

# Modelli di producibilità fotovoltaica e progetto elettrico di un impianto di generazione con compensazione della riduzione del fattore di potenza per uno stabilimento industriale

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Candidato: Alberto Casetta (s302212@studenti.polito.it), Relatore: Prof. Filippo Spertino (filippo.spertino@polito.it), Correlatore: Prof. Alessandro Ciocia (alessandro.ciocia@polito.it)

Luglio 2024, Anno Accademico 2023/2024

**Riassunto** -Questa tesi è stata elaborata in collaborazione con l'azienda Albasolar di Alba (CN), leader italiano nella progettazione, installazione di impianti fotovoltaici residenziali e commerciali.

Il documento è stato redatto passo passo durante la progettazione di un impianto fotovoltaico a terra di proprietà della Maina Panettoni di Fossano (CN) con l'obiettivo di studiare la configurazione migliore per massimizzarne la resa. L'impianto ha una potenza di picco di  $902,59\text{kW}_p$  con tecnologia ad inseguimento monoassiale Est-Ovest accoppiata a moduli bifacciali da  $655\text{W}_p$ . Nel documento vengono analizzati alcuni modelli di producibilità al variare delle condizioni al contorno come il fattore di albedo e la presenza oppure no del controllo del backtracking che consta nel controllo delle ombre. Successivamente, lo studio si è focalizzato sulla progettazione elettrica dell'impianto partendo dal dimensionamento della configurazione moduli-inverter fino alla determinazione delle sezioni dei cavi, la taglia del trasformatore, i cavi di media tensione per l'allaccio nel locale di consegna dello stabilimento.

Infine, viene analizzata la compensazione del fattore di potenza dell'utente causato dalla riduzione del prelievo di potenza attiva per l'alimentazione dei carichi.

**Parole chiave:** moduli fotovoltaici bifacciali, inverter, albedo, backtracking, PVSYST, MATLAB, PVGIS, fattore di potenza, norma CEI 0-16.

## I. INTRODUZIONE

In questi ultimi anni, molte aziende puntano sempre più al risparmio energetico ed alla sostenibilità ambientale installando impianti di generazione da fonte rinnovabile. Per questo l'azienda Maina Panettoni di Fossano ha deciso di investire sull'installazione di un impianto fotovoltaico che è ancora in fase di costruzione ed è installato a terra su un terreno posto di fronte allo stabilimento. L'impianto è dotato di moduli bifacciali al silicio monocristallino fissati su strutture ad inseguimento in acciaio zincato che non richiedono colate in calcestruzzo quindi, a fine vita, possono essere rimosse facilmente e il terreno può tornare ad essere coltivato. Inoltre, per garantire la biodiversità il campo continuerà ad essere mantenuto a prato stabile.

In questa tesi, utilizzando inizialmente il software PVSYST, vengono implementati alcuni modelli variando le condizioni al contorno con l'obiettivo di ottenere la configurazione migliore per massimizzare la producibilità. Per questo, viene effettuato un confronto variando l'albedo per simulare la presenza di erba verde sotto i moduli oppure uno strato di ghiaia bianca che permette una riflessione maggiore sulla parte posteriore del pannello. Successivamente, un nuovo confronto viene effettuato valutando le differenze tra un impianto con e senza il controllo delle ombre (backtracking) considerando il terreno ricoperto di erba.

Inoltre, è stato implementato un algoritmo MATLAB con lo scopo di effettuare uno studio di producibilità semplificato incrociando le curve di carico dell'utenza con la potenza prodotta stimata da PVGIS. Alcune delle grandezze che vengono calcolate sono: la percentuale di autoconsumo, di vendita, l'acquisto residuo e il PR. L'obiettivo di questo algoritmo è di esplicitare le relazioni utilizzate da PVSYST costruendo quindi un programma semplice e veloce da utilizzare durante le fasi di studio di fattibilità di nuovi impianti.

Per tenere conto delle diverse condizioni al contorno, empiricamente si sono determinati il coefficiente di incremento di potenza dovuto alla bifaccialità del modulo e le perdite percentuali complessive dell'impianto con lo scopo di verificare la corrispondenza con i risultati ottenuti dalle simulazioni con PVSYST.

A seguito di questa parte, è stata effettuata la progettazione elettrica di tutto l'impianto. Si è partiti dal dimensionamento pannelli-inverter al fine di garantire il rendimento maggiore possibile. Si sono progettati i cavi di stringa, i cavi di potenza tra inverter e quadro, gli interruttori di protezione, il trasformatore e i cavi di media tensione per l'allaccio dell'impianto alla cabina di consegna dello stabilimento.

Un aspetto spesso trascurato riguarda la riduzione del fattore di potenza complessivo dell'utente successivamente all'introduzione di una fonte di generazione.

Questo risulta tanto più evidente quanto più la potenza installata della generazione è simile alla potenza contrattuale in prelievo.

Infatti, l'impianto fotovoltaico produce prevalentemente energia attiva riducendo drasticamente la quota parte acquistata. Per quanto riguarda l'energia reattiva, la quantità acquistata rimane pressoché invariata. Questo causa una riduzione sensibile del fattore di potenza medio mensile e qualora il suo valore diventasse inferiore a 0,95 nelle fasce F1 ed F2, l'utente incorrerebbe in penali per l'eccessivo acquisto di energia reattiva.

Per risolvere questa problematica è necessario installare batterie di condensatori tali da ridurre la quantità di energia reattiva prelevata da rete. Esistono diversi sistemi di rifasamento; il migliore è quello distribuito nello stabilimento poiché permette di minimizzare le perdite sulle linee dovute alla circolazione della corrente reattiva. D'altro canto, è però il metodo più oneroso a livello economico. Per questo, nel lavoro di tesi si è ipotizzato di considerare una batteria di rifasatori concentrata nella cabina generale a monte di tutti i carichi di stabilimento e a valle del trasformatore MT/bt.

L'elaborato tratta anche un approfondimento della norma CEI 0-16 sulla protezione di interfaccia e il CCI (Controllore Centrale di Impianto).

La prima è un relè che regola la connessione tra l'impianto di generazione e la rete elettrica nazionale. Controlla istante per istante che i parametri di tensione e frequenza dell'impianto e della rete siano conformi alla norma. Qualora ci fosse un'anomalia, la protezione di interfaccia in base a tempistiche stabilite genererà un comando per separare dalla rete l'impianto di generazione.

Il CCI invece, è una novità introdotta nel 2022 obbligatoria per gli impianti di generazione di potenza superiore a 1MW. Questo ha lo scopo di scambiare i dati tra produttore e distributore oppure in modo opzionale di regolare la tensione o limitare la potenza nel punto di immissione.

## II. RISULTATI DELLE SIMULAZIONI E PROGETTAZIONE

Per una corretta interpretazione dei risultati è necessario partire dal fabbisogno energetico dello stabilimento industriale rappresentato dalla figura 1:

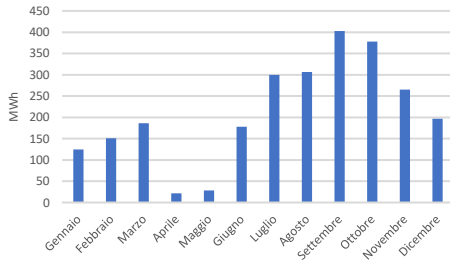


Figura 1: Grafico del fabbisogno dello stabilimento.

Sotto vengono rappresentati i risultati più caratteristici ottenuti da PVSYS e MATLAB:

- Erba VS ghiaia bianca con backtracking:**

Tabella 1: Confronto risultati principali al variare dell'albedo.

	PR (%)	heq [h]	%autoconsumo	%venduta	%acquistata
Erba con backtracking	84,2%	1631,00	55,6%	44,3%	67,7%
Ghiaia con backtracking	86,9%	1683,00	54,7%	45,3%	67,3%

- Erba con e senza backtracking:**

Tabella 2: Confronto risultati principali con e senza controllo delle ombre.

	PR (%)	heq [h]	%autoconsumo	%venduta	%acquistata
Erba con backtracking	84,2%	1631,00	55,6%	44,3%	67,7%
Erba senza backtracking	81,6%	1642,00	55,8%	44,2%	67,4%

- Coefficienti correttivi per le simulazioni Matlab:**

Tabella 3: Coefficienti correttivi utilizzati sulle simulazioni.

	Erba con backtracking	Erba senza backtracking	Ghiaia con backtracking	Ghiaia senza backtracking	Erba con backtracking senza limitazione
Fatt. bifaccialità (%)	3,5	3,5	6,7	6,7	3,5
Fatt. perdita (%)	15	14,5	15	14,5	15

La scelta degli inverter viene effettuata combinando la potenza nominale DC dell'impianto con le taglie dei convertitori presenti sul mercato rispettando i vincoli elettrici dei dispositivi. Per questo, si sono scelti quattro inverter da **185kW** e un inverter da **215kW**.

Per quanto riguarda la progettazione elettrica dei cavi, viene impiegato il criterio termico e il criterio elettrico. Il primo evita il surriscaldamento dei cavi verificandone la portata mentre il secondo tiene conto della caduta di tensione coincidente con le perdite sulle linee elettriche. Una volta scelta la sezione adeguata, si effettua il dimensionamento delle protezioni secondo le relazioni:  $I_b \leq I_n \leq I_z$ ,  $I^2 t < K^2 S^2$  e  $I_{cs} \leq I_{cc}$ . La taglia del trasformatore viene scelta in modo tale che la sua potenza sia superiore alla taglia dell'impianto fotovoltaico e che il punto di lavoro sia normalmente il più vicino possibile al punto di massimo rendimento ovvero in cui le  $P_{Fe} = P_{Cu}$ . Per quanto riguarda l'analisi del fattore di potenza si ottiene che nei mesi in cui l'impianto fotovoltaico produce una quantità di energia maggiore la diminuzione del  $\cos \varphi$  risulta più marcata. Il mese più sfavorevole è agosto in cui senza la produzione fotovoltaica, il fattore di potenza medio mensile si attesta a **0,92** mentre con l'introduzione della generazione, secondo i dati di producibilità ricavati con l'impianto su erba e backtracking, il fattore di potenza scende fino a **0,63**.

Pertanto, risulta necessario un adeguamento dell'impianto prevedendo una batteria di condensatori di rifasamento per riportare il valore di  $\cos \varphi$  almeno oltre **0,95** per non incorrere in penali nelle fasce F1 ed F2. A livello progettuale si prende del margine di sicurezza dimensionando la batteria in modo tale da portare il fattore di potenza almeno a **0,97**. La potenza reattiva rifasante necessaria al raggiungimento degli obiettivi si

calcola con la seguente formula:  $Q_c = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$ . Si sceglie dunque la taglia commerciale di rifasatore automatico in grado di erogare **825kvar**.

## III. CONCLUSIONI

Durante i mesi dell'anno il fabbisogno energetico dello stabilimento non è costante ma risulta molto ridotto nei mesi di aprile e maggio. Questo è dovuto al fatto che, dopo le festività pasquali, l'impianto di produzione si ferma in attesa di riprendere le attività produttive a giugno con i dolci natalizi. Perciò, questo profilo di carico, accoppiato alla limitazione di potenza immettibile in rete a **500kW** richiesta dal distributore, causa una diminuzione dell'energia che potenzialmente riuscirebbe a produrre l'impianto così fatto. La diminuzione di energia prodotta rispetto al caso in cui non ci fossero limitazioni di immissione è di **64,9MWh/anno**. Questo fatto causa anche una diminuzione del performance ratio (PR) siccome nei mesi di aprile e maggio si ha un buon irraggiamento ma l'impianto risulta limitato. Il PR medio annuale scende quindi del **3,7%** rispetto al caso in cui non ci fossero limitazioni. Confrontando i modelli di producibilità al variare dell'albedo utilizzando un terreno ricoperto da ghiaia piuttosto che da erba, si ottiene un incremento di produzione annua del **3,1%**.

La progettazione dell'algoritmo Matlab, seppur in modo semplificato rispetto al modello completo utilizzato da PVSYS riesce a fornire risultati molto simili grazie all'adeguamento dei coefficienti di bifaccialità e di perdita ricavati e rappresentati in tabella 3.

Per quanto riguarda la progettazione invece, l'obiettivo delle scelte fatte è stato quello di minimizzare le perdite al fine di rendere l'impianto il più efficiente possibile. Infatti, tra il lato DC e il lato AC degli inverter le cadute di tensione sono state ripartite in modo tale da avere nelle condizioni di maggior produzione una caduta di tensione massima percentuale del 3% (la norma impone il limite del 4%). Il maggior efficientamento dell'impianto si ha anche utilizzando particolari accortezze durante la fase di stringatura, dal momento che vengono collegati in serie molti pannelli facenti capo a pochi ottimizzatori. Infatti, si predilige il collegamento serie tra pannelli aventi condizioni ambientali comuni come stessa inclinazione delle vele oppure caratteristiche di ombreggiamento simili. Per evitare surriscaldamenti degli inverter, vengono predisposte apposite strutture in zone prive di radiazione solare diretta. Un surriscaldamento del convertitore attiverebbe la limitazione di potenza (derating) per ridurre la temperatura interna. La scelta del trasformatore è ricaduta sulla taglia di **1250kVA** in modo tale da avere un punto di funzionamento (dipendente dalla produzione fotovoltaica) prevalentemente nella zona di maggior rendimento ma con un leggero sovradimensionamento per eventuali ampliamenti futuri dell'impianto. L'impianto viene poi collegato tramite il cavo MT alla cabina di consegna del distributore organizzata su due montanti quindi con due dispositivi generali di stabilimento (DG).

Come già detto, il mese con la maggior diminuzione del fattore di potenza risulta essere agosto. Senza un'adeguata strategia di rifasamento, l'utente incapperebbe in penali da corrispondere al distributore per l'eccessiva quantità di energia reattiva prelevata dalla rete elettrica. Si sottolinea anche che, qualora il valore di fattore di potenza non rispettasse i vincoli della delibera ARERA 434/2023/R/eel del 28 settembre 2023 il distributore può decidere di sospendere la fornitura. Vista quindi l'importanza del tema si è provveduto al dimensionamento delle batterie di condensatori. In realtà, un'alternativa ai condensatori, sarebbe quella di sfruttare la sovraeccitazione del rotore del cogeneratore dello stabilimento per fornire la potenza reattiva necessaria. Tuttavia, per scelta, si è deciso di utilizzare i comuni rifasatori basati sui condensatori.