



POLITECNICO
MILANO 1863

SCUOLA DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
E DELL'INFORMAZIONE

Progettazione di un impianto fotovoltaico con accumulo a batteria per applicazioni residenziali

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ENERGETICA

Autore: **Fabiola Bergamin**

Matricola: 953467

Relatore: Prof. Giampaolo Manzolini

Anno Accademico: 2021-22

Abstract

Questa tesi descrive una metodologia applicabile per la progettazione di impianti fotovoltaici con accumulo per applicazioni residenziali. Dopo un'introduzione generale sul contesto e una descrizione della tecnologia fotovoltaica e delle batterie per l'accumulo, la tesi analizza in dettaglio tutte le fasi della progettazione, dall'analisi preliminare del sito alla redazione degli elaborati di progetto necessari per l'autorizzazione e la realizzazione dell'impianto. Vengono descritti diversi approcci di progettazione che possono essere utilizzati a seconda delle caratteristiche del sito che ospiterà l'impianto, dei carichi elettrici da soddisfare e delle volontà ed esigenze del committente. La tesi inoltre descrive una metodologia per la valutazione della convenienza economica dell'intervento che include una valutazione dettagliata del risparmio conseguente all'installazione dell'impianto nel caso di accesso allo Scambio sul Posto.

La metodologia descritta è applicata per la progettazione e l'analisi tecno-economica di un impianto fotovoltaico con accumulo da installare sul tetto di un edificio sito a Milano. L'applicazione dei criteri di progettazione descritti porta a una configurazione impiantistica caratterizzata da 28 moduli fotovoltaici, ciascuno dalla potenza nominale di 440 Wp, e da un pacco batterie da 10,2 kWh. I risultati dell'analisi annuale su base oraria mostrano che l'impianto fotovoltaico con accumulo permette di coprire il 54,5% del fabbisogno elettrico annuo; inoltre, il 16,8% del fabbisogno viene ceduto alla rete esterna e poi importato dalla stessa rete. L'analisi economica ha mostrato che considerando il prezzo dell'energia di Ottobre 2021 la realizzazione dell'impianto non è economicamente conveniente. Al contrario, considerando il prezzo dell'energia medio nel periodo Agosto-Settembre 2022, l'investimento ha un tempo di ritorno di circa 6 anni e un tasso interno di rendimento di circa il 17%.

Parole Chiave: Impianto fotovoltaico, sistema di accumulo a batteria, metodologia di progettazione, analisi tecnico-economica.

Indice dei contenuti

Abstract	v
Introduzione	1
1 Overview della tecnologia	3
1.1. Moduli fotovoltaici.....	3
1.2. Inverter	6
1.3. Sistemi di accumulo a batteria.....	6
1.4. Dispositivi di protezione	7
1.5. Dispositivi di misura	8
1.6. Cavi di interconnessione	8
2 Quadro normativo	9
2.1. Gli incentivi per impianti fotovoltaici.....	10
3 Metodologia	12
3.1. Analisi preliminare del sito	12
3.2. Sopralluogo	13
3.3. Progettazione dell'impianto	13
3.3.1. Scelta dei moduli fotovoltaici	14
3.3.2. Scelta della Potenza nominale dell'impianto e della capacità di accumulo	14
3.3.3. Scelta degli inverter.....	16
3.3.4. Scelta delle batterie.....	18
3.3.5. Scelta e dimensionamento dei dispositivi di sicurezza.....	19
3.3.6. Scelta e dimensionamento dei cavi	21
3.4. Stima della producibilità dell'impianto fotovoltaico	22
3.5. Analisi Economica.....	24
3.6. Redazione degli elaborati di progetto.....	28
4 Caso di studio	29
4.1. Descrizione del sito oggetto d'intervento.....	29
4.2. Progettazione dell'impianto	31
4.3. Stima della producibilità dell'impianto fotovoltaico	38
4.4. Analisi economica	40
4.5. Elaborati di progetto.....	45
5 Conclusioni	51
Bibliografia	53

Lista delle Figure.....	55
Lista delle Tabelle.....	56
Acknowledgments.....	57

Introduzione

Negli ultimi anni l'utilizzo di energia "pulita", cioè prodotta da fonti rinnovabili, ha visto un forte incremento in tutto il mondo per due motivi principali: i) la crescente preoccupazione verso le problematiche ambientali causate dalle emissioni di gas serra; ii) la necessità di raggiungere l'indipendenza dai combustibili fossili, ampiamente utilizzati nel settore della generazione elettrica.

Questo è confermato dall'andamento degli investimenti in energie rinnovabili, che sono passati da meno di 50 miliardi di euro all'anno nel 2004 ai circa 300 miliardi di euro all'anno degli ultimi anni, superando di tre volte gli investimenti in impianti di produzione di energia da combustibili fossili nel 2018 [1]. Tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione di energia verde, quella fotovoltaica (PV) offre un potenziale significativo per la decarbonizzazione dell'industria elettrica, poiché l'energia solare diretta è la più abbondante tra tutte le risorse energetiche [2]. Sebbene il fotovoltaico abbia storicamente contribuito in misura limitata al mix di energia elettrica, a causa del suo costo elevato rispetto alle tecnologie di generazione consolidate, i progressi tecnologici e la robusta crescita del settore nell'ultimo decennio hanno ridotto considerevolmente il costo di tale tecnologia. Se si considera la media ponderata dei valori di Levelized Cost Of Electricity (LCOE) legati agli impianti del solare fotovoltaico, tra il 2010 e il 2018 si registra una riduzione del 77% [1].

Anche a livello residenziale si registra una crescita nell'impiego del fotovoltaico in tutto il mondo, sostenuta dagli incentivi finanziari promossi dalle istituzioni governative. In Italia, in particolare, la produzione fotovoltaica in loco di famiglie e attività commerciali è aumentata significativamente nell'ultimo decennio, per ridurre i costi legati alla dipendenza dall'energia elettrica nazionale.

Ciò è stato promosso principalmente dalla possibilità offerta dal governo di ottenere sconti sulla bolletta elettrica per la sovrapproduzione fotovoltaica immessa nella rete esterna ("Scambio sul posto") o da altre forme di sostegno finanziario come gli sgravi fiscali [3]. Inoltre, l'Italia rende obbligatorio l'utilizzo di sistemi di energia rinnovabile come il fotovoltaico o il solare termico negli edifici di nuova costruzione e in quelli sottoposti a ristrutturazioni sostanziali. In particolare, in questi casi la potenza fotovoltaica da installare è precisamente definita e deve essere pari al rapporto fra la superficie della pianta dell'edificio (S) e una costante (K) che è pari a 50 [3].

Inoltre, con lo sviluppo dei sistemi di accumulo di energia a batteria, e quindi con la diminuzione del loro costo di acquisto, la prospettiva dell'autoconsumo, diventa sempre più interessante. Uno dei grandi problemi delle rinnovabili è la loro

intermittenza, poiché derivanti da fonti non prevedibili e discontinue; questo viene superato con le batterie.

La progettazione di impianti fotovoltaici a bassa tensione per applicazioni residenziali in Italia è regolata da un quadro normativo completo che stabilisce i principali standard per il dimensionamento e la selezione dei diversi componenti dell'impianto. All'interno dei confini stabiliti da tale quadro normativo, possono essere adottati diversi strumenti e metodi di progettazione per progettare un impianto fotovoltaico residenziale in Italia.

Questa tesi descrive una metodologia per la progettazione completa di un impianto fotovoltaico con accumulo per applicazioni residenziali, descrivendo le diverse fasi del progetto, dal sopralluogo alla redazione degli elaborati di progetto necessari per l'autorizzazione e la realizzazione dell'impianto. La metodologia descritta è applicata per la progettazione e l'analisi tecno-economica di un impianto fotovoltaico con accumulo da installare sul tetto di un edificio sito a Milano. La tesi è organizzata come segue: il Capitolo 1 fornisce una descrizione dei diversi componenti di impianti fotovoltaici con accumulo descrivendone le principali caratteristiche e il funzionamento, il Capitolo 2 analizza il quadro normativo che regola la progettazione e il funzionamento di tali impianti, il Capitolo 3 descrive la metodologia proposta per la progettazione e la valutazione tecno-economica dell'impianto, il Capitolo 4 descrive un caso di studio che verrà preso in considerazione per dimostrare l'applicazione della metodologia proposta, e il Capitolo 5 trae le principali conclusioni del lavoro.

1 Overview della tecnologia

In questo capitolo viene fornita una panoramica dei principali componenti di un impianto fotovoltaico connesso alla rete. Nelle sottosezioni seguenti vengono descritti brevemente i seguenti componenti: Moduli fotovoltaici, inverter, sistema di accumulo a batteria, dispositivi di protezione, dispositivi di controllo e cavi di interconnessione.

1.1. Moduli fotovoltaici

Un modulo fotovoltaico è un dispositivo che converte direttamente la radiazione solare in elettricità. È costituito da celle fotovoltaiche in cui avviene l'effetto fotovoltaico, necessario per la generazione di energia. Tale effetto si basa sull'interazione dei fotoni con la struttura molecolare del materiale semiconduttore di cui è fatta la cella, oggi il più utilizzato è il silicio. Il tipo di materiale determina l'Energy Gap (E_g), ovvero la quantità minima di energia necessaria per eccitare l'elettrone in modo che possa partecipare alla conduzione. La tensione ideale dell'elettricità producibile dal materiale della cella è direttamente proporzionale all' E_g , mentre la corrente ideale è proporzionale al numero di fotoni effettivi, cioè quelli con l'energia sufficiente per eccitare gli elettroni sulla banda di valenza.

Pertanto, dato uno spettro solare, fissata la lunghezza d'onda, un E_g più alta è associata a un numero inferiore di fotoni efficaci. Di conseguenza, la massima potenza producibile è un compromesso tra questi due punti.

Come si può notare nella Figura 1.1, il circuito elettrico equivalente di una cella solare è costituito da un generatore di corrente, che rappresenta la cella solare illuminata, in antiparallelo con un diodo, che rappresenta la cella solare in condizioni di buio [4].

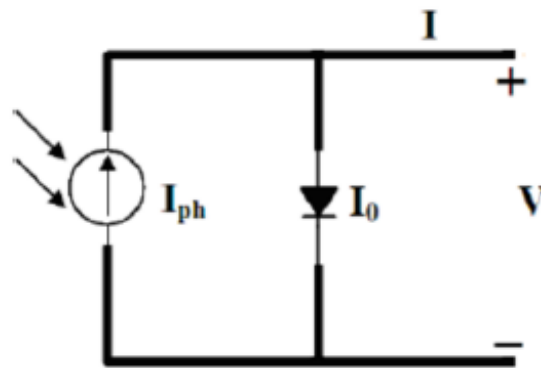


Figura 1.1: Circuito elettrico equivalente che rappresenta il funzionamento di una cella FV. Tenendo conto di questi due parametri, la curva di funzionamento di una cella fotovoltaica ideale è espressa dall'Equazione 1.1 e la relativa curva IV [5] con la relativa curva di potenza viene riportata di seguito nella Figura 1.2.

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \times (e^{\frac{qV}{k_b T}} - 1) \quad (1.1)$$

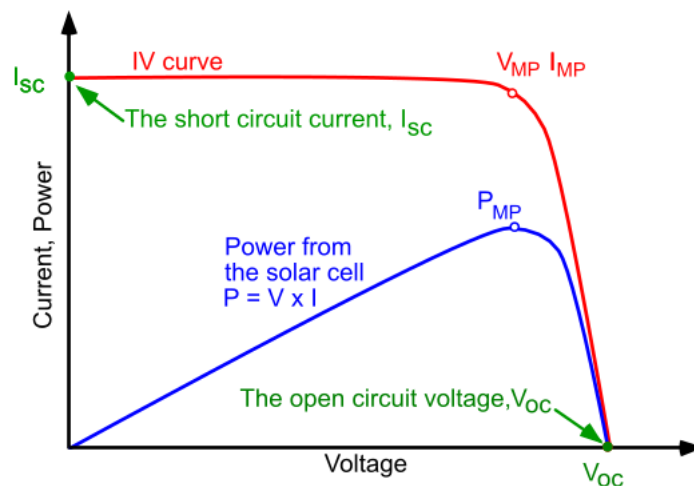


Figura 1.2: Curva IV e curva PV di una cella solare

Dove:

- I è l'intensità di corrente che scorre sul carico;
- V è la differenza di potenziale tra i due terminali del diodo;
- I_{sc} è la corrente di corto circuito, che è la condizione di tensione nulla applicata alla cella fotovoltaica;
- I_0 è la corrente di saturazione del diodo;
- q è la carica elementare dell'elettrone ($1,6 \times 10^{-19}C$);
- k_b è la costante di Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}J/K$);
- T è la temperatura assoluta della cella (K).

Imponendo $I=0$ nell'equazione precedente si ottiene la tensione a circuito aperto (vedasi Equazione 1.2), che dipende principalmente dall'Eg del materiale:

$$V_{oc} = \frac{kbT}{q} * \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right) \quad (1.2)$$

I moduli fotovoltaici commerciali sono generalmente costituiti da 60, 72, 96 o 104 celle collegate in serie per massimizzare la produzione di energia del modulo e ridurre al minimo la corrente e quindi le perdite ohmiche. Allo stesso modo un campo fotovoltaico può essere formato da diversi moduli in serie; in questo caso la tensione (in corrente continua) dell'impianto sarà pari alla tensione di un modulo per il numero di moduli connessi in serie, mentre la corrente del modulo è la stessa per la serie di moduli.

Quando le celle condividono tutte la stessa condizione di irradianza, ovvero lo stesso orientamento, la stessa inclinazione e la stessa ombreggiatura, la tensione del modulo è semplicemente il prodotto della tensione di ciascuna cella per il numero di celle. Tuttavia, il collegamento in serie di celle o moduli presenta un problema di mismatch quando le condizioni di irradianza non sono tutte uguali, ad esempio in caso di ombreggiature diverse. La condizione di una singola cella o modulo può condizionare il funzionamento dell'intero modulo o impianto. Le celle che funzionano in modo errato dissipano la potenza assorbita in calore portando alla formazione del fenomeno dell' "Hotspot". Nella Figura 1.3 viene illustrato come viene modificata la curva IV nel caso in cui anche una sola cella è ombreggiata.

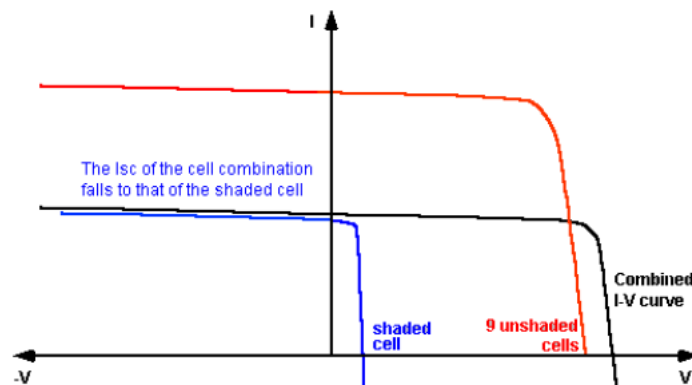


Figura 1.3: Curva IV di un array di dieci celle, di cui una ombreggiata, senza diodi di by-pass

Questo fenomeno può essere minimizzato utilizzando un **diodo di bypass** in antiparallelo alle celle del modulo. In Figura 1.4 è mostrato come viene modificata la curva IV [6].

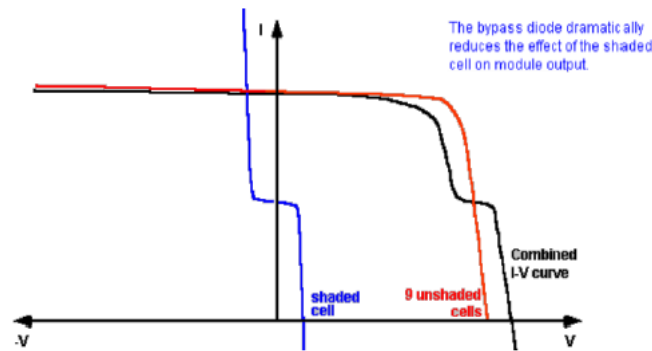


Figura 1.4: Curva IV di un array di dieci celle, di cui una ombreggiata, con diodi di by-pass. Lo stesso discorso può essere fatto per una serie di moduli, anche chiamata stringa.

1.2. Inverter

L'inverter è un convertitore DC/AC responsabile della trasformazione della corrente continua, prodotta dal campo fotovoltaico, in corrente alternata che può essere immessa nella rete elettrica o in una rete domestica [7]. Al giorno d'oggi quasi tutti gli inverter svolgono anche la funzione di ricerca del punto di massima potenza di funzionamento e di monitoraggio della produttività istantanea. Inoltre, con l'aumento dell'utilizzo dei sistemi di accumulo, alcuni inverter, detti inverter ibridi, si occupano anche di gestire i flussi di energia tra impianto fotovoltaico, batteria, e carichi [8].

Molti inverter, come anticipato, sono dotati di sistemi di ricerca del punto di massima potenza, chiamati MPPT (Maximum Power Point Tracker); infatti, come descritto nella Sezione 1.1, per una data condizione atmosferica, sulla curva caratteristica di un modulo fotovoltaico (curva I-V) è presente un punto di lavoro ottimale, detto Maximum Power Point, in corrispondenza del quale è possibile estrarre la massima potenza. Questo punto della curva varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce il modulo, della temperatura delle celle e di altri fattori che lo discostano dalle condizioni ideali.

Gli inverter ibridi hanno diversi ingressi in corrente continua con un MPPT per ogni ingresso, e un ingresso dedicato all'unità di accumulo. Infatti, oltre a massimizzare l'energia prodotta per ogni stringa, sono capaci di gestire i flussi di energia grazie all'utilizzo di uno Smart Energy Meter (SEM) [9]. Quest'ultimo è un contatore di energia intelligente che misura l'energia ai capi del contatore e comunica con l'inverter tramite cavi dati di tipo RS485.

1.3. Sistemi di accumulo a batteria

I sistemi di accumulo per impianti fotovoltaici sono dei sistemi elettrochimici, comunemente noti come batterie, in grado di immagazzinare l'elettricità prodotta e

sono spesso utilizzati in impianti utilizzati per applicazioni residenziali, in quanto aumentano l'autoconsumo, riducendo consistentemente l'importazione di energia dalla rete elettrica esterna [10]. Essi fanno in modo che durante le ore di picco, l'energia prodotta in eccesso non venga direttamente immessa in rete, ma venga accumulata nelle batterie per essere poi riutilizzata quando l'impianto fotovoltaico non produce, per esempio per coprire il carico serale. È importante sottolineare che questi sistemi hanno un costo molto elevato rispetto tutti gli altri componenti dell'impianto, ed è quindi importante valutare tramite analisi tecno-economiche sia la convenienza del loro utilizzo che la loro capacità di carica.

1.4. Dispositivi di protezione

In generale negli impianti elettrici è possibile distinguere due grandi categorie di dispositivi di protezione:

1. Dispositivi di protezione dalle sovratensioni.
2. Dispositivi di protezione dalle sovracorrenti dovuti a sovraccarico o a corto circuito.

In particolare, in un impianto fotovoltaico, come dispositivi di protezione dalle sovratensioni, causate spesso dalle scariche atmosferiche, si utilizzano gli scaricatori di tensione. È infatti opportuno dotare ciascuna stringa di tali dispositivi che devono essere adatti a circuiti in c.c. e, se previsto dalla scheda tecnica dello scaricatore utilizzato, protetti da fusibile al fine di evitare che il loro innesco permanente possa determinare incendi.

Per quanto riguarda i dispositivi di protezione dalle sovracorrenti troviamo:

- **Fusibili:** essendo il campo fotovoltaico costituito da diverse stringhe in parallelo, ogni stringa deve essere dotata di un sistema di protezione contro le sovracorrenti o le correnti inverse al fine di evitare che, in seguito a ombreggiamento o guasti, una stringa divenga passiva, cioè assorba e dissipati la potenza elettrica generata dalle altre stringhe connesse in parallelo.
- **Interruttori magnetotermici e magnetotermici differenziali:** per proteggere la sezione in corrente alternata dell'impianto fotovoltaico dalle correnti di sovraccarico e di cortocircuito è necessario prevedere questo tipo di interruttori; Più precisamente è possibile distinguere:
 - *Interruttore magnetotermico:* formato dalla sezione magnetica e da quella termica; La parte magnetica controlla un eventuale cortocircuito rilevando l'elevato e istantaneo flusso di corrente che ne deriva; infatti l'elevato impulso induce un campo magnetico che fa scattare l'apertura dell'interruttore istantaneamente. La sezione termica invece è sensibile ai sovraccarichi che provocano del calore prodotto per effetto Joule; la

parte termica funziona con una resistenza elettrica, tramite una lamina bimetallica che con la dilatazione termica si piega fino allo scatto.

- *Interruttore magnetotermico differenziale*: è un interruttore magnetotermico che inoltre riesce a rilevare i guasti verso terra, in quanto misura la differenza di corrente tra l'ingresso e l'uscita e scatta nel momento in cui essa è maggiore di una soglia scelta.

In Sezione 3.3.5 verrà descritta nel dettaglio la scelta e il dimensionamento di tali dispositivi.

1.5. Dispositivi di misura

I dispositivi di misura che vengono comunemente utilizzati in un impianto fotovoltaico a uso residenziale sono:

- Il **contatore di scambio (M1)** – comunemente chiamato “contatore bidirezionale” in quanto misura la quantità di energia immessa e prelevata dalla rete. Esso ha quindi un ruolo fondamentale se si accede all'incentivo di scambio sul posto (Sezione 2.1)
- Il **contatore di produzione (M2)**: misura tutta l'energia elettrica prodotta dai moduli ed è posizionato tra i moduli e le utenze passive

1.6. Cavi di interconnessione

Per un impianto fotovoltaico è necessario distinguere principalmente due tipologie di cavi di interconnessione:

- Cavi solari per il tratto in corrente continua;
- Cavi per il tratto in corrente alternata, che possono essere unipolari o multipolari. Ad esempio per impianti monofase è possibile utilizzare cavi tripolari che portano una fase, più neutro e terra; per impianti trifase invece è possibile adottare cavi pentapolari che portano le tre fasi, più neutro e terra.

La tipologia scelta e il rispettivo dimensionamento verrà spiegato nella Sezione 3.3.6

2 Quadro normativo

La progettazione di un impianto fotovoltaico deve soddisfare una serie di norme tecniche che, in Italia, sono per lo più stabilite dal Comitato Elettrotecnico Italiano. Qui di seguito sono elencate, suddivise per argomento, le principali norme che devono essere prese in considerazione per la progettazione di un impianto fotovoltaico con accumulo connessi in bassa tensione:

Sistemi Elettrici:

- **CEI 11-8:** *Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Impianti di terra;*
- **CEI 11-20:** *Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;*
- **CEI EN 60439:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione;*
- **CEI 64-8:** *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;*
- **CEI 0-2:** *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;*
- **CEI 0-21:** *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;*

Cavi elettrici e condotte:

- **CEI 20-19:** *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;*
- **CEI 20-20:** *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.*
- **CEI 20-21:** *Calcolo delle portate dei cavi elettrici;*
- **CEI 20-40:** *Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;*
- **CEI 20-91:** *Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.*
- **CEI EN 50086:** *Sistema di tubi e accessori per le installazioni elettriche;*

Sistema fotovoltaico:

- **CEI 82/25:** *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;*
- **CEI EN 60904:** *Dispositivi fotovoltaici;*

- **CEI EN 61215:** *Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri;*
- **CEI EN 62305:** *Protezione da fenomeni di fulminazione diretta e indiretta.*
- *Conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici, per il convertitore c.c./c.a. e per la cabina di trasformazione;*
- **CEI EN 61727:** *Sistemi fotovoltaici. Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete;*
- **CEI EN 61173:** *Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici per la produzione di energia.*

Convertitori DC/AC:

- **CEI 22-2:** *Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di tradizione;*
- **CEI 60146-1-1:** *Convertitori a semiconduttori;*
- **CEI EN 50081-1-2 :** *Compatibilità elettromagnetica.*

Sistemi di supporto:

- **DM MLP 12/2/82:** *Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e norme tecniche per i carichi e i sovraccarichi;*
- **DM 9/1/96:** *Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione e il collaudo delle strutture in c.a. normale e precompresso e per le strutture metalliche;*

2.1. Gli incentivi per impianti fotovoltaici

Tra le politiche incentivanti previste dall'attuale normativa italiana, quelle più rilevanti nel contesto di impianti fotovoltaici per applicazioni residenziali, sono il Superbonus 110% e lo Scambio sul Posto.

- Il **Superbonus** è l'agevolazione fiscale disciplinata dall'articolo 119 del decreto legge n. 34/2020 (decreto Rilancio) [10], che consiste in una detrazione del 110% delle spese sostenute a partire dal 1 luglio 2020 per la realizzazione di specifici interventi finalizzati all'efficientamento energetico di edifici. Tra gli interventi agevolati rientra anche l'installazione di impianti fotovoltaici e delle infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici.
- Lo **Scambio sul posto (SSP)** è un meccanismo di valorizzazione dell'energia elettrica che un cliente finale scambia con la rete elettrica nazionale ed è regolamentato dal GSE (Gestione Servizi Energetici) [3]. Può essere considerato come una forma di compensazione economica tra la quantità di energia prelevata e scaricata in rete. In particolare, accedendo allo scambio sul posto si ha diritto a un compenso per la sola quantità di energia elettrica che viene ceduta alla rete esterna e poi riassorbita dalla rete stessa. Tale compenso si calcola come il prodotto tra la quantità di energia di cui sopra e la quota energia che contribuisce al prezzo di acquisto dell'energia elettrica dal distributore (€/MWh).

Possono accedere allo SSP:

- impianti alimentati da FER con Pnom fino a 20 kW, entrati in esercizio fino al 31/12/2007;
- impianti alimentati da FER con Pnom fino a 200 kW, entrati in esercizio fino al 31/12/2014
- impianti di cogenerazione ad alto rendimento con Pnom fino a 200 kW;
- impianti alimentati da FER con Pnom fino a 500 kW, entrati in esercizio dopo il 31/12/2014.

È importante sottolineare che nel caso in cui si acceda al Superbonus 110 % non sarà possibile accedere anche allo SSP, e di conseguenza l'energia non auto consumata verrà immessa in rete senza alcun tipo di compensazione economica.

3 Metodologia

In questo capitolo è descritta la metodologia tipicamente applicata per la progettazione di impianti fotovoltaici con accumulo, per la stima della loro producibilità e per la redazione degli elaborati di progetto necessari all'autorizzazione e alla realizzazione dell'opera. Lo schema a blocchi riportato in Figura 3.1 mostra i diversi steps della metodologia, che verranno descritti nelle diverse sezioni di questo capitolo. La figura mostra inoltre il dettaglio delle diverse fasi della progettazione dell'impianto, dalla scelta dei moduli fotovoltaici alla scelta e dimensionamento dei cavi elettrici. Tali fasi verranno descritte nei diversi paragrafi della Sezione 3.3.

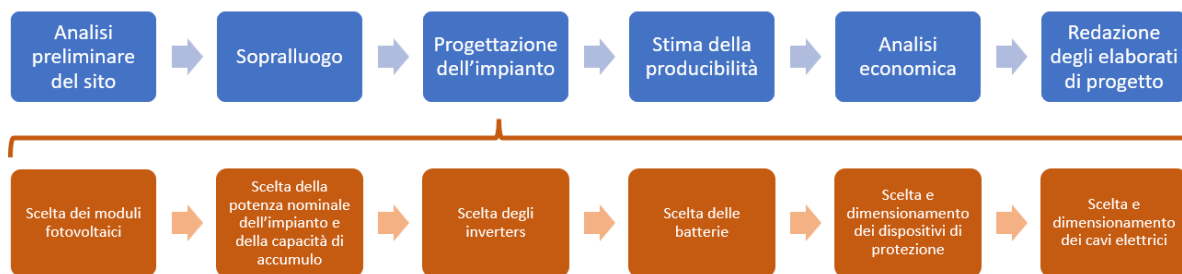


Figura 3.1: Schema a blocchi che descrive la metodologia proposta per la progettazione di impianti fotovoltaici con accumulo, per la stima della loro producibilità e per la redazione degli elaborati di Progetto.

3.1. Analisi preliminare del sito

Il primo passo del processo di progettazione è una valutazione preliminare delle caratteristiche del sito. In primo luogo, occorre verificare che l'edificio o la porzione di terreno che ospiterà il campo fotovoltaico non sia soggetta a vincoli paesaggistici, come può essere il caso di edifici storici o di siti in aree protette. In secondo luogo, utilizzando strumenti come Google Earth, è possibile ottenere una stima preliminare dell'area disponibile per i moduli fotovoltaici e contemporaneamente verificare la presenza di ostacoli (ad esempio, impianti di condizionamento, lucernari, o bocchette di ventilazione nel caso di tetti) o elementi di ombreggiamento (ad esempio, alberi, edifici vicini, comignoli) che possono limitare la produttività dell'impianto.

Le informazioni raccolte non solo forniscono un'idea preliminare della potenziale fattibilità dell'impianto, della produttività e dell'attrattiva economica, ma permettono anche, e soprattutto, di capire quali sono gli aspetti che meritano maggiore attenzione durante il sopralluogo

3.2. Sopralluogo

La seconda fase è il sopralluogo del sito dove verrà realizzato l'impianto fotovoltaico, il cui scopo è di determinare le caratteristiche del luogo in termini di dimensioni, topografia, ambiente circostante e in generale tutti i dati che possono essere utili durante il processo di progettazione. Durante il sopralluogo si misura innanzitutto il perimetro che delimita l'area disponibile per il campo fotovoltaico e le dimensioni di potenziali ostacoli o fonti di ombreggiamento presenti o no all'interno del perimetro interessato. A seconda del tipo di ostacolo, è necessario mantenere un buffer diverso durante il posizionamento dei moduli FV. Se l'ostacolo è presente a Nord del perimetro, il buffer da lasciare è pari alla distanza minima necessaria per l'installazione e la manutenzione dei moduli; Se invece l'ostacolo è a Sud, Ovest o Est del perimetro, sarà necessario fare dei calcoli di ombreggiamento attraverso i software dedicati, così da ottimizzare lo spazio e valutare la minima distanza massimizzando la produzione.

Successivamente, si valuta la posizione dell'inverter e delle batterie così come i possibili percorsi dei cavi elettrici fino al raggiungimento del quadro elettrico generale. Si suggerisce di posizionare l'inverter solare e le batterie in un luogo né troppo umido, né troppo secco, riparato dagli agenti atmosferici e, se possibile, nelle immediate vicinanze del tetto in modo da convertire la corrente continua, instabile, in alternata il prima possibile. Spesso per applicazioni residenziali, se c'è la possibilità, vengono posizionati nel sottotetto.

Durante il sopralluogo, ma anche al termine di quest'ultimo, si raccolgono le esigenze e i requisiti del cliente e ogni altro aspetto rilevante che possa influire sulla progettazione dell'impianto. Il design dell'impianto è strettamente connesso ai precedenti passaggi e alle richieste del cliente. Prima di iniziare il dimensionamento dell'impianto è infatti necessario sapere se il cliente potrà accedere o meno allo SSP. Nel caso in cui il cliente stia utilizzando il Superbonus, vista la sua incompatibilità con lo SSP, si cercherà di dimensionare l'impianto in modo da immettere in rete il meno possibile.

3.3. Progettazione dell'impianto

Una volta effettuata l'analisi preliminare e il sopralluogo del sito è possibile procedere con la progettazione dell'impianto fotovoltaico con accumulo. La fase di progettazione consiste principalmente nel dimensionare e scegliere ciascun componente dell'impianto e nel definire le modalità con i quali i diversi componenti saranno connessi l'uno con l'altro. Nonostante la fase di progettazione può essere suddivisa in una serie di steps consecutivi, ciascuno step è tipicamente correlato agli altri, dunque la progettazione deve essere eseguita in modo trasversale ed integrato e spesso necessita multiple iterazioni tra i diversi passaggi.

3.3.1. Scelta dei moduli fotovoltaici

Il primo step del processo di progettazione consiste nella scelta del modello dei moduli fotovoltaici da installare. Tipicamente per applicazioni residenziali vengono adottati moduli al silicio monocristallino dalle dimensioni ridotte (1 m x 1.70 m circa) e potenze di picco nel range 350 Wp – 420 Wp. Ad ogni modo, la scelta di marca e modello dei moduli dipende anche da eventuali accordi presi con i fornitori, dalla disponibilità dei moduli stessi, e da considerazioni di carattere economico.

3.3.2. Scelta della Potenza nominale dell'impianto e della capacità di accumulo

Il secondo step è tipicamente la scelta del numero di moduli fotovoltaici da installare. Nel caso specifico di impianto fotovoltaico con accumulo a batteria tale scelta viene tipicamente effettuata congiuntamente alla scelta della capacità di accumulo totale adottando criteri che possono variare di fattispecie in fattispecie. In generale, si possono distinguere i macro-scenari:

- **Progettazione non vincolata dallo spazio disponibile:** nel caso in cui lo spazio disponibile per l'installazione dei moduli fotovoltaici, per esempio sulla copertura dell'edificio oppure su un terreno attiguo, sia maggiore di quello necessario per la copertura di una quota significativa (ad ex. 80%) del fabbisogno elettrico delle utenze, la scelta della potenza di picco e della capacità di accumulo dell'impianto può essere effettuata adottando uno dei seguenti criteri:
 - *Progettazione finalizzata al raggiungimento di un'elevata copertura del fabbisogno energetico dell'utenza:* questa casistica è tipica della situazione in cui il committente tiene alla realizzazione di un impianto performante senza particolare attenzione ai costi da sostenere, o di quella in cui i costi di investimento dell'impianto sono coperti da forme di finanziamento statali o regionali (tipo Superbonus 100%). In questi casi infatti, la scelta della potenza e della capacità di accumulo da installare non è frutto di un trade-off tra costo dell'impianto e produzione elettrica, ma tipicamente mira al raggiungimento di coperture da fonte rinnovabile piuttosto elevate (ad ex. maggiori del 70%), compatibilmente da eventuali vincoli imposti dalle politiche incentivanti, per esempio sul costo di investimento totale. Poiché le forme di finanziamento prevedono in alcuni casi un esborso iniziale da parte del committente, rimborsato negli anni successivi all'investimento, il raggiungimento di coperture elevate potrebbe essere anche limitato dalla mancanza di volontà, da parte del committente, di anticipare una somma elevata di danaro. Tale approccio di progettazione richiede l'utilizzo di metodologie per valutare la producibilità dell'impianto fotovoltaico e la

percentuale di copertura del fabbisogno elettrico ottenibile con un data configurazione impiantistica. Tali metodologie devono dunque essere utilizzate iterativamente, considerando diverse configurazioni impiantistiche, al fine di individuare la configurazione che garantisce la copertura del fabbisogno desiderata. Essendo lo spazio disponibile elevato, è possibile assumere che ad un aumento della potenza di picco installata non corrisponda una riduzione delle performance dell'impianto fotovoltaico (non si riduce lo spazio tra una fila di moduli e l'altra), pertanto la stima della producibilità può essere effettuata per una sola configurazione e la risultante produzione di elettricità annuale può essere scalata proporzionalmente in base alla potenza di picco installata. Inoltre, è necessario evidenziare come una stessa copertura del fabbisogno energetico delle utenze può essere ottenuta prevedendo una maggiore potenza di picco dell'impianto con una minore capacità di accumulo o, viceversa, con una minore potenza di picco e una maggiore capacità di accumulo. La configurazione definitiva può essere determinata mediante un'ottimizzazione di tipo tecno-economico o mediante considerazioni di carattere puramente tecnico basate sull'analisi delle performance attese dell'impianto durante uno o pochi giorni tipo. In tal senso è opportuno tenere in considerazione anche eventuali limitazioni imposte dalle forme di finanziamento alle quali si accede; nel caso di Superbonus 100% ad esempio, non è possibile accedere allo scambio sul posto (vedi Sezione 2), e dunque tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, non consumata dai carichi, e non accumulata dalle batterie in quanto già completamente cariche, viene ceduta alla rete esterna senza nessuna compensazione economica.

- *Progettazione finalizzata alla massimizzazione del rientro economico dell'investimento*: in caso di assenza di forme di finanziamento, o nel caso in cui esse coprano solo una parte del costo di investimento totale, la scelta della potenza e della capacità di accumulo da installare è tipicamente il frutto di un'ottimizzazione tecno-economica, ossia di un trade-off tra costi di investimento e manutenzione, e risparmio in bolletta; tale ottimizzazione tecno-economica può essere basata su diversi indicatori, come il Valore Attuale Netto (VAN) dell'investimento, o il suo Tasso Interno di Rientro (TIR). Tali indicatori possono essere valutati una volta note le prestazioni e i costi dell'impianto, mediante la procedura descritta in Sezione 3.7. Mediante tale procedura, possono essere analizzate diverse configurazioni impiantistiche caratterizzate da diverse potenze di picco e capacità di accumulo, al fine di identificare quella che garantisce la migliore convenienza economica. Come nel caso precedente, tale approccio di progettazione richiede l'utilizzo di

metodologie per valutare la producibilità dell'impianto fotovoltaico e la percentuale di copertura del fabbisogno elettrico ottenibile con un data configurazione impiantistica. Inoltre, analogamente a quanto descritto nel punto precedente, la larga disponibilità di spazio permette di assumere anche in questo caso che le ore equivalenti (kWh/kWp) dell'impianto fotovoltaico non cambino al variare della potenza installata.

- *Progettazione vincolata dal budget per il costo di realizzazione dell'impianto:* in alcuni casi la progettazione dell'impianto deve essere effettuata in modo da rispettare un limite di budget imposto dal committente. Tuttavia, questa casistica è rara per impianti con accumulo, in quanto, visto il costo significativo dei sistemi di accumulo a batteria, nel caso di budget limitato si opta tipicamente per un impianto privo di accumulo.
- **Progettazione vincolata dallo spazio disponibile:** nel caso in cui lo spazio disponibile per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è limitato, la progettazione deve essere finalizzata a massimizzare la copertura del fabbisogno energetico delle utenze rispettando i limiti spaziali presenti. Più precisamente, in questo caso i moduli fotovoltaici vengono posizionati in modo da sfruttare tutto lo spazio disponibile e la capacità totale di accumulo è tipicamente determinata mediante un'ottimizzazione di tipo techno-economico o mediante considerazioni di carattere tecnico basate sull'analisi delle performance attese dell'impianto durante uno o pochi giorni tipo (vedi Sezione 3.3.4).

3.3.3. Scelta degli inverter

Una volta noti il numero dei moduli fotovoltaici (dunque la potenza di picco dell'impianto) e la capacità totale di accumulo, è necessario selezionare numero e modello di inverter e batterie e determinare il collegamento elettrico tra moduli, convertitori, e batterie. Innanzitutto, si adotteranno inverter con uscita (c.a.) monofase se la potenza in c.a. dell'impianto è minore di 6 kW, e inverter trifase in caso contrario.

Per quanto riguarda la scelta del numero e del modello degli inverter, così come quella del numero di moduli fotovoltaici da connettere in serie per ciascuna stringa e del numero di stringhe da connettere in parallelo per ciascun MPPT dell'inverter, essa deve essere effettuata tenendo conto delle caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici e dell'inverter stesso, facendo in modo che le seguenti condizioni risultino verificate:

- **la tensione in ingresso all'inverter per ogni sottocampo deve essere sempre all'interno del range di operatività dei MPPT.** Poiché la tensione operativa dei moduli fotovoltaici è scarsamente influenzata dall'irradianza solare, tale verifica è tipicamente effettuata considerando l'irradianza in condizioni

standard (G_{STC} , dove STC deriva dall'inglese "Standard Test Conditions"), ossia 1000 W/m^2 . Inoltre, dato che la tensione in uscita dal campo fotovoltaico aumenta con il diminuire della temperatura di esercizio dei moduli, la verifica risulta soddisfatta se:

$$V_{MPP}(T_{c,max}) > V_{min,MPP} \quad (3.1)$$

$$V_{MPP}(T_{c,min}) < V_{max,MPP} \quad (3.2)$$

Tipicamente $T_{c,min}$ è valutata come la minima temperatura ambiente registrata durante un anno rappresentativo nella località dove viene installato l'impianto, mentre T_{max} si ottiene tramite l'Equazione 3.3, dove $NOCT$ è la temperature operativa nominale del modulo (dall'inglese "Nominal Operating Cell Temperature") riportata sulla scheda tecnica del modulo stesso, $T_{c,NOCT}$ è 20°C e G_{NOCT} è 800 W/m^2 .

$$T_{c,max} = T_{amb,max} + \frac{NOCT - T_{c,NOCT}}{G_{NOCT}} G_{STC} \quad (3.3)$$

Una volta note $T_{c,min}$ e $T_{c,max}$, $V_{MPP}(T_{c,min})$ e $V_{MPP}(T_{c,max})$ si possono ottenere mediante l'Equazione 3.4 dove β è il coefficiente di tensione dei moduli, riportato nella scheda tecnica in V/K , che assume sempre valori negativi, e $T_{c,STC}$ è la temperatura della cella in condizioni STC, ossia 25°C . In alcuni casi, β è riportato in termini percentuali rispetto alla tensione di circuito aperto dei moduli in STC ($V_{OC,STC}$).

$$V_{MPP}(T) = V_{MPP,STC} + \beta(T - T_{c,STC}) \quad (3.4)$$

- **la massima tensione di circuito aperto di ciascun campo fotovoltaico $V_{OC}(T_{min})$ deve essere minore della massima tensione di ingresso dell'inverter ($V_{max,inv}$).** Analogamente a quanto introdotto per la verifica sulla V_{MPP} , la seguente condizione deve essere soddisfatta:

$$V_{OC}(T_{c,min}) = V_{OC,STC} + \beta(T_{c,min} - T_{c,STC}) < V_{max,inv} \quad (3.5)$$

- **la massima corrente continua in ingresso a ciascun MPPT $I_{MPP}(T_{max})$ deve essere minore della massima corrente ammissibile.** Poiché la massima corrente si ottiene quando sia la temperature che l'irradianza sono massime, tale verifica si effettua considerando una temperatura di cella pari a $T_{c,max}$, e l'irradianza in condizioni STC (1000 W/m^2). In particolare, deve risultare soddisfatta la condizione riportata in Equazione 3.6, dove α è il coefficiente di

corrente del modulo fotovoltaico, riportato nella scheda tecnica in A/K o in %/K, se riferito alla corrente di corto circuito del modulo in STC ($I_{SC,STC}$).

$$I_{MPP}(T_{c,min}) = I_{MPP,STC} + \alpha(T_{c,max} - T_{c,STC}) < I_{max,inv} \quad (3.6)$$

In alcuni casi, al fine di rendere soddisfatte le condizioni appena riportare senza prevedere configurazioni troppo sbilanciate tra diversi MPPT o tra diversi inverters, è necessario considerare un numero di moduli fotovoltaici leggermente diverso da quello inizialmente assunto.

3.3.4. Scelta delle batterie

Per quanto riguarda la scelta del numero e del modello delle batterie di accumulo, la prima valutazione da fare è la tipologia di connessione elettrica adottata per le batterie. Nello specifico si possono distinguere tre casistiche: 1) batteria connessa in corrente continua tramite convertitore c.c./c.c., 2) batteria connessa in corrente alternata con convertitore c.a./c.c. (soluzione detta retrofit), 3) batteria connessa direttamente all'inverter, se quest'ultimo è un inverter ibrido. Nel caso di inverter ibridi devono essere verificate le medesime condizioni descritte per inverter convenzionali.

Una volta selezionata la tipologia di connessione elettrica da adottare per la batteria, è necessario individuare un modello di batteria con caratteristiche elettriche conformi a quelle dell'inverter utilizzato. Tipicamente le batterie in commercio permettono l'installazione di diversi moduli di accumulo in parallelo, e la scelta del numero dei moduli deve essere effettuata in modo da eguagliare o comunque avvicinarsi il più possibile alla capacità totale di accumulo che si desidera installare.

A seconda delle casistiche descritte nella Sezione 3.3.2. il dimensionamento della batteria può essere effettuato mediante analisi tecno-economiche che tengono in considerazione la percentuale di fabbisogno elettrico coperto dall'impianto fotovoltaico con accumulo, o in alternativa (vedi caso "progettazione vincolata dallo spazio disponibile") mediante analisi semplificate basate su uno o pochi giorni rappresentativi. Poiché per il caso di studio di cui al Capitolo 4, verrà utilizzato un modello semplificato basato su un'analisi giornaliera per il dimensionamento della batteria, tale modello è dettagliatamente descritto in seguito.

Il modello semplificato prende come riferimento un singolo giorno rappresentativo privo di nuvole (cosiddetto "clear-sky day"), tipicamente di marzo (mese dell'equinozio di primavera). Il modello richiede come input i dati orari di irradianza solare (in W/m²) nella località in cui verrà installato l'impianto, la potenza di picco dell'impianto, la superficie complessiva occupata dai moduli fotovoltaici e la produzione di energia annua. La produzione di energia media giornaliera viene quindi

determinata, in prima approssimazione, dividendo la produzione annuale diviso 365. Conseguentemente è possibile valutare l'efficienza media dell'impianto dividendo l'energia media giornaliera prodotta dallo stesso, per l'energia solare che colpisce il campo fotovoltaico durante l'intero giorno. Infine, moltiplicando l'irradianza solare in ciascuna ora del giorno rappresentativo per l'efficienza media dell'impianto è possibile stimare l'andamento della produzione fotovoltaica (P) durante la giornata.

Tramite le bollette mensili dell'anno passato è possibile risalire ai consumi annuali. Tipicamente nelle bollette i consumi sono suddivisi per fasce orarie: (i) F1: dal lunedì al venerdì dalle 8:00 alle 19:00; (ii) F2: dal lunedì al venerdì dalle 7:00 alle 8:00 e dalle 19:00 alle 23:00, Il sabato dalle 7:00 alle 23:00; (iii) F3: dal lunedì al sabato dalle 23:00 alle 7:00 e tutte le 24 h della domenica. Noti i consumi mensili suddivisi per fasce orarie, è possibile estrarre una media annuale di ogni fascia oraria e da quella, una media giornaliera. Arrivati a questo punto, conoscendo il numero di ore di ogni fascia, è possibile estrarre il Consumo medio (C) orario di un giorno di riferimento, espresso in kWh/h.

Prendendo un'ora di riferimento i , è possibile definire:

- L'energia di carica della batteria (EC_i):

$$\begin{aligned} \text{se } P_i > C_i & \quad EC_i = P_i - C_i \\ \text{se } P_i < C_i & \quad EC_i = 0 \end{aligned} \quad (3.7)$$

- L'energia di scarica della batteria (ES_i):

$$\begin{aligned} \text{se } P_i < C_i & \quad ES_i = C_i - P_i \\ \text{se } P_i > C_i & \quad ES_i = 0 \end{aligned} \quad (3.8)$$

La capacità della batteria sarà data dal minimo tra la sommatoria su tutte le ore della giornata dell'energia di carica e l'energia di scarica.

3.3.5. Scelta e dimensionamento dei dispositivi di sicurezza

Una volta individuati numero e tipologia di moduli fotovoltaici, inverters, e batterie, e aver determinato come connettere tali sistemi elettrici tra loro, è necessario scegliere e dimensionare i dispositivi di sicurezza, descritti nella Sezione 1.4., per la protezione dell'impianto sia nel lato in c.c. che in c.a.

Nello specifico, per quanto riguarda l'impianto in c.c. sono da adottare i seguenti sistemi di protezione, che andranno tutti installati nel Quadro Elettrico Fotovoltaico in Corrente Continua (QEFVCC):

- **Scaricatori di tensione:** per la scelta di questi dispositivi occorre tener presente che la tensione nominale deve essere almeno eguale alla tensione massima del sistema e la loro tensione residua deve essere coordinata con i livelli di tenuta

ad impulso dei moduli fotovoltaici o dei componenti che si vogliono proteggere.

- **Fusibili:** la protezione per sovracorrenti e correnti inverse in corrispondenza delle stringhe fotovoltaiche, è tipicamente garantita da fusibili con caratteristica d'intervento di tipo gPV, secondo la nuova norma IEC 60269-6, sviluppati specificamente per la protezione di stringhe fotovoltaiche. Tali fusibili devono essere dimensionati per corrente non inferiore a 1,25 la I_{sc} e non superiore a quella indicata dal costruttore per proteggere il modulo. Inoltre, i fusibili devono essere inseriti in appositi **portafusibili** e in grado di dissipare la potenza sviluppata nelle peggiori condizioni di funzionamento.

Per quanto riguarda il lato in corrente alternata, devono essere dimensionali i seguenti sistemi di protezione che verranno installati nel Quadro Elettrico Fotovoltaico in Corrente Alternata (QEFVCA):

- **Dispositivo del generatore (DDG):** al fine di garantire la protezione dalle correnti di sovraccarico, tale dispositivo deve essere dimensionato secondo le prescrizioni indicate nell'art. 433.2 "Coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione" della Norma CEI 64-8/3. In particolare, devono essere verificate le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (3.9)$$

$$I_f \leq 1,45 * I_n \quad (3.10)$$

essendo:

- I_b = corrente di impiego del circuito;
- I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione;
- I_z = portata in regime permanente del circuito (eventualmente declassata per tenere conto del numero di conduttori caricati nella stessa conduttura);
- I_f = corrente di sicuro funzionamento, ossia la corrente per la quale avviene l'intervento del dispositivo di protezione entro un tempo convenzionale (stabilito dalle Norme CEI).

Inoltre, affinché il DDG garantisca la protezione anche contro le correnti di cortocircuito, esso deve essere dimensionato in modo da rispettare le seguenti ulteriori condizioni:

$$I_{SC,max} \leq p.d.i \quad (3.11)$$

$$I^2t \leq k^2 S^2 \quad (3.12)$$

dove:

- $I_{sc,max}$ = corrente di corto circuito massima nel punto di installazione;
- I^2t = Integrale di Joule della corrente di cortocircuito presunta (valore letto sulle curve delle apparecchiature di protezione);
- *p.d.i.* = potere di interruzione del dispositivo.
- k = Coefficiente della conduttura utilizzata (115 per cavi isolati in PVC, 135 per cavi isolati in gomma naturale e butilica, 143 per cavi isolati in gomma etilenpropilenica e polietilene reticolato);
- S = sezione della conduttura.
- **Protezione d'interfaccia** (solo per $P_{nom} > 11,08$ kW) :
 - è costituito da un Dispositivo di Interfaccia (DDI), tipicamente composto da un interruttore magnetotermico (dimensionato come il DDG), connesso ad un Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI);
 - Se la potenza nominale in c.c. dell'impianto fotovoltaico è maggiore di 20 kW, le norme CEI 11-20 prevedono che oltre al DDI sia incluso un ulteriore interruttore magnetotermico, chiamato Dispositivo Di Rincalzo (DDR), e anch'esso dimensionato come il DDG.
- **Interruttore di protezione del contatore di produzione:** la norma CEI 0-21 prevede che a monte del contatore di produzione vi sia un ulteriore interruttore magnetotermico, dimensionato come il DDG.

All'interno del Quadro Elettrico Generale (QEG) troveremo:

- **Interruttore di protezione del parallelo con la rete elettrica dell'edificio:** Il parallelo con la rete elettrica dell'edificio che ospiterà l'impianto fotovoltaico deve essere protetto da un interruttore magnetotermico differenziale dimensionato come il DDG. Che garantirà la protezione contro le correnti di sovraccarico e di corto circuito.
- **Scaricatore di tensione a protezione del parallelo con la rete elettrica dell'edificio:** uno scaricatore di tensione idoneo per l'installazione in c.a. e con tensione nominale maggiore o uguale a quella della rete elettrica da proteggere

3.3.6. Scelta e dimensionamento dei cavi

Per quanto riguarda la sezione in corrente continua, i cavi elettrici devono essere dimensionati in modo da avere una portata maggiore della corrente nominale dei fusibili sezionatori installati su ciascuna stringa fotovoltaica.

Per quanto riguarda invece la sezione in corrente alternata la portata dei cavi elettrici deve rispettare le condizioni di cui all'Equazione 3.9. In particolare, tale portata deve essere maggiore della corrente nominale dei dispositivi di protezione installati (DDG, DDI, DDR, ecc.) la quale deve essere a sua volta maggiore della corrente di funzionamento del circuito.

Inoltre, i cavi elettrici di entrambe le sezioni devono essere dimensionati in modo da contenere le perdite di potenziale lungo le linee elettriche al di sotto del 2%.

3.4. Stima della producibilità dell'impianto fotovoltaico

La stima della producibilità di un impianto fotovoltaico è tipicamente effettuata considerando un anno di riferimento tramite un'analisi su base oraria. Tale analisi permette di valutare la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico in ciascuna ora dell'anno e può essere effettuata adottando diversi metodi, alcuni più semplificati basati solo sui dati di irradianza oraria e temperatura ambiente, altri più complessi che tengono conto dei diversi fattori di perdita in un impianto fotovoltaico (ombreggiamenti, sporcamento, perdite elettriche nei cavi, perdite nell'inverter, perdite per decadimento delle performance dei moduli, ecc.) e che tipicamente richiedono l'utilizzo di software ad hoc o strumenti on-line come PVSyst, Helioscope o Solergo. L'utilizzo di tali strumenti rappresenta l'approccio comunemente utilizzato dai progettisti per la stima della producibilità di impianti fotovoltaici alla luce della relativa semplicità di utilizzo associata ad un soddisfacente livello di accuratezza della stima di produzione annuale di energia.

Una descrizione dettagliata dei diversi metodi di stima della producibilità di un impianto fotovoltaico è oltre gli scopi di questa tesi. Tuttavia, è di seguito brevemente descritto il funzionamento del software Solergo, che sarà utilizzato per la stima della producibilità dell'impianto fotovoltaico di cui al Capitolo 4. Tale software beneficia di un vasto archivio multimarca di moduli ed inverter, con tutte le caratteristiche tecniche necessarie al calcolo della producibilità dell'impianto, tenendo conto dei fenomeni di dispersione, dovuti a deriva termica dei moduli, mismatching, perdite ohmiche e rendimento dell'inverter. Per la stima della producibilità il software Solergo richiede i seguenti dati di input:

- La localizzazione dell'impianto (in modo da definire il file meteo da utilizzare per la simulazione, che viene direttamente preso da un archivio interno al software)
- Marca e modello dei moduli fotovoltaici
- Marca e modello dell'inverter
- Numero di moduli
- Numero di inverter
- Connessione tra moduli e inverter

- Esposizioni e orientamento dei moduli (infatti nel caso di tetto a falde è necessario indicare l'inclinazione e la precisa esposizione delle due falde così che poi il software riesca a stimare i valori di irraggiamento).
- Perdita percentuale per mismatching (in prima approssimazione possono essere assunte pari all'1% per piccole potenze d'impianto (minore di 1 kWp), 3-4% per medie potenze d'impianto (nel range 1-1000 kWp) e 5-6% per grandi potenze d'impianto (maggiore di 1000 kWp)).
- Perdita percentuale per sporramento (tale percentuale dipende dalla località nella quale viene installato l'impianto, per contesti urbani e sub-urbani posso essere assunte in prima approssimazione pari all'1%).

Con l'elaborazione dei dati climatici relativi al sito dell'impianto fotovoltaico e l'orientamento dei moduli il software ricava in maniera statistica le condizioni medie di irradianza solare che si presentano sul piano dei moduli.

Viene inoltre fornita la possibilità di definire il layout dell'impianto insieme all'eventuale presenza di ostacoli e fonti di ombra, in modo da **stimare le perdite per ombreggiamento**.

La stima delle **perdite a causa dell'aumento della temperatura** rispetto alle condizioni standard avviene attraverso la considerazione mensile della temperatura media della singola cella e il coefficiente di potenza del modulo utilizzato. Il software utilizza per il calcolo della temperatura della cella la formula semplificata:

$$T_{cell} = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (3.13)$$

dove:

- T_a è la temperatura ambiente mensile media, presente nei dati climatici della località dell'analisi;
- $NOCT$ (Nominal Operating Cell Temperature) è la temperatura raggiunta dal modulo nelle condizioni di una temperatura ambiente di 20 ° e un irradianza solare di 800 W/m². È un dato costruttivo del modulo definito nella scheda tecnica;
- G è irraggiamento incidente sul modulo;

Nota la T_{cell} la perdita per aumento di temperatura viene valutata con la seguente formula:

$$\eta = \eta_{STC} [1 - \gamma(T_{cell} - T_{cell,STC})] \quad (3.14)$$

con:

- η_{STC} e $T_{cell,STC}$ che indicano rispettivamente l'efficienza e la temperatura della cella in condizioni standard (25°C);

- γ il coefficiente di potenza, cioè la variazione percentuale di potenza per grado Celsius. È un dato costruttivo del modulo, definito nella scheda tecnica;

Inserendo la tipologia di cavi, il software, sulla base delle informazioni presenti nel suo database interno, riesce a calcolare le **perdite ohmiche in corrente continua**, dovute alla resistenza dei cavi elettrici e dei dispositivi di protezione.

Infine, considerando tutti i diversi fattori di perdita che limitano la produzione di un impianto fotovoltaico, il software effettua la simulazione del funzionamento dell'impianto considerando un giorno rappresentativo per ogni mese dell'anno e fornisce una stima della produzione di energia elettrica annua dell'impianto ($E_{y,PV}$).

3.5. Analisi Economica

L'analisi economica rappresenta un'importante parte della progettazione di un impianto fotovoltaico per due principali motivi: i) tra gli elaborati di progetto è necessario includere il Computo Metrico Estimativo che fornisce un'indicazione del costo delle opere da realizzare, con relativo elenco dettagliato delle differenti voci che concorrono al costo totale; ii) l'analisi del costo di investimento (CAPEX, dall'inglese "Capital Expenditures") e di operazione (OPEX, dall'inglese "Operating Expenses") insieme alla stima della copertura del fabbisogno energetico, permettono di valutare la convenienza tecno-economica dell'intervento.

L'analisi economica parte dalla stima di tutti le voci di costo che concorrono al CAPEX dell'impianto. Tra esse, le principali riguardano la fornitura e posa in opera di moduli fotovoltaici, inverter, batterie, cavi elettrici, sistemi di protezione quali interruttori, fusibili, e scaricatori di tensione, contattori bidirezionali, sistema di gestione delle batterie, quadri elettrici, e tubazioni o canaline. Il costo associato alla fornitura e posa in opera di ciascuno di questi componenti è tipicamente riportato nei prezziari ufficiali. In alternativa, nel caso in cui una voce di costo non sia riportata nei prezziari ufficiali, il progettista conduce la cosiddetta Analisi Nuovi Prezzi, per stimare quel costo, tipicamente sulla base di un'offerta economica ricevuta da un fornitore. Un elenco dettagliato delle diverse voci di costo relative all'impianto di cui al Capitolo 4, è fornito in Sezione 4.5.

Il costo di operazione dell'impianto, l'OPEX, nel caso di impianto fotovoltaici a tilt fissato installati su coperture di edifici, è dovuto principalmente al monitoraggio della produttività dei moduli e degli inverter, alla pulizia dei moduli e alla sostituzione degli inverter e delle batterie a fine vita utile (circa 10 anni), e a eventuali interventi di manutenzione straordinaria che si rendono necessari durante l'operazione dell'impianto. Tuttavia, una stima dettagliata dei costi di operazione è complicata dall'incertezza dell'evoluzione economica futura, e non è richiesta per la redazione degli elaborati di progetto necessari alla realizzazione dell'opera. Pertanto, al solo fine di valutare la convenienza tecno-economica dell'intervento, l'OPEX viene tipicamente

assunto come percentuale del CAPEX sommando poi al costo annuo ottenuto, quello per la sostituzione degli inverter e delle batterie, e tenendo conto di un ulteriore fattore di sicurezza per eventuali costi imprevisti. In alternativa l'OPEX può essere stimato sulla base di offerte economiche ricevute da aziende che erogano servizi di manutenzione di impianti fotovoltaici, considerando ancora una volta il costo di sostituzione di inverter e batterie, e eventuali costi imprevisti.

I guadagni ottenuti a seguito della realizzazione dell'impianto (REV, dall'inglese "Revenues") derivano dalla minore quantità di energia elettrica acquistata dalla rete esterna e da eventuali accordi con il gestore di rete per ricevere una compensazione per l'energia elettrica ceduta alla rete. Nello specifico, in caso di accesso allo Scambio sul Posto (vedasi Sezione 2.1), è possibile ottenere un rimborso sull'energia elettrica ceduta alla rete e poi riassorbita, per un importo specifico (€/MWh) pari alla sola quota energia (p_{en}) riportata in bolletta insieme alle accise e agli altri costi che contribuiscono alla tariffa totale (p_{tot}). Pertanto, per stimare le REV è necessario conoscere la percentuale di consumo elettrico annuo coperto direttamente dall'impianto fotovoltaico con accumulo, la percentuale coperta dalla rete esterna sulla quale viene rimborsata la quota energia, e la percentuale coperta dalla rete esterna e pagata a prezzo pieno. La stima di tali percentuali richiede un'analisi annuale su base oraria dei flussi di potenza tra impianto fotovoltaico, batteria, carichi e rete esterna. Tale analisi non è tipicamente effettuata in fase di progettazione dell'impianto fotovoltaico, anche perché la stima delle REV, al contrario della stima del CAPEX, non è richiesta per redigere gli elaborati di progetto necessari all'autorizzazione e alla realizzazione dell'impianto. Poiché il caso di studio di cui al Capitolo 4 di questa tesi prevede l'accesso allo scambio sul posto, al fine di valutare la convenienza economica della realizzazione dell'impianto, l'analisi annuale su base oraria è stata effettuata tramite un modello appositamente implementato su MATLAB. Tale modello, richiede in input i seguenti dati:

- La potenza nominale dell'impianto fotovoltaico;
- La capacità di carica totale del sistema di accumulo ($E_{max,batt}$);
- L'andamento annuale su base oraria della irradianza globale incidente su un piano orizzontale (GHI, dall'inglese "Global Horizontal Irradiation");
- L'area totale occupata dai moduli fotovoltaici (A_{PV});
- La produzione di energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico stimata come descritto nella Sezione 3.4 ($E_{y,PV}$);
- Il consumo elettrico diviso per fasce orarie in ciascun mese dell'anno.

Sulla base di tali dati, viene stimata l'efficienza media dell'impianto fotovoltaico tramite la seguente relazione:

$$\eta_{av,PV} = \frac{E_{y,PV}}{A_{PV} \sum_{h=1}^{8760} GHI(h)} \quad (3.15)$$

Nota l'efficienza media dell'impianto fotovoltaico, la produzione di energia elettrica in ciascuna ora dell'anno può essere valutata, in prima approssimazione, tramite l'Equazione 3.16.

$$P_{PV}(h) = \eta_{av,PV} A_{PV} GHI(h) \quad (3.16)$$

I carichi elettrici in ciascuna ora dell'anno possono essere stimati a partire dalle bollette di ciascun mese, considerando i consumi registrati in ciascuna fascia oraria. Sulla base dell'andamento dei carichi elettrici e della produzione di energia da fotovoltaico, è possibile simulare i flussi di potenza tra impianto fotovoltaico, batteria, carichi e rete esterna in ciascuna ora dell'anno, distinguendo i seguenti casi:

- Se la produzione da fotovoltaico ($P_{PV}(h)$) supera i carichi e la batteria è sufficientemente scarica da poter accumulare la sovrapproduzione, i carichi vengono coperti dall'impianto fotovoltaico e la batteria viene caricata;
- Se la produzione da fotovoltaico ($P_{PV}(h)$) supera i carichi ma la batteria non può accumulare l'intera sovrapproduzione o una parte di essa, i carichi vengono coperti dall'impianto fotovoltaico e l'energia elettrica in eccesso che non può essere accumulata nella batteria viene ceduta alla rete esterna;
- Se la produzione da fotovoltaico ($P_{PV}(h)$) è minore dei carichi e la batteria è sufficientemente carica da coprire la rimanente parte del fabbisogno elettrico, la batteria viene scaricata e i carichi vengono coperti in parte dal fotovoltaico e in parte dalla batteria (o unicamente dalla batteria se il fotovoltaico ha una produzione nulla);
- Se la produzione da fotovoltaico ($P_{PV}(h)$) è minore dei carichi e la batteria non è sufficientemente carica da coprire la rimanente parte del fabbisogno elettrico, la batteria viene scaricata il più possibile e il resto dell'energia elettrica necessaria è assorbita dalla rete esterna.

Noti i flussi di potenza in ciascuna ora dell'anno, è possibile stimare la percentuale di fabbisogno elettrico coperto direttamente dall'impianto fotovoltaico con accumulo (X_{PV}), la percentuale ceduta alla rete e poi riassorbita sulla quale si ottiene il rimborso della quota energia grazie allo Scambio sul Posto (X_{SSP}), e la percentuale assorbita dalla rete e pagata a prezzo pieno (X_{rete}). Nello specifico:

- X_{PV} è dato dal rapporto tra la sommatoria su tutte le ore dell'anno della potenza istantaneamente prodotta da fotovoltaico oppure accumulata nella batteria e consumata dai carichi, e il fabbisogno elettrico totale annuo ($E_{y,carichi}$);
- X_{SSP} è dato dal minimo tra la quantità di energia ceduta alla rete esterna e quella assorbita dalla rete stessa, diviso per il fabbisogno elettrico totale annuo;

- X_{rete} è semplicemente dato dalla relazione:

$$X_{rete} = 1 - X_{PV} - X_{SSP} \quad (3.17)$$

A questo punto, le REV possono essere calcolate come:

$$REV = E_{y,carichi}(X_{PV}p_{tot} + X_{SSP}p_{en}) \quad (3.18)$$

Noti CAPEX, OPEX e REV, è possibile stimare i flussi di cassa durante la fase di progettazione e installazione dell'impianto (tipicamente definito l'anno zero) così come durante la vita utile dell'impianto (tipicamente i 25 o 30 anni successivi all'anno zero). Una corretta valutazione dei flussi di cassa richiede di considerare l'effetto dei tassi di attualizzazione (d) e di inflazione (j). Il primo tiene conto del minore valore delle liquidità future rispetto a quelle presenti, ed è direttamente connesso alla possibilità di investire le liquidità presenti; il secondo tiene invece in considerazione l'impatto dell'inflazione che, da un lato aumenta i costi dovuti alla gestione e alla manutenzione dell'impianto (OPEX), e dall'altro aumenta il costo dell'energia e di conseguenza le REV.

I flussi di cassa (FC) nell' i -esimo anno, si ottengono, come:

$$FC(i) = REV(i) - CAPEX(i) - OPEX(i) \quad (3.19)$$

laddove $CAPEX(i)$ sarà non nullo solo per l'anno zero ($i = 0$), o comunque per gli anni necessari a progettare, installare e rendere operativo l'impianto.

I flussi di cassa attualizzati (FCA) si calcolano, a partire dai FC, come:

$$FCA(i) = FC(i) \frac{(1+j)^i}{(1+d)^i} \quad (3.20)$$

Infine, sulla base dell'analisi dei flussi di cassa è possibile valutare la convenienza tecno-economica della realizzazione dell'impianto sulla base di diversi indici di profittabilità economica, quali il Valore Attuale Netto (VAN), il tempo di rientro dell'investimento (PBT, dall'inglese "Pay Back Time") o il Tasso Interno di Rendimento (TIR):

- Il VAN rappresenta la somma, lungo l'intera vita utile dell'impianto, dei flussi di cassa attualizzati; in generale un VAN maggiore di zero implica che l'investimento è conveniente, anche se talvolta tale condizione non è sufficiente a rendere l'investimento interessante; questo aspetto sarà dettagliato nel punto successivo;
- Il PBT è il numero di anni dopo i quali la somma dei FCA diventa positiva, ossia è la vita utile dell'impianto (espressa in anni) necessaria ad avere un VAN

maggiore di zero. Un investimento con VAN maggiore di zero potrebbe avere PBT di 20 anni e tale tempo potrebbe essere ritenuto troppo lungo per considerare l'investimento economicamente attraente.

- Il TIR è il tasso di attualizzazione che renderebbe il VAN nullo; di conseguenza non è necessario assumere un valore di d per valutare il TIR e questo rende questo indice particolarmente utilizzato, in quanto elimina l'incertezza associata all'assunzione di un valore per il d . Tipicamente, TIR maggiori di un certo valore (ad esempio, 5-7%) vengono considerati sintomo di un investimento conveniente e interessante.

3.6. Redazione degli elaborati di progetto

La progettazione esecutiva di un impianto fotovoltaico prevede la redazione di diversi elaborati di progetto, tra cui:

Elaborati Amministrativi:

- RTG: Relazione Tecnica Generale
- RTS: Relazione Tecnica Specialistica e di Calcolo
- CME: Computo Metrico Estimativo
- EE: Elenco Elaborati

Elaborati Grafici:

- Inquadramento urbanistico – Piante e sezioni di rilievo
- Disegno planimetrico con layout moduli fotovoltaici
- Schema elettrico unifilare impianto fotovoltaico
- Schemi Quadri Elettrici

4 Caso di studio

In questo capitolo verrà evidenziato come seguire la metodologia, descritta al capitolo precedente, sia necessario per la realizzazione di un progetto, prendendo come riferimento un caso di studio. Verrà quindi ripercorso nel dettaglio tutto il procedimento che è stato compiuto per la realizzazione del progetto dell'impianto fotovoltaico sul tetto di un edificio, dalle considerazioni iniziali, fino alla redazione dei documenti che sono stati consegnati al cliente.

4.1. Descrizione del sito oggetto d'intervento

Il sito oggetto d'intervento è la copertura di un edificio sito in Via Resegone 7, Comune di Milano. L'impianto fotovoltaico da realizzare sarà a servizio dei carichi di un'autofficina posta al piano terra dello stesso edificio. L'impianto è nelle condizioni di poter accedere al regime incentivante dello Scambio sul posto poiché presenta i requisiti necessari riportati nella sezione 2.1.

A valle dell'analisi preliminare del sito e del sopralluogo, di cui alle sezioni 3.1 e 3.2, si è ritenuto che la superficie del tetto idonea all'installazione dei moduli fotovoltaici è quella in corrispondenza delle falde Est-Ovest (come mostrato in Fig. 4.1), che presentano un'inclinazione di 20° . La falda est è orientata con un azimuth di -94° , mentre quella ovest ha un azimuth di 86° .

L'impianto sarà connesso al Quadro Elettrico Sotto Contatore (QES) già esistente nell'autofficina.

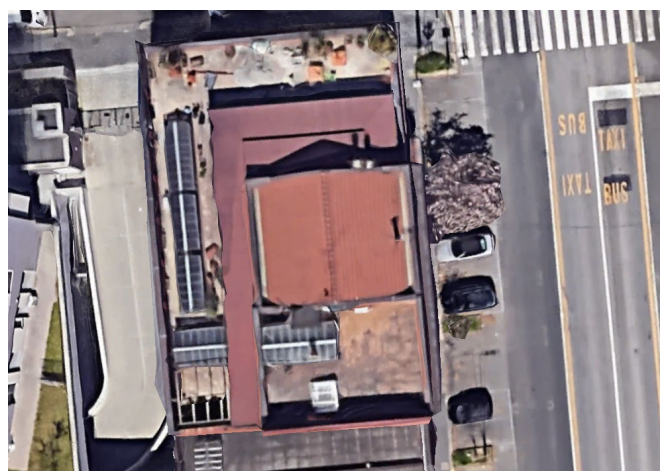


Figura 4.1: Vista dall'alto della superficie del tetto

A seguito del sopralluogo è stato possibile identificare i possibili ingombri presenti sulle falde del tetto e i possibili ostacoli, responsabili del fenomeno di ombreggiamento. Più precisamente ad Ovest è presente un edificio di altezza circa 15

m maggiore rispetto allo spigolo basso delle due falde. È possibile evidenziare che la nella Figura 4.1 è presente un comignolo, che tuttavia verrà rimosso.

Infine, il cliente ha fornito le bollette riportanti il consumo di energia elettrica registrato negli ultimi 12 mesi. Tali dati hanno permesso di valutare i consumi medi per fascia riportati in Tabella 1.

Tabella 1: Consumi medi autofficina

	Fascia F1	Fascia F2	Fascia F3
Gennaio	1001	371	373
Febbraio	893	301	190
Marzo	968	325	210
Aprile	848	269	197
Maggio	725	241	215
Giugno	765	265	197
Luglio	764	299	192
Agosto	739	215	214
Settembre	602	183	192
Ottobre	754	314	211
Novembre	888	304	214
Dicembre	1250	419	510

Gli andamenti medi dei consumi nelle diverse fasce orarie durante una giornata tipica di Marzo, Giugno e Settembre è mostrato in Figura 4.2.

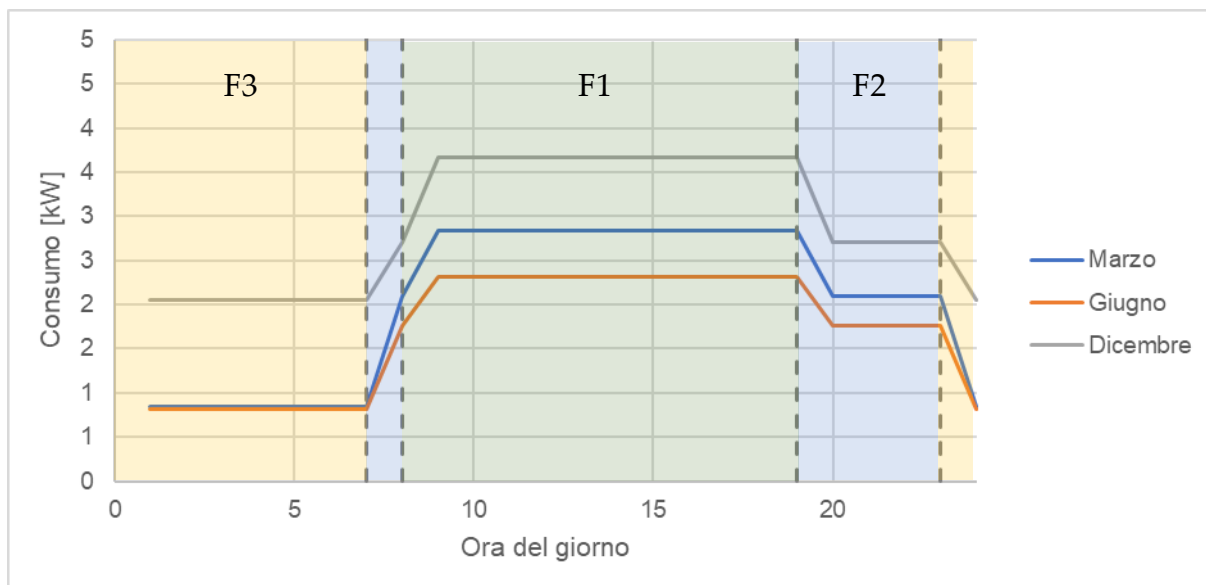


Figura 4.2: Gli andamenti medi dei consumi nelle diverse fasce orarie durante una giornata tipica di Marzo, Giugno e Settembre

Come è possibile notare dalla figura, l'autofficina consuma maggiormente durante le ore diurne, e questo permetterà di utilizzare istantaneamente l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico per coprire i carichi diurni. Tuttavia, la presenza di un sistema d'accumulo servirà a compensare i carichi serali e notturni

4.2. Progettazione dell'impianto

Il caso di studio analizzato in questa tesi rientra nella casistica della **progettazione vincolata dallo spazio disponibile**; infatti, la progettazione è stata finalizzata a massimizzare la copertura del fabbisogno energetico delle utenze rispettando i limiti spaziali presenti. Più precisamente, i moduli fotovoltaici sono stati posizionati in modo da ricoprire interamente la superficie delle due falde dell'edificio. Ciò è risultato nel prevedere l'installazione di 28 moduli fotovoltaici di tipo LONGI SOLAR LR4-72HPH-440M, ciascuno con una potenza nominale di 440 Wp. La scelta dei moduli è stata guidata dalla disponibilità immediata degli stessi presso il fornitore incaricato, oltre che dall'attraente rapporto qualità-prezzo dei moduli stessi. Un estratto della scheda tecnica dei moduli scelti è riportato in Figura 4.3.

LR4-72HPH 420~440M

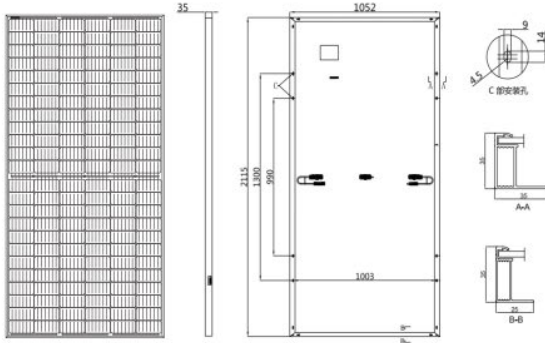
Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters								
	Cell Orientation: 144 (6×24) Junction Box: IP68, three diodes Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized Glass: Single glass 3.2mm coated tempered glass Frame: Anodized aluminum alloy frame Weight: 24 kg Dimension: 2115×1052×35mm Packaging: 30pcs per pallet 150pcs per 20'GP 660pcs per 40'HC	Operational Temperature: -40 C ~ +85 C Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W Voc and Isc Tolerance: ±3% Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL) Maximum Series Fuse Rating: 20A Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C Safety Class: Class II Fire Rating: UL type 4								
Electrical Characteristics		Test uncertainty for Pmax: ±3%								
Model Number	LR4-72HPH-420M	LR4-72HPH-425M	LR4-72HPH-430M	LR4-72HPH-435M	LR4-72HPH-440M					
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	420	311.1	425	314.8	430	318.5	435	322.2	440	326.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.8	45.5	49.0	45.7	49.2	45.9	49.4	46.1	49.6	46.3
Short Circuit Current (Isc/A)	11.04	8.90	11.11	8.95	11.19	9.02	11.26	9.08	11.33	9.13
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.2	37.1	40.4	37.3	40.6	37.5	40.8	37.7	41.0	37.9
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.45	8.38	10.52	8.44	10.60	8.50	10.67	8.56	10.74	8.61
Module Efficiency(%)	18.9		19.1		19.3		19.6		19.8	
STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25 C, Spectra at AM1.5										
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m ² , Ambient Temperature 20 C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S										

Figura 4.3: Scheda tecnica dei moduli LONGI SOLAR LR4-72HPH-440M

Complessivamente, l'impianto fotovoltaico avrà una potenza di picco è di 12,32 kWp. I 28 moduli fotovoltaici saranno suddivisi in due stringhe collegate ciascuna a un MPPT indipendente. L'inverter selezionato è un inverter ibrido di tipo Kostal – PLENTICORE Plus 10, con potenza nominale pari a 10 kW che gestirà mediante apposito ingresso, un banco di batterie di accumulo della capacità di 10,2 kWh, e uscita trifase. I dettagli della connessione moduli-inverter sono riportati in Tabella 2, che rispettano le condizioni di accoppiamento riportate nella sezione 3.3.3. Le caratteristiche principali dell'inverter sono riportate in Tabella 3.

Tabella 2: Dettagli connessione moduli-inverter

	MPPT1	MPPT2
Moduli in serie	14	14
Stringhe in parallelo	1	1
Esposizioni	Ovest	Est
Tensione di MPP (STC):	575,4 V	575,4 V

Tabella 3: Caratteristiche principali dell'inverter

Dati Inverter	
Costruttore	KOSTAL
Serie/Sigla	PLENTICORE Plus 10
Inseguitori	2
Ingressi per batteria	1
Ingressi per inseguitore	1
Potenza nominale	10 kW
Potenza massima per inseguitore	6,5 kW
Tensione nominale	570 V
Tensione massima	1000 V
Tensione minima per inseguitore	405 V
Tensione massima per inseguitore	720 V
Tensione nominale di uscita	400 Vac
Corrente massima per ingresso CC	13 A
Corrente massima d'uscita	16,04 A
Corrente nominale d'uscita	14,43 A
Rendimento	0,972

La capacità nominale di carica del sistema di accumulo è stata determinata mediante l'approccio semplificato basato su un giorno rappresentativo descritto in Sezione 3.3.4, utilizzando come dati di input i consumi medi di cui alla Sezione 4.1, e la producibilità

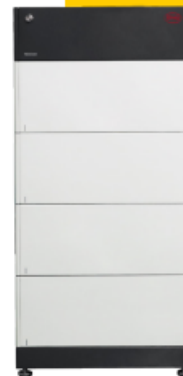
dell'impianto di cui alla Sezione 4.3. Tale analisi ha portato a stimare una capacità di accumulo ottimale di 9,8 kWh. Pertanto, è stato scelto di adottare una batteria di tipo BYD B-Box HVS 10.2, con capacità nominale di carica di 10,24 kWh. Il lieve sovradimensionamento rispetto al valore calcolato da un lato è dovuto alla necessità di adottare una taglia disponibile in commercio e dall'altro lato compensa il decadimento nel tempo della capacità efficace della batteria. Le caratteristiche di tale sistema di accumulo sono riportate in Tabella 4. Un estratto della scheda tecnica della batteria è riportata in Figura 4.4.

Tabella 4: Caratteristiche principali sistema di accumulo

Sistema di accumulo	
Costruttore	BYD
Serie/Sigla	B-Box HVS 10.2
Capacità nominale	10,24 kWh
Potenza nominale di scarica	5,32 kW
Potenza nominale di carica	5,32 kW
Tensione nominale	409 V
Efficienza	96%

BATTERY-BOX PREMIUM HVS / HVM

- Funzioni Backup e Off-Grid ad Alta Potenza
- Massima Efficienza grazie a una Connessione in Serie Reale ad Alta Tensione
- Plugin Desing Brevettato Senza Cavi Interni che consente la Massima Flessibilità e Facilità d'Uso
- Batteria al Litio Ferro Fosfato (LFP) Senza Cobalto: Massima sicurezza, Ciclo di vita e Potenza
- Compatibile con Inverters Mono e Trifase
- Due Modelli per Soddisfare tutti tipi di esigenza
- I più Alti Standard di Sicurezza come VDE 2510-50



	HVS 5.1	HVS 7.7	HVS 10.2	HVS 12.8
Modulo	HVS (2.56 kWh, 102.4 V, 38 kg)			
Numero di moduli	2	3	4	5
Energia Disponibile [1]	5.12 kWh	7.68 kWh	10.24 kWh	12.8 kWh
Corrente di Uscita massima [2]	25 A	25 A	25 A	25 A
Corrente di Uscita Picco [2]	50 A, 3 s	50 A, 3 s	50 A, 3 s	50 A, 3 s
Tensione Nominale	204 V	307 V	409 V	512 V
Tensione Operativa	160-230 V	240-345 V	320-460 V	400-576 V
Dimensioni (H/W/D)	712x585x298 mm	945x585x298 mm	1178x585x298 mm	1411x585x298 mm
Peso	91 kg	129 kg	167 kg	205 kg

HVS & HVM

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)	≥96%
Certificazioni	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3
Applicazioni	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Garanzia [3]	10 Anni
Inverter Compatibili	Controllare la Lista di Configurazione Minima e degli Inverter Compatibili con BYD Battery-Box Premium HVS/HVM

Figura 4.4: Scheda tecnica della batteria BYD B-Box HVS 10.2

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

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC;
- FG16 per posa esterna o in cavidotti su percorsi interrati;

- Tipo FS17 se all'interno di cavidotti di edifici;
- Tipo H1Z2Z2-K per i cavi elettrici alimentati in corrente continua (pannelli fotovoltaici e batterie di accumulo).

Le sezioni dei conduttori degli impianti fotovoltaici sono sovradimensionate per le correnti e le limitate distanze in gioco in modo da contenere la caduta di potenziale entro il 2% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione.

Per quanto riguarda in conduttori di stringa (sezione in corrente continua) verrà utilizzato un cavo H1Z2Z2-K con le caratteristiche riportate in Tabella 5.

Tabella 5: Caratteristiche tecniche cavo H1Z2Z2-K

Descrizione	Valore
Tipo di posa	Cavi unipolari senza guaina in tubi protettivi annegati nella muratura
Disposizione	Raggruppati a fascio, annegati
Tipo di cavo	Unipolare
Materiale	Rame
Formazione	2x(1x6)
Portata del cavo	70 A
Sezione	6 mm ²
Tensione nominale	575,4 V
Corrente d'impiego	10,7 A

Per quanto riguarda invece la sezione in corrente alternata, verrà utilizzato un cavo pentapolare FG16OR16 0.6/1 kV con le caratteristiche riportate in Tabella 6.

Tabella 6: Caratteristiche tecniche cavo FG16OR16 0.6/1 kV

Descrizione	Valore
Tipo di posa	cavi multipolari in canali posati su parete con percorso orizzontale
Disposizione	Raggruppati a fascio, annegati
Tipo di cavo	Pentapolare
Materiale	Rame
Formazione	5G6
Portata del cavo	44 A
Sezione	5x6 mm ²
Tensione nominale	400 V
Corrente d'impiego	17,3 A

I cavi utilizzati rispettano le condizioni necessarie per il corretto funzionamento.

Inoltre per quanto riguarda i dispositivi di protezione sono previsti i seguenti dispositivi tutti scelti e dimensionati come descritto nella Sezione 3.3.5:

- Fusibili e portafusibili: ABB E92/32PV 20 A, installati nel QEFVCC;
- Scaricatore di tensione: ABB OVR PV 40 1000 P TS 3,8kV In=40kA (II), installato nel QEFVCC;
- DDG: ABB S204 C 32 A, installato nel QEFVCA;
- Interruttore magnetotermico differenziale a protezione del Quadro Elettrico Generale (QEG): ABB S204 M C32 + DDA 204 A 0,3;

In accordo a quanto riportato nella Sezione 3.3.5 non sono previsti il DDR e il DDI in quanto l'impianto ha una potenza nominale in corrente alternata inferiore a 11,08 kW.

I quadri elettrici QEFVCC e QEFVCA sono posizionati nel piano interrato dell'edificio insieme all'inverter e alla batteria e sono direttamente collegati al QEG.

4.3. Stima della producibilità dell'impianto fotovoltaico

Come descritto nella Sezione 3.4 alcune delle perdite percentuali vengono impostate come input sul software Solergo (perdite per mismatching e sporcamento assunte rispettivamente pari al 4% e all'1% del totale), mentre altre vengono calcolate dal software stesso. Nella Tabella 7 sono riportate le perdite percentuali dovute a ciascuna causa calcolate dal software.

Tabella 7: Perdite percentuali totali

	[%]
Perdite per ombreggiamento	8,4
Perdite per aumento della temperatura	4,5
Perdite di corrente continua	1,5
Perdite per conversione	3,5

Più precisamente, per quanto riguarda le perdite per ombreggiamento, è stata definita su Solergo la posizione e le dimensioni di un edificio posto ad ovest dell'impianto e di altezza di circa 15 metri maggiore dello spigolo basso delle due falde.

I risultati della simulazione su Solergo mostrano che la stima della produzione di energia elettrica annua dell'impianto è pari a 11'854,0 kWh. Un dettaglio della produzione lorda e netta in ciascun mese dell'anno è fornito in Tabella 8. La differenza tra la produzione annua netta e lorda è dovuta alle perdite per ombreggiamento che non vengono considerate nel calcolo della produzione lorda.

Tabella 8: Produzione netta e lorda dell'impianto

Mese	Produzione lorda [kWh]	Produzione netta [kWh]	Perdita [%]
Gennaio	438,0	438,0	0,0 %
Febbraio	575,4	575,1	-0,1 %
Marzo	1'004,8	966,4	-3,8 %
Aprile	1'307,0	1'197,7	-8,4 %
Maggio	1'580,7	1'433,0	-9,3 %
Giugno	1'917,5	1'679,2	-12,4 %
Luglio	1'945,5	1'683,3	-13,5 %
Agosto	1'566,8	1'378,7	-12,0 %
Settembre	1'256,5	1'166,1	-7,2 %
Ottobre	677,4	672,1	-0,8 %
Novembre	344,4	344,4	0,0 %
Dicembre	320,7	320,7	0,0 %
Anno	12'934,5	11'854,5	-8,3 %

L'andamento della produzione lorda e netta durante i mesi dell'anno è anche mostrato in Figura 4.5.

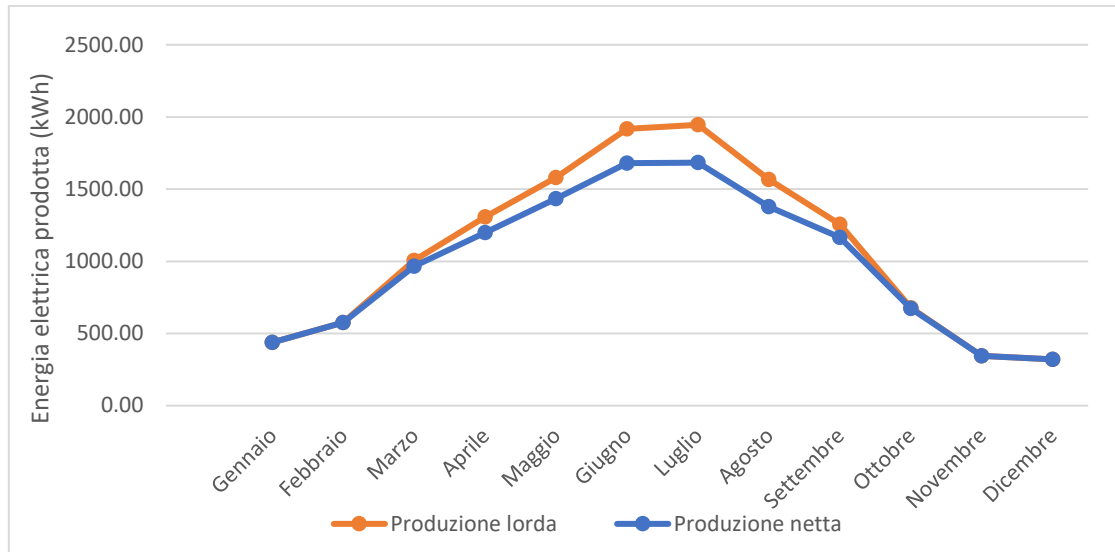


Figura 4.5: Andamento della produzione fotovoltaica lorda e netta

Infine, l'energia elettrica prodotta rispettivamente sulle due falde è riportata nella Tabella 9:

Tabella 9: Energia elettrica prodotta rispettivamente sulle due falde

Esposizione	N° Moduli	Radiazione solare [kWh/m ² a]	Energia [kWh]
Falda est	14	1.268,36	7.813,13
Falda ovest	14	1.295,54	7.980,56

E in conclusione, al netto delle perdite percentuali, l'energia elettrica annuale prodotta è pari a 11'854,5 kWh.

4.4. Analisi economica

L'analisi economica per il caso di studio trattato in questo capitolo è effettuata applicando la metodologia descritta nella Sezione 3.5. I seguenti parametri sono stati adottati per l'analisi:

- Vita utile dell'impianto: 25 anni;
- Tasso di attualizzazione: 5%;
- Tasso di inflazione: 2%;
- Quota energia del prezzo di acquisto dell'energia elettrica (p_{en}): 97,2 €/MWh (come da ultima bolletta ricevuta dal proprietario dell'immobile servito dall'impianto fotovoltaico, relativa al mese di Ottobre 2021);

- Prezzo totale di acquisto dell'energia elettrica (p_{tot}): 279,5 €/MWh (come da ultima bolletta ricevuta dal proprietario dell'immobile servito dall'impianto fotovoltaico, relativa al mese di Ottobre 2021);

Nello specifico, il CAPEX è valutato considerando il costo di fornitura e posa in opera di tutte le componenti dell'impianto, come da Computo Metrico Estimativo descritto in Sezione 4.5; in prima approssimazione, l'OPEX è valutato come il 2% del CAPEX (per le spese di gestione e manutenzione dell'impianto) al quale è stato aggiunto il costo di sostituzione di inverter e batterie dopo 10 anni di operazione (due volte durante la vita utile dell'impianto, durante gli anni 10 e 20). Le REV sono valutate applicando la metodologia descritta in Sezione 3.5 utilizzando i valori di p_{en} e p_{tot} sopra riportati. I valori orari di GHI nella località dell'impianto sono stati presi dal sito Meteonorm [12]. In prima approssimazione, non è stato considerato l'impatto del decadimento delle performance dei moduli fotovoltaici sulle REV.

I risultati dell'analisi annuale mostrano che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico permette di coprire il 54,5% (X_{PV}) del fabbisogno elettrico annuo; inoltre, il 16,8% (X_{SSP}) del fabbisogno viene ceduto alla rete esterna e poi importato dalla stessa rete, pertanto su di esso sarà possibile ricevere il rimborso del p_{en} grazie allo Scambio sul Posto. Figura 4.6 mostra l'andamento dei flussi di potenza e dello stato di carica della batteria durante la terza settimana di Marzo.

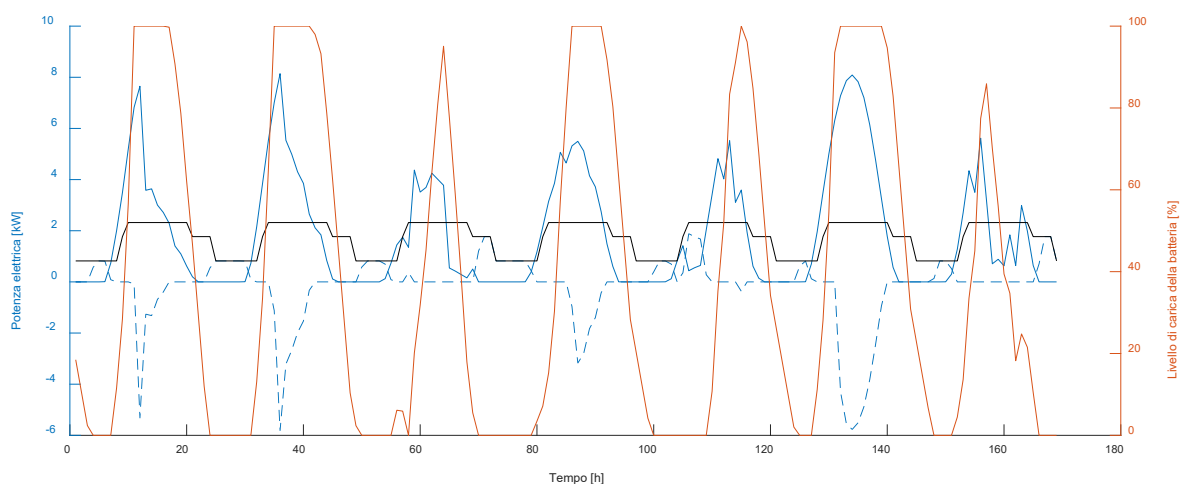


Figura 4.6: Andamento dei flussi di potenza e dello stato di carica della batteria durante la terza settimana di Marzo

I risultati dell'analisi economica, riassunti in Tabella 10, mostrano che l'intervento ha un VAN negativo (-4'221,7 €) dunque non è economicamente conveniente.

Tabella 10: Analisi dei flussi di cassa

Year	CAPEX (€)	OPEX (€)	REV (€)	FC (€)	FCA (€)	FCA cum. (€)
1	30855.9			-30855.9	-30855.9	-30855.9
2		617.1	2802.0	2184.9	2122.4	-28733.5
3		617.1	2802.0	2184.9	2061.8	-26671.7
4		617.1	2802.0	2184.9	2002.9	-24668.8
5		617.1	2802.0	2184.9	1945.7	-22723.1
6		617.1	2802.0	2184.9	1890.1	-20833.1
7		617.1	2802.0	2184.9	1836.1	-18997.0
8		617.1	2802.0	2184.9	1783.6	-17213.4
9		617.1	2802.0	2184.9	1732.6	-15480.7
10		617.1	2802.0	2184.9	1683.1	-13797.6
11		8721.1	2802.0	-5919.1	-4429.6	-18227.2
12		617.1	2802.0	2184.9	1588.3	-16638.8
13		617.1	2802.0	2184.9	1543.0	-15095.9
14		617.1	2802.0	2184.9	1498.9	-13597.0
15		617.1	2802.0	2184.9	1456.0	-12141.0
16		617.1	2802.0	2184.9	1414.4	-10726.5
17		617.1	2802.0	2184.9	1374.0	-9352.5
18		617.1	2802.0	2184.9	1334.8	-8017.7
19		617.1	2802.0	2184.9	1296.6	-6721.1
20		617.1	2802.0	2184.9	1259.6	-5461.5
21		8721.1	2802.0	-5919.1	-3314.9	-8776.4
22		617.1	2802.0	2184.9	1188.6	-7587.7
23		617.1	2802.0	2184.9	1154.7	-6433.1
24		617.1	2802.0	2184.9	1121.7	-5311.4
25		617.1	2802.0	2184.9	1089.6	-4221.7

Una visualizzazione grafica dei flussi di cassa attualizzati cumulati è riportata in Figura 4.7.



Figura 4.7: Flussi di cassa attualizzati cumulati durante la vita utile dell'impianto

Tuttavia, è necessario osservare che, a causa delle recenti evoluzioni del contesto geopolitico europeo, il costo dell'energia è significativamente aumentato rispetto alla data di emissione della bolletta dai quali sono stati presi i valori di p_{en} e p_{tot} adottati nell'analisi (Ottobre 2021). Pertanto, l'analisi economica è stata ripetuta considerando un p_{en} di 400 €/MWh (valore medio del Prezzo Unico Nazionale (PUN) nel periodo 18 Agosto 2022 – 18 Settembre 2022 [13]) e un p_{tot} di 582,8 €/MWh, ottenuto assumendo, in prima approssimazione, che la differenza tra p_{tot} e p_{en} sia rimasta costante da Ottobre 2021 a Settembre 2022.

I risultati di questa seconda analisi economica, riportati in Tabella 11, mostrano che in questo scenario l'investimento ha un VAN positivo (59'694,7 €), un PBT di circa 6 anni, e un TIR del 17,2 %. Pertanto l'investimento sarebbe certamente conveniente con i prezzi dell'energia attuali.

Tabella 11: Analisi dei flussi di cassa con prezzi medi dell'energia nel periodo Agosto 2022 – Settembre 2022

Year	CAPEX (€)	OPEX (€)	REV (€)	FC (€)	FCA (€)	FCA cum. (€)
1	30855.9			-30855.9	-30855.9	-30855.9
2		617.1	6388.2	5771.0	5606.2	-25249.8
3		617.1	6388.2	5771.0	5446.0	-19803.8
4		617.1	6388.2	5771.0	5290.4	-14513.4
5		617.1	6388.2	5771.0	5139.2	-9374.2
6		617.1	6388.2	5771.0	4992.4	-4381.8
7		617.1	6388.2	5771.0	4849.7	467.9
8		617.1	6388.2	5771.0	4711.2	5179.1
9		617.1	6388.2	5771.0	4576.6	9755.7
10		617.1	6388.2	5771.0	4445.8	14201.5
11		8721.1	6388.2	-2332.9	-1745.8	12455.7
12		617.1	6388.2	5771.0	4195.4	16651.1
13		617.1	6388.2	5771.0	4075.5	20726.6
14		617.1	6388.2	5771.0	3959.1	24685.7
15		617.1	6388.2	5771.0	3846.0	28531.7
16		617.1	6388.2	5771.0	3736.1	32267.7
17		617.1	6388.2	5771.0	3629.3	35897.1
18		617.1	6388.2	5771.0	3525.6	39422.7
19		617.1	6388.2	5771.0	3424.9	42847.6
20		617.1	6388.2	5771.0	3327.1	46174.7
21		8721.1	6388.2	-2332.9	-1306.5	44868.2
22		617.1	6388.2	5771.0	3139.7	48007.9
23		617.1	6388.2	5771.0	3050.0	51057.8
24		617.1	6388.2	5771.0	2962.8	54020.6
25		617.1	6388.2	5771.0	2878.2	56898.8

Una visualizzazione grafica dei flussi di cassa attualizzati cumulati in questo secondo scenario è riportata in Figura 4.8.

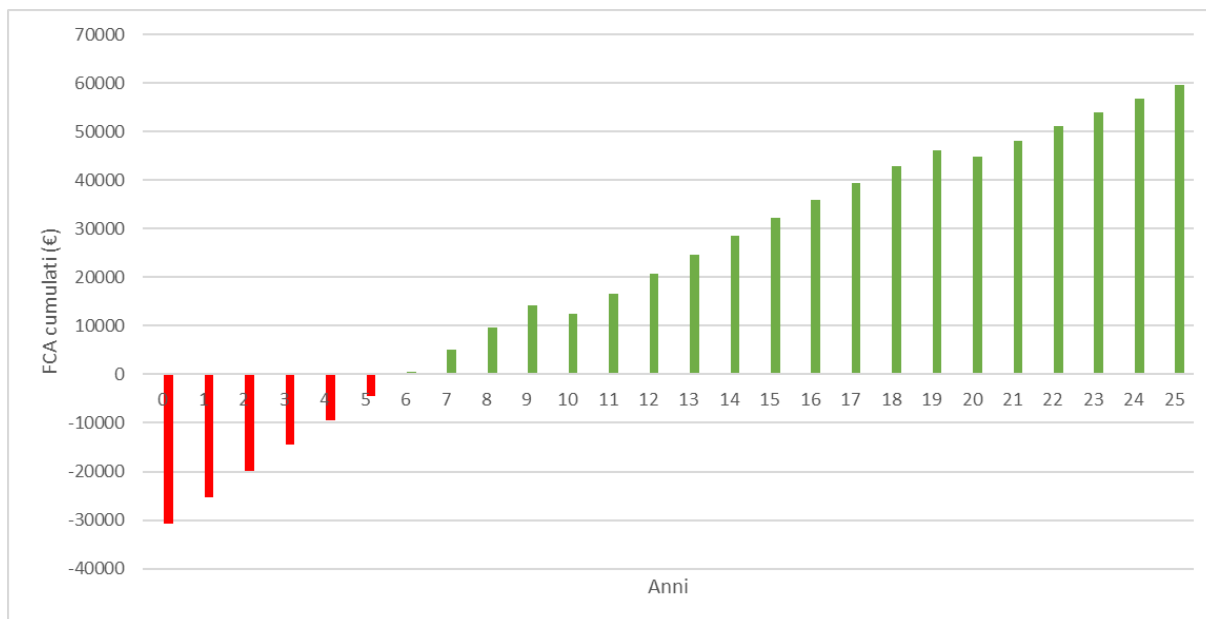


Figura 4.8: Flussi di cassa attualizzati cumulati durante la vita utile dell'impianto con prezzi medi dell'energia nel periodo Agosto 2022 – Settembre 2022

Poiché ci si aspetta che i prezzi dell'energia diminuiranno nei prossimi anni, ma comunque senza ritornare ai prezzi di Ottobre 2021, si può concludere che i risultati dell'analisi economica saranno nel mezzo tra i due scenari analizzati in questa tesi. Un'accurata valutazione della convenienza economica dell'investimento non risulta comunque possibile alla luce della notevole incertezza sull'evoluzione del mercato elettrico nei prossimi anni.

4.5. Elaborati di progetto

Degli elaborati di progetti di cui alla Sezione 3.6, sono di seguito riportati solo quelli principali, ossia il disegno planimetrico con il layout dei moduli fotovoltaici, lo schema elettrico unifilare dell'impianto fotovoltaico e il Computo Metrico Estimativo (CME). Nello specifico solo le prime tre voci del CME sono riportate per brevità, ossia quelle relative a moduli fotovoltaici, inverter, e batteria.

Il disegno planimetrico riportato in Figura 4.9 mostra il posizionamento dei moduli fotovoltaici sulle due falde del tetto dell'edificio.

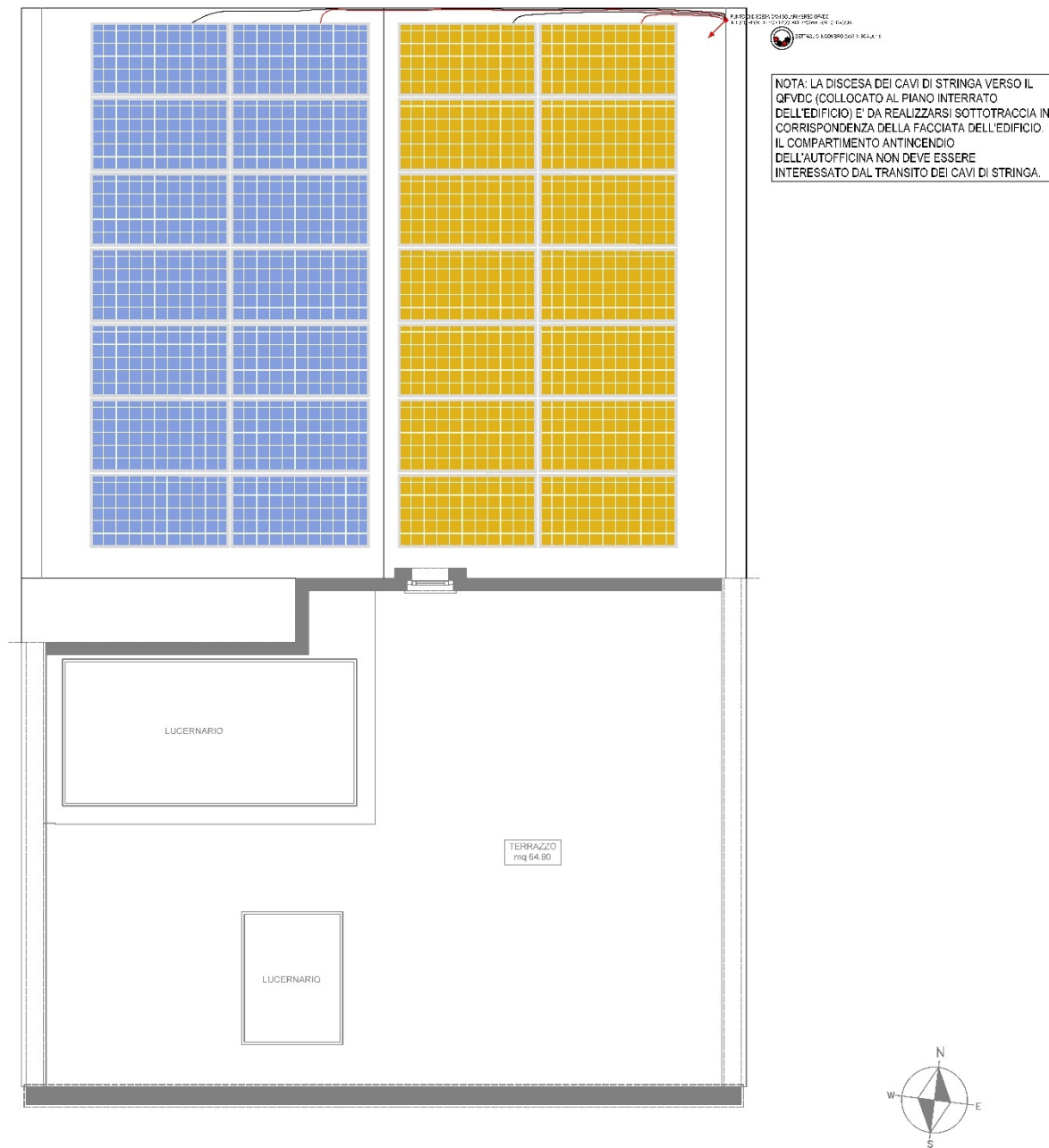


Figura 4.9: Disegno planimetrico con il layout dei moduli fotovoltaici posizionati sulle falde del tetto

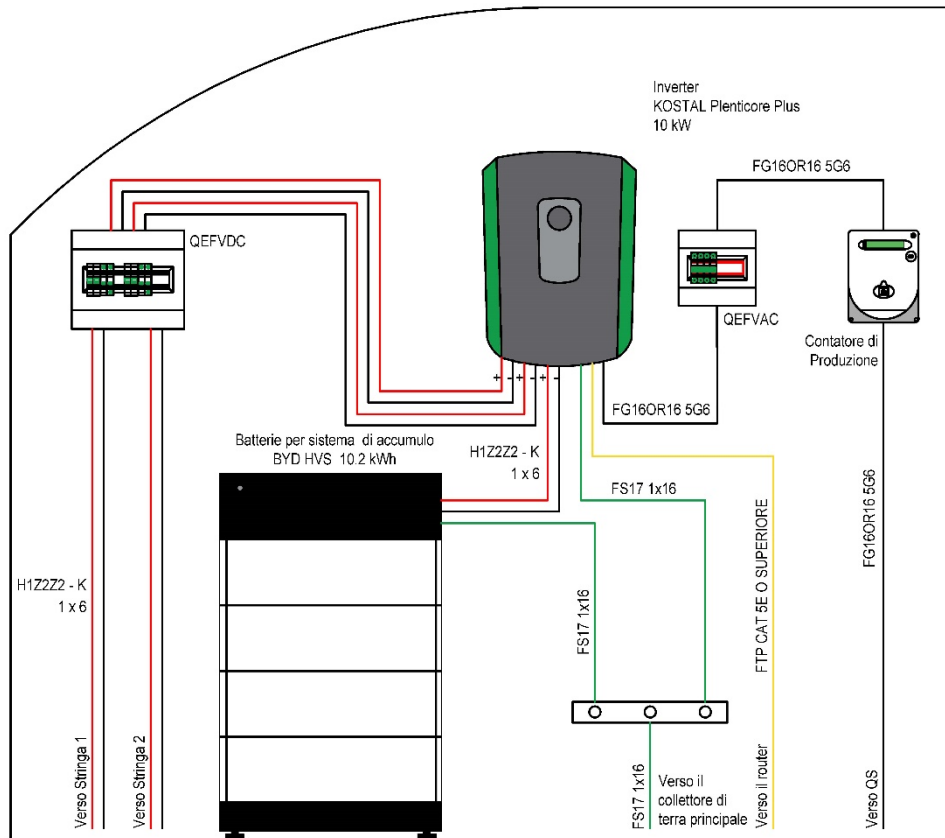


Figura 4.10: Prospetto parete piano interrato

Lo schema elettrico unifilare è riportato in Figura 4.11 e mostra i diversi componenti dell'impianto e la loro connessione elettrica.

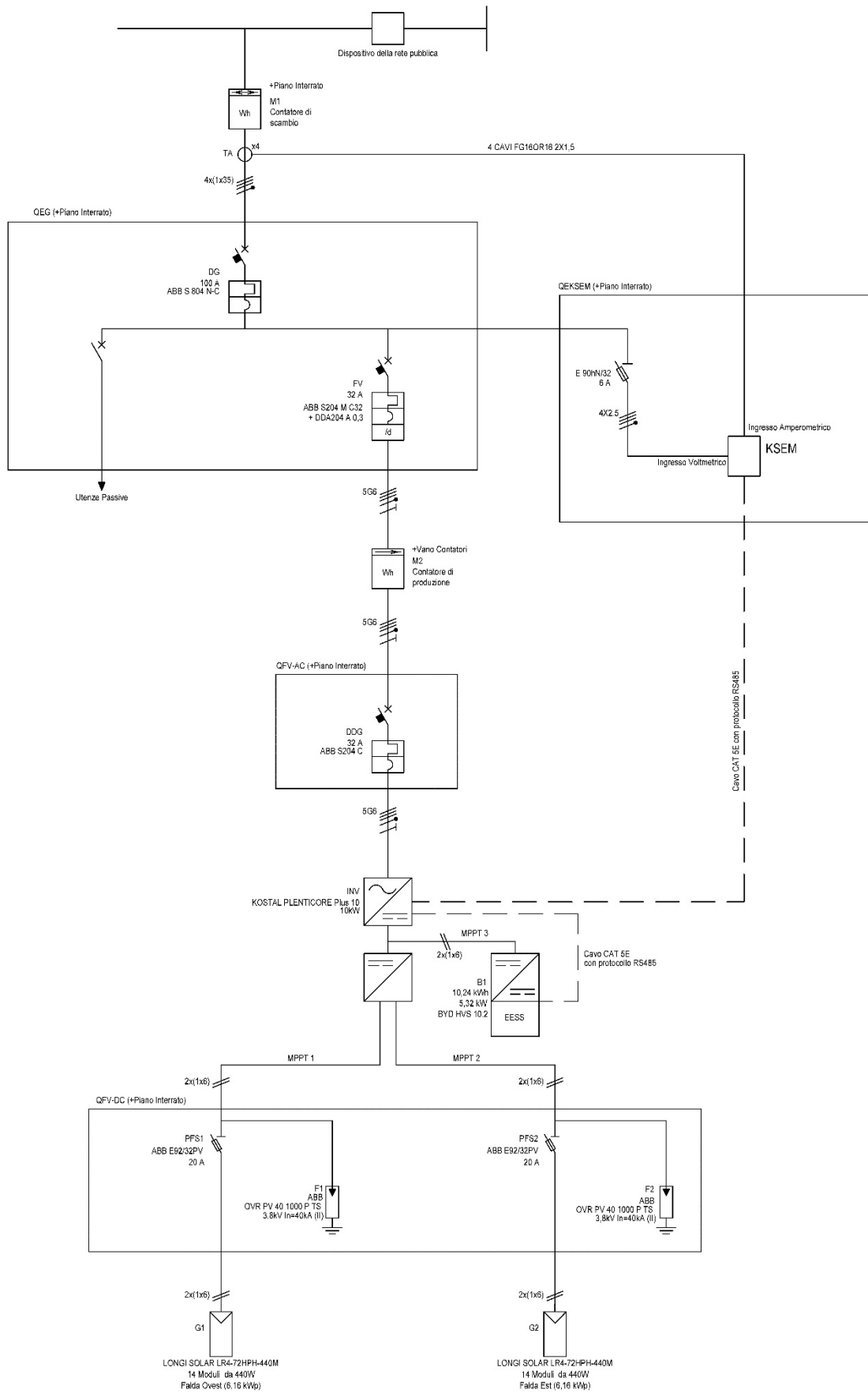


Figura 4.11: Schema elettrico unifilare dell'impianto fotovoltaico con accumulo

Infine, Tabella 12 riporta le prime tre voci del CME, dalle quali si evince come il prezzo di ciascun componente è stimato in base ai prezziari ufficiali regionali o ai cosiddetti prezziari DEI. Per il caso di studio trattato in questo capitolo è stato utilizzato il prezzario DEI di Dicembre 2020.

Tabella 12: Prime tre voci del CME

#	Tariffa ¹	Lavori	U.M.	Quant.	P.U.	Prezzo
01	105001c	Modulo fotovoltaico a struttura rigida con celle al silicio monocristallino, tensione massima di sistema 1000 V, completo di cavi con connettori MC4 e scatola di giunzione IP 67 con diodi di by-pass, involucro in classe II con struttura sandwich e telaio in alluminio anodizzato, certificazione IEC 61215, garanzia di prestazione del 90% in 12 anni e dell'80% in 25 anni; cablaggio e fornitura in opera di struttura di supporto modulare in alluminio anodizzato inclusi: potenza di picco maggiore di 350 W, efficienza del modulo > 20%	W	12320	1.62 €	19'958,40 €
02	105009	Inverter ibrido trifase conforme alla norma CEI 0-21 per impianti connessi in rete (grid connected), conversione DC/AC realizzata con tecnica PWM e ponte a IGBT, senza trasformatore, varistori di classe 2 e controllore di isolamento lato c.c. varistori di classe 3 lato c.a., dispositivo di distacco automatico dalla rete, 2 MPPT range di tensione 150-800 V, massima tensione in ingresso 1000 V, tensione di uscita 230/400V c.a. +- 15%, ingresso dedicato a banco batterie di accumulo, marca Kostal,	cad	1	2'622.76 €	2'622.76 €

¹ Prezzario DEI Dicembre 2020

		modello Plenticore Plus 10, potenza nominale 10 kW				
03	105023b	Sistema di accumulo energia con tecnologia ioni Litio, in involucro da parete grado di protezione IP65, protezione contro sovratensioni, interfaccia di connessione con l'inverter Modbus RTU (RS485), capacità di utilizzo 90% DoD, tensione nominale 48V, compresa l'attivazione dell'impianto, energia totale cumulabile: 6,5 kW, capacità 126 Ah, potenza massima 4,2 kW	cad	1	5'481.18 €	5'481.18 €

5 Conclusioni

Questa tesi descrive la metodologia di progettazione di un impianto fotovoltaico con accumulo per applicazioni residenziali e mostra l'applicazione di tale metodologia per la progettazione di un impianto da 12,32 kWp con 10,2 kWh di accumulo, sito in Via Resegone 7, Milano.

La tesi parte da un'introduzione generale sul contesto, seguito da una descrizione della tecnologia fotovoltaica e dei principali riferimenti normativi che regolano la progettazione di tali impianti.

Il cuore della tesi è dedicato alla descrizione dettagliata di una metodologia applicabile per la progettazione di impianti fotovoltaici con accumulo, dal dimensionamento e la scelta dei componenti principali, quali moduli, inverter e batterie, al dimensionamento delle condutture elettriche e dei dispositivi di protezione, alla valutazione della producibilità dell'impianto. A seguire, i diversi elaborati di progetto che devono essere redatti per ottenere le autorizzazioni dagli enti pubblici preposti e dunque realizzare l'opera, vengono elencati e brevemente descritti. Infine, viene illustrato un metodo per effettuare l'analisi economica che permette di valutare la convenienza e la fattibilità tecno-economica dell'intervento.

In seguito, è descritta l'applicazione della metodologia presentata, ad uno specifico caso di studio: la realizzazione di un impianto fotovoltaico con accumulo sul tetto di un edificio sito in Via Resegone 7, Milano. La configurazione impiantistica selezionata sulla base dei criteri di progettazione descritti è caratterizzata da 28 moduli fotovoltaici da 440 Wp ciascuno, per una potenza nominale complessiva di 12,32 kWp, un inverter da 10 kWc.a., e 4 banchi batteria da 2,56 kWh ciascuna, per una capacità di accumulo complessiva di 10,24 kWh. I risultati della stima della producibilità dell'impianto hanno mostrato che esso sarebbe in grado di generare circa 11'854,5 kWh di energia all'anno.

L'analisi economica ha portato a stimare un costo dell'impianto (CAPEX) di circa 31'000 €, e un costo di gestione e manutenzione annuo (OPEX) di circa 620 €. Inoltre dopo 10 e 20 anni dall'installazione dell'impianto è stata assunta la sostituzione dell'inverter e della batteria che portano ad un costo annuo aggiuntivo di circa 8'000 €. Mediante un'analisi annuale su base oraria si è valutato che l'impianto fotovoltaico con accumulo permette di coprire il 54,5% del fabbisogno elettrico annuo; inoltre, il 16,8% del fabbisogno viene ceduto alla rete esterna e poi importato dalla stessa rete, pertanto su di esso sarà possibile ricevere il rimborso della quota energia accedendo allo Scambio sul Posto. Sulla base di tali percentuali, e considerando i prezzi dell'energia di Ottobre 2021, si è stimato un risparmio annuo di circa 2'800 €, che non è sufficiente a ripagare l'investimento. Pertanto quest'ultimo risulta avere un Valore

Attuale Netto (VAN) negativo. Tuttavia, ripetendo l'analisi economica con i prezzi dell'energia medi nel periodo Agosto-Settembre 2022, si ottiene un tempo di ritorno dell'investimento di circa 6 anni, con un VAN di circa 60'000 € e un tasso interno di rendimento (TIR) di circa il 17%. Di conseguenza l'intervento risulta economicamente conveniente considerando i prezzi dell'energia attuali. Poiché è probabile che i prezzi dell'energia diminuiranno nei prossimi anni, ma comunque senza ritornare ai prezzi di Ottobre 2021, si può concludere che i risultati dell'analisi economica saranno nel mezzo tra i due scenari analizzati in questa tesi. Tuttavia, un' accurata valutazione della convenienza economica dell'investimento non risulta possibile alla luce della notevole incertezza sull'evoluzione del mercato elettrico nei prossimi anni.

Bibliografia

- [1] Istat, "rapporti tematici". Disponibile online. URL: <https://www.istat.it/storage/rapporti-tematici/sdgs/2020/goal7.pdf>
- [2] Enel Green Power, "energie rinnovabili". Disponibile online. URL: <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/energia-solare>
- [3] Gazzetta Ufficiale, "Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n. 28". Disponibile online. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/03/28/011G0067/sg>
- [4] Agenzia delle entrate, "Scambio sul Posto". Disponibile online. URL: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto>
- [5] PV education, "solar cell operation". Disponibile online. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/iv-curve>
- [6] PV education, "modules and arrays". Disponibile online. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/bypass-diodes>
- [7] Inverter. Disponibile online. URL: <https://it.wikipedia.org/wiki/Inverter>
- [8] <https://efficasa.it/blog/fotovoltaico-e-storage/gli-inverter-ibridi-per-impianti-fotovoltaici-cosa-sono-e-come-funzionano>
- [9] SMA Italia. Disponibile online. URL: <https://www.sma-italia.com/prodotti/sistemi-di-monitoraggio/sma-energy-meter.htm>
- [10] PV education, "batteries". Disponibile online. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/batteries/storage-in-pv-systems>
- [11] Agenzia delle Entrate, "Superbonus 110". Disponibile online. URL: <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/web/guest/superbonus-110%25>.

- [12] Meteonorm, "Meteonorm V8". Disponibile online. URL: <https://meteonorm.com/en/>
- [13] Gestore Mercati Energetici, "Andamento dei prezzi e dei volumi degli ultimi 30 giorni". Disponibile Online. URL: <https://www.mercatoelettrico.org/it/>

Lista delle Figure

Figura 1.1: Circuito elettrico equivalente che rappresenta il funzionamento di una cella FV	4
Figura 1.2: Curva IV e curva PV di una cella solare.....	4
Figura 1.3: Curva IV di un array di dieci celle, di cui una ombreggiata, senza diodi di by-pass	5
Figura 1.4: Curva IV di un array di dieci celle, di cui una ombreggiata, con diodi di by-pass	6
Figura 3.1: Schema a blocchi che descrive la metodologia proposta per la progettazione di impianti fotovoltaici con accumulo, per la stima della loro producibilità e per la redazione degli elaborati di Progetto.	12
Figura 4.1: Vista dall'alto della superficie del tetto	29
Figura 4.2: Gli andamenti medi dei consumi nelle diverse fasce orarie durante una giornata tipica di Marzo, Giugno e Settembre	31
Figura 4.3: Scheda tecnica dei moduli LONGI SOLAR LR4-72HPH-440M.....	32
Figura 4.4: Scheda tecnica della batteria BYD B-Box HVS 10.2	35
Figura 4.5: Andamento della produzione fotovoltaica lorda e netta.....	40
Figura 4.6: Andamento dei flussi di potenza e dello stato di carica della batteria durante la terza settimana di Marzo.....	41
Figura 4.7: Flussi di cassa attualizzati cumulati durante la vita utile dell'impianto...	43
Figura 4.8: Flussi di cassa attualizzati cumulati durante la vita utile dell'impianto con prezzi medi dell'energia nel periodo Agosto 2022 – Settembre 2022	45
Figura 4.9: Disegno planimetrico con il layout dei moduli fotovoltaici posizionati sulle falde del tetto	46
Figura 4.10: Prospetto parete piano interrato.....	47
Figura 4.11: Schema elettrico unifilare dell'impianto fotovoltaico con accumulo.....	48

Lista delle Tabelle

Tabella 1: Consumi medi autofficina.....	30
Tabella 2: Dettagli connessione moduli-inverter	32
Tabella 3: Caratteristiche principali dell'inverter	33
Tabella 4: Caratteristiche principali sistema di accumulo.....	34
Tabella 5: Caratteristiche tecniche cavo H1Z2Z2-K	36
Tabella 6: Caratteristiche tecniche cavo FG16OR16 0.6/1 kV	37
Tabella 7: Perdite percentuali totali	38
Tabella 8: Produzione netta e lorda dell'impianto	39
Tabella 9: Energia elettrica prodotta rispettivamente sulle due falde	40
Tabella 10: Analisi dei flussi di cassa.....	42
Tabella 11: Analisi dei flussi di cassa con prezzi medi dell'energia nel periodo Agosto 2022 – Settembre 2022	44
Tabella 12: Prime tre voci del CME.....	49

Acknowledgments

Il primo sentito ringraziamento va al Prof. Giampaolo Manzolini per avermi dato l'opportunità di lavorare a questo stimolante progetto di tesi e avermi supportato nella redazione dell'elaborato finale.

Inoltre ci tengo a mostrare la mia gratitudine a tutto il team di Arsimp S.r.l. che mi accolto sin dal primo momento facendomi sentire parte della loro famiglia, e per avermi permesso di accrescere notevolmente il mio bagaglio professionale e personale.

