

**UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA**

**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA**

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

**Corso di Laurea Magistrale**

**in**

**Ingegneria dell'Energia Elettrica**

**Tesi di Laurea Magistrale**

**IMPIANTO FOTOBIOREATTORE  
PER LA COLTIVAZIONE DI MICROALGHE:  
SISTEMA DI ALIMENTAZIONE FOTOVOLTAICO  
CON ACCUMULO ENERGETICO**

Relatore:

Prof. Nicola Trivellin

Laureando:

Noah Tormena

Matricola:

1210206

Anno Accademico 2021/2022



# INDICE

## SOMMARIO

1. INTRODUZIONE	1
2. IL MONDO DELLE MICROALGHE	3
2.1. UTILIZZO INDIRETTO DELLE MICROALGHE: AGRICOLTURA, ACQUACOLTURA ED ALTRE APPLICAZIONI AMBIENTALI	5
2.2. BIOCOMBUSTIBILI DA MICROALGHE ED ALTRE APPLICAZIONI INDUSTRIALI	9
2.3. CONSUMO DIRETTO DELLE MICROALGHE: ALIMENTAZIONE, MEDICINA, COSMESI	11
2.4. COLTIVAZIONE DELLE MICROALGHE: TECNICHE E TECNOLOGIE	12
2.5. ADOZIONE ED APPLICAZIONE DELLE MICROALGHE SU LARGA SCALA: SFIDE ODIERNE E FUTURE	20
3. SISTEMA DI ALIMENTAZIONE FOTOVOLTAICO CON ACCUMULO ENERGETICO	23
3.1. REGOLATORE DI CARICA SOLARE	24
3.2. INVERTER IBRIDO SOLARE	27
3.3. SISTEMA DI ACCUMULO ENERGETICO	29
3.4. DRIVER LED	30
4. IMPIANTO FOTOBIOREATTORE	33
4.1. LED	34
4.2. SCHEDA PCB: ITER PROGETTUALE	35
4.3. LAMPADA LED: ASSEMBLAGGIO	40
4.4. IMPIANTO FOTOBIOREATTORE: MODULO BASE	44
5. ANALISI D'IMPIANTO	47
5.1. EFFICIENZA ELETTRICA DEL SISTEMA DI ALIMENTAZIONE	49
5.2. DIMENSIONAMENTO ENERGETICO DEL SISTEMA DI ALIMENTAZIONE	56
6. CONCLUSIONI	75
APPENDICE A	77
APPENDICE B	85
APPENDICE C	89
APPENDICE D	101
BIBLIOGRAFIA	125
SITOGRAFIA	127



## SOMMARIO

La presente Tesi riguarda un sistema di alimentazione fotovoltaico con accumulo energetico applicato ad un impianto fotobioreattore per la coltivazione di microalghe.

Dopo un'introduzione contestualizzante, viene presentata una panoramica sintetica, ma approfondita, relativa al mondo delle microalghe: definizione e caratteristiche, campi di utilizzo e relative applicazioni attuali e potenziali, tecniche e tecnologie di coltivazione, sfide odierne e future (ricerca scientifica, maturità tecnologica, scalabilità industriale ed economica, attitudine politica, quadro normativo e regolamentazione del mercato).

È poi impostato il concepimento di un sistema di alimentazione fotovoltaico con accumulo energetico, da applicare ad un impianto fotobioreattore, includendo un confronto tra un sistema in corrente alternata ed un sistema in corrente continua; viene svolta un'analisi comparativa di diversi dispositivi presenti sul mercato e delle relative caratteristiche e prestazioni, al fine di selezionarne un numero ristretto che possa soddisfare i requisiti predefiniti per un tale ipotetico sistema. Le diverse tipologie di dispositivo sono poi descritte in modo più dettagliato.

Si prosegue poi con la presentazione dell'iter di realizzazione delle lampade LED utilizzate per l'illuminazione artificiale del modulo fotobioreattore base, principalmente in relazione ai LED scelti, alla progettazione delle schede PCB, al loro assemblaggio per formare le lampade LED e alla loro installazione nel modulo fotobioreattore base.

È poi inclusa una sezione dedicata alla presentazione dei calcoli effettuati per determinare un'affidabile stima delle massime efficienze totali di sistema ottenibili, in funzione della tipologia considerata e dei dispositivi selezionati, da cui si evincono delle nette differenze tra le due tipologie di sistema esaminate.

La Tesi culmina infine in un valido, seppur preliminare, dimensionamento energetico volto alla determinazione della minima capacità del sistema di accumulo energetico necessaria per operare un eventuale impianto in diversi scenari di alimentazione, in funzione delle molteplici variabili coinvolte: le considerazioni sulle prestazioni dei dispositivi esaminati, sulla selezione della tipologia di sistema (AC o DC) e sui criteri prioritari per la trattazione dei casi applicativi (*off-grid* e *on-grid*), convergono, tramite un'analisi dettagliata dei flussi energetici (al netto di alcuni presupposti semplificativi), nella determinazione delle minime capacità di accumulo energetico necessarie al sistema per poter sostenere l'alimentazione di un determinato carico continuo e costante, durante un anno medio, in tre ipotetiche ubicazioni dell'eventuale impianto; se ne evince un ulteriore confronto inerente a pregi e difetti delle tipologie di sistema contemplate, relativamente ai casi applicativi ad esse maggiormente adatte.

La Tesi si conclude sintetizzando quanto esposto ed evidenziando meriti e limiti del lavoro effettuato, con particolare attenzione mirata ad eventuali ulteriori indagini e sviluppi d'interesse, in modesta virtù dei risultati ottenuti e del contributo apportato.



# 1. INTRODUZIONE

Il mondo odierno è attualmente afflitto dalle prime nettamente percepibili conseguenze delle scelte miopi e antropocentriche attuate dall'umanità durante il proprio sfrenato ed esponenziale sviluppo; ogni innovazione e progresso apportato alla scienza, alla tecnologia, all'industria e all'economia, che ha permesso di elevare in generale il tenore complessivo della vita umana, in ogni sua sfera, ha anche comportato innumerevoli costi causali, prima apparentemente intangibili ed elusivi, per la natura e per l'ecosistema globale, la cui riscossione si è innescata con fenomeni di portata catastrofica generati dal cambiamento climatico. Gli inconfutabili effetti del cambiamento climatico, affiancati dalle altre conseguenze dovute all'attività umana (l'inquinamento ed il depauperamento delle risorse naturali), hanno già provocato incalcolabili danni, alcuni dei quali irrimediabili, all'ecosistema globale e continuano persistentemente a comportare ulteriori rischi e pericoli di vastissima portata, la cui manifestazione concreta è già perennemente in atto. L'egoistica ingenuità che, in epoca moderna, ha caratterizzato il progresso umano sta progressivamente stravolgendo l'equilibrio ecologico globale, compromettendo così l'integrità di molteplici ecosistemi da cui dipende lo stesso sostentamento umano (oltre che della maggior parte degli altri organismi viventi presenti sul pianeta) e conseguentemente minacciando un eventuale ed inevitabile collasso della civiltà e della società come si sono sempre intese.

Le recenti e crescenti iniziative innescate dalla rinnovata consapevolezza e dalla forte virata attitudinale sul piano sociale, culturale, filosofico, politico, economico, scientifico, tecnologico ed industriale, mirano ad attuare un'evoluzione radicale di ogni interazione umana con il resto del mondo circostante. Una tale evoluzione dell'impattante ruolo umano all'interno degli equilibri naturali globali comporta un'imprescindibile transizione volta alla totale sostenibilità ambientale, ecologica ed energetica, in ogni settore dell'attività umana. Le necessità imperative di rivalutare criticamente le ripercussioni causali, riconsiderare fondamentalmente le priorità essenziali, convertire sistematicamente le modalità operative e ricalibrare umilmente le pretenziose aspettative dell'attività umana, comportano la realizzazione, previdente e lungimirante, di interventi estensivi in una vasta moltitudine di settori, tra cui sono inclusi il settore dei trasporti, il settore energetico, il settore industriale, oltre che l'agricoltura e l'allevamento. Solo così sarà plausibile assicurare all'umanità, in continua e ancora non satura crescita demografica, un futuro sostenibile ed equilibrato relativamente all'ambiente, all'ecosistema e al clima globale.

In tale contesto si inserisce il contributo apportato da SICIT, azienda italiana attiva in campo agricolo, in particolare nel settore dei biostimolanti. SICIT, già pioniere dell'economia circolare con lo sviluppo di prodotti realizzati a partire dagli scarti residui dell'industria conciaria, sta esplorando ulteriormente, con il contributo dell'Università degli Studi di Padova, l'eventuale possibilità di convertire ed estendere la propria produzione al fine di ottenere un prodotto finale, dalle proprietà biostimolanti potenzialmente paragonabili, se non equivalenti, ricavato a partire dalla coltivazione di microalghe (*Scenedesmus*).

Il presente lavoro di Tesi costituisce a tale fine un'integrazione accessoria, in alcune sue parti funzionale ed in alcune sue parti supplementare, al progetto complessivo in corso tra SICIT e UNIPD. Infatti, il lavoro di Tesi qui presentato include: una sezione dedicata alla progettazione di nuove schede PCB e alla successiva realizzazione con esse di nuove lampade LED da installare, in sostituzione a precedenti lampade LED obsolete, in una versione aggiornata di un impianto fotobioreattore pilota sviluppato in precedenza all'avviamento del progetto; una sezione dedicata alla ricerca, alla determinazione e alla selezione dei principali dispositivi idonei a costituire un eventuale sistema di alimentazione fotovoltaico con accumulo energetico per un ipotetico impianto fotobioreattore; una sezione dedicata ai calcoli effettuati a partire dalle prestazioni dei dispositivi esaminati con lo scopo ultimo di fornire delle valide stime quantitative ed indicazioni qualitative relativamente ai massimi valori di efficienza di sistema complessivamente ottenibili e al minimo dimensionamento energetico dell'impianto che ne consegue.



## 2. IL MONDO DELLE MICROALGHE

Le alghe costituiscono un insieme ubiquo di organismi fotosintetici, che include membri eucarioti e procarioti, unicellulari e pluricellulari, che rappresentano un potenziale immenso come risorsa biologica relativamente a varie industrie ed applicazioni [1] (agricoltura [2] e acquacoltura [3], alimentazione umana [4] e animale [2] [3], farmaceutica e nutraceutica [4], cosmesi [4], produzione di biocombustibili [5] [6], trattamento di acque reflue [2] [7], reclamazione e ripristino di ambienti ostili o inquinati [2]).

Sia nelle forme macroscopiche che nelle forme microscopiche, rivestono sulla Terra un ruolo di importanza inestimabile, in quanto sono responsabili per circa il 50% della fotosintesi che avviene sul pianeta e del conseguente sequestro di carbonio che ne deriva. Insieme a batteri, funghi, licheni ed altri microrganismi, contribuiscono alle fondamenta di ogni ecosistema che sostiene la vita presente sul pianeta. In natura, le alghe sono cosmopolite; sono presenti in ogni ecosistema del pianeta, sia terrestri che acquatici; crescono e si replicano rapidamente e possiedono la capacità di adattarsi agli ambienti più ostili e alle condizioni più estreme. [2]

Da tempo immemore, le alghe rivestono un ruolo non indifferente nell'alimentazione umana e animale; in tempi odierni, questa realtà continua a permanere in particolare nei Paesi e nelle culture asiatiche, anche se la diffusione commerciale, per questi e per molti altri scopi, è recentemente osservata anche nel resto del globo. [4] [6]

Le alghe possono essere raggruppate, sulla base delle loro caratteristiche morfologiche e dimensioni, in macroalghe e microalghe; in generale, le macroalghe (banalmente, alghe marine) sono piante acquatiche pluricellulari, relativamente primitive se confrontate con quelle terrestri. [6]

Le microalghe sono invece organismi unicellulari che vivono sia in modo individuale che coloniale [2]. In esse avviene la conversione di energia solare in energia chimica mediante fotosintesi clorofilliana; di conseguenza, insieme agli indispensabili effetti esterni prodotti dall'interazione con l'ambiente che le circonda, i loro processi metabolici interni generano numerose molecole organiche di enorme interesse, oltre a sostituire la CO<sub>2</sub> in ingresso con ossigeno in uscita. Dall'estrazione e dalla lavorazione dei loro metaboliti è possibile ricavare sostanze e sintetizzare prodotti potenzialmente di estrema utilità in campo alimentare, farmaceutico, nutraceutico, cosmetico, ambientale o energetico. [5]

Dal punto di vista pratico, le microalghe sono facili da coltivare [5]: richiedono cure e attenzioni relativamente limitate, possono proliferare in acque non idonee al consumo umano diretto e si nutrono di sostanze semplici, abbondanti e facilmente reperibili. L'enorme biodiversità e flessibilità delle microalghe consente, per ogni applicazione, di selezionarne le specie più idonee in base all'ambiente di coltura, le modalità e le condizioni di crescita, le tecniche e le tecnologie impiegate, le sostanze da estrarre ed i prodotti da ottenere. A parità di area e risorse utilizzate, hanno tassi di crescita e produttività molto maggiori se comparati con altre colture agricole, forestali e acquatiche convenzionali [2] [3] [6]; di conseguenza, la contesa di terreno fertile con altre colture [5] non sussiste per nulla o è al più largamente ridimensionata. In congiunzione con la loro abilità proliferare e sopravvivere a lungo termine in ambienti ostili sotto condizioni estreme e con il loro limitato fabbisogno nutritivo, possono essere sfruttate per la loro coltivazione zone inadeguate o non adibite a scopi agricoli, evitando la competizione spaziale con altre colture [2] [5], e possono spesso utilizzare acque reflue o acque salate come mezzo di coltura, non richiedendo dispendio di acqua dolce, prioritaria invece per altri usi. [7]

Ad oggi, esistono già numerose applicazioni commerciali per le microalghe, nonostante costituiscano complessivamente un vastissimo insieme di organismi geneticamente molto variegati, con un ampio spettro di caratteristiche fisiologiche e biochimiche, ma in larga parte inesplorati; per questi ed altri motivi, oltre ai meriti degli utilizzi attuali, le microalghe hanno il potenziale di rivoluzionare una moltitudine di settori ed applicazioni industriali e commerciali nel futuro dell'attività umana. [1]

Di seguito è illustrato un esaustivo diagramma di flusso relativo al mondo delle microalghe (Figura 2.1): le condizioni ed i parametri di coltivazione; le caratteristiche del sistema e del mezzo di coltura; il processo di coltivazione, raccolta e raffinamento; i prodotti finali derivati; i settori applicativi; le modalità con cui ogni elemento influenza gli altri.

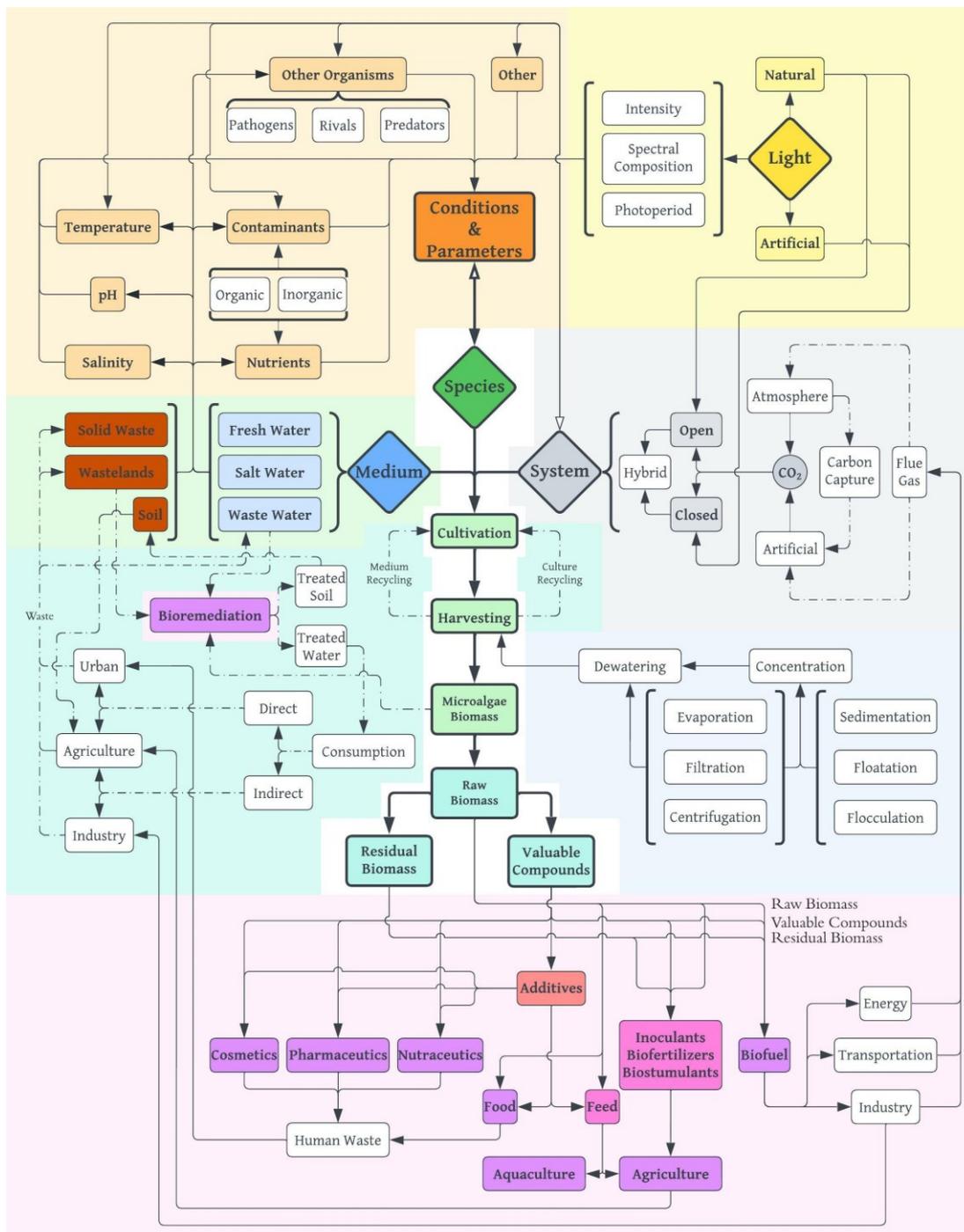


Figura 2.1 - Il mondo delle microalgahe.

## 2.1. UTILIZZO INDIRETTO DELLE MICROALGHE: AGRICOLTURA, ACQUACOLTURA ED ALTRE APPLICAZIONI AMBIENTALI

Nella transizione da un'agricoltura intensiva verso un'agricoltura ecosostenibile, i biofertilizzanti stanno acquisendo sempre più importanza come mezzo per migliorare la produttività delle colture in modo economicamente ed ecologicamente sostenibile riducendo al contempo l'impatto ambientale inquinante derivante dall'utilizzo di fertilizzanti sintetici. Tra le varie tipologie di biofertilizzante, formulazioni basate su organismi fotosintetici, tra cui microalghe e cianobatteri, stanno conquistando terreno, in particolare grazie al loro contributo nel mantenimento di una sufficiente fertilità del suolo e nell'incremento delle produttività colturali. [2]

La partecipazione attiva di microalghe e cianobatteri nella produzione, mineralizzazione e mobilitazione di sostanze organiche ed inorganiche, macronutrienti e micronutrienti, e altri composti bioattivi, può migliorare significativamente la crescita delle colture e la qualità dei prodotti da esse derivati [2]; conseguentemente, questi microrganismi sono particolarmente adatti ad essere inclusi in applicazioni biofertilizzanti: essi hanno un ruolo cruciale nel mantenimento della produttività, della fertilità e della salute generale di svariati ecosistemi, sia terrestri che acquatici, per via dei loro processi di fotosintesi, della loro capacità di fissazione dell'azoto atmosferico e di incrementare la disponibilità, il ricircolo e la trasformazione di nutrienti indispensabili per il sostenimento delle forme di vita più complesse presenti in tali ecosistemi [2]. In particolare, la loro capacità di fissare l'azoto atmosferico nel suolo in modo naturale non solo ne incrementa la disponibilità nel terreno e per le piante, ma permette di evitare l'utilizzo di fertilizzanti sintetici utilizzati frequentemente per arricchire il terreno di azoto. Infatti, dopo l'acqua, la disponibilità di azoto nel suolo è il secondo fattore più importante nella crescita delle piante e la relativa carenza che deriva dall'abuso deleterio di pratiche agricole intensive è convenzionalmente compensata dall'utilizzo di fertilizzanti sintetici, che comporta però un impatto ambientale inquinante. Questi organismi dimostrano impatti positivi sulla qualità del suolo, in quanto ne migliorano la fertilità incentivandone l'attività microbica complessiva: microalghe e cianobatteri promuovono, insieme a batteri, funghi, licheni ed altri microrganismi, la crescita di importanti microbi e le relative interazioni benefiche tra loro e con le piante. [2]

Nel contesto delle pratiche agricole intensive, l'eccessiva lavorazione del terreno ed il frequente utilizzo di macchinari pesanti spesso alterano negativamente la stabilità strutturale del terreno, la capacità di assorbimento e ritenzione dell'acqua e l'attività di mobilitazione e ricircolo dei nutrienti. Preservare i livelli di materia organica presente nel suolo e la relativa stabilità strutturale è essenziale per un'agricoltura sostenibile. Microalghe e cianobatteri rivestono un ruolo fondamentale come fonte di materia organica grazie alla loro capacità, tramite i propri processi di fotosintesi, di assimilare e fissare direttamente nel suolo  $\text{CO}_2$  dall'atmosfera in forma di composti organici contenuti nella loro biomassa. Inoltre, la materia da loro escreta o derivante dalla loro decomposizione fornisce composti organici anche ad altra microflora e microfauna presente nel suolo, beneficiandone la crescita. [2]

L'adozione e la diffusione di biofertilizzanti che coinvolgono microalghe e cianobatteri ed i loro prodotti derivati, in sostituzione ai fertilizzanti sintetici, può contribuire in maniera non indifferente alla riduzione nelle emissioni agricole di  $\text{CO}_2$  (ed altri gas serra), sia per via diretta tramite il sequestro dovuto ai loro processi di fotosintesi, sia per via indiretta evitandone a prescindere l'emissione durante le varie fasi di produzione, trasporto ed applicazione dei loro corrispettivi artificiali convenzionalmente utilizzati. [2]

Oltre a stimolare positivamente la crescita delle piante per via indiretta tramite la loro presenza ed attività nel suolo, microalghe e cianobatteri sono capaci anche di influenzare le piante in modo diretto, attraverso l'instaurazione di associazioni simbiotiche mutualmente vantaggiose; la loro abilità di colonizzare con successo diverse parti di pianta in molte colture ne elicitano diversi meccanismi metabolici e difensivi. [2]

Accanto alle sostanze fertilizzanti, vengono sovente utilizzati in agricoltura anche fitormoni (ormoni di derivazione vegetale), naturali o sintetici, per promuovere la crescita ed incrementare la produttività delle colture, ma anche per contrastare la proliferazione di altre piante infestanti indesiderate ritenute penalizzanti per la crescita delle colture principali. Tuttavia, il rischio della trasmissione di queste sostanze alle aree contigue e della loro infiltrazione nelle falde acquifere induce gravi preoccupazioni sul piano ambientale, a causa di possibile contaminazione ed eutrofizzazione degli ambienti circostanti. Microalghe e cianobatteri sono coinvolti nella produzione di ormoni della crescita che possono essere

utilizzati come biostimolanti ecologici molto efficaci in sostituzione dei prodotti sintetici ed inquinanti utilizzati nell'agricoltura convenzionale. [2]

Microalghe e cianobatteri (oltre ad altri batteri e funghi) sono anche reputati essere potenziali agenti di biocontrollo poiché esibiscono proprietà antagoniste verso molti patogeni, pesti e parassiti che affliggono le piante. L'inoculazione di tali organismi influenza vari processi metabolici nelle piante che ne incitano i meccanismi di difesa e ne incrementano l'attività del sistema immunitario, portando a maggiore resilienza contro diversi patogeni, pesti e parassiti (ed altri fattori biotici e abiotici) e di conseguenza a migliore crescita, qualità e produttività delle colture associate. Ciò può contribuire con efficacia ad importanti riduzioni nell'utilizzo intensivo di biocidi e pesticidi normalmente utilizzati nell'agricoltura convenzionale, pericolosi e dannosi nei confronti della sostenibilità e della salute degli ecosistemi agricoli. Sostanze estratte da macroalghe e microalghe esibiscono anche interessanti proprietà antimicrobiche ed antibiotiche di ulteriore potenziale utilità nella difesa e nella salute delle colture agricole. [2]

Sempre in relazione alle pratiche agricole intensive, che esasperano ulteriormente gli effetti del cambiamento climatico già osservabilmente in atto, l'eccessiva lavorazione del terreno, il frequente utilizzo di macchinari pesanti ed il continuo depauperamento di sostanze nutritive (in combinazione con altri agenti fisici naturali, come le precipitazioni atmosferiche, l'azione dell'acqua e del vento) causano gravi fenomeni di erosione del suolo. L'attività metabolica delle microalghe produce l'escrezione di sostanze, in particolare esopolisaccaridi, che aiutano a prevenire e ritardare l'insorgere di fenomeni di erosione del suolo e ne proteggono l'integrità strutturale, grazie a specifiche proprietà adesive che contribuiscono all'aggregazione di particelle di suolo, ostacolandone lo sgretolamento e anche la conseguente dispersione nell'ambiente circostante di sostanze contaminanti ed eutrofizzanti in esso presenti a causa dell'utilizzo di fertilizzanti sintetici inquinanti. [2]

La modalità di applicazione di microalghe e cianobatteri e dei loro prodotti derivati possono variare drasticamente in funzione del tipo di coltura da trattare e delle relative necessità; in aggiunta, non sono ancora state raggiunte adeguate condizioni di ottimizzazione e standardizzazione delle quantità da applicare, che potrebbero dipendere fortemente dalla specie utilizzata, dalla composizione e dalle qualità della loro biomassa (dipendenti a loro volta dai parametri di coltivazione), oltre che dalle caratteristiche del suolo. La modalità decisamente più conveniente per la loro applicazione consiste nell'utilizzo di un vettore di supporto che li contenga, poiché consente di utilizzarne una ridotta quantità appositamente coltivata ed introdotta nel vettore per la moltiplicazione direttamente sul campo. [2] L'opzione economicamente più accessibile è un vettore a base di terriccio, nonostante l'ostacolo principale al suo utilizzo sia la tendenza alla contaminazione da sostanze ed organismi interni ed esterni. In alternativa, per contenere i costi risulta favorevole anche l'utilizzo di biomassa ricavata dagli scarti derivanti dalle attività di agricoltura e dai processi agroindustriali, sia di origine vegetale che animale, contribuendo così allo sviluppo di un'agricoltura circolare, oltre che ecosostenibile. In generale, gli scarti di origine animale sono estremamente densi di nutrienti e la loro applicazione congiunta a microalghe e cianobatteri potrebbe dimostrarsi una strategia efficace, essendo un vettore altamente stimolante verso la loro proliferazione; il rischio principale in questo caso consiste nella possibile presenza, all'interno degli scarti di origine animale, di antibiotici ed altri farmaci di cui non è desiderabile la diffusione nel resto dell'ambiente a causa dei possibili effetti contaminanti o eutrofizzanti, ma nonostante ciò alcune specie sono capaci di degradare tali sostanze in composti più semplici e comuni, riducendone l'eventuale impatto ambientale nocivo. [2]

Un'ulteriore possibilità conveniente per l'abbattimento dei costi consiste nell'utilizzo di biomassa residua, derivante dai processi di estrazione dalle microalghe di sostanze bioattive e composti pregiati per altri settori, che può comunque essere ancora ricca di nutrienti utili ai fini agricoli (e non solo). [2]

Il maggior fattore che rischia di pregiudicare il successo di queste tipologie di biofertilizzanti organici è la presenza, negli ambienti d'impiego (terrestri e acquatici), di organismi che si nutrono di essi, ostacolandone la proliferazione e compromettendone l'efficacia. Poiché l'utilizzo di pesticidi e repellenti per il biocontrollo dei loro predatori è una soluzione (benché efficace) non ecosostenibile, sussiste la necessità di adottare alcuni accorgimenti volti ad incrementarne le proprietà repellenti, in particolare con un'accurata selezione di vettore, tipologia e combinazione di specie da inoculare. [2]

L'immensa biodiversità di microalghe, cianobatteri ed organismi affini e la moltitudine di caratteristiche e sostanze e prodotte costituiscono forti incentivi alla loro applicazione sotto forma, anziché di monocultura, di consorzi microbici le cui specie costituenti possiedono caratteristiche sinergiche diverse e complementari in base alle funzioni desiderate. [2]

In conclusione, la sostituzione parziale o totale dei tradizionali fertilizzanti sintetici, utilizzati convenzionalmente nell'agricoltura intensiva moderna, con alternative biologiche derivanti in particolare da microalghe e cianobatteri rappresenta potenzialmente un approccio ecosostenibile molto promettente verso la conservazione della fertilità del suolo adibito ad uso agricolo, l'incremento della produttività, della qualità e del grado di salute generale delle colture utilizzate, e della tutela della biodiversità complessiva degli ambienti coinvolti (Figura 2.1).

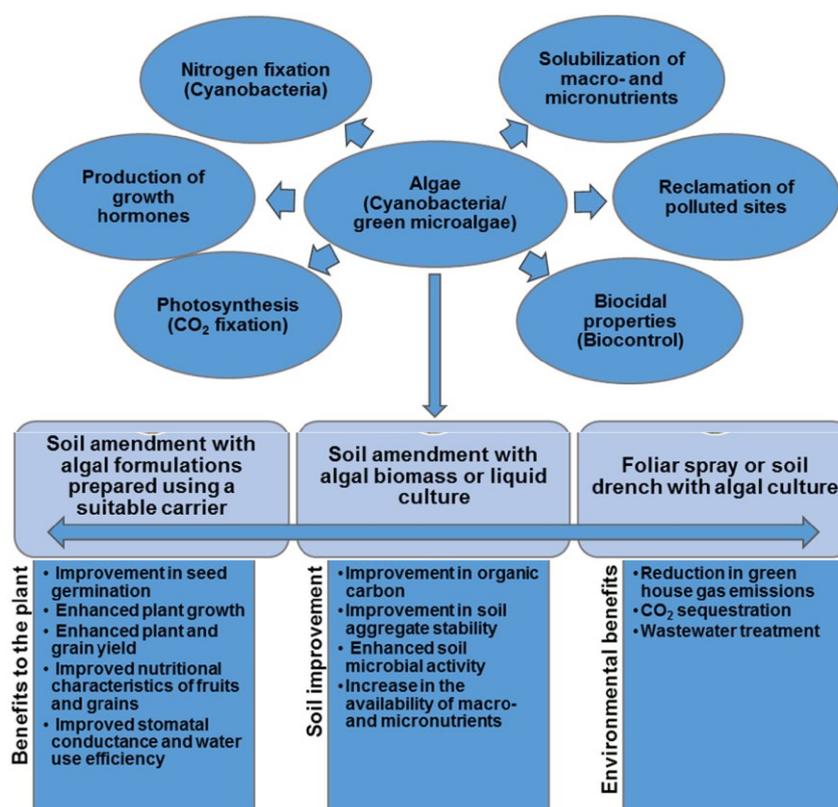


Figura 2.1 - Il ruolo delle microalghe nell'agricoltura moderna sostenibile: diagramma di sintesi. [2]

Considerazioni e constatazioni simili portano le microalghe ad essere considerate potenzialmente utili anche in acquacoltura, nello specifico come ingrediente principale o come semplice additivo nei mangimi per una moltitudine di specie acquatiche animali d'allevamento (o per l'allevamento di specie intermedie che fungono da mangime per altre specie maggiori indirizzate al consumo umano). [3]

La biomassa intera e gli estratti bioattivi delle microalghe, caratterizzati da elevate densità e spiccate proprietà nutrizionali, sono potenzialmente utilizzabili anche nell'alimentazione di diverse specie di allevamento terrestre [2]; ma poiché le microalghe generalmente sono relativamente più marginali nelle catene alimentari di vari ecosistemi terrestri e di conseguenza meno compatibili con l'alimentazione di molte specie animali che li popolano (a differenza della totalità degli ecosistemi marini, dove le microalghe rivestono intrinsecamente un ruolo assolutamente fondamentale e notevolmente più diretto), esse sono decisamente più indicate per il consumo come mangime in acquacoltura rispetto all'allevamento terrestre. [3]

A causa della rapida ed intensiva espansione globale dell'industria della pesca e dell'acquacoltura, è in atto un depauperamento ancora peggiore degli ecosistemi e delle risorse presenti nelle acque del nostro pianeta che compromette gravemente la sostenibilità di questi settori nel modo in cui vengono concepiti ed operati e che, insieme agli effetti più generali di altre attività umane e del cambiamento climatico, rischia di causarne un collasso sistematico di implicazioni catastrofiche. [3] Per diminuire la dipendenza da specie acquatiche animali per l'alimentazione di altre specie acquatiche animali di allevamento, l'intenzione è di intensificare la diffusione e lo sfruttamento di altre fonti nutrizionali, in particolare di origine vegetale; in molti casi, è possibile utilizzare colture terrestri convenzionali, ma non facendo parte delle catene alimentari degli ecosistemi acquatici ne conseguono potenziali problemi di digeribilità e compatibilità metaboliche nel consumo da parte di specie acquatiche animali di allevamento, come minimo in forma di alterazioni nelle qualità nutrizionali dei prodotti ottenuti. [3] Le microalghe invece sono intrinsecamente più compatibili ed in generale più adatte e costituiscono perciò un'alternativa estremamente promettente, oltre ai casi in cui già trovano impiego: possiedono altre caratteristiche più specifiche e proprietà pregiate che, similmente gli effetti osservabili nelle colture vegetali terrestri, favoriscono l'incremento di produttività, la qualità e dello stato di salute generale di diverse colture di allevamento acquatico; inoltre, le microalghe sono particolarmente flessibili ed adattabili ad un ampio insieme di ambienti, possiedono tassi di replicazione e produttività di biomassa ordini di grandezza maggiori rispetto ad altre colture vegetali terrestri, pur con fabbisogni nutrizionali relativamente semplici e contenuti, la loro disponibilità non dipende da altre specie acquatiche animali maggiori, sia selvatiche che di allevamento. [3]

*Arthrospira* (tecnicamente un cianobatterio, comunemente noto come *Spirulina*) e *Chlorella* sono le due principali (categorie di) specie già utilizzate e di diffusione consolidata nel mercato mondiale dell'acquacoltura, con profili nutrizionali storicamente ben documentati ed affidabili. [3]

Una delle categorie di sostanze più rilevanti contenute nelle microalghe, tra gli altri lipidi, sono gli acidi grassi polinsaturi (PUFA: *polyunsaturated fatty acid*) che attualmente vengono estratti quasi esclusivamente da animali acquatici e che costituiscono una risorsa naturale estremamente pregiata poiché sono di difficile sintesi in laboratorio. Le microalghe inoltre sono un'eccellente fonte di proteine, a tal punto da essere ritenute idonee anche per il consumo di alcune specie acquatiche carnivore, senza particolari problemi. [3]

Esistono due modi distinti per coltivare microalghe volte al consumo in acquacoltura. [5] Il modo economicamente meno dispendioso consiste nel prelevare appositamente le microalghe da popolazioni selvatiche di fitoplancton allo stato brado o da colture selvatiche arricchite con nutrienti addizionali; i difetti di questo metodo risiedono nel limitato controllo sulle condizioni di crescita, sulla qualità, sulla varietà, sulle caratteristiche, sulla contaminazione e sulla predazione da parte di altre sostanze e specie, sulla produttività e sulla composizione della biomassa presente. In alternativa, è possibile, anche se economicamente più dispendioso, coltivare microalghe in monocultura per ricavarne, con elevati gradi di efficienza e produttività, biomassa o estratti pregiati di alta qualità, potenzialmente senza interferenza da parte di altre sostanze contaminanti ed altri organismi indesiderati durante la loro coltivazione e nel loro successivo consumo come mangime; il rischio maggiore in questo caso è però proprio la loro suscettibilità a sostanze contaminanti, all'infezione e alla predazione da parte di altri organismi indesiderati, che ne possono compromettere drasticamente l'intera raccolta. [5]

Oltre alle potenzialità applicative in agricoltura ed in acquacoltura, le microalghe sono promettenti anche in altri settori di interesse ambientale; essendo organismi ubiqui capaci di proliferare anche negli ambienti più ostili ed inospitali soggetti alle condizioni più estreme (inclusi ambienti contaminati da metalli pesanti, petrolio e altre sostanze inquinanti, ambienti dalle concentrazioni saline estreme, deserti ed altre terre desolate), microalghe e cianobatteri offrono un potenziale inestimabile non solo nell'estensione della coltivabilità di determinate colture e nell'emancipazione di terreni non ottimali o idonei, ma anche nel campo della reclamazione e del ripristino di tali ambienti. [2]

## 2.2. BIOCOMBUSTIBILI DA MICROALGHE ED ALTRE APPLICAZIONI INDUSTRIALI

La generazione sostenibile di energia rinnovabile è attualmente uno dei temi apicali nel contesto della premente transizione energetica e dell'abbandono dei combustibili fossili finalizzate a contrastare il cambiamento climatico.

Il settore energetico ed il settore dei trasporti costituiscono le maggiori concause di emissione antropogenica di CO<sub>2</sub> e altri gas serra (oltre che di altre sostanze più propriamente inquinanti); si prevede che il continuo sviluppo delle molte economie emergenti nel mondo (come Cina e India) contribuirà significativamente al crescente fabbisogno energetico globale e che, senza lungimiranti ed adeguati interventi di prevenzione e mitigazione, comporterà l'esasperazione dei danni climatici ed ambientali già apportati fino ad oggi dai Paesi industrializzati. Poiché l'emissione di gas serra ed il generalizzato inquinamento ambientale sono problemi che affliggono molti diversi aspetti dell'attività umana e dell'ecosistema globale, sarà necessaria non una sola ma una moltitudine di diverse soluzioni per contrastarne gli effetti. Trovare un'alternativa energetica pulita, sostenibile e rinnovabile alle fonti che alimentano il mondo si classifica come una delle più urgenti e colossali sfide che la specie umana abbia mai dovuto affrontare nella propria storia passata e che dovrà affrontare nel proprio futuro prossimo.

Le difficoltà associate sono intrinsecamente collegate ad altri temi e fattori (l'economia, la prosperità, la qualità e gli stili di vita, la stabilità sociopolitica e socioculturale, sia locale che internazionale); esse richiederanno dunque, da tutte le parti interessate, decisioni radicali e strategie di lunga veduta. Attualmente, molte opzioni sono in via di studio e sviluppo, tra cui alcune che stanno trovando applicazione ed implementazione pratica, con diversi gradi di successo. Ognuna di esse ha chiaramente i propri pregi e difetti; in base al contesto, alcune saranno più adeguate ed efficaci di altre.

Uno degli sforzi maggiori è in atto nel tentativo di sostituire i combustibili fossili con alternative energetiche sostenibili e rinnovabili; i biocombustibili [5] [6] sono visti come importanti contribuenti nella decarbonizzazione delle attività umane, in particolare nel settore dei trasporti e specialmente nel breve termine. I biocombustibili più comuni sono il biodiesel ed il bioetanolo, che sono concepiti per sostituire rispettivamente il diesel e la benzina. Nei motori a combustione tradizionali, possono essere utilizzati direttamente previa modifica nulla o al più limitata; possono essere prodotti con tecnologie attualmente esistenti e mature a partire da biomassa rinnovabile appositamente coltivata (contrariamente a quella di origine fossile); possono usufruire dell'infrastruttura di distribuzione già esistente; a parità di potenza in uscita, contribuiscono a diminuire le emissioni da combustione se confrontati con i combustibili fossili. Per queste ed altre ragioni, i biocombustibili sono attualmente proposti e perseguiti come combustibili alternativi di implementazione relativamente facile ed immediata, in particolare fino a quando altre tecnologie più sofisticate e complesse, legate ad altre fonti energetiche come l'idrogeno, saranno sviluppate, implementate e sufficientemente maturate. [5] Nonostante i biocombustibili siano ancora economicamente meno sostenibili rispetto ai combustibili fossili tradizionali, la loro produzione sta incrementando in ogni parte del globo, spesso incentivata da politiche locali strategiche e favorevoli.

D'altro canto, poiché i biocombustibili attuali sono prodotti principalmente da oli vegetali ricavati da colture terrestri (commestibili e non) o da grassi di origine animale, uno dei rischi principali è che la loro diffusione entri in competizione, in termini di risorse richieste, con l'altrettanto perennemente crescente settore agroalimentare per il consumo umano e animale. Il potenziale mercato dei biocombustibili supera di gran lunga l'attuale disponibilità e produzione di colture per essi utilizzabili. L'eventuale coltivazione intensiva di tali colture e le pressioni a convertire l'uso del terreno alla loro produzione comportano gravi rischi alla diversificazione delle risorse e alla biodiversità naturale di molti ecosistemi, legati soprattutto ad aggressive pratiche di deforestazione e monocoltura. Per diventare a tutti gli effetti un'alternativa rinnovabile e sostenibile ai combustibili tradizionali, i biocombustibili devono arrivare ad essere economicamente competitivi con essi, tramite sviluppi tecnologici e migliorie logistiche nella scalabilità della filiera di produzione e di approvvigionamento delle materie prime necessarie. Per non interferire con gli interessi del settore agroalimentare, è preferibile che tali materie prime derivino dagli scarti agroalimentari, che però non sono minimamente in quantità sufficienti per soddisfare il fabbisogno richiesto. [5]

Di conseguenza, appare necessario il passaggio a biocombustibili di nuova generazione per superare i molti limiti di quelli attuali; nonostante il crescente interesse e la rapidità di questa transizione, essa è ancora nel suo stadio primordiale e sussiste la forte necessità di ingenti investimenti in ricerca e sviluppo e dell'adozione, da parte delle autorità competenti, di politiche e strategie adeguate. [5]

In somma, è ormai comunemente constatato che i biocombustibili di prima generazione, derivanti da colture terrestri convenzionali, sono limitati nella loro capacità di elevarsi a sostituti completi dei combustibili tradizionali. Le conseguenti perplessità trovano attualmente speranza di risposta nell'opportunità di sviluppare una filiera di produzione economicamente ed ecologicamente sostenibile di biocombustibili di nuova generazione a partire da biomassa non derivante dalle limitate colture convenzionali ma da innovative colture alternative, come le microalghe.

Le microalghe sono da tempo indicate, in particolare grazie all'elevato contenuto oleoso che le caratterizza, come una promettente potenziale fonte di materia organica per la produzione di biocombustibili rinnovabili. [5] [6]

Rispetto ad altre colture convenzionalmente sfruttate per la produzione di biocombustibili, le microalghe godono di produttività considerevolmente maggiori; a differenza di esse, non solo richiedono in generale spazi relativamente contenuti per la loro coltivazione, ma non competono nemmeno con l'agricoltura tradizionale perché non si contendono necessariamente con le colture indirizzate al consumo alimentare il terreno fertile ad esse indispensabile; inoltre, proliferano in una grande varietà di condizioni climatiche ed ambientali, possono utilizzare acque salate e acque reflue anziché acqua dolce come mezzo di coltura e CO<sub>2</sub> dai gas di scarto di vari processi industriali come reagente fotosintetico durante la crescita. [5]

Da esse sono ricavabili diversi tipi di combustibili rinnovabili (per esempio: biodiesel, bioetanolo, metano ed idrogeno) che non contengono zolfo e che permettono di ottenere prestazioni equivalenti ai combustibili tradizionali, riducendo contemporaneamente anche le emissioni nocive ed inquinanti di particolato, monossido di carbonio e idrocarburi incombusti. [5]

L'utilizzo di microalghe per la produzione di biocombustibili può essere abbinato sinergicamente anche ad altre applicazioni industriali (al netto del filtraggio di altri agenti contaminanti nocivi in essi presenti): la rimozione, totale o parziale, di CO<sub>2</sub> (ed il conseguente sequestro) dai gas di scarto di numerosi processi industriali; il trattamento ed il riciclo di acque reflue, contenenti alti valori di sostanze nutritive, azoto e fosforo, di provenienza urbana, industriale o agricola, usate come mezzo di coltura. [5] [6] [7]

Recenti studi di fattibilità evidenziano che, nonostante l'evidente potenziale e gli inconfutabili vantaggi rispetto a quelli attuali, la produzione di biocombustibili da microalghe potrebbe non essere economicamente favorevole se non in accoppiamento sinergico con altri processi industriali o con la produzione di ulteriori sostanze di maggior valore derivanti dalla stessa biomassa coltivata. [4] [5]

### 2.3. CONSUMO DIRETTO DELLE MICROALGHE: ALIMENTAZIONE, MEDICINA, COSMESI

L'uso di macroalghe selvatiche raccolte dagli ambienti acquatici a fini alimentari ha accompagnato l'evoluzione della specie umana per millenni in modo fondamentale e persiste tuttora in molte culture, prevalentemente nei Paesi asiatici [3] [4]; per quanto riguarda invece le microalghe, poiché la consapevolezza di molte persone è progressivamente sempre più sensibile alle tematiche legate alle relazioni causali tra alimenti consumati e prodotti utilizzati ed il proprio stato di salute (in termini di cura e prevenzione), esse hanno cominciato solo in tempi recenti ad essere adottate sia per la produzione di biomassa intera dall'elevato valore nutrizionale che per l'ottenimento di specifici prodotti pregiati con particolari proprietà benefiche per la salute umana. [4] [5]

Le numerose e variegatae sostanze legate ai processi metabolici delle microalghe hanno enorme potenziale anche in molti settori commerciali volti al consumo umano diretto di tali sostanze (l'industria alimentare, l'industria farmaceutica, l'industria nutraceutica e l'industria cosmetica) e la loro diffusione in essi sta formando un mercato in rapida espansione, già dominato principalmente da *Arthrospira* (tecnicamente un cianobatterio, comunemente noto come *Spirulina*) e da *Chlorella* ed affiancato al più tradizionale mercato legato alle piante terrestri; da un punto di vista commerciale, l'estrazione di specifici prodotti pregiati ha un valore economico notevolmente maggiore rispetto alla produzione di biomassa intera (anche se i volumi di produzione sono drasticamente più contenuti) e la loro richiesta ha incentivato fortemente lo sviluppo di tecniche e tecnologie per la coltivazione monocolturale su larga scala in sistemi controllati ad elevata efficienza e produttività. [1] [4] [5]

La biomassa delle microalghe è caratterizzata, in generale, da una composizione biochimica densa di macronutrienti (carboidrati, proteine, grassi) e micronutrienti (vitamine, minerali); la quantità assoluta e la frazione relativa di ogni tipologia dipendono dalla specie di microalga presa in esame e variano in funzione delle risposte fisiologiche ad un insieme di fattori biotici e abiotici (esposizione temporale, intensità e composizione spettrale della luce, fotoperiodo, temperatura, pH, disponibilità, tipologia e varietà di nutrienti, stadio di crescita) che ne condizionano il metabolismo ed i parametri di crescita. Inoltre, le microalghe contengono un'abbondanza di metaboliti primari e secondari biologicamente attivi, prodotti dall'organismo sia all'interno del metabolismo base che tramite eventuali reazioni adattive alle condizioni instabili ed estreme degli ambienti ostili in cui proliferano. Molte di queste sostanze specifiche pregiate, che manifestano importanti proprietà (antiossidanti, antinfiammatorie, antibiotiche, antivirali, antimicrobiche, antimicotico, antitumorali) non sono presenti in altri organismi e possono essere estremamente difficili da sintetizzare chimicamente in modo artificiale.

Di conseguenza, la possibilità di coltivare le microalghe per ricavarne ed estrarne questi composti bioattivi pregiati in modo relativamente semplice le rende estremamente interessanti e promettenti sul piano commerciale come fonte naturale di ingredienti ed additivi pregiati per prodotti alimentari, farmaceutici, nutraceutici e cosmetici. [1] [4]

Le microalghe hanno enorme potenziale in termini di arricchimento delle abitudini alimentari umane (oltre che animali [2] [3]), per i motivi sopra enunciati, sia in forma di biomassa intera dall'elevato valore nutrizionale che in forma di alimenti funzionali pregiati dagli importanti effetti benefici sulla salute umana. [1] [4]

In medicina, in modo simile agli alimenti funzionali nutraceutici, molte sostanze pregiate estratte dalle microalghe sono potenzialmente estremamente promettenti nella produzione di farmaci indicati per la cura, il trattamento e la prevenzione di una vasta gamma di malattie e condizioni di salute. [1] [4]

Nella cosmesi, le sostanze estratte dalle microalghe (in particolare i pigmenti) hanno un ruolo già consolidato, venendo spesso usate come ingredienti o additivi in vari prodotti; principalmente, tali estratti vengono impiegati come agenti addensanti, idratanti ed antiossidanti in creme per la cura della pelle e dei capelli oltre che per la protezione solare. [1] [4]

## 2.4. COLTIVAZIONE DELLE MICROALGHE: TECNICHE E TECNOLOGIE

Non tutte le specie di microalghe sono uguali; la miriade di specie esistenti, sia quelle già caratterizzate e studiate che quelle ancora sconosciute, presenta un'immensa varietà e biodiversità. Le caratteristiche generali, la qualità e la composizione della biomassa ottenuta, la tipologia dei composti specifici estraibili e le possibili applicazioni per i prodotti finali possono variare drasticamente non solo in funzione della specie considerata, ma anche in funzione dei mezzi e degli ambienti di coltura, delle tecniche e tecnologie inerenti alla natura e all'operazione dei sistemi utilizzati, e di ogni ulteriore parametro, fattore e circostanza che ne caratterizza le condizioni di coltivazione. Viceversa, non tutte le specie di microalghe sono adatte a tutti i mezzi ed ambienti di coltura, a tutti i sistemi utilizzabili e alle relative tecniche e tecnologie, e a tutte le altre variabili contestuali menzionate. Inoltre, in base alla specie, le microalghe possono presentare molti tipi di metabolismo diverso [5] [6] [7]: fotoautotrofo (che soddisfa il proprio fabbisogno energetico, mediante fotosintesi, a partire da materia inorganica), (foto)eterotrofo (che soddisfa il proprio fabbisogno energetico, mediante fotosintesi o meno, solamente a partire da materia organica preesistente), o mixotrofo (cioè, una combinazione, obbligatoria o facoltativa, perenne o circostanziale, di più tipologie metaboliche). Di conseguenza, la produzione su larga scala di microalghe e prodotti derivati necessita di numerosi passaggi di selezione della specie da coltivare, dell'ambiente e del mezzo di coltura, del metodo di raccolta, delle relative tecnologie da utilizzare, al fine di massimizzarne la produttività e minimizzarne i costi d'investimento e d'operazione.

La selezione dell'ambiente e del mezzo di coltivazione è cruciale, in quanto determina quali specie di microalghe sono idonee, la tipologia e quantità di nutrienti disponibili, ed altri fattori biotici e abiotici caratteristici di ogni ambiente, come la presenza di sostanze contaminanti o di altri organismi indesiderati, la temperatura, la salinità, il pH. In funzione della specie, le microalghe possono essere native (o adattabili) ad acque dolci o acque salate. In generale, la varietà di specie native di acque salate è minore di quella relativa alle specie di acque dolci e hanno maggiore probabilità di essere tossiche o di possedere altre proprietà nocive; in compenso, le specie di acqua salata sono spesso caratterizzate da flessibilità, resilienza e tolleranza superiori a cambiamenti nelle condizioni ambientali e all'eventuale estrema delle loro escursioni. [7] Inoltre, benché nessuna specie sia tecnicamente nativa ad esse, molte sono adattabili alle condizioni presenti in varie tipologie di acque reflue derivanti da diversi settori dell'attività umana. Molti di questi ambienti non sono sterili ma ospitano anche molti altri organismi; la loro presenza può essere nociva, se trattasi di rivali o predatori, oppure benefica, se trattasi di organismi coadiuvanti con cui si instaurano fenomeni sinergici di utilità reciproca. [2] [7]

La raccolta delle microalghe consiste nel recupero della biomassa prodotta separandola dal mezzo di coltura ed è, insieme ai successivi processi altamente specifici di estrazione e raffinamento di ulteriori composti pregiati, una delle fasi più costose e più delicate, a causa del rischio di danneggiamento delle microalghe; alcune specie di microalga sono innatamente più resilienti e tolleranti rispetto ad altre in termini strutturali e meccanici. Al fine di rimuovere ingenti quantità di acqua e processare volumi massicci di biomassa, un metodo di raccolta efficace potrebbe coinvolgere uno o più stadi di natura fisica, chimica o biologica per separare la fase solida da quella liquida in maniera soddisfacente; ogni tipologia di stadio è più o meno adeguata a seconda delle caratteristiche della coltura: la concentrazione e la raccolta della biomassa possono essere effettuate mediante galleggiamento, sedimentazione, centrifugazione o filtrazione, e l'efficacia di questi metodi può essere incrementata tramite diversi tipi di flocculazione addizionale, che comporta maggiore aggregazione e addensamento di particelle. [5] [6]

Uno dei passaggi più cruciali per il successo della produzione e della commercializzazione delle microalghe e dei prodotti da essi derivati giace nell'accurata selezione delle specie da utilizzare e della migliore strategia di coltivazione da abbinarle per ogni settore e applicazione specifica. I criteri principali adottabili per la selezione delle specie più adatte ai vari casi sono: il rateo di proliferazione, normalmente misurabile in termini di quantità di biomassa prodotta nell'unità temporale e spaziale; la flessibilità e la resilienza a variazioni prevedibili nelle condizioni ambientali, relativamente a nutrienti, contaminanti, rivali o predatori, temperatura, luce, salinità, pH; possibile estrazione di sostanze pregiate; facilità di separazione della biomassa dal mezzo di coltura e della sua lavorazione. [5]

Poiché la coltivazione delle microalghe può richiedere ingenti quantità di acqua, nutrienti ed altri accorgimenti di circostanza, un approccio mirato all'ottimizzazione sinergica della filiera produttiva, al fine di contenerne i costi materiali ed economici, consiste nel concepimento e nello sviluppo di una bioraffineria integrata che copra una moltitudine di necessità applicative, che utilizzi preferibilmente acque non potabili come mezzo di coltura e fonti economiche di nutrienti, che ne aumenti il valore tramite l'estrazione e la raffinazione di sostanze pregiate ed il riciclo degli scarti per ridurre gli sprechi, e che sfrutti logistiche, tecniche e tecnologie avanzate, mature ed efficienti. [2]

La possibilità di utilizzare come mezzo di coltura e fonte di nutrienti acque salate (immensamente più abbondanti rispetto alle acque dolci, preferibili per altri utilizzi prioritari) o le acque reflue provenienti da diverse settori dell'attività umana costituisce un risvolto pratico ed economico estremamente interessante negli sforzi di diffusione commerciale e del consolidamento industriale delle microalghe. La necessità di trattare e purificare le acque reflue urbane ed agroindustriali per filtrarne eventuali contaminanti nocivi, alterarne determinate proprietà e limitarne l'impatto inquinante prima della restituzione all'ambiente, sussiste indipendentemente dal potenziale di abbinarci la coltivazione di microalghe, ma la possibilità di combinare le due attività risulta essere una promettente strategia nell'abbattimento dei costi di entrambe. Nonostante ciò, il contenuto in varie acque reflue di sostanze indesiderate e pericolose (metalli pesanti, composti chimici e farmaceutici, agenti patogeni), filtrato dalle microalghe ed accumulato nella loro biomassa, può in alcuni casi pregiudicarne l'utilizzo successivo in varie applicazioni. [2] [7] In generale però, le acque reflue sono intrinsecamente ricche di nutrienti (composti organici ed inorganici del carbonio, dell'azoto e del potassio, il cui riciclo è di particolare importanza) molto utili alla coltivazione di microalghe e ciò le rende un'opzione economicamente conveniente per la loro alimentazione. [2] [7] La compatibilità tra le acque reflue di varie origini e le colture di microalghe da utilizzare per il loro trattamento è determinata dalla natura e dal contenuto di tali acque e dalle applicazioni successive per i prodotti ricavati dalla biomassa ottenuta. Con simili considerazioni è possibile considerare idonea anche l'opzione di riciclare materia di scarto di tipo solido derivante dai settori agroalimentare ed agroindustriale adeguata all'alimentazione delle microalghe tramite processi di digestione anaerobica. [2]

Sul fronte tecnologico, attualmente esistono due tipologie primarie di sistemi per la coltivazione sostenibile di microalghe su larga scala [5] [6] [7]: sistemi aperti e sistemi chiusi (Figura 2.2 [8]) (differenziati in sistemi alimentati a luce naturale o a luce artificiale, a raccolta continua o discreta); in generale, tutti i sistemi volti alla coltivazione sistematica di organismi fotosintetici, prendono il nome di "fotobioreattore", ma tale denominazione risulta nettamente più appropriata, in virtù del loro sofisticato livello tecnologico, della loro efficacia e della loro specificità, soprattutto ai sistemi chiusi, specialmente quelli ad illuminazione artificiale. [5]

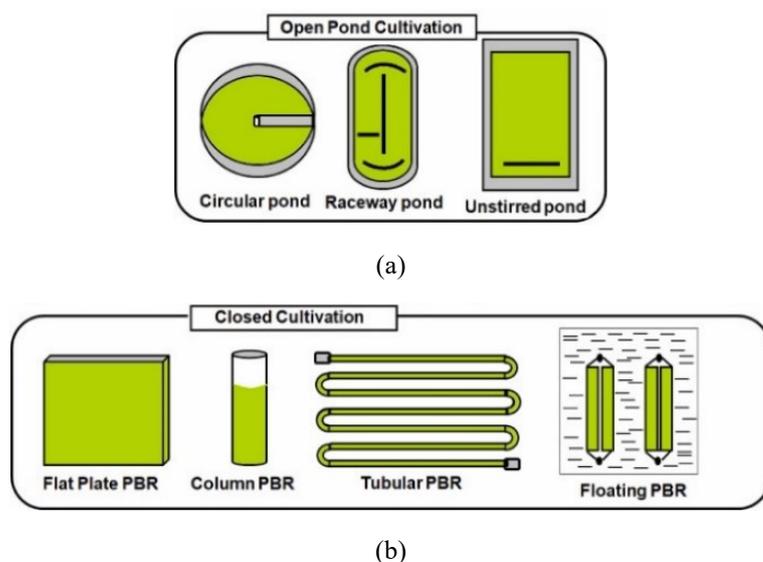


Figura 2.2 - Esempi schematici delle principali tipologie di (a) sistemi aperti e di (b) sistemi chiusi per la coltivazione di microalghe. [8]

I sistemi aperti [5] [6] [7] (Figura 2.3 e Figura 2.4) sono costituiti da vasche artificiali o bacini naturali; le vasche artificiali, che possono essere a circuito, circolari o di altra forma idonea, sono poco profonde, per non ostacolare la penetrazione della luce, e adottano spesso sistemi di mescolamento meccanizzato, per promuovere la necessaria agitazione della coltura, che può avvenire in maniera continua oppure intermittente. Il mescolamento è essenziale per evitare la sedimentazione eccessiva ed omogeneizzare la composizione e le condizioni della coltura, in termini di nutrienti, temperatura, gas in ingresso (CO<sub>2</sub>) ed in uscita (ossigeno), accesso alla luce; tuttavia, un mescolamento troppo rapido e turbolento può compromettere l'integrità cellulare delle microalghe presenti nella coltura. Le vasche artificiali vengono realizzate con cemento o terra battuta impermeabile, spesso con rivestimenti di materiale plastico bianco per riflettere la luce che penetra fino al fondo e non sprecarla. Tutti i sistemi aperti sono illuminati da luce naturale. Tali sistemi sono notevolmente i più semplici ed economici da realizzare ed operare su larga scala, solitamente hanno aspettative di vita operativa maggiori, ma richiedono un'area più estesa e sono anche estremamente suscettibili alle interferenze dei fenomeni meteorologici e di altri fattori esterni, sia biotici che abiotici, che esasperano la tolleranza delle colture utilizzate; l'unico sostanziale grado di intervento, oltre al mescolamento meccanizzato (comunque meno efficace nei sistemi aperti), consiste nell'aggiunta di nutrienti ed altre sostanze utili alla proliferazione, alla salute e alla difesa delle colture tramite mitigazione dell'attività di organismi infestanti e patogeni. Per mitigare o compensare questi aspetti negativi, oltre all'introduzione di coperture a serra per convertire i sistemi aperti in sistemi pseudo-chiusi (con tutti i vantaggi meglio dettagliati in seguito), potrebbe essere preferibile coltivare le microalghe in policoltura: le monoculture, pur permettendo rese maggiori se intese per la produzione di estratti pregiati specifici, sono particolarmente sensibili, mentre le policulture, per via della loro maggiore biodiversità ed imitando i meccanismi degli ecosistemi naturali, sono più stabili e resilienti alle escursioni parametriche dovute alle interferenze con l'ambiente esterno. Tuttavia, la formazione di consorzi è solamente una questione di eventualità, poiché il contatto con l'ambiente esterno comporta inevitabilmente la contaminazione e l'invasione da parte di altri organismi colonizzanti, che siano essi nocivi o benefici.



(Hutt Lagoon, Western Australia)

Figura 2.3 - Esempio di sistema aperto parzialmente artificiale, senza mescolamento meccanizzato.



(Cyanotech, NELHA, Hawaii)



(ABiRe)

(Cyanotech, NELHA, Hawaii)

(MicroBio Engineering)



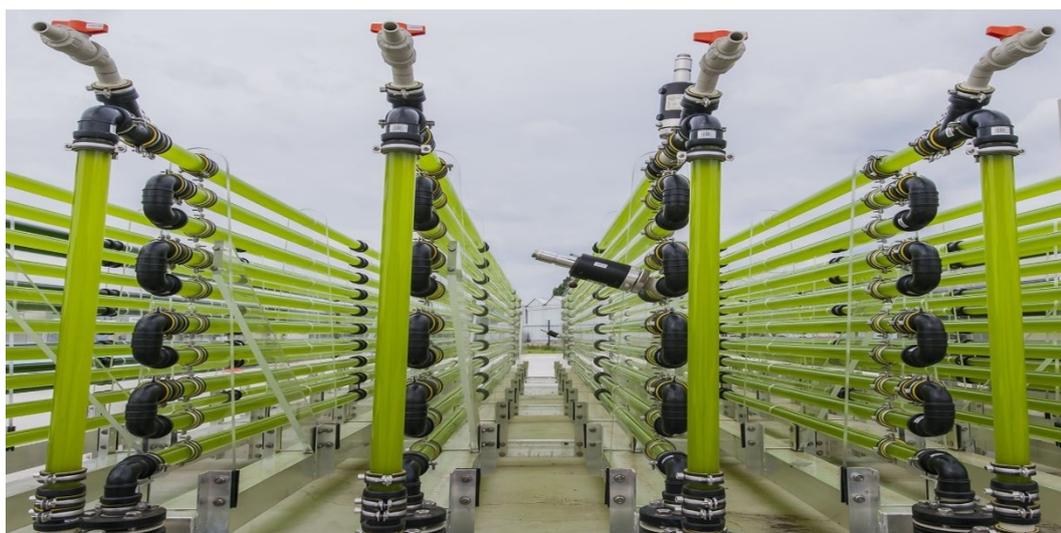
(Cyanotech, NELHA, Hawaii)

Figura 2.4 - Esempi di sistemi aperti totalmente artificiali, con mescolamento meccanizzato.

I sistemi chiusi [5] [6] [7] (Figura 2.5 e Figura 2.6) consistono invece di contenitori di varie geometrie, dimensioni e materiali, in cui il mescolamento avviene per via meccanica o per sufficiente agitazione generata collateralmente dall'immissione di CO<sub>2</sub> (*bubbling*), necessaria per la fotosintesi della coltura; possono essere illuminati a luce naturale, se disposti all'aperto, o a luce artificiale, se disposti al chiuso. Tali sistemi sono sicuramente più complessi e più dispendiosi in termini economici ed energetici (specialmente per i sistemi con illuminazione artificiale) e sono spesso soggetti a problematiche legate a surriscaldamento, incrostazione biologica, saturazione di ossigeno, durabilità dei materiali e generali difficoltà di scalabilità, che ne influenzano l'affidabilità e la necessità di manutenzione; in molti casi, ciò è prevalentemente giustificabile dal fatto che i sistemi chiusi possono essere tarati ed ottimizzati appositamente per la specifica coltura d'interesse. Essi offrono infatti gradi di flessibilità operativa e di controllo nettamente superiori rispetto ai sistemi aperti, relativamente ad un'ampia gamma di parametri di coltivazione, nello specifico sulla disponibilità di nutrienti, sulla presenza di eventuali contaminanti, rivali o predatori, sul mescolamento e sull'omogeneizzazione della coltura e dei suoi costituenti, e su altri fattori biotici e abiotici, come la temperatura, l'esposizione temporale, la composizione spettrale e l'intensità della luce, la salinità, il pH, la densità cellulare della coltura e l'auto-ombreggiamento che da essa viene causato, la concentrazione di CO<sub>2</sub> e ossigeno, l'evaporazione e la diluizione, il contenuto organico ed inorganico dell'acqua di coltura; la volatilità di queste condizioni nell'operazione dei sistemi aperti ne complica la gestione, spesso limitandone la produttività, compromettendone, parzialmente o totalmente, la qualità e la quantità della biomassa raccolta, mentre il successo delle colture chiuse, una volta definite le caratteristiche operative ottimali, è maggiormente garantita e comporta spesso livelli significativamente superiori di quantità, qualità, densità e concentrazioni di coltura, produttività temporali e spaziali. Di conseguenza, i sistemi chiusi sono indicati preferibilmente per la coltivazione intensiva e protetta di colture più delicate intese per l'estrazione e la produzione di composti pregiati specifici. Si utilizzano molte tipologie e configurazioni diverse di sistemi chiusi: tubulari; cilindrici, anulari, planari; verticali, orizzontali, inclinati, elicoidali; a collettore o a serpentina. Essi possono essere spazialmente disposti e orientati in vari modi per ridurre l'ingombro superficiale e volumetrico e possono sfruttare, tramite la permissione di percorsi ottici intelligenti e l'utilizzo di rivestimenti riflettenti sulle superfici contigue, anche luce diffusa e riflessa oltre che luce diretta. I materiali (plastici o vetrosi) utilizzati nella loro realizzazione, che siano contenitori rigidi oppure flessibili, devono essere trasparenti, meccanicamente robusti e chimicamente stabili per resistere alle sollecitazioni fisiche e biochimiche e per avere elevate aspettative di vita operativa. Il vantaggio offerto dall'illuminazione artificiale consiste nell'ulteriore controllo ed ottimizzazione relativamente ad intensità, composizione spettrale ed esposizione temporale della luce applicata alla coltura, che si traduce in maggiori livelli di produttività ed efficienze energetiche di sistema, a partire innanzitutto dall'efficienza fotosintetica. Ogni specie di microalga ha infatti intensità luminosa e fotoperiodo ottimali ed un caratteristico spettro di assorbimento fotosintetico, che non combacia esattamente con lo spettro di emissione solare; dunque, la possibilità di fornire ad una determinata coltura uno specifico spettro luminoso, con intensità ed esposizione temporale ottimizzati, composto prevalentemente da luce alle precise lunghezze d'onda adatte all'assorbimento costituisce un'importante opportunità di efficientamento energetico nel processo conversione dell'energia luminosa ad energia chimica che avviene durante la fotosintesi.



(ABiRe)

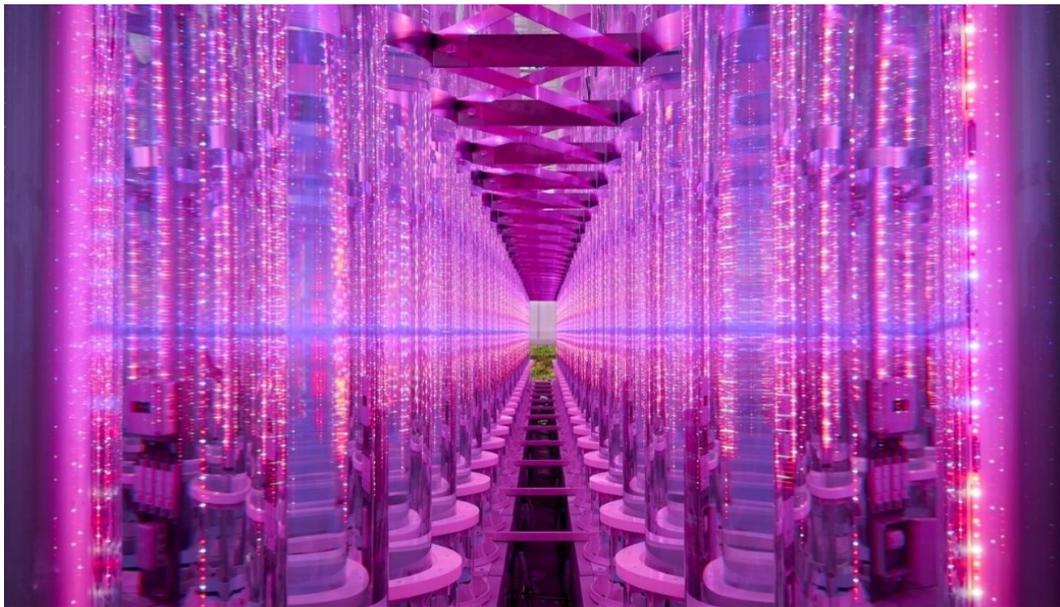


(WUR AlgaePARC)



(WUR AlgaePARC)

Figura 2.5 - Esempi di sistemi chiusi con illuminazione a luce naturale.



(Algademey)



(CICON)



(IMC)



(Enoil Bioenergies)



(Subitec)

Figura 2.6 - Esempi di sistemi chiusi con illuminazione a luce artificiale.

Oltre ai sistemi aperti e chiusi, in alcuni casi è possibile utilizzare impianti di coltivazione situati in acque aperte o sistemi di coltivazione al buio. [7] Gli impianti di coltivazione in acque aperte, in particolare quelli in zone costiere rispetto a quelli a largo (vista la presenza di barriere coralline), pongono rischi addizionali agli ecosistemi già presenti in quanto ne possono minare l'integrità e la biodiversità, se gestiti in difetto di cautela e sensibilità ambientale. Oltre alla semplice possibilità di raccogliere microalghe galleggianti, adeguatamente contenute, dalla superficie dell'acqua, sono utilizzabili anche dei fotobioreattori galleggianti ancorati al fondale costituiti da sacche plastiche trasparenti chiuse oppure da membrane contenenti la coltura verso cui è appositamente indirizzato il flusso delle acque reflue scaricate in mare. Per quanto riguarda i sistemi di coltivazione al buio, essi sfruttano l'abilità metabolica di alcuni (relativamente pochi) organismi eterotrofi o mixotrofi di proliferare anche in assenza, temporanea o perenne, di luce; in tali condizioni, sono necessarie quantità superiori di nutrienti (particolarmente di natura organica) introdotti nella coltura, ma l'obsolescenza e l'eliminazione dei pigmenti fotosintetici (clorofilla) incrementa la produttività volumetriche di proteine, lipidi e biomassa complessiva, poiché aumenta la massa cellulare a causa della maggior densità energetica dei nutrienti organici consumati in sostituzione alla CO<sub>2</sub>. Grazie all'assenza di fenomeni di auto-ombreggiamento, la coltivazione della coltura può avvenire in condizioni di elevata densità e concentrazione cellulare, incrementandone ulteriormente la produttività. Questa peculiare modalità di coltivazione è concepita principalmente per ottenere maggiori quantità di biomassa o estratti pregiati unici che vengono prodotti in condizioni non fototrofiche, pur dovendo rinunciare ai metaboliti originabili esclusivamente dal normale processo di fotosintesi.

Il confronto delle prestazioni tra sistemi aperti e chiusi e le rispettive tipologie e varianti non è semplice, poiché richiede la valutazione congiunta di molti parametri e fattori che non sono comparativamente compatibili in tutte le circostanze. Su un piano prettamente tecnico, i principali criteri di valutazione della produttività di una coltura di microalghe interessano i seguenti parametri: produttività volumetrica (VP: *volumetric productivity*), che corrisponde alla quantità giornaliera di biomassa prodotta per unità di volume occupato; produttività superficiale (AP: *areal productivity*), che corrisponde alla quantità giornaliera di biomassa prodotta per unità di superficie occupata; produttività superficiale luminosa (ISP: *illuminated surface productivity*), che corrisponde alla quantità giornaliera di biomassa prodotta per unità di superficie illuminata. Nonostante i sistemi chiusi non offrano alcun vantaggio in termini di produttività superficiali, sono drasticamente più performanti in termini di produttività volumetrica e concentrazione cellulare. [5]

In conclusione, sistemi aperti e sistemi chiusi (e le loro rispettive tipologie e varianti) hanno entrambi i loro pregi e difetti, quantificabili mediante criteri e metriche differenti; non dovrebbero essere considerati tecnologie totalmente competitive ma invece potenzialmente complementari, in base alle circostanze applicative: in alcuni contesti infatti potrebbe essere conveniente persino un approccio ibrido che utilizzi sia sistemi aperti che sistemi chiusi in fasi diverse della crescita di determinate colture, caratterizzate da sensibilità e necessità mutevoli durante il loro ciclo vitale. [7]

## 2.5. ADOZIONE ED APPLICAZIONE DELLE MICROALGHE SU LARGA SCALA: SFIDE ODIERNE E FUTURE

Per espandere ed elevare le microalghe dalla propria nicchia allo stato di fonte sostenibile di prodotti efficaci ed affidabili e rendere concretamente fattuale il loro promettente potenziale, nonostante considerevoli progressi e conquiste recenti, sono ancora necessari numerosi accorgimenti in tutti gli aspetti che le riguardano.

Sul piano scientifico, sussiste la premente necessità di proseguire, approfondire ed ampliare la ricerca e la conoscenza sulle numerosissime specie di microalghe e di caratterizzarne e definirne ulteriormente le proprietà, il contenuto biochimico, i processi metabolici ed i metaboliti da essi prodotti, la resilienza e la sensibilità alle variazioni delle condizioni ambientali e ad altri fattori biotici e abiotici, le interazioni con l'ambiente circostante ed il ruolo e le funzioni negli ecosistemi in cui si trovano. [2] [3] [4] Alcune specie di microalghe sono anche responsabili della produzione di diverse tossine e altri composti nocivi che hanno un effetto diretto sulla salute umana, animale e vegetale, o presentano comunque generali problemi di digeribilità nel contesto del consumo alimentare umano o animale; dunque, anche questi effetti collaterali richiedono un'estrema attenzione nelle fasi di selezione delle specie da coltivare e dell'applicazione a cui destinarle, oltre a ulteriori rigorosi ed approfonditi studi sulla caratterizzazione di molte specie di microalghe e del loro impatto ambientale indiretto sulla fauna e sulla flora, sia macroscopica che microscopica, degli ecosistemi con cui entrano in contatto, sia terrestri che acquatici.

La biotecnologia applicata alle microalghe ha compiuto e continua a compiere importanti progressi negli ultimi anni [2] [3] [4] [5]; sono stati sequenziati i genomi di migliaia di specie e ne sono state studiate e caratterizzate, parzialmente o totalmente, le proprietà biochimiche. Interventi controllati di ingegneria genetica, mirati ad emanciparne determinate caratteristiche e proprietà, sono stati tentati con discreto successo, grazie alla relativamente semplice struttura genetica delle microalghe rispetto ad altri organismi vegetali maggiori. Infatti, nonostante gli innumerevoli vantaggi che le microalghe presentano nelle numerose potenziali applicazioni menzionate, esse rimangono spesso organismi relativamente delicati e sensibili ad una vasta serie di fattori e condizioni ambientali, biotici e abiotici, e la loro suscettibilità ai quali ne limita e ne ostacola le aspirazioni di successo in termini di scalabilità industriale, diffusione e adozione commerciale. Di conseguenza, una delle possibili opzioni per migliorarne ulteriormente la resilienza e l'affidabilità generale consiste nello sviluppo di organismi geneticamente modificati (OGM) in possesso di caratteristiche e proprietà raffinate: resistenza maggiore a condizioni ambientali estreme, in termini di temperatura, salinità, pH, contaminazione e predazione da parte di altri organismi, agenti patogeni, sollecitazioni meccaniche, sostanze biocide; efficienze incrementate, in termini di fabbisogno nutrizionale e luminoso; produttività quantitativa e qualitativa superiore, in termini di contenuto nutrizionale, composizione biochimica, metaboliti pregiati e biomassa complessiva; riduzione o rimozione di sostanze nocive e tossine indesiderate. L'utilizzo dell'ingegneria genetica per produrre versioni ottimizzate geneticamente modificate di vari organismi, nonostante sia una delle nuove frontiere tecnologiche più entusiasmanti e promettenti, è un tema intensamente dibattuto, in chiave scientifica, tecnologica, politica ed etica, in una moltitudine di settori dell'attività umana, in particolare per gli eventuali rischi e le imprevedibili ripercussioni che potrebbero abbattersi sulle versioni native di tali organismi e in generale sul resto dell'ecosistema terrestre. Soprattutto nel caso di microrganismi come le microalghe, il rilascio inopportuno o la fuga accidentale da ambienti di laboratorio controllati ed isolati pone un rischio ambientale incalcolabile poiché le microalghe sono produttori primari nell'ecosistema del pianeta e la potenziale irrefrenabile proliferazione e sostituzione di varianti modificate potrebbe alterarne irrimediabilmente gli equilibri. La priorità imperativa è dunque quella di condurre rigorosi e cautelari studi sulla valutazione dei rischi, sulle strategie di contenimento e sulla regolamentazione normativa dell'implementazione di microalghe OGM laddove ne verrà eventualmente autorizzata l'applicazione sul campo.

Sul piano economico ed industriale, i problemi principali risiedono generalmente nelle questioni di scalabilità: i costi e le quantità di approvvigionamento dei loro nutrienti, in base alle fonti scelte, potrebbero essere improponibili o addirittura proibitivi; lo stesso vale per le tecniche e le tecnologie legate ai dispositivi e ai metodi selezionati per la loro coltivazione e raccolta, oltre che per i consumi energetici nell'operazione delle stesse, e che potrebbero non risultare nemmeno abbastanza efficaci, efficienti ed affidabili per ottenere e garantire con costanza produttività e qualità soddisfacenti. Tutto ciò richiede ulteriori avanzamenti ed innovazioni nell'ottimizzazione logistica e sinergica della filiera produttiva e dell'infrastruttura distributiva e nella maturazione tecnologica dei sistemi impiegati in tutte le sue fasi. [2] [3] [4] [5] [6] [7]

Sul piano commerciale, per raggiungere il successo a cui le microalghe meritano di aspirare, le sostanze estratte ed i prodotti da esse ottenuti devono essere sufficientemente sicuri ed efficaci in maniera dimostrabile, accertabile e quantificabile; ogni mercato ha le sue necessità e le proprie dinamiche di domanda e offerta, ogni settore applicativo contemplato possiede regolamenti normativi e standard di qualità che vengono rispettivamente esercitati e quantificati secondo diversi criteri e in funzione di diversi parametri. Ciò richiede ulteriore progresso nella standardizzazione e nella certificazione della qualità dei derivati della coltivazione di microalghe e nella loro complessiva regolamentazione normativa, in termini di coltivazione, raccolta, raffinazione ed applicazione. [2] [3] [4]

Sul piano politico e legislativo [3] [5] [6], le autorità intergovernative nazionali e sovranazionali, spronate dalla coscienza e dalla rinvigorita consapevolezza di un pubblico informato, devono, senza ambiguità, promuovere, incentivare e sovvenzionare ulteriormente progetti di ricerca e sviluppo scientifico e tecnologico; inoltre, devono lavorare a stretto contatto con le corrispondenti autorità regolamentative competenti e le altre parti interessate per sviluppare un quadro normativo che consenta di rimuovere gli ostacoli legali alla coltivazione, alla lavorazione e alla commercializzazione dei prodotti derivati da microalghe e permetterne l'adozione, la diffusione e l'applicazione su larga scala. Ciò richiede agli individui e agli enti coinvolti (pubblici e privati) volontà di acquisire consapevolezza, sensibilità e competenze sufficienti per riconoscere le promettenti potenzialità delle microalghe, in tutti i settori applicativi contemplati, e del loro possibile contributo nel portfolio delle opzioni da perseguire al fine di attuare l'urgente transizione energetica e convertire svariati settori dell'attività umana a versioni modernizzate, economicamente ed ecologicamente più sostenibili, in luce dell'aumento demografico globale (e del relativo fabbisogno alimentare, materiale ed energetico) e, nel complesso, del cambiamento climatico in atto.



### 3. SISTEMA DI ALIMENTAZIONE FOTOVOLTAICO CON ACCUMULO ENERGETICO

Il contesto inerente al presente lavoro di Tesi ha previsto il concepimento di un sistema di alimentazione fotovoltaico con accumulo energetico da applicare ad un impianto fotobioreattore a luce artificiale volto alla coltivazione di microalghe. La necessità di alimentazione elettrica dell'impianto fotobioreattore deriva prevalentemente dall'utilizzo di illuminazione artificiale, oltre che dai vari sistemi ausiliari eventualmente presenti, ma non presi in considerazione in questa sede; l'illuminazione artificiale considerata è di tipo LED (*Light Emitting Diode*), per via dei requisiti energetici particolarmente esigui e delle efficienze nettamente superiori rispetto ad altre tipologie di illuminazione.

La scelta di una sorgente energetica di natura fotovoltaica deriva prevalentemente, sul piano pratico, dall'incentivo a sviluppare un sistema che si regga, anche solo in parte, sull'autoproduzione energetica e dunque, a fronte di un investimento iniziale superiore, operante nel complesso in modo potenzialmente più economico; sul piano filosofico/etico invece, la motivazione risiede nella propensione alla coerenza con i fini funzionali ed applicativi del sistema, in termini di sostenibilità energetica ed ambientale.

L'inclusione di un sistema di accumulo energetico, nello specifico ad una tensione nominale pari a 48V, è finalizzata ad una superiore utilizzazione dell'energia generata dall'impianto fotovoltaico, da cui consegue ulteriore autosufficienza energetica o, potenzialmente, la completa indipendenza energetica dalla rete elettrica.

Inoltre, in luce della natura DC del carico da alimentare e della sorgente energetica scelta, è emersa l'interessante prospettiva di confrontare in maniera generale le caratteristiche e le prestazioni di un ipotetico sistema di tipo AC (220/230V<sub>AC</sub>, 50Hz) rispetto ad un ipotetico sistema di tipo DC (48V<sub>DC</sub>). Poiché il carico da alimentare (escludendo gli eventuali carichi ausiliari presenti, ma non considerati) è di natura DC, un sistema interamente di tipo DC dovrebbe risultare presumibilmente più efficiente rispetto ad un sistema di tipo AC, che invece comporterebbe inevitabilmente conversioni energetiche ulteriori; successivamente, tale previsione è stata confermata e consolidata, almeno in linea teorica, mediante lo svolgimento di calcoli relativi alle massime efficienze complessive di sistema raggiungibili, eseguiti in seguito. Nonostante raggiunga minori efficienze, un ipotetico sistema di tipo AC offre potenzialmente altri vantaggi, poi esplorati estensivamente, rispetto ad un ipotetico sistema di tipo DC, non esclusivamente per la non indifferente possibilità di alimentare altri carichi ausiliari di natura AC eventualmente presenti e funzionali al sistema (come specificato precedentemente, qui non considerati), ma anche e soprattutto per l'intrinseca superiore predisposizione all'interfacciamento diretto con la rete e dunque al funzionamento *on-grid*.

È stata quindi eseguita una ricerca di mercato volta all'analisi comparativa e alla determinazione di un insieme esemplificativo di dispositivi (appartenenti alle categorie di primaria importanza) che siano adatti alla natura dei sistemi (DC e AC) e agli scenari di alimentazione (*on-grid* e *off-grid*) contemplati, oltre che alla tipologia di carico da alimentare (illuminazione LED); tale ricerca si è conclusa con la tabulazione di tali dispositivi, e delle relative caratteristiche e prestazioni rilevanti, da cui è stata estrapolata la selezione di un numero ristretto di essi, sulle cui prestazioni poter successivamente basare ulteriori calcoli volti al dimensionamento energetico di sistema.

Sono stati esclusi dalla ricerca le tipologie e gli esemplari di pannelli fotovoltaici potenzialmente utilizzabili oltre ad altri dispositivi/componenti di sistema relativamente di secondaria importanza (interruttori, fusibili e altri elementi di protezione, cablaggio vario...).

Le varie tipologie di dispositivo sono state poi descritte nelle loro caratteristiche principali, con particolare focalizzazione sulle funzionalità e sulle prestazioni salienti che fossero compatibili con la varietà di criteri e parametri di concepimento del sistema.

I dispositivi selezionati e le loro caratteristiche e prestazioni di rilievo sono stati adeguatamente tabulati all'interno dell'Appendice A.

### 3.1. REGOLATORE DI CARICA SOLARE

Un regolatore di carica è, in essenza, un convertitore elettronico di potenza DC/DC inteso per regolare la carica di una batteria ad esso collegata, modulandone la tensione e la corrente che le vengono fornite da una sorgente di potenza non regolata; in particolare, un regolatore di carica solare prevede che la sorgente di potenza in ingresso sia di natura fotovoltaica. Lo scopo principale di tale dispositivo è di proteggere la batteria evitando che venga eccessivamente sovraccaricata; dalla sua operazione consegue anche la protezione dell'impianto fotovoltaico, poiché evita che, in assenza di luce (sufficiente), la batteria si scarichi facendo circolare corrente inversa attraverso i pannelli (banalmente, grazie alla presenza di un diodo di blocco). Esistono due principali tipologie, attualmente rilevanti, di regolatore di carica solare: PWM e MPPT.

I regolatori di carica solare PWM (Pulse Width Modulation) sono convertitori DC/DC basati su un'architettura circuitale che interfaccia la tensione fotovoltaica e la tensione di batteria in modo diretto attraverso un interruttore elettronico semiconduttore a commutazione che opera modulando l'ampiezza degli impulsi di tensione per regolare la corrente erogata alla batteria in base alle necessità dello stato di carica rilevato. Sono generalmente più semplici ed economici, ma anche meno efficienti, a causa della tipologia di conversione che eseguono; di conseguenza, sono preferibili per applicazioni a potenza relativamente minore, in cui la potenza persa non è di entità tale da giustificare il costo di un dispositivo più efficiente. Questi regolatori di carica interfacciano l'impianto fotovoltaico con la batteria in modo diretto, costringendo la tensione fotovoltaica in ingresso ad eguagliare il livello richiesto in uscita dalla batteria, allontanandola dal valore corrispondente alla massima erogazione di potenza, con conseguente diminuzione di potenza trasmessa alla batteria rispetto alla massima potenza fotovoltaica generabile; durante la carica, sussiste inizialmente una fase di carica a corrente (quasi) costante, in cui la tensione della batteria cresce e la tensione d'uscita del regolatore ne segue il profilo di carica, fino al raggiungimento di uno stato di carica oltre il quale prosegue una fase di carica a tensione costante, in cui la corrente d'uscita del regolatore, regolata dall'azione modulante del funzionamento PWM dell'interruttore, diminuisce gradualmente fino a quando, a carica completata, si instaura la condizione di mantenimento della carica della batteria, caratterizzata dall'erogazione occasionale di una corrente (di mantenimento) particolarmente esigua finalizzata alla compensazione dei fenomeni di auto-scarica della batteria. Affinché la carica avvenga, la tensione d'uscita del regolatore di carica deve essere, in ogni istante, leggermente maggiore della tensione della batteria. L'erogazione di tensione e corrente varia in funzione dell'ampiezza degli impulsi di tensione generati: sia la tensione media che la corrente media sono maggiori quando gli impulsi di tensione, a parità di periodo di modulazione, sono più ampi. Poiché l'interfacciamento è diretto, per massimizzare l'efficienza della conversione la tensione nominale complessiva dell'impianto fotovoltaico deve corrispondere alla tensione nominale della batteria.

I regolatori di carica solare MPPT (Maximum Power Point Tracking) sono invece convertitori DC/DC basati su un'architettura circuitale, affine a quella DC/AC/DC con trasformatore ad alta frequenza, che attua un disaccoppiamento elettrico tra le grandezze in ingresso e le grandezze in uscita. Sono più complessi e costosi, ma anche notevolmente più efficienti, grazie all'azione di tracciamento del punto di massimo nella caratteristica di potenza dell'impianto fotovoltaico che permette di estrarne la massima potenza a prescindere dalle condizioni operative e meteorologiche; di conseguenza, sono preferibili per applicazioni a potenza relativamente maggiore, in cui la potenza eventualmente persa sarebbe di entità tale da legittimare l'utilizzo di un dispositivo, seppur meno economico, più efficiente. Questi dispositivi rilevano, in ogni istante, la tensione corrispondente al punto di massima potenza complessivamente generabile dall'impianto fotovoltaico al fine di mantenere la tensione dell'impianto a tale valore, convertendola ad una tensione tale da massimizzare la corrente erogata alla batteria (e dunque, anche la potenza fotovoltaica generata e, tralasciando le perdite intrinseche alla conversione, ad essa trasmessa). Di fatto, questi regolatori di carica operano in modo tale da apparire all'impianto fotovoltaico come un'impedenza pari all'impedenza caratteristica complessiva propria dell'impianto, massimizzandone quindi l'estrazione di potenza e, di conseguenza, l'efficienza. Il tracciamento ottimale del profilo di carica della batteria, in tutte le sue, avviene in modo analogo ai regolatori di carica PWM. Poiché tali regolatori di carica disaccoppiano il circuito in ingresso da quello in uscita, è possibile interfacciare alla batteria impianti fotovoltaici a tensione nominale notevolmente diversa (in particolare, maggiore) senza particolare perdita di efficienza, consentendo quindi maggiori flessibilità nella configurazione e nel collegamento (in serie e in parallelo) dei pannelli dell'impianto (potenzialmente anche con ulteriori risparmi economici e materiali nel dimensionamento del cablaggio necessario) (Figura 3.1).

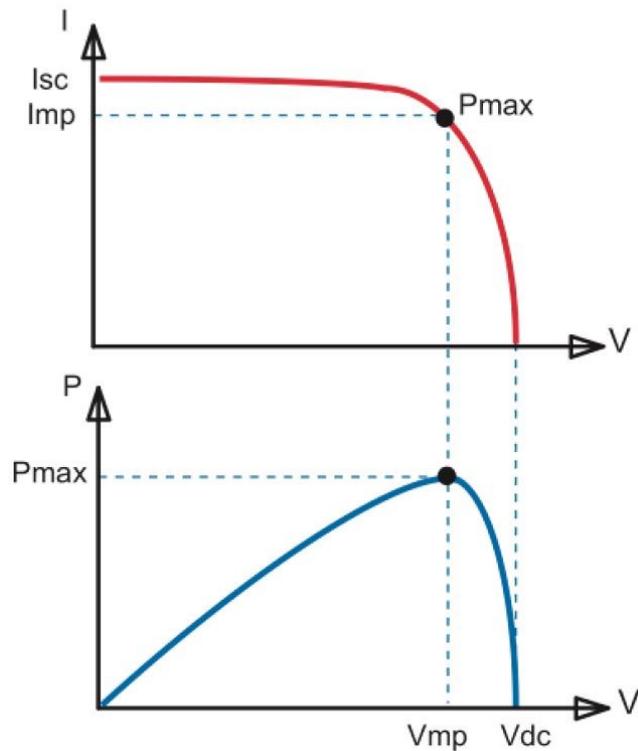


Figura 3.1 - Punto di massima potenza nella caratteristica di corrente (I-V) e di potenza (P-V) di un generico dispositivo fotovoltaico (Victron).

Essendo i regolatori di carica concepiti principalmente per regolare il processo di carica della batteria a cui sono collegati, nel contesto di un sistema di alimentazione fotovoltaico con accumulo energetico, il carico da alimentare (che, in assenza di inverter a valle del regolatore di carica, dovrà necessariamente essere di tipo DC) deve essere eventualmente connesso direttamente in parallelo alla batteria, formando nella pratica un DC-BUS in cui la batteria funge da stabilizzatore di tensione (poiché la generazione fotovoltaica è, per sua stessa natura, intermittente ed incostante) e da sorgente energetica di riserva: quando la potenza fotovoltaica è superiore alla potenza di carico, la batteria ne assorbe la differenza (entro i limiti di corrente/potenza massima assorbibile e capacità libera della batteria); viceversa quando la potenza fotovoltaica è inferiore alla potenza di carico, la batteria ne fornisce la differenza (entro i limiti di corrente/potenza massima erogabile e capacità residua della batteria). Tra i dispositivi di taglio minori, quelli più sofisticati prevedono spesso uscite di carico dedicate (seppur a corrente/potenza ridotta rispetto alla taglia del dispositivo), intese solamente per carichi non essenziali e di modesta entità, che includono anche un sistema di protezione LVD (*Low Voltage Disconnect*) che interrompe il collegamento tra il carico e la batteria quando la tensione di batteria diminuisce oltre una determinata soglia di scarica eccessiva; dunque, un carico collegato direttamente in parallelo alla batteria necessita potenzialmente di un interruttore di protezione separato per scollegare il carico nel caso di superamento di tale soglia, o comunque nel caso di sovraccarico (corrente richiesta dal carico maggiore della corrente erogabile dalla batteria), anche se in questo caso può essere sufficiente l'utilizzo di un fusibile. Le batterie più sofisticate possiedono un BMS (*Battery Management System*) integrato che include queste funzioni di protezione.

In generale, i regolatori di carica solare possono disporre, grazie alla loro circuiteria interna e alla presenza di microprocessori e microcontrollori, di una serie di funzioni ausiliarie volte all'impostazione di parametri e di preferenze personalizzabili, per adeguare il dispositivo alle esigenze del sistema (in particolare, alla tipologia e alla tensione di batteria) e dell'utente, al monitoraggio delle condizioni di funzionamento del sistema (in particolare, delle grandezze elettriche misurate e della temperatura della batteria), rivolto sia verso l'impianto fotovoltaico in ingresso che verso la batteria in uscita, alla diagnostica di condizioni di funzionamento anomale o situazioni di guasto, che vengono mitigate o arginate grazie alla presenza di circuiteria di protezione dedicata, e ad interventi di auto-manutenzione (per esempio, l'equalizzazione delle tensioni di ogni batteria connessa in parallelo a formare il sistema di accumulo energetico). La selezione dei parametri e la visualizzazione delle condizioni di funzionamento vengono permesse dalla presenza, nei modelli più semplici ed economici, di tasti di controllo e indicatori luminosi, oppure, nei modelli più sofisticati e costosi, di uno schermo LCD digitale; spesso questi ultimi prevedono anche l'inclusione di collegamenti ulteriori per la comunicazione e la coordinazione con altri dispositivi compatibili interni (regolatori di carica in parallelo oppure inverter per l'alimentazione di carichi in AC) o esterni (computer locali LAN) al sistema (i dispositivi più sofisticati consentono la comunicazione anche tramite connettività Bluetooth, per l'interazione locale, ed Ethernet o Wi-Fi per il monitoraggio a distanza, e prevedono l'integrazione con applicazioni mobili dedicate). Inoltre, molti modelli sono collegabili in parallelo con altri modelli uguali (o dello stesso marchio) per espandere in maniera modulare la potenza e la capacità complessiva di accumulo energetico del sistema. I regolatori di carica solare sono però concepiti esclusivamente per il funzionamento autonomo in isola (*off-grid*) e non prevedono l'allacciamento diretto alla rete; di conseguenza, un sistema che gravita attorno ad un regolatore di carica solare, per ottenere il funzionamento *on-grid*, necessita di un ulteriore dispositivo adeguato, ossia un inverter (possibilmente a funzionamento bidirezionale), che interfacci il DC-BUS del sistema con la rete in AC.

I regolatori di carica solare sono classificati principalmente in base alla massima tensione e alla massima potenza in ingresso (corrispondenti rispettivamente alla massima tensione a vuoto e alla massima potenza di picco dell'impianto fotovoltaico collegabile in ingresso) e alla massima corrente di carica erogabile (corrispondente alla massima corrente di cortocircuito dell'impianto fotovoltaico, e che deve essere compatibile con la massima corrente di carica assorbibile dalla batteria selezionata).

I criteri considerati per la ricerca e la selezione dei dispositivi ipoteticamente adeguati al sistema concepito sono i seguenti:

- tipologia MPPT
- compatibilità (anche) con la tensione nominale di batteria pari a 48V
- compatibilità (anche) con batteria al litio
- espandibilità modulare del sistema tramite connessione in parallelo di dispositivi affini

Altri criteri a cui è stata dedicata attenzione preferenziale sono: elevata tensione a vuoto ed elevata potenza di picco accettate in ingresso; elevata corrente/potenza gestibile; elevata efficienza di conversione.

I marchi selezionati includono: Steca, Western, Victron Energy, Schneider Electric, OutBack Power, Morningstar, Epever, AERL; numerosi marchi offrono una moltitudine di modelli (e versioni del medesimo modello) che differiscono sia per prestazioni (tensione a vuoto massima in ingresso, corrente/potenza massima gestibile, tensioni e tipologie di batteria compatibili, efficienza) che per caratteristiche accessorie e funzionalità aggiuntive.

### 3.2. INVERTER IBRIDO SOLARE

Un inverter ibrido è, in essenza, un dispositivo che integra le funzionalità di un inverter standard con le funzionalità di un caricatore/inverter per batteria; in particolare, un inverter ibrido solare prevede che la sorgente di potenza in ingresso al sistema (lato DC) sia di natura fotovoltaica, mentre la potenza in uscita dal sistema (lato AC) è chiaramente di natura alternata monofase (o, in alcuni casi, trifase). L'integrazione di entrambe queste funzionalità distinte in un unico dispositivo costituisce l'ultima frontiera tecnologica nei settori applicativi attinenti e consente, in cambio di modularità e flessibilità parzialmente ridotte, di ottenere un sistema (con accumulo energetico integrato) complessivamente più economico ed efficiente. Invece, in un sistema privo di accumulo energetico, pur essendo comunque utilizzabile anche un inverter ibrido solare (nello specifico, con logica preventiva rispetto alla successiva aggiunta di accumulo energetico), sarebbe sufficiente, per ovvi motivi, un inverter solare standard, che è relativamente più economico; una tale scelta però richiederebbe eventualmente un ulteriore regolatore di carica solare (se la batteria dovesse interfacciarsi sul lato DC di un sistema accoppiato in DC) o inverter di batteria (se la batteria dovesse interfacciarsi sul lato AC di un sistema accoppiato in AC) per una successiva espansione con inclusione di accumulo energetico.

Gli inverter ibridi solari, diversamente dai regolatori di carica solare, sono generalmente concepiti, in base allo specifico esemplare, per poter operare, solo o anche, parzialmente o totalmente, in modalità *on-grid* (allacciati alla rete) oppure in modalità *off-grid* (isolati dalla rete); gli inverter ibridi solari più sofisticati sono dotati, relativamente alla rete, di piene funzionalità interattive bidirezionali (funzionamento *on-grid* e *off-grid* totale) e vengono definiti multimodali. Quando la potenza fotovoltaica è superiore alla potenza di carico, la batteria ne assorbe la differenza (entro i limiti di corrente/potenza massima assorbibile e capacità libera della batteria); viceversa quando la potenza fotovoltaica è inferiore alla potenza di carico, la batteria ne fornisce la differenza (entro i limiti di corrente/potenza massima erogabile e capacità residua della batteria). Quando lo stato di carica del sistema di accumulo non consente di adempiere alle necessità energetiche del sistema, qualsiasi eccesso di generazione o di consumo energetico, in base alle funzionalità interattive del dispositivo rispetto alla rete, può eventualmente essere gestito rispettivamente tramite esportazione o importazione di energia. Poiché gli inverter ibridi solari costituiscono l'ultima frontiera tecnologica nei settori applicativi attinenti, al momento sussiste una vasta varietà di tipologie per cui persiste ancora una relativamente scarsa standardizzazione, in termini di compatibilità e funzionalità. Inoltre, molti inverter ibridi solari presentano un primo stadio di conversione DC/DC in ingresso con una logica di tipo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), mentre alcuni richiedono un regolatore di carica solare MPPT separato da installare tra l'impianto fotovoltaico e l'ingresso dell'inverter.

In generale, gli inverter ibridi solari, similmente ai regolatori di carica solare (che in molti modelli sono tecnicamente, a tutti gli effetti, racchiusi all'interno del dispositivo), possono disporre, grazie alla loro circuiteria interna e alla presenza di microprocessori e microcontrollori, di una serie di funzioni ausiliarie volte all'impostazione di parametri e di preferenze personalizzabili, per adeguare il dispositivo alle esigenze del sistema (in particolare, alla tipologia e alla tensione di batteria) e dell'utente, al monitoraggio centralizzato delle condizioni di funzionamento del sistema (in particolare, delle grandezze elettriche misurate in ingresso ed in uscita, oltre che nella batteria), alla diagnostica di condizioni di funzionamento anomale o situazioni di guasto, che vengono mitigate o arginate grazie alla presenza di circuiteria di protezione dedicata, e ad interventi di auto-manutenzione (per esempio, l'equalizzazione delle tensioni di ogni batteria connessa in parallelo a formare il sistema di accumulo energetico). La selezione dei parametri e la visualizzazione delle condizioni di funzionamento vengono permesse dalla presenza, nei modelli più semplici ed economici, di tasti di controllo e indicatori luminosi, oppure, nei modelli più sofisticati e costosi, di uno schermo LCD digitale; spesso questi ultimi prevedono anche l'inclusione di collegamenti ulteriori per la comunicazione e la coordinazione con altri dispositivi compatibili interni (inverter ibridi in parallelo, oppure altri inverter o regolatori di carica) o esterni (computer locali LAN) al sistema (i dispositivi più sofisticati consentono la comunicazione anche tramite connettività Bluetooth, per l'interazione locale, ed Ethernet o Wi-Fi per il monitoraggio a distanza, e prevedono l'integrazione con applicazioni mobili dedicate). Inoltre, molti modelli sono collegabili in parallelo con altri modelli uguali (o dello stesso marchio) per espandere in maniera modulare la potenza e la capacità complessiva di accumulo energetico del sistema, oppure in alcuni casi per formare in uscita sistemi alternati trifase a partire da dispositivi con uscita alternata monofase.

Gli inverter ibridi solari, conseguentemente alla loro complessità e diversità, strutturali e funzionali, presentano una notevole varietà di architetture circuitali interne, ma sono classificati principalmente in base alla massima tensione e alla massima potenza in ingresso (corrispondenti rispettivamente alla massima tensione a vuoto e alla massima potenza di picco dell'impianto fotovoltaico collegabile in ingresso), alle funzionalità interattive relativamente alla rete (funzionamento, totale o parziale, di tipo *on-grid* e/o *off-grid*), alla massima potenza erogabile in uscita al carico e alla sua natura (alternata monofase o trifase).

I criteri considerati per la ricerca e la selezione dei dispositivi ipoteticamente adeguati al sistema concepito sono i medesimi adottati nella sezione dedicata ai regolatori di carica solare.

Inoltre, per evitare la moltiplicazione dei dispositivi selezionati e delle loro rispettive combinazioni e configurazioni, è risultata prioritaria la selezione di dispositivi il più possibile completi per quanto riguarda le piene funzionalità interattive *on-grid* e *off-grid*, in modo tale da poter considerare i medesimi dispositivi, senza la necessità di includere ulteriori regolatori di carica solare o inverter standard, in ogni scenario di alimentazione (*on-grid* o *off-grid*) contemplato; nonostante ciò, alcuni dispositivi adatti prevalentemente o solamente ad alcuni casi sono stati comunque selezionati, a scopo esemplificativo.

Altri criteri a cui è stata dedicata attenzione preferenziale sono: elevata tensione a vuoto ed elevata potenza di picco accettate in ingresso; elevata potenza erogabile in uscita; elevata efficienza di conversione.

I marchi selezionati includono: Steca, Western, Victron Energy, Ingeteam, GoodWe.

Alcuni di questi e numerosi altri marchi offrono una moltitudine di modelli che differiscono sia per prestazioni (tensione a vuoto e potenza di picco massime in ingresso, potenza massima erogabile in uscita, tensioni e tipologie di batteria compatibili, efficienza) che per caratteristiche accessorie e funzionalità addizionali; sono spesso disponibili anche modelli privi di regolatore di carica solare MPPT integrato, modelli dedicati esclusivamente al funzionamento *on-grid* o *off-grid*, oppure limitati in una delle due modalità di funzionamento (funzionamento *off-grid* solo parziale/temporaneo, funzionamento *on-grid* non bilaterale, funzionamento pienamente *off-grid* incompatibile con l'allacciamento alla rete ma compatibile solo con un eventuale gruppo elettrogeno ausiliario).

Questi altri marchi includono: Schneider Electric, OutBack Power, GroWatt, SolarEdge, Solax Power, Fronius, Huawei, SMA, SunGrow, Enphase, Solis, Solark.

### 3.3. SISTEMA DI ACCUMULO ENERGETICO

Uno dei criteri adottati nel concepimento del sistema in esame consiste nell'utilizzo di un sistema di accumulo energetico basato sulla tecnologia delle batterie agli ioni di litio (Li-ion), in virtù delle prestazioni offerte, che (nonostante le proprie problematiche, prevalentemente relative a questioni di sicurezza operativa dovute all'elevata reattività del litio con ossigeno e acqua) sono generalmente superiori rispetto ad altre chimiche (per esempio, al piombo o al nichel-metallo idruro), in termini di: densità energetica (di capacità) e densità di potenza (specifiche e volumetriche); (densità di) corrente erogata e tensione di cella; profilo di (s)carica (caratteristica tensione-tempo); reversibilità chimica, effetto memoria e profondità di scarica; ritenzione di capacità, durata di vita e numero di cicli; efficienza; altre qualità miscelate (auto-scarica, temperatura operativa, resistenza interna, sensibilità, resilienza e tolleranza a diversi parametri e condizioni d'esercizio).

Tali batterie presentano, in base alla specifica applicazione di destinazione, una varietà innumerevole di formati e dimensioni caratterizzate da una notevole diversità di elettrodi (positivo e negativo, che durante il processo di scarica rivestono rispettivamente i ruoli di catodo e anodo; viceversa durante il processo di carica) ed elettroliti (ed altri componenti relativamente di secondaria importanza: collettori di corrente, morsetti, separatori, involucri e contenitori), che ne determinano le reazioni di ossidoriduzione (*redox*) che avvengono al loro interno e le conseguenti proprietà e prestazioni; in particolare, le tipologie più diffuse sono: elettrodo negativo (durante la scarica: anodo) ad intercalazione a base di grafite, titanato di litio o carbonio-silicio; elettrolita, liquido (solvente organico non acquoso) o solido/polimerico (batterie Li-PO) ad elevata conduttività ionica, a base di sali di litio; elettrodo positivo (durante la scarica: catodo) ad intercalazione a base di ossidi misti, tra cui ossido di litio-cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ) o le relative varianti con specifici elementi additivi, come ossido di litio-nichel-manganese-cobalto ( $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$ , con  $x + y + z \leq 1$ ) e ossido di litio-nichel-cobalto-alluminio ( $\text{LiNi}_x\text{Co}_y\text{Al}_z\text{O}_2$ , con  $x + y + z \leq 1$ ), ossido di litio-manganese ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) o le relative varianti, oppure ancora ossido di litio-ferro-fosforo ( $\text{LiFePO}_4$ ).

In aggiunta, batterie più sofisticate sono spesso equipaggiate con un sistema di circuiteria integrata BMS (*Battery Management System*) dedicato a specifiche funzioni di gestione, monitoraggio, controllo e regolazione delle condizioni operative della batteria a scopo protettivo (protezione da carica a polarità inversa, carica/scarica eccessiva, surriscaldamento).

I dispositivi di accumulo selezionati in questo contesto derivano dai marchi/modelli comunemente compatibili con i dispositivi primari di conversione considerati e sono prodotti principalmente da: Pylontech (Figura 3.2), BYD e LG Chem; oltre al requisito imprescindibile di offrire tensione nominale pari a 48V, le caratteristiche a cui è stata dedicata maggiore attenzione sono: capacità, corrente/potenza massima gestibile, efficienza.



Figura 3.2 – Esempio di sistema di accumulo energetico (Pylontech US2000C).

### 3.4. DRIVER LED

Un driver LED è, in essenza, un convertitore elettronico di potenza, basato su una moltitudine di possibili configurazioni ed architetture circuitali, inteso per interfacciare un dispositivo/sistema di illuminazione LED (di natura DC) con la sorgente di energia elettrica da cui trae alimentazione, regolandone la tensione e la corrente e proteggendolo da fluttuazioni, disturbi o anomalie in esse presenti. I LED, nonostante i loro distintivi pregi in termini di consumi ed efficienze, sono dispositivi di potenza notevolmente esigua, particolarmente delicati e suscettibili alle variazioni delle condizioni (grandezze) elettriche in (con) cui vengono alimentati; di conseguenza, l'alimentazione di un dispositivo/sistema di illuminazione LED necessita di un dispositivo di conversione intermedio che ne assicuri l'erogazione di corrente costante alla specifica tensione richiesta, in modo da mantenerne costante la temperatura di funzionamento e garantirne una durata di vita ottimale alle migliori prestazioni. I LED sono caratterizzati da una specifica tensione diretta (solo oltre la quale avviene la circolazione di corrente, e quindi, l'emissione luminosa) che durante il funzionamento del LED, a causa dell'aumento di temperatura indotto dalla dissipazione termica dovuta alla circolazione di corrente, diminuisce; di conseguenza, senza un accurato controllo del LED, anche la corrente circolante nel LED aumenta, instaurando così una condizione di instabilità circolare degenerare nota come fuga termica (*thermal runaway*).

I driver LED possono essere integrati (interni) al dispositivo LED oppure separati (esterni) da (ad) esso; includono spesso funzionalità, più o meno estese, di *dimming* (regolazione dell'intensità luminosa, proporzionale alla corrente che attraversa gli strati di materiale semiconduttore del LED), eseguito tramite componentistica e modalità diverse, o possono esserne adibiti tramite integrazione con altri dispositivi di *dimming* esterni.

Esistono due principali tipologie di driver LED: a corrente costante e a tensione costante; ogni tipologia ha specifiche funzioni e contesti d'uso.

I driver LED a corrente costante mantengono costante la corrente erogata al LED, permettendo alla tensione di variare, entro limiti definiti, in funzione delle condizioni di carico e di alimentazione; in particolare consentono di connettere più dispositivi LED in serie a formare un'unica stringa alimentata tramite il medesimo driver mantenendo invariata la corrente erogata.

I driver LED a tensione costante mantengono costante la tensione erogata al LED, permettendo alla corrente di variare, entro limiti definiti, in funzione delle condizioni di carico e di alimentazione; in particolare consentono di connettere in parallelo più dispositivi LED in stringa ed alimentarli tramite il medesimo driver mantenendo invariata la tensione erogata. Poiché una corrente di alimentazione costante è sempre la priorità principale per un dispositivo LED, in base alla particolare applicazione considerata (specialmente se il dispositivo LED non include già una resistenza zavorra o un driver LED a corrente costante interno), in molti casi può essere raccomandabile, se non imperativo, utilizzare un driver LED addizionale a corrente costante, a valle del driver LED a tensione costante, che svolga la regolazione della corrente in modo autonomo.

La sorgente energetica da interfacciare al dispositivo/sistema di illuminazione LED può essere di tipo DC o AC; conseguentemente, i driver LED si differenziano ulteriormente in: driver LED DC-DC e driver LED AC-DC.

I driver LED DC-DC accettano in ingresso solamente sorgenti continue ed erogano direttamente grandezze elettriche continue.

I driver LED AC-DC accettano in ingresso direttamente sorgenti alternate ed erogano, tramite semplice trasformazione, grandezze elettriche alternate (alimentatori LED), oppure direttamente grandezze elettriche continue (se includono circuiteria di adeguata competenza). Anche in presenza di una sorgente energetica AC, in base alla particolare applicazione considerata (specialmente se il dispositivo LED non include già circuiteria adeguata all'interfacciamento con una sorgente AC o adibita alla regolazione di corrente), oltre ad un driver LED AC-DC in molti casi può essere raccomandabile, se non imperativo, utilizzare un driver LED DC-DC addizionale, a valle del precedente.

Principalmente, i dispositivi/sistemi di illuminazione LED vengono alimentati a partire da una sorgente elettrica alternata e, per essere alimentati correttamente, necessitano dunque di uno stadio di conversione AC/DC (a valle di un eventuale stadio di trasformazione AC/AC) e di uno stadio di regolazione in DC (specialmente della corrente, da cui dipendono l'intensità, la costanza, la stabilità e la qualità dell'emissione luminosa); tali operazioni possono essere svolte da più dispositivi a cascata oppure da un unico dispositivo che le svolga in maniera integrata.

Considerata l'enorme vastità di driver LED esistenti in commercio, sono stati indicati a priori come ipoteticamente adeguati al sistema concepito, alla luce di esperienza pratica pregressa, i seguenti:

- Cincon DLD-C035 DC-DC Constant Current LED Driver
- Mean Well HLG-600H AC-DC Constant Voltage + Constant Current LED Driver

Il primo è inteso come driver LED DC-DC a corrente costante in un sistema DC, mentre il secondo è inteso come ulteriore driver LED AC-DC, da operare a tensione costante, da anticipare a monte al driver LED DC-DC a corrente costante in un sistema AC.



## 4. IMPIANTO FOTOBIOREATTORE

Essendo il presente lavoro di Tesi parte di un progetto più ampio avviato in precedenza, era già stato realizzato un impianto fotobioreattore pilota (Figura 7), la cui illuminazione artificiale LED trae alimentazione dalla rete; questa sezione del lavoro è dedicata prevalentemente all'iter progettuale di nuove schede PCB (*Printed Circuit Board*) per i LED, sviluppate e prodotte per essere incluse in una versione aggiornata delle lampade LED già utilizzate nella versione precedente dell'impianto, e al loro successivo assemblaggio, poi installate nell'impianto pilota in sostituzione delle lampade LED preesistenti, ora obsolete. Delle numerose caratteristiche certamente di rilievo delle nuove lampade, la potenza elettrica necessaria alla loro alimentazione, in particolare, ha costituito un'informazione essenziale per i calcoli di dimensionamento energetico eseguiti successivamente.

Dal contesto del progetto più ampio si evince che la scelta di utilizzare un fotobioreattore a luce artificiale è stata motivata in generale dagli stessi fattori descritti in precedenza.



Figura 7 - Impianto fotobioreattore pilota (versione precedente).

#### 4.1. LED

Essendo il presente lavoro di Tesi parte di un progetto più ampio, i LED (*Light Emitting Diode*) da utilizzare erano già stati precedentemente definiti.

I LED predefiniti (Figura 8 e Figura 9), scelti per l'efficienza particolarmente elevata che offrono, sono prodotti da CREE LED e sono i seguenti modelli:

- XLamp XP-G3 Royal Blue
- XLamp XP-G3 Photo Red

Tali LED offrono un'emissione luminosa di caratteristiche tali da produrre uno spettro complessivo (Figura 10) che si sovrappone con efficacia allo spettro di assorbimento della microalga da coltivare (picchi nel blu, a 450nm, e nel rosso, a 660nm), senza presentare picchi superflui, con conseguente incremento dell'efficienza fotosintetica della coltura.



Figura 8 - LED predefiniti selezionati: CREE LED XLamp XP-G3 Royal Blue e Photo Red.

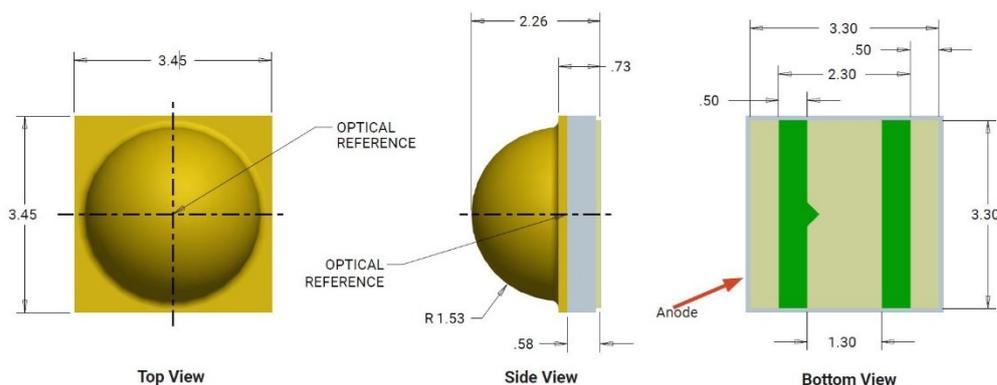


Figura 9 - LED XLamp XP-G3 (dimensioni in mm); a sinistra: vista dall'alto (*Top View*); al centro: vista di lato (*Side View*); a destra: vista dal basso (*Bottom View*), con riferimento anodico del LED.

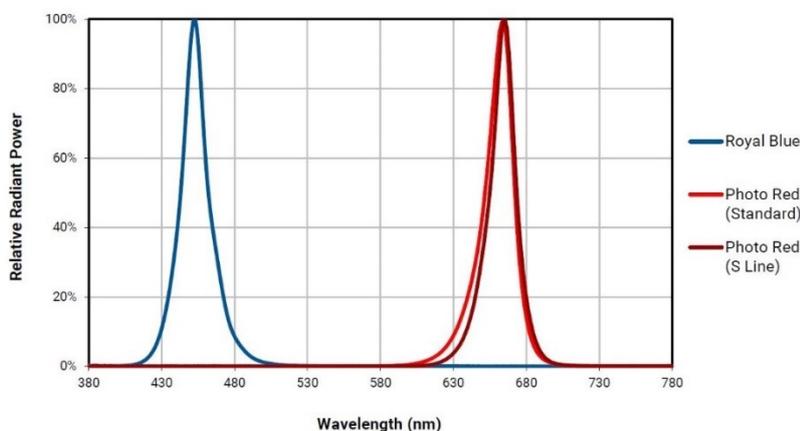


Figura 10 - Distribuzione di potenza spettrale relativa dei LED XLamp XP-G3 (CREE LED).

## SCHEMA PCB: ITER PROGETTUALE

La progettazione delle nuove schede PCB (*Printed Circuit Board*) è stata cronologicamente la prima mansione pratica svolta nel contesto del presente lavoro di Tesi. Per limitare sforzi e costi ulteriori, sono state evitate variazioni superflue dei parametri progettuali, mantenuti, dove possibile, costanti o simili rispetto all'iterazione precedente; in particolare, le specifiche di progetto predefinite hanno riguardato principalmente le dimensioni d'ingombro complessive delle schede PCB, la tipologia ed il numero di LED e di connettori per ogni scheda PCB, oltre alla presenza di fori per viti M3 al fine di fissarle al proprio supporto portante. Inoltre, sia le schede PCB che i supporti portanti a cui sono state fissate sono state realizzate in alluminio, per consentire sufficiente rigidità strutturale ed un adeguato livello di smaltimento del calore in eccesso per trasmissione termica dalle prime alle seconde.

Ogni scheda PCB, di forma rettangolare con dimensioni d'ingombro complessive pari a 300mm×25mm (lunghezza×larghezza), è stata predisposta per ospitare:

- 18 LED CREE XLamp XP-G3, di cui 6 LED blu (Royal Blue) e 12 LED rossi (Photo Red)
- 4 connettori terminali bipolari WAGO SMD PCB Terminal Block 2059-302/998-403 (SMD: *Surface-Mount Device*; PCB: *Printed Circuit Board*)

L'iter progettuale della nuova scheda PCB ha previsto l'utilizzo della suite software Cadence OrCAD; in particolare, sono stati utilizzati i seguenti programmi:

- OrCAD Capture CIS, per impostare la topologia circuitale concepita
- Padstack Editor, per disegnare i *pad* (piazzole) elettrici/termici per i LED ed i connettori terminali (e per disegnare il foro meccanico per le viti M3)
- Allegro PCB Designer, come PCB Editor per comporre i *footprint* interi ("impronta", ossia l'insieme e la disposizione delle piazzole per un componente) dei LED e dei connettori, per comporre la scheda PCB intera e generare i file *Gerber* finali da mandare in produzione

Al fine di ottenere un'elevata flessibilità operativa, si è scelto di concepire una topologia circuitale che potesse permettere, modificando i collegamenti esterni (tra i connettori terminali della medesima scheda, oppure tra essi ed i connettori terminali di schede adiacenti), di riconfigurare le stringhe LED, in serie oppure in parallelo, in base alle preferenze di alimentazione e di controllo del caso. Perciò, i LED utilizzati sono stati disposti in serie per formare due stringhe LED indipendenti (una di LED blu ed una di LED rossi), di cui gli estremi sono collegati ai poli interni di due connettori terminali bipolari (per ogni stringa LED), mentre i rispettivi poli esterni sono stati invece collegati due-a-due per realizzare due BUS di bypass/ritorno, funzionali alla modifica dei collegamenti esterni e alla conseguente riconfigurazione circuitale delle stringhe LED. Il diagramma rappresentativo di tale topologia circuitale concepita è stato disegnato in OrCAD Capture CIS (Figura 11).

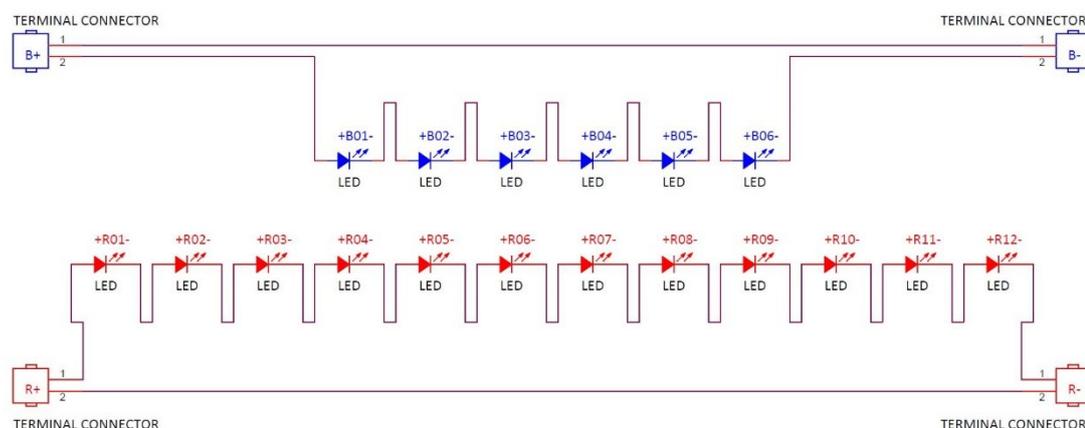


Figura 11 – Diagramma della topologia circuitale della scheda PCB (OrCAD Capture CIS): una stringa di 6 LED blu in serie, una stringa di 12 LED rossi in serie, 4 connettori terminali bipolari; collegamenti elettrici tra i LED ed i connettori terminali (i poli interni costituiscono i poli positivi e negativi delle due stringhe di LED, mentre i poli esterni costituiscono i due BUS di bypass/ritorno funzionali alla modifica dei collegamenti esterni e alla conseguente riconfigurazione circuitale delle stringhe LED).

In Padstack Editor sono stati disegnati i *pad* (piazzole) elettrici/termici dei LED e dei connettori, oltre al foro meccanico per le viti M3; come riferimento, sono stati utilizzati i *footprint* raccomandati illustrati nelle schede tecniche fornite dai produttori (Figura 12 e Figura 13(a)).

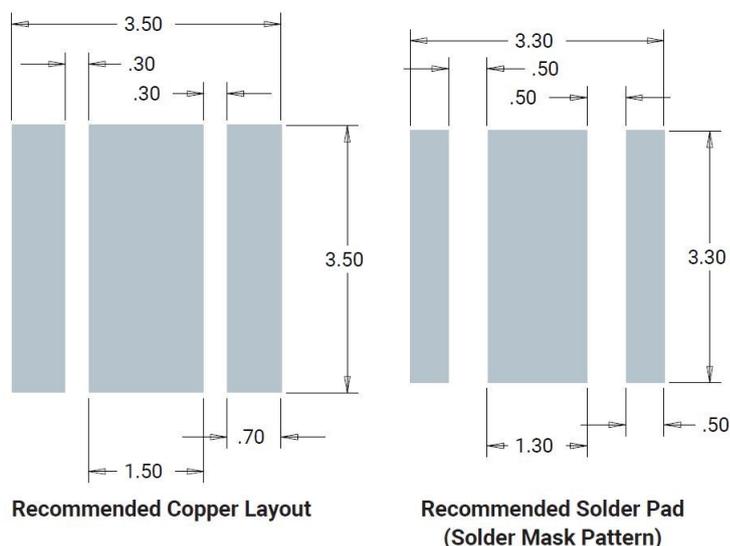


Figura 12 - *Footprint* dei LED (dimensioni in mm) (CREE LED): *pad* elettrici agli estremi, *pad* termico al centro; il “*Recommended Copper Layout*” rappresenta le dimensioni e la disposizione raccomandate dei *pad* di rame (materiale conduttore delle piazzole per i componenti), il “*Recommended Solder Pad (Solder Mask Pattern)*” rappresenta invece il profilo raccomandato per la maschera di saldatura, che determina la porzione esposta dei *pad* di rame.

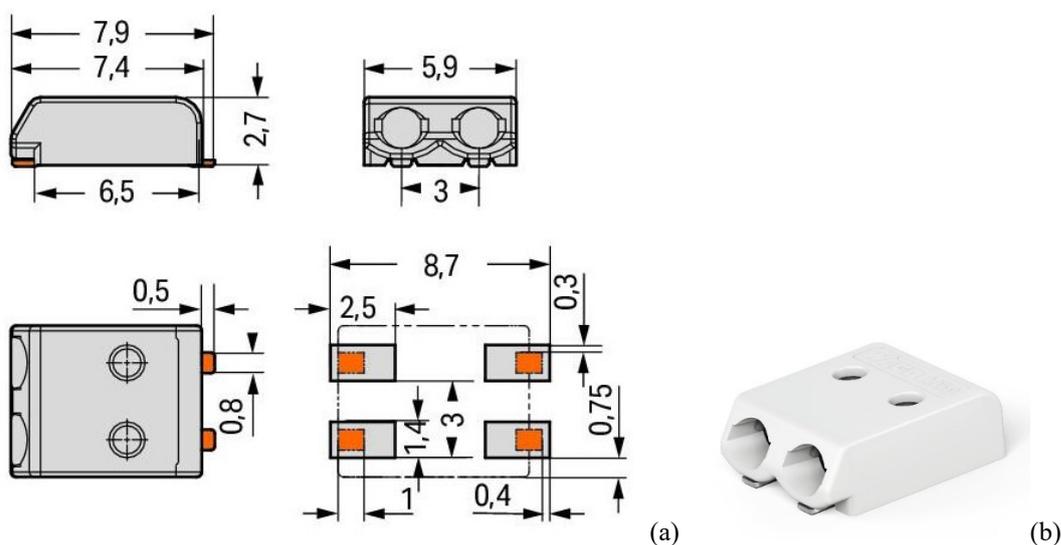


Figura 13 - (a) Proiezioni ortogonali e *footprint* dei connettori terminali (dimensioni in mm) (WAGO); (b) immagine assometrica illustrativa del connettore terminale (WAGO); nel *footprint*, sono rappresentate (in grigio) le dimensioni raccomandate e la disposizione dei *pad* elettrici relativamente alle dimensioni effettive e la disposizione (in arancione) dei rispettivi *pin* elettrici, mentre la linea tratteggiata rappresenta il profilo di contorno del connettore terminale.

Come raccomandato anche dal produttore stesso, è stato esteso il *pad* termico dei LED per incentivare ulteriormente lo smaltimento termico del calore in eccesso generato dalla circolazione di corrente attraverso i LED; è stato concepito un *pad* termico esteso dal profilo ad ali parallele (a “doppia T”), mentre è stata mantenuta invariata la parte del *pad* lasciata esposta dalla maschera di saldatura (dove viene saldato il *pin* termico del LED). Le ali sono larghe 3,5mm e spesse 1,5mm e distano 0,5mm dai *pad* elettrici, per mantenere le proporzioni e le distanze presenti nel *footprint* originale; il profilo è stato prima disegnato in Allegro PCB Designer e poi importato in Padstack Editor come forma personalizzata (Figura 14(a)).

Dopo aver creato i *pad* dei LED e dei connettori terminali, è stato utilizzato Allegro PCB Designer per comporre i *footprint* interi (Figura 14(b) e Figura 14(c)). In particolare, il *footprint* dei connettori terminali presenta 4 *pad* a cui corrispondono i suoi 4 *pin* elettrici, ma questi ultimi sono in realtà cortocircuitati due-a-due dentro l’involucro del connettore terminale, costituendo così i due poli elettrici.

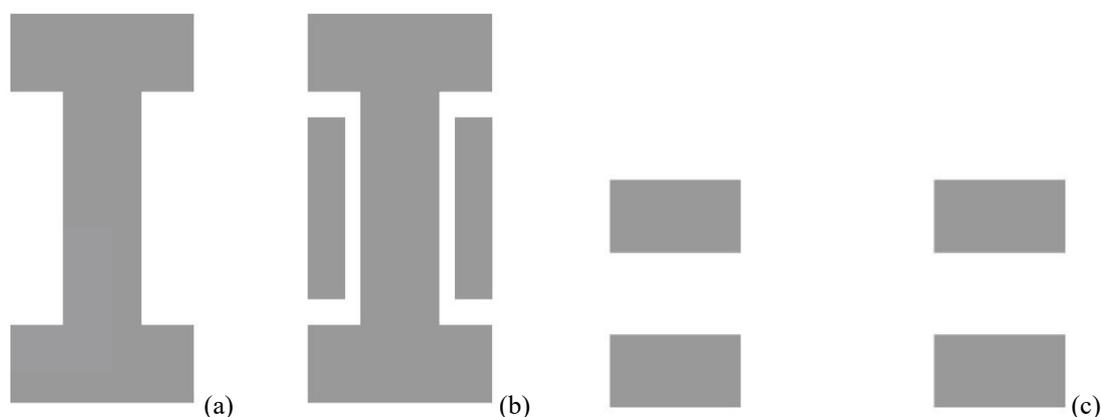


Figura 14 – (a) Profilo del *pad* termico esteso dei LED; (b) *footprint* dei LED, con *pad* termico esteso; (c) *footprint* dei connettori terminali (Allegro PCB Designer).

I *footprint* disegnati sono stati poi importati in OrCAD Capture CIS e vincolati ad ognuno dei componenti corrispondenti; successivamente, è stata generata la *netlist* (il registro di tutti i diversi componenti circuitali, con informazioni descrittive relative alla loro topologia e alle loro connessioni reciproche, inclusi i rispettivi *footprint*) da essere esportata ad Allegro PCB Designer per la composizione finale della scheda PCB.

Al fine di ottenere una sufficiente omogeneità spaziale delle caratteristiche di emissione luminosa dello spettro ottico sintetizzato dai LED, la scheda PCB è stata progettata in modo tale da disporre i LED in modo equidistante ed equispaziato lungo il proprio l’asse di simmetria orizzontale, rendendola di fatto funzionalmente simmetrica. I 4 connettori terminali sono stati invece posizionati rispettivamente in corrispondenza dei 4 vertici della scheda PCB, in modo altrettanto simmetrico. Infine, si è scelto di predisporre 3 fori per viti M3, di cui 2 fori alle estremità ed 1 foro al centro della scheda PCB; quest’ultimo foro, in particolare, è stato incluso, considerata la forma della scheda PCB, per prevenire l’eventuale eccessivo distacco della sezione centrale della scheda PCB dal supporto portante a causa del diverso gradiente di espansione termica durante l’utilizzo, garantendo nel contempo un migliore smaltimento del calore in eccesso per trasmissione al supporto portante sottostante.

Poiché gli strumenti di posizionamento di Allegro PCB Designer si fondano su un sistema di riferimento cartesiano, sono state definite le coordinate, in millimetri, (del punto centrale) di tutti i componenti rispetto all’origine degli assi, corrispondente al punto centrale della scheda PCB.

Di conseguenza, avendo la scheda PCB dimensioni d'ingombro complessive pari a 300mm×25mm (lunghezza×larghezza), i 4 vertici della scheda PCB si trovano alle coordinate ( $\pm 150; \pm 12,5$ ); è stato anche definito un margine di *keep-in* (margine che delimita il confine oltre al quale non possono essere posizionati i componenti) pari a 1 mm, i cui vertici si trovano quindi alle coordinate ( $\pm 149; \pm 11,5$ ). Essendo i *footprint* dei LED larghi 3,5mm, essi occupano lungo la lunghezza della scheda PCB un totale di 63mm ( $18 \times 3,5\text{mm}$ ), lasciando liberi 237mm ( $300\text{mm} - 63\text{mm}$ ) suddivisi in 19 segmenti da 12,47mm ( $237\text{mm} \div 19$ ), arrotondati per semplicità a 12mm; quindi, due qualsiasi *footprint* LED adiacenti distano tra loro 12mm, mentre i due *footprint* LED alle estremità della scheda PCB distano 16,5mm dai margini orizzontali della scheda PCB. Ricapitolando, la lunghezza d'ingombro complessiva della scheda PCB, pari a 300mm, è suddivisa in: 18 segmenti da 3,5mm (occupati dai *footprint* dei 18 LED), 17 segmenti da 12mm (tra *footprint* LED adiacenti) e 2 segmenti da 16,5mm (tra i due *footprint* LED alle estremità ed i margini orizzontali della scheda PCB) ( $18 \times 3,5\text{mm} + 17 \times 12\text{mm} + 2 \times 16,5\text{mm} = 300\text{mm}$ ).

Con tali criteri di disposizione, i (punti centrali dei) *footprint* dei 18 LED sono stati posizionati alle coordinate:

- $x = \pm(N - 0,5)(12 + 3,5)$  mm, con  $N = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9$
- $y = 0$  mm

In particolare, essendo i LED suddivisi in due stringhe serie indipendenti (ed identificati in seguito con i simboli  $B_{01, \dots, 06}$  per i 6 LED blu e  $R_{01, \dots, 12}$  per i LED rossi), è utile precisare quali LED sono localizzati in corrispondenza di quali coordinate; a partire dall'origine degli assi, i *footprint* dei LED sono stati posizionati dunque alle seguenti coordinate:

- ( $\pm 7,75; 0$ ), rispettivamente per i LED  $R_{06}$  (-) e  $R_{07}$  (+)
- ( $\pm 23,25; 0$ ), rispettivamente per i LED  $B_{03}$  (-) e  $B_{04}$  (+)
- ( $\pm 38,75; 0$ ), rispettivamente per i LED  $R_{05}$  (-) e  $R_{08}$  (+)
- ( $\pm 54,25; 0$ ), rispettivamente per i LED  $R_{04}$  (-) e  $R_{09}$  (+)
- ( $\pm 69,75; 0$ ), rispettivamente per i LED  $B_{02}$  (-) e  $B_{05}$  (+)
- ( $\pm 85,25; 0$ ), rispettivamente per i LED  $R_{03}$  (-) e  $R_{10}$  (+)
- ( $\pm 100,75; 0$ ), rispettivamente per i LED  $R_{02}$  (-) e  $R_{11}$  (+)
- ( $\pm 116,25; 0$ ), rispettivamente per i LED  $B_{01}$  (-) e  $B_{06}$  (+)
- ( $\pm 131,75; 0$ ), rispettivamente per i LED  $R_{01}$  (-) e  $R_{12}$  (+)

I 4 connettori terminali sono stati disposti ai 4 vertici della scheda PCB. Come osservato (Figura 13(a)), l'ingombro complessivo del *footprint* è diverso dal profilo di contorno effettivo dei connettori terminali e si è dovuto dunque tenere in considerazione tale discrepanza per evitare di posizionare i *footprint* dei connettori terminali in una posizione tale da farli fuoriuscire dall'area intesa (o dalla scheda PCB stessa): si è convenuto quindi all'adozione di una dimensione d'ingombro complessiva pari a 8,7mm×5,9mm (corrispondente a: [lunghezza complessiva del *footprint*]×[larghezza del connettore terminale]); inoltre, si è scelto di far rientrare i connettori terminali, rispetto al margine di *keep-in*, di 2mm ulteriori, per rendere più compatto l'insieme di componenti e prevenire l'eventualità di danneggiamento o rimozione accidentale dei componenti in prossimità dei bordi della scheda PCB, durante le varie operazioni di trasporto, assemblaggio, manutenzione o maneggiamento generico.

Di conseguenza i (punti centrali dei) *footprint* dei connettori terminali sono stati posizionati alle coordinate ( $\pm 142,65; \pm 6,55$ ) ( $[150 - 1 - 2 - 8,7/2 = 142,65]$  e  $[12,5 - 1 - 2 - 5,9/2 = 6,55]$  rispettivamente in ascissa e in ordinata).

Dopo il posizionamento definitivo di tutti i *footprint* dei componenti, è stata eseguita manualmente la sbrogliatura delle piste che connettono tra loro i vari componenti, per conferire alla scheda PCB un aspetto complessivamente ordinato ed un distanziamento relativamente omogeneo ed equilibrato, oltre che tra i componenti stessi, anche tra le piste che li congiungono.

Infine, i 3 fori per viti M3 sono stati posizionati alle coordinate ( $\pm 140; 0$ ), per i due fori alle estremità della scheda PCB, e (0; 0), per il foro al centro della scheda PCB, in modo tale da non interferire né con i *footprint* degli altri componenti presenti sulla scheda PCB né con i loro effettivi ingombri (relativamente all'ingombro delle teste delle viti, una volta fissata la scheda PCB al supporto portante).

Di seguito, sono espone le illustrazioni schematiche ricavate alla conclusione dell'iter progettuale delle nuove schede PCB (Figura 15 e Figura 16), con particolare dettaglio (Figura 17) posto sulle sezioni d'estremità e sulla sezione centrale (dove sono localizzati anche i fori per le viti M3); sono presenti, nell'angolo in basso a sinistra e nell'angolo in alto a destra della scheda PCB, i *fiducial marker* ("marcatori di fiducia", che costituiscono i riferimenti geometrici necessari ai processi automatici di stampa della scheda PCB e di saldatura dei componenti sulla sua superficie).

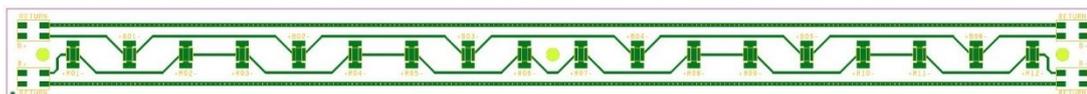


Figura 15 - Scheda PCB intera: profilo della scheda PCB (viola), footprint dei componenti e piste di connessione (verde scuro), fori meccanici per le viti M3 (verde chiaro), profili d'ingombro dei componenti e testo indicativo di riferimento (giallo).

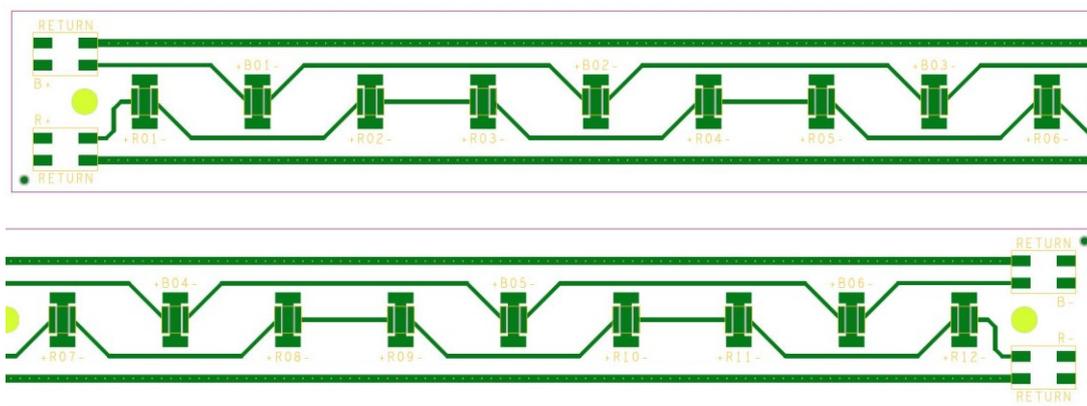


Figura 16 - Dettaglio: metà sinistra (in alto) e metà destra (in basso) della scheda PCB intera.

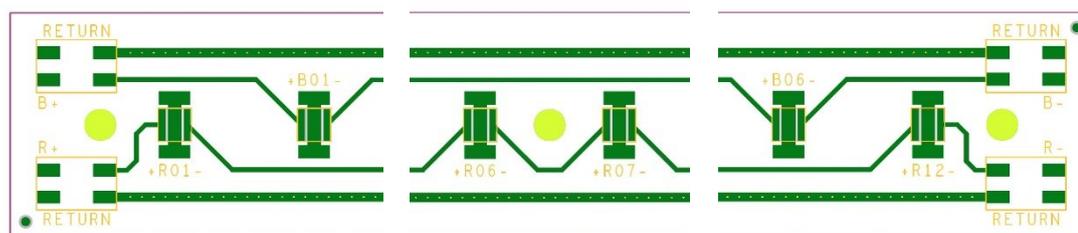


Figura 17 - Dettaglio: sezioni d'estremità e sezione centrale della scheda PCB intera.

Dopo aver ultimato l'iter progettuale della scheda PCB, sono stati generati, in Allegro PCB Designer, e poi visualizzati per la verifica finale, con il software Gerbv, i file *Gerber* da inoltrare all'azienda terza a cui è stata commissionata la produzione delle schede PCB con i componenti già saldati ad esse.

#### 4.2. LAMPADA LED: ASSEMBLAGGIO

La produzione delle schede PCB è stata commissionata a terzi: le schede PCB sono state stampate, con i componenti direttamente saldati ad esse, per poi essere affisse sui rispettivi supporti portanti e inviate a consegna (Figura 18).



(a)



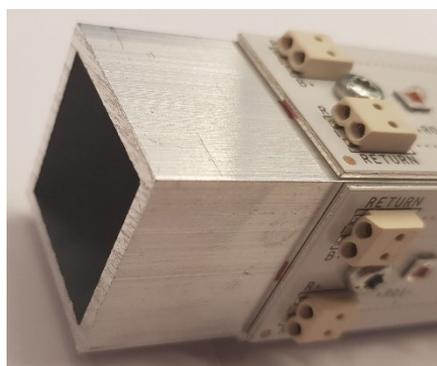
(b)

Figura 18 – (a) Scheda PCB con LED e connettori saldati e (b) dettagli sulle sezioni d'estremità e sulla sezione centrale.

Ogni supporto portante costituisce lo scheletro di una singola lampada LED ed è composto da una barra in alluminio lunga 725mm (inizialmente lunga 750mm, ma poi accorciata manualmente di circa 25mm) a sezione quadrata cava di dimensioni pari a 25mm×25mm, con pareti spesse 2mm (Figura 19), che ospita 8 schede PCB; su ognuno dei 4 lati di una barra sono posizionate 2 schede PCB direttamente adiacenti l'una all'altra, distanti 25mm dall'estremità inferiore e 100mm dall'estremità superiore.



(a)



(b)

Figura 19 – (a) Supporto portante in alluminio con le schede PCB completate affisse e (b) dettaglio sulla sezione quadrata cava del supporto portante.

Gli involucri esterni delle lampade sono invece costituiti da tubi trasparenti, di lunghezza pari a 750mm, con sezione cilindrica di diametro interno ed esterno rispettivamente pari a 44mm e 50mm (dunque, con pareti di spessore pari a 3mm), la cui produzione è stata commissionata separatamente ad un'ulteriore azienda terza; sono stati testati due diversi materiali, policarbonato e PMMA (polimetilmetacrilato), ma si è scelto di utilizzare il PMMA poiché è stata constatata in essa un livello di trasparenza superiore, che comporta dunque una maggiore trasmissione luminosa dall'interno all'esterno della lampada, e conseguentemente anche migliori prestazioni ottiche complessive. Inoltre, ognuno dei tubi presenta un'estremità inferiore chiusa ed un'estremità superiore aperta; da un lato, l'estremità inferiore chiusa del tubo include al suo interno un perno rialzato di forma troncopiramidale, con base a sezione quadrata di dimensioni pari a 20mm×20mm, inteso per essere incastonato nel fondo cavo della barra al suo inserimento all'interno del tubo, per garantirne un alloggiamento sicuro; dall'altro lato invece, l'apertura all'estremità superiore del tubo prevede l'utilizzo di un coperchio ad incastro con guarnizione isolante in gomma e munito di pressacavo centrale per consentire il passaggio del cavo bifilare di alimentazione dall'interno all'esterno della lampada, in modo altrettanto isolante. La necessità di una chiusura ermeticamente isolata deriva dalla scelta di non adottare un'illuminazione esterna ma di disporre le lampade immerse nell'acqua di coltura contenuta all'interno del modulo base del fotobioreattore, pur mantenendo (di poco) emerse le loro estremità superiori (Figura 20).

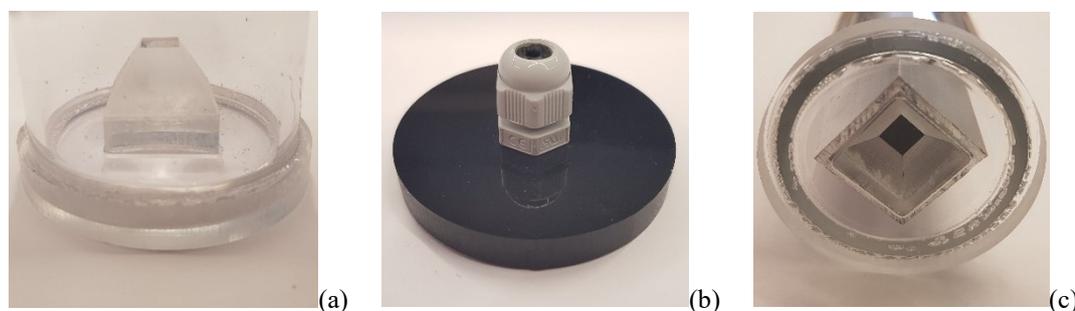


Figura 20 - (a) Estremità inferiore dell'involucro esterno delle lampade, con il perno troncopiramidale; (b) coperchio ad incastro con pressacavo centrale per la chiusura dell'estremità superiore dell'involucro esterno delle lampade; (c) vista dal basso dell'estremità inferiore dell'involucro esterno delle lampade, con il supporto portante solidamente alloggiato sull'apposito perno troncopiramidale.

Per ogni scheda PCB è stato deciso di adottare la configurazione in serie, invece che in parallelo, tra le due stringhe LED, mentre le 8 schede PCB intere presenti su ogni barra sono state connesse in parallelo. Per consentire accessibilità ottimale ai conduttori di alimentazione da collegare ai connettori terminali, i collegamenti in serie tra le stringhe LED sono stati realizzati non tra le due stringhe LED della medesima scheda, ma invece tra una stringa LED di una scheda PCB e la stringa LED del tipo opposto della scheda PCB immediatamente adiacente, su ognuno dei 4 lati della barra; in questo modo, sono comunque mantenuti funzionalmente invariati il circuito elettrico, la sua topologia e le condizioni operative di ogni stringa LED.

L'insieme dei conduttori di alimentazione, che accedono alle 4 schede PCB dall'estremità superiore della barra, è costituito nel complesso, per ogni lampada, da 8 conduttori positivi e 8 conduttori negativi (funzionalmente, 1 conduttore positivo ed 1 conduttore negativo per ogni scheda PCB; concretamente, invece, 2 conduttori positivi e 2 conduttori negativi per ognuna delle 4 schede PCB presenti all'estremità superiore della barra).

Innanzitutto, essendo state le schede PCB disposte con il lato positivo rivolto verso l'estremità inferiore del proprio supporto portante, gli 8 conduttori positivi sono stati collegati, uno-ad-uno, agli 8 poli esterni dei connettori terminali bipolari presenti sui lati negativi delle prime 4 schede PCB all'estremità superiore del supporto portante, venendo così convogliati, attraverso i BUS di bypass/ritorno (e passando direttamente tra le schede PCB adiacenti), agli 8 poli esterni dei connettori terminali bipolari presenti sui lati positivi delle seconde 4 schede PCB all'estremità inferiore del supporto portante; da lì, ognuno degli 8 poli esterni di tali connettori terminali bipolari è stato collegato al proprio polo interno (ossia, un polo B+ ed un polo R+ per ognuna delle seconde 4 schede PCB presenti all'estremità inferiore del supporto portante), costituendo così la connessione d'alimentazione positiva delle stringhe LED, mentre dai lati negativi delle seconde 4 schede PCB sono stati tracciati i collegamenti verso i lati positivi delle prime 4 schede PCB adiacenti (ossia, dai 4 poli B- ai 4 poli R+ e dai 4 poli R- ai 4 poli B+). Infine, sono stati completati i collegamenti agli 8 conduttori negativi, attraverso i 4 poli B- ed i 4 poli R- dei connettori terminali bipolari presenti sui lati negativi delle prime 4 schede PCB all'estremità superiore del supporto portante (Figura 21).

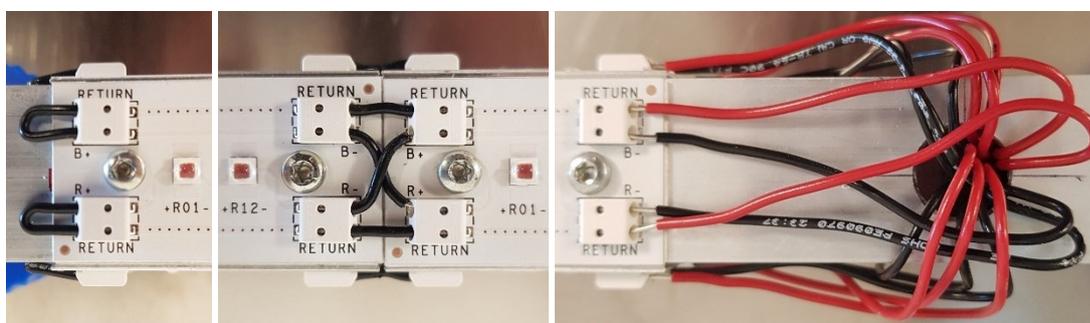


Figura 21 – Connessioni tra schede PCB adiacenti e collegamenti d'alimentazione delle lampade LED.

I 16 conduttori di alimentazione, incanalati all'interno cavo della barra attraverso un foro realizzato su uno dei 4 lati scoperti dell'estremità superiore della barra, convogliano, tramite due connettori intermedi a 5 poli (rispettivamente: un connettore per gli 8 conduttori positivi, collegati due-a-due a 4 dei 5 poli, ed un connettore per gli 8 conduttori negativi, anch'essi collegati due-a-due a 4 dei 5 poli), in un singolo cavo bifilare collegato agli ultimi due poli liberi dei due connettori; dopo aver realizzato i collegamenti ai due connettori a 5 poli, tali connettori sono stati manualmente annidati nell'interno cavo della barra, mentre il segmento di cavo bifilare è stato fatto passare attraverso il pressacavo presente nel coperchio della lampada LED, terminando in un connettore bipolare che forma l'unico collegamento elettrico esterno di ogni lampada LED (Figura 22).

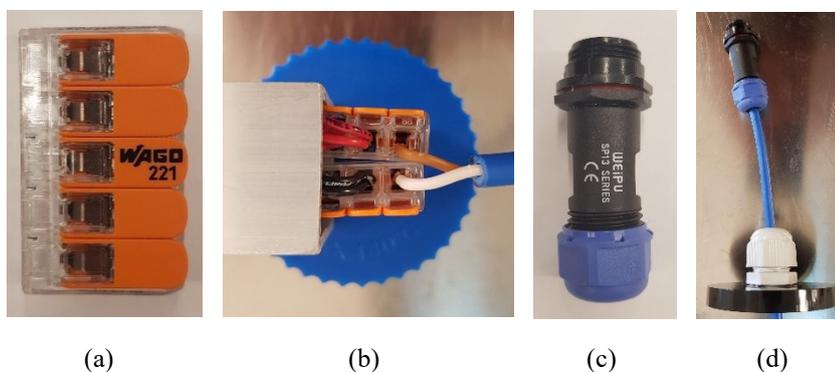
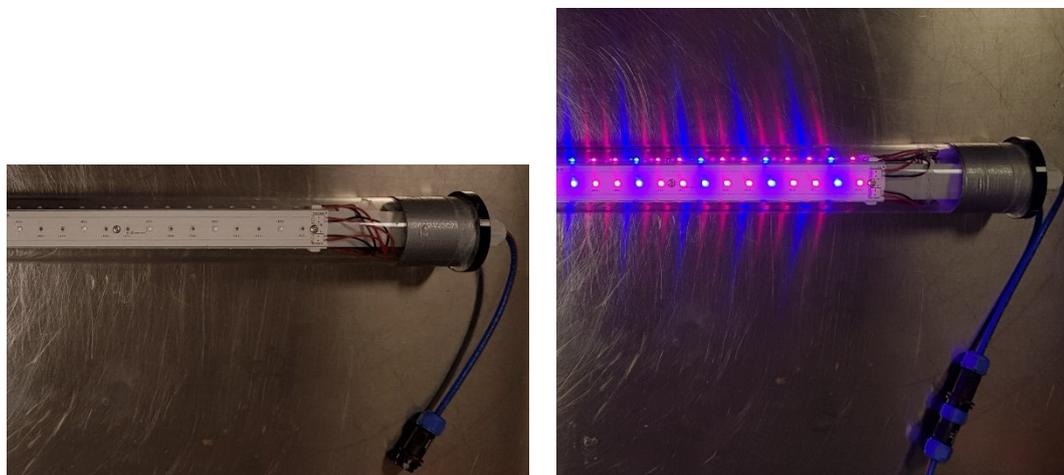


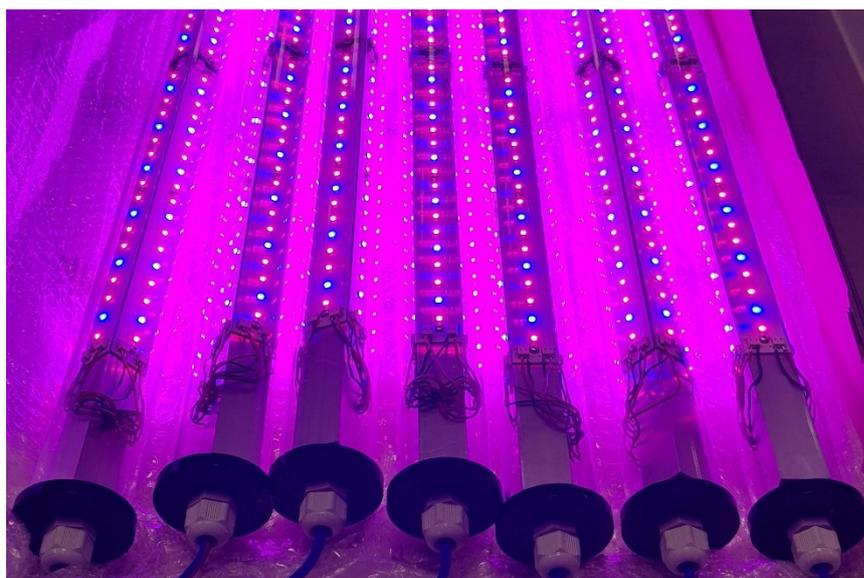
Figura 22 - (a) Connettore WAGO Compact Splicing Connector a 5 poli, innestato (b) all'interno del supporto portante, con collegamenti d'alimentazione e collegamento al cavo bifilare; (c) Connettore WEIPU SP1211-S2IN (*female*) collegato (d) al cavo bifilare passante attraverso il pressacavo centrale presente nel coperchio dell'involucro esterno della lampada LED.

Completato il cablaggio necessario, ognuna delle barre è stata alloggiata all'interno del proprio involucro tubulare trasparente, concludendo così la realizzazione delle lampade LED e rendendole pronte all'installazione nel modulo fotobioreattore base per aggiornare l'impianto fotobioreattore pilota alla nuova iterazione (Figura 23).



(a)

(b)



(c)

Figura 23 – Lampada LED completata, spenta (a) e accesa (b); (c) lampade LED completate e predisposte per l'installazione nel modulo fotobioreattore base.

Nel contesto della presente Tesi, è emersa l'opportunità di realizzare una lampada LED ausiliaria da consegnare al Laboratorio di Microbiologia dell'Università degli Studi di Padova, per fini funzionali al progetto di ricerca e sviluppo in cui si inserisce il lavoro. Tale opportunità è stata accolta positivamente con lo scopo di prendere dimestichezza pratica con la manodopera richiesta nel contesto relativo allo sviluppo di un prototipo dimostrativo in laboratorio e di acquisire consapevolezze utili alla realizzazione delle lampade LED da utilizzare nell'impianto fotobioreattore pilota.

Il procedimento realizzativo è stato descritto approfonditamente all'interno dell'Appendice B.

#### 4.3. IMPIANTO FOTOBIOREATTORE: MODULO BASE

Il modulo base del fotobioreattore (l'unico attualmente presente nell'impianto pilota) è formato da una vasca cilindrica di diametro interno pari a 34,2cm e di altezza pari a 70cm, di capienza nominale, al netto del volume occupato dalle lampade LED e da altri apparati ausiliari, pari a 50l di acqua di coltura, con pareti di spessore pari a 10mm; all'interno del modulo sono alloggiati 7 lampade: di esse, ne sono posizionate 6 in maniera circolare mentre la lampada rimanente è collocata al centro delle altre, realizzando una disposizione tale da uniformare la distanza tra le 6 lampade esterne e le pareti interne del recipiente, oltre che la distanza tra le lampade stesse (le lampade esterne e la lampada centrale), omogeneizzando così l'esposizione luminosa fornita alla coltura (Figura 24 e Figura 25).



Figura 24 - Vista superiore del modulo fotobioreattore base, con le lampade LED inserite ed accese.



(a)



(b)

Figura 25 - Vista frontale del modulo fotobioreattore base, con le lampade LED (a) spente e (b) accese.

Per ognuna delle 7 lampade è stato predisposto un ulteriore segmento di cavo bifilare lungo 2m per collegarle ai driver LED, collocati a loro volta nel quadro elettrico di alimentazione (Figura 26); all'estremità di ogni segmento è presente un connettore bipolare da accoppiare al corrispondente connettore bipolare in uscita da ogni lampada (Figura 27).



Figura 26 - Quadro elettrico di alimentazione dell'impianto fotobioreattore pilota, con i driver LED.



Figura 27 - Connettori WEIPU SP1211-S2IN (*female*) e WEIPU SP1310-P2IN (*male*) utilizzati per collegare la lampada ai driver LED collocati all'interno del quadro elettrico di alimentazione, attraverso il cavo bifilare.

L'impianto fotobioreattore pilota, oltre al singolo modulo fotobioreattore base, include sistemi ausiliari (nel presente contesto non esaminati) comprensivi di: pompa dosatrice, agitatore (*bubbling*), misuratori, controllo e regolazione di temperatura. Si può facilmente notare, rispetto alle lampade LED obsolete presenti nella precedente versione dell'impianto fotobioreattore pilota, la differenza cromatica dello spettro di emissione delle nuove lampade LED (Figura 28).



Figura 28 - Impianto fotobioreattore pilota (versione aggiornata).

Le misure fotometriche eseguite sulla lampada completata hanno constatato, con corrente nominale di 500mA circolante nei LED, un consumo pari a 18,405W, che corrisponde ad un consumo complessivo pari a 128,835W per il modulo fotobioreattore base, che contiene un numero totale di 7 lampade ( $7 \times 18,405W = 128,835W$ ).

## 5. ANALISI D'IMPIANTO

L'ultima sezione del presente lavoro di Tesi è dedicata ai calcoli di rilievo che è stato possibile eseguire a partire da una selezione ristretta di dispositivi di conversione tra quelli determinati nel Capitolo 3. In particolare, sono stati selezionati 4 dispositivi per ogni tipologia di sistema (DC e AC) contemplato.

Per un ipotetico sistema in DC, i 4 dispositivi (dunque, regolatori di carica solare) selezionati sono:

- DC<sub>1</sub>: Solarix MPPT 5020 (Steca) (Figura 29(a))
- DC<sub>2</sub>: Tarom MPPT (Steca) (Figura 29(b))
- DC<sub>3</sub>: WRM60X (Western) (Figura 29(c))
- DC<sub>4</sub>: SmartSolar MPPT 250/100 (Victron) (Figura 29(d))

Per un ipotetico sistema in AC, i 4 dispositivi (dunque, inverter ibridi solari) selezionati sono:

- AC<sub>1</sub>: Solarix PLI 5000-48 (Steca) (Figura 30(a))
- AC<sub>2</sub>: Leonardo Off-Grid GE PY (Western) (Figura 30(b))
- AC<sub>3</sub>: Multi RS Solar (Victron) (Figura 30(c))
- AC<sub>4</sub>: EasySolar-II GX (Victron) (Figura 30(d))

Le prestazioni dei dispositivi di conversione primari rilevanti al presente contesto sono state ritenute essere, in particolare, le efficienze di conversione e le massime potenze fotovoltaiche di picco installabili in ingresso a tali dispositivi, poiché esse sono le principali variabili che determinano l'entità del carico di cui è possibile sostenere l'alimentazione. Non essendo il carico che si intende alimentare di entità particolarmente consistente, ma essendoci invece l'intenzione, se non l'effettiva necessità, di alimentare tale carico in maniera costante e continua nel tempo, il fattore maggiormente vincolante non risiede nella massima potenza istantanea (e dunque, nella corrente) erogabile in uscita ma risiede invece nell'energia che è possibile fornire al carico; di conseguenza, le prestazioni relative alle massime potenze e correnti gestibili dai dispositivi sono state poste in secondo piano, almeno rispetto alle massime potenze fotovoltaiche di picco installabili in ingresso a tali dispositivi, poiché da esse dipendono la capacità e la rapidità di ripristino della piena carica del sistema di accumulo energetico dopo le cicliche fasi di scarica durante i periodi giornalieri/stagionali di luce scarsa o nulla (Tabella 5.1).

Per quanto riguarda gli altri dispositivi secondari presenti nel sistema (il sistema di accumulo energetico ed i driver LED), avendo osservato una particolare similitudine nelle prestazioni d'interesse, si è convenuto a non definire una selezione specifica ma semplicemente ad utilizzare un unico valore per le grandezze rilevanti; in particolare, per i dispositivi di accumulo energetico si sono osservate efficienze di ciclo completo pari o superiori a 95% (che, supponendo tra i processi di carica e di scarica un'effettiva equivalenza energetica, corrisponde ad efficienze di carica/scarica pari a  $\sqrt{0,95} = 0,9747 = 97,47\%$ ), mentre per i driver LED, i dispositivi predefiniti presentano efficienze massime pari a 96%.

Nella prima parte dell'ultima sezione vengono presentati i calcoli effettuati per determinare una stima delle massime efficienze complessive di sistema ottenibili nell'operazione di un eventuale impianto, nello specifico in funzione dei dispositivi di conversione selezionati (e, di conseguenza, della tipologia di sistema contemplato); da tali stime si evincono delle nette differenze tra le due tipologie di sistema.

Nella seconda parte dell'ultima sezione vengono presentati i procedimenti ed i ragionamenti attuati nello svolgimento di un valido, seppur preliminare, lavoro di dimensionamento energetico volto alla determinazione della minima capacità del sistema di accumulo energetico necessaria per operare un eventuale impianto in diversi scenari di alimentazione, in funzione delle molteplici variabili coinvolte: le considerazioni sulle prestazioni dei dispositivi esaminati, sulla selezione della tipologia di sistema (AC o DC) e sui criteri prioritari per la trattazione dei casi applicativi (*off-grid* e *on-grid*), convergono, tramite un'analisi dettagliata dei flussi energetici (al netto di alcuni presupposti semplificativi), nella determinazione delle minime capacità di accumulo energetico necessarie al sistema per poter sostenere l'alimentazione di un determinato carico continuo e costante durante un anno medio in tre ipotetiche ubicazioni dell'eventuale impianto; se ne evince un ulteriore confronto inerente a pregi e difetti delle tipologie di sistema contemplate, relativamente ai casi applicativi ad esse maggiormente adatte.

Tabella 5.1 – Dispositivi selezionati (regolatori di carica solare ed inverter ibridi solari) per i calcoli: massime efficienze di conversione e potenze fotovoltaiche di picco installabili in ingresso.

LABEL	Solar Charge Controller	Maximum Efficiency [%]		Maximum PV Peak Power [kWp]	
		DC/DC (1)			
DC <sub>1</sub>	Solarix MPPT 5020	98,0%		3×1,2	
DC <sub>2</sub>	Tarom MPPT	99,4%		2,88	
DC <sub>3</sub>	WRM60X	96,0%	97,2%	3,60	
DC <sub>4</sub>	SmartSolar MPPT 250/100	99,0%		5,80	
LABEL	Hybrid Solar Inverter	Maximum Efficiency [%]			Maximum PV Peak Power [kWp]
		DC/DC (1)	DC/AC (2)		
AC <sub>1</sub>	Solarix PLI 5000-48	96,0%	98,0%	91,0% 93,0%	4,8×1,2
AC <sub>2</sub>	Leonardo Off-Grid GE PY	97,2%	95,0%		8,00
AC <sub>3</sub>	Multi RS Solar	96,0%	94,0%	96,5%	4,00
AC <sub>4</sub>	EasySolar-II GX	99,0%	95,0%	96,0%	5,80

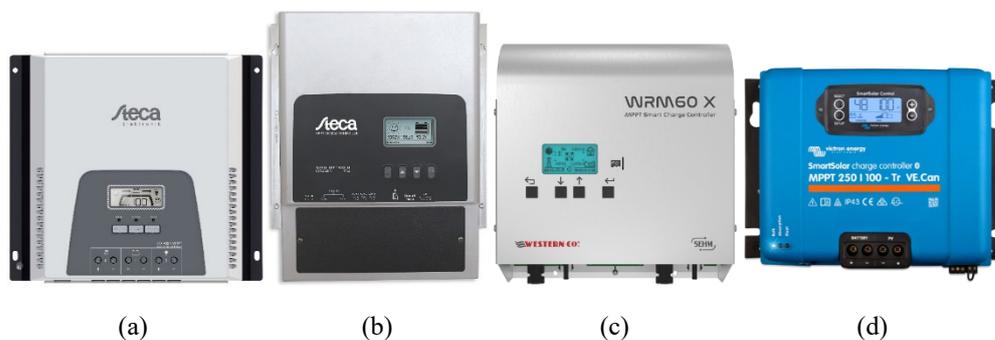


Figura 29 – I regolatori di carica solare selezionati per il sistema in DC: (a) Solarix MPPT 5020 (Steca); (b) Tarom MPPT (Steca); (c) WRM60X (Western); (d) SmartSolar MPPT 250/100 (Victron).

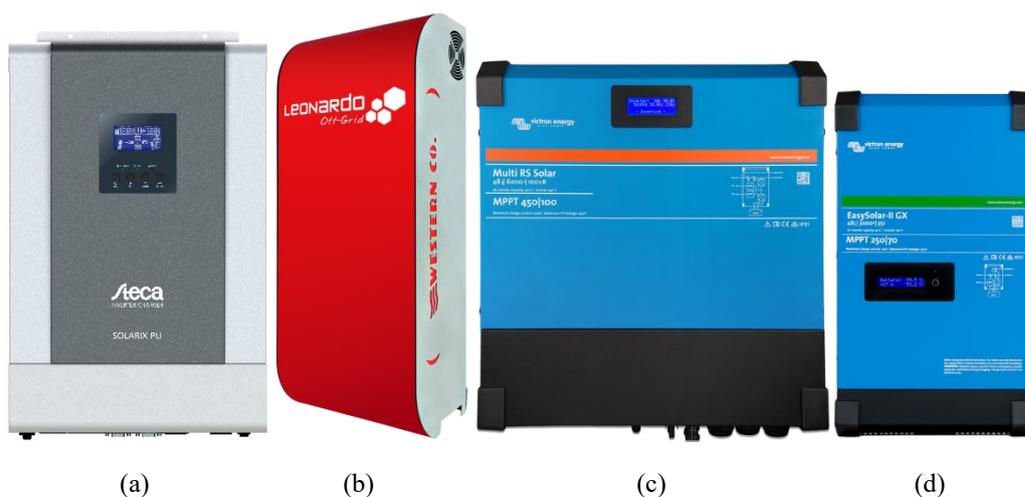


Figura 30 – Gli inverter ibridi solari selezionati per il sistema in AC: (a) Solarix PLI 5000-48 (Steca); (b) Leonardo Off-Grid GE PY (Western); (c) Multi RS Solar (Victron); (d) EasySolar-II GX (Victron).

### 5.1. EFFICIENZA ELETTRICA DEL SISTEMA DI ALIMENTAZIONE

Per il calcolo delle massime efficienze complessive di sistema ottenibili, è stato essenziale innanzitutto definire il modo in cui interagiscono tra loro i diversi dispositivi presenti nel sistema (dell'una oppure dell'altra tipologia), relativamente alla topologia circuitale del sistema stesso, alle connessioni reciproche tra i dispositivi e ai flussi energetici ad esse associate.

Sulla base di tali presupposti, è risultato utile definire, in linea generale, tre efficienze subtotali, riferite rispettivamente ai tre principali percorsi in cui l'energia può fluire nel sistema:

- $\eta_1$ : flusso energetico dall'impianto fotovoltaico al carico
- $\eta_2$ : flusso energetico dall'impianto fotovoltaico al sistema di accumulo energetico
- $\eta_3$ : flusso energetico dal sistema di accumulo energetico al carico

In base alla tipologia di sistema di alimentazione contemplata (DC o AC), le tre efficienze subtotali definite sono composte da diversi fattori: oltre all'imprescindibile conversione energetica DC/DC ( $\eta_{DC/DC(DC)}$  e  $\eta_{DC/DC(AC)}$ ) eseguita in entrambe le tipologie di sistema (e nei dispositivi di conversione primari da cui prendono caratterizzazione), le differenze risiedono in particolare nell'ulteriore conversione energetica intrinseca di un sistema di tipo AC, prima nella conversione DC/AC eseguita dall'inverter ( $\eta_{DC/AC(AC)}$ ) e poi nella conversione AC/DC eseguita dal driver LED AC-DC ( $\eta_{AC driver}$ ); per gli altri dispositivi secondari presenti nel sistema, si sono considerate, per entrambe le tipologie di sistema, le medesime efficienze di carica/scarica ( $\eta_{B(C)}$  e  $\eta_{B(D)}$ ) per il sistema di accumulo energetico e per i driver LED ( $\eta_{DC driver}$  e  $\eta_{AC driver}$ ), sottintendendo anche l'utilizzo del medesimo tipo di dispositivo a prescindere dalla tipologia di sistema di alimentazione preso in esame.

Da queste ulteriori considerazioni, le tre efficienze subtotali definite possono essere esplicitamente espresse in funzione delle efficienze dei dispositivi presenti nel sistema (Figura 31):

- $\eta_1 = \begin{cases} (DC): \eta_{DC/DC(DC)} \cdot \eta_{DC driver} \\ (AC): \eta_{DC/DC(AC)} \cdot \eta_{DC/AC(AC)} \cdot \eta_{AC driver} \cdot \eta_{DC driver} \end{cases}$
- $\eta_2 = \begin{cases} (DC): \eta_{DC/DC(DC)} \cdot \eta_{B(C)} \\ (AC): \eta_{DC/DC(AC)} \cdot \eta_{B(C)} \end{cases}$
- $\eta_3 = \begin{cases} (DC): \eta_{B(D)} \cdot \eta_{DC driver} \\ (AC): \eta_{B(D)} \cdot \eta_{DC/AC(AC)} \cdot \eta_{AC driver} \cdot \eta_{DC driver} \end{cases}$

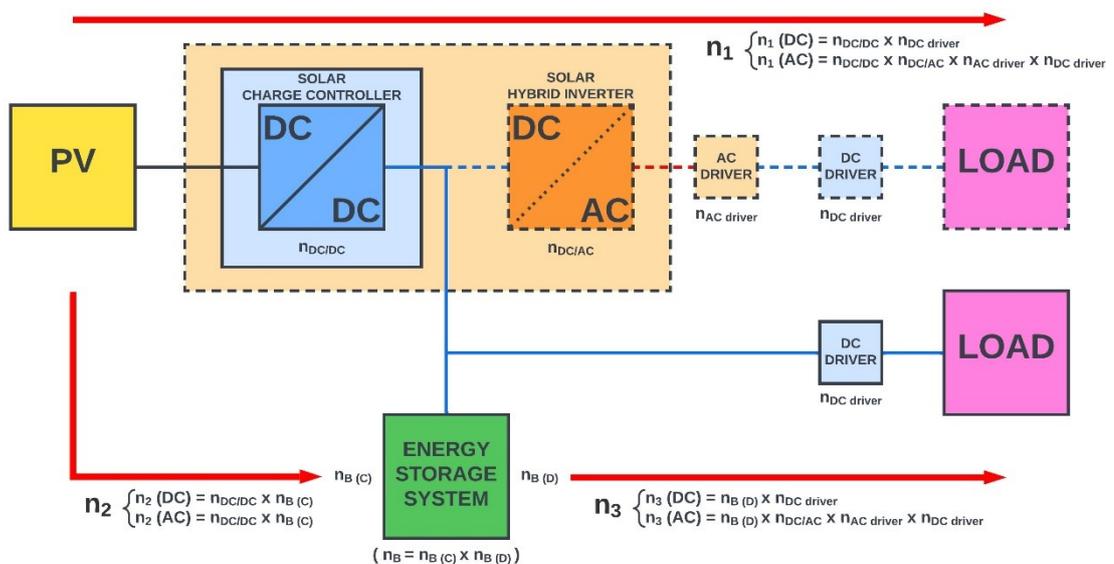


Figura 31 - Schema di principio del sistema di alimentazione dell'impianto fotobioreattore: sono indicati con linea continua i dispositivi ed i collegamenti riferiti alla generica versione DC, mentre sono indicati con linea tratteggiata i dispositivi ed i collegamenti riferiti invece alla generica versione AC.

In sintesi, il sistema di alimentazione trasmette l'energia generata dall'impianto fotovoltaico in ingresso verso il carico in uscita complessivamente attraverso due possibili percorsi, a cui corrispondono due possibili efficienze:

- $\eta_{DIRECT}$ : flusso energetico diretto, dall'impianto fotovoltaico al carico ( $\eta_{DIRECT} = \eta_1$ )
- $\eta_{INDIRECT}$ : flusso energetico indiretto, dall'impianto fotovoltaico inizialmente al sistema di accumulo energetico e successivamente al carico ( $\eta_{INDIRECT} = \eta_2 \cdot \eta_3$ )

Tali espressioni permettono di definire l'efficienza totale del sistema di alimentazione come combinazione lineare delle efficienze relative ai due possibili percorsi complessivi (e di conseguenza, anche come funzione delle efficienze subtotali):

$$\begin{aligned}
 - \quad \eta_{TOT(DC)} &= m \cdot \eta_{DIRECT(DC)} + n \cdot \eta_{INDIRECT(DC)} \\
 &= m \cdot (\eta_1(DC)) + n \cdot (\eta_2(DC) \cdot \eta_3(DC)) \\
 &= m \cdot (\eta_{DC/DC(DC)} \cdot \eta_{DC\ driver}) + n \cdot (\eta_{DC/DC(DC)} \cdot \eta_{B(C)} \cdot \eta_{B(D)} \cdot \eta_{DC\ driver}) \\
 &= m \cdot (\eta_{DC/DC(DC)} \cdot \eta_{DC\ driver}) + (1 - m) \cdot (\eta_{DC/DC(DC)} \cdot \eta_B \cdot \eta_{DC\ driver}) \\
 \\
 - \quad \eta_{TOT(AC)} &= m \cdot \eta_{DIRECT(AC)} + n \cdot \eta_{INDIRECT(AC)} \\
 &= m \cdot (\eta_1(AC)) + n \cdot (\eta_2(AC) \cdot \eta_3(AC)) \\
 &= m \cdot (\eta_{DC/DC(AC)} \cdot \eta_{DC/AC(AC)} \cdot \eta_{AC\ driver} \cdot \eta_{DC\ driver}) + \\
 &\quad + n \cdot (\eta_{DC/DC(AC)} \cdot \eta_{B(C)} \cdot \eta_{B(D)} \cdot \eta_{DC/AC(AC)} \cdot \eta_{AC\ driver} \cdot \eta_{DC\ driver}) \\
 &= m \cdot (\eta_{DC/DC(AC)} \cdot \eta_{DC/AC(AC)} \cdot \eta_{AC\ driver} \cdot \eta_{DC\ driver}) + \\
 &\quad + (1 - m) \cdot (\eta_{DC/DC(AC)} \cdot \eta_B \cdot \eta_{DC/AC(AC)} \cdot \eta_{AC\ driver} \cdot \eta_{DC\ driver})
 \end{aligned}$$

I termini  $m$  e  $n$  indicano rispettivamente:

- $m$ : frazione dell'energia totale trasmessa dall'impianto fotovoltaico direttamente al carico
- $n$ : frazione dell'energia totale trasmessa dall'impianto fotovoltaico inizialmente al sistema di accumulo energetico e successivamente al carico ( $n = 1 - m$ )

mentre  $\eta_B$  è l'efficienza di ciclo completo del sistema di accumulo energetico ( $\eta_B = \eta_{B(C)} \cdot \eta_{B(D)}$ ).

Applicando i ragionamenti esposti e le formule definite ai valori corrispondenti alle massime efficienze di conversione dei dispositivi esaminati, si sono ricavati i massimi valori (o intervalli di valori) ottenibili per le efficienze relative ai vari percorsi in cui può fluire l'energia all'interno del sistema, in funzione dello specifico dispositivo selezionato (oltre che degli altri dispositivi secondari prefissati), da cui è risultato interessante inoltre derivare i valori di media per ognuno dei diversi percorsi (Tabella 5.2); da tali valori è stato poi possibile estrapolare anche i valori estremi degli intervalli in cui possono variare, caso per caso, le massime efficienze totali di sistema sintetizzate dalle efficienze subtotali, anche dai quali è risultato interessante derivare i relativi valori di media (Tabella 5.3).

I valori di media di ogni percorso sono calcolati mediando i valori delle massime efficienze (oppure, i valori massimi medi, dove presente un intervallo di variazione tra due estremi), del medesimo percorso, mentre i valori di media degli estremi degli intervalli di variazione delle massime efficienze totali sono calcolati semplicemente mediando i valori degli estremi degli intervalli di variazione.

Tabella 5.2 - Massime efficienze subtotali di sistema

LABEL	Maximum DC System Electric Efficiency: Subtotal Efficiencies [%]							
	$\eta_1 = \eta_{DIRECT}$		$\eta_2$		$\eta_3$		$\eta_2 \cdot \eta_3 = \eta_{INDIRECT}$	
	PV→L* (1 × 3)		PV→B** (1 × 4)		B**→L* (4 × 3)		PV→B***→L* (1 × 5 × 3)	
DC <sub>1</sub>	94,08%		95,52%		93,57%		89,38%	
DC <sub>2</sub>	95,42%		96,88%		93,57%		90,65%	
DC <sub>3</sub>	92,16%	93,31%	93,57%	94,74%	93,57%		87,55%	88,65%
DC <sub>4</sub>	95,04%		96,49%		93,57%		90,29%	
	Average		Average		Average		Average	
DC <sub>avg</sub>	94,32%		95,76%		93,57%		89,60%	
LABEL	Maximum AC System Electric Efficiency: Subtotal Efficiencies [%]							
	$\eta_1 = \eta_{DIRECT}$		$\eta_2$		$\eta_3$		$\eta_2 \cdot \eta_3 = \eta_{INDIRECT}$	
	PV→L* (1 × 2 × 3 × 3)		PV→B** (1 × 4)		B**→L* (4 × 2 × 3 × 3)		PV→B***→L* (1 × 5 × 2 × 3 × 3)	
AC <sub>1</sub>	80,51%	83,99%	93,57%	95,52%	81,74%	83,54%	76,49%	79,79%
AC <sub>2</sub>	85,10%		94,74%		85,34%		80,85%	
AC <sub>3</sub>	83,17%	85,38%	93,57%		84,44%	86,68%	79,01%	81,11%
AC <sub>4</sub>	86,68%	87,59%	96,49%		85,34%	86,23%	82,34%	83,21%
	Average		Average		Average		Average	
AC <sub>avg</sub>	84,69%		94,84%		84,83%		80,45%	

\* including LED driver efficiency of 96% for all models (3)

\*\* assuming equal battery charge and discharge efficiencies of  $\sqrt{0,95} = 0,9747 = 97,47\%$  (4)

\*\*\* assuming battery round-trip efficiency of 95% (5 = 4 × 4)

Tabella 5.3 - Estremi degli intervalli di variazione delle massime efficienze totali di sistema

LABEL	Maximum DC System Electric Efficiency: Total Efficiency [%]	
	$m \cdot \eta_{DIRECT(DC)} + n \cdot \eta_{INDIRECT(DC)} = m \cdot (1 \times 3) + n \cdot (1 \times 5 \times 3)$	
	$\begin{cases} m = 0 \\ n = 1 \end{cases}$	$\begin{cases} m = 1 \\ n = 0 \end{cases}$
DC <sub>1</sub>	89,38%	94,08%
DC <sub>2</sub>	90,65%	95,42%
DC <sub>3</sub>	87,55%	93,31%
DC <sub>4</sub>	90,29%	95,04%
	<b>Average</b>	<b>Average</b>
DC <sub>avg</sub>	89,47%	94,46%
LABEL	Maximum AC System Electric Efficiency: Total Efficiency [%]	
	$m \cdot \eta_{DIRECT(AC)} + n \cdot \eta_{INDIRECT(AC)} = m \cdot (1 \times 2 \times 3 \times 3) + n \cdot (1 \times 5 \times 2 \times 3 \times 3)$	
	$\begin{cases} m = 0 \\ n = 1 \end{cases}$	$\begin{cases} m = 1 \\ n = 0 \end{cases}$
AC <sub>1</sub>	76,49%	83,99%
AC <sub>2</sub>	80,85%	85,10%
AC <sub>3</sub>	79,01%	85,38%
AC <sub>4</sub>	82,34%	87,59%
	<b>Average</b>	<b>Average</b>
AC <sub>avg</sub>	79,67%	85,52%

\* including LED driver efficiency of 96% for all models (3)

\*\* assuming equal battery charge and discharge efficiencies of  $\sqrt{0,95} = 0,9747 = 97,47\%$  (4)

\*\*\* assuming battery round-trip efficiency of 95% (5 = 4 × 4)

È immediatamente riscontrabile, come prevedibile, che tra le due tipologie di sistema (DC e AC), quella che offre efficienze superiori risulta essere la tipologia di sistema DC, poiché comporta intrinsecamente un minor numero di conversioni energetiche (e di conseguenza, perdite di entità minori); in generale invece, è osservabile anche che il sistema, a prescindere dalla tipologia e dai dispositivi coinvolti, opera con efficienze superiori se l'energia è trasmessa dall'impianto fotovoltaico in ingresso direttamente al carico in uscita, senza essere immagazzinata nel sistema di accumulo energetico prima di essere trasmessa al carico, poiché la trasmissione diretta comporta un minor numero di conversioni energetiche (e di conseguenza, perdite di entità minori).

Infine, utilizzando i valori estremi degli intervalli di variazione delle massime efficienze totali di sistema è risultato particolarmente utile a fini di comprensione poter visualizzare graficamente l'andamento delle massime efficienze totali di sistema in funzione della precedentemente definita variabile  $m$  (ossia, la frazione dell'energia totale complessivamente trasmessa dall'impianto fotovoltaico in ingresso direttamente al carico in uscita), parametrizzato in base alle massime efficienze dei vari dispositivi considerati per la composizione del sistema (relativamente sia ai dispositivi primari di conversione che ai dispositivi secondari) (Figura 32).

Anche da tale visualizzazione grafica, è osservabile il medesimo confronto evidenziato in precedenza: gli esempi di sistema sono nettamente raggruppati in base alla tipologia di sistema (DC o AC), indicando che un generico sistema di tipo DC offre, in media, efficienze totali massime superiori di circa il 10% rispetto ad un generico sistema di tipo AC, differenza dovuta al minor numero di conversioni energetiche intrinsecamente eseguite nell'operazione di un sistema DC rispetto ad un sistema AC.

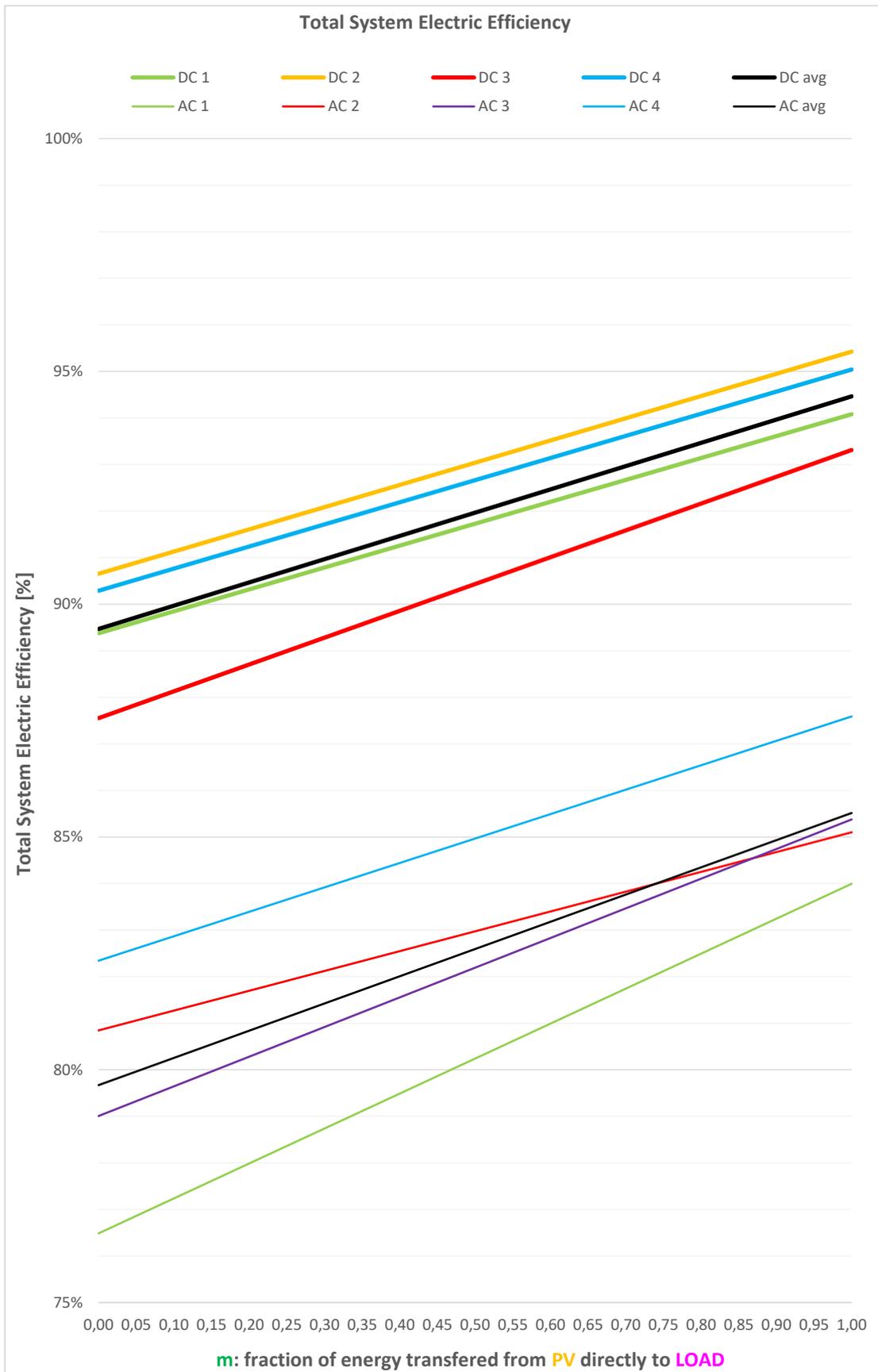


Figura 32 - Andamento grafico delle massime efficienze totali di sistema.

L'analisi effettuata prescinde dall'eventualità che parte dell'energia generata dall'impianto fotovoltaico sia persa o esportata alla rete per poi essere, totalmente o parzialmente, reimportata; non viene nemmeno contemplata la possibilità, per il sistema di accumulo energetico, che lo stato di carica iniziale differisca dallo stato di carica finale. Di conseguenza, in determinate condizioni di alimentazione, è plausibile che esista una discrepanza tra l'energia totale generata dall'impianto fotovoltaico e l'energia effettivamente trasmessa al carico (al netto delle varie efficienze di conversione), sia a causa di un eventuale esubero di energia fotovoltaica generata in eccesso persa o esportata alla rete senza essere in seguito reimportata, sia a causa dell'eventuale incongruenza tra lo stato di carica iniziale e lo stato di carica finale del sistema di accumulo energetico (che può apportare un contributo netto sia positivo che negativo).

I termini  $m$  e  $n$  definiti in precedenza assumono quindi il significato di frazioni complementari dell'energia complessivamente generata dall'impianto fotovoltaico e interamente trasmessa al carico, in maniera diretta o indiretta, nella particolare ipotesi che non sussista un eccesso di generazione fotovoltaica (in seguito, totalmente o parzialmente, reimportata) e che gli stati di carica iniziali e finali del sistema di accumulo energetico siano uguali. È quindi possibile integrare tali termini, previa una parziale modifica alla loro definizione, con altri termini riferiti alle eventualità descritte:

- $m$ : frazione dell'energia totale generata dall'impianto fotovoltaico trasmessa verso il carico in modo diretto
- $n$ : frazione dell'energia totale generata dall'impianto fotovoltaico trasmessa verso il carico in modo indiretto
- $g$ : frazione dell'energia totale generata dall'impianto fotovoltaico esportata alla rete (o persa)
- $g'$ : frazione dell'energia totale generata dall'impianto fotovoltaico esportata alla rete e successivamente reimportata dalla rete per essere consumata dal carico
- $g''$ : frazione dell'energia totale generata dall'impianto fotovoltaico esportata alla rete e successivamente non reimportata (dunque, funzionalmente persa)

Il termine  $g$  corrisponde alla somma di  $g'$  e  $g''$  ( $g=g'+g''$ ); la somma di tali frazioni è unitaria ( $m+n+g=m+n+g'+g''=1$ ). È possibile definire anche un fattore correttivo relativo all'eventuale incongruenza nel sistema di accumulo energetico tra lo stato di carica iniziale e lo stato di carica finale:

$$d_{S.O.C.} = \frac{(S.O.C._{in} - S.O.C._{fin}) \cdot C_{B\,TOT}}{\eta_1 \cdot (m + n) \cdot E_{PV\,TOT}} = \frac{(S.O.C._{in} [Wh] - S.O.C._{fin} [Wh])}{\eta_1 \cdot (E_{PV\,TOT} - E_{PV \rightarrow G})}$$

dove  $C_{B\,TOT}$  è la capacità totale del sistema di accumulo energetico, mentre  $E_{PV\,TOT}$  e  $E_{PV \rightarrow G}$  sono rispettivamente l'energia totale generata dall'impianto fotovoltaico e l'energia fotovoltaica esportata complessivamente alla rete.

Tale fattore correttivo è positivo se  $S.O.C._{in} > S.O.C._{fin}$  (e quindi se il sistema di accumulo energetico apporta effettivamente un contributo netto positivo all'energia consumata dal carico), mentre è negativo se  $S.O.C._{in} < S.O.C._{fin}$  (e quindi se il sistema di accumulo energetico apporta invece effettivamente un contributo netto negativo all'energia consumata dal carico).

In sintesi, si propone un'espressione più accurata dell'efficienza totale di sistema con la formula:

$$\begin{aligned} \eta_{TOT} &= m \cdot \eta_{DIRECT} + n' \cdot \eta_{INDIRECT} + g' \cdot \eta_{EXPORT} \cdot \eta_{IMPORT} \\ &= (m + g' \cdot \eta_G^2) \cdot (\eta_1) + (n + d_{S.O.C.}) \cdot (\eta_2 \cdot \eta_3) \end{aligned}$$

dove  $\eta_{EXPORT}$  e  $\eta_{IMPORT}$  sono rispettivamente le efficienze relative all'esportazione e all'importazione energetica rispetto alla rete, mentre  $\eta_G$  è l'efficienza di scambio energetico bidirezionale con la rete, supposto che il sistema si interfacci con la rete tramite il DC-BUS;  $\eta_G$  dipende dal dispositivo che esegue lo scambio energetico bidirezionale con la rete, che nel caso di un generico sistema DC è necessariamente un inverter accoppiato in DC mentre nel caso di un generico sistema AC può essere l'inverter ibrido stesso oppure un altro inverter accoppiato in DC. Il termine  $g''$  influisce indirettamente in tale equazione poiché un suo valore non nullo impedisce al corrispettivo termine  $g'$  di essere, da solo, complementare ai termini  $m$  e  $n$ , limitando quindi i valori di efficienza totale raggiungibili.

Anche l'eventualità che il carico necessiti di un'energia di entità tale da doverne prelevare dalla rete in esubero rispetto alla generazione fotovoltaica in eccesso esportata alla rete non viene contemplata nel presente contesto: dal punto di vista dell'energia complessivamente fornita al carico in rapporto all'energia complessivamente generata dall'impianto fotovoltaico, tale eventualità comporterebbe efficienze totali di sistema apparentemente maggiori (possibilmente anche oltre il 100%, per carichi relativamente gravosi rispetto alla potenzialità dell'impianto fotovoltaico) rispetto all'efficienza totale di sistema relativa alla sola energia consumata dal carico derivante, in modo diretto o indiretto oppure passando attraverso la rete, dall'impianto fotovoltaico; nonostante ciò, sarebbe anche possibile affermare che tale eventuale importazione energetica in esubero non debba contribuire alla sintesi dell'efficienza totale di sistema, poiché essa è assolutamente indipendente dall'energia generata dall'impianto fotovoltaico ed effettivamente convertita dal sistema di alimentazione.

## 5.2. DIMENSIONAMENTO ENERGETICO DEL SISTEMA DI ALIMENTAZIONE

Il lavoro di dimensionamento energetico svolto nel contesto della presente Tesi è stato concepito al fine di studiare e paragonare le prestazioni di un eventuale sistema di alimentazione fotovoltaico con accumulo energetico, principalmente in funzione del dispositivo di conversione primario del sistema, e dunque della tipologia di sistema che ne consegue (DC o AC), della logica operativa rispetto alla rete (funzionamento *off-grid* o *on-grid*), dell'ubicazione dell'impianto e dell'entità del carico da alimentare. Conseguentemente, lo scopo primario di un dimensionamento energetico così concepito è emerso essere la determinazione preliminare, per ogni combinazione parametrica prevista, della minima capacità di accumulo energetico necessaria al sistema per poter operare sostenibilmente l'alimentazione di un determinato carico costante e continuo; è stata adottata una metodologia fondata su una dettagliata analisi dei flussi energetici di sistema.

Innanzitutto, per ottenere generici dati solari attendibili ed affidabili, è stato fatto affidamento sulla piattaforma PVGIS (*PhotoVoltaic Geographical Information System*) della Commissione Europea. PVGIS possiede un'estesa banca dati derivati dall'utilizzo di dati relativi alla radiazione solare ottenuti da immagini satellitari di elevata qualità ed elevata risoluzione spaziale/temporale, integrati dai dati riguardanti la temperatura ambiente e la velocità del vento ottenuti dalla rianalisi di modelli climatici. Con tali dati PVGIS fornisce numerose informazioni generali sulle prestazioni di sistemi fotovoltaici di diverso tipo in una vastissima area del globo, da cui è stato possibile estrapolare le informazioni necessarie al presente contesto, relativamente nello specifico alla generazione energetica fotovoltaica nelle tre eventuali località d'impianto preindicate. I modelli di resa energetica fotovoltaica di PVGIS sono validati da misure effettuate su moduli fotovoltaici commerciali dal Centro Comune di Ricerca (JRC: *Joint Research Centre*) all'ESTI (*European Solar Test Installation*), laboratorio di riferimento per la calibrazione e la misura delle prestazioni elettriche di materiali fotovoltaici e di dispositivi derivati finalizzato allo sviluppo di standard internazionali nel settore (localizzato ad Ispra, in Italia). Nel caso di due delle tre ubicazioni (Italia e Paraguay) è stato possibile utilizzare la banca dati PVGIS-SARAH2, di derivazione satellitare con risoluzione temporale oraria e risoluzione spaziale di  $0,05^\circ \times 0,05^\circ$ , mentre per la terza ubicazione (Cile) si è constatata invece la sola disponibilità della banca dati PVGIS-ERA5, di derivazione terrestre con risoluzione temporale oraria e risoluzione spaziale di  $0,25^\circ \times 0,25^\circ$  (generalmente, una banca dati di derivazione satellitare offre una precisione superiore rispetto ad una banca dati di derivazione terrestre); entrambe coprono un intervallo temporale relativo al periodo compreso tra l'anno 2005 e l'anno 2020 (inclusi).

Le possibili ubicazioni d'impianto, indicate a priori, sono:

- Italia: Via del Lavoro 114, Arzignano (VI), 36071 (stabilimento di SICIT)  
(latitudine:  $45,503^\circ$ ; longitudine:  $11,366^\circ$ ; altitudine: 84m)
- Paraguay: 4G55+F8J, Caazapa Mi, Paraguay (stabilimento di Mantis AGROPY)  
(latitudine:  $-25,892^\circ$ ; longitudine:  $-56,492^\circ$ ; altitudine: 124m)
- Cile: Puerto Montt, Los Lagos (indicata come zona generale)  
(latitudine:  $-41,472^\circ$ ; longitudine:  $-72,940^\circ$ ; altitudine: 9m)

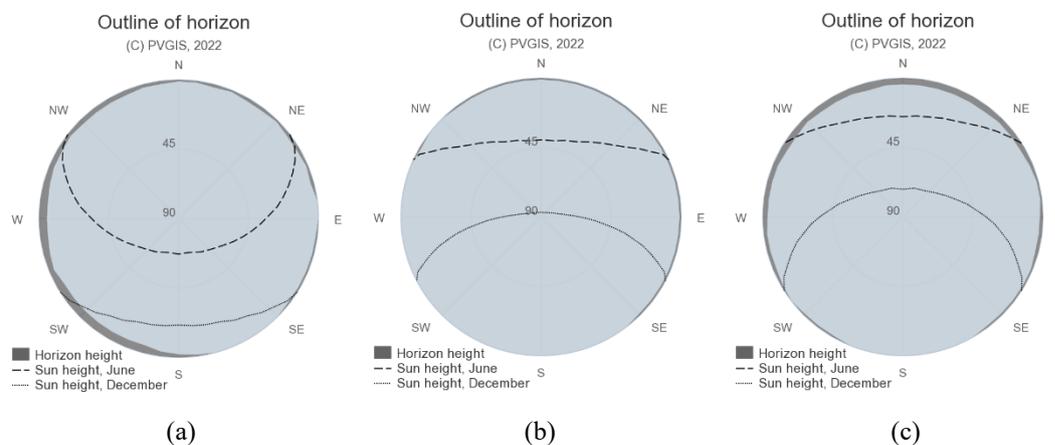


Figura 33 - Profilo dell'orizzonte nelle tre ubicazioni ed estremi annui dell'elevazione solare.

In Figura 33 sono illustrati i profili dell'orizzonte e gli estremi annui dell'elevazione solare, per ognuna delle tre ubicazioni.

La fase di ottenimento dei dati solari ha previsto principalmente l'uso degli strumenti di calcolo offerti in due sezioni distinte di PVGIS: "*performance of grid-connected PV*" e "*hourly radiation data*".

Nella sezione "*performance of grid-connected PV*", è stato possibile estrapolare manualmente, con tentativi iterativi, i valori ottimali di inclinazione e orientamento dei pannelli dell'impianto fotovoltaico in funzione prevalentemente dell'ubicazione dell'eventuale impianto, della logica operativa del sistema rispetto alla rete; altri parametri variabili che sono stati mantenuti fissi, per ogni caso, sono: la tecnologia fotovoltaica a base di silicio cristallino (c-Si) (poiché è decisamente la principale tecnologia utilizzata), la potenza fotovoltaica di picco installata pari a 1kWp (con l'intenzione di scalare manualmente in seguito il valore della potenza fotovoltaica di picco installata in ingresso, in funzione del dispositivo di conversione primario considerato) e le perdite di sistema pari a 0% (per ottenere, a tutti gli effetti, la potenza fotovoltaica generata in uscita dall'impianto fotovoltaico, a monte del sistema di conversione, con l'intenzione di integrare manualmente in seguito le perdite di sistema con la successiva inclusione, nell'analisi dei flussi energetici di sistema, delle efficienze di conversione dei vari dispositivi presenti).

Le due diverse logiche operative del sistema rispetto alla rete (funzionamento *off-grid* e *on-grid*) hanno richiesto due diversi approcci, relativamente sia all'installazione dell'impianto fotovoltaico che alla scelta dei criteri prioritari di dimensionamento.

Per un sistema *off-grid*, che per definizione presuppone la totale indipendenza dalla rete, e che dunque comporta un funzionamento interamente dipendente dalla propria capacità di accumulo energetico, si è convenuto ad utilizzare valori di inclinazione e orientamento dei pannelli dell'impianto fotovoltaico che consentissero di ottenere la massima generazione energetica media per il mese a generazione minima (che corrisponde al mese di dicembre per l'emisfero boreale e al mese di giugno per l'emisfero australe), al fine di minimizzare l'escursione della generazione fotovoltaica durante l'anno, al costo della riduzione della generazione complessiva; ciò è però giustificato principalmente dalla derivante diminuzione delle minime capacità di accumulo energetico necessarie e dell'entità dello spreco di energia generata in esubero rispetto alle capacità di accumulo energetico e al fabbisogno del carico.

I valori ottimali di inclinazione e orientamento dei pannelli dell'impianto fotovoltaico di un sistema di alimentazione con accumulo energetico in funzionamento *off-grid* per le tre ubicazioni sono:

- Italia: 69° e -1° (arrotondati, per agevolare la praticità d'installazione, a: 70° e 0°)
- Paraguay: 53° e -180° (arrotondati, per agevolare la praticità d'installazione, a: 50° e -180°)
- Cile: 66° e -180° (arrotondati, per agevolare la praticità d'installazione, a: 60° e -180°)

Per un sistema *on-grid*, che per definizione non presuppone invece la totale indipendenza dalla rete, e che dunque comporta un funzionamento al limite parzialmente dipendente dalla propria capacità di accumulo energetico, si è convenuto ad utilizzare valori di inclinazione e orientamento dei pannelli dell'impianto fotovoltaico che consentissero di ottenere la massima generazione energetica annua media complessiva, al fine di massimizzare l'erogazione energetica netta verso la rete ed il conseguente ipotetico (ma auspicabile) guadagno economico (non esplorato nel presente contesto).

I valori ottimali di inclinazione e orientamento dei pannelli dell'impianto fotovoltaico di un sistema di alimentazione con accumulo energetico in funzionamento *on-grid* per le tre ubicazioni sono:

- Italia: 39° e 0° (arrotondati, per agevolare la praticità d'installazione, a: 40° e 0°)
- Paraguay: 25° e -168° (arrotondati, per agevolare la praticità d'installazione, a: 25° e -170°)
- Cile: 35° e -180° (arrotondati, per agevolare la praticità d'installazione, a: 35° e -180°)

Nella sezione “*hourly radiation data*”, sono stati importati i valori ottimali dei parametri determinati nella prima sezione (mantenendo invariati gli altri parametri prefissati) per generare, per ogni anno e per ogni combinazione di ubicazione e inclinazione/orientamento d’impianto, i file csv contenenti l’elenco dei dati orari relativi alla generazione fotovoltaica del sistema [W], all’irradianza (flusso di radiazione solare) incidente sul piano inclinato del pannello [W/m<sup>2</sup>] (suddivisa nelle sue componenti diretta, diffusa e riflessa), all’elevazione solare rispetto all’orizzonte [°], alla temperatura ambiente [°C] e alla velocità del vento [m/s]. A partire da tali file csv (*Comma-Separated Values*), tramite l’utilizzo dei fogli di calcolo di Microsoft Office Excel è stato possibile realizzare, per ogni combinazione di ubicazione e inclinazione/orientamento d’impianto, un elenco composto dai dati orari medi, costituendo così un effettivo “anno medio” sintetizzato dai 16 anni del periodo 2005-2020; per gli anni bisestili sono stati esclusi per convenzione i dati orari relativi alla data del 29/02, al fine di omogeneizzare la corrispondenza tra i dati ed uniformare il numero totale di giorni (365) e ore (8760) nell’arco dell’anno.

I dati orari medi relativi alla generazione fotovoltaica del sistema [W] nell’anno medio per ognuna delle tre ubicazioni d’impianto e delle due logiche operative rispetto alla rete ( $3 \times 2 = 6$  anni medi) hanno costituito la base di partenza per l’analisi dei flussi energetici del sistema, che è stata eseguita mediante un foglio di calcolo in Microsoft Office Excel, in cui sono state implementate, tramite la sintassi logica offerta, una tabella principale, per il calcolo ricorsivo dei vari flussi energetici orari presenti nel sistema e di altri valori accessori d’interesse, ed una tabella di input, per l’impostazione dei parametri d’ingresso e per la selezione della tipologia di sistema (DC o AC) e dell’ubicazione d’impianto, che consentisse, previa modifica manuale, di variare i parametri utilizzati. Oltre ai valori orari, sono stati calcolati, in base alla rilevanza rispetto alla grandezza considerata, valori percentuali, cumulativi, massimi e minimi, ma anche valori di conteggio orario/giornaliero riferiti a determinate condizioni; tali valori sono risultati cruciali, in termini di assistenza ed indicazione, nella determinazione, per tentativi iterativi manuali, delle minime capacità di accumulo energetico necessarie in ogni caso esaminato.

È importante precisare che, essendo i dati orari generati da PVGIS e contenuti nei file csv derivati da campionamento discreto e non continuo/istantaneo, è stato necessario concepire un’approssimazione che considerasse tali valori come continui e costanti durante l’intera ora di riferimento, rendendo di fatto uguali i valori di potenza [W] e di energia [Wh] durante la medesima ora; l’effetto concreto che tale approssimazione apporta alla precisione dei calcoli effettuati è stata supposta (ed auspicata) essere complessivamente nulla o al peggio contenuta, poiché tale approssimazione dovrebbe plausibilmente tendere a compensare le conseguenze stocastiche del campionamento discreto, i cui valori, se prelevati in istanti a devianza statistica significativa, potrebbero verosimilmente non essere rappresentativi dell’andamento effettivo di determinate grandezze, in particolare della generazione fotovoltaica oraria: il campionamento potrebbe essere stato compiuto in un istante in cui sussiste uno sporadico spiraglio in un cielo altrimenti coperto, oppure in un istante in cui sussiste invece una qualunque nube transitoria in un cielo altrimenti limpido; questi effetti sono già verosimilmente e (almeno) parzialmente compensati, nell’operazione di sintesi dei dati orari medi. Quindi, se i valori di generazione fotovoltaica [W] campionati rappresentano la generazione fotovoltaica all’istante  $t = h$  e sono dunque considerati, per l’approssimazione concepita, continui e costanti nell’intervallo temporale tra  $t = h$  e  $t = h + 1$ , ciò implica che i valori calcolati nella tabella principale, essendo relativi alla durata di un’ora, sono riferiti all’intervallo temporale tra  $t = h$  e  $t = h + 1$  (cioè, il valore orario  $f(h)$  della generica grandezza  $f$  è riferita al valore cumulato durante l’ora  $h$ -esima).

Le informazioni generiche di rilievo ricavate da PVGIS sono riportate all’interno dell’Appendice C.

La tabella di input contiene caselle adibite all'inserimento dei seguenti parametri d'ingresso:

- $\eta_{DC/DC}$  [%]: efficienza di conversione DC/DC  
(del regolatore di carica solare selezionato per il sistema DC, o del primo stadio di conversione dell'inverter ibrido solare selezionato per il sistema AC)
- $\eta_{DC/AC}$  [%]: efficienza di conversione DC/AC  
(del primo stadio di conversione dell'inverter ibrido solare selezionato per il sistema AC)
- $\eta_{B(C)}$  [%]: efficienza di carica del sistema di accumulo energetico (fissato a 97,47%)
- $\eta_{B(D)}$  [%]: efficienza di scarica del sistema di accumulo energetico (fissato a 97,47%)
- $\eta_B$  [%]: efficienza di ciclo completo del sistema di accumulo energetico (fissato a 95%)
- $\eta_{driver DC}$  [%]: efficienza del driver LED DC-DC (fissato a 96%)
- $\eta_{driver AC}$  [%]: efficienza del driver LED AC-DC (fissato a 96%)
- $C_{Bn}$  [Wh]: capacità nominale complessiva del sistema di accumulo energetico
- $D.O.D._{max}$  [%]: profondità di scarica massima nominale del sistema di accumulo energetico (fissato a 95%)
- $C_{B0}$  [Wh]: carica iniziale del sistema di accumulo energetico
- $P_{PVpeak}$  [Wp]: potenza fotovoltaica di picco installata in ingresso
- $P_L$  [W]: potenza di carico in uscita (multiplo intero di 128,835W)

Inoltre, sono presenti anche caselle adibite alla visualizzazione dei seguenti parametri, immediatamente derivati dai precedenti:

- $\eta_1, \eta_2, \eta_3$  [%]: efficienze subtotali  
(rispettivamente dei percorsi  $PV \rightarrow L$ ,  $PV \rightarrow B$ ,  $B \rightarrow L$ )
- $C_{Bcut-off}$  [%]: livello di *cut-off* del sistema di accumulo energetico (fissato a 5%)
- $C_{Bmin}$  [Wh]: carica minima del sistema di accumulo energetico
- $C_{Bin}$  [Wh]: carica iniziale del sistema di accumulo energetico
- $E_L$  [Wh]: energia oraria consumata dal carico (continuo e costante) in uscita  
(multiplo intero di 128,835Wh)

Infine, sono presenti anche caselle adibite alla selezione dell'ubicazione e della tipologia di sistema, volta ad inizializzare, nella tabella principale, i valori delle grandezze rilevanti (che consistono, rispettivamente, nei dati orari di generazione fotovoltaica, relativi ad una determinata combinazione di ubicazione d'impianto e logica operativa di sistema rispetto alla rete, e nelle efficienze di conversione costituenti le efficienze subtotali, relative alla tipologia di sistema in esame).

Nel presente contesto, nella potenza di carico dell'impianto non sono stati considerati i consumi di eventuali dispositivi ausiliari verosimilmente presenti in un impianto reale, come eventuali dispositivi di mescolamento meccanico, pompe per il ricircolo del mezzo di coltura o per l'immissione di  $CO_2$  (*bubbling*), o eventuali sistemi di termoregolazione volti al mantenimento della temperatura ottimale per la coltura e per lo smaltimento del calore in eccesso generato dalle lampade. Di conseguenza, i valori di potenza di carico impostati nella tabella di input corrispondono ad un multiplo intero della potenza di un singolo modulo fotobioreattore base (che equivale ad una potenza pari a 128,835W).

La tabella principale contiene colonne riportanti, oltre ai valori di data [d/m] e ora [h] di riferimento, i valori orari calcolati ricorsivamente per le seguenti grandezze d'interesse:

- $P_{PV\ 1kWp}(h)$  [W/kWp] e  $P_{PV}(h)$  [W]: potenza fotovoltaica generata in ingresso (relativamente rispetto a 1kWp e rispetto alla piena potenza fotovoltaica di picco installata)
- $E_{PV\ 1kWp}(h)$  [Wh/kWp] e  $E_{PV}(h)$  [Wh]: energia fotovoltaica generata in ingresso (relativamente rispetto a 1kWp e rispetto alla piena potenza fotovoltaica di picco installata)
- $E_L(h)$  [Wh]: energia consumata dal carico (continuo e costante) in uscita
- $C_B(h)$  [Wh] e [%]: carica contenuta nel sistema di accumulo energetico
- $E_{Bnet}(h)$  [Wh]: energia netta scambiata con il sistema di accumulo energetico
- $E_{PV\rightarrow L}(h)$  [Wh] e [%]: energia fotovoltaica trasmessa al carico
- $E_{PV\rightarrow B}(h)$  [Wh] e [%]: energia fotovoltaica trasmessa al sistema di accumulo energetico
- $E_{PV\rightarrow G}(h)$  [Wh] e [%]: energia fotovoltaica trasmessa alla rete
- $E_{L\leftarrow PV}(h)$  [Wh] e [%]: energia di carico prelevata dall'impianto fotovoltaico
- $E_{L\leftarrow B}(h)$  [Wh] e [%]: energia di carico prelevata dal sistema di accumulo energetico
- $E_{L\leftarrow G}(h)$  [Wh] e [%]: energia di carico prelevata dalla rete
- $E_{Gnet}(h)$  [Wh]: energia netta scambiata con la rete
- $E_{Bextra(net)}(h)$  [Wh]: energia netta non scambiata con il sistema di accumulo energetico (sistema di accumulo energetico pienamente carico o pienamente scarico)
- $E_{Bextra(in)}(h)$  [Wh]: energia non assorbita dal sistema di accumulo energetico (sistema di accumulo energetico pienamente carico) (anche valori cumulativi giornalieri)
- $E_{Bextra(out)}(h)$  [Wh]: energia non erogata dal sistema di accumulo energetico (sistema di accumulo energetico pienamente scarico) (anche valori cumulativi giornalieri)
- $N_{h(Bempty)}$  e  $N_{d(Bempty)}$  [-]: conteggio cumulativo orario e giornaliero per la condizione corrispondente alla piena scarica del sistema di accumulo energetico carico
- $N_{h(Bfull)}$  e  $N_{d(Bfull)}$  [-]: conteggio cumulativo orario e giornaliero per la condizione corrispondente alla piena carica del sistema di accumulo energetico scarico

Inoltre, in fondo alla tabella principale sono incluse caselle per i valori cumulativi, massimi e minimi di rilievo ad alcune delle grandezze menzionate, che (come anticipato in precedenza) sono stati cruciali, in termini di assistenza ed indicazione, nella determinazione, per tentativi iterativi manuali, delle minime capacità di accumulo energetico necessarie in ogni caso esaminato; altri valori equivalenti sono stati calcolati per puro interesse informativo.

Di seguito sono riportate le formule che esprimono la sintassi algebrica/matematica delle grandezze elaborate ricorsivamente nella tabella principale del foglio di calcolo per l'analisi dei flussi energetici:

- $P_{PV\ 1kWp}(h)$  [W/kWp] = (INIZIALIZZATO)
- $P_{PV}(h)$  [W] =  $P_{PV\ 1kWp}(h) \cdot P_{PVpeak}$
- $E_{PV\ 1kWp}(h)$  [Wh/kWp] =  $P_{PV\ 1kWp}(h) \cdot 1h$
- $E_{PV}(h)$  [Wh] =  $E_{PV\ 1kWp}(h) \cdot P_{PVpeak}$
- $E_L(h)$  [Wh] =  $E_L$

- $C_B(h)$  [Wh] = ...

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{PV}(h) \geq \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow \begin{cases} C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 \geq C_{Bn} \Rightarrow C_{Bn} \\ C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 < C_{Bn} \Rightarrow C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 \end{cases} \\ E_{PV}(h) < \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow \begin{cases} C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 \leq C_{Bmin} \Rightarrow C_{Bmin} \\ C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 > C_{Bmin} \Rightarrow C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 \end{cases} \end{array} \right.$$

- $E_{Bnet}(h)$  [Wh] = ...

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{PV}(h) \geq \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow \begin{cases} C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 \geq C_{Bn} \Rightarrow C_{Bn} - C_B(h-1) \\ C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 < C_{Bn} \Rightarrow \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 \end{cases} \\ E_{PV}(h) < \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow \begin{cases} C_B(h-1) - \frac{(E_L(h) - E_{PV\ tot}(h) \cdot \eta_1)}{\eta_3} \leq C_{Bmin} \Rightarrow C_{Bmin} - C_B(h-1) \\ C_B(h-1) - \frac{(E_L(h) - E_{PV}(h) \cdot \eta_1)}{\eta_3} > C_{Bmin} \Rightarrow -\frac{(E_L(h) - E_{PV}(h) \cdot \eta_1)}{\eta_3} \end{cases} \end{array} \right.$$

- $E_{PV \rightarrow L}(h)$  [Wh] = ...

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{PV}(h) \geq \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow \frac{E_L(h)}{\eta_1} \\ E_{PV}(h) < \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow E_{PV}(h) \end{array} \right.$$

- $E_{PV \rightarrow B}(h)$  [Wh] = ...

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{PV}(h) > \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow \begin{cases} C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 \geq C_{Bn} \Rightarrow \frac{(C_{Bn} - C_B(h-1))}{\eta_2} \\ C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 < C_{Bn} \Rightarrow E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1} \end{cases} \\ E_{PV}(h) \leq \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow 0 \end{array} \right.$$

- $E_{PV \rightarrow G}(h)$  [Wh] = ...

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{PV}(h) > \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow \begin{cases} C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 > C_{Bn} \Rightarrow \frac{(C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2) - C_{Bn}}{\eta_2} \\ C_B(h-1) + \left(E_{PV}(h) - \frac{E_L(h)}{\eta_1}\right) \cdot \eta_2 \leq C_{Bn} \Rightarrow 0 \end{cases} \\ E_{PV}(h) \leq \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow 0 \end{array} \right.$$

- $E_{L \leftarrow PV}(h)$  [Wh] = ...

$$\begin{cases} E_{PV}(h) \geq \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow E_L(h) \\ E_{PV}(h) < \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow E_{PV}(h) \cdot \eta_1 \end{cases}$$

- $E_{L \leftarrow B}(h)$  [Wh] = ...

$$\begin{cases} E_{PV}(h) \geq \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow 0 \\ E_{PV}(h) < \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow \begin{cases} C_B(h-1) - \frac{(E_L(h) - E_{PV}(h) \cdot \eta_1)}{\eta_3} < C_{Bmin} \Rightarrow (C_B(h-1) - C_{Bmin}) \cdot \eta_3 \\ C_B(h-1) - \frac{(E_L(h) - E_{PV}(h) \cdot \eta_1)}{\eta_3} \geq C_{Bmin} \Rightarrow E_L(h) - E_{PV}(h) \cdot \eta_1 \end{cases} \end{cases}$$

- $E_{L \leftarrow G}(h)$  [Wh] = ...

$$\begin{cases} E_{PV}(h) \geq \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow 0 \\ E_{PV}(h) < \frac{E_L(h)}{\eta_1} \Rightarrow \begin{cases} C_B(h-1) - \frac{(E_L(h) - E_{PV}(h) \cdot \eta_1)}{\eta_3} < C_{Bmin} \Rightarrow -(C_B(h-1) - \frac{(E_L(h) - E_{PV}(h) \cdot \eta_1)}{\eta_3}) - C_{Bmin}) \cdot \eta_3 \\ C_B(h-1) - \frac{(E_L(h) - E_{PV}(h) \cdot \eta_1)}{\eta_3} \geq C_{Bmin} \Rightarrow 0 \end{cases} \end{cases}$$

- $E_{Gnet}(h)$  [Wh] = ...

$$\begin{cases} E_{PV \rightarrow G}(h) > 0 \Rightarrow E_{PV \rightarrow G}(h) \cdot \frac{\eta_2}{\eta_{B(D)}} \\ E_{PV \rightarrow G}(h) \leq 0 \Rightarrow \begin{cases} E_{L \leftarrow G}(h) > 0 \Rightarrow -\frac{E_{L \leftarrow G}(h)}{\eta_{B(C)}} \\ E_{L \leftarrow G}(h) \leq 0 \Rightarrow 0 \end{cases} \end{cases}$$

- $E_{Bextra(net)}(h)$  [Wh] = ...

$$\begin{cases} E_{Gnet}(h) > 0 \Rightarrow E_{Gnet}(h) \cdot \eta_{B(D)} \\ E_{Gnet}(h) = 0 \Rightarrow 0 \\ E_{Gnet}(h) < 0 \Rightarrow \frac{E_{Gnet}(h)}{\eta_{B(C)}} \end{cases}$$

- $E_{Bextra(in)}(h)$  [Wh] = ...

$$\begin{cases} E_{Bextra(net)}(h) > 0 \Rightarrow E_{Bextra(net)}(h) \\ E_{Bextra(net)}(h) = 0 \Rightarrow 0 \end{cases}$$

- $E_{Bextra(out)}(h)$  [Wh] = ...

$$\begin{cases} E_{Bextra(net)}(h) = 0 \Rightarrow 0 \\ E_{Bextra(net)}(h) < 0 \Rightarrow -E_{Bextra(net)}(h) \end{cases}$$

Per determinare le minime capacità del sistema di accumulo energetico che consentano al sistema di alimentare sostenibilmente il carico (continuo e costante), per ogni combinazione di ubicazione d'impianto, dispositivo di conversione primario (regolatore di carica solare o inverter ibrido solare), entità di carico e logica operativa rispetto alla rete (funzionamento *off-grid* o *on-grid*), il procedimento seguito ha previsto l'utilizzo della tabella principale per convergere, tramite tentativi iterativi manuali, a tali valori, adottando nello specifico un diverso insieme di criteri per le due diverse logiche operative.

Per il caso di un generico sistema con funzionamento *off-grid*, i criteri di dimensionamento adottati prevedono che il sistema di accumulo energetico non sia mai completamente scarico (cioè, che la sua capacità non sia mai inferiore alla minima capacità consentita, che dipende dal suo livello di *cut-off*), che è intrinsecamente il prerequisito cruciale per tale modalità di funzionamento ed in particolare per la tipologia di carico considerato (continuo e costante; con un carico intermittente e variabile, invece, potrebbe essere ritenuto accettabile che il sistema di accumulo energetico permanga ad uno stato di scarica completa durante periodi di carico nullo o sufficientemente esiguo da essere totalmente soddisfatto dalla generazione fotovoltaica). Di conseguenza, i tentativi iterativi manuali eseguiti per convergere ad un valore definitivo di capacità minima (per ogni caso) hanno previsto un iniziale sovradimensionamento della capacità nominale del sistema di accumulo con stato di carica iniziale pari al 100%, seguito dalla modifica manuale del valore dello stato di carica iniziale ad un valore uguale al valore dello stato di carica finale (il sovradimensionamento deve essere tale da non comportare il raggiungimento di uno stato di scarica totale dopo la modifica dello stato di carica iniziale, ma non deve nemmeno essere talmente elevato da non consentire mai il raggiungimento della carica completa); il ragionamento per cui è stato scelto di pareggiare i valori degli stati di carica iniziale e finale risiede nell'utilizzo, descritto in precedenza, di un "anno medio", per cui è risultato sensato concepire un equilibrio tra lo stato iniziale e lo stato finale del sistema. Dopo aver eguagliato tali valori, è stato estrapolato il valore corrispondente all'escursione massima nell'arco dell'anno della capacità contenuta nel sistema di accumulo energetico, calcolata come differenza tra il valore massimo ed il valore minimo; affinché il dimensionamento energetico converga a determinare la minima capacità necessaria, e che quindi sia consentito il raggiungimento tangenziale, ma non permanente, dello stato di scarica totale, è necessario che tale valore di escursione massima corrisponda al valore definito dalla differenza tra la capacità di carica totale (100%) e la capacità corrispondente al livello di *cut-off* (5%). Dunque, il valore della minima capacità di accumulo energetico è definito dal valore di tale escursione massima diviso per il valore della massima profondità di scarica consentita ( $100 - 5 = 95\%$ ); tale valore è stato poi manualmente impostato, nella relativa casella della tabella di input, in sostituzione del valore, inizialmente sovradimensionato, della capacità nominale del sistema di accumulo energetico; ciò ha permesso di verificare la correttezza del procedimento e di registrare anche il valore definitivo corrispondente allo stato di carica iniziale, poiché variando i dati in ingresso varia anche il valore dello stato di carica finale. Tutti i dati d'interesse sono stati infine registrati nella tabella dei risultati.

Per il caso di un generico sistema con funzionamento *on-grid*, i criteri di dimensionamento adottati prevedono che l'energia di carico importata dalla rete sia minore del 10% e del 5% del totale: poiché, per definizione, il funzionamento *on-grid* offre flessibilità superiore rispetto al funzionamento *off-grid* (in termini di criteri operativi prioritari) tali criteri sono stati scelti perché si è constatato che, in assenza di accumulo energetico, l'entità dell'energia di carico importata dalla rete risulta comunque essere superiore al 50% del totale (a causa dell'intermittenza intrinseca alla generazione fotovoltaica), e quindi le minime capacità definite da un dimensionamento che adotti tali criteri consentono di ridurre l'importazione energetica dalla rete, rispettivamente, almeno di un fattore 5 e 10; inoltre, si è convenuto a contenere il dimensionamento, relativamente all'entità del carico in uscita, a livelli tali da consentire comunque uno scambio energetico netto positivo con la rete, per poter godere degli eventuali (ed auspicabili) guadagni economici derivati dalla vendita dell'energia generata in eccesso. Il procedimento per questa modalità di funzionamento è stato più diretto: i tentativi iterativi manuali eseguiti per convergere ai valori definitivi delle minime capacità (per ogni caso) hanno previsto il monitoraggio dei valori estrapolati relativi alle percentuali di energia di carico complessivamente importata dalla rete nell'arco dell'anno rispetto al totale. Essendo questo procedimento meno sistematico e metodico rispetto a quello seguito nel dimensionamento per la modalità di funzionamento *off-grid*, si è convenuto, per semplicità, a determinare i valori definitivi delle minime capacità di accumulo energetico, corrispondenti ai valori di capacità nominale, in modo manuale con approssimazioni successive convergenti discretizzate a valori multipli di 100Wh; il sistema di accumulo energetico è stato supposto essere inizialmente totalmente scarico. Alla constatazione di un valore sufficiente per operare sotto le soglie definite dai criteri adottati, si è provveduto a registrare i dati d'interesse nella tabella dei risultati.

Le tabelle contenenti i risultati dei procedimenti descritti (allegate in Appendice D) riportano, per ogni combinazione di ubicazione d'impianto, dispositivo di conversione primario, entità di carico in uscita e logica operativa rispetto alla rete, oltre ai valori minimi di capacità di accumulo necessaria al sistema per alimentare il carico (continuo e costante) in modo sostenibile, i valori percentuali delle frazioni dei flussi energetici presenti nel sistema rispetto ai valori totali di riferimento, al fine di offrire un'ulteriore opportunità comparativa.

In particolare, sono presenti due sezioni distinte, una dedicata all'analisi dei flussi energetici relativi all'energia fotovoltaica generata in ingresso ed una dedicata all'analisi dei flussi energetici relativi all'energia di carico consumata in uscita.

La sezione dedicata all'analisi dei flussi energetici relativi all'energia fotovoltaica, complessivamente generata in ingresso nell'arco dell'anno, riporta i valori corrispondenti a:

- $E_{PV \rightarrow L}$  [%]: frazione percentuale dell'energia fotovoltaica annua totale trasmessa direttamente al carico  
(anche indicata come "indice di utilizzazione diretta dell'energia fotovoltaica"  $u_{direct}$ )
- $E_{PV \rightarrow B}$  [%]: frazione percentuale dell'energia fotovoltaica annua totale trasmessa al sistema di accumulo energetico  
(anche indicata come "indice di utilizzazione indiretta dell'energia fotovoltaica"  $u_{indirect}$ )
- $E_{PV \rightarrow L (tot)}$  [%]: frazione percentuale dell'energia fotovoltaica annua totale complessivamente trasmessa al carico (somma della trasmissione diretta e indiretta)  
(anche indicata come "indice di utilizzazione totale dell'energia fotovoltaica"  $u_{total}$ )
- $E_{PV \rightarrow G}$  [%]: frazione percentuale dell'energia fotovoltaica annua totale trasmessa alla rete  
(o non utilizzata, nel caso di un generico sistema operante in modalità *off-grid*)

La sezione dedicata all'analisi dei flussi energetici relativi all'energia di carico, complessivamente consumata in uscita nell'arco dell'anno, riporta i valori corrispondenti a:

- $E_{L \leftarrow PV}$  [%]: frazione percentuale dell'energia di carico annua totale fornita direttamente dall'impianto fotovoltaico
- $E_{L \leftarrow B}$  [%]: frazione percentuale dell'energia di carico annua totale fornita dal sistema di accumulo energetico
- $E_{L \leftarrow PV (tot)}$  [%]: frazione percentuale dell'energia di carico annua totale complessivamente fornita dall'impianto fotovoltaico (relativa alla somma della trasmissione diretta e indiretta)
- $E_{L \leftarrow G}$  [%]: frazione percentuale dell'energia di carico annua totale fornita dalla rete

Nelle tabelle dedicate al funzionamento in modalità *off-grid*, sono stati omessi, per banalità, i valori corrispondenti agli ultimi due flussi descritti, poiché con tale logica operativa rispetto alla rete il sistema non preleva alcuna energia dalla rete e di conseguenza l'energia di carico è complessivamente fornita, per trasmissione in parte diretta ed in parte indiretta, dall'impianto fotovoltaico.

Infine, nelle tabelle dedicate al funzionamento in modalità *off-grid*, sono stati inclusi anche i valori, assoluti e percentuali, corrispondenti allo stato di carica iniziale del sistema di accumulo energetico; invece, nelle tabelle dedicate al funzionamento in modalità *on-grid*, sono stati tabulati i valori corrispondenti ai due diversi criteri di dimensionamento adottati oltre che, per riferimento e confronto, alla configurazione di sistema priva di accumulo energetico.

I confronti e le verifiche derivanti dai risultati tabulati permettono di evincere constatazioni interessanti.

Innanzitutto, è risultato particolarmente interessante confrontare, ad accertata parità di altri fattori, le prestazioni di un generico sistema DC e di un generico sistema AC. A tale fine, sono stati confrontati due sistemi basati rispettivamente sui due dispositivi di conversione primari DC<sub>4</sub> e AC<sub>4</sub>; tale scelta è stata motivata dalla sostanziale equivalenza permessa dai due dispositivi (entrambi prodotti da Victron) in termini di potenza fotovoltaica di picco installabile in ingresso e massima efficienza per lo stadio di conversione DC/DC. I due sistemi sono stati considerati nel caso di ubicazione in Paraguay (b), poiché l'irraggiamento maggiore caratteristico di tale latitudine rispetto alle latitudini delle altre ubicazioni comporta una maggiore generazione fotovoltaica dell'impianto e di conseguenza ad un migliore dimensionamento in cui le differenze che si intendono evidenziare sono maggiormente apprezzabili. In sintesi, nel presente confronto tra i due sistemi sussiste uguaglianza d'ubicazione, di generazione fotovoltaica in ingresso e di efficienza dello stadio di conversione DC/DC, lasciando come uniche differenze proprio le stesse che differenziano per definizione le due tipologie di sistema (ossia, la presenza, nel sistema AC, di un ulteriore stadio di conversione DC/AC e di un ulteriore stadio di regolazione attuato dal driver AC), risultando di conseguenza in un confronto pienamente ottimizzato.

Per semplicità, il confronto tra i due sistemi è stato eseguito relativamente al funzionamento *off-grid*, ma le stesse considerazioni possono essere evinte anche dal funzionamento *on-grid*.

Si è potuto osservare che un generico sistema AC, a causa del relativo difetto in termini di efficienza, richiede, a parità di carico alimentato, una maggiore capacità di accumulo energetico rispetto ad un generico sistema DC; tale differenza si amplia con l'incremento del carico da alimentare (numero di moduli fotobiorreattori base). Inoltre, si osserva una specifica soglia di dimensionamento, relativamente all'entità del carico da alimentare, oltre cui si instaura una degenerazione esponenziale della capacità di accumulo energetico necessaria, inferendo dunque l'impossibilità di alimentare un determinato carico (numero di moduli fotobiorreattori base) in modo sostenibile e conveniente oltre tale soglia (Figura 34).

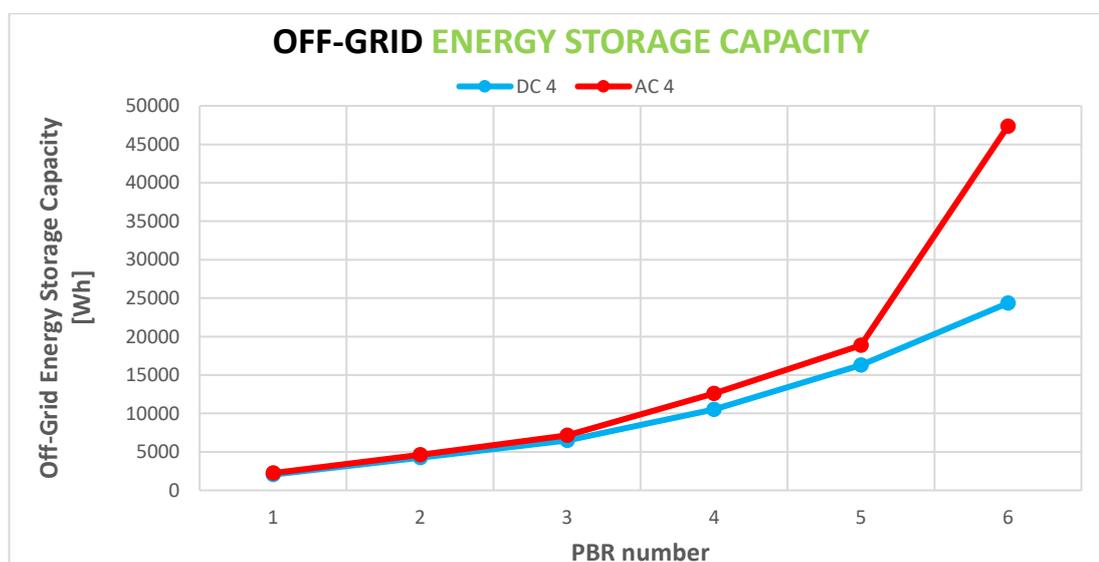


Figura 34 - Minima capacità di accumulo energetico necessario: differenza tra un generico sistema DC ed un generico sistema AC, a parità di altri fattori (ubicazione d'impianto, potenza fotovoltaica di picco installabile in ingresso e massima efficienza per lo stadio di conversione DC/DC).

In generale, nonostante un generico sistema DC rispetto ad un generico sistema AC offra efficienze massime mediamente superiori, i sistemi AC sono spesso preferibili se si prevede l'esigenza di alimentare (altri) carichi (ausiliari) AC o, in particolare, nelle applicazioni con funzionamento *on-grid*, poiché molti inverter solari ibridi possiedono già al loro interno circuiteria elettronica predisposta all'allacciamento con la rete, mentre i sistemi DC strutturati attorno ad un regolatore di carica solare necessitano di un ulteriore inverter per l'interfacciamento con la rete; di conseguenza, i sistemi DC sono intrinsecamente preferibili nelle applicazioni con funzionamento *off-grid* in cui si prevede solamente l'alimentazione di carichi DC.

Inoltre, relativamente ai valori percentuali corrispondenti ai flussi energetici descritti precedentemente, è interessante osservare che un generico sistema AC, proporzionalmente, trasmette al carico in uscita una maggiore percentuale di energia fotovoltaica, sia in modo diretto che in modo indiretto, rispetto ad un generico sistema DC, comportando al contempo minori percentuali di energia esportata alla rete o persa (non utilizzata). Tale osservazione, che inizialmente potrebbe facilmente risultare apparentemente controintuitiva e paradossale, si attribuisce nel presente contesto alla minore efficienza complessiva del generico sistema AC rispetto al generico sistema DC, che costringe una maggiore percentuale di energia fotovoltaica in ingresso a permanere nel sistema per compensare le perdite di conversione; infatti, in un generico sistema DC è possibile osservare che l'energia complessivamente fornita al carico proviene dall'impianto fotovoltaico in modo diretto in percentuali proporzionalmente maggiori rispetto ad un generico sistema AC, appunto per l'efficienza mediamente superiore (in particolare relativamente alla trasmissione energetica diretta). Gli andamenti grafici da cui sono state desunte tali considerazioni sono illustrati in seguito (Figura 35, Figura 36, Figura 37, Figura 38, Figura 39).

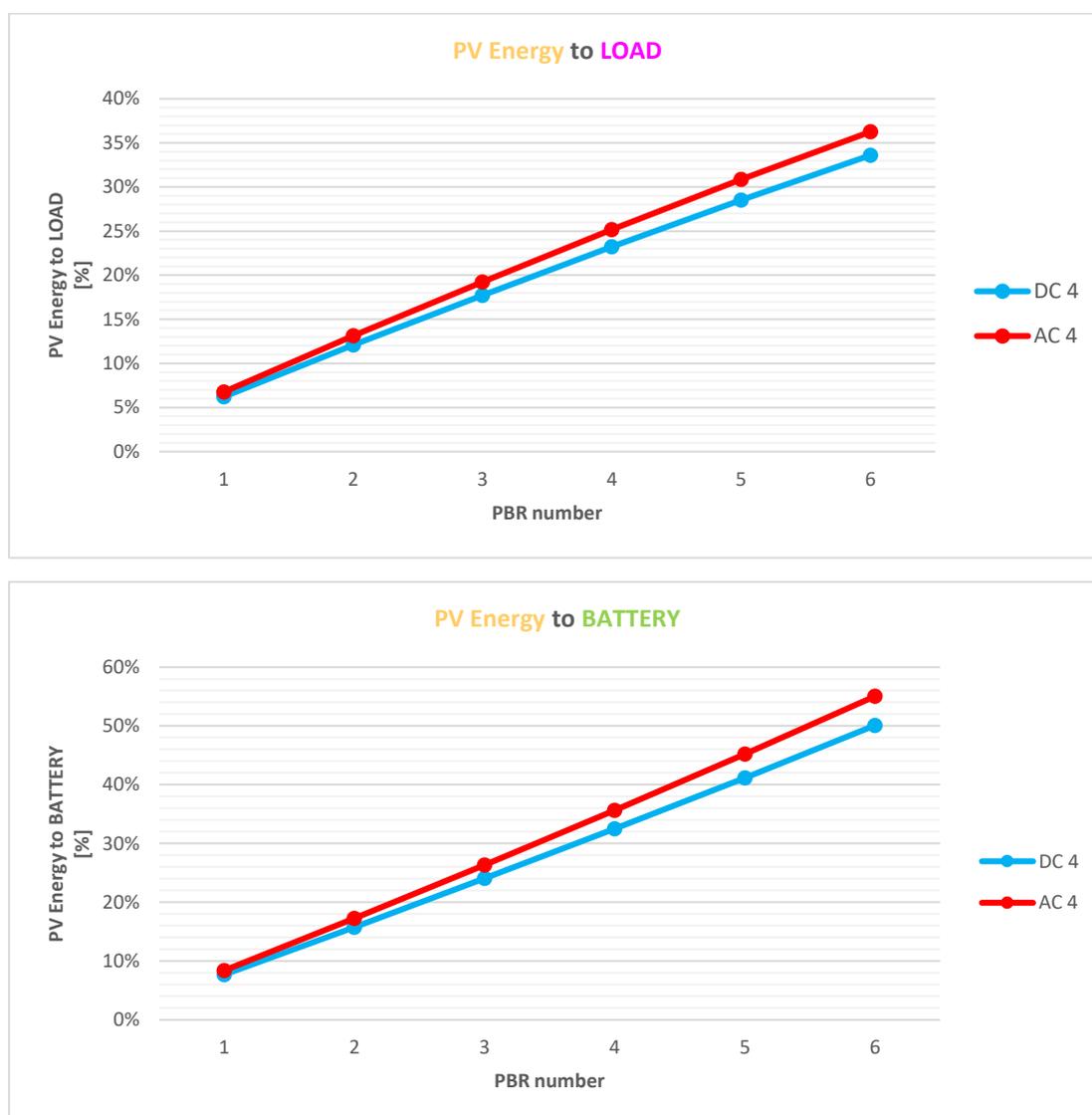


Figura 35 - Esempio di confronto tra un generico sistema DC ed un generico sistema AC, a parità di altri fattori (ubicazione d'impianto, potenza fotovoltaica di picco installabile in ingresso e massima efficienza per lo stadio di conversione DC/DC): frazione percentuale dell'energia fotovoltaica annua totale trasmessa direttamente al carico ( $E_{PV \rightarrow L}$ ) e frazione percentuale dell'energia fotovoltaica annua totale trasmessa al sistema di accumulo energetico ( $E_{PV \rightarrow B}$ ).

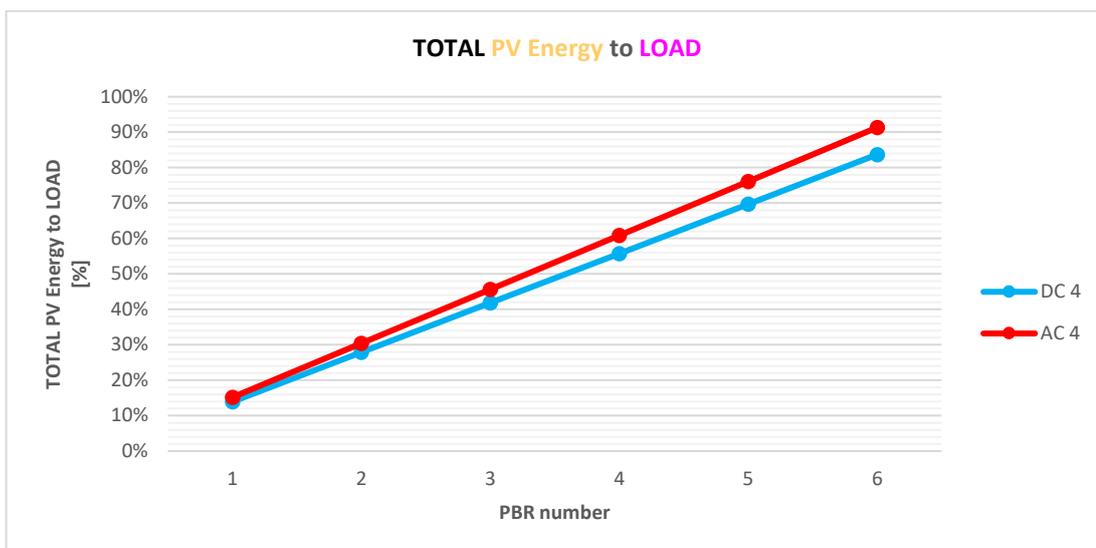


Figura 36 - Esempio di confronto tra un generico sistema DC ed un generico sistema AC, a parità di altri fattori (ubicazione d’impianto, potenza fotovoltaica di picco installabile in ingresso e massima efficienza per lo stadio di conversione DC/DC): frazione percentuale dell’energia fotovoltaica annua totale complessivamente trasmessa al carico (somma della trasmissione diretta e indiretta) ( $E_{PV \rightarrow L (tot)}$ ).

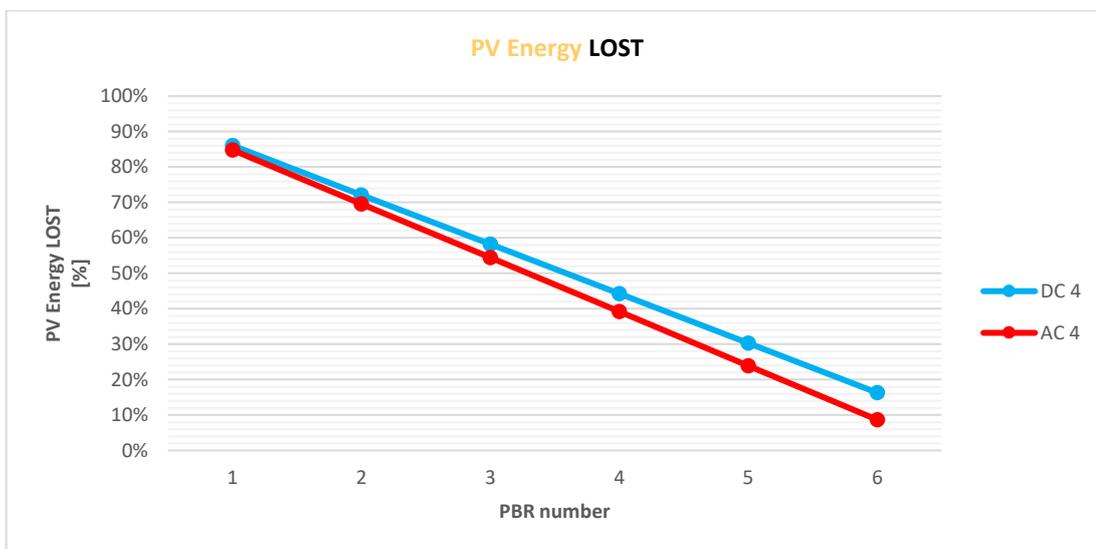


Figura 37 - Esempio di confronto tra un generico sistema DC ed un generico sistema AC, a parità di altri fattori (ubicazione d’impianto, potenza fotovoltaica di picco installabile in ingresso e massima efficienza per lo stadio di conversione DC/DC): frazione percentuale dell’energia fotovoltaica annua totale persa (non utilizzata) ( $E_{PV \rightarrow G (lost)}$ ).

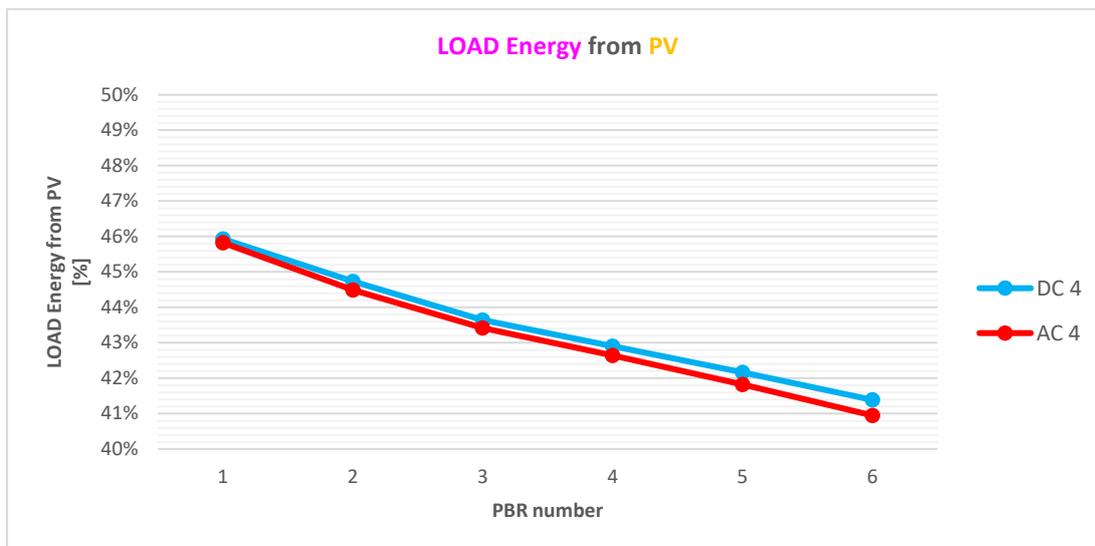


Figura 38 - Esempio di confronto tra un generico sistema DC ed un generico sistema AC, a parità di altri fattori (ubicazione d’impianto, potenza fotovoltaica di picco installabile in ingresso e massima efficienza per lo stadio di conversione DC/DC): frazione percentuale dell’energia di carico annua totale fornita direttamente dall’impianto fotovoltaico ( $E_{L \leftarrow PV}$ ).

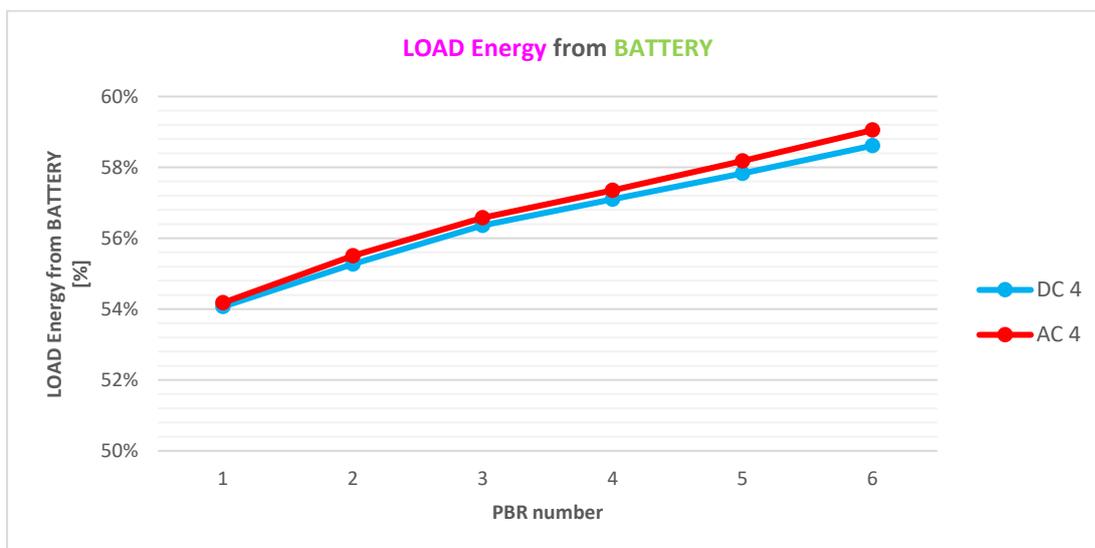


Figura 39 - Esempio di confronto tra un generico sistema DC ed un generico sistema AC, a parità di altri fattori (ubicazione d’impianto, potenza fotovoltaica di picco installabile in ingresso e massima efficienza per lo stadio di conversione DC/DC): frazione percentuale dell’energia di carico annua totale fornita indirettamente dal sistema di accumulo energetico ( $E_{L \leftarrow B}$ ).

Oltre alla tipologia di sistema (DC o AC), è risultato particolarmente interessante, in generale, esaminare le prestazioni del medesimo sistema al variare dell'ubicazione, della logica operativa rispetto alla rete (funzionamento *off-grid* o *on-grid*) e dell'entità del carico da alimentare; a tale fine, si è considerato un sistema AC strutturato attorno al dispositivo AC<sub>4</sub> (inverter ibrido solare Victron EasySolar-II GX).

Per quanto riguarda l'ubicazione d'impianto, sono stati confrontati i valori delle minime capacità di accumulo energetico necessarie al sistema per operare in modalità *off-grid*, ma le stesse osservazioni e considerazioni sono offerte anche dall'analisi del funzionamento in modalità *on-grid*. È stato possibile osservare che ubicazioni situate a latitudini più prossime all'equatore (come l'ubicazione b in Paraguay) permettono un migliore dimensionamento energetico, relativamente sia alle minime capacità di accumulo energetico necessarie che all'entità del carico (numero di moduli fotobiorreattori base) sostenibilmente alimentabile, poiché la degenerazione esponenziale del dimensionamento si innesca ad un carico più elevato; tale osservazione era largamente prevedibile, poiché ubicazioni a latitudini più prossime all'equatore offrono generalmente, rispetto ad ubicazioni a latitudini più distanti dall'equatore, irradianze superiori che a loro volta favoriscono livelli superiori di generazione fotovoltaica, a parità di potenza fotovoltaica di picco installata in ingresso al sistema.

È stato però osservato anche che un generico impianto localizzato presso l'ubicazione c (in Cile), oltre ad una determinata soglia di carico, necessita di maggiori capacità di accumulo energetico rispetto ad un generico impianto localizzato presso l'ubicazione a (in Italia), nonostante si trovi ad una latitudine leggermente più favorevole; ciò è stato ragionevolmente supposto essere dovuto alle differenti condizioni atmosferiche e meteorologiche caratteristiche di tale zona geografica, che influiscono diversamente sui livelli di irradianza e generazione fotovoltaica disponibili (Figura 40).

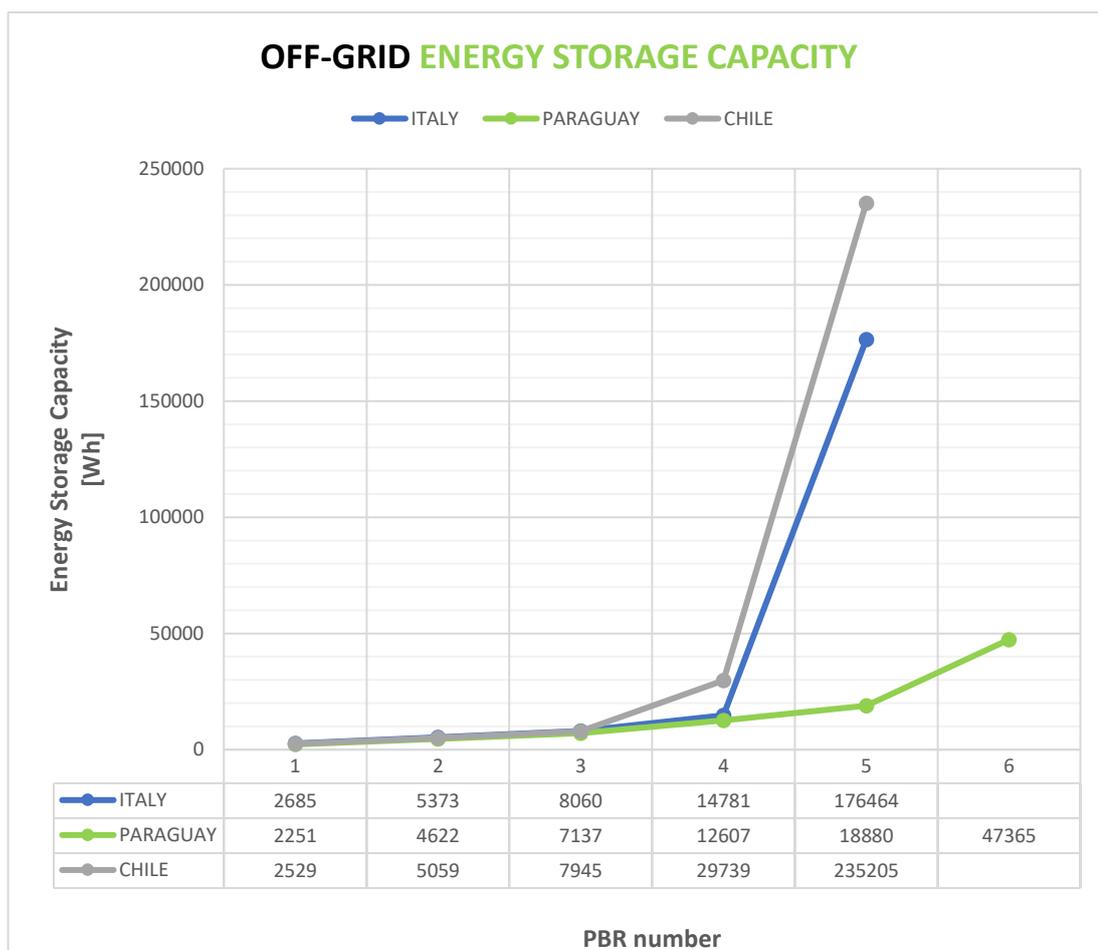


Figura 40 – Differenze di dimensionamento energetico al variare dell'ubicazione d'impianto e dell'entità del carico da alimentare, relativamente ad un sistema di alimentazione AC strutturato attorno all'inverter ibrido solare Victron EasySolar-II GX (AC<sub>4</sub>) con funzionamento in modalità *off-grid*.

Inoltre, relativamente ai valori percentuali corrispondenti ai flussi energetici descritti precedentemente, è interessante osservare che, con l'incremento dell'entità del carico alimentato sussiste un aumento dell'energia fotovoltaica trasmessa al carico (sia complessivamente che direttamente ed indirettamente), che indica un livello superiore di utilizzazione dell'energia fotovoltaica generata; contemporaneamente, di conseguenza, sussiste anche una diminuzione dell'energia fotovoltaica non utilizzata che nel caso (presente) di funzionamento in modalità *off-grid* risulta essere persa, mentre nel caso di funzionamento in modalità *on-grid* risulterebbe essere esportata alla rete (Figura 41).

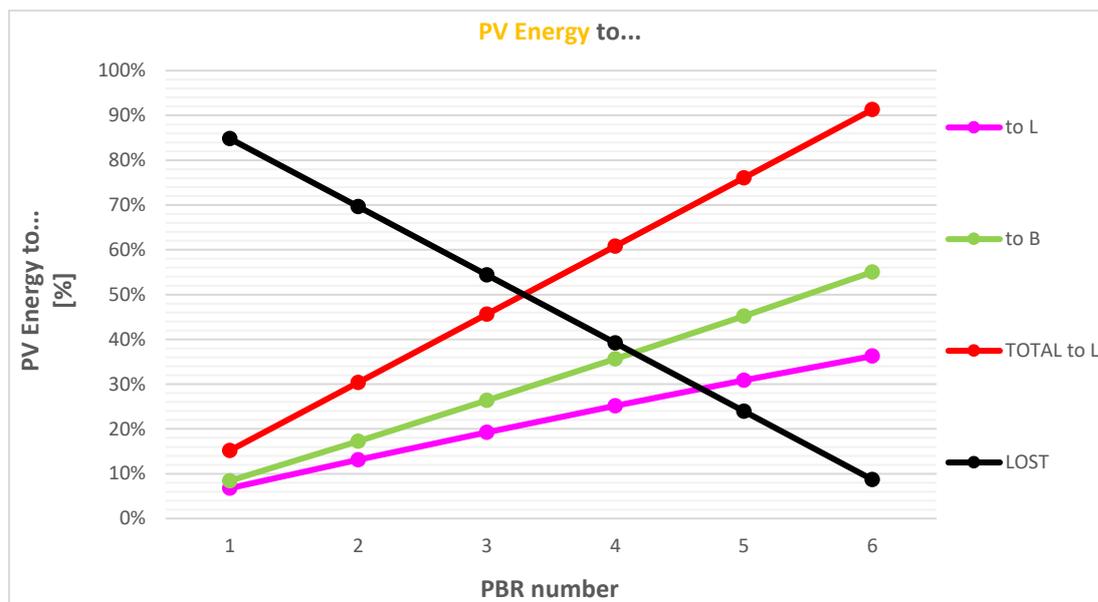


Figura 41 – Energia fotovoltaica generata complessivamente nell'arco dell'anno medio: frazioni percentuali relative alla trasmissione diretta ( $E_{PV \rightarrow L}$ ), alla trasmissione indiretta ( $E_{PV \rightarrow B}$ ), alla trasmissione complessiva ( $E_{PV \rightarrow L (tot)}$ ) e alla parte persa ( $E_{PV \rightarrow G (lost)}$ ).

L'energia di carico complessivamente consumata, con l'incremento dell'entità del carico alimentato, viene fornita dall'impianto fotovoltaico in percentuali decrescenti per trasmissione diretta e, invece, in percentuali crescenti per trasmissione indiretta tramite il sistema di accumulo energetico (Figura 42).

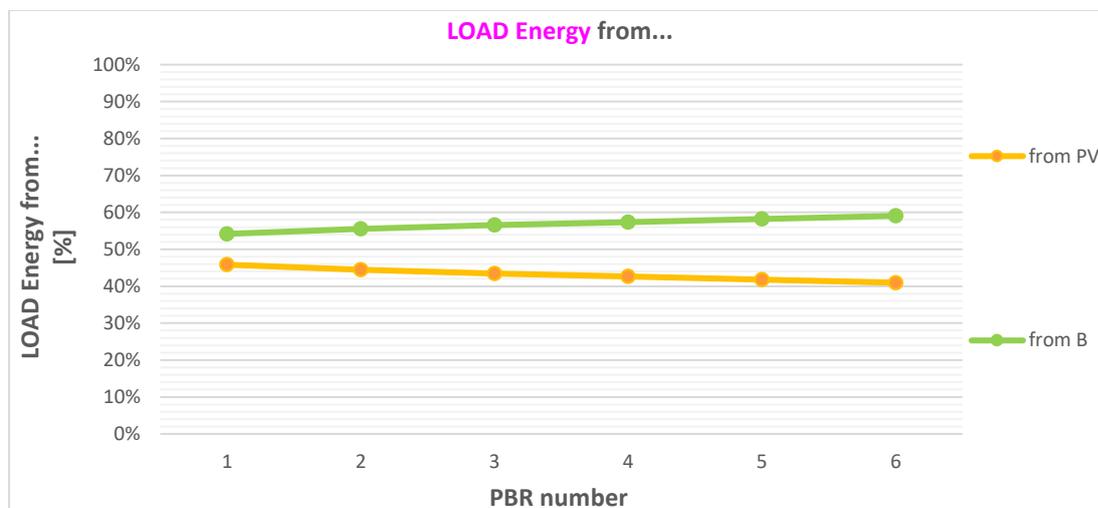


Figura 42 - Energia di carico consumata complessivamente nell'arco dell'anno medio: frazioni percentuali relative alla trasmissione diretta ( $E_{L \leftarrow PV}$ ) e alla trasmissione indiretta ( $E_{L \leftarrow B}$ ).

Per quanto riguarda invece la logica operativa rispetto alla rete (funzionamento *off-grid* e *on-grid*), è stato possibile osservare che i due diversi criteri adottati per il dimensionamento in modalità *on-grid* comportano, rispetto alla modalità *off-grid*, dimensionamenti energetici sistematicamente migliori, relativamente sia alle minime capacità di accumulo energetico necessarie che all'entità del carico sostenibilmente alimentabile, poiché la degenerazione esponenziale del dimensionamento si innesca ad un carico più elevato; tale osservazione era comunque largamente prevedibile, poiché il funzionamento in modalità *off-grid*, per raggiungere la totale indipendenza dalla rete, è intrinsecamente ed interamente dipendente dall'entità del sistema di accumulo energetico presente nell'impianto, che risulta essere dunque nettamente più gravoso, in particolare all'aumentare dell'entità di carico, rispetto ad un impianto funzionante in modalità *on-grid*. Inoltre, criteri leggermente meno stringenti per il funzionamento in modalità *on-grid* non solo consentono un dimensionamento energetico leggermente migliore, in termini di minime capacità di accumulo energetico necessarie, ma possono anche incrementare la soglia oltre la quale si assiste alla degenerazione esponenziale del dimensionamento, conseguendo nella capacità di alimentare sostenibilmente carichi di entità maggiore (Figura 43).

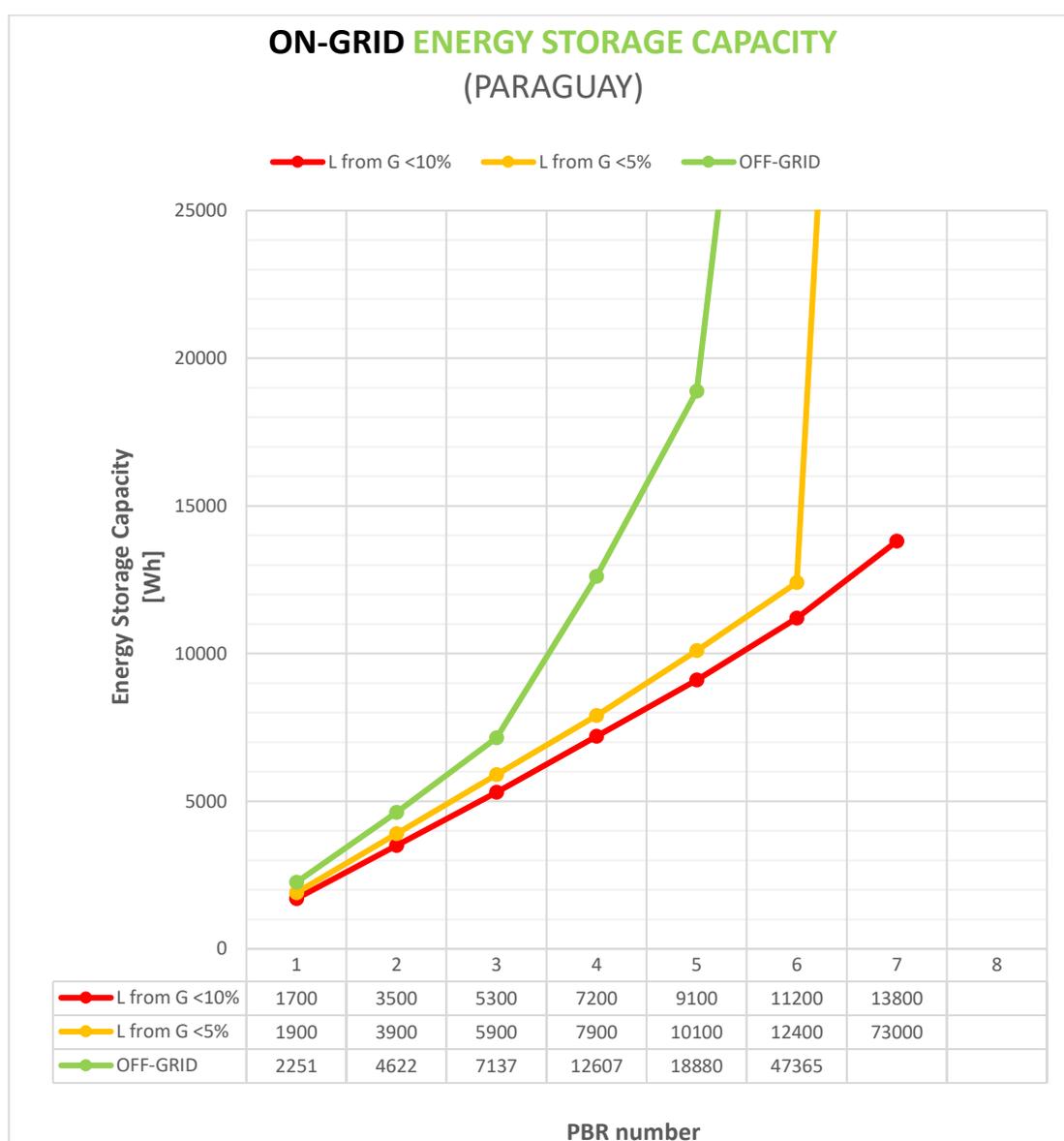


Figura 43 - Differenze di dimensionamento energetico al variare della logica operativa rispetto alla rete e dell'entità del carico da alimentare, relativamente ad un sistema di alimentazione AC strutturato attorno all'inverter ibrido solare Victron EasySolar-II GX (AC4).

Inoltre, relativamente ai valori percentuali corrispondenti ai flussi energetici descritti precedentemente, è interessante osservare che, con l'incremento dell'entità del carico alimentato sussiste un aumento dell'energia fotovoltaica trasmessa al carico (sia complessivamente che direttamente ed indirettamente), che indica un livello superiore di utilizzazione dell'energia fotovoltaica generata; contemporaneamente, di conseguenza, sussiste anche una diminuzione dell'energia fotovoltaica esportata alla rete (e nel caso di funzionamento in modalità *off-grid*, non utilizzata) (Figura 44).



Figura 44 - Energia fotovoltaica generata complessivamente nell'arco dell'anno medio: frazioni percentuali relative alla trasmissione diretta ( $E_{PV \rightarrow L}$ ), alla trasmissione indiretta ( $E_{PV \rightarrow B}$ ), alla trasmissione complessiva ( $E_{PV \rightarrow L (tot)}$ ) e alla parte non utilizzata (esportata alla rete o persa) ( $E_{PV \rightarrow G}$ ).

L'energia di carico complessivamente consumata, con l'incremento dell'entità del carico alimentato, viene fornita dall'impianto fotovoltaico in percentuali decrescenti per trasmissione diretta e, viceversa, in percentuali crescenti per trasmissione indiretta tramite il sistema di accumulo energetico; invece, la porzione proveniente dalla rete, con l'incremento dell'entità del carico alimentato, viene fornita in percentuali crescenti, rispecchiando le percentuali decrescenti relative alla frazione percentuale complessivamente fornita dall'impianto fotovoltaico (Figura 45).

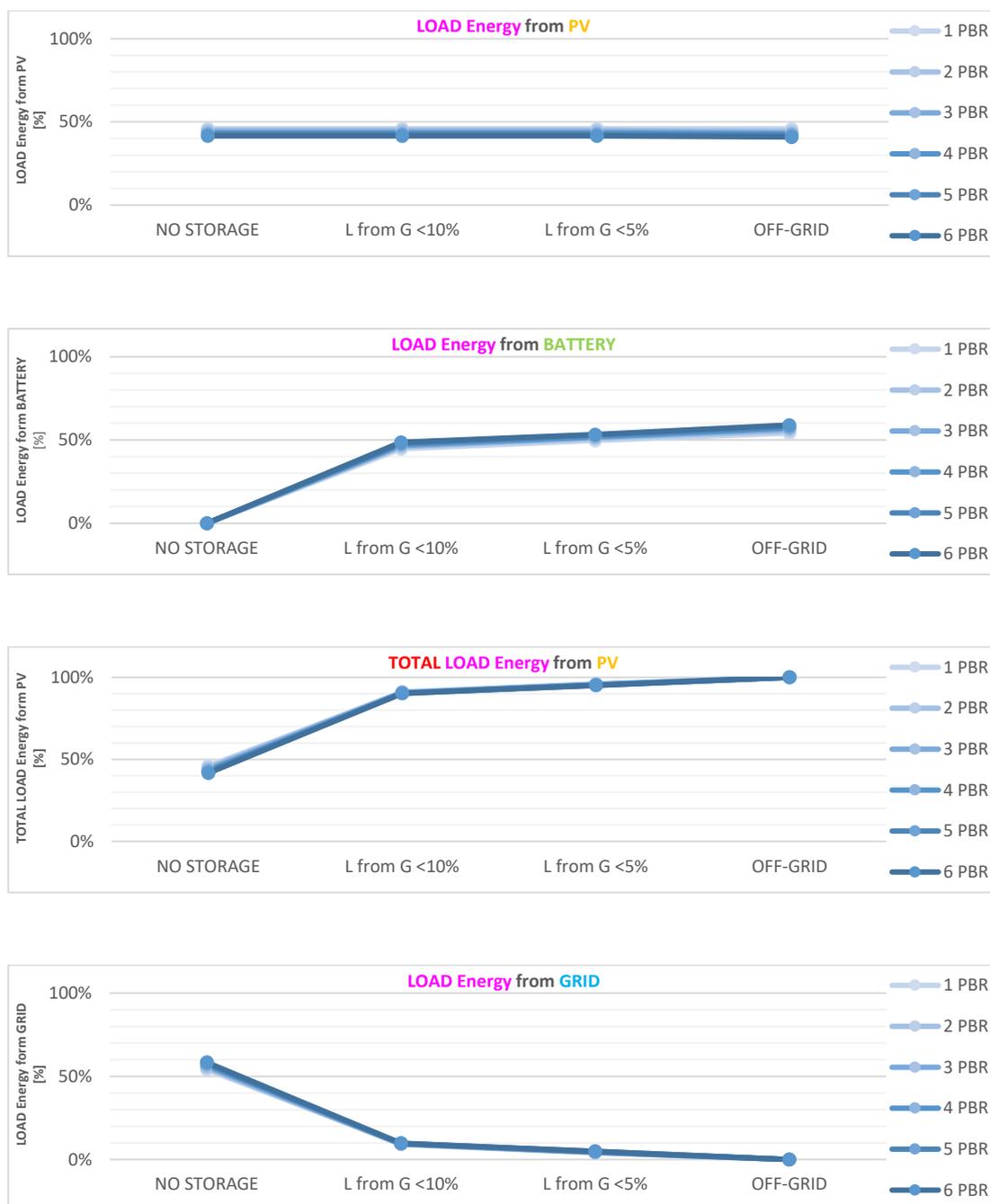


Figura 45 - Energia di carico consumata complessivamente nell'arco dell'anno medio: frazioni percentuali relative alla fornitura diretta ( $E_{L \leftarrow PV}$ ), indiretta ( $E_{L \leftarrow B}$ ), complessiva ( $E_{L \leftarrow PV (tot)}$ ) ed importata dalla rete ( $E_{L \leftarrow G}$ ).

Risulta oltremodo d'interesse osservare le evidenti differenze nella distribuzione e nella ripartizione dei flussi energetici presenti nel sistema che sussistono tra le diverse logiche operative rispetto alla rete (funzionamento in modalità *off-grid* e *on-grid*), in particolare rispetto alla configurazione di sistema, esaminata per riferimento e confronto, priva di accumulo energetico: mentre la frazione percentuale relativa all'energia fotovoltaica trasmessa direttamente al carico rimane sostanzialmente invariata, ciò che varia nettamente è la frazione percentuale (nulla, per definizione, in assenza di accumulo energetico) relativa all'energia fotovoltaica trasmessa indirettamente al carico passando attraverso il sistema di accumulo energetico; allo stesso modo, varia nettamente anche la frazione percentuale relativa all'energia fotovoltaica non utilizzata (esportata alla rete oppure persa, rispettivamente per il funzionamento in modalità *on-grid* ed in modalità *off-grid*). Di conseguenza, anche l'energia di carico consumata, rimanendo sostanzialmente invariata nella frazione percentuale fornita direttamente dall'impianto fotovoltaico, varia invece nettamente nella frazione percentuale fornita indirettamente dall'impianto fotovoltaico passando attraverso il sistema di accumulo energetico, rispecchiando la variazione della frazione percentuale importata dalla rete.

In sintesi, mentre rimane sostanzialmente invariata la frazione percentuale di energia trasmessa dall'impianto fotovoltaico in ingresso al carico in uscita in modo diretto, ciò che un generico impianto comprensivo di un sistema di accumulo energetico garantisce rispetto ad un generico impianto privo di un sistema di accumulo energetico è un'utilizzazione complessiva della generazione fotovoltaica nettamente e sistematicamente superiore, che aumenta al crescere della capacità di accumulo energetico, comportando conseguentemente una diminuzione speculare della dipendenza dell'impianto dalla rete.

## 6. CONCLUSIONI

Il presente lavoro di Tesi è stato mirato a fornire valide stime quantitative ed indicazioni qualitative utili alle opportune valutazioni tecniche ed ingegneristiche necessarie per la progettazione e la realizzazione di un sistema di alimentazione fotovoltaico con accumulo energetico per un impianto fotobioreattore finalizzato alla coltivazione di microalghe. A tale scopo, si ritiene che le informazioni e le osservazioni estrapolate offrano un apporto d'interesse e di rilievo, fermo restando che sussistano, nel lavoro svolto, alcune limitazioni, in termini di elementi omessi, non approfonditi oppure semplificati per praticità, considerata la natura prevalentemente individuale del lavoro effettuato e lo specifico livello accademico in cui è contestualizzato.

Sintetizzando, i riscontri di spicco del presente lavoro di Tesi si possono condensare nelle constatazioni effettuate a posteriori sui risultati ricavati dal lavoro di analisi d'impianto svolto.

Sono state quantificate, pur in maniera indicativa e circostanziale, le principali differenze che sussistono tra un generico sistema AC e un generico sistema DC, in termini di massime efficienze raggiungibili e in termini di dimensionamento energetico; tali differenze emergono, nei vari scenari di alimentazione d'impianto esaminati, in modo più o meno distinto. Nello specifico, un generico sistema DC offre, rispetto ad un generico sistema AC, efficienze massime fino a circa il 10% più elevate, pur essendo l'alimentazione AC genericamente meglio indicata, rispetto all'alimentazione DC, quando sussista la necessità di alimentare, oltre a carichi DC (esaminati nel presente contesto), (anche altri) carichi AC. Conseguentemente, la maggiore efficienza offerta da un generico sistema DC, a parità di altri fattori, consente di ottenere un dimensionamento energetico d'impianto migliore, in termini di minime capacità di accumulo energetico necessarie (a parità di carico) e in termini di carico (continuo e costante) sostenibilmente alimentabile (a parità di capacità nominale del sistema di accumulo energetico).

Inoltre, in virtù della natura fotovoltaica del sistema di alimentazione concepito, sono stati verificati in modo quantitativo i prevedibili pregi delle ubicazioni situate a latitudini più favorevoli (cioè, più prossime all'equatore) relativi alla massima generazione energetica ottenibile dalla totale potenza fotovoltaica di picco installata. Ne derivano quindi naturali vantaggi di dimensionamento energetico, in termini di minime capacità di accumulo energetico necessarie (a parità di carico) e, soprattutto, in termini di carico (continuo e costante) sostenibilmente alimentabile (a parità di capacità nominale del sistema di accumulo energetico). Di conseguenza, negli esempi forniti, risulta possibile alimentare fino (e, per potenze superiori e latitudini migliori, anche oltre) a 2-3 moduli fotobioreattori base ulteriori.

Tutte le considerazioni appena esposte sono assolutamente applicabili, in generale, al funzionamento sia in modalità *off-grid* che in modalità *on-grid*.

Per quanto concerne invece le specifiche differenze tra le modalità di funzionamento *off-grid* e *on-grid*, i criteri adottati per il dimensionamento energetico *on-grid* evidenziano che, rinunciando alla totale indipendenza energetica rispetto alla rete, ma mantenendo comunque un accumulo energetico tale da abbattere l'importazione di energia di carico a frazioni esigue del fabbisogno totale (rispettivamente, del 10% e del 5%, contro il 50-60% caratteristico del caso privo di accumulo energetico), non solo è possibile limitare nettamente la minima capacità di accumulo energetico necessaria (a parità di carico), fino (e, per potenze superiori, possibilmente oltre) circa ad un fattore 2, ma è anche possibile alimentare carichi di entità nettamente superiore (a parità di capacità nominale del sistema di accumulo energetico). Di conseguenza, negli esempi forniti, è possibile alimentare fino (e, per potenze superiori, anche oltre) a 2-3 moduli fotobioreattori base ulteriori.

Le omissioni, le semplificazioni e le limitazioni presenti nel lavoro effettuato, pur non pregiudicandone la sostanziale validità e la correttezza concettuale, meritano di essere menzionate e motivate, per coerenza ed onestà, in modo esplicito e trasparente, al fine di fornire spunti ed indicazioni di qualità per eventuali ulteriori sviluppi ed approfondimenti successivi.

Innanzitutto, sul piano bibliografico, le informazioni riportate sul mondo delle microalghe sono state espresse attraverso la specifica lente della competenza dell'ingegneria dell'energia elettrica, senza di conseguenza approfondire con ulteriore dettaglio altri aspetti più attinenti a competenze tecniche di tipo biologico, biochimico, biotecnologico, agronomico, petrolchimico, medico, alimentare, ambientale; a maggior ragione, non sono stati approfonditi ulteriormente nemmeno gli aspetti più attinenti invece alle competenze di tipo politico, legislativo, sociologico, economico, commerciale, etico e filosofico.

Inoltre, sul piano tecnico, sono stati omessi (oppure non ulteriormente approfonditi) alcuni dettagli più specifici relativi alle caratteristiche e alle prestazioni dei dispositivi esaminati. Per quanto riguarda le efficienze dei dispositivi esaminati, sono stati considerati ed utilizzati solo i valori massimi indicati nelle schede tecniche, senza considerare gli andamenti effettivi in funzione del carico alimentato, delle varie grandezze elettriche d'esercizio e di altre grandezze non elettriche, come la temperatura ambientale. Invece, per quanto riguarda il dimensionamento energetico dell'impianto, oltre alla discretizzazione della generazione fotovoltaica considerata, precedentemente evidenziata, sono stati considerati costanti, in modo simile, i valori delle efficienze dei dispositivi costituenti il sistema di alimentazione, così prescindendo dall'influenza dovuta ad altri fattori interni ed esterni al sistema; non è stato nemmeno implementato nel dimensionamento energetico del sistema, pur essendo stato concepito, il calcolo dell'effettiva efficienza di sistema, né in termini orari né in termini complessivi annuali. Nonostante ciò, il propugnato pregio della metodologia utilizzata consiste principalmente nella possibilità di applicare i procedimenti di calcolo effettuati, comunque corretti e validi, a qualsiasi altro contesto coinvolga l'alimentazione di un qualsiasi carico continuo e costante a partire da una sorgente elettrica caratterizzata da un profilo di generazione intermittente ed incostante, con o senza l'inclusione di un sistema di accumulo energetico; mentre, con minimi accorgimenti e modifiche, è possibile anche adattare tali procedimenti all'analisi dell'alimentazione di carichi intermittenti e variabili a partire da sorgenti elettriche continue e costanti.

Infine, sul piano economico, è stato completamente tralasciato ogni tipo di considerazione ed analisi relativa ai prezzi dei dispositivi esaminati, ai costi di installazione, esercizio e manutenzione d'impianto, nonché ai prezzi dell'energia elettrica nei casi di scambio energetico con la rete.

In conclusione, si suggerisce di conseguenza il perseguimento di ulteriori indagini e sviluppi relativamente all'eventuale realizzazione pratica di un tale sistema di alimentazione, con lo scopo di poter effettuare misure e verifiche concretamente utili a constatare l'effettiva correttezza ed affidabilità dei risultati proposti e delle considerazioni effettuate nel presente lavoro di Tesi, oltre che fornire efficaci integrazioni all'altrettanto interessante eventualità di modellazione specifica di un tale sistema, che possa includere anche le informazioni relative alle influenze dovute ad altri fattori interni ed esterni; infine, si incentiva ulteriormente anche ad un'espansione del lavoro svolto volta alla realizzazione di uno studio di fattibilità economica che esamini i prezzi ed i costi menzionati.

## APPENDICE A

Tabella A1 - Regolatori di carica solare selezionati come adatti per il sistema DC.

Brand	Model	V <sub>oc, max</sub> (in) [V <sub>dc</sub> ]	Charge Current [A]	Battery Voltage [V <sub>dc</sub> ]
Steca	Solarix MPPT 5020	150 V	50 A	12/24/48 V
	Tarom MPPT	200 V	60 A	12/24/48 V
Western	WRM30+	180 V	30 A	12/24/48 V
	WRM60X	180 V	60 A	24/48 V
Victron Energy	BlueSolar MPPT	100 V	20 A	12/24/36/48 V
		150 V	35/45/60/70/100 A	12/24/36/48 V
		250 V	70/100 A	12/24/36/48 V
	SmartSolar MPPT	100 V	20 A	12/24/36/48 V
		150 V	35/45/60/70/85/100 A	12/24/36/48 V
		250 V	60/70/85/100 A	12/24/36/48 V
SmartSolar MPPT RS	450 V	100/200 A	48 V	
Schneider Electric	Conext MPPT 60 150	150 V	60 A	12/24/36/48 V
	Conext MPPT 80 600	600 V	80 A	24/48 V
	Conext MPPT 100 600	600 V	100 A	24/48 V
OutBack Power	FLEXmax 60	150 V	60 A	12/24/36/48/60 V
	FLEXmax 80	150 V	80 A	12/24/36/48/60 V
	FLEXmax 100 AFCI	300 V	100 A	24/36/48 V
Morningstar	TriStar MPPT (150V)	150 V	30/45/60 A	12/24/36/48 V
	TriStar MPPT (600V)	600 V	60 A	24/36/48 V
EPEVER	XTRA Series	150 V	30/40 A	12/24/36/48 V
	Tracer AN Series	150 V	50/60/80/100 A	12/24/36/48 V
		200 V	50/60/80/100 A	12/24/36/48 V
AERL	CoolMax SRX 600/55-48	600 V	55 A	24/48 V
	CoolMax SRX 600/70-48	600 V	70 A	24/48 V

Brand	Model	Li Battery	P <sub>max, nom</sub> (48 V) [W]
Steca	Solarix MPPT 5020	YES	3000 W (out; +20 % in)
	Tarom MPPT	YES (6000-M)	2880 W (48 V×60 A)
Western	WRM30+	YES	1800 W
	WRM60X	YES	3600 W (in/out)
Victron Energy	BlueSolar MPPT	YES	1160 W (in)
		YES	2000/2600/3440/4000/5800 W (in)
		YES	4000/5800 W (in)
	SmartSolar MPPT	YES	1160 W (in)
		YES	2000/2600/3440/4000/4900/5800 W (in)
		YES	3440/4000/4900/5800 W (in)
SmartSolar MPPT RS	YES	2x4000/4x4000 W (out) (total: 5760/11520 W) 2x7200/4x7200 W (in)	
Schneider Electric	Conext MPPT 60 150	NO	3500/5250 W (out/in)
	Conext MPPT 80 600	YES	4800/6800 W (out/in)
	Conext MPPT 100 600	YES	8500/6000 W (out/in)
OutBack Power	FLEXmax 60	-	3000 W (in)
	FLEXmax 80	-	4000 W (in)
	FLEXmax 100 AFCI	YES	7000 W (in)
Morningstar	TriStar MPPT (150V)	YES	1600/2400/3200 W (out) 4200 W (in +30%)
	TriStar MPPT (600V)	YES	3200 W (out) 4200 W (in +30%)
EPEVER	XTRA Series	YES	1560/2080 W (out) 2340/3120 (in)
	Tracer AN Series	YES	2500/3000/4000/5000 W (out) 3750/4500/6000/7500 W (in)
		YES	2500/3000/4000/5000 W (out) 3750/4500/6000/7500 W (in)
AERL	CoolMax SRX 600/55-48	YES	3168 W (out)
	CoolMax SRX 600/70-48	YES	4032 W (out)

Brand	Model	Efficiency [%]	Parallel Operation
Steca	Solarix MPPT 5020	98%	YES
	Tarom MPPT	99,40%	YES
Western	WRM30+	96-97,2%	YES
	WRM60X	96-97,2%	YES
Victron Energy	BlueSolar MPPT	98%	NO
		98%	YES
		99%	YES
	SmartSolar MPPT	98%	NO
		98%	YES
		99%	YES
SmartSolar MPPT RS	96%	YES	
Schneider Electric	Conext MPPT 60 150	98%	NO
	Conext MPPT 80 600	95%	NO
	Conext MPPT 100 600	95%	NO
OutBack Power	FLEXmax 60	98,10%	YES
	FLEXmax 80	97,50%	YES
	FLEXmax 100 AFCI	97%	YES
Morningstar	TriStar MPPT (150V)	99%	YES
	TriStar MPPT (600V)	97,90%	YES
EPEVER	XTRA Series	98,1/98,5%	-
	TracerAN Series	98,3/98,6/98,5/98,6%	YES
		98,3/98,1/98,5/98,5%	YES
AERL	CoolMax SRX 600/55-48	97,20%	YES
	CoolMax SRX 600/70-48	98,50%	YES

Tabella A2 - Inverter ibridi solari selezionati come adatti per il sistema AC.

Brand	Model	Battery Voltage [V <sub>DC</sub> ]	Li Battery	Grid Connection
Steca	Solarix PLI 5000-48	48 V	YES	ON*/OFF
Western	Leonardo Off-Grid GE PY	48 V	YES	ON*/OFF
Victron	Inverter RS Smart Solar	48 V	YES	OFF
	Multi RS Solar	48 V	YES	ON/OFF
	EasySolar	48 V	YES	ON/OFF
	EasySolar-II GX	48 V	YES	ON/OFF
Ingeteam	IS STORAGE 1PLAY TL M	40-450 V	YES	ON/OFF
GoodWe	ES Series	48 V	YES	ON/OFF*
	EM Series	48 V	YES	ON/OFF*

\* partial functionality

Brand	Model	AC output	V <sub>oc, max</sub> (in) [V <sub>DC</sub> ]	
			nom	max
Steca	Solarix PLI 5000-48	(3×)** 1-phase *	-	150 V
Western	Leonardo Off-Grid GE PY	(3×)** 1-phase *	-	180 V
Victron	Inverter RS Smart Solar	1-phase *	300 V	450 V
	Multi RS Solar	1-phase *	300 V	450 V
	EasySolar	1-phase *	-	150 V
	EasySolar-II GX	(3×)** 1-phase *	-	250 V
Ingeteam	IS STORAGE 1PLAY TL M	1-phase *	-	550 V
GoodWe	ES Series	1-phase *	360 V	580 V
	EM Series	1-phase *	360 V	550 V

\* 220/230V<sub>AC</sub> (P-N) - 50Hz    \*\* 220/230V<sub>AC</sub> (P-N) & 380/400V<sub>AC</sub> (P-P) - 50Hz

Brand	Model	P <sub>max, nom</sub>				
		PV [kW]	B <sub>in</sub> [kW]	B <sub>out</sub> [kW]	AC <sub>in</sub> [kVA]	AC <sub>out</sub> [kVA]
Steca	Solarix PLI 5000-48	4,8	4,8	4,8	5	5
Western	Leonardo Off-Grid GE PY	4	2	-	2	3 (6max)
		4	3,5	-	3,5	5 (10 max)
		8	5,5	-	5,5	8 (16 max)
Victron	Inverter RS Smart Solar	4	4	-	-	3-4,5-6
	Multi RS Solar	4	4	-	-	3-4,5-6
	EasySolar	5,8	-	-	-	3-3,7-4(-5)
	EasySolar-II GX	4 5,8	-	-	-	1,7-2,2-2,4(-3) 3-3,7-4(-5)
Ingeteam	IS STORAGE 1PLAY TL M	11,5	-	-	3 6	3 6
GoodWe	ES Series	4,6	4,6	4,6	7,36	3,68
		6,5			9,2	4,6
	EM Series	3,9 4,6 6,5	2,3	2,3	5,3	(2,3/3) 3,68 4,6

Brand	Model	Efficiency [%]		Parallel Operation
		DC/DC	DC/AC	
Steca	Solarix PLI 5000-48	96-98 %	91-93 %	YES
Western	Leonardo Off-Grid GE PY	97,20%	95%	YES
Victron	Inverter RS Smart Solar	96%	94-96,5 %	NO
	Multi RS Solar	96%	94-96,5 %	YES
	EasySolar	98%	95%	NO
	EasySolar-II GX	99%	95/96 %	YES
Ingeteam	IS STORAGE 1PLAY TL M	-	95,5-96 %	NO
GoodWe	ES Series	94%	97,60%	-
	EM Series	94,50%	97,60%	-

Tabella A3 - Batterie selezionate come adatte per il sistema di accumulo energetico.

Brand	Model	Voltage [V]	Efficiency [%]	Parallel Operation
		min - (nom) - max		
Pylontech	US2000C	48 V	-	YES (8/16****)
	US3000C	48 V	-	YES (8/16****)
	Force L1	44,5 - (48) - 54 V	96% *	YES (7*)
	Force L2	44,5 - (48) - 54 V	96% *	YES (7*)
BYD	B-BOX PREMIUM LVS	40 - (51,2) - 57,6 V	>95% **	YES (16×4=64)*****
	B-BOX PREMIUM LVL	40 - (51,2) - 57,6 V	>95% **	YES (64)
	B-BOX LV FLEX	43,2 - (51,2) - 57,6 V	>95% **	YES (64)
	B-BOX LV FLEX LITE	43,2 - (51,2) - 57,6 V	>95% **	YES (64)
LG Chem	RESU 3,3	42 - (51,8) - 58,8 V	>95% ** ***	YES (2)
	RESU 6,5	42 - (51,8) - 58,8 V	>95% ** ***	YES (2)
	RESU 10	42 - (51,8) - 58,8 V	>95% ** ***	YES (2)
	RESU 12	42 - (51,8) - 58,8 V	>95% ** ***	YES (2)
	RESU 13	42 - (51,8) - 58,8 V	>95% ** ***	YES (2)

\* rate<C/2 \*\* round-trip \*\*\* rate<C/3

\*\*\*\* without parallel module/communication hub \*\*\*\*\* not models with 5/6 modules

Brand	Model	Module/Package Capacity					
		Capacity [kWh]		Capacity at V <sub>nom</sub> [Ah]		Capacity at 48 V [Ah]	
		nominal	usable	nominal	usable	nominal	usable
Pylontech	US2000C	2,4	2,28	50	47,5	50	47,5
	US3000C	3,55	3,374	74	70,3	74	70,3
	Force L1	3,55*	3,37*	74*	70,3*	74*	70,3*
	Force L2	3,55**	3,37**	74**	70,3**	74**	70,3**
BYD	B-BOX PREMIUM LVS	4***	4***	78***	-	83***	-
	B-BOX PREMIUM LVL	15,36	15,36	300	-	320	-
	B-BOX LV FLEX	5	5	97,66	-	104	-
	B-BOX LV FLEX LITE	5	5	97,66	-	104	-
LG Chem	RESU 3,3	3,3	2,9	63	56	69	60
	RESU 6,5	6,5	5,9	126	114	135	123
	RESU 10	9,8	8,8	189	170	204	183
	RESU 12	13,1	11,7	252	226	273	244
	RESU 13	13,1	12,4	252	239	273	258

\* ×2/3/4/5/6/7 modules \*\* ×2/3/4 modules \*\*\* ×1/2/3/4/5/6 modules \*\*\*\* ×1/2/3/4 modules

\* Values in RED result from additional calculations

Brand	Model	D.O.D. [%]	(Dis)Charge Current [A]	
			nominal	maximum
Pylontech	US2000C	95%	25	50
	US3000C	95%	37	74
	Force L1	95%	15*	37,5* (up to 100)
	Force L2	95%	15**	37,5** (up to 100)
BYD	B-BOX PREMIUM LVS	-	-	65*** (up to 250)
	B-BOX PREMIUM LVL	-	-	250
	B-BOX LV FLEX	-	-	70
	B-BOX LV FLEX LITE	-	-	70
LG Chem	RESU 3,3	90%	18,9	71,4****
	RESU 6,5	90%	37,8	100****
	RESU 10	90%	56,7	119****
	RESU 12	90%	75,6	119****
	RESU 13	95%	75,6	119****

\* ×2/3/4/5/6/7 modules    \*\* ×2/3/4 modules    \*\*\* ×1/2/3/4(5) modules    \*\*\*\* at 42V

Brand	Model	Power [kW] (I×48 V)
Pylontech	US2000C	1,2 (2,4 max)
	US3000C	1,8 (3,55 max)
	Force L1	0,72* (3,6/4,8 max)
	Force L2	0,72* (3,6/4,8 max)
BYD	B-BOX PREMIUM LVS	3,1 (3,3)**
	B-BOX PREMIUM LVL	12 (12,8)
	B-BOX LV FLEX	3,36 (3,6)
	B-BOX LV FLEX LITE	3,36 (3,6)
LG Chem	RESU 3,3	0,9***; 1,1**** (3 max)
	RESU 6,5	1,26***; 2,2**** (4,2 max)
	RESU 10	1,5***; 3,3**** (5 max)
	RESU 12	1,5*** (5 max)
	RESU 13	1,5*** (5 max)

\* ×2/3/4/5/6/7 modules    \*\* ×1/2/3/4 modules    \*\*\* 0,3×P<sub>max</sub> (for maximum life)    \*\*\*\* at 58.8V

\* Values in RED result from additional calculations

Brand	Model	Time for full (dis)charge at $V_{nom}$ [h]			
		$I_{nom}$		$I_{max}$	
		100% D.O.D.	nominal D.O.D.	100% D.O.D.	nominal D.O.D.
Pylontech	US2000C	2	1,9	1	0,95
	US3000C	2	1,9	1	0,95
	Force L1	4,93	4,69	1,97 (up to 5,18)	1,87 (up to 4,92)
	Force L2	4,93	4,69	1,97 (up to 5,18)	1,87 (up to 4,92)
BYD	B-BOX PREMIUM LVS	-	-	1,2 (up to 1,25)	-
	B-BOX PREMIUM LVL	-	-	1,2	-
	B-BOX LV FLEX	-	-	1,4	-
	B-BOX LV FLEX LITE	-	-	1,4	-
LG Chem	RESU 3,3	3,33	2,96	0,88	0,78
	RESU 6,5	3,33	3,01	1,26	1,14
	RESU 10	3,33	3	1,59	1,43
	RESU 12	3,33	2,99	2,12	1,9
	RESU 13	3,33	3,16	2,12	2,01
Brand	Model	Time for full (dis)charge at 48 V [h]			
		$I_{nom}$		$I_{max}$	
		100% D.O.D.	nominal D.O.D.	100% D.O.D.	nominal D.O.D.
Pylontech	US2000C	2	1,9	1	0,95
	US3000C	2	1,9	1	0,95
	Force L1	4,93	4,69	1,97 (up to 5,18)	1,87 (up to 4,92)
	Force L2	4,93	4,69	1,97 (up to 5,18)	1,87 (up to 4,92)
BYD	B-BOX PREMIUM LVS	-	-	1,28 (up to 1,33)	-
	B-BOX PREMIUM LVL	-	-	1,28	-
	B-BOX LV FLEX	-	-	1,49	-
	B-BOX LV FLEX LITE	-	-	1,49	-
LG Chem	RESU 3,3	3,65	3,17	0,97	0,84
	RESU 6,5	3,57	3,25	1,35	1,23
	RESU 10	3,6	3,23	1,71	1,54
	RESU 12	3,61	3,23	2,29	2,05
	RESU 13	3,61	3,41	2,29	2,17

\* Values in RED result from additional calculations



Dopo aver completato la fase di saldatura dei componenti ai segmenti di scheda PCB, è stata concepita una configurazione di tali segmenti che consentisse di disporre i LED in maniera sufficientemente ravvicinata, al fine di massimizzare la densità superficiale di LED e raggiungere conseguentemente la densità di flusso fotonico richiesto dai parametri progettuali. La topologia circuitale di ogni segmento è caratterizzata dal collegamento in parallelo dei due LED lime, alimentati al polo positivo tramite la pista che parte dalla piazzola denominata “Lime” e al polo negativo tramite la pista che termina (passando attraverso la resistenza ponte) alla piazzola denominata “Rosso 620nm”; le due piste passano tra le piazzole, adibite originariamente all’aggiunta eventuale di altre due resistenze ponte addizionali, rispettivamente denominate “R5” (dal lato positivo) e “R1” (dal lato negativo). Le piazzole terminali, originariamente intese per alloggiare dei connettori terminali unipolari, sono state utilizzate per collegare tra loro, in serie, gli otto segmenti di scheda PCB, tramite segmenti di filo conduttore, le cui estremità sono state saldate manualmente alle piazzole mediante deposito di stagno fuso. Inoltre, per addensare ulteriormente il flusso fotonico emesso dai LED, è stato aggiunto ad ogni LED un riflettore cilindrico con il fine di concentrare verso la direzione ortogonale parte della luce che altrimenti si disperderebbe lateralmente (Figura 48).

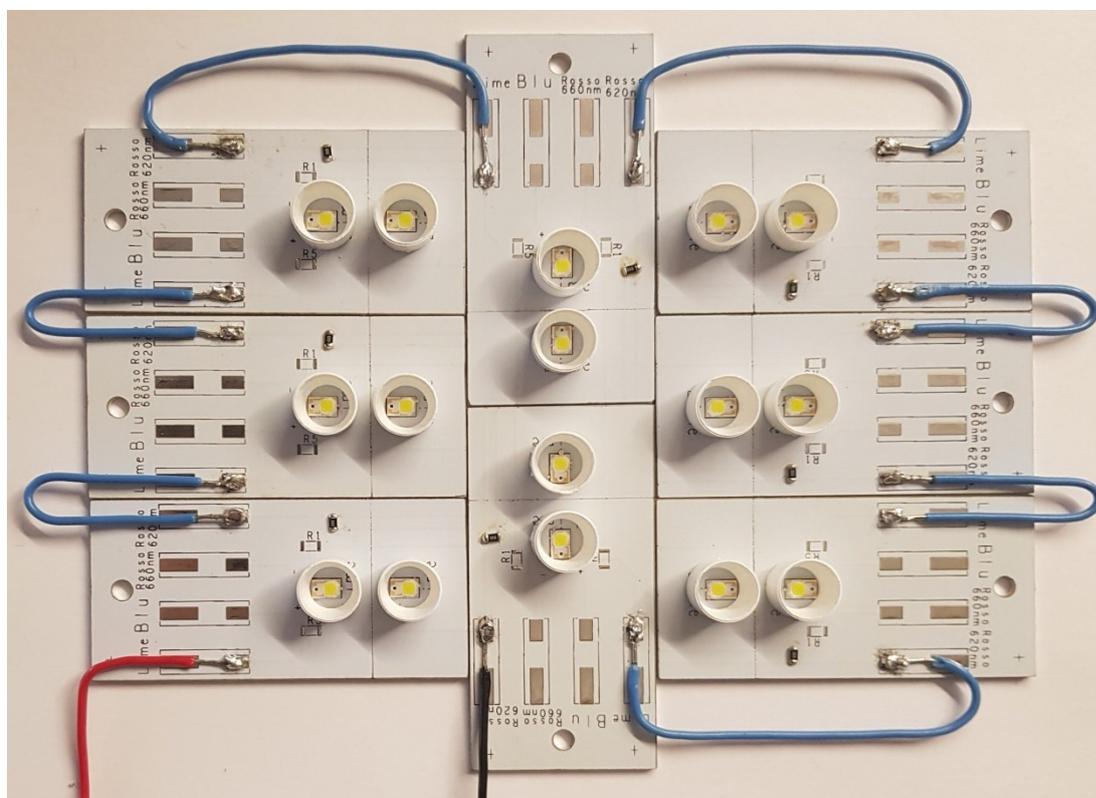


Figura 48 - Disposizione definitiva degli otto segmenti di scheda PCB, connesse in serie tramite i segmenti di filo conduttore di colore blu saldati alle piazzole terminali, con i riflettori aggiunti ai LED.

Come supporto rigido per i segmenti di scheda PCB è stato utilizzato un dissipatore termico metallico le cui dimensioni superficiali d’ingombro sono esattamente equivalenti alle dimensioni d’ingombro complessive della configurazione realizzata, pari a 150mm×120mm (lunghezza×larghezza); i segmenti di scheda PCB sono stati incollati al dissipatore mediante una colla termicamente conduttrice. I segmenti di filo conduttore intermedi sono stati poi flessi per farli rientrare nella sagoma del dissipatore; infine, sono stati applicati due segmenti di nastro isolante leggero per coprire, dove pratico, le parti elettriche maggiormente esposte, onde evitare eventuali problemi di cortocircuito accidentale durante l’utilizzo della lampada (Figura 49).

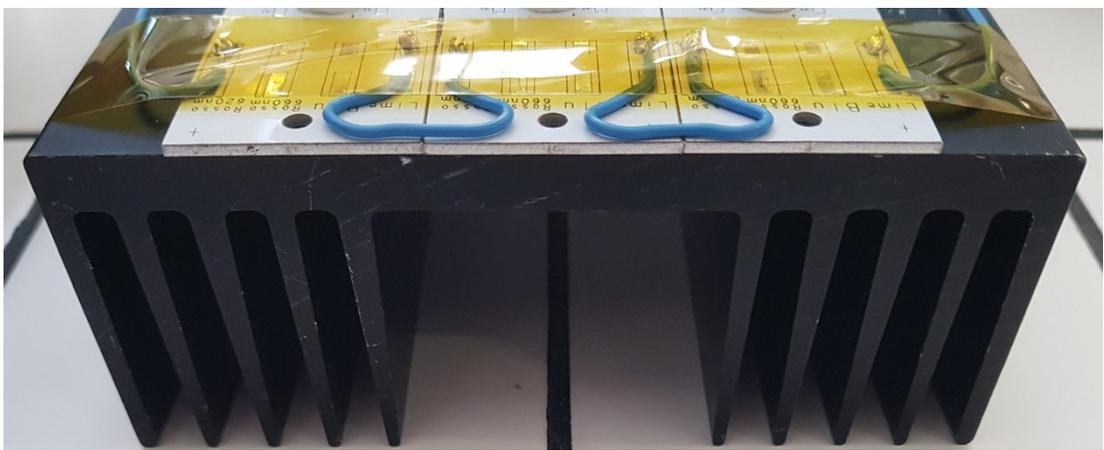


Figura 49 - Lampada ausiliaria completa: vista superiore con dettaglio laterale sulla struttura del dissipatore termico di supporto.

La lampada completata è stata infine consegnata a destinazione per la verifica di funzionamento e la calibrazione dell'alimentazione (Figura 50).

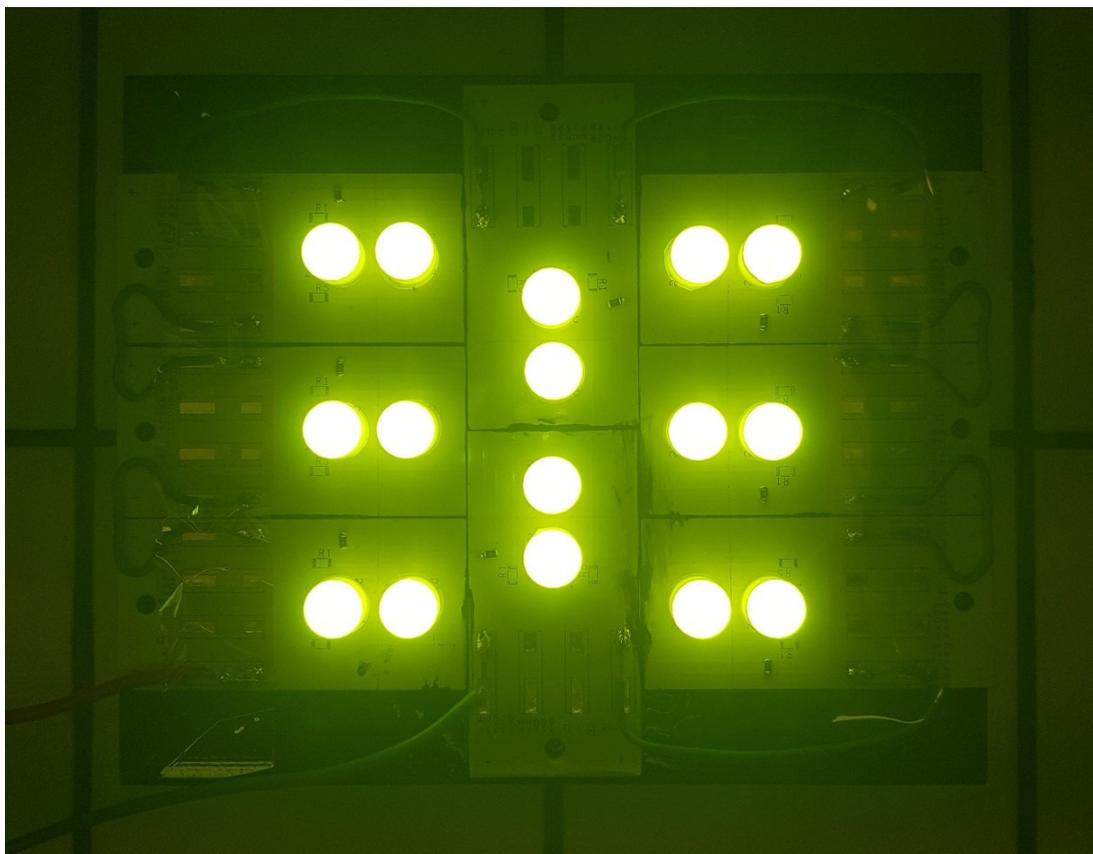


Figura 50 - Lampada ausiliaria completata con LED in funzione.

Il raggiungimento di un PPFd pari almeno a  $200\mu\text{mol}/\text{m}^2\text{s}$  è stato verificato progressivamente durante la realizzazione della configurazione definitiva, misurando la densità di potenza ottica [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] emessa in funzione della corrente di alimentazione (una corrente massima pari a  $700\text{mA}$  per ogni LED, corrispondente dunque ad una corrente massima di alimentazione pari a  $1,4\text{A}$ ); le misure sono state eseguite alla distanza di circa  $27\text{cm}$  dalla superficie di emissione dei LED.

Dai valori riscontrati sono stati ricavati i rispettivi valori di densità di flusso fotonico [ $\text{fotoni}/\text{m}^2\text{s}$ ], tramite la formula:

$$n^{\circ}_{ph} [\text{fotoni}/\text{m}^2\text{s}] = \frac{P_{opt} [\text{W}/\text{m}^2]}{E_{1ph} [\text{J}]}$$

dove il termine  $E_{1ph}$  corrisponde all'energia di un fotone alla specifica lunghezza d'onda ( $540\text{nm}$ ) di picco dello spettro luminoso considerato, calcolata come:

$$E_{1ph} = \frac{hc}{\lambda} \cong \frac{1240}{540} \cong 2,3\text{eV} \cong 3,6741 \times 10^{-19}\text{J} \quad (1\text{eV} \cong 1,6 \times 10^{-19}\text{J})$$

dove  $h$  e  $c$  sono rispettivamente la costante di Planck ( $h \cong 6,63 \times 10^{-34}\text{Js}$ ) e la costante universale della velocità della luce nel vuoto ( $c \cong 299792458\text{m/s}$ ).

I valori densità di flusso fotonico così calcolati sono stati poi convertiti nei valori di PPFd [ $\mu\text{mol}/\text{m}^2\text{s}$ ] definitivi dividendo tali valori per una mole ( $1\text{mol} \cong 6,022 \times 10^{23}$ ) di fotoni.

## APPENDICE C

### Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.503,11.366  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp

### Simulation outputs

Slope angle: 40 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1584.57 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1746.61 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 80.16 kWh

### Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	90.3	91.5	24.2
February	103.6	107.6	19.6
March	141.1	150.2	21.8
April	151.3	165.9	21.7
May	160.7	180.3	18.1
June	165.0	189.7	9.9
July	179.4	209.0	9.2
August	169.3	196.0	11.6
September	146.5	164.2	8.9
October	116.7	125.8	16.1
November	82.3	86.3	17.1
December	78.4	80.1	15.5

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Figura 51 – Dati di simulazione per l'ubicazione (a) con inclinazione ed orientamento tali da massimizzare l'energia fotovoltaica generata complessivamente nell'arco dell'anno (per ottimizzare il funzionamento *on-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] annua complessiva e per ogni mese, variabilità di generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese. (PVGIS)

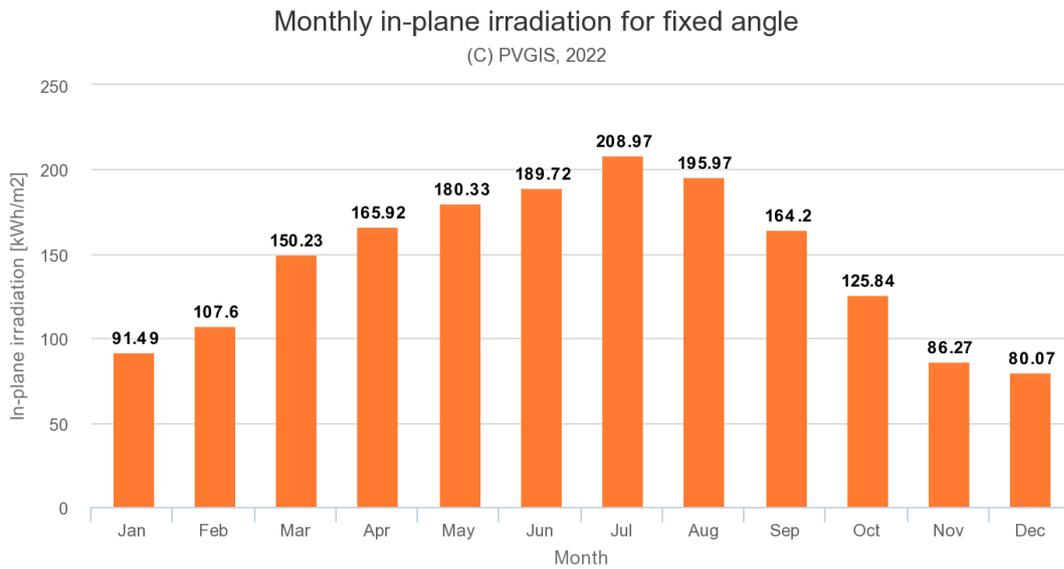
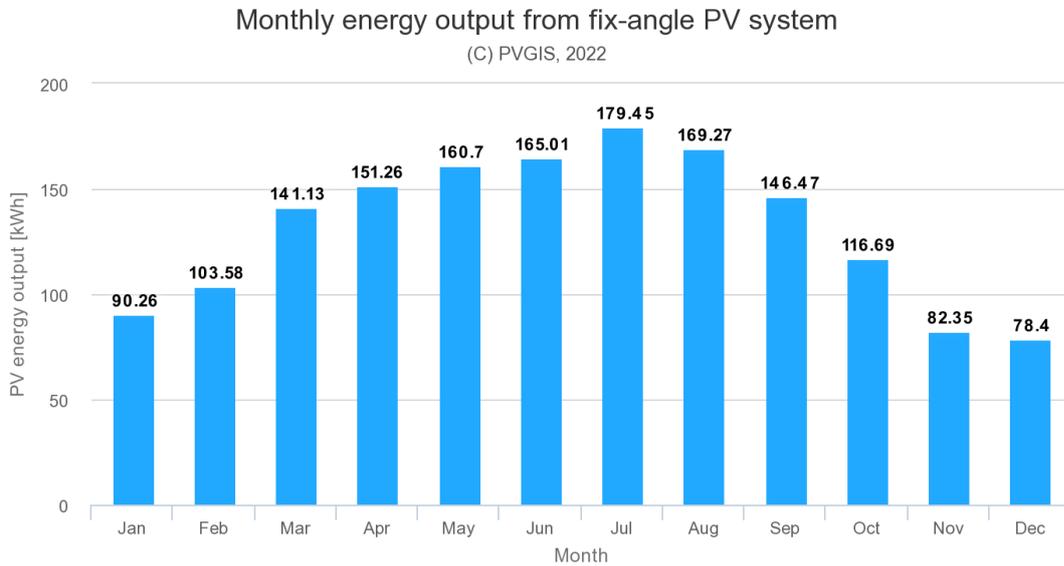


Figura 52 – Grafico dei dati di simulazione per l’ubicazione (a) con inclinazione ed orientamento tali da massimizzare l’energia fotovoltaica generata complessivamente nell’arco dell’anno (per ottimizzare il funzionamento *on-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] per ogni mese. (PVGIS)

**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: 45.503,11.366  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp

**Simulation outputs**

Slope angle: 70 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1406.91 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1545.83 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 81.49 kWh

**Monthly PV energy and solar irradiation**

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	99.8	101.5	28.5
February	107.3	111.7	21.6
March	132.9	141.4	21.7
April	127.6	140.2	19.0
May	123.2	139.1	13.6
June	120.3	139.5	7.1
July	133.0	155.9	6.4
August	137.1	159.1	9.4
September	132.7	148.7	8.6
October	116.5	125.6	17.2
November	88.6	93.0	19.7
December	88.0	90.2	18.5

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Figura 53 - Dati di simulazione per l'ubicazione (a) con inclinazione ed orientamento tali da massimizzare l'energia fotovoltaica generata nel mese di generazione minima (per ottimizzare il funzionamento *off-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] annua complessiva e per ogni mese, variabilità di generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese. (PVGIS)

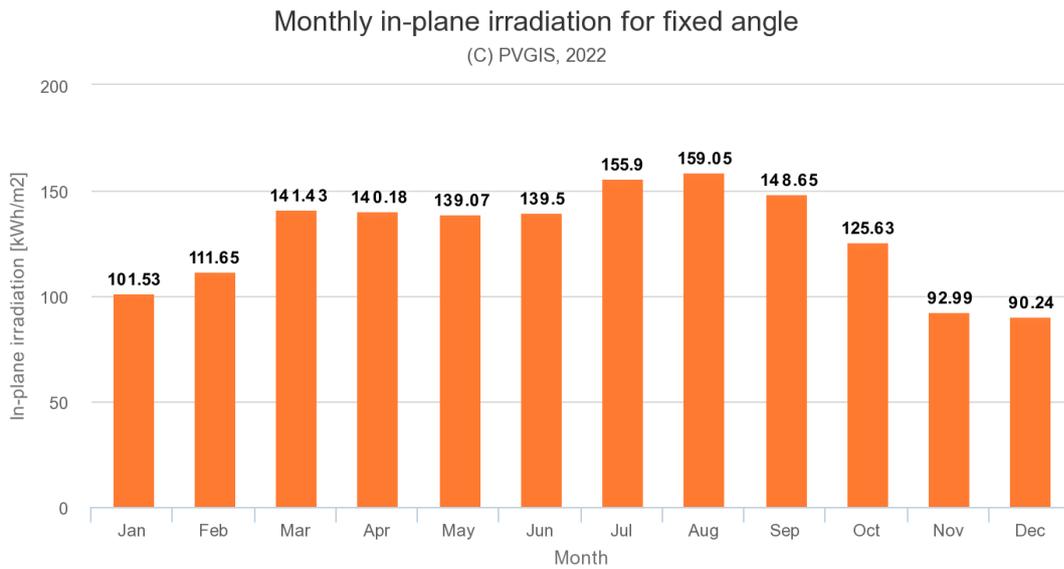
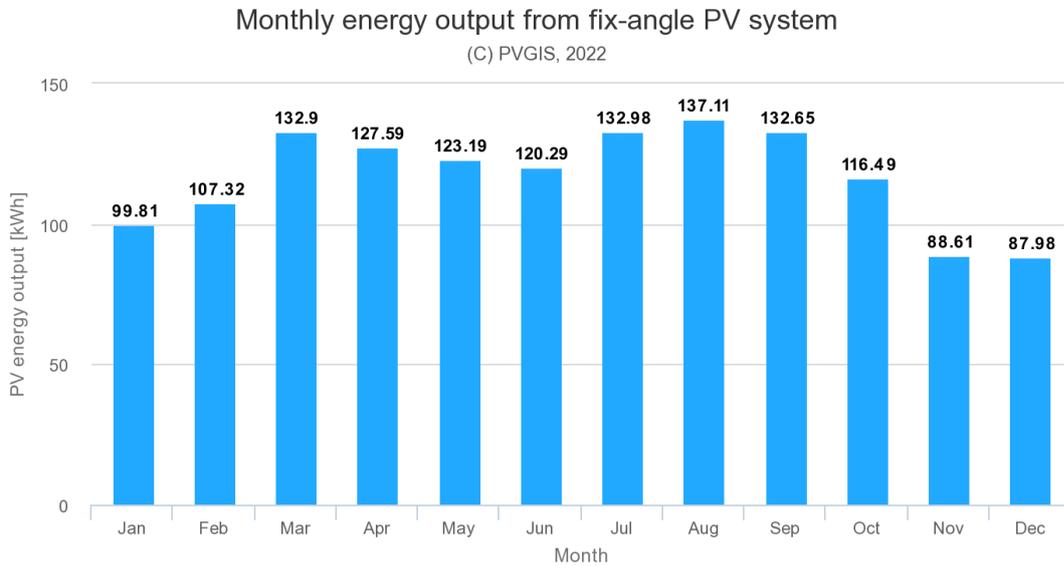


Figura 54 - Grafico dei dati di simulazione per l'ubicazione (a) con inclinazione ed orientamento tale da massimizzare l'energia fotovoltaica generata nel mese di generazione minima (per ottimizzare il funzionamento *off-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] per ogni mese. (PVGIS)

**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: -25.892,-56.492  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp

**Simulation outputs**

Slope angle: 25 °  
 Azimuth angle: -170 °  
 Yearly PV energy production: 1639.02 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1877.22 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 62.24 kWh

**Monthly PV energy and solar irradiation**

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	157.6	185.4	11.5
February	144.7	170.0	10.8
March	152.8	178.0	11.0
April	136.0	155.5	16.5
May	114.2	127.3	21.0
June	101.1	111.6	13.6
July	116.2	127.9	16.6
August	128.6	143.2	12.4
September	130.3	147.4	13.2
October	143.4	164.8	13.3
November	152.4	176.7	10.9
December	161.6	189.3	9.7

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Figura 55 – Dati di simulazione per l'ubicazione (b) con inclinazione ed orientamento tale da massimizzare l'energia fotovoltaica generata complessivamente nell'arco dell'anno (per ottimizzare il funzionamento *on-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] annua complessiva e per ogni mese, variabilità di generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese. (PVGIS)

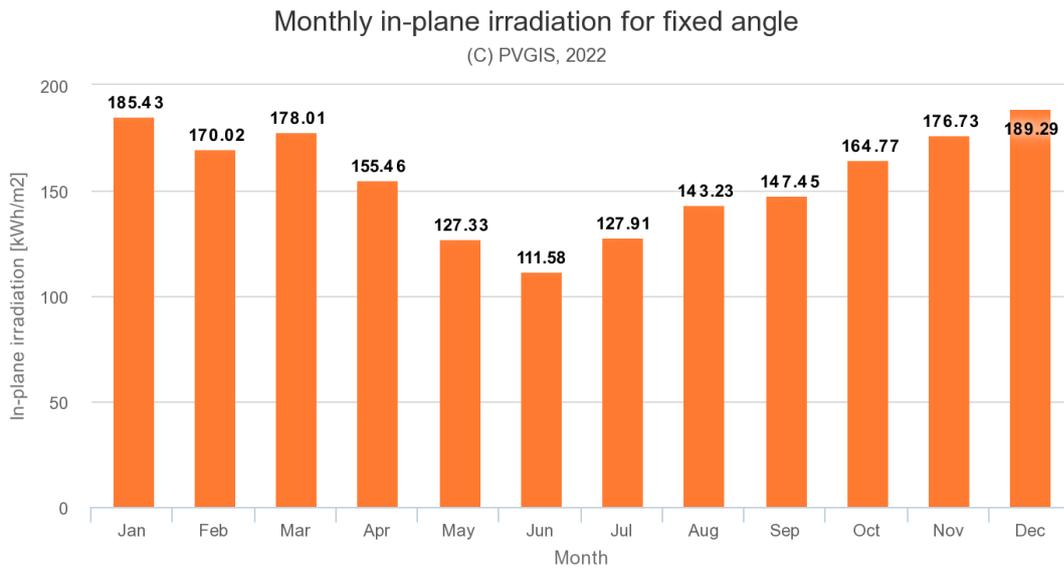
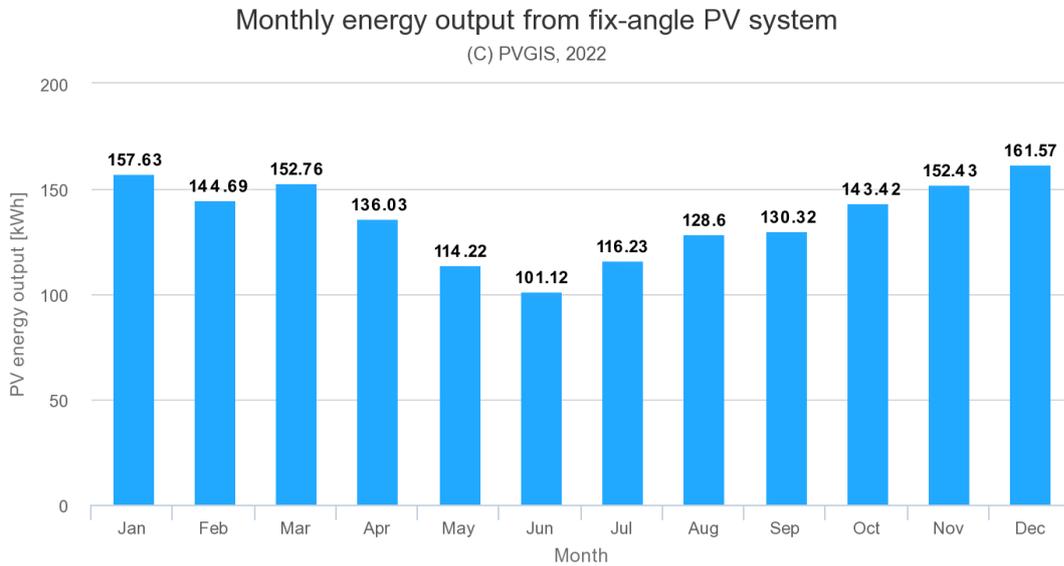


Figura 56 - Grafico dei dati di simulazione per l'ubicazione (b) con inclinazione ed orientamento tale da massimizzare l'energia fotovoltaica generata nel mese di generazione minima (per ottimizzare il funzionamento *on-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] per ogni mese. (PVGIS)

**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: -25.892,-56.492  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp

**Simulation outputs**

Slope angle: 50 °  
 Azimuth angle: -179 °  
 Yearly PV energy production: 1514.42 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1732.46 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 61.31 kWh

**Monthly PV energy and solar irradiation**

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	123.2	145.7	8.2
February	121.7	143.2	8.7
March	141.3	164.5	10.2
April	137.8	157.5	17.5
May	122.9	137.2	24.6
June	112.2	123.9	16.1
July	127.9	140.9	19.8
August	133.2	148.3	13.7
September	124.7	141.1	12.7
October	125.4	144.2	11.3
November	121.4	141.3	7.7
December	122.7	144.8	6.3

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Figura 57 - Dati di simulazione per l'ubicazione (b) con inclinazione ed orientamento tale da massimizzare l'energia fotovoltaica generata nel mese di generazione minima (per ottimizzare il funzionamento *off-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] annua complessiva e per ogni mese, variabilità di generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese. (PVGIS)

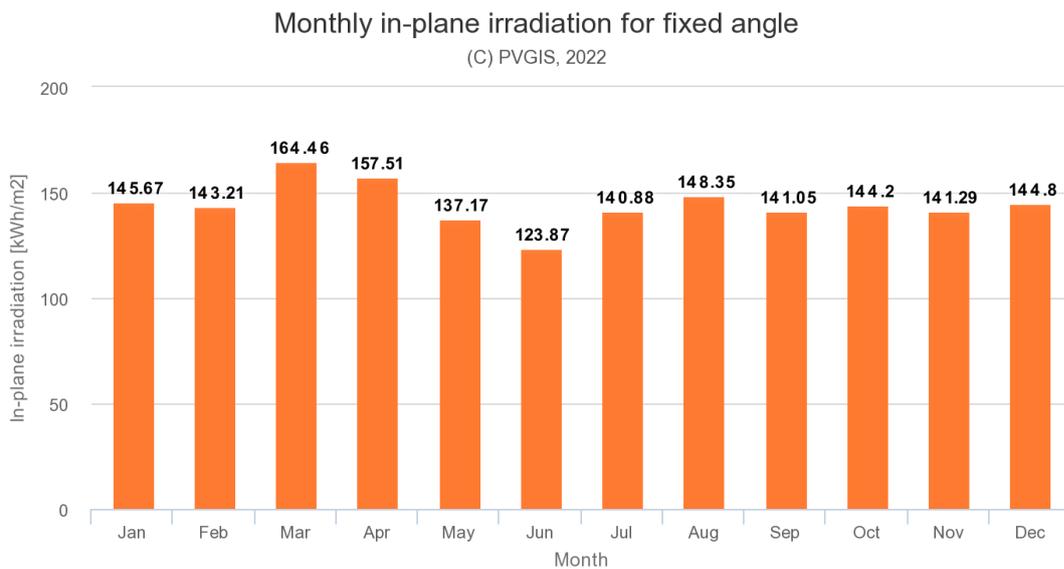
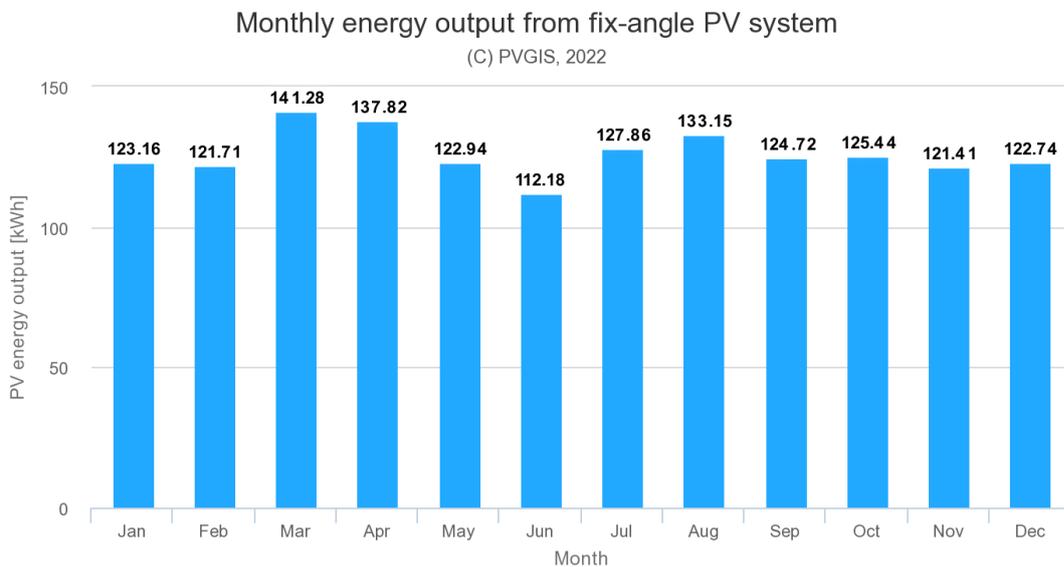


Figura 58 - Grafico dei dati di simulazione per l'ubicazione (b) con inclinazione ed orientamento tale da massimizzare l'energia fotovoltaica generata nel mese di generazione minima (per ottimizzare il funzionamento *off-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] per ogni mese. (PVGIS)

**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: -41.472,-72.940  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-ERA5  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp

**Simulation outputs**

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: -179 °  
 Yearly PV energy production: 1600.33 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1668.48 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 47.15 kWh

**Monthly PV energy and solar irradiation**

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	196.6	207.4	9.2
February	165.6	174.1	10.9
March	157.9	164.7	11.8
April	116.0	119.5	9.0
May	84.1	86.2	12.3
June	65.9	67.5	13.5
July	78.6	80.5	8.0
August	98.6	101.6	11.3
September	133.5	138.7	12.4
October	156.9	164.1	14.4
November	165.8	174.2	10.7
December	180.7	190.1	17.9

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Figura 59 - Dati di simulazione per l'ubicazione (c) con inclinazione ed orientamento tale da massimizzare l'energia fotovoltaica generata complessivamente nell'arco dell'anno (per ottimizzare il funzionamento *on-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] annua complessiva e per ogni mese, variabilità di generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese. (PVGIS)

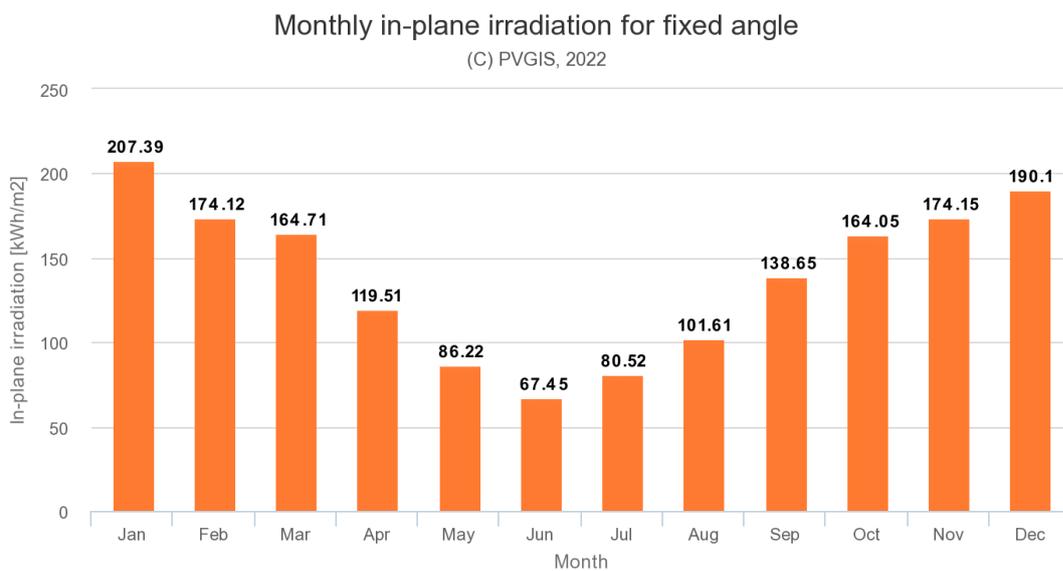
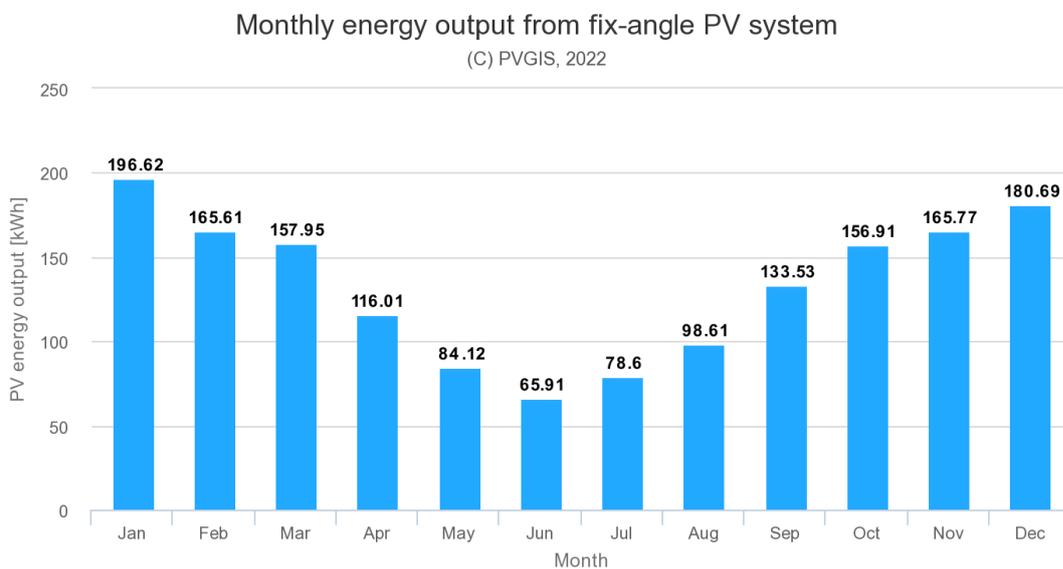


Figura 60 - Grafico dei dati di simulazione per l'ubicazione (c) con inclinazione ed orientamento tale da massimizzare l'energia fotovoltaica generata nel mese di generazione minima (per ottimizzare il funzionamento *on-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] per ogni mese. (PVGIS)

**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: -41.472,-72.940  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-ERA5  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp

**Simulation outputs**

Slope angle: 60 °  
 Azimuth angle: -179 °  
 Yearly PV energy production: 1487.68 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1547.94 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 43.24 kWh

**Monthly PV energy and solar irradiation**

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	158.0	166.1	7.0
February	143.6	150.7	9.5
March	150.9	157.3	11.6
April	120.7	124.4	9.9
May	93.0	95.2	14.1
June	75.1	76.7	16.1
July	88.2	90.3	9.3
August	105.2	108.3	12.8
September	132.0	137.1	12.7
October	141.1	147.4	13.1
November	137.1	144.1	8.6
December	142.7	150.3	13.3

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Figura 61 - Dati di simulazione per l'ubicazione (c) con inclinazione ed orientamento tale da massimizzare l'energia fotovoltaica generata nel mese di generazione minima (per ottimizzare il funzionamento *off-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] annua complessiva e per ogni mese, variabilità di generazione fotovoltaica media [kWh] annua complessiva e per ogni mese. (PVGIS)

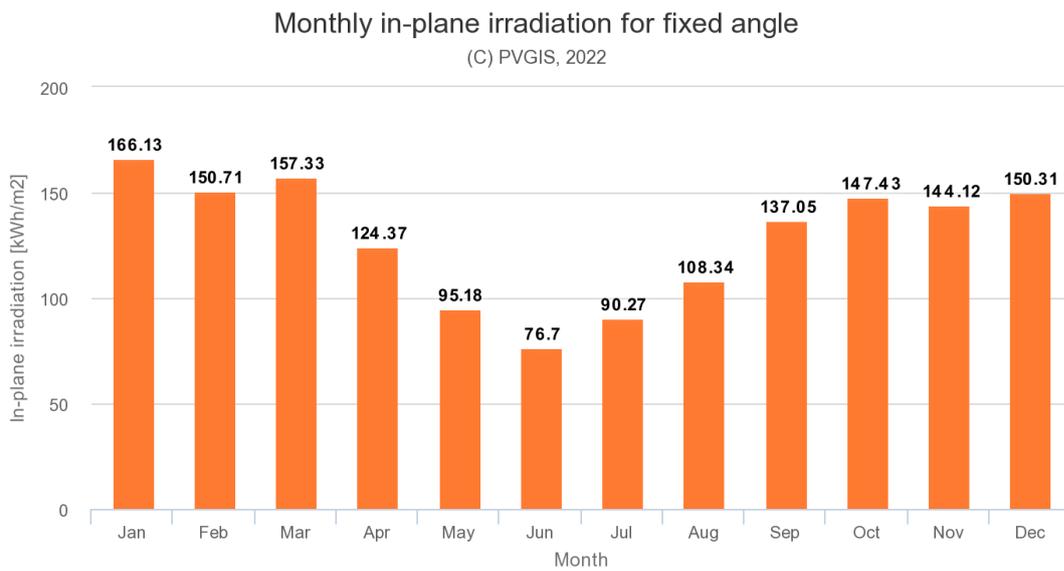
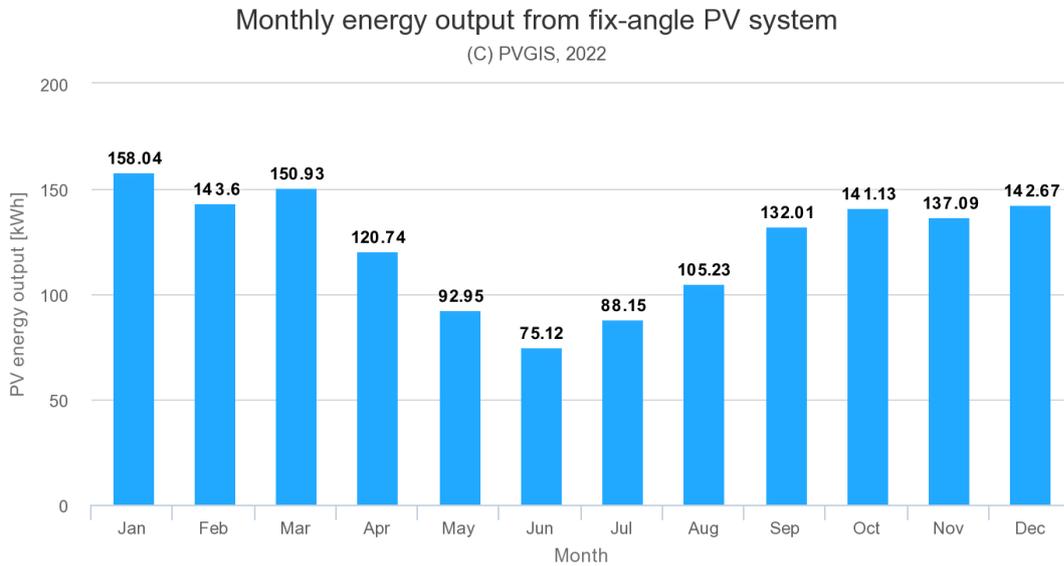


Figura 62 - Grafico dei dati di simulazione per l'ubicazione (c) con inclinazione ed orientamento tale da massimizzare l'energia fotovoltaica generata nel mese di generazione minima (per ottimizzare il funzionamento *off-grid*): generazione fotovoltaica media [kWh] per ogni mese, irradianza media sul piano inclinato (del pannello) [kWh/m<sup>2</sup>] per ogni mese. (PVGIS)

## APPENDICE D

Tabella D1 - Tabella dei risultati: sistema DC *off-grid* in Italia.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]		PBR number	LOAD [W]	OFF-GRID *2									
			DC/DC	DC/AC			Capacity	Initial/Final Charge *3		PV Energy... [%]			L Energy... [%]			
			(Range)	(Range)				[Wh]	[Wh]	[%]	to L *4	to B *5	to L *6	LOST (G)	from PV	from B
ITALY	DC 1	3x1,2	98,00%		1	128,835	2462	1233	50,08%	10,72%	13,99%	24,71%	75,29%	44,64%	55,36%	
					2	257,670	4926	2458	49,89%	20,63%	28,83%	49,46%	50,54%	42,96%	57,04%	
					3	386,505	25893	7072	27,31%	29,79%	44,46%	74,25%	25,75%	41,36%	58,64%	
					4	515,340	332254	106410	32,03%	38,38%	60,69%	99,06%	0,94%	39,97%	60,03%	
	DC 2	2,88	99,40%		1	128,835	2463	1232	50,01%	13,05%	17,41%	30,46%	69,54%	44,10%	55,90%	
					2	257,670	6048	3577	59,15%	25,01%	35,97%	60,97%	39,03%	42,26%	57,74%	
					3	386,505	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	DC 3	3,6	96,00%	97,20%		1	128,835	2462	1233	50,07%	10,86%	14,20%	25,07%	74,93%	44,61%	55,39%
						2	257,670	4926	2458	49,89%	20,91%	29,27%	50,17%	49,83%	42,92%	57,08%
			3	386,505	32820	8076	24,61%	30,17%	45,16%	75,32%	24,68%	41,29%	58,71%			
			4	515,340	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	DC 4	5,8	99,00%		1	128,835	2461	1238	50,31%	6,72%	8,46%	15,17%	84,83%	45,53%	54,47%	
					2	257,670	4925	2463	50,01%	13,01%	17,36%	30,37%	69,63%	44,11%	55,89%	
					3	386,505	7389	3688	49,91%	19,09%	26,48%	45,58%	54,42%	43,15%	56,85%	
					4	515,340	12062	7121	59,04%	24,94%	35,85%	60,80%	39,20%	42,27%	57,73%	
					5	644,175	64042	16455	25,69%	30,42%	45,62%	76,03%	23,97%	41,24%	58,76%	
					6	773,010	346185	101986	29,46%	35,71%	55,58%	91,28%	8,72%	40,35%	59,65%	
					7	901,845	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\*2 BATTERY never empty

\* ( $u$ : PV energy utilization index)

\*3 final S.O.C. equals initial S.O.C.

\*4  $u_{direct}$  \*5  $u_{indirect}$  \*6  $u_{total}$

Tabella D2 - Tabella dei risultati: sistema AC *off-grid* in Italia.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]		PBR number	LOAD [W]	OFF-GRID *2										
			DC/DC	DC/AC			Capacity	Initial/Final Charge *3		PV Energy... [%]			L Energy... [%]				
			(Range)	(Range)				[Wh]	[Wh]	[%]	to L *4	to B *5	to L *6	LOST (G)	from PV	from B	
ITALY	AC 1	4.8x1.2	96,00%	98,00%	91,00%	93,00%	1	128,835	2787	1400	50,22%	7,77%	9,89%	17,66%	82,34%	45,28%	54,72%
							2	257,670	5577	2787	49,97%	15,01%	20,33%	35,34%	64,66%	43,73%	56,27%
							3	386,505	8818	4624	52,44%	22,02%	31,02%	53,04%	46,96%	42,76%	57,24%
							4	515,340	19454	12046	61,92%	28,55%	42,21%	70,77%	29,23%	41,59%	58,41%
							5	644,175	274263	77868	28,39%	34,75%	53,76%	88,51%	11,49%	40,49%	59,51%
							6	773,010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	AC 2	8	97,20%	95,00%	1	128,835	2698	1361	50,45%	5,48%	6,81%	12,28%	87,72%	45,86%	54,14%		
					2	257,670	5400	2704	50,08%	10,67%	13,92%	24,58%	75,42%	44,65%	55,35%		
					3	386,505	8102	4047	49,95%	15,63%	21,26%	36,89%	63,11%	43,63%	56,37%		
					4	515,340	10803	5390	49,89%	20,53%	28,68%	49,21%	50,79%	42,97%	57,03%		
					5	644,175	16721	9949	59,50%	25,21%	36,32%	61,53%	38,47%	42,22%	57,78%		
					6	773,010	52311	15637	29,89%	29,65%	44,22%	73,87%	26,13%	41,38%	58,62%		
					7	901,845	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
					8	1030,680	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	AC 3	4	96,00%	94,00%	96,50%	1	128,835	2693	1348	50,08%	10,77%	14,06%	24,82%	75,18%	44,63%	55,37%	
						2	257,670	5388	2688	49,89%	20,72%	28,97%	49,69%	50,31%	42,95%	57,05%	
						3	386,505	30404	7673	25,24%	29,91%	44,69%	74,60%	25,40%	41,33%	58,67%	
						4	515,340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
						5	644,175	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AC 4	5.8	99,00%	95,00%	96,00%	1	128,835	2685	1349	50,26%	7,30%	9,25%	16,55%	83,45%	45,39%	54,61%	
						2	257,670	5373	2685	49,98%	14,12%	19,01%	33,13%	66,87%	43,89%	56,11%	
						3	386,505	8060	4021	49,89%	20,73%	28,99%	49,72%	50,28%	42,95%	57,05%	
						4	515,340	14781	9391	63,53%	26,96%	39,37%	66,33%	33,67%	41,89%	58,11%	
						5	644,175	176464	50638	28,70%	32,83%	50,12%	82,95%	17,05%	40,81%	59,19%	
						6	773,010	554106	178239	32,17%	38,56%	61,03%	99,59%	0,41%	39,94%	60,06%	
						7	901,845	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\*2 BATTERY never empty

\* (u: PV energy utilization index)

\*3 final S.O.C. equals initial S.O.C.

\*4  $u_{direct}$  \*5  $u_{indirect}$  \*6  $u_{total}$

Tabella D3 - Tabella dei risultati: sistema DC *off-grid* in Paraguay.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]		PBR number	LOAD [W]	OFF-GRID *2								
			DC/DC	DC/AC			Capacity [Wh]	Initial/Final Charge *3		PV Energy... [%]			L Energy... [%]		
			(Range)	(Range)				[Wh]	[%]	to L *4	to B *5	to L *6	LOST (G)	from PV	from B
PARAGUAY	DC 1	3x1,2	98,00%		1	128,835	2100	1840	87,62%	9,96%	12,70%	22,66%	77,34%	45,21%	54,79%
					2	257,670	4361	3714	85,17%	19,13%	26,23%	45,35%	54,65%	43,43%	56,57%
					3	386,505	9581	8521	88,94%	27,92%	40,16%	68,07%	31,93%	42,26%	57,74%
					4	515,340	26621	23748	89,21%	36,10%	54,73%	90,82%	9,18%	40,98%	59,02%
					5	644,175	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DC 2	2,88	99,40%		1	128,835	2114	1846	87,34%	12,14%	15,79%	27,93%	72,07%	44,72%	55,28%
					2	257,670	5279	4598	87,10%	23,28%	32,63%	55,91%	44,09%	42,90%	57,10%
					3	386,505	12246	11137	90,95%	33,69%	50,24%	83,93%	16,07%	41,37%	58,63%
					4	515,340	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DC 3	3,6	96,00% 97,20%		1	128,835	2101	1841	87,62%	10,09%	12,89%	22,99%	77,01%	45,18%	54,82%
					2	257,670	4365	3715	85,12%	19,39%	26,62%	46,01%	53,99%	43,40%	56,60%
					3	386,505	9691	8628	89,04%	28,29%	40,78%	69,06%	30,94%	42,20%	57,80%
					4	515,340	34097	30685	89,99%	36,55%	55,59%	92,14%	7,86%	40,90%	59,10%
					5	644,175	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DC 4	5,8	99,00%		1	128,835	2054	1803	87,81%	6,21%	7,70%	13,92%	86,08%	45,93%	54,07%
					2	257,670	4228	3693	87,36%	12,10%	15,74%	27,85%	72,15%	44,73%	55,27%
					3	386,505	6506	5559	85,44%	17,72%	24,08%	41,80%	58,20%	43,64%	56,36%
					4	515,340	10521	9161	87,07%	23,22%	32,53%	55,75%	44,25%	42,90%	57,10%
					5	644,175	16269	14495	89,10%	28,53%	41,19%	69,71%	30,29%	42,17%	57,83%
					6	773,010	24344	22130	90,91%	33,60%	50,09%	83,69%	16,31%	41,39%	58,61%
7					901,845	128566	84380	65,63%	38,45%	59,23%	97,68%	2,32%	40,59%	59,41%	
8					1030,680	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\*2 BATTERY never empty

\*3 final S.O.C. equals initial S.O.C.

\* (u: PV energy utilization index)

\*4  $u_{direct}$  \*5  $u_{indirect}$  \*6  $u_{total}$

Tabella 4 - Tabella dei risultati: sistema AC *off-grid* in Paraguay.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]		PBR number	LOAD [W]	OFF-GRID *2										
			DC/DC	DC/AC			Capacity	Initial/Final Charge *3		PV Energy... [%]			L Energy... [%]				
			(Range)	(Range)				[Wh]	[Wh]	[%]	to L *4	to B *5	to L *6	LOST (G)	from PV	from B	
							[Wh]	[Wh]	[%]								
PARAGUAY	AC 1	4.8x1.2	96,00%	98,00%	91,00%	93,00%	1	128,835	2344	2057	87,74%	7,20%	8,99%	16,19%	83,81%	45,74%	54,26%
							2	257,670	4813	4161	86,46%	13,96%	18,46%	32,41%	67,59%	44,32%	55,68%
							3	386,505	7438	6319	84,95%	20,43%	28,21%	48,64%	51,36%	43,26%	56,74%
							4	515,340	13897	12310	88,58%	26,72%	38,17%	64,89%	35,11%	42,43%	57,57%
							5	644,175	21460	19403	90,42%	32,70%	48,45%	81,14%	18,86%	41,53%	58,47%
							6	773,010	121101	91591	75,63%	38,36%	59,06%	97,42%	2,58%	40,61%	59,39%
							7	901,845	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	AC 2	8	97,20%	95,00%	1	128,835	2225	1957	87,95%	5,06%	6,21%	11,27%	88,73%	46,17%	53,83%		
					2	257,670	4604	4034	87,62%	9,91%	12,63%	22,54%	77,46%	45,22%	54,78%		
					3	386,505	7018	6054	86,27%	14,53%	19,30%	33,83%	66,17%	44,20%	55,80%		
					4	515,340	9560	8144	85,18%	19,04%	26,09%	45,13%	54,87%	43,44%	56,56%		
					5	644,175	14625	12755	87,22%	23,48%	32,94%	56,42%	43,58%	42,87%	57,13%		
					6	773,010	20926	18604	88,90%	27,79%	39,94%	67,73%	32,27%	42,27%	57,73%		
					7	901,845	27484	24709	89,90%	31,94%	47,10%	79,04%	20,96%	41,65%	58,35%		
					8	1030,680	55997	50116	89,50%	35,94%	54,43%	90,37%	9,63%	41,00%	59,00%		
					9	1159,515	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
					10	1288,350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AC 3	4	96,00%	94,00%	96,50%	1	128,835	2297	2013	87,62%	10,00%	12,76%	22,76%	77,24%	45,20%	54,80%	
						2	257,670	4771	4062	85,15%	19,21%	26,36%	45,57%	54,43%	43,42%	56,58%	
						3	386,505	10518	9358	88,97%	28,04%	40,36%	68,40%	31,60%	42,24%	57,76%	
						4	515,340	31359	28022	89,36%	36,25%	55,01%	91,26%	8,74%	40,95%	59,05%	
						5	644,175	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	AC 4	5,8	99,00%	95,00%	96,00%	1	128,835	2251	1976	87,77%	6,76%	8,42%	15,18%	84,82%	45,82%	54,18%	
						2	257,670	4622	4013	86,82%	13,13%	17,25%	30,38%	69,62%	44,49%	55,51%	
						3	386,505	7137	6077	85,15%	19,22%	26,37%	45,59%	54,41%	43,42%	56,58%	
						4	515,340	12607	11097	88,02%	25,17%	35,64%	60,82%	39,18%	42,64%	57,36%	
						5	644,175	18880	16919	89,61%	30,86%	45,19%	76,05%	23,95%	41,82%	58,18%	
						6	773,010	47365	42341	89,39%	36,26%	55,04%	91,30%	8,70%	40,95%	59,05%	
7						901,845	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\*2 BATTERY never empty

\*3 final S.O.C. equals initial S.O.C.

\* ( $u$ : PV energy utilization index)

\*4  $u_{direct}$  \*5  $u_{indirect}$  \*6  $u_{total}$

Tabella 5 - Tabella dei risultati: sistema DC *off-grid* in Cile.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]		PBR number	LOAD [W]	OFF-GRID *2									
			DC/DC	DC/AC			Capacity	Initial/Final Charge *3		PV Energy... [%]			L Energy... [%]			
			(Range)	(Range)				[Wh]	[Wh]	[%]	to L *4	to B *5	to L *6	LOST (G)	from PV	from B
CHILE	DC 1	3x1,2	98,00%		1	128,835	2319	2181	94,06%	10,02%	13,05%	23,07%	76,93%	44,69%	55,31%	
					2	257,670	4821	4500	93,33%	19,25%	26,93%	46,18%	53,82%	42,93%	57,07%	
					3	386,505	60679	60082	99,02%	28,08%	41,24%	69,31%	30,69%	41,75%	58,25%	
					4	515,340	388449	355421	91,50%	36,45%	56,02%	92,47%	7,53%	40,65%	59,35%	
	DC 2	2,88	99,40%		1	128,835	2319	2181	94,06%	12,21%	16,23%	28,44%	71,56%	44,18%	55,82%	
					2	257,670	7383	7018	95,06%	23,41%	33,52%	56,93%	43,07%	42,37%	57,63%	
					3	386,505	212904	212264	99,70%	33,96%	51,50%	85,46%	14,54%	40,97%	59,03%	
	DC 3	3,6	96,00%	97,20%		1	128,835	2319	2181	94,06%	10,16%	13,25%	23,40%	76,60%	44,66%	55,34%
						2	257,670	4916	4592	93,39%	19,51%	27,34%	46,85%	53,15%	42,90%	57,10%
						3	386,505	67054	66454	99,10%	28,45%	41,87%	70,32%	29,68%	41,70%	58,30%
						4	515,340	407269	328503	80,66%	36,92%	56,89%	93,81%	6,19%	40,59%	59,41%
	DC 4	5,8	99,00%			1	128,835	2319	2181	94,06%	6,28%	7,89%	14,17%	85,83%	45,60%	54,40%
						2	257,670	4638	4363	94,06%	12,17%	16,18%	28,36%	71,64%	44,19%	55,81%
						3	386,505	6957	6504	93,49%	17,82%	24,73%	42,56%	57,44%	43,14%	56,86%
						4	515,340	14663	13934	95,03%	23,35%	33,42%	56,76%	43,24%	42,38%	57,62%
						5	644,175	120865	119861	99,17%	28,69%	42,29%	70,98%	29,02%	41,67%	58,33%
						6	773,010	419816	418537	99,70%	33,87%	51,34%	85,21%	14,79%	40,98%	59,02%
						7	901,845	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\*2 BATTERY never empty

\*3 final S.O.C. equals initial S.O.C.

\* (u: PV energy utilization index)

\*4  $u_{direct}$  \*5  $u_{indirect}$  \*6  $u_{total}$

Tabella 6 - Tabella dei risultati: sistema AC *off-grid* in Cile.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]		PBR number	LOAD [W]	OFF-GRID *2										
			DC/DC	DC/AC			Capacity	Initial/Final Charge *3		PV Energy... [%]			L Energy... [%]				
			(Range)	(Range)				[Wh]	[Wh]	[%]	to L *4	to B *5	to L *6	LOST (G)	from PV	from B	
							[Wh]	[Wh]	[%]								
CHILE	AC 1	4,8x1,2	96,00%	98,00%	91,00%	93,00%	1	128,835	2626	2470	94,06%	7,27%	9,22%	16,49%	83,51%	45,35%	54,65%
							2	257,670	5251	4940	94,06%	14,03%	18,97%	33,00%	67,00%	43,78%	56,22%
							3	386,505	8979	8406	93,62%	20,56%	28,97%	49,53%	50,47%	42,75%	57,25%
							4	515,340	59120	58236	98,50%	26,87%	39,20%	66,07%	33,93%	41,91%	58,09%
							5	644,175	343020	341824	99,65%	32,94%	49,68%	82,62%	17,38%	41,10%	58,90%
	AC 2	8	97,20%	95,00%	1	128,835	2543	2392	94,06%	5,12%	6,35%	11,47%	88,53%	45,91%	54,09%		
					2	257,670	5085	4784	94,06%	9,97%	12,98%	22,95%	77,05%	44,70%	55,30%		
					3	386,505	7628	7175	94,06%	14,61%	19,84%	34,45%	65,55%	43,67%	56,33%		
					4	515,340	10499	9796	93,31%	19,16%	26,79%	45,95%	54,05%	42,95%	57,05%		
					5	644,175	21798	20793	95,39%	23,61%	33,84%	57,45%	42,55%	42,34%	57,66%		
					6	773,010	128195	126889	98,98%	27,95%	41,02%	68,96%	31,04%	41,76%	58,24%		
					7	901,845	405196	403587	99,60%	32,17%	48,31%	80,48%	19,52%	41,20%	58,80%		
					8	1030,680	837683	800369	95,55%	36,28%	55,72%	92,00%	8,00%	40,67%	59,33%		
	AC 3	4	96,00%	94,00%	96,50%	1	128,835	2536	2385	94,06%	10,06%	13,12%	23,18%	76,82%	44,68%	55,32%	
						2	257,670	5307	4954	93,35%	19,34%	27,07%	46,40%	53,60%	42,92%	57,08%	
						3	386,505	68632	67978	99,05%	28,20%	41,45%	69,64%	30,36%	41,73%	58,27%	
						4	515,340	431427	378927	87,83%	36,60%	56,31%	92,91%	7,09%	40,63%	59,37%	
	AC 4	5,8	99,00%	95,00%	96,00%	1	128,835	2529	2379	94,06%	6,83%	8,63%	15,45%	84,55%	45,46%	54,54%	
						2	257,670	5059	4758	94,06%	13,21%	17,73%	30,93%	69,07%	43,96%	56,04%	
						3	386,505	7945	7417	93,35%	19,34%	27,08%	46,42%	53,58%	42,92%	57,08%	
						4	515,340	29739	28911	97,21%	25,31%	36,62%	61,92%	38,08%	42,12%	57,88%	
						5	644,175	235205	234076	99,52%	31,06%	46,37%	77,44%	22,56%	41,35%	58,65%	
						6	773,010	646505	646505	87,45%	36,62%	56,34%	92,96%	7,04%	40,63%	59,37%	

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\*2 BATTERY never empty

\*3 final S.O.C. equals initial S.O.C.

\* (u: PV energy utilization index)

\*4  $u_{direct}$  \*5  $u_{indirect}$  \*6  $u_{total}$

Tabella 7 - Tabella dei risultati: sistema DC *on-grid* in Italia.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]		PBR number	LOAD [W]	ON-GRID *5			
			DC/DC	DC/AC			Capacity *6 [Wh]			
			(Range)	(Range)			CASE 1	CASE 2	CASE 3	
ITALY	DC 1	3x1,2	98,00%		1	128,835	0	1600	1900	
					2	257,670	0	3300	3700	
					3	386,505	0	5000	5800	
					4	515,340	0	7600	180000	
	DC 2	2,88	99,40%		1	128,835	0	1600	1900	
					2	257,670	0	3300	3800	
					3	386,505	0	5300	65600	
	DC 3	3,6	96,00%	97,20%		1	128,835	0	1600	1900
						2	257,670	0	3300	3700
			99,00%		3	386,505	0	5000	5800	
					4	515,340	0	7700	200500	
	DC 4	5,8	99,00%			1	128,835	0	1600	1900
						2	257,670	0	3200	3700
						3	386,505	0	4900	5600
						4	515,340	0	6600	7500
						5	644,175	0	8400	9800
						6	773,010	0	10600	126000
						7	901,845	0	57200	501600

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			PV Energy to L [%] *2			PV Energy to B [%] *3			(tot) PV Energy to L [%] *4			PV Energy to G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
ITALY	DC 1	1	9,69%	9,69%	9,69%	0,00%	10,17%	11,37%	9,69%	19,86%	21,06%	90,31%	80,14%	78,94%
		2	18,64%	18,64%	18,64%	0,00%	21,18%	23,02%	18,64%	39,82%	41,66%	81,36%	60,18%	58,34%
		3	27,20%	27,20%	27,20%	0,00%	32,04%	35,38%	27,20%	59,23%	62,58%	72,80%	40,77%	37,42%
		4	35,44%	35,44%	35,44%	0,00%	43,60%	47,89%	35,44%	79,04%	83,33%	64,56%	20,96%	16,67%
	DC 2	1	11,83%	11,83%	11,83%	0,00%	12,58%	14,10%	11,83%	24,41%	25,94%	88,17%	75,59%	74,06%
		2	22,65%	22,65%	22,65%	0,00%	26,19%	29,01%	22,65%	48,83%	51,66%	77,35%	51,17%	48,34%
		3	32,99%	32,99%	32,99%	0,00%	39,92%	44,03%	32,99%	72,91%	77,02%	67,01%	27,09%	22,98%
	DC 3	1	9,82%	9,82%	9,82%	0,00%	10,32%	11,54%	9,82%	20,14%	21,36%	90,18%	79,86%	78,64%
		2	18,89%	18,89%	18,89%	0,00%	21,50%	23,37%	18,89%	40,39%	42,26%	81,11%	59,61%	57,74%
		3	27,56%	27,56%	27,56%	0,00%	32,47%	35,83%	27,56%	60,03%	63,39%	72,44%	39,97%	36,61%
		4	35,91%	35,91%	35,91%	0,00%	44,16%	48,62%	35,91%	80,06%	84,53%	64,09%	19,94%	15,47%
	DC 4	1	6,06%	6,06%	6,06%	0,00%	6,20%	6,89%	6,06%	12,26%	12,95%	93,94%	87,74%	87,05%
		2	11,80%	11,80%	11,80%	0,00%	12,54%	13,86%	11,80%	24,34%	25,66%	88,20%	75,66%	74,34%
		3	17,28%	17,28%	17,28%	0,00%	19,31%	21,25%	17,28%	36,59%	38,53%	82,72%	63,41%	61,47%
		4	22,58%	22,58%	22,58%	0,00%	26,11%	28,73%	22,58%	48,70%	51,31%	77,42%	51,30%	48,69%
		5	27,80%	27,80%	27,80%	0,00%	33,00%	36,31%	27,80%	60,81%	64,11%	72,20%	39,19%	35,89%
		6	32,90%	32,90%	32,90%	0,00%	39,84%	43,90%	32,90%	72,74%	76,80%	67,10%	27,26%	23,20%
		7	37,84%	37,84%	37,84%	0,00%	46,94%	51,75%	37,84%	84,77%	89,59%	62,16%	15,23%	10,41%

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			L Energy from PV [%]			L Energy from B [%]			(tot) L Energy from PV [%]			L Energy from G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
ITALY	DC 1	1	45,49%	45,49%	45,49%	0,00%	45,38%	50,68%	45,49%	90,87%	96,18%	54,51%	9,13%	3,82%
		2	43,78%	43,78%	43,78%	0,00%	47,23%	51,32%	43,78%	91,01%	95,10%	56,22%	8,99%	4,90%
		3	42,58%	42,58%	42,58%	0,00%	47,62%	52,58%	42,58%	90,20%	95,16%	57,42%	9,80%	4,84%
		4	41,62%	41,62%	41,62%	0,00%	48,60%	53,39%	41,62%	90,22%	95,01%	58,38%	9,78%	4,99%
	DC 2	1	45,09%	45,09%	45,09%	0,00%	45,52%	51,02%	45,09%	90,62%	96,11%	54,91%	9,38%	3,89%
		2	43,15%	43,15%	43,15%	0,00%	47,38%	52,48%	43,15%	90,54%	95,63%	56,85%	9,46%	4,37%
		3	41,91%	41,91%	41,91%	0,00%	48,15%	53,09%	41,91%	90,06%	95,00%	58,09%	9,94%	5,00%
	DC 3	1	45,47%	45,47%	45,47%	0,00%	45,39%	50,71%	45,47%	90,86%	96,17%	54,53%	9,14%	3,83%
		2	43,73%	43,73%	43,73%	0,00%	47,25%	51,35%	43,73%	90,98%	95,09%	56,27%	9,02%	4,91%
		3	42,54%	42,54%	42,54%	0,00%	47,58%	52,48%	42,54%	90,11%	95,02%	57,46%	9,89%	4,98%
		4	41,56%	41,56%	41,56%	0,00%	48,53%	53,44%	41,56%	90,09%	95,00%	58,44%	9,91%	5,00%
	DC 4	1	46,33%	46,33%	46,33%	0,00%	44,99%	49,98%	46,33%	91,32%	96,31%	53,67%	8,68%	3,69%
		2	45,10%	45,10%	45,10%	0,00%	45,52%	50,30%	45,10%	90,62%	95,39%	54,90%	9,38%	4,61%
		3	44,03%	44,03%	44,03%	0,00%	46,72%	51,40%	44,03%	90,75%	95,43%	55,97%	9,25%	4,57%
		4	43,16%	43,16%	43,16%	0,00%	47,38%	52,11%	43,16%	90,55%	95,27%	56,84%	9,45%	4,73%
		5	42,51%	42,51%	42,51%	0,00%	47,91%	52,69%	42,51%	90,41%	95,19%	57,49%	9,59%	4,81%
		6	41,92%	41,92%	41,92%	0,00%	48,19%	53,08%	41,92%	90,11%	95,00%	58,08%	9,89%	5,00%
		7	41,32%	41,32%	41,32%	0,00%	48,68%	53,68%	41,32%	90,00%	95,00%	58,68%	10,00%	5,00%

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Tabella 8 - Tabella dei risultati: sistema AC *on-grid* in Italia.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]				PBR number	LOAD [W]	ON-GRID *5		
			DC/DC		DC/AC				Capacity *6 [Wh]		
			(Range)		(Range)				CASE 1	CASE 2	CASE 3
ITALY	AC 1	4.8x1.2	96,00%	98,00%	91,00%	93,00%	1	128,835	0	1800	2100
							2	257,670	0	3600	4200
							3	386,505	0	5500	6300
							4	515,340	0	7500	8600
							5	644,175	0	9900	69000
							6	773,010	0	50000	481000
	AC 2	8	97,20%	95,00%	1	128,835	0	1700	2000		
					2	257,670	0	3500	4000		
					3	386,505	0	5300	6100		
					4	515,340	0	7100	8100		
					5	644,175	0	9000	10200		
					6	773,010	0	11000	12700		
					7	901,845	0	13200	33400		
					8	1030,680	0	16400	381100		
	AC 3	4	96,00%	94,00%	96,50%	1	128,835	0	1800	2000	
						2	257,670	0	3600	4100	
						3	386,505	0	5500	6400	
						4	515,340	0	8300	203300	
						5	644,175	0	372200	-	
	AC 4	5.8	99,00%	95,00%	96,00%	1	128,835	0	1700	2000	
						2	257,670	0	3500	4000	
						3	386,505	0	5300	6100	
						4	515,340	0	7200	8200	
						5	644,175	0	9300	11700	
						6	773,010	0	12400	305400	
						7	901,845	0	316500	-	

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			PV Energy to L [%] *2			PV Energy to B [%] *3			(tot) PV Energy to L [%] *4			PV Energy to G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
ITALY	AC 1	1	7,01%	7,01%	7,01%	0,00%	7,20%	7,95%	7,01%	14,21%	14,96%	92,99%	85,79%	85,04%
		2	13,62%	13,62%	13,62%	0,00%	14,56%	16,24%	13,62%	28,18%	29,87%	86,38%	71,82%	70,13%
		3	19,89%	19,89%	19,89%	0,00%	22,37%	24,80%	19,89%	42,26%	44,69%	80,11%	57,74%	55,31%
		4	26,01%	26,01%	26,01%	0,00%	30,43%	33,58%	26,01%	56,44%	59,59%	73,99%	43,56%	40,41%
		5	31,98%	31,98%	31,98%	0,00%	38,70%	42,50%	31,98%	70,68%	74,48%	68,02%	29,32%	25,52%
		6	37,75%	37,75%	37,75%	0,00%	46,81%	51,62%	37,75%	84,56%	89,36%	62,25%	15,44%	10,64%
	AC 2	1	4,94%	4,94%	4,94%	0,00%	4,88%	5,43%	4,94%	9,82%	10,37%	95,06%	90,18%	89,63%
		2	9,64%	9,64%	9,64%	0,00%	10,10%	11,06%	9,64%	19,74%	20,70%	90,36%	80,26%	79,30%
		3	14,18%	14,18%	14,18%	0,00%	15,38%	16,98%	14,18%	29,56%	31,17%	85,82%	70,44%	68,83%
		4	18,55%	18,55%	18,55%	0,00%	20,73%	22,88%	18,55%	39,28%	41,43%	81,45%	60,72%	58,57%
		5	22,84%	22,84%	22,84%	0,00%	26,30%	28,95%	22,84%	49,14%	51,79%	77,16%	50,86%	48,21%
		6	27,07%	27,07%	27,07%	0,00%	31,99%	35,20%	27,07%	59,05%	62,27%	72,93%	40,95%	37,73%
		7	31,22%	31,22%	31,22%	0,00%	37,46%	41,32%	31,22%	68,68%	72,55%	68,78%	31,32%	27,45%
		8	35,28%	35,28%	35,28%	0,00%	43,21%	47,62%	35,28%	78,49%	82,90%	64,72%	21,51%	17,10%
	AC 3	1	9,73%	9,73%	9,73%	0,00%	10,44%	11,19%	9,73%	20,17%	20,92%	90,27%	79,83%	79,08%
		2	18,72%	18,72%	18,72%	0,00%	21,24%	23,31%	18,72%	39,96%	42,04%	81,28%	60,04%	57,96%
		3	27,32%	27,32%	27,32%	0,00%	32,36%	35,66%	27,32%	59,68%	62,98%	72,68%	40,32%	37,02%
		4	35,59%	35,59%	35,59%	0,00%	43,71%	48,12%	35,59%	79,30%	83,72%	64,41%	20,70%	16,28%
		5	43,39%	43,39%	-	0,00%	55,65%	-	43,39%	99,04%	-	56,61%	0,96%	-
	AC 4	1	6,59%	6,59%	6,59%	0,00%	6,64%	7,39%	6,59%	13,23%	13,98%	93,41%	86,77%	86,02%
		2	12,81%	12,81%	12,81%	0,00%	13,73%	15,09%	12,81%	26,55%	27,90%	87,19%	73,45%	72,10%
		3	18,73%	18,73%	18,73%	0,00%	20,95%	23,25%	18,73%	39,69%	41,98%	81,27%	60,31%	58,02%
		4	24,49%	24,49%	24,49%	0,00%	28,48%	31,38%	24,49%	52,97%	55,87%	75,51%	47,03%	44,13%
		5	30,13%	30,13%	30,13%	0,00%	36,08%	39,70%	30,13%	66,22%	69,83%	69,87%	33,78%	30,17%
		6	35,61%	35,61%	35,61%	0,00%	43,70%	48,15%	35,61%	79,31%	83,76%	64,39%	20,69%	16,24%
		7	40,87%	40,87%	-	0,00%	51,60%	-	40,87%	92,47%	-	59,13%	7,53%	-

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PER number	ON-GRID *5											
			L Energy from PV [%]			L Energy from B [%]			(tot) L Energy from PV [%]			L Energy from G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
ITALY	AC 1	1	46,07%	46,07%	46,07%	0,00%	44,91%	49,57%	46,07%	90,98%	95,64%	53,93%	9,02%	4,36%
		2	44,75%	44,75%	44,75%	0,00%	45,40%	50,64%	44,75%	90,15%	95,40%	55,25%	9,85%	4,60%
		3	43,57%	43,57%	43,57%	0,00%	46,51%	51,55%	43,57%	90,08%	95,11%	56,43%	9,92%	4,89%
		4	42,72%	42,72%	42,72%	0,00%	47,45%	52,35%	42,72%	90,18%	95,07%	57,28%	9,82%	4,93%
		5	42,03%	42,03%	42,03%	0,00%	48,27%	52,99%	42,03%	90,29%	95,02%	57,97%	9,71%	4,98%
		6	41,33%	41,33%	41,33%	0,00%	48,68%	53,67%	41,33%	90,01%	95,01%	58,67%	9,99%	4,99%
	AC 2	1	46,67%	46,67%	46,67%	0,00%	43,76%	48,62%	46,67%	90,42%	95,28%	53,33%	9,58%	4,72%
		2	45,50%	45,50%	45,50%	0,00%	45,29%	49,55%	45,50%	90,79%	95,05%	54,50%	9,21%	4,95%
		3	44,64%	44,64%	44,64%	0,00%	45,95%	50,73%	44,64%	90,59%	95,37%	55,36%	9,41%	4,63%
		4	43,79%	43,79%	43,79%	0,00%	46,45%	51,25%	43,79%	90,24%	95,05%	56,21%	9,76%	4,95%
		5	43,13%	43,13%	43,13%	0,00%	47,15%	51,89%	43,13%	90,28%	95,02%	56,87%	9,72%	4,98%
		6	42,59%	42,59%	42,59%	0,00%	47,79%	52,57%	42,59%	90,38%	95,17%	57,41%	9,62%	4,83%
		7	42,11%	42,11%	42,11%	0,00%	47,97%	52,89%	42,11%	90,08%	95,00%	57,89%	9,92%	5,00%
		8	41,64%	41,64%	41,64%	0,00%	48,41%	53,36%	41,64%	90,05%	95,00%	58,36%	9,95%	5,00%
	AC 3	1	45,49%	45,49%	45,49%	0,00%	46,33%	49,64%	45,49%	91,82%	95,13%	54,51%	8,18%	4,87%
		2	43,76%	43,76%	43,76%	0,00%	47,14%	51,72%	43,76%	90,90%	95,49%	56,24%	9,10%	4,51%
		3	42,57%	42,57%	42,57%	0,00%	47,88%	52,74%	42,57%	90,44%	95,30%	57,43%	9,56%	4,70%
		4	41,60%	41,60%	41,60%	0,00%	48,50%	53,40%	41,60%	90,09%	95,00%	58,40%	9,91%	5,00%
		5	40,57%	40,57%	-	0,00%	49,43%	-	40,57%	90,00%	-	59,43%	10,00%	-
	AC 4	1	46,18%	46,18%	46,18%	0,00%	44,18%	49,15%	46,18%	90,37%	95,34%	53,82%	9,63%	4,66%
		2	44,91%	44,91%	44,91%	0,00%	45,69%	50,18%	44,91%	90,59%	95,08%	55,09%	9,41%	4,92%
		3	43,76%	43,76%	43,76%	0,00%	46,48%	51,56%	43,76%	90,24%	95,32%	56,24%	9,76%	4,68%
		4	42,91%	42,91%	42,91%	0,00%	47,38%	52,19%	42,91%	90,29%	95,10%	57,09%	9,71%	4,90%
		5	42,24%	42,24%	42,24%	0,00%	48,02%	52,80%	42,24%	90,26%	95,04%	57,76%	9,74%	4,96%
		6	41,60%	41,60%	41,60%	0,00%	48,46%	53,40%	41,60%	90,06%	95,00%	58,40%	9,94%	5,00%
		7	40,92%	40,92%	-	0,00%	49,08%	-	40,92%	90,00%	-	59,08%	10,00%	-

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Tabella 9 - Tabella dei risultati: sistema DC *on-grid* in Paraguay.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]		PBR number	LOAD [W]	ON-GRID *5			
			DC/DC	DC/AC			Capacity *6 [Wh]			
			(Range)	(Range)			CASE 1	CASE 2	CASE 3	
PARAGUAY	DC 1	3x1,2	98,00%		1	128,835	0	1600	1800	
					2	257,670	0	3300	3600	
					3	386,505	0	5000	5500	
					4	515,340	0	6900	7600	
					5	644,175	0	9600	-	
	DC 2	2,88	99,40%		1	128,835	0	1600	1800	
					2	257,670	0	3300	3600	
					3	386,505	0	5100	5600	
					4	515,340	0	7500	-	
	DC 3	3,6	96,00%	97,20%		1	128,835	0	1600	1800
						2	257,670	0	3300	3600
			99,00%		3	386,505	0	5000	5500	
					4	515,340	0	6900	7600	
					5	644,175	0	9800	-	
	DC 4	5,8	99,00%			1	128,835	0	1600	1800
						2	257,670	0	3200	3500
						3	386,505	0	4800	5400
						4	515,340	0	6500	7200
						5	644,175	0	8300	9200
						6	773,010	0	10100	11200
						7	901,845	0	12200	13700
						8	1030,680	0	15000	-

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			PV Energy to L [%] *2			PV Energy to B [%] *3			(tot) PV Energy to L [%] *4			PV Energy to G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
PARAGUAY	DC 1	1	9,25%	9,25%	9,25%	0,00%	9,85%	10,97%	9,25%	19,10%	20,22%	90,75%	80,90%	79,78%
		2	17,94%	17,94%	17,94%	0,00%	20,32%	22,14%	17,94%	38,26%	40,08%	82,06%	61,74%	59,92%
		3	26,12%	26,12%	26,12%	0,00%	30,76%	33,82%	26,12%	56,89%	59,95%	73,88%	43,11%	40,05%
		4	33,90%	33,90%	33,90%	0,00%	42,09%	46,02%	33,90%	76,00%	79,93%	66,10%	24,00%	20,07%
		5	41,32%	41,32%	-	0,00%	53,30%	-	41,32%	94,62%	-	58,68%	5,38%	-
	DC 2	1	11,32%	11,32%	11,32%	0,00%	12,14%	13,55%	11,32%	23,46%	24,87%	88,68%	76,54%	75,13%
		2	21,81%	21,81%	21,81%	0,00%	25,04%	27,31%	21,81%	46,85%	49,12%	78,19%	53,15%	50,88%
		3	31,59%	31,59%	31,59%	0,00%	38,54%	42,21%	31,59%	70,13%	73,79%	68,41%	29,87%	26,21%
		4	40,81%	40,81%	-	0,00%	52,23%	-	40,81%	93,05%	-	59,19%	6,95%	-
	DC 3	1	9,38%	9,38%	9,38%	0,00%	10,00%	11,13%	9,38%	19,37%	20,51%	90,62%	80,63%	79,49%
		2	18,19%	18,19%	18,19%	0,00%	20,61%	22,46%	18,19%	38,80%	40,65%	81,81%	61,20%	59,35%
		3	26,47%	26,47%	26,47%	0,00%	31,21%	34,31%	26,47%	57,67%	60,78%	73,53%	42,33%	39,22%
		4	34,34%	34,34%	34,34%	0,00%	42,65%	46,58%	34,34%	76,99%	80,92%	65,66%	23,01%	19,08%
		5	41,85%	41,85%	-	0,00%	53,93%	-	41,85%	95,78%	-	58,15%	4,22%	-
	DC 4	1	5,75%	5,75%	5,75%	0,00%	6,05%	6,71%	5,75%	11,81%	12,46%	94,25%	88,19%	87,54%
		2	11,28%	11,28%	11,28%	0,00%	12,11%	13,22%	11,28%	23,39%	24,50%	88,72%	76,61%	75,50%
		3	16,61%	16,61%	16,61%	0,00%	18,16%	20,38%	16,61%	34,78%	36,99%	83,39%	65,22%	63,01%
		4	21,75%	21,75%	21,75%	0,00%	24,59%	27,23%	21,75%	46,34%	48,98%	78,25%	53,66%	51,02%
		5	26,70%	26,70%	26,70%	0,00%	31,37%	34,76%	26,70%	58,07%	61,45%	73,30%	41,93%	38,55%
		6	31,51%	31,51%	31,51%	0,00%	38,06%	42,09%	31,51%	69,57%	73,60%	68,49%	30,43%	26,40%
		7	36,17%	36,17%	36,17%	0,00%	45,24%	49,63%	36,17%	81,41%	85,80%	63,83%	18,59%	14,20%
		8	40,71%	40,71%	-	0,00%	52,17%	-	40,71%	92,88%	-	59,29%	7,12%	-

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			L Energy from PV [%]			L Energy from B [%]			(tot) L Energy from PV [%]			L Energy from G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
PARAGUAY	DC 1	1	45,45%	45,45%	45,45%	0,00%	45,89%	51,09%	45,45%	91,35%	96,54%	54,55%	8,65%	3,46%
		2	44,09%	44,09%	44,09%	0,00%	47,33%	51,55%	44,09%	91,42%	95,64%	55,91%	8,58%	4,36%
		3	42,79%	42,79%	42,79%	0,00%	47,77%	52,52%	42,79%	90,56%	95,31%	57,21%	9,44%	4,69%
		4	41,65%	41,65%	41,65%	0,00%	49,03%	53,60%	41,65%	90,68%	95,25%	58,35%	9,32%	4,75%
		5	40,62%	40,62%	-	0,00%	49,65%	-	40,62%	90,26%	-	59,38%	9,74%	-
	DC 2	1	45,12%	45,12%	45,12%	0,00%	45,89%	51,21%	45,12%	91,01%	96,33%	54,88%	8,99%	3,67%
		2	43,48%	43,48%	43,48%	0,00%	47,33%	51,61%	43,48%	90,81%	95,09%	56,52%	9,19%	4,91%
		3	41,99%	41,99%	41,99%	0,00%	48,56%	53,18%	41,99%	90,55%	95,17%	58,01%	9,45%	4,83%
		4	40,69%	40,69%	-	0,00%	49,35%	-	40,69%	90,04%	-	59,31%	9,96%	-
	DC 3	1	45,43%	45,43%	45,43%	0,00%	45,89%	51,10%	45,43%	91,32%	96,53%	54,57%	8,68%	3,47%
		2	44,05%	44,05%	44,05%	0,00%	47,33%	51,56%	44,05%	91,38%	95,61%	55,95%	8,62%	4,39%
		3	42,74%	42,74%	42,74%	0,00%	47,77%	52,51%	42,74%	90,51%	95,25%	57,26%	9,49%	4,75%
		4	41,59%	41,59%	41,59%	0,00%	48,96%	53,47%	41,59%	90,55%	95,06%	58,41%	9,45%	4,94%
		5	40,54%	40,54%	-	0,00%	49,52%	-	40,54%	90,06%	-	59,46%	9,94%	-
	DC 4	1	46,02%	46,02%	46,02%	0,00%	45,89%	50,86%	46,02%	91,91%	96,88%	53,98%	8,09%	3,12%
		2	45,13%	45,13%	45,13%	0,00%	45,89%	50,09%	45,13%	91,02%	95,22%	54,87%	8,98%	4,78%
		3	44,30%	44,30%	44,30%	0,00%	45,89%	51,50%	44,30%	90,19%	95,79%	55,70%	9,81%	4,21%
		4	43,49%	43,49%	43,49%	0,00%	46,61%	51,61%	43,49%	90,10%	95,10%	56,51%	9,90%	4,90%
		5	42,71%	42,71%	42,71%	0,00%	47,57%	52,70%	42,71%	90,28%	95,41%	57,29%	9,72%	4,59%
		6	42,00%	42,00%	42,00%	0,00%	48,10%	53,19%	42,00%	90,10%	95,19%	58,00%	9,90%	4,81%
		7	41,33%	41,33%	41,33%	0,00%	49,00%	53,75%	41,33%	90,33%	95,08%	58,67%	9,67%	4,92%
		8	40,70%	40,70%	-	0,00%	49,43%	-	40,70%	90,14%	-	59,30%	9,86%	-

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Tabella 10 - Tabella dei risultati: sistema AC on-grid in Paraguay.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]				PBR number	LOAD [W]	ON-GRID *5		
			DC/DC		DC/AC				Capacity *6 [Wh]		
			(Range)		(Range)				CASE 1	CASE 2	CASE 3
PARAGUAY	AC 1	4,8x1,2	96,00%	98,00%	91,00%	93,00%	1	128,835	0	1800	2000
							2	257,670	0	3600	4000
							3	386,505	0	5500	6100
							4	515,340	0	7500	8300
							5	644,175	0	9500	10500
							6	773,010	0	11800	13300
							7	901,845	0	15200	-
	AC 2	8	97,20%	95,00%	1	128,835	0	1700	1900		
					2	257,670	0	3500	3800		
					3	386,505	0	5200	5800		
					4	515,340	0	7100	7800		
					5	644,175	0	8900	9900		
					6	773,010	0	10900	12000		
					7	901,845	0	12900	14200		
					8	1030,680	0	14900	16600		
					9	1159,515	0	17400	20300		
					10	1288,350	0	20800	-		
	AC 3	4	96,00%	94,00%	96,50%	1	128,835	0	1700	1900	
						2	257,670	0	3600	3900	
						3	386,505	0	5500	6000	
						4	515,340	0	7500	8300	
						5	644,175	0	10500	-	
	AC 4	5,8	99,00%	95,00%	96,00%	1	128,835	0	1700	1900	
						2	257,670	0	3500	3900	
						3	386,505	0	5300	5900	
						4	515,340	0	7200	7900	
						5	644,175	0	9100	10100	
						6	773,010	0	11200	12400	
7						901,845	0	13800	73000		

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			PV Energy to L [%] *2			PV Energy to B [%] *3			(tot) PV Energy to L [%] *4			PV Energy to G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
PARAGUAY	AC 1	1	6,67%	6,67%	6,67%	0,00%	7,00%	7,72%	6,67%	13,67%	14,39%	93,33%	86,33%	85,61%
		2	13,05%	13,05%	13,05%	0,00%	14,00%	15,51%	13,05%	27,05%	28,57%	86,95%	72,95%	71,43%
		3	19,16%	19,16%	19,16%	0,00%	21,39%	23,70%	19,16%	40,55%	42,86%	80,84%	59,45%	57,14%
		4	25,00%	25,00%	25,00%	0,00%	29,14%	32,24%	25,00%	54,15%	57,24%	75,00%	45,85%	42,76%
		5	30,64%	30,64%	30,64%	0,00%	36,82%	40,62%	30,64%	67,46%	71,27%	69,36%	32,54%	28,73%
		6	36,09%	36,09%	36,09%	0,00%	45,01%	49,54%	36,09%	81,10%	85,63%	63,91%	18,90%	14,37%
		7	41,36%	41,36%	-	0,00%	53,28%	-	41,36%	94,64%	-	58,64%	5,36%	-
	AC 2	1	4,68%	4,68%	4,68%	0,00%	4,75%	5,29%	4,68%	9,43%	9,97%	95,32%	90,57%	90,03%
		2	9,20%	9,20%	9,20%	0,00%	9,78%	10,60%	9,20%	18,98%	19,81%	90,80%	81,02%	80,19%
		3	13,60%	13,60%	13,60%	0,00%	14,53%	16,17%	13,60%	28,12%	29,77%	86,40%	71,88%	70,23%
		4	17,86%	17,86%	17,86%	0,00%	19,84%	21,78%	17,86%	37,69%	39,64%	82,14%	62,31%	60,36%
		5	21,99%	21,99%	21,99%	0,00%	24,86%	27,64%	21,99%	46,86%	49,64%	78,01%	53,14%	50,36%
		6	26,00%	26,00%	26,00%	0,00%	30,43%	33,48%	26,00%	56,43%	59,49%	74,00%	43,57%	40,51%
		7	29,92%	29,92%	29,92%	0,00%	35,95%	39,52%	29,92%	65,87%	69,44%	70,08%	34,13%	30,56%
		8	33,75%	33,75%	33,75%	0,00%	41,29%	45,67%	33,75%	75,04%	79,42%	66,25%	24,96%	20,58%
		9	37,49%	37,49%	37,49%	0,00%	47,09%	51,79%	37,49%	84,59%	89,28%	62,51%	15,41%	10,72%
		10	41,14%	41,14%	-	0,00%	52,82%	-	41,14%	93,96%	-	58,86%	6,04%	-
	AC 3	1	9,29%	9,29%	9,29%	0,00%	9,62%	10,73%	9,29%	18,91%	20,02%	90,71%	81,09%	79,98%
		2	18,02%	18,02%	18,02%	0,00%	20,37%	22,05%	18,02%	38,39%	40,07%	81,98%	61,61%	59,93%
		3	26,24%	26,24%	26,24%	0,00%	31,09%	33,90%	26,24%	57,32%	60,14%	73,76%	42,68%	39,86%
		4	34,05%	34,05%	34,05%	0,00%	42,03%	46,16%	34,05%	76,08%	80,20%	65,95%	23,92%	19,80%
		5	41,50%	41,50%	-	0,00%	53,37%	-	41,50%	94,87%	-	58,50%	5,13%	-
	AC 4	1	6,26%	6,26%	6,26%	0,00%	6,43%	7,16%	6,26%	12,70%	13,42%	93,74%	87,30%	86,58%
		2	12,27%	12,27%	12,27%	0,00%	13,24%	14,68%	12,27%	25,51%	26,94%	87,73%	74,49%	73,06%
		3	18,03%	18,03%	18,03%	0,00%	20,05%	22,29%	18,03%	38,08%	40,32%	81,97%	61,92%	59,68%
		4	23,56%	23,56%	23,56%	0,00%	27,23%	29,87%	23,56%	50,79%	53,43%	76,44%	49,21%	46,57%
		5	28,90%	28,90%	28,90%	0,00%	34,37%	38,10%	28,90%	63,27%	66,99%	71,10%	36,73%	33,01%
		6	34,06%	34,06%	34,06%	0,00%	41,98%	46,12%	34,06%	76,04%	80,18%	65,94%	23,96%	19,82%
7		39,07%	39,07%	39,07%	0,00%	49,60%	55,06%	39,07%	88,67%	94,13%	60,93%	11,33%	5,87%	

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			L Energy from PV [%]			L Energy from B [%]			(tot) L Energy from PV [%]			L Energy from G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
PARAGUAY	AC 1	1	45,86%	45,86%	45,86%	0,00%	45,60%	50,28%	45,86%	91,46%	96,14%	54,14%	8,54%	3,86%
		2	44,86%	44,86%	44,86%	0,00%	45,60%	50,54%	44,86%	90,46%	95,39%	55,14%	9,54%	4,61%
		3	43,90%	43,90%	43,90%	0,00%	46,45%	51,48%	43,90%	90,35%	95,38%	56,10%	9,65%	4,62%
		4	42,96%	42,96%	42,96%	0,00%	47,48%	52,51%	42,96%	90,44%	95,48%	57,04%	9,56%	4,52%
		5	42,13%	42,13%	42,13%	0,00%	47,99%	52,94%	42,13%	90,11%	95,06%	57,87%	9,89%	4,94%
		6	41,35%	41,35%	41,35%	0,00%	48,88%	53,79%	41,35%	90,22%	95,14%	58,65%	9,78%	4,86%
		7	40,61%	40,61%	-	0,00%	49,58%	-	40,61%	90,19%	-	59,39%	9,81%	-
	AC 2	1	46,24%	46,24%	46,24%	0,00%	44,47%	49,49%	46,24%	90,71%	95,73%	53,76%	9,29%	4,27%
		2	45,46%	45,46%	45,46%	0,00%	45,78%	49,64%	45,46%	91,24%	95,10%	54,54%	8,76%	4,90%
		3	44,77%	44,77%	44,77%	0,00%	45,34%	50,47%	44,77%	90,12%	95,25%	55,23%	9,88%	4,75%
		4	44,10%	44,10%	44,10%	0,00%	46,43%	50,99%	44,10%	90,53%	95,09%	55,90%	9,47%	4,91%
		5	43,45%	43,45%	43,45%	0,00%	46,57%	51,77%	43,45%	90,02%	95,22%	56,55%	9,98%	4,78%
		6	42,81%	42,81%	42,81%	0,00%	47,49%	52,26%	42,81%	90,30%	95,07%	57,19%	9,70%	4,93%
		7	42,23%	42,23%	42,23%	0,00%	48,09%	52,86%	42,23%	90,32%	95,09%	57,77%	9,68%	4,91%
		8	41,68%	41,68%	41,68%	0,00%	48,33%	53,45%	41,68%	90,01%	95,13%	58,32%	9,99%	4,87%
		9	41,15%	41,15%	41,15%	0,00%	49,00%	53,87%	41,15%	90,15%	95,02%	58,85%	9,85%	4,98%
		10	40,64%	40,64%	-	0,00%	49,45%	-	40,64%	90,09%	-	59,36%	9,91%	-
	AC 3	1	45,45%	45,45%	45,45%	0,00%	44,59%	49,75%	45,45%	90,03%	95,19%	54,55%	9,97%	4,81%
		2	44,07%	44,07%	44,07%	0,00%	47,21%	51,12%	44,07%	91,29%	95,19%	55,93%	8,71%	4,81%
		3	42,77%	42,77%	42,77%	0,00%	48,05%	52,39%	42,77%	90,82%	95,17%	57,23%	9,18%	4,83%
		4	41,63%	41,63%	41,63%	0,00%	48,72%	53,50%	41,63%	90,35%	95,13%	58,37%	9,65%	4,87%
		5	40,59%	40,59%	-	0,00%	49,48%	-	40,59%	90,07%	-	59,41%	9,93%	-
	AC 4	1	45,93%	45,93%	45,93%	0,00%	44,70%	49,76%	45,93%	90,63%	95,69%	54,07%	9,37%	4,31%
		2	44,98%	44,98%	44,98%	0,00%	46,02%	51,00%	44,98%	90,99%	95,98%	55,02%	9,01%	4,02%
		3	44,07%	44,07%	44,07%	0,00%	46,46%	51,63%	44,07%	90,53%	95,71%	55,93%	9,47%	4,29%
		4	43,19%	43,19%	43,19%	0,00%	47,32%	51,90%	43,19%	90,52%	95,10%	56,81%	9,48%	4,90%
		5	42,38%	42,38%	42,38%	0,00%	47,78%	52,96%	42,38%	90,16%	95,34%	57,62%	9,84%	4,66%
		6	41,63%	41,63%	41,63%	0,00%	48,63%	53,43%	41,63%	90,27%	95,06%	58,37%	9,73%	4,94%
		7	40,93%	40,93%	40,93%	0,00%	49,25%	54,07%	40,93%	90,18%	95,00%	59,07%	9,82%	5,00%

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Tabella 11 - Tabella dei risultati: sistema DC *on-grid* in Cile.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]		PBR number	LOAD [W]	ON-GRID *5			
			DC/DC	DC/AC			Capacity *6 [Wh]			
			(Range)	(Range)			CASE 1	CASE 2	CASE 3	
CHILE	DC 1	3x1,2	98,00%			1	128,835	0	1600	1800
						2	257,670	0	3300	3700
						3	386,505	0	5100	6000
						4	515,340	0	20000	273700
	DC 2	2,88	99,40%			1	128,835	0	1600	1900
						2	257,670	0	3300	3800
						3	386,505	0	5600	127600
	DC 3	3,6	96,00%	97,20%		1	128,835	0	1600	1800
						2	257,670	0	3300	3700
			96,00%	97,20%		3	386,505	0	5100	6100
						4	515,340	0	38900	292800
	DC 4	5,8	99,00%			1	128,835	0	1600	1800
						2	257,670	0	3200	3700
						3	386,505	0	4900	5500
						4	515,340	0	6600	7500
						5	644,175	0	8500	10200
						6	773,010	0	11100	249700
						7	901,845	0	202900	647300

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			PV Energy to L [%] *2			PV Energy to B [%] *3			(tot) PV Energy to L [%] *4			PV Energy to G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
CHILE	DC 1	1	9,43%	9,43%	9,43%	0,00%	10,05%	10,95%	9,43%	19,48%	20,38%	90,57%	80,52%	79,62%
		2	18,28%	18,28%	18,28%	0,00%	20,80%	22,71%	18,28%	39,08%	40,99%	81,72%	60,92%	59,01%
		3	26,70%	26,70%	26,70%	0,00%	31,54%	34,62%	26,70%	58,24%	61,32%	73,30%	41,76%	38,68%
		4	34,64%	34,64%	34,64%	0,00%	42,85%	51,62%	34,64%	77,49%	86,25%	65,36%	22,51%	13,75%
	DC 2	1	11,52%	11,52%	11,52%	0,00%	12,42%	14,00%	11,52%	23,94%	25,52%	88,48%	76,06%	74,48%
		2	22,25%	22,25%	22,25%	0,00%	25,59%	28,42%	22,25%	47,84%	50,67%	77,75%	52,16%	49,33%
		3	32,28%	32,28%	32,28%	0,00%	39,33%	45,77%	32,28%	71,61%	78,06%	67,72%	28,39%	21,94%
	DC 3	1	9,56%	9,56%	9,56%	0,00%	10,20%	11,11%	9,56%	19,76%	20,68%	90,44%	80,24%	79,32%
		2	18,53%	18,53%	18,53%	0,00%	21,11%	23,05%	18,53%	39,63%	41,58%	81,47%	60,37%	58,42%
		3	27,05%	27,05%	27,05%	0,00%	31,92%	35,17%	27,05%	58,97%	62,22%	72,95%	41,03%	37,78%
		4	35,08%	35,08%	35,08%	0,00%	43,86%	52,76%	35,08%	78,94%	87,84%	64,92%	21,06%	12,16%
	DC 4	1	5,91%	5,91%	5,91%	0,00%	6,12%	6,63%	5,91%	12,03%	12,54%	94,09%	87,97%	87,46%
		2	11,49%	11,49%	11,49%	0,00%	12,39%	13,76%	11,49%	23,87%	25,25%	88,51%	76,13%	74,75%
		3	16,92%	16,92%	16,92%	0,00%	18,98%	20,77%	16,92%	35,90%	37,68%	83,08%	64,10%	62,32%
		4	22,19%	22,19%	22,19%	0,00%	25,52%	28,14%	22,19%	47,71%	50,32%	77,81%	52,29%	49,68%
		5	27,29%	27,29%	27,29%	0,00%	32,16%	35,45%	27,29%	59,45%	62,73%	72,71%	40,55%	37,27%
		6	32,20%	32,20%	32,20%	0,00%	39,08%	45,57%	32,20%	71,28%	77,77%	67,80%	28,72%	22,23%
		7	36,94%	36,94%	36,94%	0,00%	48,17%	57,61%	36,94%	85,11%	94,54%	63,06%	14,89%	5,46%

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			L Energy from PV [%]			L Energy from B [%]			(tot) L Energy from PV [%]			L Energy from G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
CHILE	DC 1	1	45,26%	45,26%	45,26%	0,00%	45,71%	49,79%	45,26%	90,97%	95,05%	54,74%	9,03%	4,95%
		2	43,85%	43,85%	43,85%	0,00%	47,30%	51,63%	43,85%	91,15%	95,48%	56,15%	8,85%	4,52%
		3	42,70%	42,70%	42,70%	0,00%	47,80%	52,47%	42,70%	90,50%	95,17%	57,30%	9,50%	4,83%
		4	41,55%	41,55%	41,55%	0,00%	48,45%	53,45%	41,55%	90,01%	95,00%	58,45%	9,99%	5,00%
	DC 2	1	44,85%	44,85%	44,85%	0,00%	45,83%	51,66%	44,85%	90,69%	96,51%	55,15%	9,31%	3,49%
		2	43,31%	43,31%	43,31%	0,00%	47,21%	52,43%	43,31%	90,52%	95,74%	56,69%	9,48%	4,26%
		3	41,90%	41,90%	41,90%	0,00%	48,35%	53,10%	41,90%	90,25%	95,00%	58,10%	9,75%	5,00%
	DC 3	1	45,23%	45,23%	45,23%	0,00%	45,72%	49,81%	45,23%	90,95%	95,04%	54,77%	9,05%	4,96%
		2	43,82%	43,82%	43,82%	0,00%	47,30%	51,65%	43,82%	91,12%	95,47%	56,18%	8,88%	4,53%
		3	42,65%	42,65%	42,65%	0,00%	47,69%	52,53%	42,65%	90,34%	95,18%	57,35%	9,66%	4,82%
		4	41,49%	41,49%	41,49%	0,00%	48,51%	53,51%	41,49%	90,00%	95,00%	58,51%	10,00%	5,00%
	DC 4	1	46,14%	46,14%	46,14%	0,00%	45,30%	49,07%	46,14%	91,44%	95,21%	53,86%	8,56%	4,79%
		2	44,86%	44,86%	44,86%	0,00%	45,83%	50,93%	44,86%	90,69%	95,79%	55,14%	9,31%	4,21%
		3	44,04%	44,04%	44,04%	0,00%	46,83%	51,23%	44,04%	90,87%	95,27%	55,96%	9,13%	4,73%
		4	43,32%	43,32%	43,32%	0,00%	47,22%	52,06%	43,32%	90,54%	95,37%	56,68%	9,46%	4,63%
		5	42,62%	42,62%	42,62%	0,00%	47,61%	52,45%	42,62%	90,23%	95,07%	57,38%	9,77%	4,93%
		6	41,91%	41,91%	41,91%	0,00%	48,20%	53,09%	41,91%	90,11%	95,00%	58,09%	9,89%	5,00%
		7	41,21%	41,21%	41,21%	0,00%	48,79%	53,79%	41,21%	90,00%	95,00%	58,79%	10,00%	5,00%

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Tabella 12 - Tabella dei risultati: sistema AC on-grid in Cile.

Location	Device	PV Power [kWp]	Efficiency *1 [%]				PBR number	LOAD [W]	ON-GRID *5		
			DC/DC		DC/AC				Capacity *6 [Wh]		
			(Range)		(Range)				CASE 1	CASE 2	CASE 3
CHILE	AC 1	4.8x1,2	96,00%	98,00%	91,00%	93,00%	1	128,835	0	1800	2100
							2	257,670	0	3600	4100
							3	386,505	0	5500	6300
							4	515,340	0	7700	8800
							5	644,175	0	10300	181000
	AC 2	8	97,20%	95,00%	1	128,835	0	1700	2000		
					2	257,670	0	3500	4000		
					3	386,505	0	5300	6000		
					4	515,340	0	7100	8000		
					5	644,175	0	9000	10200		
					6	773,010	0	11100	13000		
					7	901,845	0	13700	179500		
					8	1030,680	0	28500	-		
	AC 3	4	96,00%	94,00%	96,50%	1	128,835	0	1800	2000	
						2	257,670	0	3600	4000	
						3	386,505	0	5600	6600	
						4	515,340	0	28600	306300	
	AC 4	5,8	99,00%	95,00%	96,00%	1	128,835	0	1700	2000	
						2	257,670	0	3500	4000	
						3	386,505	0	5300	6000	
						4	515,340	0	7200	8300	
						5	644,175	0	9500	65700	
						6	773,010	0	43800	459300	

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			PV Energy to L [%] *2			PV Energy to B [%] *3			(tot) PV Energy to L [%] *4			PV Energy to G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
CHILE	AC 1	1	6,84%	6,84%	6,84%	0,00%	7,11%	7,88%	6,84%	13,94%	14,72%	93,16%	86,06%	85,28%
		2	13,28%	13,28%	13,28%	0,00%	14,33%	15,88%	13,28%	27,61%	29,16%	86,72%	72,39%	70,84%
		3	19,52%	19,52%	19,52%	0,00%	21,90%	24,43%	19,52%	41,42%	43,95%	80,48%	58,58%	56,05%
		4	25,55%	25,55%	25,55%	0,00%	30,25%	32,92%	25,55%	55,79%	58,46%	74,45%	44,21%	41,54%
		5	31,32%	31,32%	31,32%	0,00%	37,92%	43,50%	31,32%	69,24%	74,82%	68,68%	30,76%	25,18%
	AC 2	1	4,82%	4,82%	4,82%	0,00%	4,82%	5,38%	4,82%	9,63%	10,20%	95,18%	90,37%	89,80%
		2	9,39%	9,39%	9,39%	0,00%	9,98%	10,98%	9,39%	19,37%	20,37%	90,61%	80,63%	79,63%
		3	13,83%	13,83%	13,83%	0,00%	15,16%	16,67%	13,83%	28,99%	30,50%	86,17%	71,01%	69,50%
		4	18,19%	18,19%	18,19%	0,00%	20,31%	22,39%	18,19%	38,50%	40,58%	81,81%	61,50%	59,42%
		5	22,44%	22,44%	22,44%	0,00%	25,69%	28,34%	22,44%	48,13%	50,78%	77,56%	51,87%	49,22%
		6	26,57%	26,57%	26,57%	0,00%	31,19%	34,35%	26,57%	57,76%	60,92%	73,43%	42,24%	39,08%
		7	30,59%	30,59%	30,59%	0,00%	36,79%	41,77%	30,59%	67,38%	72,36%	69,41%	32,62%	27,64%
		8	34,48%	34,48%	-	0,00%	42,49%	-	34,48%	76,97%	-	65,52%	23,03%	-
	AC 3	1	9,47%	9,47%	9,47%	0,00%	10,34%	11,11%	9,47%	19,81%	20,58%	90,53%	80,19%	79,42%
		2	18,36%	18,36%	18,36%	0,00%	20,85%	22,65%	18,36%	39,21%	41,01%	81,64%	60,79%	58,99%
		3	26,81%	26,81%	26,81%	0,00%	31,78%	34,81%	26,81%	58,59%	61,63%	73,19%	41,41%	38,37%
		4	34,78%	34,78%	34,78%	0,00%	43,18%	51,99%	34,78%	77,96%	86,78%	65,22%	22,04%	13,22%
	AC 4	1	6,42%	6,42%	6,42%	0,00%	6,55%	7,33%	6,42%	12,97%	13,75%	93,58%	87,03%	86,25%
		2	12,48%	12,48%	12,48%	0,00%	13,55%	14,97%	12,48%	26,04%	27,45%	87,52%	73,96%	72,55%
		3	18,37%	18,37%	18,37%	0,00%	20,54%	22,70%	18,37%	38,90%	41,07%	81,63%	61,10%	58,93%
		4	24,06%	24,06%	24,06%	0,00%	27,72%	30,79%	24,06%	51,78%	54,85%	75,94%	48,22%	45,15%
		5	29,54%	29,54%	29,54%	0,00%	35,17%	39,43%	29,54%	64,71%	68,97%	70,46%	35,29%	31,03%
		6	34,80%	34,80%	34,80%	0,00%	43,21%	52,03%	34,80%	78,01%	86,83%	65,20%	21,99%	13,17%

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

Location	Device	PBR number	ON-GRID *5											
			L Energy from PV [%]			L Energy from B [%]			(tot) L Energy from PV [%]			L Energy from G [%]		
			CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 1	CASE 2	CASE 3
CHILE	AC 1	1	45,89%	45,89%	45,89%	0,00%	45,19%	50,11%	45,89%	91,08%	96,00%	54,11%	8,92%	4,00%
		2	44,57%	44,57%	44,57%	0,00%	45,59%	50,48%	44,57%	90,15%	95,05%	55,43%	9,85%	4,95%
		3	43,68%	43,68%	43,68%	0,00%	46,43%	51,78%	43,68%	90,11%	95,46%	56,32%	9,89%	4,54%
		4	42,87%	42,87%	42,87%	0,00%	48,09%	52,33%	42,87%	90,96%	95,20%	57,13%	9,04%	4,80%
		5	42,04%	42,04%	42,04%	0,00%	48,23%	52,97%	42,04%	90,27%	95,01%	57,96%	9,73%	4,99%
	AC 2	1	46,45%	46,45%	46,45%	0,00%	44,04%	49,18%	46,45%	90,48%	95,63%	53,55%	9,52%	4,37%
		2	45,27%	45,27%	45,27%	0,00%	45,61%	50,17%	45,27%	90,88%	95,44%	54,73%	9,12%	4,56%
		3	44,48%	44,48%	44,48%	0,00%	46,19%	50,78%	44,48%	90,67%	95,26%	55,52%	9,33%	4,74%
		4	43,86%	43,86%	43,86%	0,00%	46,42%	51,16%	43,86%	90,29%	95,02%	56,14%	9,71%	4,98%
		5	43,28%	43,28%	43,28%	0,00%	46,96%	51,80%	43,28%	90,25%	95,09%	56,72%	9,75%	4,91%
		6	42,72%	42,72%	42,72%	0,00%	47,52%	52,32%	42,72%	90,24%	95,04%	57,28%	9,76%	4,96%
		7	42,15%	42,15%	42,15%	0,00%	48,03%	52,85%	42,15%	90,18%	95,00%	57,85%	9,82%	5,00%
		8	41,58%	41,58%	-	0,00%	48,43%	-	41,58%	90,00%	-	58,42%	10,00%	-
	AC 3	1	45,25%	45,25%	45,25%	0,00%	46,78%	50,27%	45,25%	92,03%	95,52%	54,75%	7,97%	4,48%
		2	43,84%	43,84%	43,84%	0,00%	47,19%	51,26%	43,84%	91,03%	95,10%	56,16%	8,97%	4,90%
		3	42,69%	42,69%	42,69%	0,00%	47,93%	52,50%	42,69%	90,62%	95,19%	57,31%	9,38%	4,81%
		4	41,53%	41,53%	41,53%	0,00%	48,47%	53,47%	41,53%	90,00%	95,00%	58,47%	10,00%	5,00%
	AC 4	1	46,00%	46,00%	46,00%	0,00%	44,42%	49,70%	46,00%	90,42%	95,70%	54,00%	9,58%	4,30%
		2	44,69%	44,69%	44,69%	0,00%	45,98%	50,79%	44,69%	90,67%	95,48%	55,31%	9,33%	4,52%
		3	43,84%	43,84%	43,84%	0,00%	46,45%	51,35%	43,84%	90,29%	95,19%	56,16%	9,71%	4,81%
		4	43,07%	43,07%	43,07%	0,00%	47,02%	52,22%	43,07%	90,09%	95,29%	56,93%	9,91%	4,71%
		5	42,30%	42,30%	42,30%	0,00%	47,72%	52,70%	42,30%	90,02%	95,00%	57,70%	9,98%	5,00%
		6	41,53%	41,53%	41,53%	0,00%	48,47%	53,47%	41,53%	90,00%	95,00%	58,47%	10,00%	5,00%

(CASE 1: NO STORAGE; CASE 2: LOAD from GRID <10%; CASE 3: LOAD from GRID <5%)

\*1 for devices with a range of efficiencies, average efficiencies are used

\* (u: PV energy utilization index)

\*5 total yearly PV production > total yearly LOAD consumption

\*2  $u_{direct}$  \*3  $u_{indirect}$  \*4  $u_{total}$

\*6 BATTERY starts empty

## BIBLIOGRAFIA

- [1] I. Priyadarchani, B. Rath, “Commercial and industrial applications of microalgae – a review”, *Journal of Algal Biomass Utilization*, vol. 3, n. 4, pp. 89-100, October 2012.
- [2] N. Renuka, A. Guldhe, R. Prasanna, P. Singh, F. Bux, “Microalgae as multi-functional options in modern agriculture: current trends, prospects and challenges”, *Biotechnology Advances*, vol. 36, n. 4, pp. 1255-1273, July-August 2018.
- [3] M. R. Shah, G. A. Lutz, A. Alam, P. Sarker, M. A. K. Chowdhury, A. Parsaeimehr, Y. Liang, M. Daroch, “Microalgae in aquafeeds for a sustainable aquaculture industry”, *Journal of Applied Phycology*, vol. 30, n. 4, pp. 197-213, February 2018.
- [4] I. Barkia, N. Saari, S. R. Manning, “Microalgae for high-value products towards human health and nutrition”, *Marine Drugs*, vol. 17, n. 5, article n. 304, May 2019.
- [5] T. M. Mata, A. A. Martins, N. S. Caetano, “Microalgae for biodiesel production and other applications: a review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n. 1, pp. 217-232, January 2010.
- [6] U. Suparmaniam, M. K. Lam, Y. Uemura, J. W. Lim, K. T. Lee, S. H. Shuit, “Insights into the microalgae cultivation technology and harvesting process for biofuel production: a review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, article n. 109361, November 2019.
- [7] K. W. Chew, S. R. Chia, P. L. Show, Y. J. Yap, T. C- Ling, J. Chang, “Effects of water culture medium, cultivation systems and growth modes for microalgae cultivation: a review”, *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, vol. 91, pp. 332-344, October 2018.
- [8] S. Maity, N. Mallick, “Trends and advances in sustainable bioethanol production by marine microalgae: a critical review”, *Journal of Cleaner Production*, vol. 345, article n. 131153, April 2022.



## SITOGRAFIA

(tutti gli indirizzi aggiornati al 21/10/2022)

REGOLATORE DI CARICA SOLARE (*Solar Charge Controller*):

- INFORMAZIONI:

- <https://www.altestore.com/diy-solar-resources/how-charge-controllers-work/>
- <https://www.solarempower.com/blog/how-does-a-solar-charge-controller-work/>
- <https://www.solarreviews.com/blog/what-is-a-solar-charge-controller>
- <https://www.explorist.life/what-does-a-solar-charge-controller-do/>
- <https://www.solar-electric.com/learning-center/solar-charge-controller-basics.html/>
- <https://www.solar-electric.com/learning-center/mppt-solar-charge-controllers.html/>
- <https://www.solarpowerworldonline.com/2019/12/how-to-select-a-solar-charge-controller/>
- <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/mppt-solar-charge-controllers>
- <https://www.elprocus.com/solar-charge-controller/>
- <https://www.renogy.com/blog/solar-charge-controller-sizing-and-how-to-choose-one-/>
- <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Technical-Information-Which-solar-charge-controller-PWM-or-MPPT.pdf>

- DISPOSITIVI:

- STECA:

- <https://www.steca.com/index.php?Home-en>
- <https://www.steca.com/index.php?Solarix-MPPT-3020-5020-en>
- <https://www.steca.com/index.php?Steca-Tarom-MPPT-en>

- WESTERN CO.:

- <https://www.western.it/en/>
- <https://www.western.it/en/products/wrm30/>
- [https://www.western.it/wp-content/uploads/2019/06/Brochure\\_WRM30\\_ITA-ENG-FRA.pdf](https://www.western.it/wp-content/uploads/2019/06/Brochure_WRM30_ITA-ENG-FRA.pdf)
- <https://www.western.it/en/products/wrm60-x/>
- [https://www.western.it/wp-content/uploads/2021/07/Brochure\\_WRM60\\_X\\_ITA-ENG-FRA.pdf](https://www.western.it/wp-content/uploads/2021/07/Brochure_WRM60_X_ITA-ENG-FRA.pdf)

- VICTRON:

- <https://www.victronenergy.com/solar-charge-controllers>

- SCHNEIDER ELECTRIC:

- <https://solar.se.com/eu/en/>
- <https://solar.se.com/eu/en/product/conext-mppt-60-150-solar-pv-charge-controller-2/#overview>
- <https://solar.se.com/eu/en/product/conext-mppt-80-600-solar-pv-charge-controller/#overview>
- <https://solar.se.com/eu/en/product/conext-mppt-100-600-6kw-solar-pv-charge-controller/#overview>

- OUTBACK POWER:
  - <https://www.outbackpower.com/>
  - <https://www.outbackpower.com/products/charge-controllers/flexmax-60-80>
  - [https://www.outbackpower.com/downloads/documents/charge\\_controllers/flexmax\\_6080/fm6080\\_datasheet.pdf](https://www.outbackpower.com/downloads/documents/charge_controllers/flexmax_6080/fm6080_datasheet.pdf)
  - <https://www.outbackpower.com/products/charge-controllers/flexmax-100-afci>
  - [https://www.outbackpower.com/downloads/documents/charge\\_controllers/flexmax\\_100\\_afci/flexmax100afci\\_datasheet.pdf](https://www.outbackpower.com/downloads/documents/charge_controllers/flexmax_100_afci/flexmax100afci_datasheet.pdf)
- MORNINGSTAR:
  - <https://www.morningstarcorp.com/>
  - <https://www.morningstarcorp.com/products/tristar-mppt/>
  - <https://www.morningstarcorp.com/products/tristar-mppt-600v/>
- EPEVER:
  - <https://www.epever.com/>
  - <https://www.epever.com/product/xtra-10-40a-mppt-solar-charge-controller/>
  - <https://www.epever.com/product/tracer-an-50-100a-mppt-charge-controller/>
- AERL:
  - <https://www.aerl.com.au/>
  - <https://www.aerl.com.au/wp-content/uploads/2022/03/SRX-600-User-Manual-REV-1.1.pdf>

#### INVERTER IBRIDO SOLARE (*Solar Hybrid Inverter*):

- INFORMAZIONI:
  - <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/2014/8/14/what-is-hybrid-solar>
  - <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/what-is-a-hybrid-inverter>
  - <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/hybrid-solar-inverter-review>
  - <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-off-grid-solar-system>
  - <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/2015/5/28/solar-and-hybrid-inverter-introduction>
  - <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/off-grid-battery-inverter-charger>
  - <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-grid-connect-solar-inverters-sma-fronius-solaredge-abb>
  - <https://captaingreen.com.au/what-is-a-hybrid-inverter-solar-system-are-they-worthwhile/>
  - <https://news.energysage.com/hybrid-inverters-what-you-need-to-know/>
  - <https://www.phocos.com/company-news/where-and-why-to-use-hybrid-inverters-in-solar-applications/>
  - <https://www.solarchoice.net.au/blog/hybrid-inverters-battery-inverters-home-energy-storage/>
  - <https://www.genusinnovation.com/blogs/hybrid-inverters-pros-and-cons>
- DISPOSITIVI:
  - STECA:
    - <https://www.steca.com/index.php?Home-en>
    - [https://www.steca.com/index.php?Hybrid\\_systems](https://www.steca.com/index.php?Hybrid_systems)
    - <https://www.steca.com/index.php?Steca-Solarix-PLI5c10bdf0e03515c10bdf10b305>

- WESTERN CO.:  
<https://www.western.it/en/>  
<https://www.western.it/en/products/leonardo-off-grid-ge-py/>  
[https://www.western.it/wp-content/uploads/2019/01/Brochure\\_Leonardo\\_Off-Grid-1.pdf](https://www.western.it/wp-content/uploads/2019/01/Brochure_Leonardo_Off-Grid-1.pdf)  
<https://www.western.it/en/products/w-hhs/>  
[https://www.western.it/wp-content/uploads/2022/09/2022\\_82\\_catalogo-w-hi-series\\_ENG\\_pag-singole-web.pdf](https://www.western.it/wp-content/uploads/2022/09/2022_82_catalogo-w-hi-series_ENG_pag-singole-web.pdf)
- VICTRON:  
<https://www.victronenergy.com/solar-charge-controllers>  
<https://www.victronenergy.com/inverter-charger-mppt>  
<https://www.victronenergy.com/inverter-charger-mppt/inverter-rs-smart-solar>  
<https://www.victronenergy.com/inverter-charger-mppt/multi-rs-solar>  
<https://www.victronenergy.com/inverter-charger-mppt/easysolar>  
<https://www.victronenergy.com/inverter-charger-mppt/easysolar-ii-gx>
- INGETEAM:  
<https://www.ingeteam.com/it/en-us/home.aspx>  
[https://www.ingeteam.com/it/en-us/sectors/photovoltaic-energy/p15\\_24\\_42/ingecon-sun-storage-1play-tlm.aspx](https://www.ingeteam.com/it/en-us/sectors/photovoltaic-energy/p15_24_42/ingecon-sun-storage-1play-tlm.aspx)  
[https://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD\\_4411\\_Archivo\\_ingecon-sun-storage-1play-tl-m-datasheet.pdf](https://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_4411_Archivo_ingecon-sun-storage-1play-tl-m-datasheet.pdf)
- GOODWE:  
<https://en.goodwe.com/>  
<https://en.goodwe.com/es-series-single-phase-hybrid-solar-inverter>  
<https://en.goodwe.com/em-series-single-phase-hybrid-solar-inverter>

SISTEMA DI ACCUMULO ENERGETICO (*Energy Storage System*):

- DISPOSITIVI:
- PYLONTECH:  
<https://en.pylontech.com.cn/>  
[https://en.pylontech.com.cn/pro\\_detail.aspx?id=114&cid=23](https://en.pylontech.com.cn/pro_detail.aspx?id=114&cid=23)  
[https://en.pylontech.com.cn/pro\\_detail.aspx?id=121&cid=23](https://en.pylontech.com.cn/pro_detail.aspx?id=121&cid=23)  
[https://en.pylontech.com.cn/pro\\_detail.aspx?id=119&cid=23](https://en.pylontech.com.cn/pro_detail.aspx?id=119&cid=23)  
[https://en.pylontech.com.cn/pro\\_detail.aspx?id=125&cid=23](https://en.pylontech.com.cn/pro_detail.aspx?id=125&cid=23)
- BYD:  
<https://bydbatterybox.com/>  
<https://bydbatterybox.com/downloads>
- LG CHEM:  
<https://www.lgessbattery.com/eu/main/main.lg>  
<https://www.lgessbattery.com/eu/home-battery/product-info.lg>

#### DRIVER LED (*LED Driver*):

- INFORMAZIONI:

- <https://blog.kreon.com/it/led-driver-opzioni-disponibili>
- <https://www.shineretrofits.com/lighting-center/faq/what-is-an-led-driver-and-how-does-it-work/>
- <https://www.ledsupply.com/blog/understanding-led-drivers/>
- <https://www.1000bulbs.com/pdf/understanding-led-drivers.pdf>
- <https://www.ledsupply.com/blog/constant-current-led-drivers-vs-constant-voltage-led-drivers/>
- <https://www.ledsupply.com/blog/guide-to-110v-ac-led-drivers/>
- <https://uk.rs-online.com/web/generalDisplay.html?id=ideas-and-advice/led-drivers-guide>

- DISPOSITIVI:

- CINCON:

- [https://www.cincon.com/index\\_en.php](https://www.cincon.com/index_en.php)
- <https://www.cincon.com/productdetail/DLD.html>
- <https://www.cincon.com/productdownload/Datasheet-DLD-C>

- MEAN WELL:

- <https://www.meanwell.com/index.aspx>
- <https://www.meanwell.com/webapp/product/search.aspx?prod=HLG-600H>

#### LED:

- CREE LED:

- <https://cree-led.com/>
- <https://cree-led.com/products/leds/xlamp/xp-xt/>
- <https://assets.cree-led.com/a/ds/x/XLamp-XPG3.pdf>

#### CONNETTORI:

- WAGO:

- <https://www.wago.com/global/>
- [https://www.wago.com/global/pcb-terminal-blocks-and-pluggable-connectors/smd-pcb-terminal-block-in-tape-and-reel-packaging/p/2059-302\\_998-403](https://www.wago.com/global/pcb-terminal-blocks-and-pluggable-connectors/smd-pcb-terminal-block-in-tape-and-reel-packaging/p/2059-302_998-403)
- <https://www.wago.com/global/installation-terminal-blocks-and-connectors/compact-splicing-connector/p/221-615>

- WEIPU:

- <https://www.weipuconnector.com/>
- <https://www.weipuconnector.com/sp13-series/>

#### PVGIS:

[https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system_en)

[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)