$A_{tot} = A_{sp} \cdot n^{\circ}pannelli \quad (4-22)$$

Dove  $A_{sp} = 1.6 \text{ m}^2$ .

Imponendo l'eguaglianza tra la produzione fotovoltaica e il carico giornaliero nel giorno con la situazione peggiore, si ricava la superficie totale richiesta e quindi il numero di pannelli che si prevede di dover installare. In questo modo si ricava il numero utile di pannelli che per il caso studio è 13.

Va fatta però una considerazione riguardo la comodità pratica e applicativa sulla possibilità di scegliere un numero di pannelli, facilmente gestibile in termini di spazio e di installazioni in serie, che vede la scelta di un numero primo di pannelli poco efficace in termini di modularità. Per questo, sovradimensionando leggermente l'impianto si preferisce sceglierne 14.

## 4.2 Inverter e strategia di funzionamento

### 4.2.1 Inverter tradizionali e inverter ibridi

L'inverter tradizionale è considerato l'elemento chiave di ogni impianto fotovoltaico: esso permette di convertire la corrente continua derivante dai generatori fotovoltaici in corrente alternata da immettere nella rete di distribuzione collegata al sistema elettrico nazionale. Contemporaneamente, esso controlla e monitora l'intero impianto. Da un lato garantisce che i moduli fotovoltaici funzionino sempre al massimo delle loro prestazioni (MPPT), dall'altro monitora costantemente la rete pubblica ed è responsabile per il rispetto di vari criteri di sicurezza.

Esso, inoltre, divide il circuito elettrico in due parti ben distinte e proprio per questo spesso si fa riferimento di componenti a valle e a monte dell'inverter.

Passando in rassegna le tipologie di configurazione più semplici e diffuse per gli inverter si hanno tre diversi sistemi per l'erogazione di energia all'interno del gruppo degli impianti connessi in rete:

- Inverter centralizzato, con connessione in serie e parallelo dei moduli fotovoltaici della parte del circuito in corrente continua. La raccolta dell'energia avviene esclusivamente dalla parte della corrente continua e può convertire centinaia di kW;

- Inverter distribuito (inverter orientato ai moduli), con connessione in serie dei moduli fotovoltaici dalla parte della corrente continua e connessione in parallelo dalla parte dell'inverter. Può convertire potenze più basse, dell'ordine di qualche decina di kW;
- Microinverter, integrati per singoli moduli fotovoltaici con connessione in parallelo dalla parte dell'uscita dell'inverter. Funzionano quando i moduli sono coperti dall'ombra o se non hanno la stessa capacità.

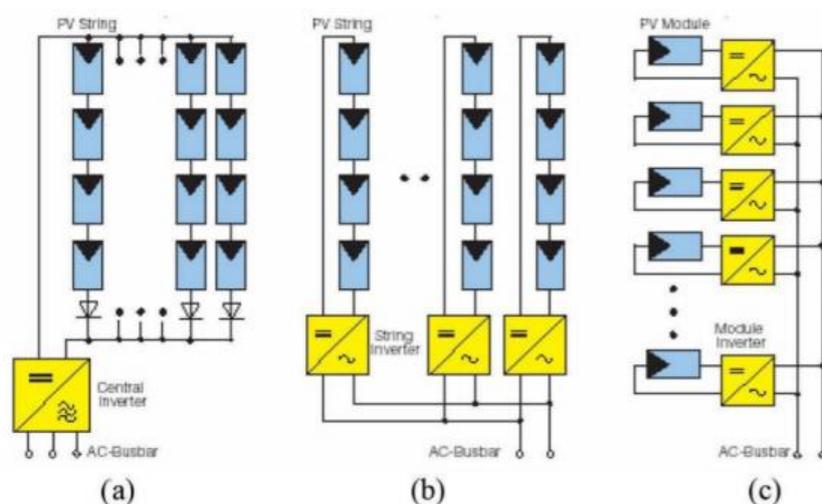


FIGURA 4-8: DIVERSE TIPOLOGIE E CONFIGURAZIONI INVERTER

La nostra scelta invece è ricaduta su una tipologia di inverter abbastanza moderna chiamata inverter ibrido. Il vantaggio di avere un inverter ibrido è quello di avere un inverter fotovoltaico a tutti gli effetti, capace di convertire la corrente continua in corrente alternata, ma con in più la capacità di gestione e coordinamento dei flussi di energia elettrica provenienti dall'impianto FV, dalla batteria e dalla rete.

L'inverter ibrido ha la funzionalità innovativa di decidere in modo automatico se inviare l'elettricità direttamente all'utenza per il consumo immediato oppure se accumularla nella batteria o rilasciarla in rete, quando la batteria è completamente carica. Inoltre, può analizzare la batteria e gestirne il corretto utilizzo.

I vantaggi di possedere un inverter ibrido non sono però soltanto questi; grazie alla loro versatilità, è possibile gestire in maniera combinata l'energia generata da più fonti (fotovoltaico, eolico, etc.) e possono funzionare anche come **EPS** fornendo energia verso carichi prioritari anche in caso di assenza di corrente dalla rete (*blackout*).

La strategia di funzionamento del sistema appena descritto può essere schematizzata come nella figura (4-9) [10].

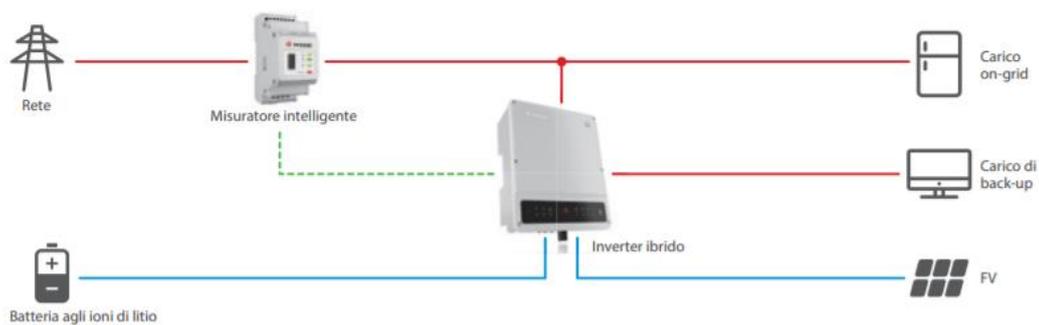


FIGURA 4-9: SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DELL'INVERTER IBRIDO

Nel precedente schema la linea rossa rappresenta un cavo in CA, quella blu cavo in CC e la verde tratteggiata cavo COM. Per questa soluzione proposta, sono possibili tre modalità di funzionamento selezionabili:

- **Modalità generale:** di giorno, l'energia generata dal sistema fotovoltaico (FV) viene utilizzata innanzitutto, per alimentare i carichi domestici, in secondo luogo, per caricare la batteria e infine per esportare l'energia in eccesso verso la rete. Di notte, la batteria alimenta i carichi. Se l'alimentazione proveniente dalle batterie non è sufficiente, il sistema è progettato per passare automaticamente alla rete in modo da mantenere i carichi alimentati;
- **Modalità di backup:** In questa modalità, la batteria viene utilizzata solo come alimentatore di riserva quando la rete ha un guasto e, finché la rete funziona, le batterie non verranno utilizzate per alimentare i carichi. In questa modalità la batteria verrà ricaricata con l'energia generata dal sistema o dalla rete;
- **Modalità di risparmio:** Il cliente è in grado di impostare i tempi di carica e scarica della batteria in base alle tariffe delle ore di punta e non della rete e alle abitudini di consumo dell'energia domestica.

Comprendendo il funzionamento di base di un inverter ibrido è facile comprenderne anche i vantaggi che conseguono da una tale scelta, che è possibile riassumere nei seguenti punti:

- Controllo completo dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo con un'unica interfaccia utente;
- Gestione coordinata della produzione, dell'immissione in rete e dell'utilizzo della batteria;

- Flessibilità e personalizzazione alle esigenze dell'utente, grazie a software e app di gestione e monitoraggio remoto, anche Wi-Fi;
- Massimizzazione dell'autoconsumo;
- Predisposizione dell'impianto fotovoltaico per aggiunta successiva delle batterie d'accumulo;
- Possibilità di funzionamento come EPS (anti-blackout) su alcuni modelli;
- Riduzione degli ingombri e risparmio di spazio;
- Risparmio economico per l'acquisto di un unico dispositivo.

#### 4.2.2 Inverter ibrido nel caso studio

Nel voler progettare un impianto fotovoltaico dimensionato appositamente per soddisfare completamente il fabbisogno energetico dell'impianto (caso limite ideale), bisogna tenere in considerazione alcuni problemi di carattere tecnico. La potenza generata dal singolo pannello fotovoltaico è direttamente proporzionale all'irraggiamento a cui è sottoposto istante per istante. Riguardo questo punto, anche se è possibile ricostruire un andamento medio orario abbastanza accurato, basato sugli anni precedenti, è impossibile prevedere le condizioni climatiche istantanee che, a loro volta, incidono sull'irraggiamento in un dato intervallo di tempo anche infinitesimale (es una nuvola passeggera ecc.).

Per questo motivo, ossia perché è impossibile prevedere se nel momento di massimo carico possa esserci un disturbo di qualsiasi tipo, è utile inserire nell'impianto un sistema di accumulo che funzioni come una batteria capace di caricarsi o scaricarsi in base all'eccesso o alla richiesta di energia, in quel preciso intervallo temporale. In aggiunta a tutto ciò bisogna anche considerare che in alcune situazioni neanche il contributo dell'accumulatore potrebbe essere sufficiente a soddisfare il carico istantaneo. In tal caso, bisogna prevedere la possibilità di richiedere il contributo della rete (o del gruppo elettrogeno), per essere sicuri di poter soddisfare la richiesta in ogni condizione.

Tra quelle prima citate, la modalità di nostro interesse è chiaramente quella generale, prediligendo la carica della batteria solo dopo il soddisfacimento dei carichi e alimentata solo da energia rinnovabile. Il componente di maggiore interesse in questa strategia è l'inverter ibrido capace di gestire la configurazione e gli scambi istantanei in base alla modalità proposta.

A questo punto introduciamo l'inverter che si vuole utilizzare per il caso in esame, che deve essere coerente con il numero di pannelli e stringhe che si prevede di installare. In particolare, prendendo in considerazione i prodotti della *Goodwe* serie *EM*, abbiamo 3 tipi di inverter che differiscono per taglia (3, 3.6 e 5 kW). Le caratteristiche principali (e

quelle utili per la scelta) sono state selezionate e riportate nella tabella successiva (tabella 4-4).

TABELLA 4-4: CARATTERISTICHE INVERTER IBRIDI GOODWE SERIE EM

Dati Tecnici	GW3048-EM	GW3648-EM	GW5048-EM
<b>Dati Input batteria</b>			
Tipo batteria**	Litio o piombo	Litio o piombo	Litio o piombo
Voltaggio batteria nominale (V)	48	48	48
Voltaggio carica max (V)	≤60 (Configurabile)	≤60 (Configurabile)	≤60 (Configurabile)
Corrente carica max (A)*1	50	50	50
Corrente di scarica (A)*1	50	50	50
Capacità della batteria (Ah)*2	50-200	50-200	50-200
Strategia di carica per batteria a ioni di litio	Auto-adattamento al BMS	Auto-adattamento al BMS	Auto-adattamento al BMS
Strategia di carica per batteria a piombo	Adattivo a 3 livelli con manutenzione	Adattivo a 3 livelli con manutenzione	Adattivo a 3 livelli con manutenzione
<b>Dati Input stringa FV</b>			
Potenza nominale DC max. (W)	3900	4600	6500
Voltaggio nominale DC max. (V)*3	550	550	550
Portata MPPT (V)	100-500	100-500	100-500
Tensione attivazione DC (V)**	125	125	125
Portata MPPT per carico pieno (V)	280-500	170-500	230-500
Voltaggio input DC nominale (V)	360	360	360
Corrente di input max. (A)	11	11/11	11/11
Corrente breve max. (A)	13.8	13.8/13.8	13.8/13.8
N. di tracker MPPT	1	2	2
N. di stringhe per tracker MPPT	1	1	1
<b>Dati Output AC (On-grid)</b>			
Output di potenza nominale per rete (W)	3000	3680	5000**
Output di potenza apparente max (VA)	3000	3680	5000**
Potenza apparente max. da rete utilità (VA)	5300	5300	5300
Voltaggio output nominale (V)	230	230	230
Frequenza output nominale (Hz)	50/60	50/60	50/60
Output di corrente AC max (A)	13.6	16	22.8**
Corrente AC max. da rete utilità(A)	23.6	23.6	23.6
Fattore di potenza output		~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)	
Output THDi (@Nominal Output)	<3%	<3%	<3%
<b>Dati Output AC (Back-up)</b>			
Potenza apparente output max. (VA)	2300	2300	2300
Peak Output Apparent Power (VA)*7	3500,10sec	3500,10sec	3500,10sec
Automatic Switch Time (ms)	10	10	10
Nominal Output Voltage (V)	230 (±2%)	230 (±2%)	230 (±2%)
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60 (±0.2%)	50/60 (±0.2%)	50/60 (±0.2%)
Max. Output Current (A)	10	10	10
Output THDv (@Linear Load)	<3%	<3%	<3%
<b>Efficienza</b>			
Efficienza max.	97.6%	97.6%	97.6%
Batteria max. per efficienza di carico	94.5%	94.5%	94.5%
Efficienza Euro	97.0%	97.0%	97.0%
Efficienza MPPT	99.9%	99.9%	99.9%

Come mostrato nella tabella (4-2) la potenza nominale del singolo pannello è uguale a 300 W. Prendendo in considerazione 13 pannelli, la potenza nominale totale sarà 3.900 W. Poiché il primo tipo di inverter gestisce una potenza nominale al massimo di 3.900 W (troppo a limite), l'opzione subito successiva è il *GW 3648-EM* che arriva fino a un massimo di 4.600 W. Come si può notare nelle voci seguenti, per questa soluzione sono previsti 2 tracker MPPT, i quali prevedono una stringa ognuno, per un totale di 2 stringhe. Risulta quindi che, in questo caso, con un numero di stringhe pari a 2, il numero di pannelli ottimale (come già preannunciato) risulta essere 14, perché più facilmente gestibili.

Prima però di assumere per certo questo valore, bisogna considerare che gli estremi di tensione della portata MPPT per carico pieno valgono 170 e 500 Volt. Bisogna quindi valutare la tensione massima alla temperatura minima raggiunta e la tensione minima

alla temperatura massima raggiunte nel caso studio, e verificare che questi due valori siano rispettivamente maggiori del minimo e minore del massimo. Nel nostro caso i limiti sono rispettati quindi non si incappa nella possibile rottura del componente.

#### 4.2.2 Modello delle perdite per l'inverter ibrido

Un altro parametro importante dell'inverter è il grado di rendimento. Quest'ultimo indica il rapporto percentuale tra l'energia "in entrata" sotto forma di corrente continua, e quella riemessa sotto forma di corrente alternata. Risulta fondamentale che gli apparecchi moderni conseguano un grado di rendimento pari almeno al 98%.

L'inverter dissipa una parte dell'energia che lo attraversa a causa del funzionamento non ideale del sistema di conversione.

Generalmente, i valori di rendimento e i parametri di fitting delle relative curve sono spesso trovate sperimentalmente. Riferendoci a quanto reperibile in letteratura [11] possiamo provare a realizzare le curve di rendimento in base all'ipotesi di performance dell'inverter scelto attraverso la formula sperimentale:

$$\eta \left( P_{mp}(t) \right) = b_0 \cdot \frac{P_{inv,N}}{P_{mp}(t)} + b_1 + b_2 \cdot \frac{P_{mp}(t)}{P_{inv,N}} \quad (4-23)$$

Dove:

- $P_{mp}$  è la potenza massima in uscita dal fotovoltaico e immessa nell'inverter, la quale varia rispetto alle condizioni di produzione;
- $P_{inv,N}$  è la potenza nominale dell'inverter scelto. Nel nostro caso 3,6 kW;
- $b_0$ ,  $b_1$  e  $b_2$  sono dei parametri di fitting della curva ricavati sperimentalmente, essi rappresentano rispettivamente il coefficiente di perdita di autoconsumo normalizzato e costante, il coefficiente di efficienza lineare e il coefficiente per perdite proporzionali al quadrato della potenza di uscita.

I parametri di fitting possono quindi essere riassunti come nella tabella (4-5).

TABELLA 4-5: PARAMETRI DI FITTING SPERIMENTALI DELLA CURVA DI RENDIMENTO DELL'INVERTER

	$b_0$	$b_1$	$b_2$
High efficiency (inverter 1)	-0.35%	99.50%	-1.00%
Medium efficiency (inverter 2)	-2.00%	97.50%	-8.00%
Low efficiency (inverter 3)	-5.00%	91.50%	-15.00%
System 1 (SMA SB 1200)	-1.00%	94.30%	-4.00%
System 2 (SMA 15000 TL)	-0.26%	98.70%	-1.10%

Viene di seguito riportato tale andamento per parametri di alta efficienza al variare della potenza in continua ( $P_{DC}$ ) che si genera a monte dell'inverter (fig. 4-10).

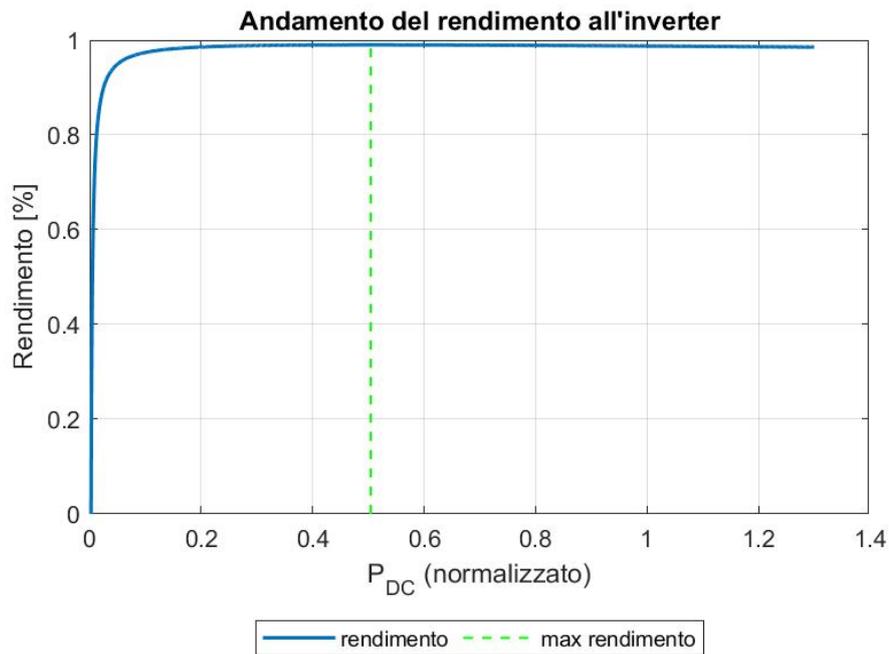


FIGURA 4-10: ANDAMENTO DELLA CURVA DI RENDIMENTO DELL'INVERTER CON I PARAMETRI DI FITTING SPERIMENTALI

Si nota come in questo caso il massimo rendimento corrisponda a circa la metà della potenza nominale in ingresso ( $P_n$ ), seppur resta vero che il valore non varia in maniera significativa nell'immediato intorno.

Se si volessero variare i parametri di fitting per verificare l'andamento del rendimento in situazioni diverse si avrebbe un risultato come quello mostrato in figura (4-11).

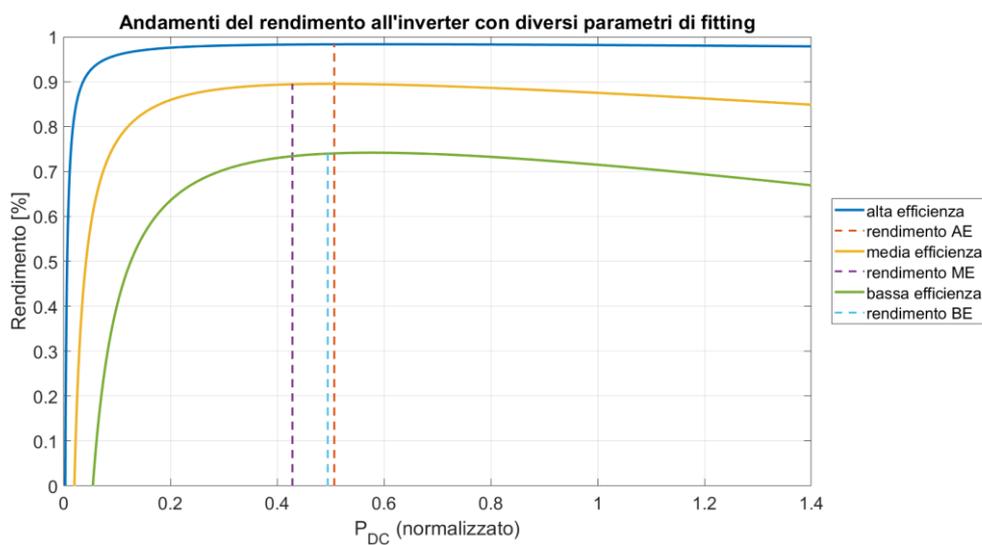
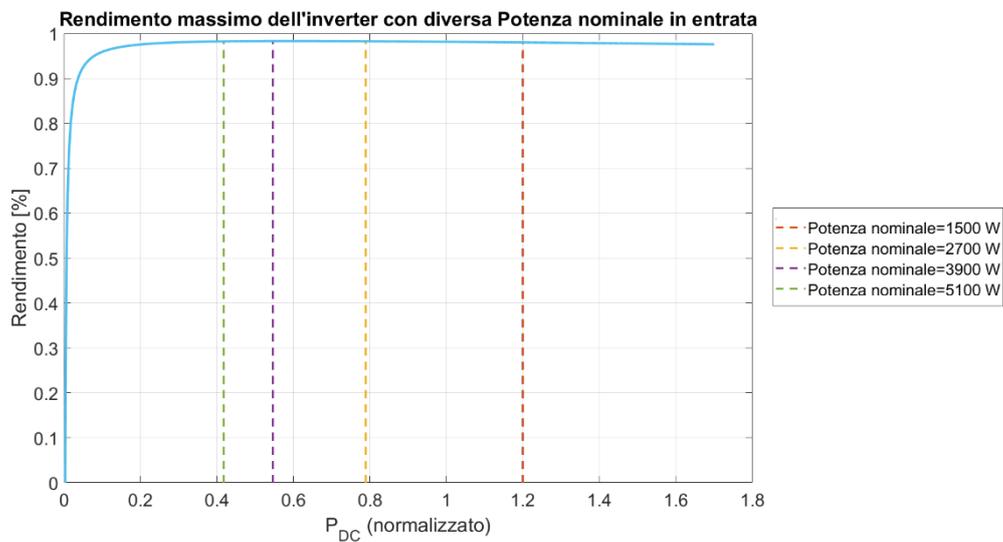


FIGURA 4-11: COMPARAZIONE FRA CURVE DI RENDIMENTO CON DIVERSI PARAMETRI DI FITTING SPERIMENTALI

Come atteso, il comportamento tende far diminuire i valori massimi raggiunti di rendimento. Si nota anche che per efficienze minori, la curva tende ad avere un carattere con una decrescita più veloce e accentuata quando aumenta la potenza continua in entrata. Questa analisi, comunque, sembra non dare un'informazione precisa di come varia il punto di potenza all'entrata corrispondente a tale valore massimo.

Un'ulteriore analisi della variazione del valore massimo rispetto alla potenza nominale di entrata è riportata in figura (4-12) con la curva di rendimento parametrizzata come inverter ad alta efficienza.



**FIGURA 4-12: VALORI DI RENDIMENTO MASSIMO RISPETTO ALLA DIVERSA POTENZA NOMINALE IN ENTRATA ALL'INVERTER**

Dalla figura appena mostrata, risulta chiaro come aumentando il valore della potenza nominale, il punto corrispondente al rendimento massimo si raggiunga sempre prima. Si potrebbe dire al contrario, che diminuendo il valore di  $P_n$ , la  $P_{DC}$  corrispondente al valore massimo si allontani con un andamento più quadratico che lineare.

Si vuole ora proporre un modello semplificato ma efficiente per valutare le perdite dipendenti dall'inverter. La figura seguente vuole schematizzare l'andamento dei flussi che entrano in gioco a questo livello del sistema.

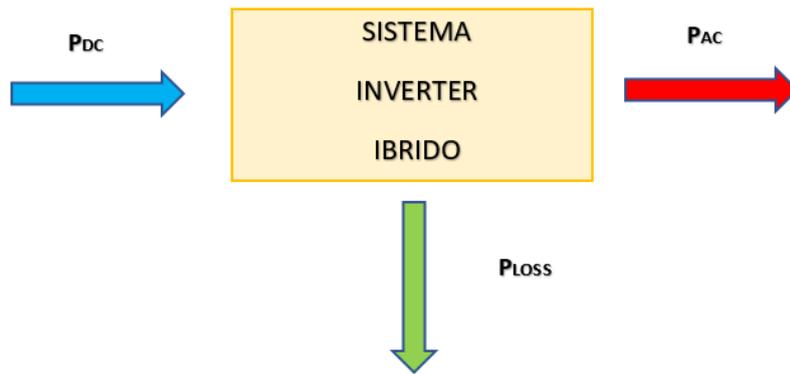


FIGURA 4-13 SCHEMA DI FLUSSO DELL'INVERTER

Dove:

- $P_{DC}$  è la potenza in continua uscente dal modulo fotovoltaico ed entrante nell'inverter;
- $P_{AC}$  rappresenta la quantità di potenza uscente dall'inverter, convertita da questo in alternata;
- $P_{loss}$  è la perdita dovuta ai processi di trasformazione e di funzionamento dell'inverter. Questa grandezza corrisponde quindi a  $PDC - PAC$ .

Tali perdite hanno sperimentalmente un comportamento parabolico che ne descrive l'andamento, infatti, possono essere descritte secondo l'equazione di una parabola come:

$$P_{loss} = P_0 + c_q \cdot P_n^2 \quad (4-24)$$

Dove

- $P_n$  è la potenza nominale dell'impianto associato all'inverter ibrido;
- $P_0$  rappresenta il coefficiente delle perdite costanti relative all'inverter generalmente assunte minori dell'1% della potenza nominale ( $P_n$ ) dell'impianto associato. Generalmente scelto tra lo 0.2 e 0.3 % di  $P_n$ ;
- $c_q$  è il coefficiente quadratico di fitting delle perdite, il quale dipende principalmente dalla tipologia di impianto e di inverter.

Il valore di  $c_q$  è stato ipotizzato partendo dal presupposto che per una curva parametrizzata come presentato nella (4-24), il valore di rendimento massimo possa essere trovato secondo la (4-25).

$$\eta_{inv,max} = \sqrt{\frac{P_0}{c_q}} \quad (4-25)$$

Eguagliando i valori di rendimento massimo trovato con il modello sperimentale basato sui parametri di fitting si è trovato che  $c_q$  vale:

- $6,16 \cdot 10^{-7}$  nel caso di alta efficienza;
- $7,43 \cdot 10^{-7}$  nel caso di media efficienza;
- $1,08 \cdot 10^{-6}$  nel caso di bassa efficienza.

Mettendoci nel caso di alta efficienza, è stato realizzato l'andamento tra la potenza in DC e le perdite risultanti sono riportate nella figura (4-14).

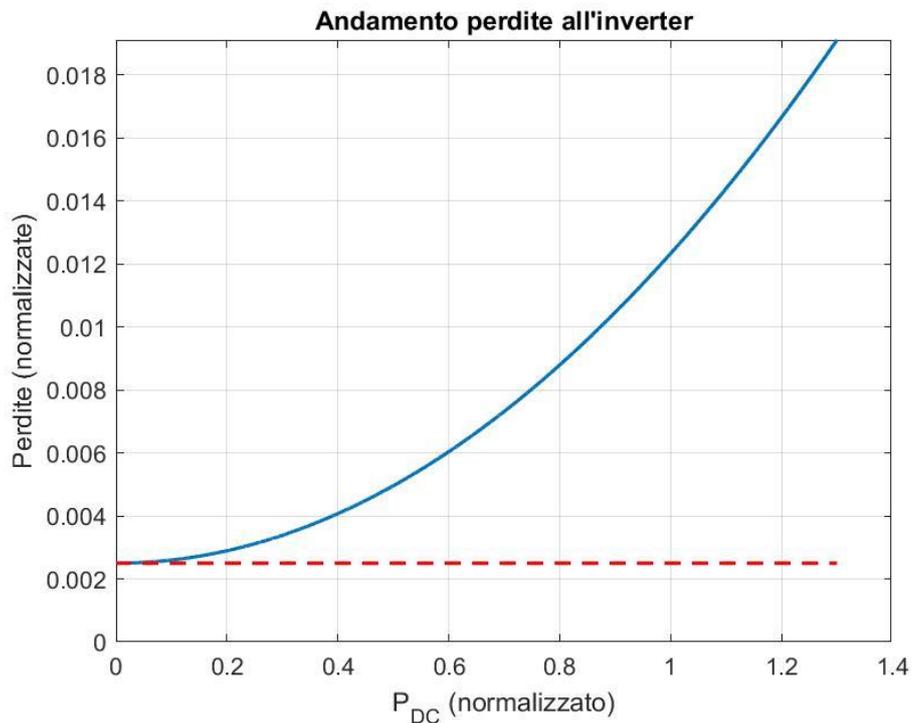


FIGURA 4-14: ANDAMENTO CURVA DI PERDITE DELL'INVERTER

Si vuole quindi calcolare il rendimento dell'inverter definito generalmente:

$$\eta_{inv} = P_{AC}/P_{DC} \quad (4-26)$$

Partendo dallo schema e dai fattori proposti nella figura (4-11), possiamo quindi definire la PAC in due modi:

$$P_{AC} = P_{DC} - P_{loss} \quad (4-27)$$

$$P_{AC} = P_{DC} \cdot \eta_{inv} \quad (4-28)$$

Da cui:

$$\eta_{inv} = 1 - \frac{P_{loss}}{P_{DC}} \quad (4-29)$$

A questo punto può essere rappresentato anche l'andamento del rendimento al variare della potenza in ingresso (fig. 4-15).

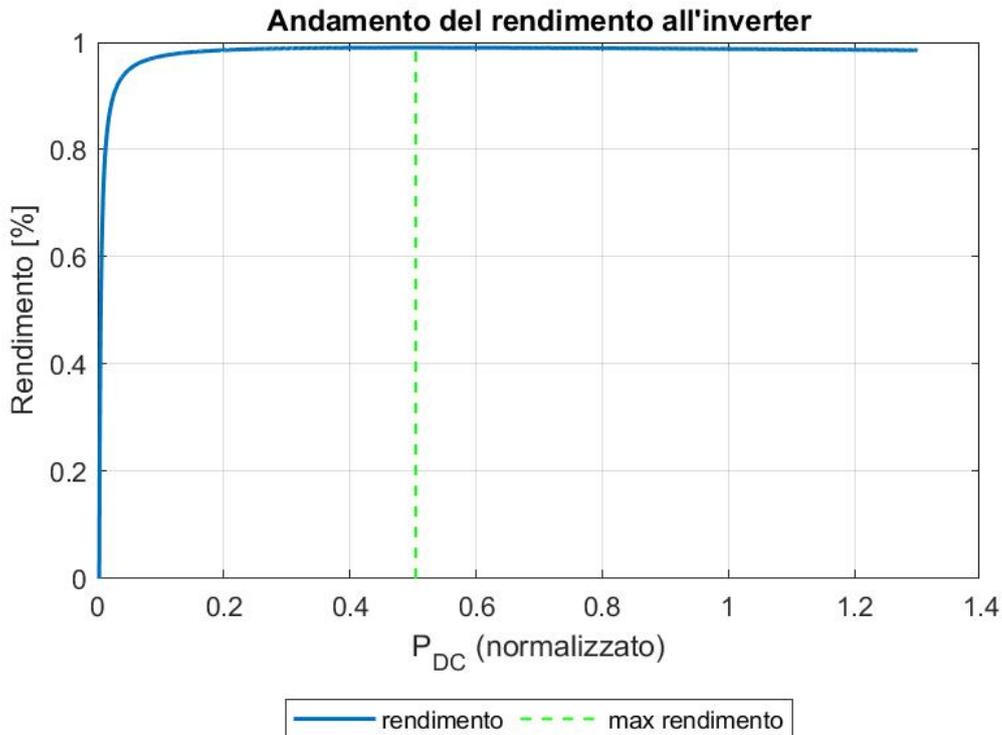


FIGURA 4-15: ANDAMENTO CURVA DI RENDIMENTO DELL'INVERTER CON METODO SEMPLIFICATO

L'andamento trovato risulta perfettamente conforme al modello sperimentale per quanto riguarda il valore di rendimento massimo, uguale al 98,32%, e il punto corrispondente di  $P_{DC}$  che vale poco più del 50% della potenza nominale.

Complessivamente, oltre all'inverter, anche i cavi e gli altri componenti elettrici dissipano una parte dell'energia. Comunemente si considera un valore globale del rendimento di tutti gli apparati elettrici (denominato BOS - Balance Of System). L'energia utile sarà nel range dell'85%-95% di quella prodotta, il resto viene tutta dissipata [12].

Quindi, considerando come un unico sistema sia il modulo che tutti i componenti successivi appena descritti, le perdite possono essere calcolate come fattori aggiuntivi alla (4-20), che determinano un modello più preciso.

## 4.3 L'accumulatore elettrico

### 4.3.1 Caratteristiche tecniche degli accumulatori elettrici

Esistono diverse tipologie di batterie composte da materiali diversi che variano per efficienza e costi. Di seguito riportiamo un breve elenco di batterie utilizzate negli impianti fotovoltaici:

- batterie al piombo acido (gel) ;
- batterie agli ioni di litio;
- batterie al piombo acido (chiuso);
- batterie al Nichel;
- batterie piombo acido (sigillato AGM);
- batterie ai sali di sodio.

Per scegliere la batteria che meglio si adatta alle proprie esigenze è importante considerare 3 aspetti fondamentali:

- capacità – quanta energia elettrica è in grado di accumulare ed erogare [kWh];
- potenza – velocità con cui la batteria riesce ad immagazzinare o rilasciare l'energia;
- numero di cicli – il numero cicli minimo per i quali la batteria rimane nelle condizioni specificate dal costruttore.

La scelta delle batterie di accumulo in un impianto fotovoltaico è fondamentale per garantire la massima autonomia. Attualmente, sul mercato, le tipologie di batterie più diffuse sono due:

- a. Batterie al piombo acido. Le batterie al piombo sono in uso da molti anni. La loro diffusione è dovuta anche ai costi esigui di questa tipologia di batteria. Il grosso limite è che possono essere scaricate solo fino al 50 – 60% (devono mantenere almeno metà della loro capacità di accumulo nominale) e sono molto ingombranti. Durano in media dai 3 ai 5 anni;
- b. Batterie agli ioni di litio. di recente tecnologia, hanno una maggiore efficienza e una vita più lunga rispetto alle batterie al piombo. Inoltre, hanno una capacità di scarica maggiore (90%) in modo da ottimizzare l'autoconsumo ai massimi livelli. Sono meno ingombranti rispetto alle batterie al piombo ma hanno anche un costo maggiore. Durano in media dai 10 ai 12 anni.

Date queste premesse, ritornando al discorso sull'inverter ibrido, per analizzare al meglio il lavoro svolto da questo componente è stato implementato un algoritmo su *Matlab* che ne simula il comportamento attraverso i dati orari di irraggiamento e di

carico, considerandolo costante per ogni ora. Il flowchart dello *script* realizzato è mostrato in fig. (4-16).

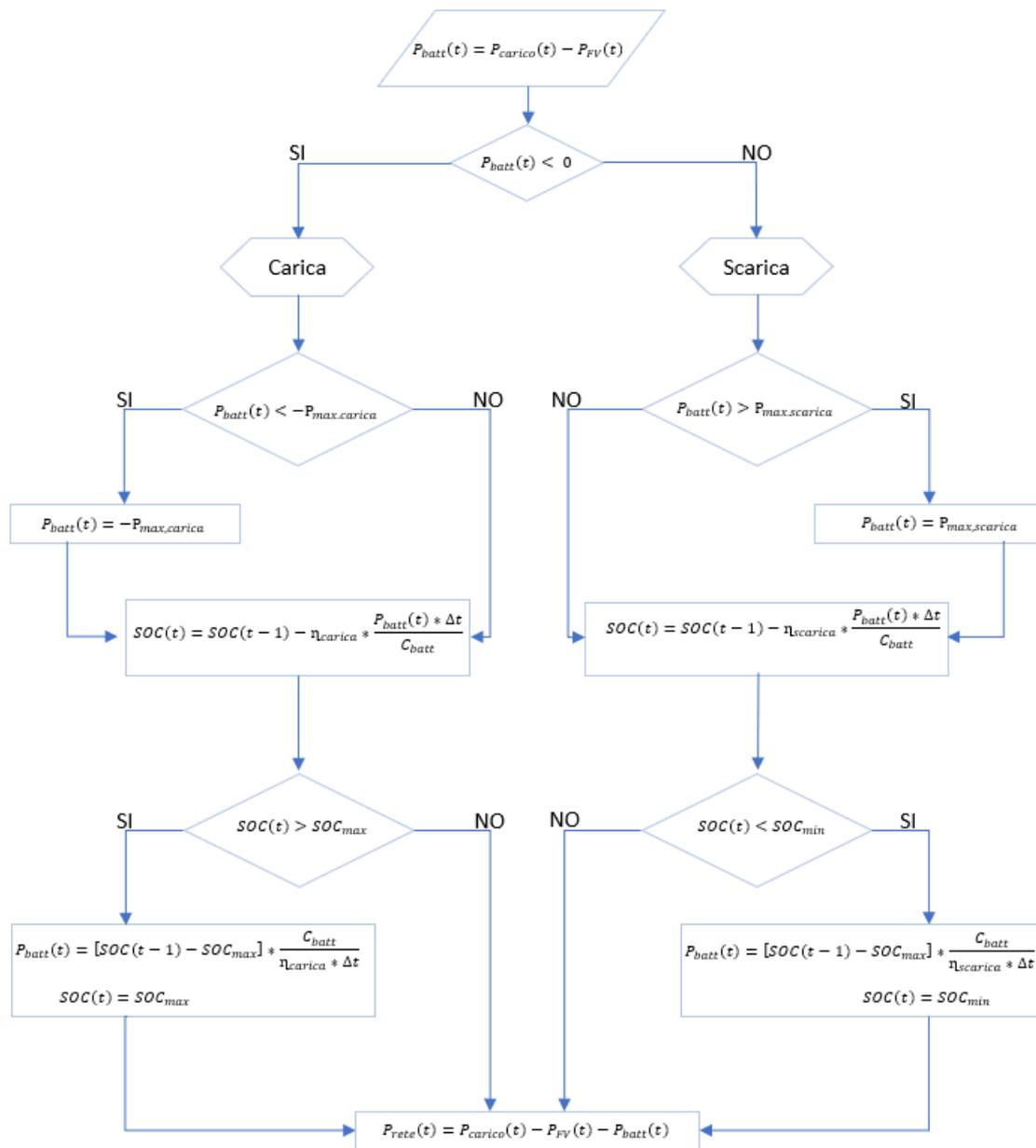


FIGURA 4-16: FLOW-CHART SCHEMA DI LAVORO DELL'INVERTER

Il processo logico del flowchart riguarda non solo lo “smistamento corretto” dell’energia, ma anche i limiti costruttivi che ha la batteria nel caricarsi e scaricarsi. In particolare, vi sono due tipi di limiti, uno legato alla potenza e uno all’energia, contenuti nelle schede tecniche della specifica batteria. Relativamente alla potenza, la batteria ha un limite sia in fase di carica che di scarica, generalmente con valori diversi. Se la batteria riceve in entrata una potenza maggiore di quella limite, essa ne prende solo la parte con la quale lavora in sicurezza, ossia proprio la  $P_{max,carica}$ , il resto verrà ceduto direttamente alla rete. Di contro, se viene richiesta una potenza in scarica superiore alla

$P_{max,scarica}$ , la batteria scaricherà al massimo quel valore di potenza istantanea. Allo stesso modo la batteria ha una capacità massima nominale di energia accumulabile  $C_{nom}$ , ma in realtà ha dei limiti di accumulo massimo e minimo che ne modificano i valori sia in fase di carica che di scarica. Generalmente questi limiti vengono valutati con la SOC (State Of Charge) e vengono rispettivamente indicati con la terminologia  $SOC_{max}$  e  $SOC_{min}$ .

#### 4.3.2 L'accumulatore elettrico per il caso studio proposto

In un impianto "misto" come quello studiato, possiamo distinguere in particolare due soluzioni per i sistemi di accumulo:

1. Sistema di accumulo con inverter integrato: comprende all'interno dello stesso contenitore l'inverter per trasformare la corrente continua in alternata e le batterie per l'accumulo di energia;

Vantaggi: sono compatti, con un minimo ingombro e facili da installare su impianti di nuova realizzazione;

2. Sistemi di accumulo indipendenti: inverter e batterie sono separati tra di loro.

Vantaggi: configurabile in modo più preciso secondo i profili di carico del cliente; il tecnico, infatti, può scegliere tra differenti tecnologie e capacità di accumulo.

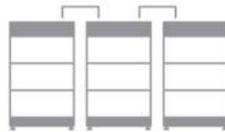
Nel caso in questione si è optato, in maniera da essere coerenti con quanto già proposto, per utilizzare il sistema di accumulo con inverter integrato, costituito con batterie agli ioni di litio, scelte soprattutto per la loro alta profondità di carica e scarica e il loro minore peso e necessità di spazio. Inoltre, ai fini di rendere tutto l'impianto più modulare possibile, la soluzione ideale è stata individuata nel ricorrere a un tipo di accumulatore che ha la possibilità di variare la sua capacità nominale in modo semplice, ad esempio inserendo nuovi moduli in un armadio predisposto all'alloggiamento modulare, in modo da adattarsi in maniera ottimale alla situazione che si deve affrontare. Un esempio ben schematizzato di soluzione con armadio modulare è fornito dalla *BYD* con il modello *Battery-Box Premium LSV* mostrato in figura (4-17)



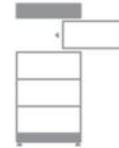
	LVS 3.8	LVS 7.7	LVS 11.5	LVS 15.4	LVS 19.2	LVS 23.0
Modulo	LVS (3.84 kWh, 51.2 V, 42 kg)					
Numero di moduli	1	2	3	4	5	6
Energia Disponibile [1]	3.84 kWh	7.68 kWh	11.52 kWh	15.36 kWh	19.20 kWh	23.04 kWh
Corrente di Uscita Massima [2]	65 A	130 A	195 A	250 A	250 A	250 A
Corrente di Uscita Picco [2]	90 A, 5 s	180 A, 5 s	270 A, 5 s	360 A, 5 s	360 A, 5 s	360 A, 5 s
Dimensioni (H/W/D)	457 x 640 x 298 mm	690 x 640 x 298 mm	923 x 640 x 298 mm	1156 x 640 x 298 mm	1389 x 640 x 298 mm	1622 x 640 x 298 mm
Peso	52 kg	94 kg	136 kg	178 kg	220 kg	262 kg
Tensione Nominale	51.2 V					
Tensione Operativa	40-59 V					
Intervallo di Temperatura	-10 °C to +50°C					
Tecnologia di Cella	Litio ferro fosfato (senza cobalto)					
Comunicazione	CAN / RS485					
Indice di Protezione	IP55					
Efficienza (carica/scarica)	≥95%					
Scalabilità [3]	Max. 64 Modules in Parallel (245.8 kWh)					configurazione torre singola
Certificazioni	VDE2510-50 / IEC62619 / CE / CEC / UN38.3					
Applicazioni	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid					
Garanzia [4]	10 Anni					
Inverter Compatibili	Controllare la Lista di Configurazione Minima e degli Inverter Compatibili con BYD Battery-Box Premium					



**Connessione Plugin**  
Senza Cavi Interni



**3.8 - 245.8 kWh**  
Desing su misura per Qualsiasi Applicazione



**Scalabile in Qualsiasi Momento**  
Facilmente Adattabile alle Esigenze Future



**Alta Potenza**  
Potenza per Ogni Applicazione

FIGURA 4-17: ESEMPIO DI ACCUMULATORE MODULARE CON ARMADIO DI ALLOGGIAMENTO DEI MODULI

L'accumulatore scelto per questa simulazione è della *Varta* modello *Pulse 3*, di cui, i parametri tecnici sono riassunti nella tabella (4-6) dove la capacità è già riferita alla  $SOC_{max}$  del 90%.

TABELLA 4-6: SCHEDA TECNICA ACCUMULATORE VARTA PULSE 3

► **Dati tecnici**

SISTEMA	<b>PULSE 3</b>	<b>PULSE 6</b>
Capacità nominale della batteria	3,3 kWh <sup>1</sup>	6,5 kWh <sup>1</sup>
Potenza max in carica / scarica (AC)	1,8 / 1,6 kW	2,5 / 2,3 kW
Dimensioni (l x h x p) in mm	600 x 690 x 186	600 x 690 x 186
Peso	45 kg	65 kg
Tecnologia	Ioni di litio	
Sicurezza	Multi livello, e monitoraggio ridondante delle celle	
Allacciamento alla rete / tipi	230 V AC, monofase, 50 Hz, (F+N+T)	
Efficienza	90,5 % (RC1), 92,4 % (RC2) System Performance Index <sup>2</sup>	
Certificazione	Italia	
Grado di protezione	IP 33	
Temperatura ambiente	Da +5 °C a +30 °C	
Garanzia sistema	10 anni <sup>3</sup>	
Garanzia batterie	10 anni o 10.000 cicli <sup>4</sup>	

## 4.4 Risultati rispetto al caso studio proposto

Un metodo valido e riconosciuto per svolgere una valutazione ottimale della strategia che si vuole utilizzare è quello di calcolare, per i vari assetti previsti, degli indici di prestazione energetica in grado di quantificare l'indipendenza dell'edificio dalla rete elettrica.

Per ottenere questi indicatori bisogna necessariamente verificare un bilancio di potenza svolto istante per istante e considerato costante per intervalli orari. Questo bilancio è definito dalla seguente equazione:

$$P_{net}(t) = P_{load}(t) - P_{FV}(t) - P_{batt}(t) \quad (4-30)$$

Dove  $P_{net}$  è la potenza prelevata o immessa in rete,  $P_{load}$  è la potenza richiesta dall'utenza,  $P_{FV}$  è la potenza prodotta dal fotovoltaico e  $P_{batt}$  è la potenza prelevata o immessa nell'eventuale accumulo elettrochimico. La convenzione di segno utilizzata è quella dei generatori per la rete, per il generatore fotovoltaico e per la batteria; invece per il carico si considera quella degli utilizzatori.

Per quanto concerne gli indicatori energetici di cui sopra, essi sono stati individuati nell'autosufficienza e nell'autoconsumo. L'autosufficienza ( $A_{suff}$ ) e l'autoconsumo ( $A_{cons}$ ) possono essere così definite:

$$A_{suff} = \frac{E_{lgc}(\Delta t)}{E_{load}(\Delta t)} \quad (4-31)$$

$$A_{cons} = \frac{E_{lgc}(\Delta t)}{E_{FV}(\Delta t)} \quad (4-32)$$

Dove:

- $E_{lgc}$  (dall'Inglese locally generated and consumed) è l'energia prodotta dal fotovoltaico e contestualmente consumata o l'energia prelevata dall'eventuale accumulo, essendo stato caricato con la sola energia fotovoltaica;
- $E_{load}$  e  $E_{FV}$  sono rispettivamente l'energia complessivamente consumata e prodotta dal fotovoltaico nello stesso intervallo temporale di  $E_{lgc}$ .

La variabile  $E_{lgc}$  è ottenibile confrontando i profili di produzione e di carico e risolvendo il bilancio energetico. Sebbene le energie siano state calcolate ogni ora, l'autosufficienza e l'autoconsumo sono stati valutati su intervalli più ampi (giornalieri, mensili e annuali).

Oltre a quelli appena presentati si vogliono introdurre altri due indici per monitorare la variazione di energia immessa e prelevata dalla rete, rispettivamente "IEI" e "IEP".

I valori dei suddetti indici sono stati calcolati secondo le formule seguenti:

$$IEI = \frac{E_{net<0}(\Delta t)}{E_{FV}(\Delta t)} \quad (4-33)$$

$$IEP = \frac{E_{net>0}(\Delta t)}{E_{load}(\Delta t)} \quad (4-34)$$

Si presentano di seguito i risultati ottenuti nella simulazione effettuata con il caso studio descritto. Partendo dal caso particolare nel quale si ipotizza che non vi siano batterie di accumulo installate, si può analizzare l'andamento delle varie potenze in gioco nei giorni di massimo e minimo carico, selezionati come descritto in precedenza, per un numero variabile di pannelli installati.

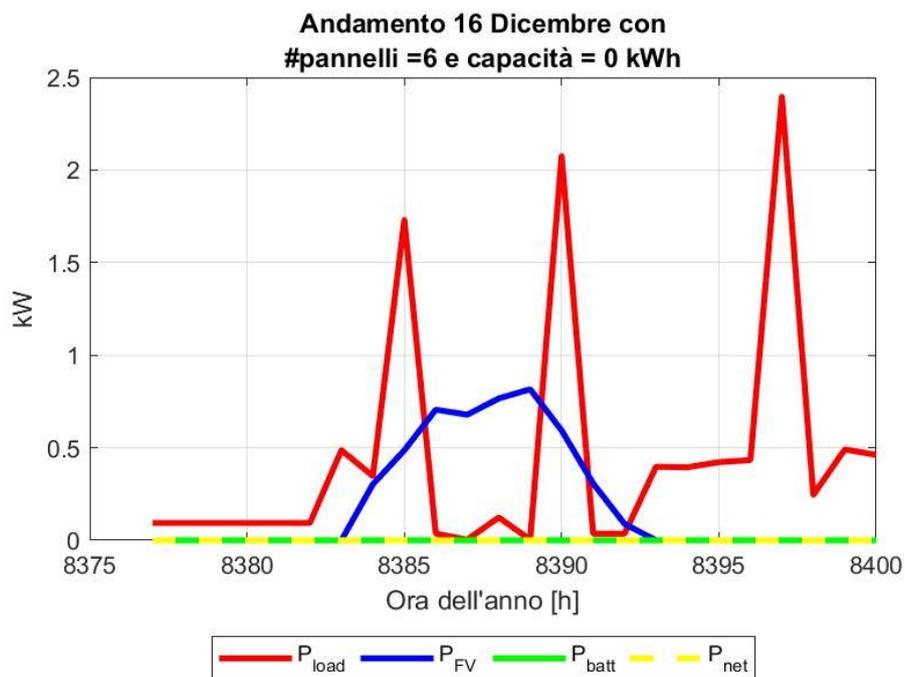


FIGURA 4-18: ANDAMENTO POTENZA IL 16 DICEMBRE CON 6 PANNELLI ISTALLATI SENZA ACCUMULO

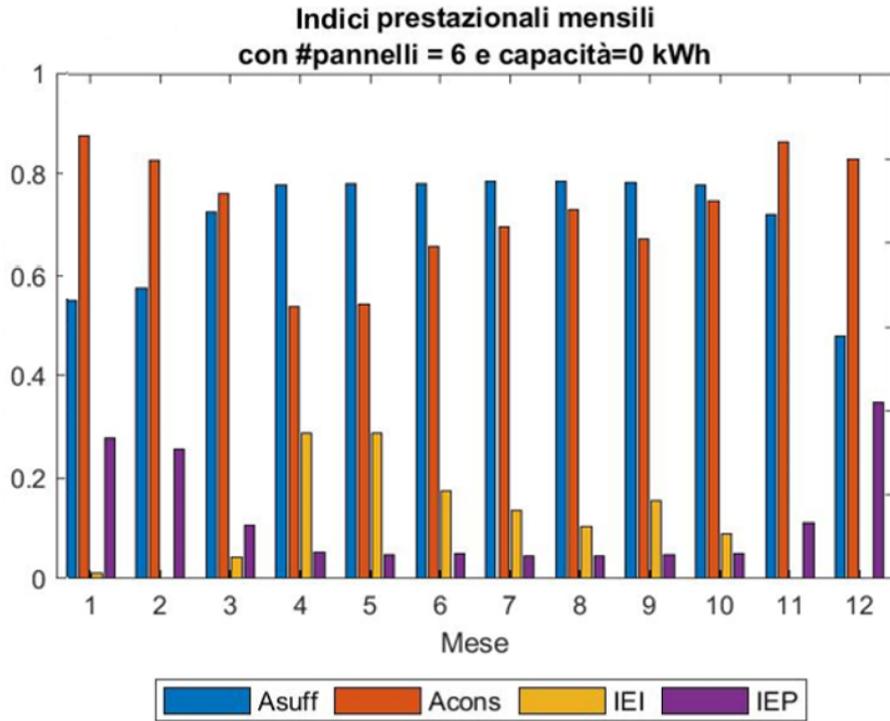


FIGURA 4-19: VALORI MENSILI DI AUTOSUFFICIENZA E AUTOCONSUMO CON 6 PANNELLI ISTALLATI SENZA ACCUMULO

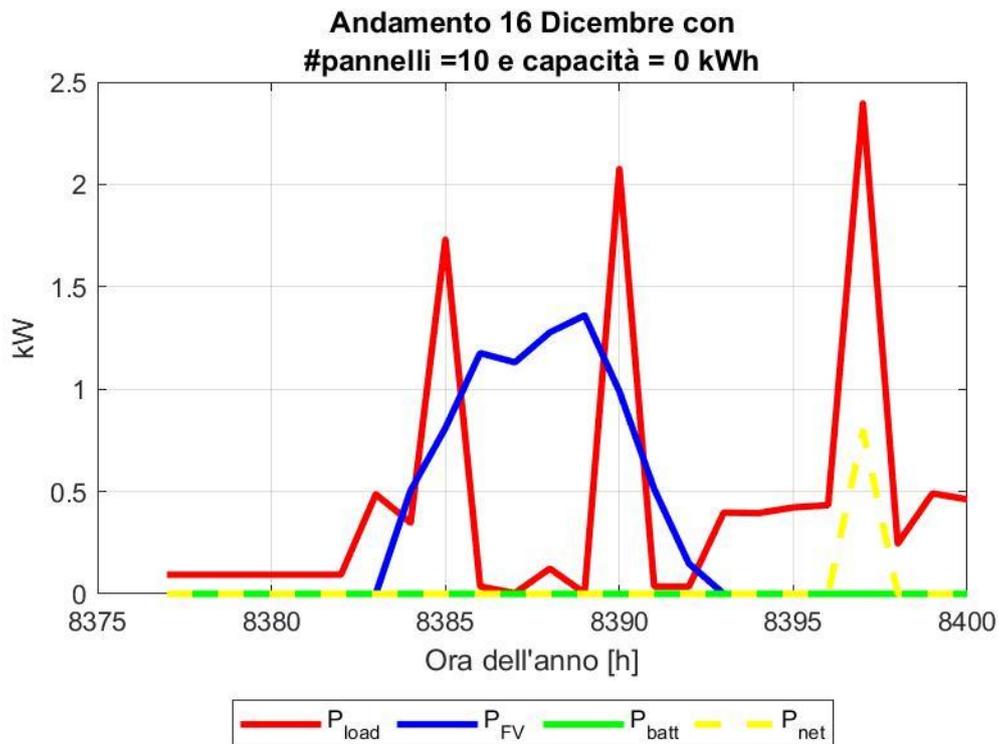


FIGURA 4-20: ANDAMENTO POTENZE IL 16 DICEMBRE CON 10 PANNELLI ISTALLATI SENZA ACCUMULO

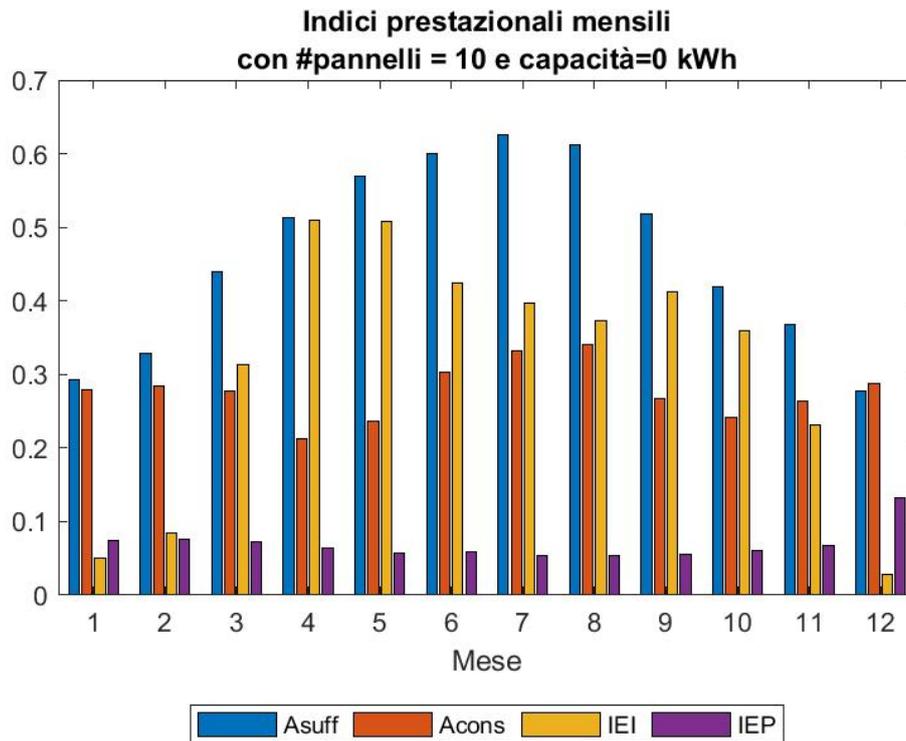


FIGURA 4-21: VALORI MENSILI DI AUTOSUFFICIENZA E AUTOCONSUMO CON 10 PANNELLI ISTALLATI SENZA ACCUMULO

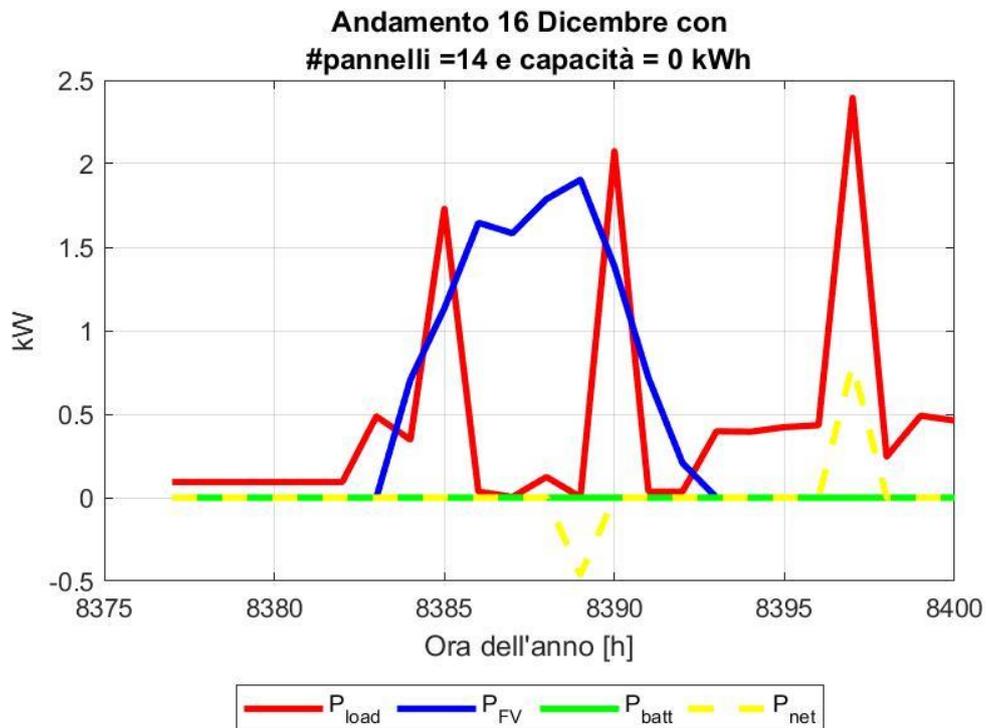


FIGURA 4-22: ANDAMENTO POTENZE IL 16 DICEMBRE CON 14 PANNELLI ISTALLATI SENZA ACCUMULO

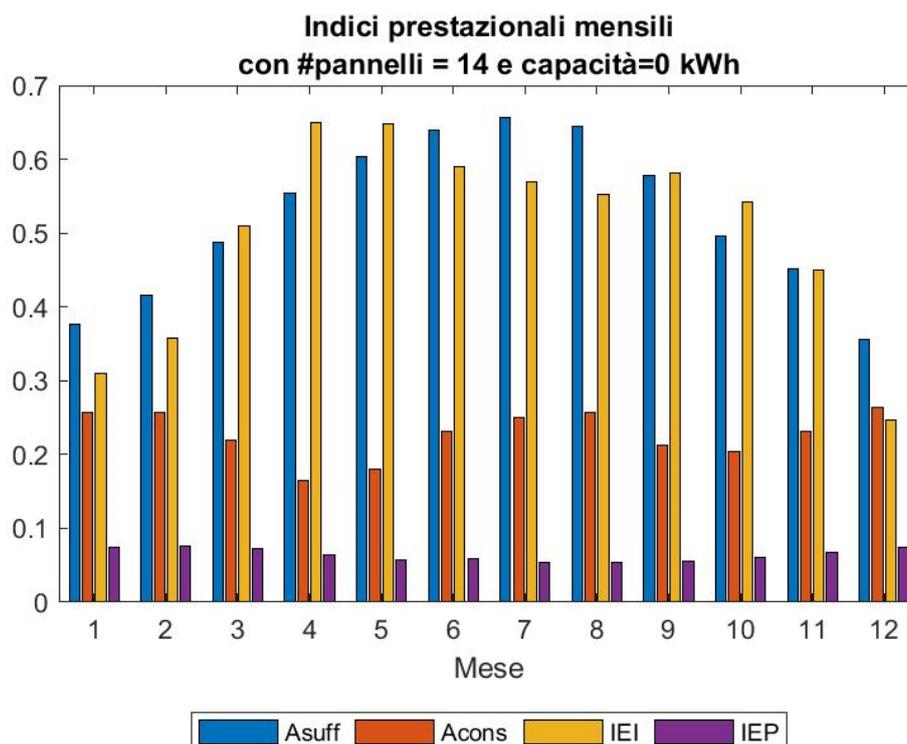


FIGURA 4-23: VALORI MENSILI DI AUTOSUFFICIENZA E AUTOCONSUMO CON 14 PANNELLI ISTALLATI SENZA ACCUMULO

È abbastanza ovvio che da un punto di vista puramente tecnico, gli indici prestazionali migliorano man mano che si aumenta il numero di pannelli installati. In particolare, l'autosufficienza a luglio passa da un picco di circa il 45% con 6 pannelli a un picco di quasi il 68% con 14. L'autoconsumo invece diminuisce, coerentemente con il fatto che aumentando il numero di pannelli installati, aumenta la produzione fotovoltaica ma si utilizza una percentuale minore del totale generato istantaneamente.

Prendendo a titolo di esempio significativo il caso dove sono installati 14 pannelli si riportano gli andamenti delle potenze nelle varie ipotesi di variazione di capacità nominale dell'accumulatore.

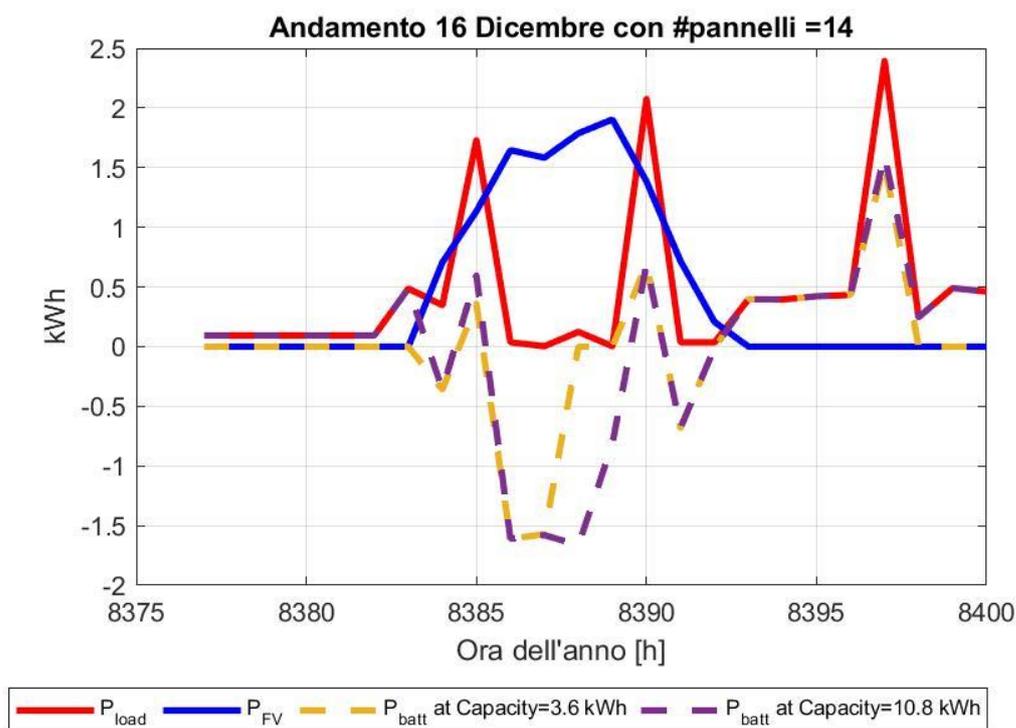


FIGURA 4-24: ANDAMENTO POTENZE IL 16 DICEMBRE CON 14 PANNELLI ISTALLATI CON DIVERSI VALORI DI CAPACITÀ ACCUMULO

Come si vede dalla figura precedente ad un maggiore numero di moduli di batteria, ai quali corrisponde una maggiore capacità nominale complessiva, è associato un maggior tempo di somministrazione di potenza istantanea, soprattutto in caso di carica. La differenza è più evidente nel caso di richiesta di energia, cioè in fase di scarica, dove chiaramente a una capacità maggiore corrisponde un contributo maggiore da parte dell'accumulatore.

Un buon metodo per valutare in che misura l'aumento di capacità corrisponde ad un miglioramento globale delle prestazioni è analizzare la variazione percentuale dei valori degli indici prestazionali legata all'aumento di capacità nominale.

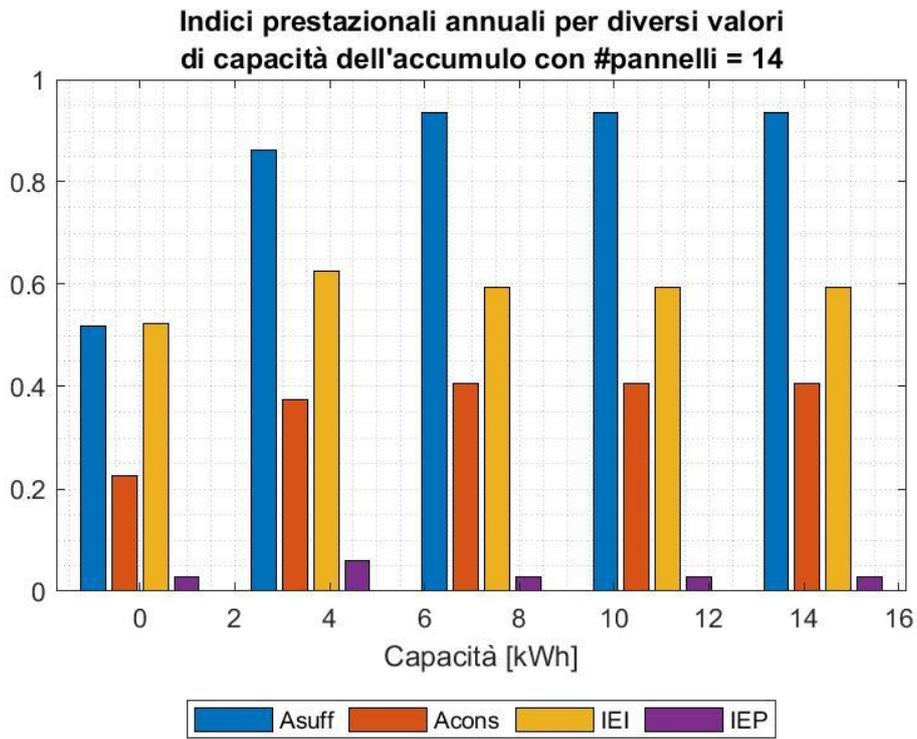


FIGURA 4-25: VALORI INDICI PRESTAZIONALI PER DIVERSE CAPACITÀ DI ACCUMULO CON 14 PANNELLI ISTALLATI

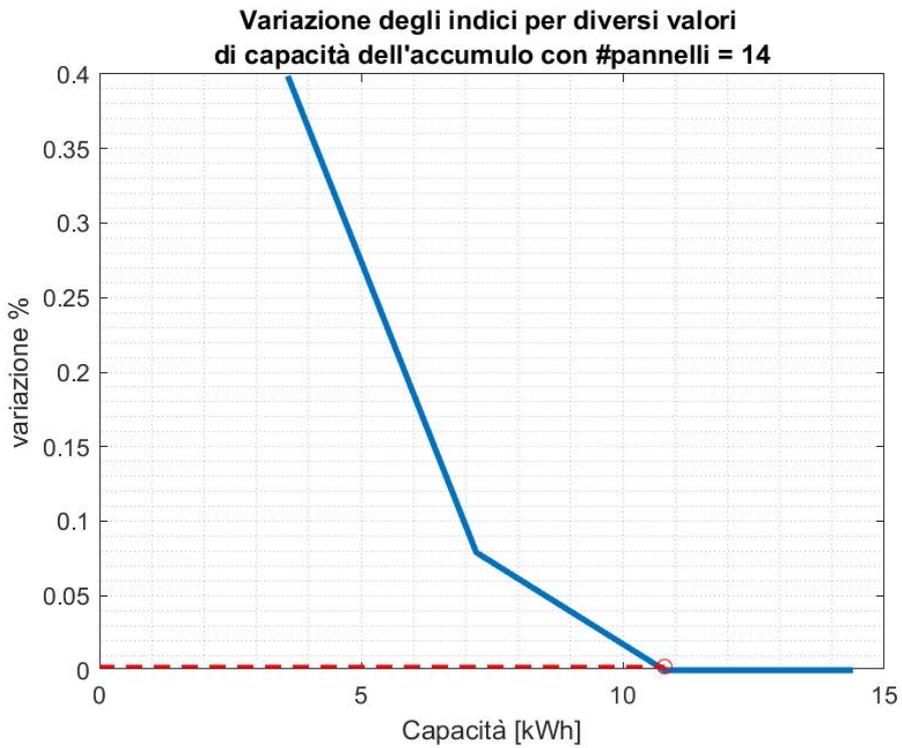


FIGURA 4-26: VARIAZIONE PERCENTUALE DEI VALORI DI AUTOSUFFICIENZA E AUTOCONSUMO PER DIVERSI VALORI DI CAPACITÀ CON 14 PANNELLI ISTALLATI

Si nota subito che la variazione degli indici è più importante fino al valore di  $C_{nom} = 10,8$  kWh. Da quel punto in poi, aggiungere un altro modulo porterebbe a delle variazioni quasi insignificanti di autosufficienza e autoconsumo. Quindi dal solo punto di vista tecnico, escludendo le eventuali considerazioni sui costi dell'impianto (che verranno, come già detto, elaborati nel capitolo 6), la soluzione ottimale è quella con 14 pannelli su due stringhe e un armadio con 3 moduli batteria per un totale di 10,8 kWh.

Gli andamenti delle potenze nel giorno migliore e peggiore, con l'assetto descritto, sono mostrati nelle figure successive

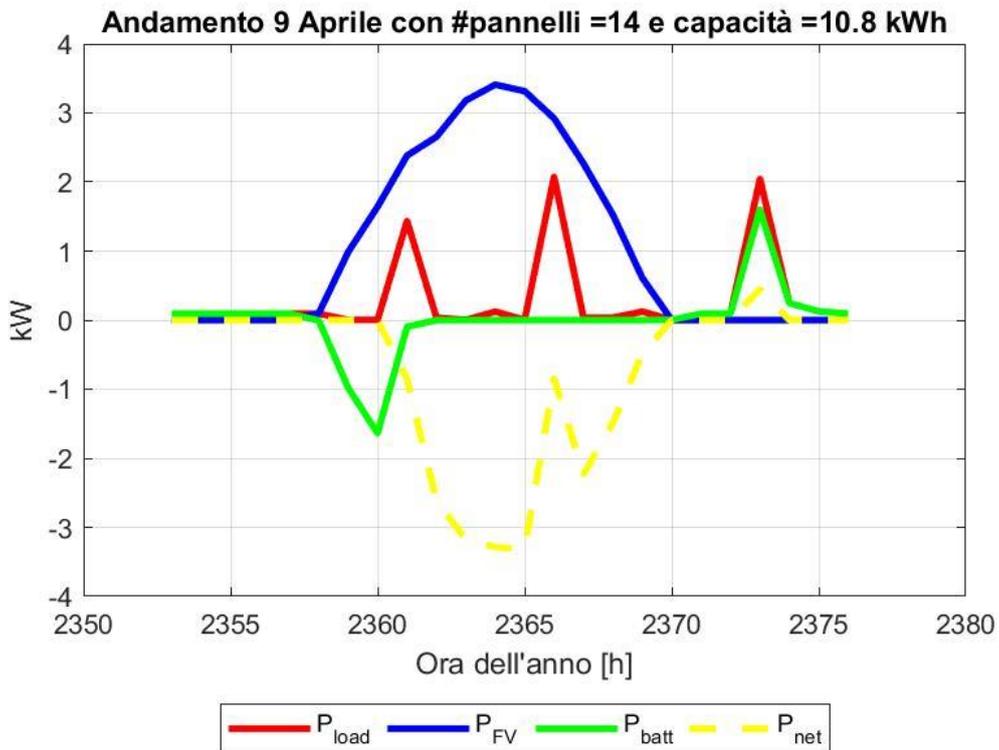


FIGURA 4-27: BILANCIO POTENZE 9 APRILE CON 14 PANNELLI INSTALLATI E CAPACITÀ DI ACCUMULO 10.8 KWH

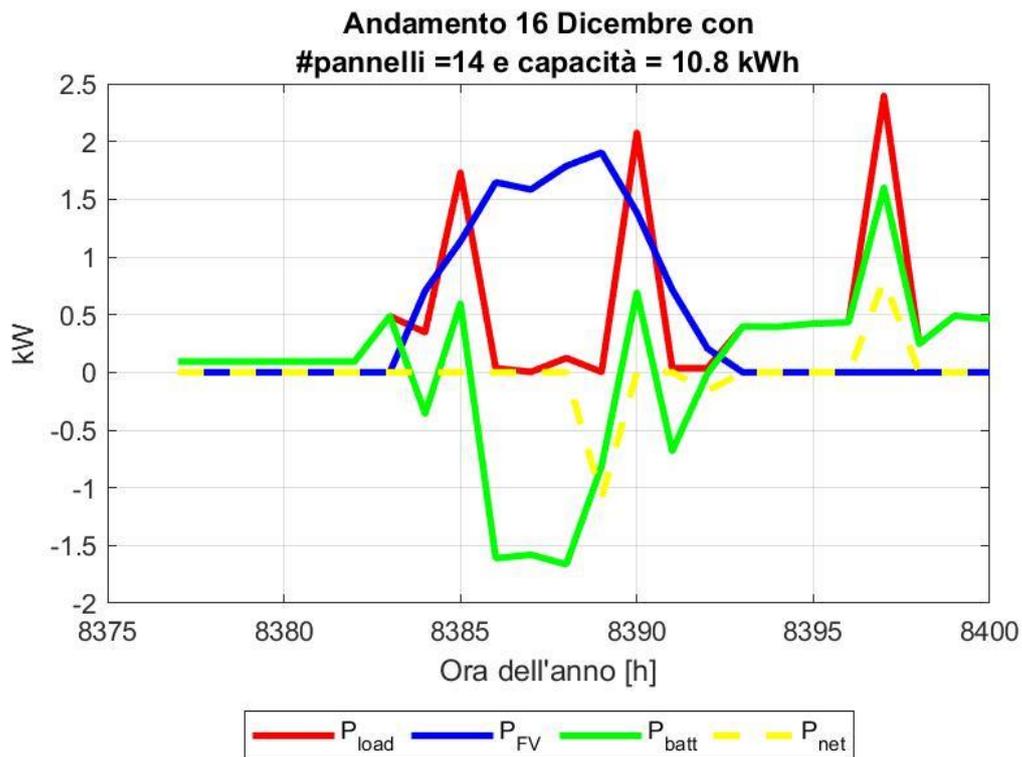


FIGURA 4-28: BILANCIO POTENZE 16 DICEMBRE CON 14 PANNELLI ISTALLATI E CAPACITÀ DI ACCUMULO 10.8 KWH

Gli indicatori sono così descritti a livello mensile:

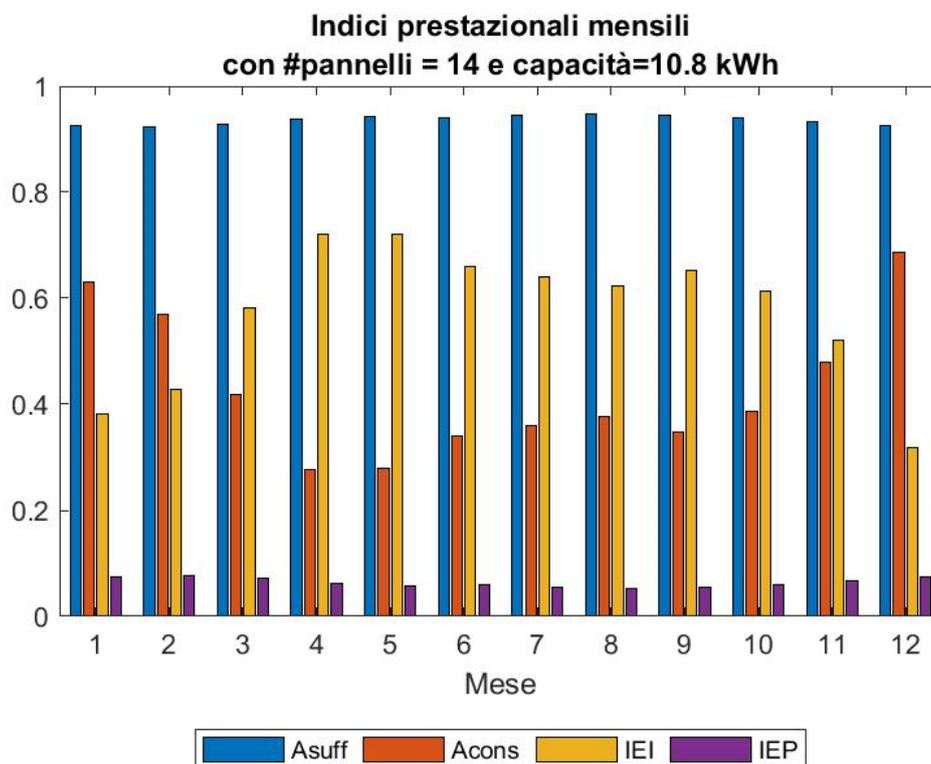


FIGURA 4-29: VALORI MENSILI DI AUTOSUFFICIENZA (BLU) E AUTOCONSUMO (ARANCIONE) CON 14 PANNELLI ISTALLATI CON CAPACITÀ DI ACCUMULO = 10.8 KWH

I valori di autosufficienza e autoconsumo annuali per la soluzione proposta risultano essere rispettivamente del 92,5% e 40%. Un così alto valore di autosufficienza è un valore positivo per la nostra tipologia di studio perché è indice di un'alta autonomia che si avvicina al concetto di indipendenza, ovviamente intesa in senso statistico e non reale. Il valore ridotto dell'autoconsumo invece, ci suggerisce che buona parte della quota energia usata per soddisfare i carichi non è istantaneamente generata e contestualmente consumata ma, dato lo scarso valore dell'indice IEP, è molto probabile che sia fornita dai sistemi di accumulo. Questo ci fa capire che il merito dell'elevata autonomia raggiunta dal modulo, è in buona parte da attribuire alla buona strategia di accumulo.

Si trovano inoltre, riguardo alla soluzione proposta, indici di prestazione rispetto all'energia immessa (IEI) e prelevata (IEP) dalla rete rispettivamente pari al 60% e al 5%. Questi risultati non fanno altro che confermare i ragionamenti da noi già ipotizzati.

Facendo riferimento all'installazione del sistema studiato rispetto ad un singolo modulo abitativo, si può quindi affermare che i risultati ottenuti siano positivi ma non ancora ottimizzati. Questa considerazione è legata alla possibilità tecnologica di aggiungere un sistema di condivisione dell'energia generata dai vari sistemi fotovoltaici che potrebbe portare a una riduzione del numero minimo di pannelli installati.

## 5. Smart-grid e condivisione dell'energia prodotta e stoccata

### 5.1 Cenni sulla normativa europea riguardo le comunità energetiche

Negli ultimi anni si è discusso molto, a livello nazionale, sul ruolo che potranno avere gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell'Energia negli obiettivi di decarbonizzazione a livello nazionale e comunitario locale. Recentemente, grazie a due direttive promosse da Commissione, Consiglio e Parlamento Europeo nell'ambito del *Clean Energy for All Europeans Package* – la direttiva Rinnovabili (RED II [13]) e la direttiva Mercato Elettrico (IEM [14]), è stato creato un vero e proprio quadro di riferimento europeo per incoraggiare approcci a questo fine.

Le direttive sopracitate, con l'obiettivo di mettere i cittadini al centro di un nuovo modello di produzione e consumo, invitano gli Stati Membri a normare e promuovere soluzioni di complessità crescente: autoconsumo singolo, Autoconsumo Collettivo (nel quale, per esempio, l'energia prodotta dall'impianto realizzato sul tetto di un condominio può essere messa a disposizione anche dei singoli condòmini e non più solo dei servizi comuni, come avviene ora), e Comunità dell'Energia.

La definizione di *“autoconsumatore di energia rinnovabile”* secondo quanto riportato dal RED II, lo descrive come *“cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale”*.

Definisce, quindi, *“autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”* come un *“gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio”*.

Gli autoconsumatori collettivi possono quindi:

- a) produrre energia rinnovabile, anche per il proprio consumo; immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita con fornitori di energia elettrica generata da fonti rinnovabili e accordi per scambi tra pari;
- b) installare e gestire sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica abbinati a impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile a fini di autoconsumo senza essere soggetti ad alcun duplice onere, comprese le tariffe di rete per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità;

- c) mantenere i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali;
- d) ricevere una remunerazione, se previsto anche mediante regimi di sostegno, per l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, che corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società.

Successivamente, vengono quindi descritte le caratteristiche delle “Comunità di Energia Rinnovabile” (CER). Per quanto riguarda le CER, queste sono un “soggetto giuridico”:

- a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Questi devono appartenere ed essere sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
- b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
- c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che ricavare profitti finanziari.

Secondo la metodologia di svolgimento del nostro studio e i documenti presenti in letteratura sull'argomento [15], non sarebbe assurdo pensare di trovarci (almeno negli obiettivi) in un caso di CER che potremmo definire molto particolare.

Si vogliono adesso riportare le configurazioni e le strategie corrispondenti allo stato di fatto italiano e quelle che si vogliono raggiungere, riguardo la tematica delle Comunità dell'Energia Rinnovabile.

Allo stato attuale in Italia è possibile svolgere l'attività di autoconsumo secondo lo schema “uno a uno” ovvero una Unità di Produzione – UP a servizio di una Unità di Consumo – UC.

Nel passaggio a un modello di autoconsumo collettivo “uno a molti” (una UP e più UC) possono essere concepite in linea di principio, due differenti configurazioni:

- 1) Schema di autoconsumo fisico, che prevede una connessione diretta privata tra impianto/i di generazione e utenze domestiche/comuni, con un unico punto di accesso (POD – Point Of Delivery) alla rete pubblica (Figura 5-1A);
- 2) Schema di autoconsumo “virtuale” (detto anche “commerciale” o “su perimetro esteso”) che prevede l'utilizzo della rete pubblica per lo scambio di energia tra unità di generazione e di consumo (Figura 5-1B).

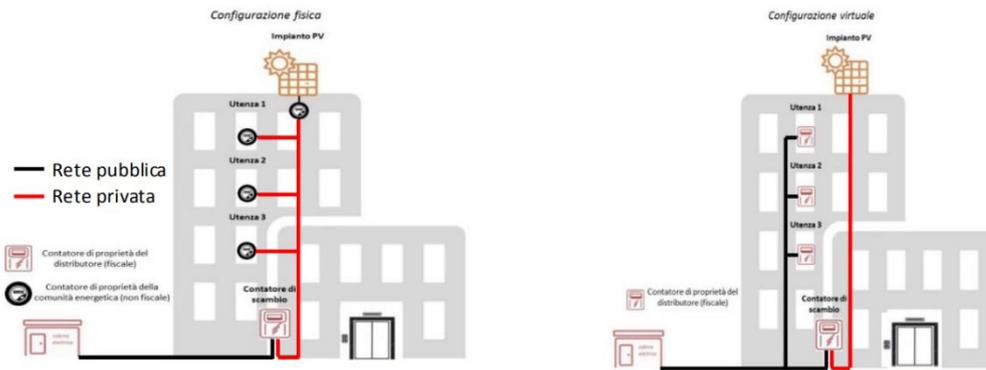


FIGURA 5-1 A: SCHEMA DI AUTOCONSUMO “FISICO” CON CONNESSIONE PRIVATA DELLE UTENZE ALL’IMPIANTO DI PRODUZIONE (A DESTRA), B: SCHEMA DI AUTOCONSUMO “VIRTUALE” CON CONNESSIONE TRA UTENZE ED IMPIANTO DI PRODUZIONE MEDIANTE RETE PUBBLICA” RETE PUBBLICA RETE PRIVATA (A SINISTRA) [15].

La figura (5-2) rappresenta sinteticamente i flussi energetici relativi a uno schema di Autoconsumo Collettivo condominiale.

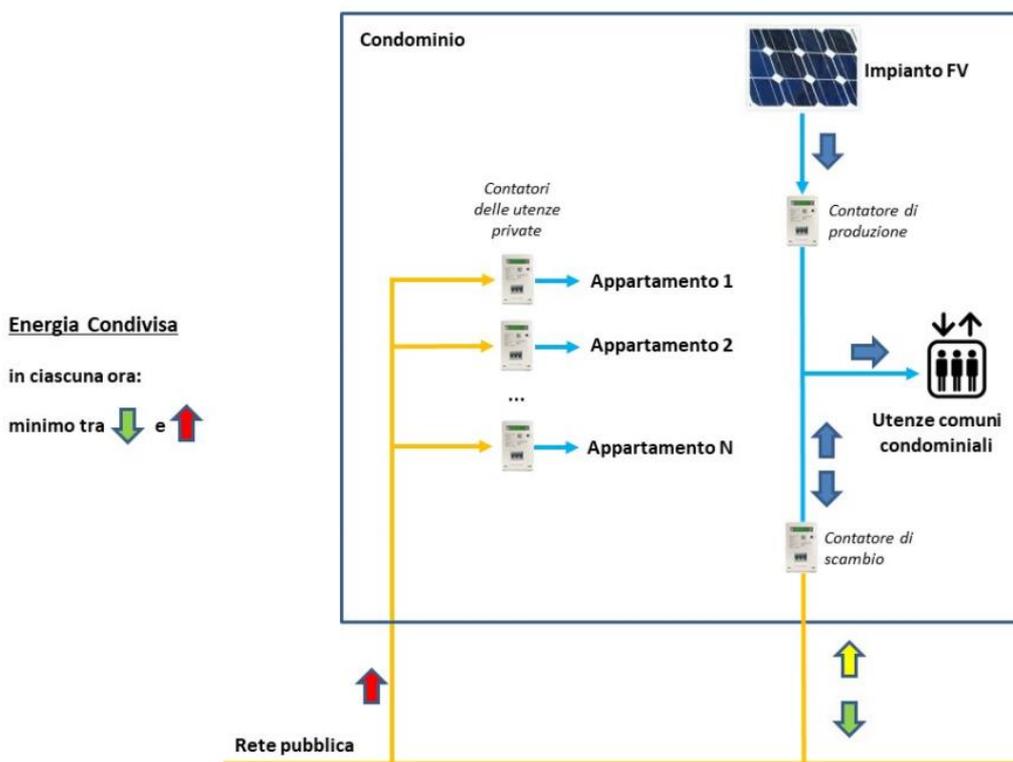


FIGURA 5-2: FLUSSI ENERGETICI DI UNO SCHEMA D’AUTOCONSUMO COLLETTIVO: ENERGIA PRODOTTA, PRELEVATA, AUTOCONSUMATA, IMMESSA IN RETE E CONDIVISA [15].

Nel caso di Comunità di Energia Rinnovabile, il contributo per la valorizzazione dell’energia elettrica condivisa (CAC) tiene conto del solo Corrispettivo Unitario (CU) moltiplicato per l’energia condivisa.

Per consentire di quantificare i benefici apportati alla rete da questi nuovi soggetti del sistema elettrico e adottare un approccio “cost-reflective”, la Deliberazione introduce le seguenti definizioni:

- energia elettrica effettivamente immessa: è l’energia elettrica immessa nella rete al netto dei coefficienti di perdite convenzionali;
- energia elettrica prelevata: è l’energia elettrica prelevata dalla rete da ciascuna utenza che partecipa allo schema;
- energia elettrica condivisa per l’autoconsumo (o, più semplicemente, energia elettrica condivisa): è, per ogni ora, il minimo tra la somma dell’energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell’energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione, che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile, che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile.

La remunerazione dell’energia immessa in rete a Prezzo Zonale Orario, che si potrebbe assumere pari a circa 50 €/MWh (a causa del lockdown la media nei primi mesi del 2020 si è abbassata a 35 €/MWh ma si sta riallineando ai valori del 2019), consente l’accesso a un sistema di detrazioni fiscali per i partecipanti agli schemi. Da questi importi occorre detrarre i corrispettivi a copertura dei costi amministrativi del GSE, come disposto dal MiSE. Un esempio tipo, durante un generale arco giornaliero, può essere rappresentato come mostrato in figura (5-2).

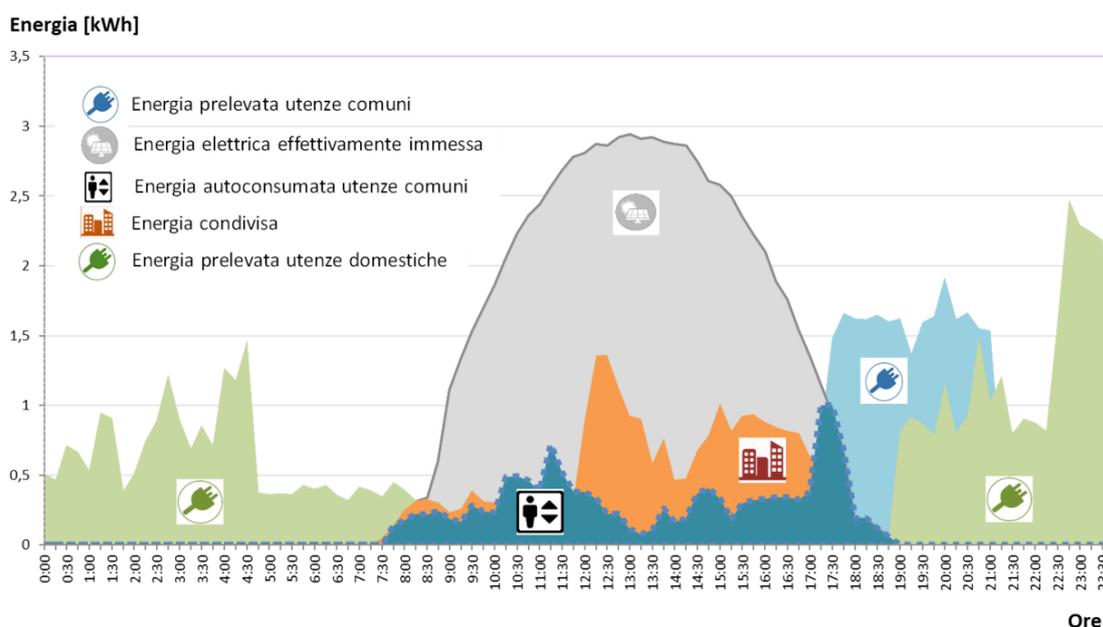


FIGURA 5-3: RAPPRESENTAZIONE GIORNALIERA DELL’ENERGIA IMMESA, DELL’ENERGIA PRELEVATA E DELL’ENERGIA CONDIVISA PER L’AUTOCONSUMO IN UNO SCHEMA TIPO [15].

L’applicazione di soluzioni tecnologiche atte a gestire in modo ottimale un insieme di risorse energetiche distribuite potrà abilitare una maggiore interazione tra gli attori

delle comunità. Ciò favorisce un esercizio del sistema elettrico ancor più dinamico ed efficiente, con maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione, una conseguente riduzione delle perdite di energia nelle reti di trasporto e distribuzione e delle necessità di riserva e bilanciamento. Un incremento della generazione distribuita dell'energia consentirebbe inoltre la creazione di network locali non gerarchici e competitivi, con un aumento dell'autonomia e della possibilità di scelta in termini di soluzioni più adatte alle esigenze territoriali, tali da promuovere una maggiore e più consapevole partecipazione dei cittadini all'attuale evoluzione dello scenario energetico nazionale.

## 5.2 La funzione della smart-grid in uno schema di condivisione energetica

Fino ad ora, abbiamo fatto delle ipotesi statistiche riguardo le varie potenze che entrano in gioco nel bilancio generale del singolo container. Abbiamo cioè creato un modello del singolo container dove tutti i valori utilizzati sono, di fatto, medie statistiche. Nella realtà dei fatti, è probabile che nemmeno un singolo container si comporterà nella maniera prevista, ma che in qualche modo avrà valori istantanei abbastanza diversi da quelli calcolati. È altresì probabile che, invece, un certo numero di container insieme, si comportino mediamente nella maniera studiata.

Effettivamente, in un'area di raccolta comunale predisposta per l'emergenza, la quale può essere assimilata a grandi linee a una CER, è prevista l'installazione di un alto numero di container. Ognuno di essi si comporterà in maniera un po' diversa dipendentemente dall'orientamento, dall'utilizzo effettivo dei carichi elettrici o da qualsiasi altro motivo che comporti una variazione di una delle potenze in gioco. L'idea di base sarebbe quella di sviluppare un modo per far comunicare i vari container fra di loro, in modo che il modulo con disponibilità di energia maggiore aiuti quello che ne ha bisogno. Questa in sostanza è la logica che sta dietro all'uso di una smart-grid.

Se consideriamo l'insieme del container abitativo e dell'impianto come un modulo unitario nonché un sistema chiuso, una prima ipotesi di condivisione dell'energia si può formulare collegando i sistemi in parallelo fra di loro attraverso una linea a sua volta collegata alla rete. In questo modo, in maniera autonoma, senza il bisogno di alcun tipo di componente, ogni modulo così descritto provvederà prima a soddisfare il suo fabbisogno, successivamente ad aiutare i sistemi collegati alla linea citata precedentemente e infine a immettere o prelevare dalla rete rispettivamente il surplus o il deficit di energia generate.

Schematizzando il funzionamento nel dettaglio come mostrato in fig. (5-4), partendo dall'energia prodotta dai pannelli FV di un modulo, l'ordine di soddisfacimento è il seguente:

1. Il carico elettrico del container di quel modulo;
2. Se l'energia prodotta supera il carico elettrico richiesto, si carica l'accumulatore;
3. Se l'energia prodotta supera il carico elettrico richiesto e l'accumulatore è carico, si aiutano i moduli nella smart-grid a soddisfare anche i loro carichi;
4. Se l'energia prodotta supera il carico elettrico richiesto, l'accumulatore è carico e i moduli nella griglia non hanno bisogno di aiuto per soddisfare anche i loro carichi, si immette l'energia in rete.

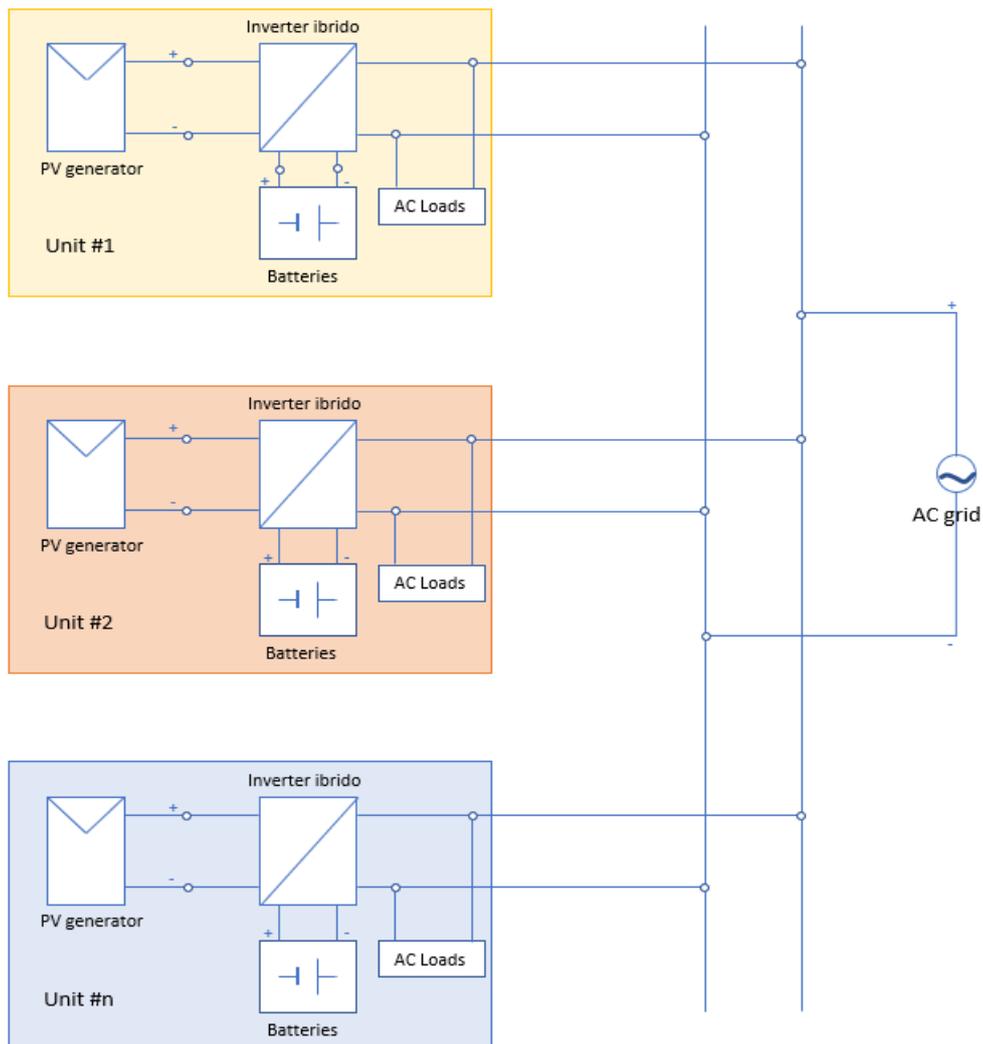


FIGURA 5-4: SCHEMA SMART GRID FORMATA DA MODULI COLLEGATI IN PARALLELO TRA LORO E ALLA RETE SENZA M.M.S.

Ovviamente, se invece vi è un istante in cui anche solo uno dei fabbisogni di ogni modulo non è soddisfatto, in quell'istante l'energia necessaria sarà prelevata dalla rete.

Agendo in questo modo, ogni modulo aiuta o è aiutato da un altro facente parte della sua smart-grid e quindi aumenta la quantità di energia, proveniente da fonti rinnovabili e accumulatori, contestualmente consumata, ottenendo un miglioramento generale delle prestazioni del sistema complessivo.

Così facendo, però, si riscontra una perdita di energia, dovuta alla carica e alla scarica della batteria di un determinato modulo che ha dei rendimenti di conversione ben precisi. In sostanza, produrre energia per poi perderne delle parti nei processi che riguardano l'accumulatore è una strategia ancora ottimizzabile.

Per ottenere un processo ottimizzato, l'ideale sarebbe introdurre un'intelligenza in grado di gestire la distribuzione di energia a partire dai generatori in modo da non accumulare l'energia se vi è una necessità istantanea.

Questo processo è gestito da un componente denominato MMS, lo schema di funzionamento della smart-grid munita di questo componente è il seguente.

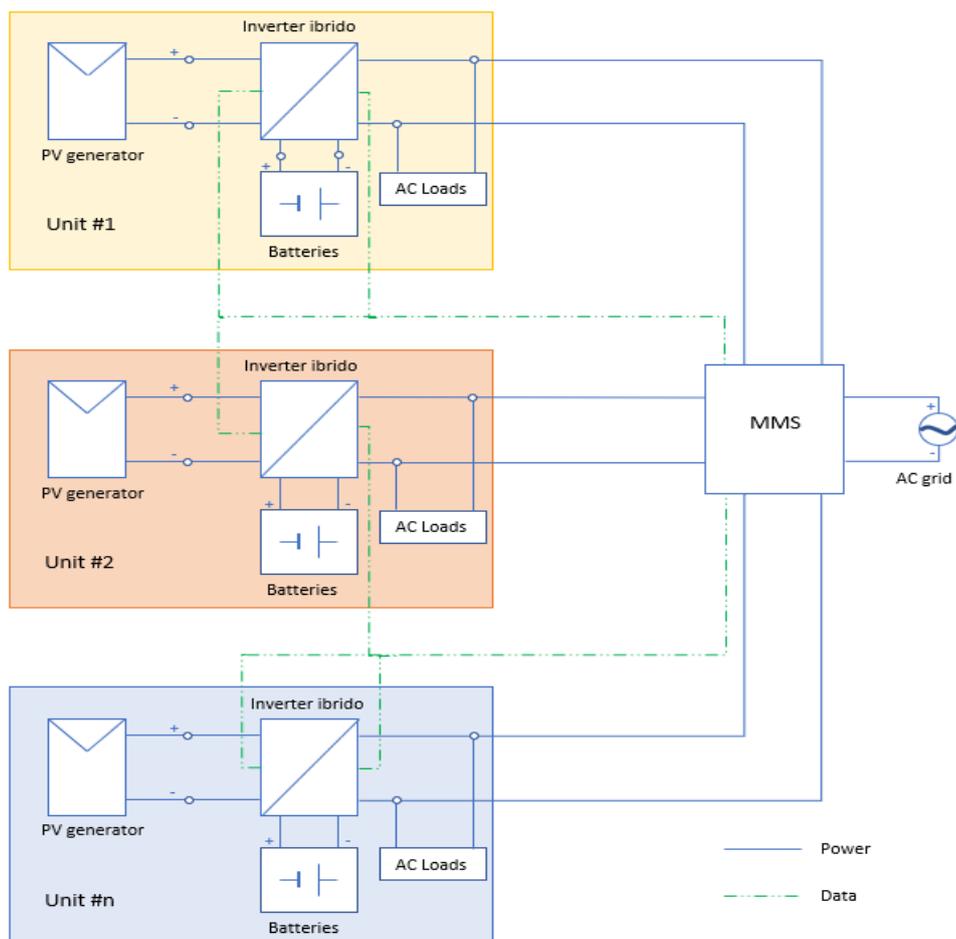


FIGURA 5-5: SCHEMA SMART GRID FORMATA DA MODULI COLLEGATI TRA LORO E ALLA RETE TRAMITE M.M.S.

Per cui adesso l'ordine di soddisfacimento risulta diverso:

1. Il carico elettrico del container di quel modulo;
2. Se l'energia prodotta supera il carico elettrico richiesto, si aiutano i moduli nella griglia a soddisfare anche i loro carichi (anche con l'aiuto dell'energia negli accumulatori se già vi è presente);
3. Se l'energia prodotta supera il carico elettrico richiesto e i moduli nella griglia non hanno bisogno di aiuti, si carica la batteria del modulo;
4. Se tutti i carichi e le batterie non necessitano di energia e vi è un surplus, questo, viene immesso nella rete.

Anche in questo caso si può fare la stessa considerazione di prima sulla possibilità di prelevare dalla rete in caso di bisogno.

### 5.3 Risultati relativi all'uso della smart-grid nel caso studio proposto

Nel paragrafo 2.1 è già stato descritto come l'area in questione sia suddivisa in zone e per ogni zona vi sia un numero diverso di container. Quello che si vuole mettere in evidenza in questo paragrafo è che la funzione della smart-grid è proprio quella di far risultare l'andamento globale delle zone come se, effettivamente, ogni modulo in quella zona si comportasse con l'andamento descritto in precedenza. Si è deciso quindi di fare una simulazione per ogni singola zona, compresa quella dove tutta l'area di raccolta è considerata come un'unica zona con 184 container, ipotizzando carichi diversi per i vari container della zona.

Nella simulazione prevista non si considererà un irraggiamento diverso per gli impianti FV dei vari containers, questo perché anche se è vero che i dati climatici mediati non corrispondono al caso reale, comunque tutti gli impianti sono soggetti alle stesse variazioni climatiche istantanee in contemporanea. È infatti difficile che anche se si considerasse il caso di una nuvola passeggera, questo evento non coinvolga tutta la zona e, in generale, tutta l'area di raccolta.

Si vuole intervenire invece sui carichi, ossia si è ipotizzato di variarne il valore per ogni modulo abitativo attraverso l'uso di un fattore di carico, da moltiplicare al valore orario già ottenuto nella definizione dei carichi del modulo (cap. 4). L'assegnazione dei diversi fattori di carica è stata svolta in modo da ottenere che la media dei comportamenti dei container in una zona, corrisponda all'andamento medio del singolo container.

Volendo analizzare le diverse zone, alle quali corrisponde un diverso numero di container, si ottiene che, con i valori di numero di pannelli installati e capacità batteria selezionati nel capitolo 4, l'andamento delle potenze (corrispondenti alla somma degli andamenti di tutti i moduli) è quella mostrata nelle figure seguenti.

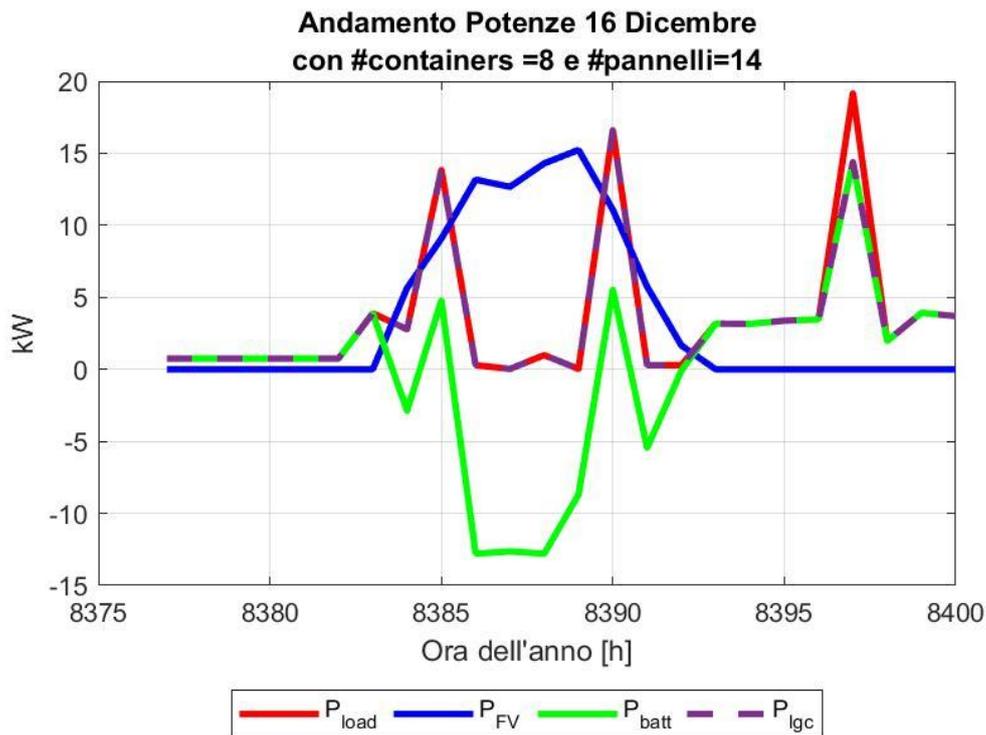


FIGURA 5-6: ANDAMENTO DELLA PLGC CON LA SOLUZIONE 8 CONTAINERS E 14 PANNELLI PER SINGOLO CONTAINER, IL GIORNO DI CARICO PEGGIORE (16 DICEMBRE)

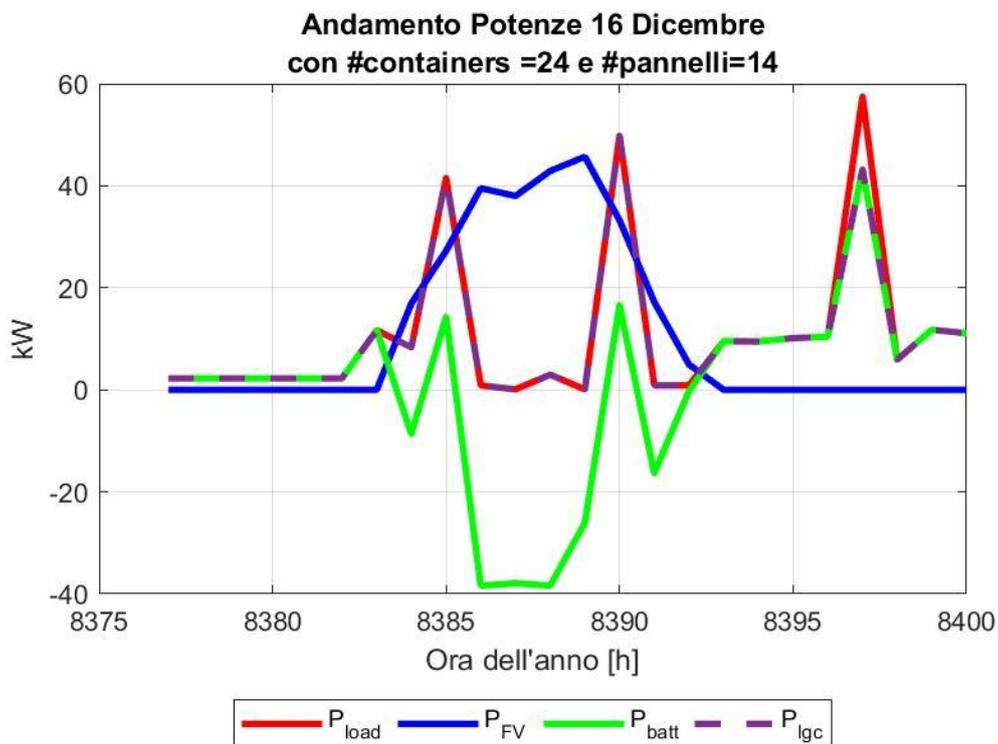


FIGURA 5-7: ANDAMENTO DELLA PLGC CON LA SOLUZIONE 24 CONTAINERS E 14 PANNELLI PER SINGOLO CONTAINER, IL GIORNO DI CARICO PEGGIORE (16 DICEMBRE)

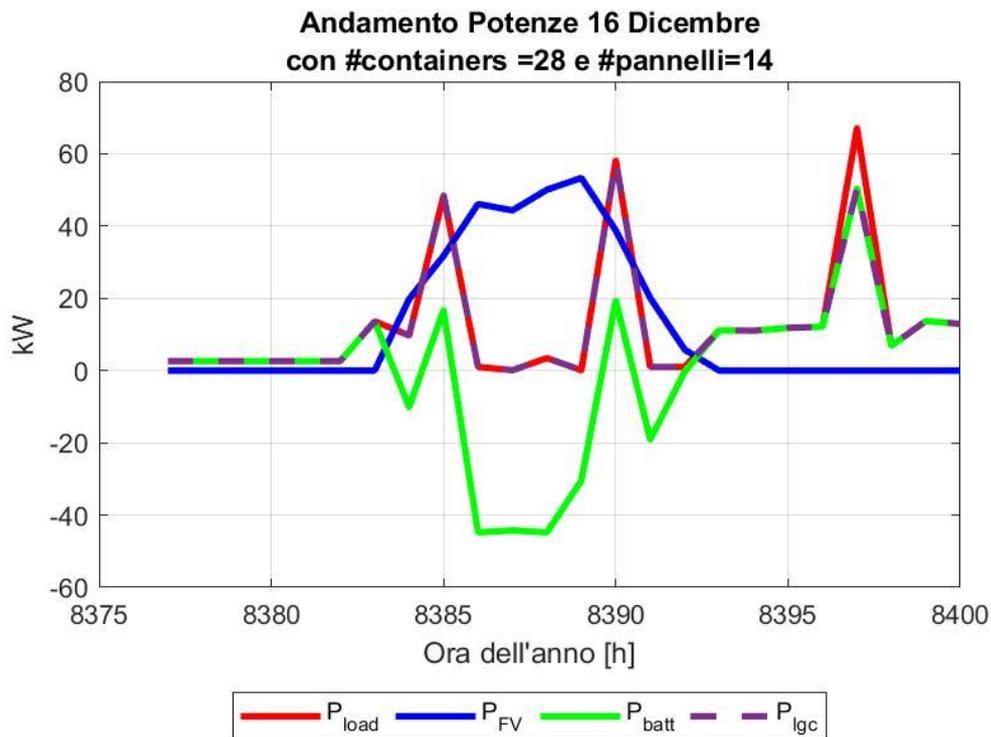


FIGURA 5-8: ANDAMENTO DELLA PLGC CON LA SOLUZIONE 28 CONTAINERS E 14 PANNELLI PER SINGOLO CONTAINER, IL GIORNO DI CARICO PEGGIORE (16 DICEMBRE)

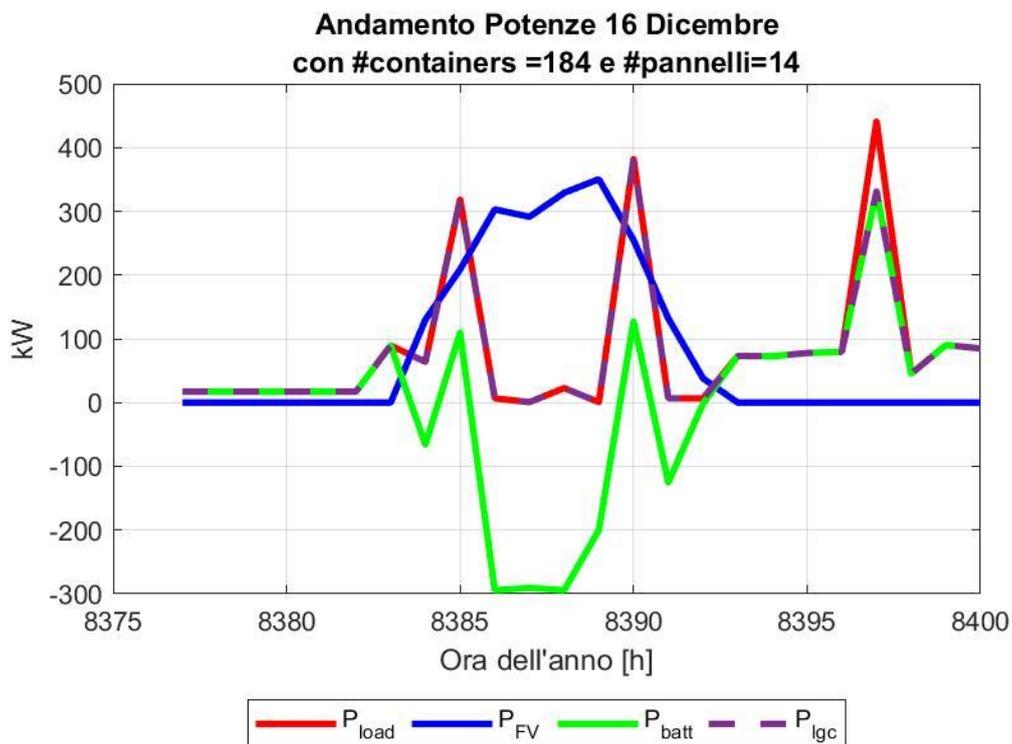


FIGURA 5-9: ANDAMENTO DELLA PLGC CON LA SOLUZIONE 184 CONTAINERS E 14 PANNELLI PER SINGOLO CONTAINER, IL GIORNO DI CARICO PEGGIORE (16 DICEMBRE)

Emerge che seppur la somma delle potenze in gioco aumenti proporzionalmente al numero di containers considerati, l'andamento medio dei carichi rimane lo stesso in qualsiasi caso, verificando così il risultato teorizzato per il modello.

Per rendere più evidente questo risultato vengono riportati in fig. (5-10) i valori degli indici prestazionali con lo stesso numero di pannelli installati ma con diverso numero di containers. Risulta chiaro che con la strategia proposta non vi è alcuna variazione negli indici poiché i valori in media restano gli stessi.

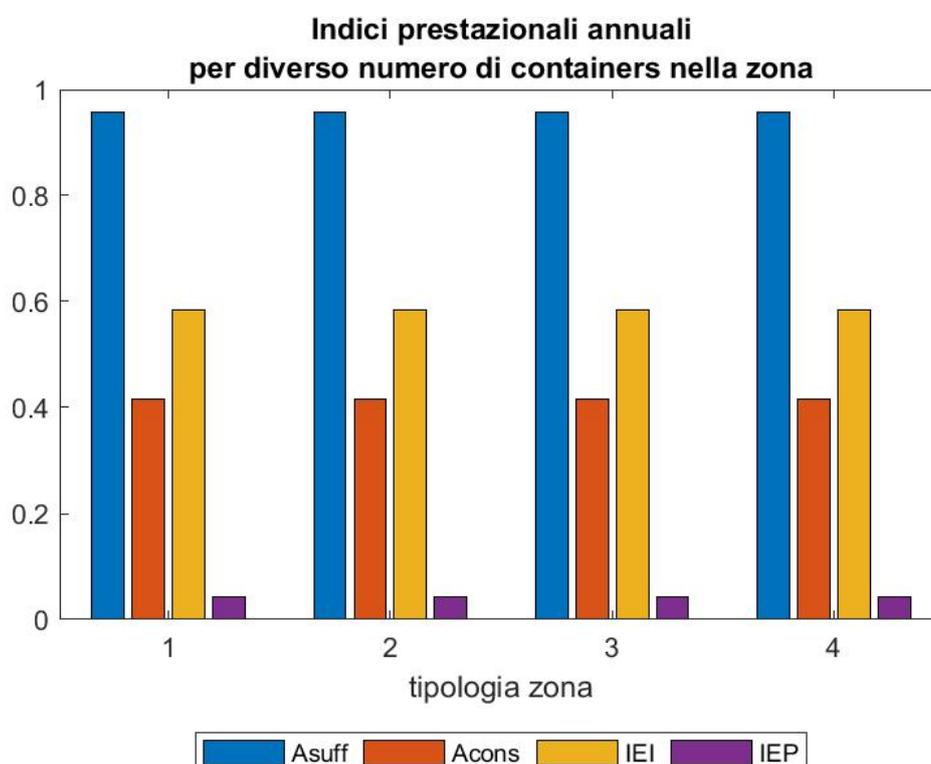


FIGURA 5-10: CONFRONTO FRA VALORI DI AUTOSUFFICIENZA E AUTOCONSUMO PER LE DIVERSE ZONE TIPO. ZONA 1 = 8 CONTAINERS, ZONA 2 = 24 CONTAINERS, ZONA 3 = 28 CONTAINERS E ZONA 4 = 184 CONTAINERS.

Prendiamo ora, solo a titolo d'esempio, la zona composta da 24 container e 6 pannelli. Nel voler puntualizzare l'uso di carichi diversi per ottenere l'andamento medio prima descritto, si riportano di seguito gli andamenti dei valori di carico modificati con i fattori di carico massimo e minimo.

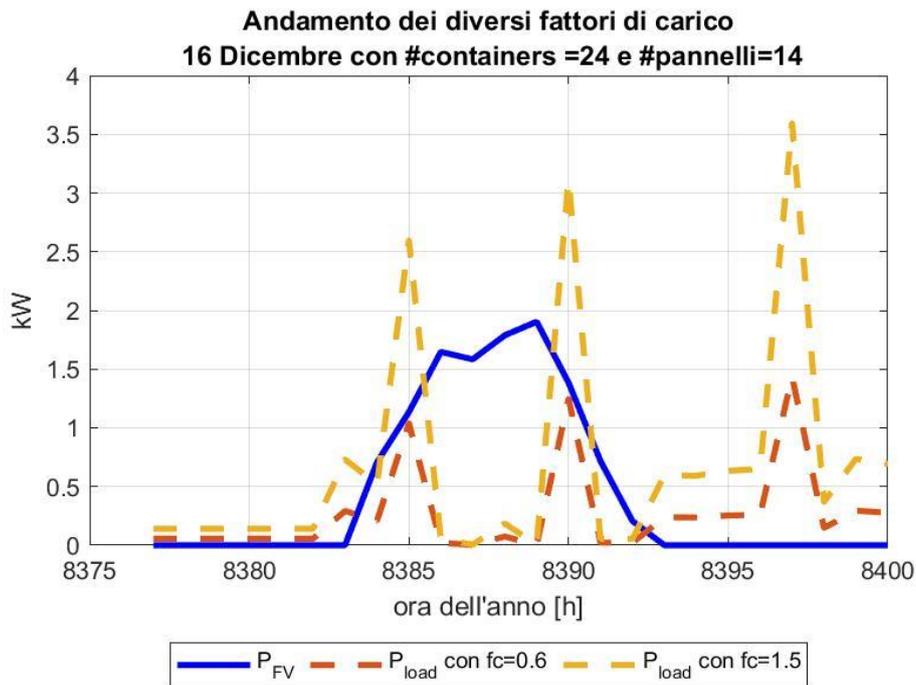


FIGURA 5-11: SCOMPOSIZIONE DEI CARICHI DEI SINGOLI MODULI IN BASE AI FATTORI DI CARICO. SOLUZIONE CON 24 CONTAINERS E 14 PANNELLI PER SINGOLO CONTAINER, IL GIORNO DI CARICO PEGGIORE (16 DICEMBRE).

Seguono gli andamenti che riportano il bilancio delle potenze con numeri di pannelli installati variabile.

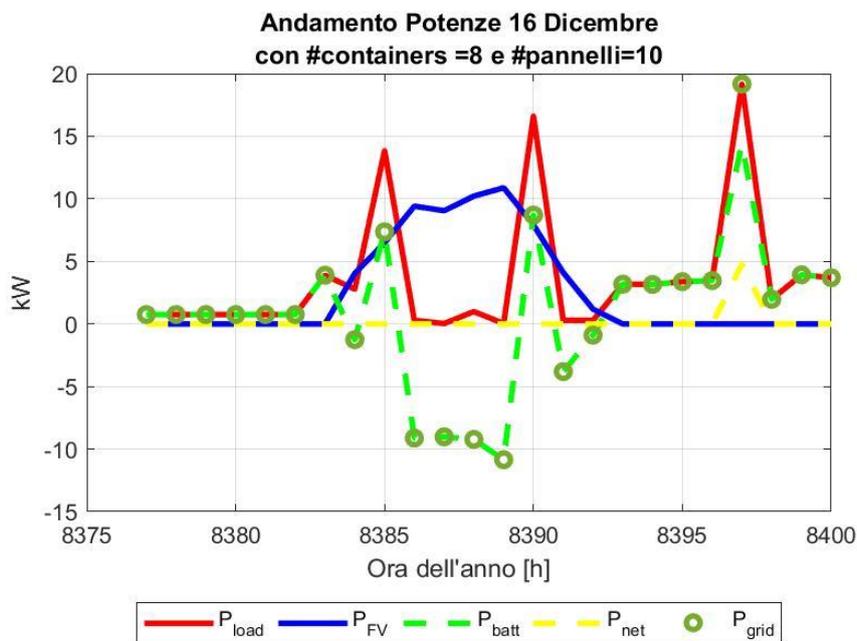


FIGURA 5-12: BILANCIO POTENZE CON IL COMPORTAMENTO DELLA SMART-GRID. SOLUZIONE CON 8 CONTAINERS E 10 PANNELLI PER SINGOLO CONTAINER, IL GIORNO DI CARICO PEGGIORE (16 DICEMBRE)

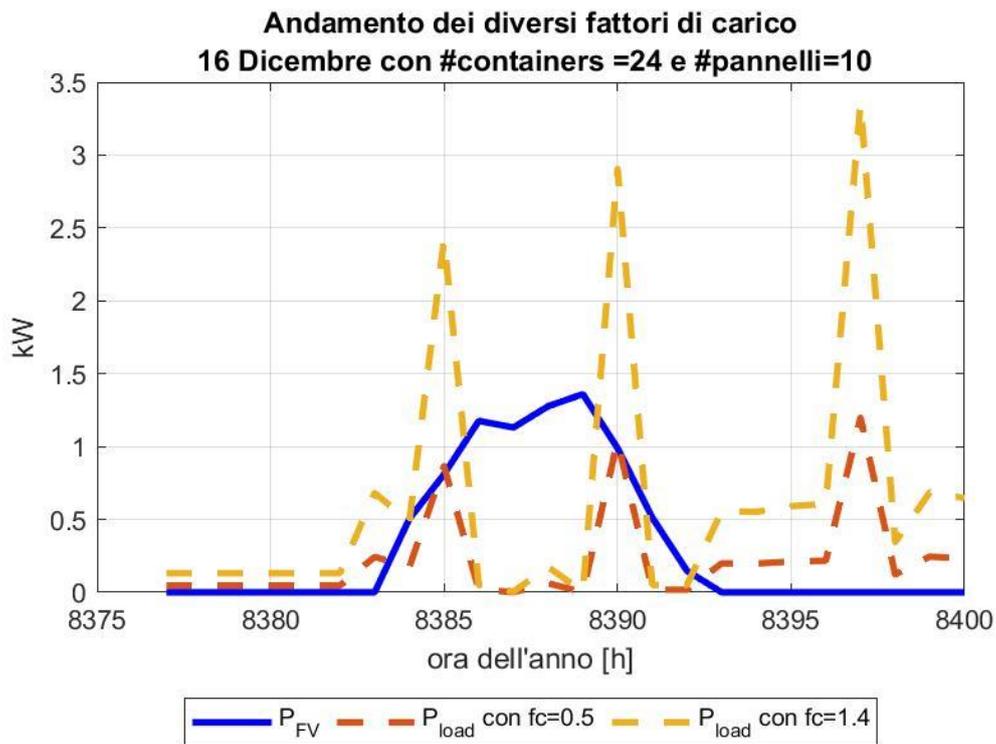


FIGURA 5-13: BILANCIO POTENZE CON IL COMPORTAMENTO DELLA SMART-GRID. SOLUZIONE CON 24 CONTAINERS E 10 PANNELLI PER SINGOLO CONTAINER, IL GIORNO DI CARICO PEGGIORE (16 DICEMBRE)

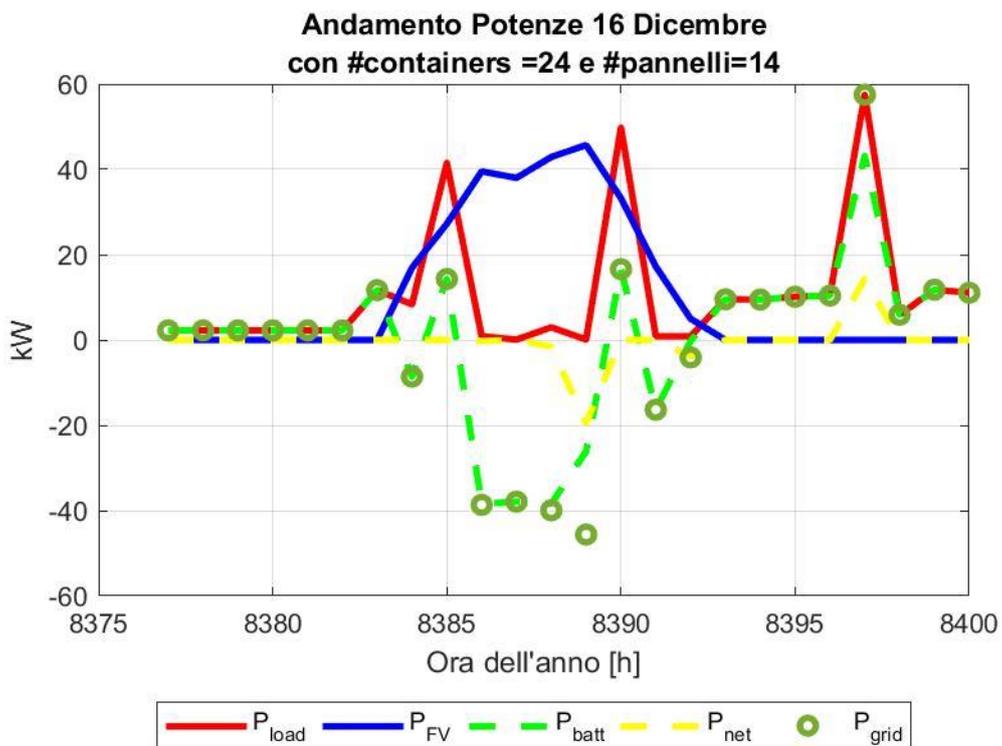


FIGURA 5-14: BILANCIO POTENZE CON IL COMPORTAMENTO DELLA SMART-GRID. SOLUZIONE CON 24 CONTAINERS E 14 PANNELLI PER SINGOLO CONTAINER, IL GIORNO DI CARICO PEGGIORE (16 DICEMBRE)

Già da questi grafici si riesce ad intuire che la soluzione con 14 pannelli (ricordando che ci troviamo nel caso di giorno peggiore) ha degli istanti dove la generazione condivisa è così alta e performante da dover cedere un importante eccesso alla rete. La soluzione con 12 pannelli, grazie alla strategia della condivisione sembra in grado di soddisfare il fabbisogno quasi integralmente.

Si è fatta questa simulazione proprio per riuscire a valutare se con la strategia di condivisione proposta si possa prendere in considerazione l'eventualità di ridurre il numero di pannelli installati per impianto, restando nelle stesse condizioni di autonomia. Si riporta infatti, nelle figura di seguito, il comportamento degli indici prestazionali analizzati in relazione al diverso numero di pannelli scelto. Risulta chiaro come, per esempio, dagli 11 pannelli in poi il valore di energia prelevata dalla rete sia minimo e resti all'incirca costante. Di contro quello immesso cresce con il crescere del numero dei pannelli, anche in maniera importante.

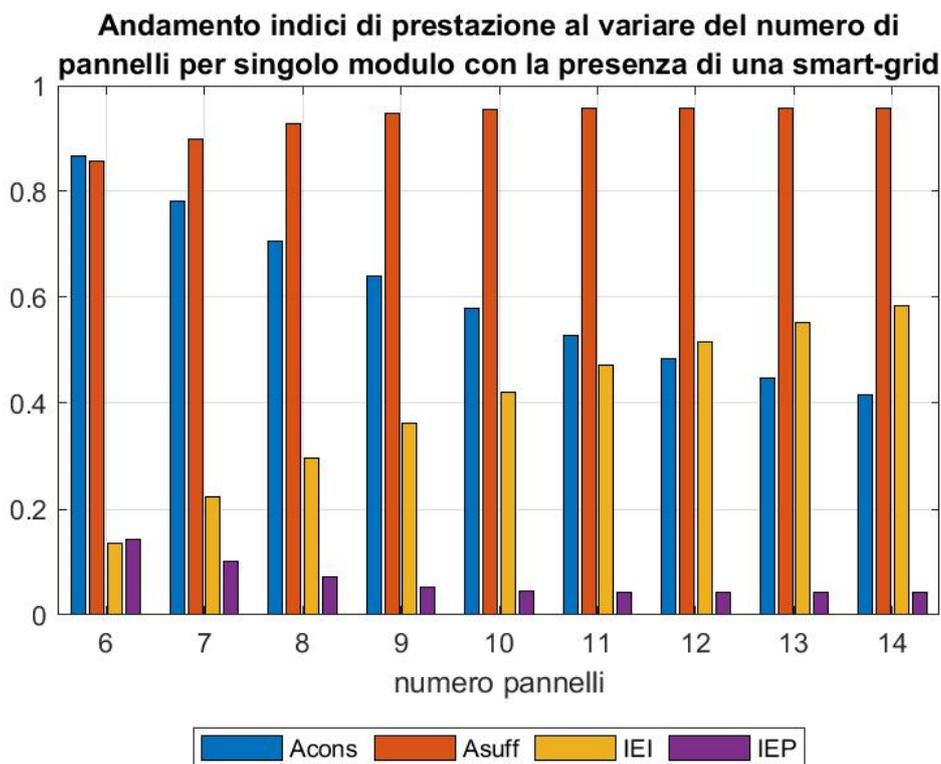
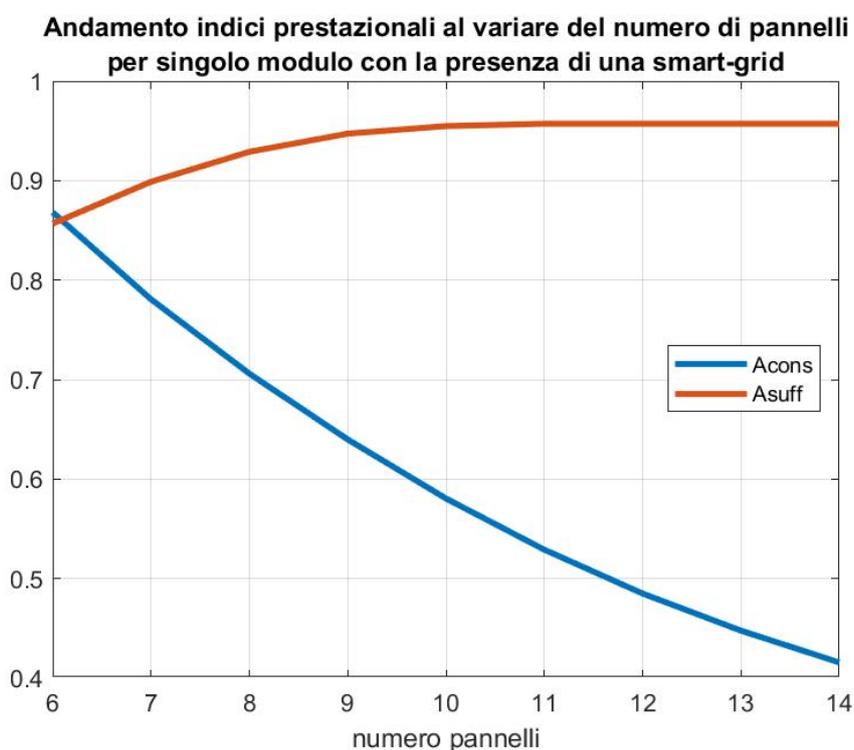


FIGURA 5-15: VARIAZIONE INDICI DI PRESTAZIONE PER NUMERO DI PANNELLI ISTALLATO PER SINGOLO CONTAINER USANDO LA SMART-GRID

In maniera molto simile, si comportano l'autosufficienza, la quale raggiunge un punto di massimo verso gli 11 pannelli che resta all'incirca costante, e l'autoconsumo che, per i motivi già analizzati in precedenza riguardo all'energia prodotta e contestualmente consumata, si riduce all'aumentare del numero di pannelli installati per singolo container.

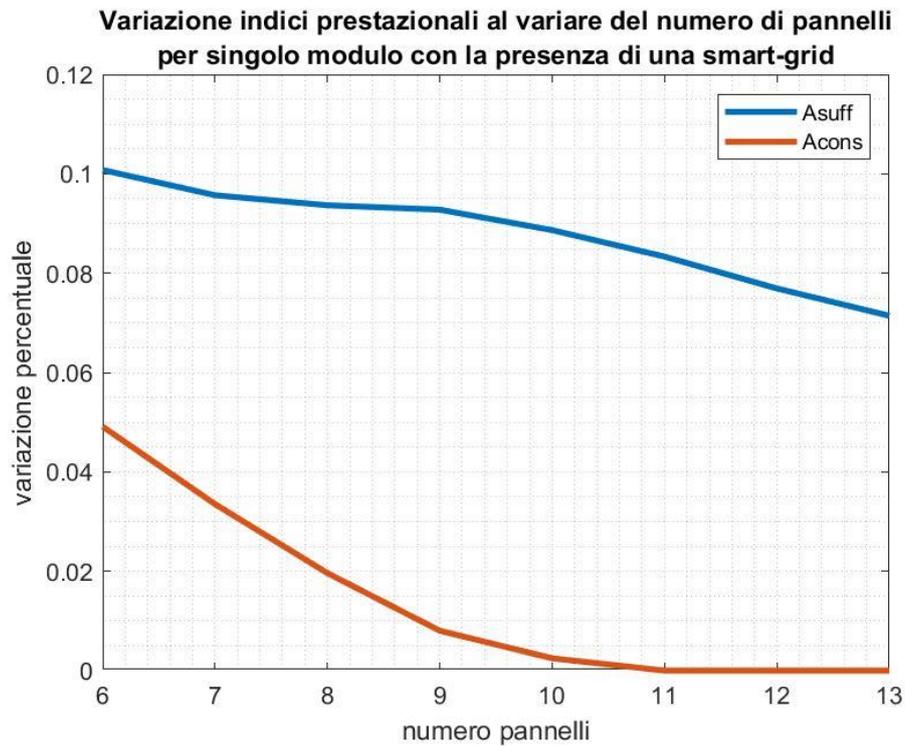
Si riporta, in dettaglio di seguito, l'andamento medio per zona dei valori di autoconsumo e autosufficienza dell'intero impianto variando il numero di pannelli installati fig. (5-16).



**FIGURA 5-16: ANDAMENTO DI AUTOPRODUZIONE E AUTOSUFFICIENZA AL VARIARE DEL NUMERO DI PANNELLI INSTALLATO PER SINGOLO CONTAINER USANDO LA SMART-GRID**

Nella figura (5.17) si riporta invece la variazione percentuale, sempre riferita al numero pannelli. L'andamento suggerisce che da 14 a 11 pannelli si percepisce una variazione davvero minima degli indici di prestazione la quale rimane lieve anche fino ai 10. Ovviamente scegliendo di percorrere questa strada, bisognerebbe ridimensionare l'inverter poiché una stringa da 6 pannelli non riuscirebbe a raggiungere la tensione minima richiesta dal componente, quindi l'assetto finale sarebbe il GW3048-EM con potenza nominale massima di 3.900W e range di tensione tra 280-500 V.

La scelta di introdurre una smart-grid con i relativi componenti può portare a risultati diversi secondo l'obiettivo che si vuole perseguire. Per esempio, potrebbe essere sfruttata per raggiungere un'autonomia ancora più elevata o all'inverso per ottenere risultati simili con l'impiego di meno spazio occupato e meno costi.



**FIGURA 5-17: VARIAZIONE PERCENTUALE DEI VALORI DI AUTOCONSUMO E AUTOSUFFICIENZA RISPETTO AL NUMERO DI PANNELLI INSTALLATI PER SINGOLO CONTAINER**

Da quanto riportato fino ad ora, risulta evidente come l'ottimizzazione ottenuta attraverso l'utilizzo di una smart-grid per la condivisione di energia fra i moduli, sia stata raggiunta e sia la strategia giusta che permette di riproporre la situazione reale, poco prevedibile e quindi difficile da riprodurre in una simulazione, attraverso i risultati statistici ipotizzati per questo studio.

## 6. Valutazioni economiche delle soluzioni studiate

### 6.1 Analisi economica attraverso il VAN

A questo punto dell'analisi, una volta definite le potenze e i componenti che andranno a comporre l'impianto, è utile procedere con una seppur approssimativa stima economica. Per fare ciò, un metodo riconosciuto è quello che utilizza il Valore Attuale Netto o VAN. Questa metodologia è comunemente usata per valutare la validità di un investimento che si vuole effettuare, tramite l'analisi dei flussi di cassa, ovvero il denaro in entrata e in uscita anno per anno, attualizzati considerando un tasso di rendimento sulla base della disponibilità del capitale finanziario.

Una volta calcolato il VAN, se questo valore è maggiore di zero, il rendimento futuro è maggiore del valore del capitale investito; se minore di zero, l'investimento non sarà conveniente, in quanto il rendimento futuro è inferiore al valore del capitale investito. Un VAN maggiore sarà sinonimo di un buon investimento.

Il VAN sarà influenzato principalmente dal costo di installazione dei componenti il quale, a sua volta, è influenzato dalla potenza installata, in quanto maggiore è la potenza installata e minore è il costo specifico (€/kW).

Altro parametro importante è il ritorno di cassa: nel caso di impianti collegati alla rete elettrica, il ritorno di cassa tiene conto delle tariffe incentivanti.

Nel caso in esame, si vuole affrontare lo studio seguendo la metodologia di studi simili affrontati precedentemente[16]. Formuliamo l'ipotesi in cui prima dell'installazione dell'impianto fotovoltaico si utilizzi principalmente la rete elettrica pubblica e in minor parte il gruppo elettrogeno (scenario ad esempio dovuto a un guasto nella rete pubblica). In questo caso, il ritorno di cassa sarà dato solo dal denaro risparmiato per la produzione di energia proveniente da fotovoltaico invece che dalla rete o dal gruppo elettrogeno.

Ai flussi di cassa negativi saranno da aggiungere i costi annui di manutenzione e gestione dell'impianto. Il tasso di interesse, che sarà imposto pari al 3%, rappresenta l'interesse garantito da un conto deposito, un titolo di stato o uno strumento finanziario di rischiosità simile.

Solitamente, per l'analisi si utilizza come arco di tempo la vita utile dell'impianto. Nel nostro caso, si potrebbe considerare un periodo di 25 anni: dopo questo lasso di tempo, infatti, l'efficienza dei moduli è ridotta a circa l'80% delle prestazioni iniziali.

Il VAN viene calcolato anno per anno, con la formula seguente:

$$VAN = -C_I + \sum_{n=1}^{25} \frac{C_{f,n}}{(1+i)^n} \quad (6-1)$$

Dove:

- $C_I$  è il costo di investimento iniziale;
- $C_{f,n}$  è il flusso di cassa positivo, ovvero in entrata, all'anno n-esimo, pari al risparmio dato dall'utilizzo dell'impianto fotovoltaico e dal mancato (o ridotto) acquisto di combustibile;
- $i$  è il tasso di interesse;
- $\frac{1}{(1+i)^n}$  è il fattore di attualizzazione.

Il costo derivante dalla sostituzione delle batterie è da considerare al decimo anno di vita dell'impianto come ulteriore costo.

Tra i costi di manutenzione annui, sarebbero da considerare: costo per la pulizia dei moduli, controllo delle strutture di sostegno, controllo di inverter, cavi, quadri etc. I costi di manutenzione, cosiddetti O&M, sono stati assunti pari al 2% del costo di investimento iniziale. In generale, i costi possono essere ipotizzati in maniera abbastanza realistica in base alla taglia dell'impianto e degli altri componenti.

Il costo di investimento, concordemente con i risultati trovati in studi simili [17], per l'acquisto dei moduli che comporranno l'impianto fotovoltaico è stato stimato pari a 1.300 €/kW. Ogni container dispone di 10 pannelli da 300 W per un totale di 3 kW/container. Si ha un costo di investimento di 3.900 €/container per quanto riguarda i pannelli e 1.650 €/container per l'inverter, per un totale di 5.550 €/container. Considerando il caso di occupazione massima di 184 container, si ha un costo complessivo di investimento di poco più di 1 milione di euro.

Per quanto riguarda il sistema di accumulo, in quanto è stata scelta la tecnologia agli ioni di litio, il costo al kWh di capacità utile stimato ammonta a 300 €/kWh. A fronte di una capacità utile di 10,8 kWh/container, la spesa sarà di 3.240 €/container. Sempre nell'ipotesi di massima occupazione (184 container) avremo una spesa di quasi 600 mila €.

A fronte di queste ipotesi, il costo di investimento iniziale, non considerando i costi di progettazione e cablaggio, ammonta a circa 1,6 milioni di euro.

Il costo annuo di O&M ammonta al 2% dell'investimento iniziale, cioè 32.000 €. Come già detto, il tasso di interesse viene fissato pari al 3%.

Il gasolio utilizzato per l'alimentazione del gruppo elettrogeno non è soggetto a defiscalizzazione. Per determinare il prezzo del gasolio, sono stati presi i prezzi medi annui del gasolio nel periodo 1996-2018 dal sito del Ministero dello sviluppo economico, per il 2019 è stata fatta la media del prezzo con i prezzi medi mensili da gennaio a novembre.

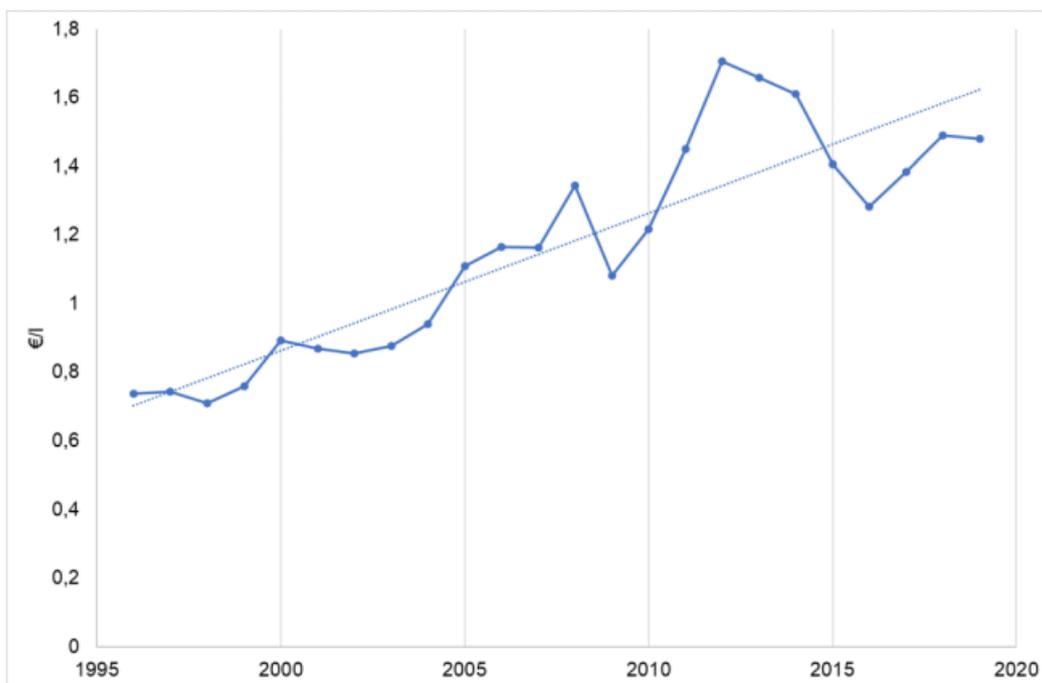


FIGURA 6-1: ANDAMENTO PREZZO DEL GASOLIO DAL 1996 AL 2019

In figura (6-1) è riportato l'andamento del prezzo del gasolio con la relativa linea di tendenza. L'equazione corrispondente a quest'ultima è ipotizzabile con la (6-2).

$$c = 0,04 \cdot n - 80 \quad (6-2)$$

Dove  $n$  è l'anno di riferimento.

Mediante l'equazione (6-2), partendo dal 2020 come anno di installazione, si risale a una potenziale stima del prezzo al litro del gasolio per i prossimi 25 anni. La stima non può essere ritenuta completamente realistica, in quanto non tiene conto di eventuali variazioni di IVA o di cali del prezzo del gasolio.

Per quanto riguarda invece il prezzo dell'energia elettrica, questo è stato considerato costante e pari al valore di 0,021 [€/kWh] per tutto il periodo vitale dell'impianto.

Il risparmio annuo sarà dato dal mancato acquisto del combustibile al 10%, corrispondente al possibile periodo di tempo in cui possa verificarsi un guasto alla linea elettrica e quindi venga utilizzato il gruppo elettrogeno. Il restante 90% del risparmio è dovuto al non acquisto dell'energia elettrica dalla rete, derivante dal fatto che l'energia necessaria per l'alimentazione dei carichi venga totalmente prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Per la valutazione del VAN vengono fatte alcune ipotesi semplificative. Innanzitutto, viene fatta l'ipotesi di carico costante sui 25 anni; inoltre, viene ipotizzato costante il tasso di interesse e il rendimento del gruppo elettrogeno. Il potere calorifico del gasolio viene inoltre preso pari a 35.552 kJ/kg, costante.

Considerando i costi di O&M, il costo iniziale di investimento e il costo di sostituzione delle batterie ogni 10 anni, si trova che il VAN segue l'andamento mostrato in figura (6-2).

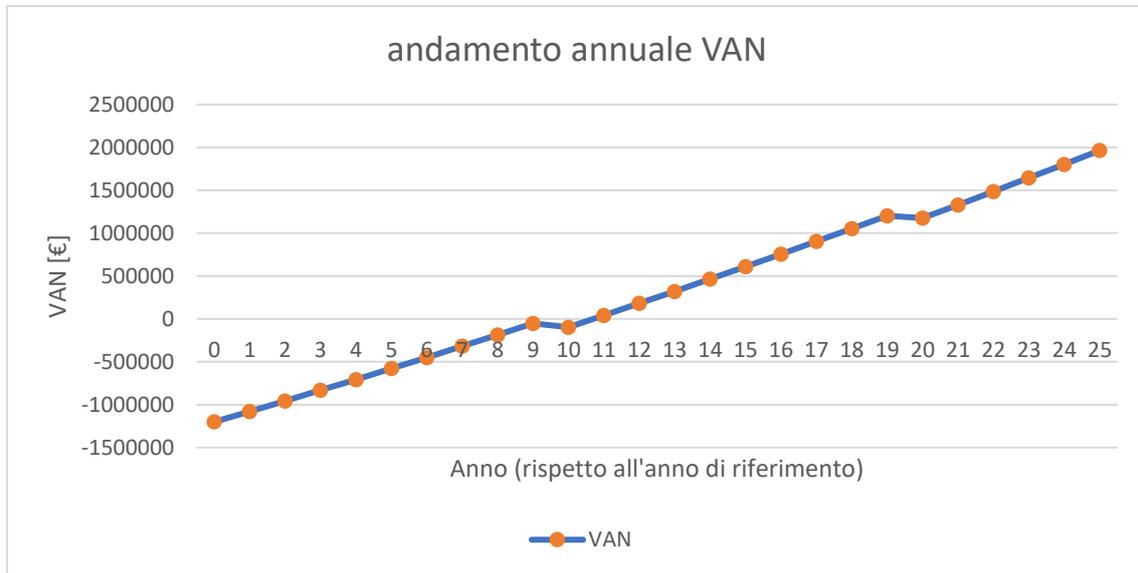


FIGURA 6-2: ANDAMENTO DEL VAN SU UN ARCO TEMPORALE DI 25 ANNI.

Si riscontra che il periodo di rientro economico (payback time) sia atteso tra i dieci e gli undici anni senza considerare alcun tipo di incentivazione fiscale.

## 6.2 Analisi finanziaria attraverso LCOE

Un altro metodo di analisi economica utile per questo tipo di studio è quello che utilizza il parametro denominato come LCOE.

Generalmente questo parametro serve per confrontare tipi di strategie tecnologiche diverse in senso economico e infatti verrà utilizzato per mettere a confronto la soluzione della realizzazione dell'impianto senza accumulo con quella che include gli accumulatori.

Questo parametro rappresenta il rapporto tra il Life Cycle Cost (LCC) dell'impianto fotovoltaico e l'energia prodotta durante tutta la vita utile (Life Cycle Energy Produced (LCE)).

$$LCOE = \frac{LCC}{LCE} \quad (6-3)$$

L'unità di misura prestabilita è €/kWh e ovviamente più è ridotto, maggiore sarà la competitività della tecnologia di generazione di energia elettrica.

Per calcolare il LCOE di un impianto fotovoltaico si parte dalla metodologia utilizzata del Valore Attuale Netto (VAN) che calcola le spese di investimento e operazionali per tutto il ciclo di vita dell'impianto e le entrate attualizzandole allo stesso anno di riferimento. In questo modello, tutti i valori attualizzati delle spese sono divisi per i valori attualizzati della produzione di elettricità.

Per il calcolo del LCOE con la metodologia appena descritta, viene presentata la seguente formula(Lai and McCulloch, 2016):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el,t}}{(1+i)^t}} \quad (6-4)$$

Dove:

- $I_0$  rappresenta l'investimento iniziale in euro,  $A_t$  rappresenta i costi totali di O&M (esercizio e manutenzione) annuali anch'essi in euro;
- $M_{el,t}$  rappresenta la produzione elettrica annuale in kWh;
- $n$  rappresenta la vita utile dell'installazione fotovoltaica (25 anni per questa analisi);
- $t$  rappresenta lo specifico anno di funzionamento (1, 2, . . . ,n);
- Infine,  $i$  rappresenta il tasso di interesse (tasso di sconto) valutato come WACC (costo medio ponderato del capitale con inflazione al 2%).

Nell'idea di svolgere un confronto più attualizzato rispetto alle soluzioni proposte, per questa analisi comparativa, le informazioni riguardo i costi e i vari parametri da utilizzare per svolgere la sopracitata analisi sono stati ritrovati in letteratura come valori europei di confronto riferiti al 2018 [18]. Sono riportate di seguito le tabelle con le informazioni significative per il calcolo.

TABELLA 6-1: COSTI D'INVESTIMENTO AL KWH IN BASE AL TIPO DI GENERAZIONE E/O ALLA SUA TAGLIA

CAPEX [EUR/kW]	PV rooftop small (5-15 kWp)	PV rooftop large (100-1000 kWp)	PV utility-scale (> 2 MWp)	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	Brown coal	Hard coal	CCGT	GT
Investment 2018 low	1200	800	600	1500	3100	2000	1600	1300	800	400
Investment 2018 high	1400	1000	800	2000	4700	4000	2200	2000	1100	600

Specific CAPEX in EUR/kW of current power plant installations

TABELLA 6-2: PARAMETRI FINANZIARI BASATI SUL TIPO DI GENERAZIONE E/O ALLA SUA TAGLIA

	PV rooftop small (5-15 kWp)	PV rooftop large (100-1000 kWp)	PV utility-scale (> 2 MWp)	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	Brown coal	Hard coal	CCGT	GT
Lifetime [in years]	25	25	25	25	25	30	40	40	30	30
Share of debt	80%	80%	80%	80%	70%	80%	60%	60%	60%	60%
Share of equity	20%	20%	20%	20%	30%	20%	40%	40%	40%	40%
Interest rate on debt	3.5%	3.5%	3.5%	4.0%	5.5%	4.0%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%
Return on equity	5.0%	6.5%	6.5%	7.0%	10.0%	8.0%	11.0%	11.0%	10.0%	10.0%
WACC nominal	3.8%	4.1%	4.1%	4.6%	6.9%	4.8%	7.7%	7.7%	7.3%	7.3%
WACC real	1.8%	2.1%	2.1%	2.5%	4.8%	2.7%	5.6%	5.6%	5.2%	5.2%
OPEX fix [EUR/kW]	2.5% of CAPEX	2.5% of CAPEX	2.5% of CAPEX	30	100	4.0% of CAPEX	36	32	22	20
OPEX var [EUR/kWh]	0	0	0	0.005	0.005	0	0.005	0.005	0.004	0.003
Degradation	0.0025	0.0025	0.0025	0	0	0	0	0	0	0

Input parameter for LCOE calculation. The real WACC is calculated with an inflation rate of 2%.

Vi sono inoltre i parametri utilizzati per il calcolo del LCOE qualora si volesse considerare, come nel nostro caso, l'inserimento di un sistema d'accumulo correlato al sistema di generazione alternativo.

TABELLA 6-3: PARAMETRI FINANZIARI DEL SISTEMA DI ACCUMULO

Year of installation	Unit	2018		2030		Sources 2018
		Low	High	Low	High	
CAPEX Battery (net, per usable capacity)	EUR/kWh	560	1220	200	650	(Figgner et al. 2017, S.47) (assumed by using further annual price reduction, similar to the years 2013 to 2016)
Ratio of battery capacity to PV capacity	kWh/kWp	0.5	1	0.5	1	Own assumptions
Replacement cost of battery	% of CAPEX	60	60	60	60	Average purchase price (Lorenz, Schröder 2014)
WACC real	%	1.765	1.765	1.765	1.765	Own assumptions
Lifetime of first battery	year	10	10	15	15	Own assumptions
Efficiency of battery (roundtrip)	%	95	90	95	95	Own assumptions
Self discharge rate	%/month	1	1	1	1	Own assumptions
LCOE PV	€ <sub>cent</sub> /kWh	7.23	11.54	4.70	7.50	See section 4
Increase of self-consumption rate through battery	%	20	30	20	30	As result of the ratio PV to battery (Weniger et al. 2015, S.29)
Financial lifetime	year	25	25	25	25	Own assumptions
Electricity generation of PV system	kWh/kWp	1280	935	1280	935	Own assumptions

Input parameters for the calculation of LCOE from PV battery storage systems

In questo caso, i costi operazionali aggiunti al sistema di generazione sono i costi per il ricambio della batteria, considerato ogni dieci anni, ai quali è stata sottratta, come indicato, la percentuale corrispondente di energia prelevata dalla rete, secondo il parametro di incremento dell'autoconsumo.

Prendiamo in considerazione adesso, la situazione descritta nel nostro caso studio comprendente tutta la zona prevista con 184 container dei quali ognuno ha un impianto fotovoltaico con 10 pannelli di 3 kW di potenza cadauno, un accumulatore dalla capacità di 10,8 kWh e tutto sotto la gestione smart di una micro-grid.

Nel caso particolare in cui non vi fosse un sistema di accumulo e quindi solo impianti fotovoltaici avremo l'energia consumata annualmente stimata per un valore di 1,124 MWh/anno.

TABELLA 6-4: VALORI ANNUALI FATTORI LCOE CASO SOLO FOTOVOLTAICO

Anno successivo all'installazione	$A_t/((1+i)^t)$	$M_e/((1+i)^t)$	LCOE [€/kWh]
1	17.893,91	1.104.480	0,6759
2	17.577,51	1.084.951	0,3490
3	17.266,71	1.065.767	0,2400
4	16.961,41	1.046.923	0,1856
5	16.661,50	1.028.411	0,1529
6	16.366,90	1.010.227	0,1311
7	16.077,50	992.365	0,1156
8	15.793,22	974.818	0,1039
9	15.513,97	957.582	0,0948
10	15.239,66	940.650	0,0876
11	14.970,20	924.018	0,0817
12	14.705,50	907.679	0,0767
13	14.445,48	891.630	0,0726
14	14.190,06	875.864	0,0690
15	13.939,15	860.378	0,0659
16	13.692,68	845.165	0,0632
17	13.450,57	830.221	0,0608
18	13.212,74	815.541	0,0587
19	12.979,12	801.121	0,0568
20	12.749,63	786.956	0,0551
21	12.524,19	773.041	0,0535
22	12.302,74	759.372	0,0521
23	12.085,21	745.945	0,0509
24	11.871,52	732.756	0,0497
25	11.661,61	719.799	0,0486

LCOE in questo caso ha già un valore basso relativamente al tipo di taglia dell'impianto fotovoltaico generale considerato nel sistema, come può essere verificato in altri lavori di tesi precedenti [19].

Nello specifico, l'andamento del LCOE per la strategia in esame è mostrato in fig. (6-3).

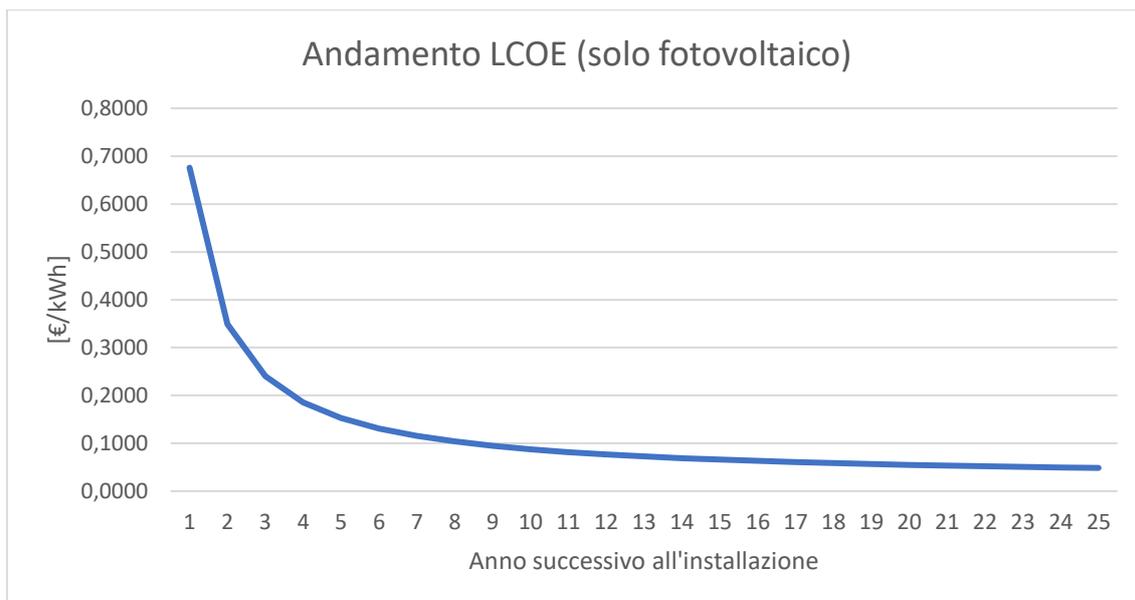


FIGURA 6-3: ANDAMENTO ANNUALE LCOE CASO CON SOLO IMPIANTO FOTOVOLTAICO INSTALLATO

Si vuole ora considerare il caso effettivo dell'installazione completa di accumulo e compararlo con quello del solo fotovoltaico attraverso i parametri descritti in precedenza riguardo l'aumento e la riduzione dei costi CAPEX e OPEX.

Si avrà un andamento dei fattori descritto in tabella (6-5).

TABELLA 6-5 VALORI ANNUALI FATTORI LCOE CASO FOTOVOLTAICO E ACCUMULO

Anno successivo all'installazione	$At/((1+i)^t)$	$Mel/((1+i)^t)$	LCOE [€/kWh]
1	33.054,93	1.104.480	1,0495
2	32.470,46	1.084.951	0,5443
3	31.896,33	1.065.767	0,3759
4	31.332,35	1.046.923	0,2917
5	30.778,34	1.028.411	0,2412
6	30.234,12	1.010.227	0,2075
7	29.699,53	992.365	0,1835
8	29.174,39	974.818	0,1655
9	28.658,54	957.582	0,1515
10	28.151,81	940.650	0,1403
11	27.654,03	924.018	0,1311
12	27.165,06	907.679	0,1235
13	26.684,74	891.630	0,1170
14	26.212,90	875.864	0,1115
15	25.749,41	860.378	0,1067
16	25.294,12	845.165	0,1025
17	24.846,88	830.221	0,0988
18	24.407,54	815.541	0,0956

19	23.975,97	801.121	0,0926
20	23.552,04	786.956	0,0900
21	23.135,60	773.041	0,0876
22	22.726,52	759.372	0,0855
23	22.324,67	745.945	0,0835
24	21.929,94	732.756	0,0817
25	21.542,18	719.799	0,0800

Di cui l'andamento annuale corrispondente è descritto dalla figura (6-4).

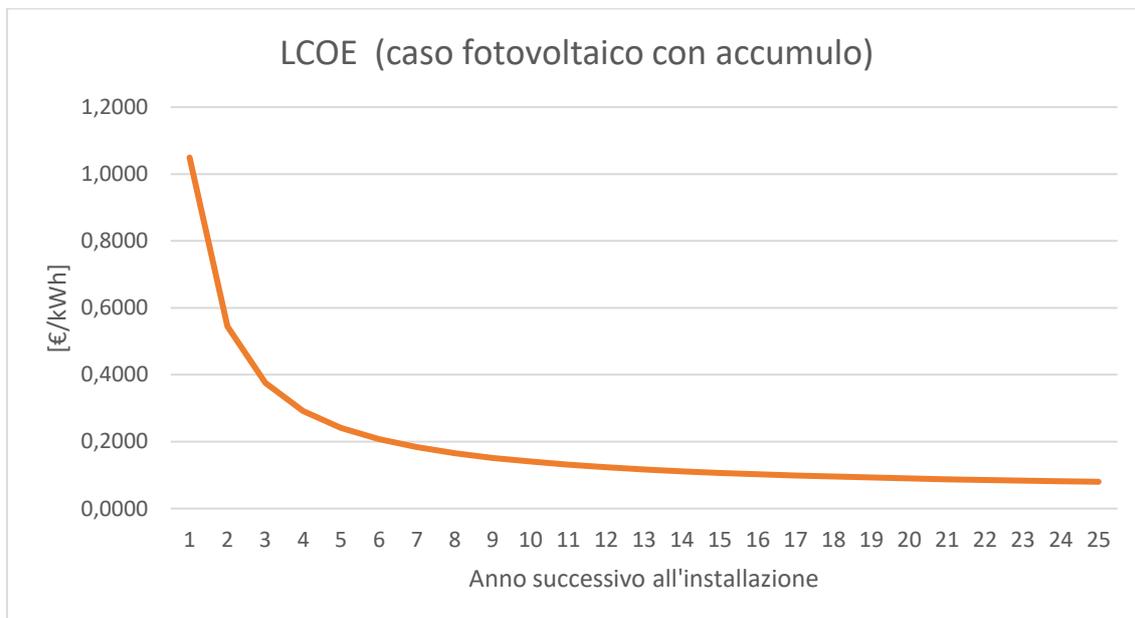


FIGURA 6-4: ANDAMENTO ANNUALE LCOE CASO CON IMPIANTO FOTOVOLTAICO E ACCUMULATORE INSTALLATI

Si nota come nonostante gli investimenti iniziali siano ovviamente più alti per il caso con accumulatore incluso, il valore annuale del LCOE si attenua di molto durante gli anni soprattutto grazie al risparmio di energia prelevata dalla rete, fino ad arrivare a una differenza annuale veramente ridotta verso gli anni finali presi in considerazione.

A tal proposito si vuole presentare un dettaglio maggiore riguardo l'effettivo risparmio e tempo di rientro (payback time) del caso in cui si ha solo il fotovoltaico rispetto a quello in cui si aggiunge l'accumulo. Attraverso un foglio di calcolo messo a disposizione dalla *Solarfarm* che riporta i parametri finanziari reali e attuali del mercato italiano ritrovabili anche in letteratura [20], si identifica che con un aliquota del 50% di beneficio fiscale, un tasso di inflazione già considerato al 2%, un prezzo dell'energia per scambio sul posto e passando da un valore di autoconsumo che va dal 27% nel primo caso al 52% nel secondo, si ha un tempo di ritorno di circa 9 anni, coerentemente con l'assottigliamento dell'andamento decrescente del LCOE riportato nell'analisi precedente.

I parametri usati e i risultati di questa analisi sono mostrati in figura (6-6).

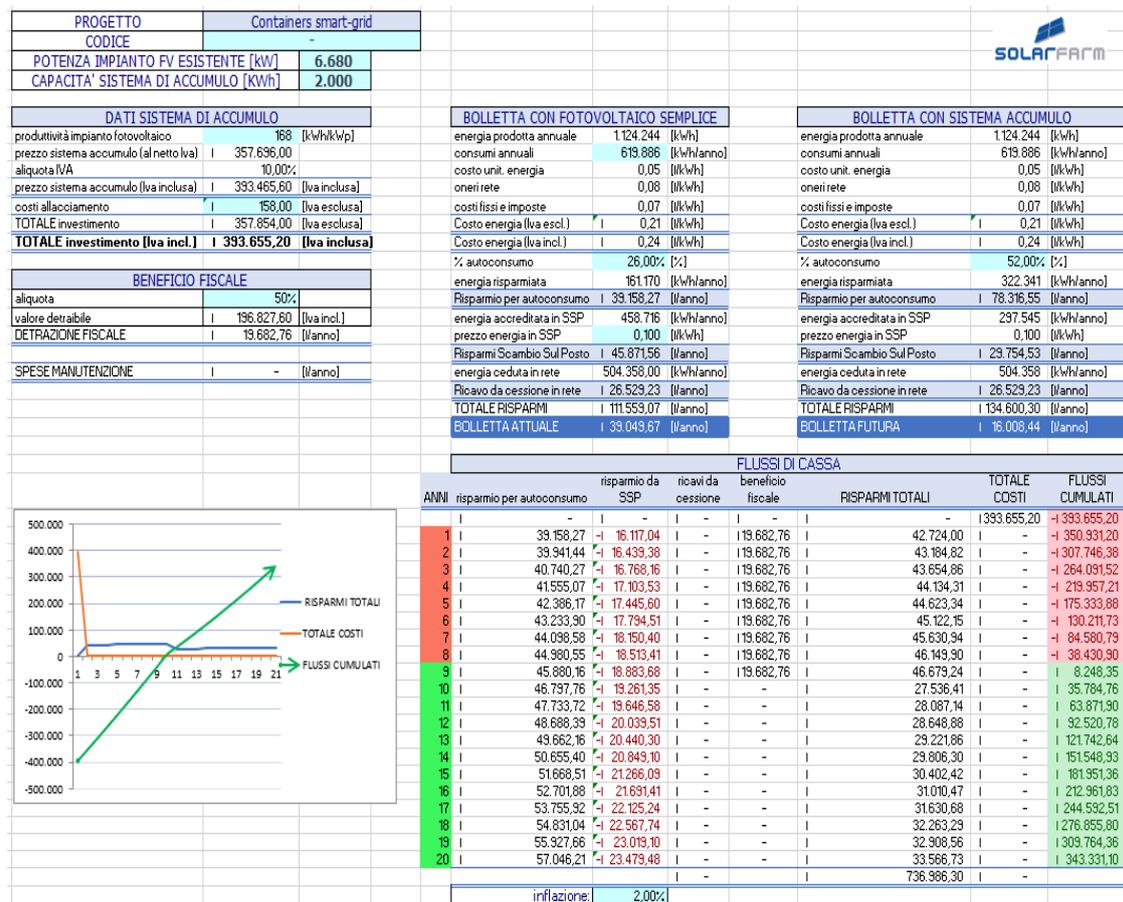


FIGURA 6-6: FOGLIO DI CALCOLO SOLARFARM PER IL CALCOLO DEL PAYBACKTIME INSERENDO UN SISTEMA DI ACCUMULO IN UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO PREINSTALLATO

In generale, i risultati trovati per tutti i metodi utilizzati sarebbero ottimi anche dal punto di vista economico se stessimo parlando di un impianto stabile e duraturo. Purtroppo, rapportandolo all'idea che questi moduli, e quindi questa strategia, dovrebbe essere messa in atto per un periodo di tempo definito emergenziale, il tempo di rientro risulta lungo.

Queste valutazioni però, possono variare considerando che l'aliquota di beneficio fiscale scelta (50%) è quella riferita attualmente agli impianti privati; non sarebbe fuori discussione pensare che trattandosi di una misura comunale da destinare alle situazioni critiche, vi possano essere agevolazioni statali o europee capaci di attenuare e ridurre questo tempo di rientro. Ciò sarebbe più plausibile, soprattutto nell'ottica di un intervento di protezione civile coordinata a livello regionale o addirittura nazionale, capace di impiegare le risorse in vari scenari sul territorio per tempi prolungati, ammortizzandone ulteriormente il costo.

## 7. Conclusioni

La presente tesi aveva come scopo di verificare il livello di fattibilità nell'installazione di sistemi abitativi energeticamente orientati verso l'indipendenza, prendendo come spunto il caso studio proposto di un campo container da utilizzare in emergenza. Si è voluto verificare se e come fosse stato possibile implementare un modello in grado di ottimizzare una struttura modulare in grado di adattarsi a questa specifica situazione.

Il risultato ottenuto, più che dimostrare il possibile raggiungimento della fattibilità, tecnicamente non in discussione, ha verificato piuttosto che l'adozione di tecnologie moderne ne permette l'ottimizzazione, con risparmio di mezzi ed evidentemente di tempo per l'installazione, garantendo in larghissima parte l'autonomia energetica in contesti che, per vari motivi, potrebbero non potersi affidare alla rete di distribuzione elettrica.

In particolare, si è visto che l'adozione di sistemi di accumulo di energia e la struttura di gestione basata su smart grid permette la riduzione del numero di pannelli da installare al crescere della complessità del sito. Il che si traduce in minori ingombri ed in minori tempi di installazione e minori costi operativi, pur raggiungendo la quasi completa autonomia energetica.

Il discorso costi o, più opportunamente, il tempo di ammortamento dell'investimento, va inquadrato chiaramente nell'ottica dell'utilità sociale e in particolare della sempre più preminente azione di Protezione Civile. Occorre infatti non dimenticare che il caso in studio è stato svolto in un'area sismica, in una regione con una certa fragilità ambientale e con meno mezzi a disposizione per fronteggiare le varie emergenze, non ultime quelle di carattere sanitario.

In tale quadro un investimento nell'adottare le tecnologie fin qui descritte potrebbe essere supportata e giustificata più che da una singola entità amministrativa, quale il Comune, da una struttura sovraordinata e dedicata, che potrebbe essere la Regione tramite la Protezione Civile. Quest'ultima troverebbe più facilmente motivo di impiego delle strutture sul territorio ottenendo il risultato di ammortizzare l'investimento in tempi ragionevoli.

## Bibliografia

- [1] Presidenza del Consiglio dei ministri, “Manuale tecnico per l’allestimento delle aree di ricovero per strutture prefabbricate di protezione civile”, marzo 2005.
- [2] GSE, “Rapporto statistico-Solare Fotovoltaico”,2019.
- [3] M. Srivastava e A. Saxena, "A Comparative Study of Different Control Strategies for Stand Alone and Grid Connected Photovoltaic System", 2016. Seconda conferenza internazionale sulla Computational Intelligence & Communication Technology (CICT), Ghaziabad, 2016, pp. 410-414, doi: 10.1109 / CICT.2016.87.
- [4] ENEA, “I Condizionatori dell’aria: Raffrescatori e pompe di calore”.
- [5] Data: Green et al.: Solar Cell Efficiency Tables (Version 48), Progress in PV: Research and Applications 2016. Graph: PSE AG 2016.
- [6] Appunti prof. Spertino su Generazione fotovoltaica ed eolica di energia elettrica, “Inverter e MPPT: principio di funzionamento”, 2018.
- [7] Vat Sun, Attakorn Asanakham, Thoranis Deethayat, Tanongkiat Kiatsiriroat, “A new method for evaluating nominal operating cell temperature (NOCT) of unglazed photovoltaic thermal module”, Gennaio 2020.
- [8] Chicco G., Cocina V., Spertino F., "Weather forecast-based power predictions and experimental results from photovoltaic systems", 2014.
- [9] S. Shirzadi, H. Hizam, N. I. A. Wahab, M. R. Maghami and S. MacAlpine, "Increasing energy harvest of photovoltaic arrays under uniform illumination : A case study on photovoltaic arrays in boulder CO and Tucson AZ, 2016 *IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*", Melaka, 2016, pp. 23-27, doi: 10.1109/PECON.2016.7951466.
- [10] Goodwe, “Energia ogni volta che serve, Soluzioni per l’immagazzinamento di energia per impieghi residenziali e piccoli attività commerciali”.
- [11] H.X. Wang, M.A. Munoz-García, G.P. Moreda, M.C. Alonso-García, “Optimum inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems based on energetic and economic considerations”, 2018.
- [12] Prof. Garcia D., Prof. Cecconi M., slide “Impianti Fotovoltaici”,2018.
- [13] 1 DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell’11 dicembre 2018 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili.
- [14] DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 sulle regole comuni per il mercato interno dell’energia.
- [15] RSE ,“Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell’Energia”, 2020.

[16] Stefania Salamon, "Analisi di un impianto fotovoltaico stand-alone in zona isolata e nuova proposta progettuale", dicembre 2019.

[17] K. G. Gabrovska-Evstatieva, B. I. Evstatiev, A. Evtimov and N. P. Mihailov, "Opportunities to Use Photovoltaic Energy in Residential Buildings," 2018 10th Electrical Engineering Faculty Conference (BULEF), Sozopol, Bulgaria, 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/BULEF.2018.8646927.

[18] Kost C., Shammugam S., Julch V., Schlegl T., "LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES", 2018.

[19] "Sistemi di accumulo per impianti fotovoltaici: cosa sono e come progettarli con l'ausilio di un software | BibLus-net", settembre,2020.

[20] Perlino E., Spertino F., "Analisi affidabilistica e valutazione sperimentale di perdita energetico-economica per impianti fotovoltaici in media tensione", AA 2018-2019.