

# **POLITECNICO DI TORINO**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



## **Analisi tecnico economica per lo studio della produttività di un impianto fotovoltaico con accumulo elettrochimico**

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Candidato:

Simone Checcucci

Dicembre 2018

# Sommario

<b>1. Introduzione.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Strategia Energetica Nazionale (SEN).....</b>	<b>5</b>
2.1 La SEN nello scenario italiano, europeo e globale.....	7
2.2 La visione delle fonti rinnovabili.....	8
2.3 Decarbonizzazione del settore elettrico.....	9
<b>3. Le tecnologie dei generatori fotovoltaici.....</b>	<b>11</b>
3.1 Processo produttivo delle celle fotovoltaiche.....	12
3.2 Funzionamento delle celle fotovoltaiche.....	14
3.3 Curva caratteristica corrente/tensione.....	18
3.4 Il mismatch nella curva caratteristica corrente/tensione.....	23
3.5 Gli effetti dell'ombreggiamento.....	28
3.6 La struttura dei moduli fotovoltaici.....	32
3.7 Caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici.....	34
3.8 Componenti di un impianto fotovoltaico.....	35
<b>4. Accumulo elettrochimico.....</b>	<b>37</b>
4.1 Batterie al piombo acido.....	39
4.2 Batterie a ioni di Litio.....	43
4.3 Confronto tra batterie piombo acido e batterie a ioni di litio.....	48
<b>5. Inquadramento normativo.....</b>	<b>52</b>
<b>6. Studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico connesso ad un accumulo elettrochimico.....</b>	<b>59</b>
6.1 Inquadramento generale.....	59
6.2 Configurazioni possibili per l'installazione dei sistemi di accumulo.....	62
6.3 Funzionamento dell'accumulo elettrochimico.....	64
6.4 Analisi dei consumi elettrici di un'utenza con sede a Catania.....	67
6.5 Ubicazione dell'impianto fotovoltaico.....	71
6.6 Modelli per la valutazione della produttività dell'impianto fotovoltaico.....	74

6.7 Considerazioni sull'impianto fotovoltaico.....	80
6.8 Possibili scenari per l'impianto fotovoltaico.....	83
<b>7. Progetto definitivo di un impianto fotovoltaico connesso ad un accumulo elettrochimico.....</b>	<b>94</b>
7.1 Considerazioni per il dimensionamento dell'impianto definitivo.....	94
7.2 Presentazione delle apparecchiature scelte per il progetto definitivo e il rispettivo layout.....	103
<b>8. Analisi economica.....</b>	<b>108</b>
8.1 CAPEX (Capital Expenditure).....	109
8.2 Influenza della tecnologia di accumulo sull'investimento totale.....	113
8.3 OPEX (Operating Expense).....	114
8.4 Studio per la sostituzione delle batterie.....	116
8.5 Presentazione dei possibili scenari economici.....	118
8.6 Parametri caratteristici per l'analisi economica.....	120
8.7 Scenario 1: impianto fotovoltaico con accumulo di proprietà Asja Ambiente Italia Spa.....	124
8.8 Scenario 2: impianto fotovoltaico con accumulo di proprietà dell'utenza.....	127
8.9 Scenario 3: impianto fotovoltaico di proprietà Asja Ambiente Italia Spa.....	130
8.10 Scenario 4: impianto fotovoltaico di proprietà dell'utenza.....	133
8.11 Scenario 5: impianto fotovoltaico con accumulo ideale.....	135
8.12 Confronto economico tra gli scenari presentati.....	137
<b>9. Conclusione.....</b>	<b>139</b>
<b>10. Indice delle figure.....</b>	<b>142</b>
<b>11. Indice delle tabelle.....</b>	<b>144</b>
<b>12. Indice dei grafici.....</b>	<b>146</b>
<b>13. Bibliografia.....</b>	<b>147</b>
<b>Ringraziamenti.....</b>	<b>149</b>

# 1. Introduzione

Negli ultimi anni l'aumento della consapevolezza delle conseguenze drammatiche dovute all'inquinamento atmosferico, sia dal punto di vista ambientale che dal punto di vista della salute umana, ha fatto sì che le più importanti Nazioni del mondo si siano attivate al fine di trovare accordi e regole comuni per fronteggiare tale problema. L'Italia è stata una delle principali sostenitrici per lo sviluppo delle fonti rinnovabili ed in particolare della tecnologia del fotovoltaico, impegnandosi sin da subito nell'incentivazione statale di tali impianti per poi proseguire con la promulgazione di leggi specifiche in ambito energetico tramite il Ministero dello Sviluppo Economico in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. In ordine cronologico l'ultima normativa pubblicata in Italia è stata la Strategia Energetica Nazionale, del novembre 2017, all'interno della quale viene definito il piano decennale previsto dal Governo italiano per anticipare e gestire il futuro cambiamento del sistema energetico. Dopo la pubblicazione di tale decreto, numerose aziende private si sono attivate, a fronte di incentivi statali e detrazioni fiscali, per diventare energeticamente autosufficienti sostituendo impianti già esistenti con nuove strutture o cercando di introdurre nuovi impianti basati su fonti rinnovabili. Per quanto riguarda l'ambito elettrico, negli ultimi anni, si ha la tendenza ad installare impianti fotovoltaici, di diverse dimensioni, per sopperire alle proprie necessità di energia elettrica.

Per questo motivo nel seguente studio si è analizzato nel dettaglio inizialmente la stessa Strategia Energetica Nazionale, successivamente la tecnologia del fotovoltaico ed infine l'ambito degli accumulatori elettrochimici. In generale questo trend porta con sé l'incremento della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile a discapito di quella alimentata da fonte tradizionale inquinante in accordo con gli obiettivi nazionali prefissati, ma con il rischio di avere uno squilibrio sulla rete pubblica a causa della elevata variabilità delle fonti rinnovabili.

Poste tali premesse, il cuore di questo studio è l'analisi di un progetto nella direzione precedentemente descritta. In particolare si è seguita la richiesta di un'impresa, con sede a Catania, che ha fatto pervenire all'azienda Asja Ambiente Italia Spa, presso la quale ho

svolto il mio lavoro di tesi, per il dimensionamento di un impianto fotovoltaico con l'aggiunta di un accumulo elettrico, e il conseguente studio di fattibilità tecnico-economico. Per questo motivo nei primi capitoli si descriveranno nel dettaglio le normative e le tecnologie utili per poi analizzare in maniera dettagliata il progetto e le scelte effettuate allo scopo di renderlo fattibile dal punto di vista tecnologico ed economico.

## 2. Strategia Energetica Nazionale (SEN)

La Strategia Energetica Nazionale [1] è il risultato di un lungo studio che ha coinvolto i principali enti italiani del settore energetico. Nella fase preliminare è stata presentata la situazione attuale e il contesto europeo al fine di evidenziare le linee guida che andranno a definire il piano decennale per la gestione del futuro cambiamento del sistema energetico.

Al termine del confronto pubblico, è emersa un'ampia condivisione della necessità di accelerare, in coerenza con gli obiettivi europei di lungo termine (2050), il percorso per rendere il sistema energetico italiano sempre più sostenibile dal punto di vista ambientale, facendo particolare attenzione alle ricadute che le nuove tecnologie potrebbero avere sul panorama energetico già esistente. Di conseguenza sono stati definiti i principali obiettivi da conseguire in modo tale da allineare i prezzi dell'energia elettrica a quelli europei, migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento, incrementare il processo di decarbonizzazione del sistema energetico in linea con l'accordo di Parigi ed aumentare di conseguenza la competitività del Paese.

Analizzando nel dettaglio il decreto si nota come esso presenti un innovativo cambiamento dal punto di vista dell'approccio, definendo non solo gli obiettivi settoriali, ma indicando misure che garantiscano che essi vengano raggiunti in maniera corretta senza creare squilibri sul mercato interno. Nello specifico vengono definite le linee guida da seguire per il raggiungimento dei principali obiettivi nazionali: riduzione di 10 Mtep entro il 2030 rispetto al trend attuale, garantire che il 55% dei consumi elettrici vengano coperti da fonti rinnovabili entro il 2030, rafforzare la sicurezza di approvvigionamento, ridurre il gap del prezzo dell'energia elettrica e promuovere la mobilità pubblica, i carburanti sostenibili con l'abbandono del carbone a favore di una propulsione elettrica entro il 2025.

Tuttavia vanno fatte alcune considerazioni per evidenziare come senza le dovute precauzioni nessuna innovazione in ambito energetico può essere portata a buon fine, sia per la criticità del settore che per il suo equilibrio precario. Una prima fondamentale questione riguarda le infrastrutture, infatti all'interno della SEN [1] viene sottolineato

come non sia possibile trasformare in modo sicuro ed efficiente il sistema energetico in generale, per raggiungere gli obiettivi previsti, senza programmare per tempo la realizzazione di reti adeguate. Per questi motivi è evidente come sia di fondamentale importanza la disposizione di procedure comuni, ma semplici ed efficaci.

Un secondo tema fondamentale riguarda i costi della transizione. L'evoluzione tecnologica con un'attenta regolazione offre l'opportunità di produrre energia da fonti rinnovabili a costi sostenibili, tuttavia si cerca in ogni modo di promuovere misure finanziarie che mettano in competizione le tecnologie e le stimolino a continui miglioramenti per la riduzione dei costi finali.

Va aggiunto come ulteriore punto critico per il nostro Paese la questione della compatibilità tra obiettivi energetici e le esigenze di tutela del paesaggio. Si tratta di un tema che riguarda soprattutto la tecnologia dell'eolico e del fotovoltaico. Come è ribadito all'interno della SEN **[1]**, poiché si è convinti che la tutela del paesaggio sia un valore fondamentale per il territorio italiano, verrà data priorità all'uso di aree già precedentemente occupate da siti industriali o che comunque non vadano a invadere aree incontaminate. Dunque, per una corretta localizzazione, si propone di lavorare con le Regioni e le amministrazioni locali al fine di individuare le aree idonee da destinare alla produzione di energia da fonte rinnovabile.

Riprendendo le conclusioni presenti nel decreto **[1]**, si può affermare come la Strategia Energetica Nazionale non sia da considerare un punto di arrivo, ma di partenza verso il futuro energetico italiano. Con la sua approvazione iniziale studio per la preparazione del piano integrato per l'energia e il clima, previsto dall'Unione Europea, che dovrà indicare obiettivi fino al 2030 dal punto di vista politico per quanto riguarda le misure delle cinque "dimensioni dell'energia": decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno, innovazione e competitività.

## 2.1 La SEN nello scenario italiano, europeo e globale

Come riportato all'interno della stessa Strategia Energetica Nazionale [1], il cambiamento climatico è diventato l'argomento centrale del contesto energetico mondiale. L'Accordo di Parigi del dicembre 2015 ha definito un piano d'azione per limitare il riscaldamento terrestre al di sotto dei 2 °C, segnando un passo fondamentale verso la decarbonizzazione.

Secondo le statistiche considerate all'interno della SEN [1], la domanda di energia globale è in crescita con la possibilità di raggiungere il +18% entro il 2030, anche se con un tasso di decelerazione negli ultimi 15 anni. Per quanto riguarda la distribuzione della produzione di energia primaria, si prevede una forte evoluzione nel panorama mondiale dal punto di vista tecnologico. Si attende infatti che la quota da rinnovabili e nucleare, grazie alla rapida riduzione dei costi delle tecnologie nel settore elettrico e dei sistemi di accumulo, avrà un incremento del +2,5% entro il 2030 con una accelerazione continua della loro diffusione. Per quanto riguarda il gas naturale invece si prevede un aumento del 1,5% entro il 2030, spinto dalla domanda di Cina e Medio Oriente. Il mercato del GPL avrà un raddoppio dei volumi scambiati entro il 2040 con possibili effetti di ribasso sui prezzi. Di conseguenza nel mercato mondiale si avrà una produzione di petrolio e una domanda di carbone in riduzione, considerando un 40% in UE e un 30% negli USA entro il 2030.

Inoltre si ribadisce come il tema dell'efficienza energetica sarà sempre più rilevante a livello mondiale. I valori riportano come nel 2015 l'intensità energetica globale sia migliorata dell'1,8 %, raggiungendo un valore circa doppio della media dell'ultimo decennio, contribuendo positivamente alla riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub>. Di conseguenza la crescita delle fonti rinnovabili elettriche porterà ad un incremento degli investimenti in infrastrutture elettriche flessibili per garantire qualità, adeguatezza e sicurezza dei sistemi elettrici.

Analizzando il panorama europeo, nel 2011 la Comunicazione della Commissione europea nelle linee guida di decarbonizzazione ha stabilito una riduzione delle emissioni di gas serra almeno dell'80% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, per garantire competitività e crescita economica nella transizione energetica e rispettare gli impegni di Kyoto. Nel

2016 è stato presentato il Clean Energy Package che contiene le proposte fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi desiderati entro il 2030.

Secondo la relazione presente all'interno della SEN [1], in un contesto internazionale segnato da un rafforzamento dell'attività economica mondiale e da bassi prezzi delle materie prime, anche l'Italia ha proseguito il suo percorso di miglioramento dal punto di vista energetico secondo i punti cardini stabiliti. Come principali risultati ottenuti si possono evidenziare la copertura da fonti rinnovabili pari al 17% dei consumi lordi di energia, la riduzione del 7% dell'import energetico rispetto al 2010, ma con un evidente difetto rispetto agli altri stati membri dell'UE per quanto riguarda i costi energetici.

Infine si può definire come principale sfida futura per l'Italia, il proseguimento della crescita delle rinnovabili in modo efficiente contenendo però i valori di tassazione per quanto riguarda la gestione dei servizi al fine di garantire un'adeguata sostenibilità.

## 2.2 La visione delle fonti rinnovabili

All'interno della Strategia Energetica Nazionale [1] è presente una sezione inerente alla visione futura delle fonti rinnovabili. Per quanto riguarda l'Italia, lo sviluppo di tale tecnologia è funzionale non solo alla riduzione delle emissioni ma anche al contenimento della dipendenza energetica e alla riduzione del gap di prezzo dell'elettricità rispetto alla media europea. Tema di grande rilievo per l'Italia è la compatibilità tra obiettivi energetici ed esigenze di tutela del paesaggio. Per questo motivo la SEN [1] presentata nel 2017 favorisce i rifacimenti degli impianti eolici, idroelettrici e geotermici, dando priorità alle aree industriali dismesse o destinando maggiori risorse dalle rinnovabili agli interventi per aumentare l'efficienza energetica. Analizzando alcuni dati importanti, si nota come nel 2015 l'Italia ha raggiunto con anticipo una penetrazione delle rinnovabili sui consumi complessivi del 17,5% rispetto al target previsto per il 2020 fissato dalla direttiva 2009/28/CE del 17%. L'obiettivo che la SEN [1] intende raggiungere entro il 2030, è del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi da dividere in: rinnovabili elettriche al 55%rispetto al 33,5% del 2015, rinnovabili termiche al 30%rispetto al 19,2% del 2015e rinnovabili trasporti al 21%rispetto al 6,4% del 2015.

Per quanto riguarda le strategie politiche inerenti alle rinnovabili elettriche, viene proposto un approccio per la promozione di nuovi investimenti tramite incentivi cercando di stimolare la concorrenza tra tecnologie fino al 2020. Successivamente si ipotizza di intervenire tramite politiche abilitanti e semplificazione delle normative.

Nell'ambito delle rinnovabili termiche, invece, viene evidenziato come le pompe di calore, dato il loro elevato rendimento, avranno un ruolo centrale nel raggiungimento degli obiettivi nazionali, mentre le biomasse dovranno essere sviluppate al fine di limitare i loro livelli emissivi e puntare ad un'alta qualità ambientale. Per quanto riguarda il sostentamento urbano, dal punto di vista termico, sarà fondamentale lo studio del potenziale del teleriscaldamento secondo criteri di efficienza.

Infine, aspetto da non trascurare è quello legato ai trasporti, a causa della loro elevata rilevanza nel panorama delle emissioni, necessita provvedimenti specifici al fine di promuovere il passaggio verso tipologie di carburanti a bassa emissione o la sostituzione dei tradizionali mezzi di trasporto con tecnologie avanzate come la auto elettriche.

## 2.3 Decarbonizzazione del settore elettrico

Come si è presentato nei paragrafi precedenti, il nodo cruciale definito all'interno della SEN [1] e dalle politiche mondiali, è la volontà di accelerare la decarbonizzazione del sistema energetico, a partire dall'uso del carbone nell'ambito elettrico per agire gradualmente su tutto il processo energetico. Lo scopo di tale processo è quello di ottenere rilevanti vantaggi ambientali e sanitari raggiungendo gli obiettivi comunitari. La Strategia Energetica Nazionale [1] prevede l'impegno politico per la dismissione della produzione termoelettrica a carbone entro il 2025. Per la realizzazione di questo progetto in condizioni di sicurezza, è necessario prevedere in tempo utile un piano di interventi indispensabili per la gestione della transizione energetica, intervenendo con specifici progetti seguendo un piano ben delineato.

Noti questi obiettivi a lungo termine definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico, negli ultimi anni si è cercato di intervenire in diversi ambiti nella direzione illustrata precedentemente. Tuttavia l'inserimento di nuovi impianti basati su fonti rinnovabili,

porta con se uno squilibrio nella gestione della rete nazionale dovuta alla variabilità della produzione elettrica propria delle nuove tecnologie. Per questo motivo è stato aggiornato l'allegato A del Testo Integrato delle Disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per la Regolazione dei Sistemi di Produzione e Consumo [2], che prevede l'individuazione del perimetro entro cui può svolgersi l'attività libera di autoapprovvigionamento energetico e vengono disciplinate le modalità specifiche da applicare ai sistemi semplici di produzione consumo.

Partendo da questi punti cardini nei paragrafi successivi si analizzerà nel dettaglio prima la tecnologia del fotovoltaico per poi presentare in maniera approfondita una sua applicazione in un caso reale, fulcro di questo studio.

### 3. Le tecnologie dei generatori fotovoltaici

Negli ultimi anni il fotovoltaico si è imposto fortemente come principale tecnologia sul mercato mondiale per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. La caratteristica più interessante che ha permesso tale diffusione è legata al fatto che la chimica intrinseca nei materiali utilizzati permette una conversione diretta tra energia solare ed energia elettrica. Inoltre, l'assenza di parti meccaniche porta con sé una serie di vantaggi notevoli nel suo utilizzo, come un'elevata affidabilità ed una lunga vita dell'impianto con assenza totale di rumori ed emissioni durante il suo utilizzo. Ulteriori aspetti positivi da evidenziare sono correlati alla produzione di energia in maniera quasi costante durante gli anni di funzionamento e la possibilità di installazione in prossimità dei consumatori. Essendo però una tecnologia innovativa, presenta anche alcuni aspetti negativi che sono tutti imputabili alla variabilità della sorgente solare in funzione del meteo locale, determinando come conseguenza una bassa densità di potenza.

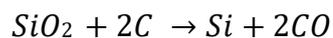
All'interno del mercato dei pannelli fotovoltaici si possono distinguere tre principali tecnologie ormai largamente affermate più una quarta di interesse sperimentale. Per la produzione di energia elettrica oggi si può far affidamento su moduli in silicio monocristallino, con picchi di efficienza pari al 21% ma con un costo elevato, in silicio policristallino, con rendimenti leggermente inferiori pari al 14-16%, e i moduli denominati thin-film, con basse prestazioni attorno all'8% ma adatte in particolari applicazioni grazie al loro peso leggero. Per quanto riguarda la categoria di interesse sperimentale, essa ha trovato già applicazione nel mondo aerospaziale ma con la speranza di un futuro utilizzo anche per classici impianti di produzione. Questa tecnologia è detta multigiunzione con celle a concentrazione che, grazie alla presenza di lenti e più strati sovrapposti di celle, permette di sfruttare un più esteso intervallo di lunghezze d'onda della radiazione solare e dunque aver una maggior produzione di energia elettrica.

Dopo questa breve introduzione, riprendendo la letteratura [3], nei capitoli successivi si riassumono il processo produttivo e i diversi aspetti tecnologici legati al fotovoltaico.

### 3.1 Processo produttivo delle celle fotovoltaiche

Come descritto nel dettaglio in letteratura [3], il processo produttivo per la produzione delle celle fotovoltaiche è abbastanza complesso a causa dell'elevata purezza di silicio (Si) richiesta per tale applicazione, ma si può affermare come sia un iter ormai ben definito.

Come primo passaggio si ha la produzione di silicio metallurgico (MG-Si) partendo da quarzo e grafite secondo la seguente reazione:



grazie alla quale si produce silicio con purezza di circa il 98% ma non ancora sufficiente per essere utilizzato per la produzione delle celle fotovoltaiche. Durante questo processo si utilizza un'ingente quantità di energia pari a 50 kWh/kg ma con emissione ridotta di CO<sub>2</sub> inferiore a 0,3 g/kWh. Successivamente il processo di purificazione del silicio ottenuto può essere suddiviso in tre differenti passaggi. Per prima cosa si fa reagire il silicio metallurgico con l'acido clorico (HClO<sub>3</sub>) in un reattore a letto fluido secondo una reazione esotermica in cui viene rilasciato triclorosilano (HCl<sub>3</sub>Si) e idrogeno. Il prodotto ottenuto viene purificato dai cloruri per mezzo di una distillazione frazionata facile da effettuare grazie al suo stato liquido a temperature inferiori ai 30°C. Infine per raggiungere una purezza superiore al 99% si deve effettuare un ultimo processo di deposizione chimica da vapore in un reattore siemens, ad alta temperatura (1200°C), che richiede un'elevata quantità di energia pari a 200 kWh/kg. Nel reattore si genera così un cristallo solido a forma di U ricco di silicio. Da qui, dopo 10 giorni, viene estratto il prodotto puro rompendo la barra formatasi in precedenza ottenendo così diversi frammenti (chunks).

Un altro metodo per la produzione di silicio di elevata purezza, può essere effettuato sostituendo il terzo step con un ulteriore reattore a letto fluido ad una più bassa temperatura, in cui Si, HCl<sub>3</sub>Si e idrogeno gassoso sono introdotti con conseguente deposito di silicio in forma granulare.

Per concludere si deve aggiungere un ultimo passaggio che prevede il recupero dei frammenti di silicio ottenuti in precedenza e il loro posizionamento in un crogiuolo di grafite per la fusione con successivo raffreddamento controllato in modo tale da garantire la corretta cristallizzazione. In questo modo si otterranno lingotti (ingot) con cristalli

verticali orientati parallelamente. Questo ultimo passaggio in particolare è quello che differenzia la produzione di silicio monocristallino da quello policristallino. Se si vuole ottenere la prima tipologia si deve seguire una precisa procedura di raffreddamento dopo la fusione nel crogiuolo. In particolare si cerca di far solidificare molto lentamente il materiale estraendolo con cautela dal crogiuolo in modo tale da permettere la formazione corretta dei cristalli. Alla fine del processo si otterrà una barra cilindrica di silicio monocristallino. Per quanto riguarda la seconda tipologia invece, il processo di raffreddamento rimane controllato ma senza l'estrazione dal crogiuolo. In questo caso si otterrà un solido cubico il quale verrà poi tagliato in lingotti a forma di parallelepipedo.

A questo punto è possibile, eliminando le estremità ricche di impurità, creare dei segmenti cubici regolari di dimensioni pari a 15,6 cm, oppure piccoli cilindri a seconda della tecnologia ricercata. Successivamente dai lingotti ottenuti vengono tagliate strisce di spessore 0,2/ 0,3 mm ottenendo come prodotto finale i wafer, elemento di silicio ad elevatissima purezza fondamentale per l'assemblaggio finale della cella fotovoltaica. A questo punto viene aggiunto uno strato antiriflesso per aumentare le prestazioni della cella diminuendone le perdite. Infine è possibile applicare le componenti metalliche, busbar e fingers, sulla faccia anteriore e una piastra in alluminio in quella posteriore, utili per il funzionamento elettrico della cella.

In generale le celle monocristalline hanno forma ottagonale, a causa della struttura iniziale cilindrica, mentre quelle policristalline sono di forma quadrata poiché ottenute da lingotti cubici.

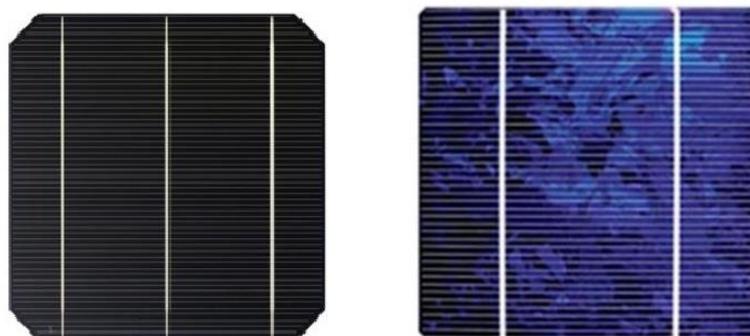


Figura 1: rappresentazione di una cella in silicio monocristallino (sinistra) e una in silicio policristallino (destra)

Per concludere questa prima presentazione si può fare un rapido bilancio energetico analizzando il processo produttivo delle singole celle. Si può definire come energy pay back time (EPBT) il tempo richiesto da una cella per produrre l'energia elettrica consumata per la sua produzione. Sapendo che un kg di silicio in forma di cella, ben esposta, mediamente può produrre 200 kWh in un anno e la somma di tutti i consumi elettrici durante i processi produttivi è pari a circa 350 kWh/kg si può calcolare l'EPBT come:

$$EPBT = \frac{en. consumata}{en. prodotta/anno} = \frac{350}{200} \sim 2 \text{ anni} \quad (1)$$

Il risultato ottenuto è molto promettente in quanto in soli due anni si arriva al pareggio energetico in una vita di circa 25 anni per un impianto medio.

Un altro parametro molto interessante, per comprendere meglio la convenienza di una certa fonte in termini di resa energetica, è quello definito Energy Returned On Energy Invested (EROEI). Questo permette di valutare il rapporto tra energia generata da tale risorsa ed energia spesa per produrre questa determinata tecnologia. In altre parole, l'EROEI può essere visto come l'inverso dell'EPBT.

$$EROEI = \frac{en. ricavata}{en. spesa} = \frac{1}{EPBT} \quad (2)$$

Con l'aumentare del valore dell'EROEI, si comprende come con un valore basso di energia spesa si possa produrre una grande quantità di energia. Se si generalizza, tale indicatore si può utilizzare per osservare l'andamento storico di una determinata tecnologia. Se l'indice tende ad aumentare nel tempo, vuol dire che tale risorsa è sempre più competitiva, altrimenti indica un peggioramento.

## 3.2 Funzionamento delle celle fotovoltaiche

Come già descritto precedentemente la peculiarità della tecnologia del fotovoltaico è la capacità di permettere una diretta conversione tra fonte solare e produzione di energia elettrica. Questo è possibile grazie alla fisica intrinseca nella singola cella. Come è noto, i

semiconduttori sono materiali che permettono il passaggio degli elettroni al loro interno dalla banda di valenza a quella di conduzione, se opportunamente eccitati, avendo un gap energetico tra i due livelli non eccessivo. A questo punto entrambe le bande contribuiranno alla conduzione, da un lato grazie al movimento delle vacanze, lasciate dagli elettroni passati alla banda di conduzione, dall'altro tramite il moto degli elettroni.

In natura il silicio è un elemento con quattro elettroni nella banda di valenza che però si presta facilmente a diventare un ottimo semiconduttore tramite un attento drogaggio. Per ottenere dalla cella il funzionamento tipico di un diodo, una parte viene dopata con atomi trivalenti di boro (B) e l'altra con atomi pentavalenti di fosforo (P). La regione ricca di boro è denominata di tipo P, in cui saranno presenti numerose vacanze libere di muoversi all'interno del cristallo, mentre quella ricca di fosforo sarà denominata di tipo N e presenterà un eccesso di cariche negative. Si genera così una corrente di diffusione ( $I_{dif}$ ) intrinseca dovuta al naturale movimento delle particelle per attrazione reciproca.

Questo fenomeno fa sì che nella zona in prossimità della giunzione ci sia una diversa distribuzione di particelle cariche. In altre parole, il passaggio di una vacanza attraverso la giunzione fa sì che nella zona vicino alla giunzione, nel lato denominato P, ci sia un accumulo di cariche negative rispetto a quelle positive. Lo stesso ragionamento vale per il lato opposto in cui però ci sarà un accumulo di cariche positive in prossimità della giunzione. Questo fenomeno si fermerà quando il campo elettrico generato dalla nuova distribuzione di cariche in prossimità della giunzione sarà in grado di bilanciare la naturale corrente di diffusione. A questo punto la cella sarà stabilmente neutra.

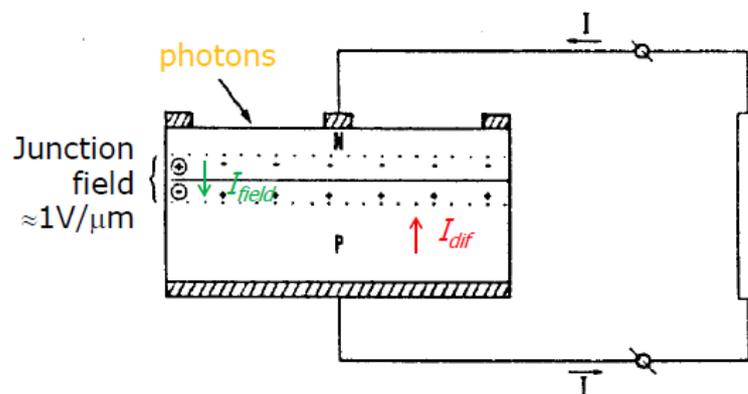


Figura 2: rappresentazione giunzione PN

Considerando inizialmente il funzionamento in assenza di radiazione solare (dark condition) l'unica possibilità per ottenere una corrente utile è quella di applicare dall'esterno una differenza di tensione. Le possibili configurazioni possono essere due: polarizzazione diretta e inversa. Nel primo caso si ha una connessione di poli positivi con positivi e negativi con negativi; in questo modo viene ridotta la barriera del campo elettrico intrinseco nella giunzione e si permette un maggior valore della corrente di diffusione ( $I_{diff}$ ). Nel secondo caso si ha una connessione a poli inversa che ostacola ancora di più il passaggio di questa corrente.

In presenza di un campo elettrico, nella zona di giunzione, gli elettroni sono attratti verso l'area N carica positivamente e le vacanze verso l'area P ricca di cariche negative, assetto raggiunto grazie alla precedente corrente di diffusione. Questo moto di cariche, intrinsecamente equivalente ad una corrente inversa, è la sorgente della corrente fotovoltaica ( $I_{ph}$ ).

Il funzionamento reale delle celle è direttamente collegato all'effetto fotovoltaico, da cui il nome della tecnologia. Sapendo che l'energia di un fotone ( $E_{ph}$ ) è proporzionale alla costante di Plank ( $h$ ) e alla frequenza ( $\nu$ ), solamente quelli con energia maggiore rispetto al gap tra banda di valenza e quella di conduzione ( $E_{gap}$ ) possono essere utilizzati per attivare la fisica della cella.

$$E_{ph} = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda} \geq E_{gap} \quad (3)$$

In presenza di radiazione solare il campo elettrico non sarà più imposto dall'esterno con una differenza di potenziale, ma direttamente dall'azione dei fotoni sulla fisica della cella. In questo modo i fotoni con energia sufficiente creano coppie elettrone/vacanze che a loro volta generano quel campo elettrico utile a produrre la corrente fotovoltaica ( $I_{ph}$ ) che permette una riduzione della barriera elettrica facilitando un aumento della corrente di diffusione ( $I_{diff}$ ).

Per comprendere al meglio il funzionamento della cella in relazione con la radiazione solare si deve introdurre il concetto di risposta spettrale ( $S(\lambda)$ ). Questo valore rappresenta il rapporto tra la corrente prodotta dalla cella e l'energia incidente sulla superficie.

$$S_{id}(\lambda) = \frac{e}{E_{ph}} = \frac{e}{h \cdot c} \cdot \lambda \quad (4)$$

Come mostrato in Figura 3 la linea ideale è limitata per lunghezze d'onda lunghe a causa dell'incapacità del semiconduttore di assorbire fotoni con energie inferiori ad un certo intervallo di banda. Tuttavia al diminuire della lunghezza d'onda caratteristica dei fotoni la risposta diminuisce, poiché avendo una energia superiore anche a quella corrispondente alla fascia proibita, questi fotoni non verrebbero utilizzati dalla cella solare ma tenderebbero a riscaldarla. L'incapacità di sfruttare appieno l'energia incidente ad alte energie e l'incapacità di assorbire le basse energie della luce, rappresenta una significativa perdita di potenza nelle celle solari e spiega bene la discordanza tra linea ideale e quella reale.

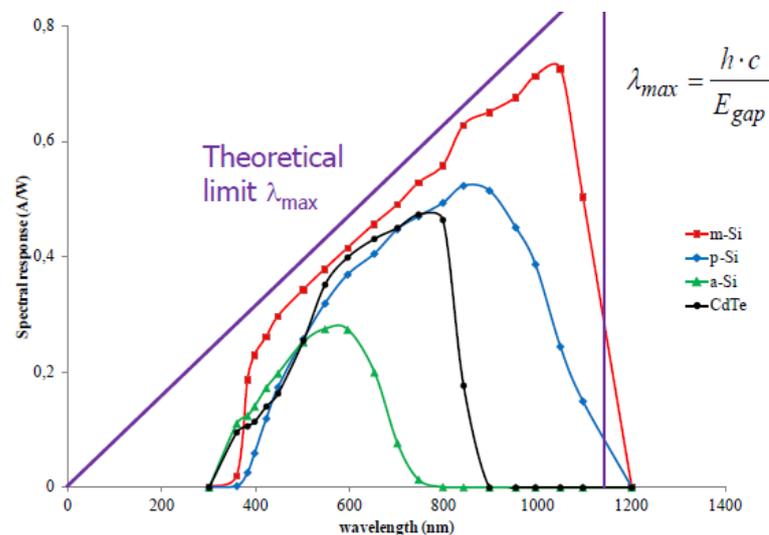


Figura 3: confronto risposta spettrale teorica e reale per le diverse tecnologie

Come si può notare dalla Figura 3, la reale risposta spettrale varia con la tecnologia utilizzata nei moduli e sarà sempre inferiore a quella ideale a causa delle proprietà intrinseche del materiale. In questo caso la risposta migliore si ottiene con moduli monocristallini, mentre quelli con più basse capacità di risposta allo spettro solare sono i moduli amorfi. Le equazioni che definiscono la risposta spettrale( $S(\lambda)$ ) insieme allo spettro solare ( $g(\lambda)$ ) sono utili per il calcolo della densità di corrente fotogenerata ( $J_{ph}$ ), definita come:

$$J_{ph} = \int g(\lambda) \cdot S(\lambda) \cdot d\lambda \quad (5)$$

Per concludere questa prima trattazione sul funzionamento delle celle solari si deve considerare un importante punto come l'analisi delle possibili perdite dovute alla complessità di tale tecnologia. Dalla definizione di energia fotonica si può notare come non tutti i fotoni possiedono la medesima energia, alcuni con un valore minore non permetteranno l'accoppiamento elettrone/vacanza, altri con energia eccessiva ne useranno solamente una parte e la rimanente verrà persa contribuendo così ad una riduzione dell'efficienza di conversione. Un altro fattore di perdita può essere attribuito alla presenza di possibili riflessioni per cui non tutti i fotoni riescono a penetrare nella cella, tuttavia una soluzione spesso utilizzata per minimizzare questo fenomeno è il trattamento per testurizzazione della superficie della cella per incrementare la sua rugosità e permettere l'assorbimento anche di una parte dei fotoni riflessi. Inoltre si deve tener conto della possibilità di ricombinazione tra elettrone/vacanza prima che possano essere separati dalla presenza del campo elettrico nella zona di giunzione. Infine si devono considerare le possibili perdite dovute all'imperfetto isolamento delle superfici laterali e della nascita di resistenze interne agli elettrodi metallici. L'insieme di tutte queste ed altre perdite con la variabilità della sorgente solare sono le cause principali per la bassa densità di potenza caratteristica delle celle solari.

### **3.3 Curva caratteristica corrente/tensione**

Per comprendere meglio il funzionamento di una cella solare è possibile analizzare nel dettaglio la relazione tra corrente e tensione. Si ottiene così una curva non lineare avendo come punti noti corrente e tensione del punto di massima potenza ( $I_{mpp}$   $V_{mpp}$ ), la corrente di cortocircuito ( $I_{sc}$ ) e la tensione di circuito aperto ( $V_{oc}$ ). Per avere la curva completa si analizza il comportamento della cella sia come carico sia come generatore.

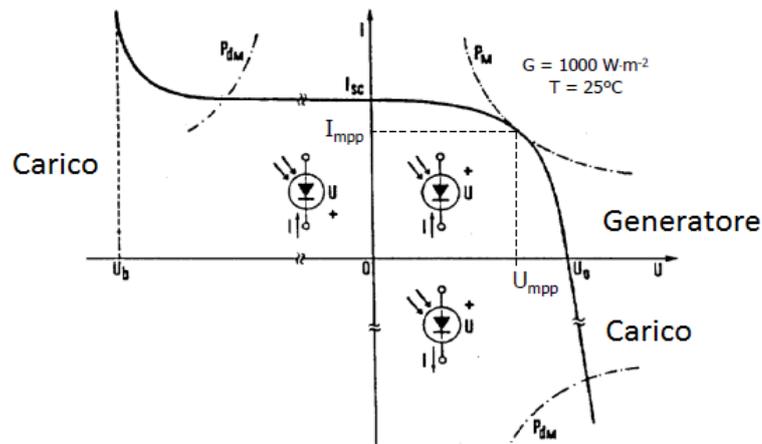


Figura 4: curva caratteristica corrente/tensione

Si può notare nella Figura 4 come nel secondo e quarto quadrante del grafico, considerando la cella in condizioni di carico, si osservano andamenti di particolare interesse. Le due zone denominate  $P_{dm}$  indicano quelle condizioni per le quali si giungerebbe inevitabilmente in problemi termici se mantenute per un certo periodo, mentre la zona oltre il valore  $V_b$  indica la regione di rottura immediata (breakdown region). Per il corretto funzionamento della cella solare è bene mantenere il funzionamento in condizione di generatore per evitare i suddetti problemi che possono portare alla rottura della cella. Per questo motivo le successive considerazioni saranno evidenziate sulla parte di curva inerente al funzionamento in condizioni di generatore, sapendo già che diversamente si incomberebbe a criticità.

Come facilmente deducibile, questa curva può variare i suoi valori in base alle diverse condizioni di esercizio. Le principali variazioni possono essere osservate in funzione dell'irraggiamento ( $W/m^2$ ) o della temperatura di esercizio ( $^{\circ}C$ ). Nel primo caso  $I_{sc}$  e  $I_{mpp}$  variano in maniera lineare con la radiazione solare mentre un comportamento diverso e meno marcato si può osservare per i valori di  $V_{oc}$  e  $V_{mpp}$ . Nel secondo caso invece la variazione di temperatura influenza maggiormente  $V_{mpp}$  e  $V_{oc}$ . Questi diversi comportamenti sono ben visibili dai grafici riportati in Figura 5 e Figura 6.

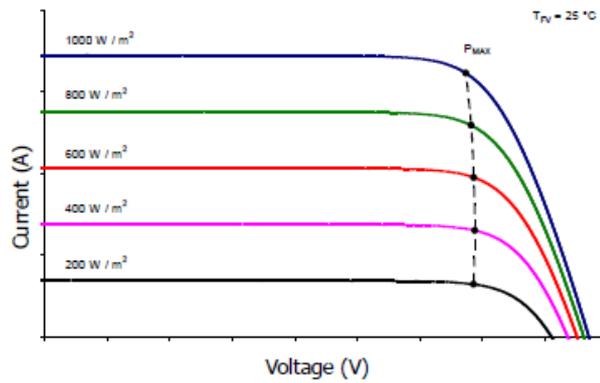


Figura 5: curva caratteristica al variare della radiazione solare

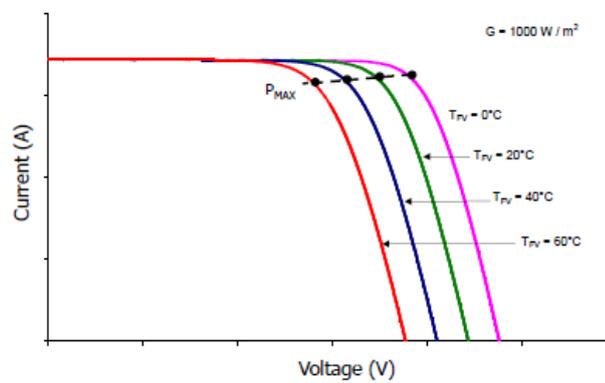


Figura 6: curva caratteristica al variare della temperatura

Per comprendere meglio questo comportamento si deve analizzare più nel dettaglio il funzionamento di una cella solare. Si può schematizzare una cella fotovoltaica con un circuito elettrico equivalente in cui si devono tenere in considerazione una resistenza per la presenza di busbar ( $R_s$ ) e una che considera il non perfetto isolamento laterale delle superfici ( $R_{sh}$ ).

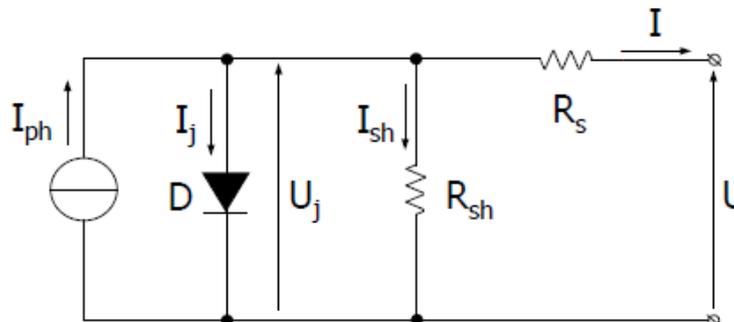


Figura 7: circuito equivalente del funzionamento di una cella solare

Descritto questo circuito è possibile scrivere alcune equazioni fondamentali che spiegano meglio la relazione tra le grandezze e quindi il funzionamento della cella.

corrente fotovoltaica:  $I_{ph} = K_m \cdot G \cdot A$  (6)

corrente della giunzione (o di diffusione):  $I_j = I_0 \cdot \left( e^{\frac{q \cdot V}{K \cdot T}} - 1 \right)$  (7)

corrente di non perfetto isolamento:  $I_{sh} = \frac{V_j}{R_{sh}}$  (8)

corrente in uscita:  $I = I_{ph} - I_j - I_{sh}$  (9)

tensione in uscita:  $V = V_j - R_s \cdot I$  (10)

nelle quali:  $K_m$  è una costante in funzione del materiale,  $G$  è l'irraggiamento,  $A$  è l'area della cella,  $I_0$  è la corrente di saturazione,  $q$  è la carica degli elettroni,  $V$  è la differenza di potenziale,  $K$  è la costante di Boltzmann e  $T$  è la temperatura.

Note queste equazioni è possibile definire più nel dettaglio la tensione di circuito aperto come punto noto:

$$V_{oc} = \frac{m \cdot K \cdot T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_0} \right) = m \cdot V_t \cdot \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_0} \right) \quad (11)$$

nella quale il parametro  $V_t$  indica la tensione termica equivalente. Ricordando che l'equazione definita per la corrente di diffusione è circa uguale alla corrente di circuito aperto, è ben visibile la dipendenza di queste dalla temperatura.

Utilizzando i punti noti della curva caratteristica si può introdurre infine il concetto di fill factor come indicatore di paragone delle performance delle diverse tipologie di celle.

$$FF = \frac{P_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \cdot \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \quad (12)$$

Come ultima considerazione si può osservare il comportamento delle grandezze caratteristiche in relazione con le condizioni esterne ambientali. Intuitivamente si può capire bene come l'irraggiamento incidente vari con la posizione del sole nel cielo e di conseguenza influenzi la temperatura dell'ambiente ( $T_{amb}$ ) e della cella ( $T_c$ ). Essendo le prestazioni della cella funzione delle grandezze appena citate, anche il punto di massima potenza varierà.

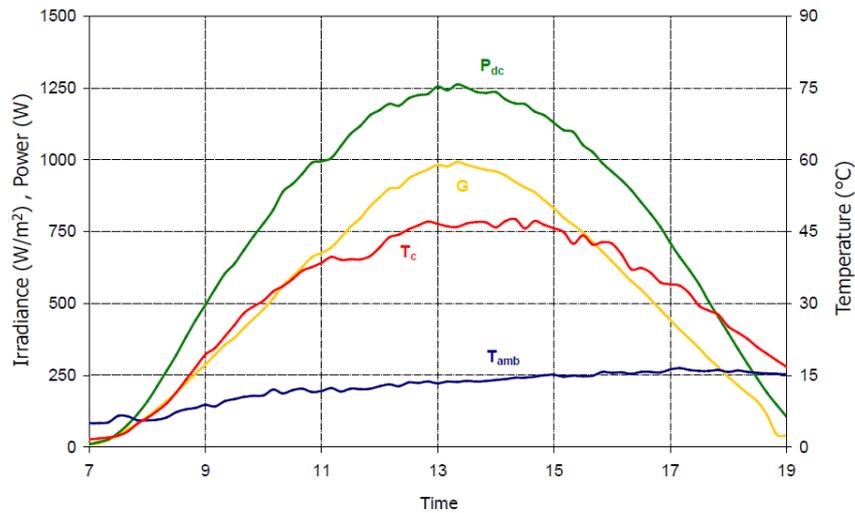


Figura 8: confronto grandezze caratteristiche

In relazione alla posizione del sole e alle caratteristiche delle singole celle si può rappresentare anche la variazione di  $I_{mpp}$  e  $V_{mpp}$ . In questo caso si può notare, in Figura 9, come la tensione aumenti nelle ore in cui la temperatura e l'irraggiamento sono minori ma rimanendo circa costante, mentre la corrente è massima durante la massima esposizione con una grande variazione di valori nelle altre ore.

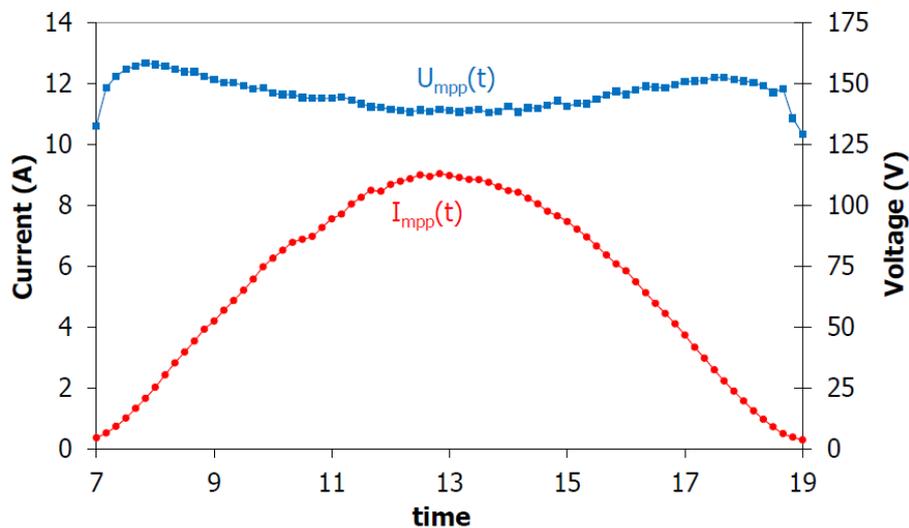


Figura 9: caratteristiche  $U_{mpp}$   $I_{mpp}$

### 3.4 Il mismatch nella curva caratteristica corrente/tensione

Ogni cella solare può avere un comportamento diverso da quello ideale a causa di piccole variazioni involontarie subite durante il processo di produzione o a causa di un diverso posizionamento durante l'installazione. Per questi motivi, particolare attenzione deve essere fatta sulla scelta delle singole celle durante l'assemblaggio dei moduli fotovoltaici. Anche se si controlla con perizia il processo di produzione inevitabilmente ci si imbatte in piccole variazioni che condurranno a perdite dopo l'installazione di circa il 2/4 %. Il fenomeno che porta a questa riduzione di prestazione è denominato generalmente mismatch.

Per comprendere meglio questo fenomeno si può studiare più nel dettaglio la connessione in serie ed in parallelo delle celle solari. Considerando come primo caso (Figura 10) la connessione in serie di  $N_s$  celle, si studia separatamente la curva I-V caratteristica di  $(N_s-1)$  celle perfettamente funzionanti (linea b) ed una difettosa (linea a). Il difetto è evidenziato dal fatto che tale cella ha un valore minore di corrente di corto circuito rispetto alle altre, di conseguenza il suo contributo sarà quello di ridurre la corrente di corto circuito complessiva, facendo invece aumentare come previsto, data la connessione in serie, il valore totale di tensione di circuito aperto (linea c).

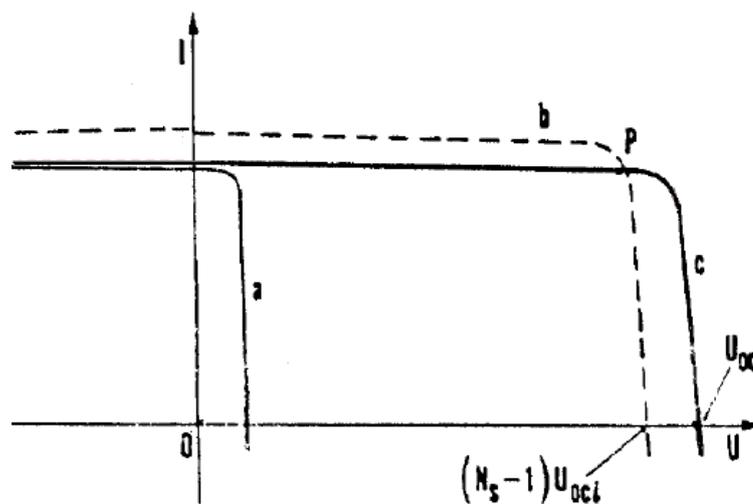


Figura 10: curva caratteristica collegamento in serie

In questa configurazione lo scenario peggiore che si potrebbe verificare è quello di lavorare in corto circuito, in questo modo si rischierebbe di avere ai capi della cella difettosa la tensione totale come somma delle tensioni delle celle funzionanti. Per ovviare a questo problema si interviene aggiungendo un sistema di sicurezza detto diodo di bypass in parallelo con la cella difettosa che permette di scollegare tale cella per evitare pericolosi comportamenti termici come l'hot spot e la conseguente rottura della cella, ma consentire l'utilizzo di quelle in perfette condizioni.

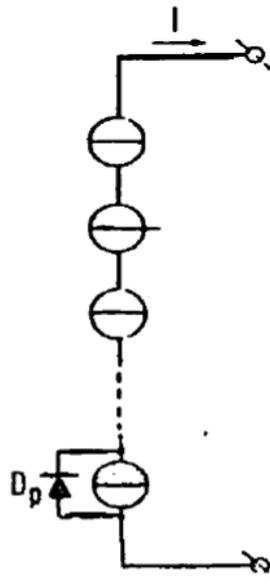


Figura 11: rappresentazione diodo di bypass

Queste considerazioni possono essere estese considerando le celle presenti in un modulo fotovoltaico, in cui il diodo di bypass viene collegato con 18/24 celle in base al numero totale di celle presenti nel modulo e al costo di questa tecnologia. In questo caso ci sarà una ridotta potenza erogata ma comunque maggiore rispetto al caso in cui non si applicasse il diodo di bypass.

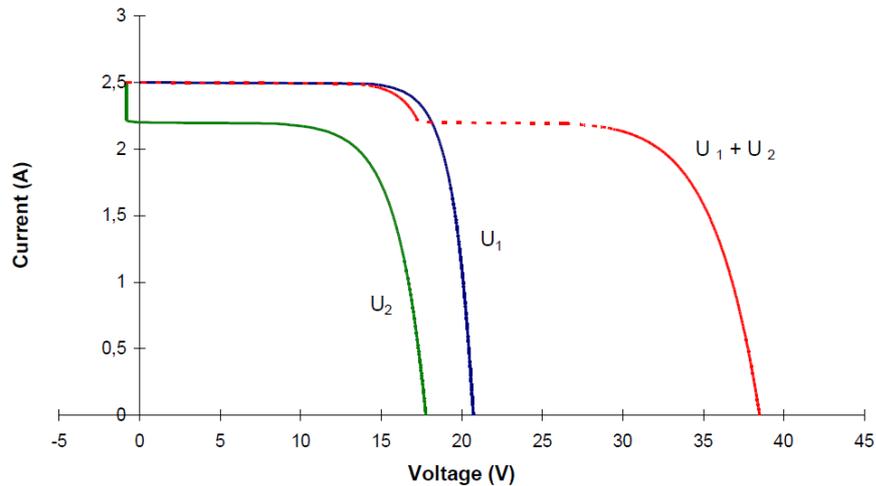


Figura 12: connessione in serie di moduli in presenza del diodo di bypass

Come si può osservare dalla Figura 12 la presenza del diodo di bypass in caso di operazione difettosa permette di avere una variazione nella curva caratteristica nella regione in modalità di carico, in cui si ha la tensione minore di zero (linea verde). In questo modo collegando due o più moduli in serie (linea rossa) si avrà un andamento complessivo della curva I - V diverso rispetto al caso precedente senza diodo.

Questo particolare comportamento si risente anche nella produzione di potenza. In particolare se si osserva la curva della potenza prodotta in funzione della corrente, (Figura 13) si nota come la curva complessiva (linea rossa) sarà minore della somma delle altre due a causa dell'attivazione del diodo.

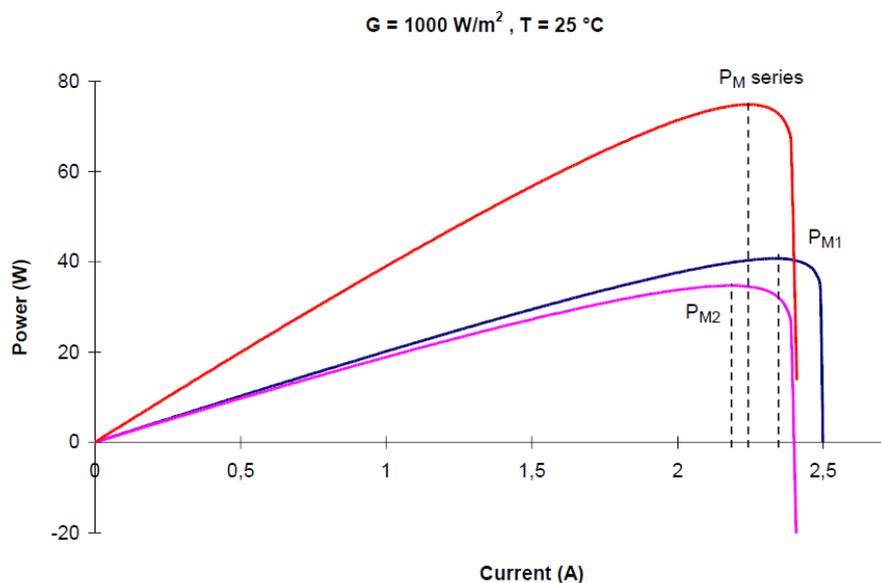


Figura 13: curva di potenza per moduli connessi in serie

Come secondo caso, invece, si analizza il collegamento in parallelo di  $(N_p-1)$  celle perfettamente funzionanti ed una difettosa. In Figura 14 quindi si ha la caratteristica delle celle correttamente funzionanti (linea b), quella della cella difettosa con un valore ridotto di  $V_{oc}$  (linea a) e quella complessiva delle celle collegate in parallelo (linea c). In questo caso la corrente di corto circuito aumenta, data la configurazione in parallelo, mentre la tensione di circuito aperto tende a ridursi, a causa del difetto. In queste condizioni la situazione peggiore che si potrebbe verificare è quella di lavorare in circuito aperto in quanto si verrebbe a generare una corrente inversa che tenderebbe ad aumentare la temperatura del gruppo celle e quindi alla possibile rottura.

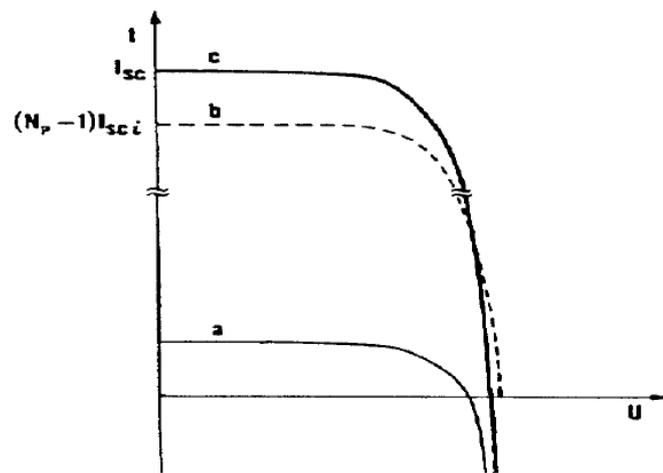


Figura 14: curva caratteristica collegamento in parallelo

Per limitare il malfunzionamento imposto dalla cella difettosa si può intervenire aggiungendo in serie un diodo di bloccaggio ( $D_s$ ) che permette di scollegare la cella che lavorerebbe come carico e mantenere attivi i rimanenti collegamenti. Per poter attivare questo tipo di diodo però è necessaria una determinata tensione, quindi non si potrà collegare una sola cella in serie con il dispositivo ma ci sarà bisogno di un certo numero di celle per ottenere la tensione richiesta dal diodo.

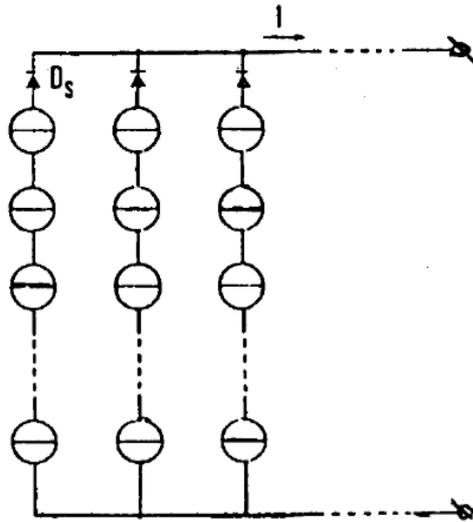


Figura 15: rappresentazione diodo di bloccaggio  $D_s$

Il funzionamento del diodo di bloccaggio è ben visibile studiando nel dettaglio la curva caratteristica corrente/tensione. In particolare in Figura 16 si nota una variazione della curva nella regione di carico in cui si dovrebbe avere la corrente minore di zero (linea verde).

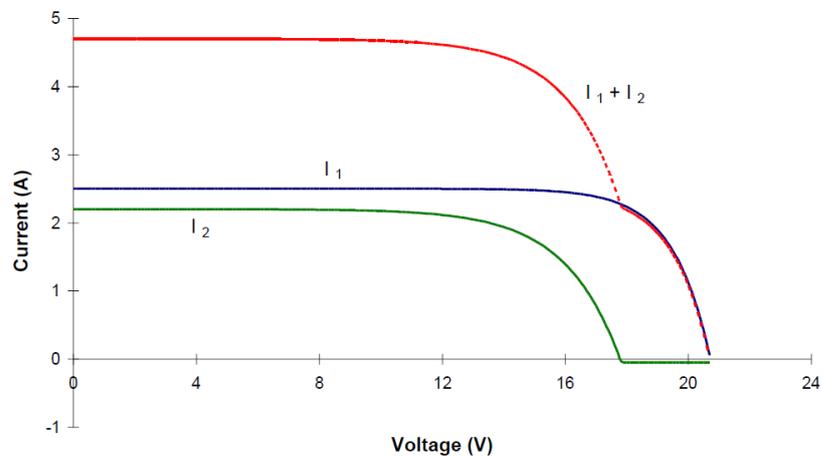


Figura 16: collegamento in parallelo di moduli in presenza del diodo di bloccaggio

Si ottiene così una variazione della curva complessiva I-V (linea rossa) che modifica di conseguenza anche la curva di potenza totale mostrata in Figura 17. Come nel caso precedente la curva di potenza totale (linea rossa) sarà minore della somma delle altre due a causa dell'attivazione del diodo.

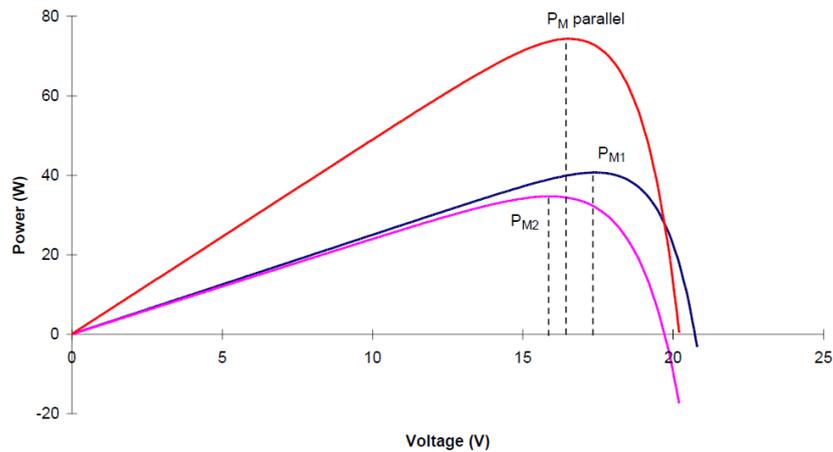


Figura 17: curva di potenza per moduli collegati in parallelo

### 3.5 Gli effetti dell'ombreggiamento

Come si è visto nei paragrafi precedenti, il diverso funzionamento delle celle porta ad una riduzione non trascurabile delle prestazioni dell'intero impianto. Per questo motivo è di fondamentale importanza il corretto studio durante la fase di progettazione. Un caso di particolare interesse è quello legato al fenomeno dell'ombreggiamento, poiché si possono verificare fenomeni simili a quelli descritti precedentemente ma non causati da difetti tecnici ma dalla diversa esposizione delle celle. Una diversa distribuzione della radiazione porta con sé una diversa potenza complessiva. I principali scenari studiati, anche dalla letteratura [3], sono quello di ombreggiamento concentrato in una stringa di moduli collegati in serie e quello di ombreggiamento distribuito in più moduli in stringhe diverse collegate in parallelo (Figura 18).

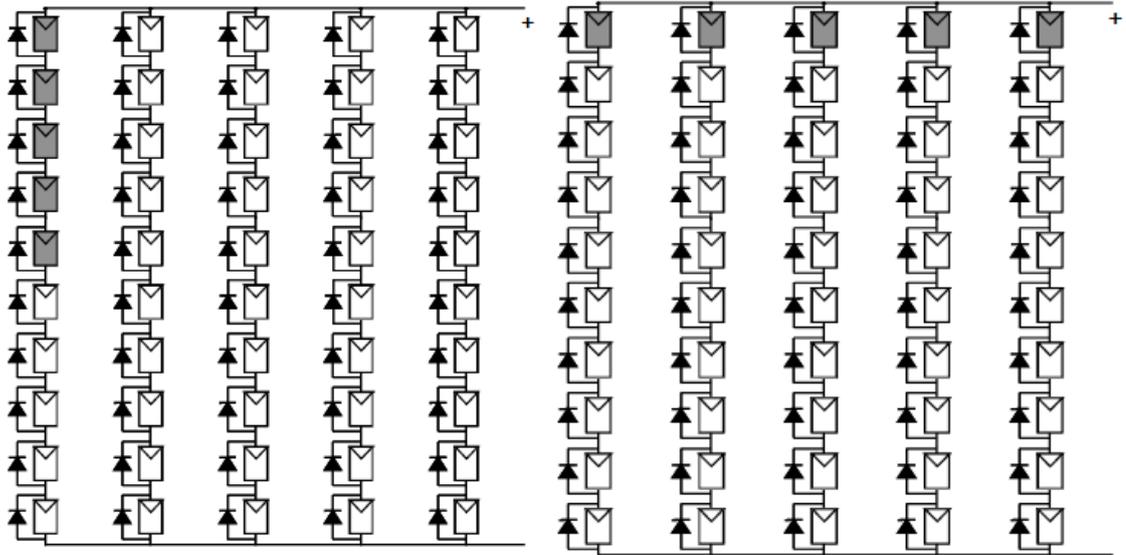


Figura 18: ombreggiatura concentrata (sinistra) ombreggiatura distribuita (destra)

Seguendo l'analisi riportata in letteratura [3], si osserva come anche le dimensioni dell'ombra possono influenzare le prestazioni dell'impianto. Nello specifico si analizzerà il caso di medio/alto ombreggiamento, circa il 25 % della superficie totale, e basso, circa il 10 %. Per entrambi i casi si confronteranno quindi le prestazioni in presenza di ombreggiamento concentrato e in caso di fenomeno distribuito per evidenziare similitudini e differenze. Come nella precedente trattazione si studieranno le curve corrente/tensione e le curve di potenza.

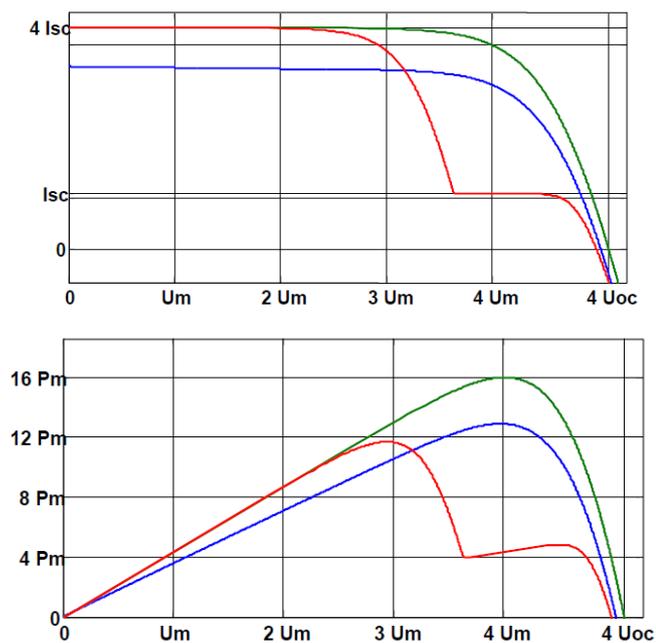


Figura 19: curva caratteristica (sinistra) curva di potenza (destra) ombreggiamento 25%

Nella Figura 19 si confrontano le curve caratteristiche per il caso di ombreggiamento medio/alto. Si nota come per quanto riguarda la curva corrente/tensione (grafico di sinistra), la linea verde rappresenti l'andamento ideale nel caso in cui non ci fosse presenza di ombra nel campo fotovoltaico. Ad essa è affiancata la linea blu che rappresenta il caso di ombreggiamento concentrato, per la quale si osserva un andamento diverso a causa della stringa coperta che fa ridurre il valore di corrente di cortocircuito totale del sistema. La linea rossa, invece, rappresenta il secondo caso in cui l'ombreggiamento è distribuito in più stringhe. L'andamento particolare, con presenza di un gradino, è dovuto proprio al fatto che in ogni stringa ci sia un modulo coperto collegato in serie con altri moduli perfettamente esposti al sole. Essendo più stringhe così collegate poi in parallelo, la curva complessiva presenta questo andamento particolare.

Nota la curva caratteristica corrente/tensione si può ricavare la curva di potenza (grafico di destra). Anche in questo caso si confrontano i tre casi. La linea verde rappresenta il posizionamento ideale di perfetta esposizione al sole in assenza di ombra. La linea blu indica la configurazione con ombra concentrata, mentre quella rossa considera l'ombra distribuita in più stringhe. Quest'ultima linea presenta un particolare andamento con due picchi locali. Si può notare come entrambi i picchi però siano inferiori rispetto al caso di ombreggiamento concentrato. Questa osservazione ci porta a comprendere meglio il motivo per il quale in questo caso la configurazione migliore sarebbe quella di avere ombreggiamento localizzato, infatti in tale configurazione si otterrebbe una potenza simile a quella ideale. Inoltre il caso con due picchi di massima potenza potrebbe generare alcuni problemi al sistema di MPPT (maximum power point tracker), il quale tenderebbe a ricercare come massimo il picco più basso essendo quello più vicino alla tensione di circuito aperto.

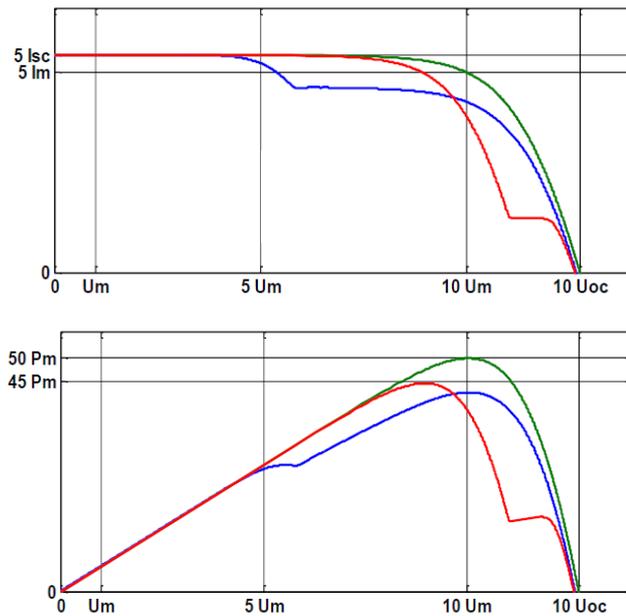


Figura 20: curva caratteristica (sinistra) curva di potenza (destra) ombreggiamento 10%

In Figura 20 invece è rappresentato il secondo caso, in cui viene studiato un ombreggiamento ridotto rispetto all'estensione totale del campo fotovoltaico (10 %). Anche per questa configurazione si sono studiate e confrontate le curve caratteristiche corrente/tensione, nelle varie disposizioni, e le curve di potenza. Nella figura di sinistra si nota la linea verde per la rappresentazione ideale senza ombreggiamento confrontata con altre due. La linea blu indica la configurazione con ricoprimento concentrato, mentre quella rossa considera una distribuzione in più stringhe. Si nota come entrambe le curve con presenza di ombra mostrano un andamento con gradino.

Nel caso di ombreggiamento ridotto, è più significativo analizzare nel dettaglio la curva di potenza in cui entrambe le configurazioni mostrano un andamento particolare. Nel grafico di destra quindi si osserva come sia la linea rossa, copertura distribuita, che la linea blu, ricoprimento concentrato, mostrino due picchi locali. La particolarità sta nel fatto che il caso blu mostra un massimo relativo minore rispetto al caso rosso. Dunque in presenza di ombreggiamento ridotto la configurazione migliore sarebbe quella distribuita anche se presenterebbe alcuni problemi per il sistema MPPT che tenderebbe a ricercare per primo il picco minore vicino alla tensione di circuito aperto.

Per concludere si può dunque affermare che non c'è una procedura sicura, deducibile a priori, per ridurre al minimo le perdite dovute all'ombreggiamento, ma dipenderà dal

caso specifico. Infatti, come descritto precedentemente, se l'ombreggiamento è importante, circa il 25%, è evidente come la soluzione migliore sarebbe quella di avere il fenomeno concentrato in una singola stringa. Mentre per quanto riguarda il secondo scenario, spesso è preferibile avere il caso distribuito per ottenere una maggiore potenza anche se si potrebbero avere maggiori problemi per il raggiungimento della massima potenza. Certo è che in fase di progetto si studierà il posizionamento dei moduli in maniera tale da evitare completamente il fenomeno di ombreggiamento durante il periodo di massima produzione del modulo.

Avendo analizzato fin qui il funzionamento dettagliato delle celle solari ed avendo evidenziato le peculiarità di questa tecnologia innovativa, è possibile ora studiare l'applicazione che permette la produzione di energia elettrica in larga scala, il modulo fotovoltaico. Nei capitoli che seguono si cercherà dunque di presentare meglio come il collegamento di più moduli permettano un'elevata produzione di energia elettrica.

### **3.6 La struttura dei moduli fotovoltaici**

Come già accennato all'inizio di questa trattazione, esistono diverse tipologie di celle fotovoltaiche in funzione della tecnologia utilizzata per la loro produzione. Certamente il componente principale rimane il silicio ma nei diversi casi varierà la purezza, la struttura cristallina e la metodologia di drogaggio. Le tecnologie più diffuse oggi sono le celle solari in silicio amorfo (a-Si), silicio policristallino (p-Si) e silicio monocristallino (m-Si).

Una volta prodotte più celle, è possibile assemblare i moduli fotovoltaici tramite semplici collegamenti in serie. In questo nuovo assetto si potrà quindi produrre più energia elettrica ed aggiungere i componenti che permettono un buon sistema di protezione dall'ambiente esterno, in modo tale da prolungare il più possibile la vita di questo prodotto.

Considerando le celle solari in silicio monocristallino si osserva come, avendo una forma iniziale rotonda, dovuta al loro specifico processo produttivo, al fine di massimizzare la superficie utilizzabile per l'assemblaggio dei moduli, esse vengano levigate fino ad ottenere un profilo quasi quadrato. Per quanto riguarda l'assemblaggio delle celle in

silicio policristallino, invece, esse non necessitano di un eccessivo processo di levigazione in quanto presentano già un profilo quadrato.

Una volta posizionate le celle si deve seguire una procedura specifica per terminare l'assemblaggio. Le celle vengono racchiuse tra due strati di un materiale appositamente studiato per questa applicazione, un polimero termoplastico protettivo, impermeabile e trasparente alla luce solare (etilene vinil acetato EVA). Successivamente questi tre strati vengono saldati insieme tramite un processo di laminazione in modo tale da rendere il tutto più resistente all'ambiente esterno. Infine vengono aggiunti un vetro protettivo sulla faccia anteriore, uno strato di tedlar su quella posteriore, dei materiali per l'isolamento laterale ed un guscio di alluminio per racchiudere il tutto. Aggiungendo gli ultimi collegamenti elettrici si forma il definitivo modulo fotovoltaico pronto per essere installato per le diverse applicazioni (Figura 21).

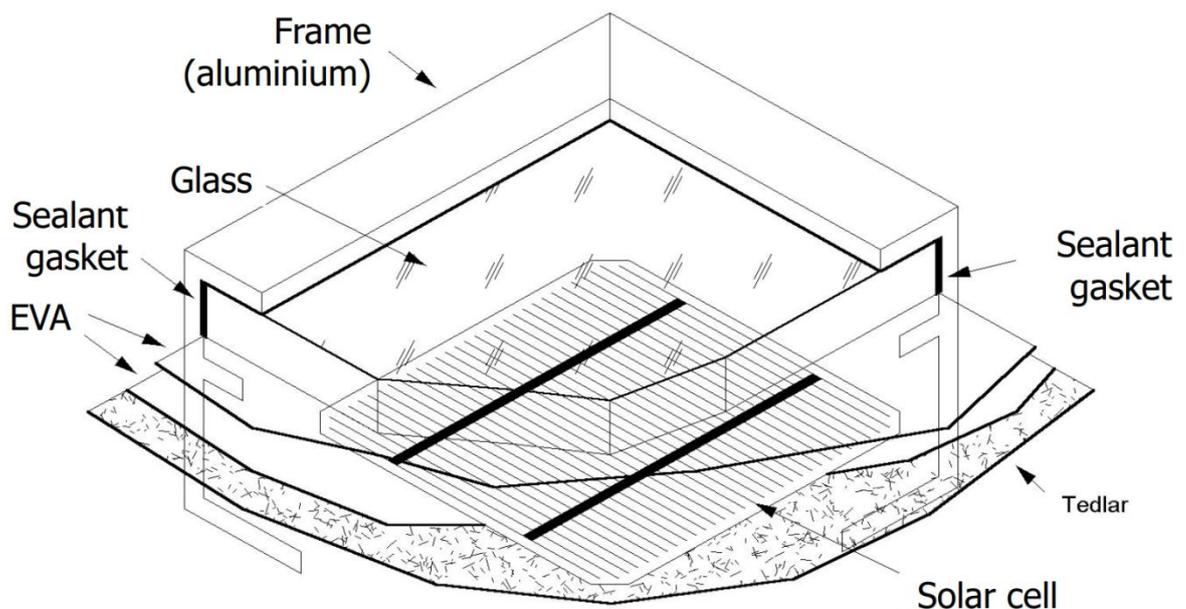


Figura 21: assemblaggio modulo fotovoltaico

Come già detto, oltre alle più tradizionali tecnologie formate da celle in silicio monocristallino e policristallino, riprendendo la letteratura [3] si può aggiungere quella definita a "film sottile" composta da celle di silicio amorfo. La particolarità di questa tipologia di celle è la diversa giunzione, doppia o tripla P<sup>+</sup>-I-N rispetto alla classica P-N già presentata. In questo caso si ha un contatto conduttivo trasparente di tipo P<sup>+</sup> e un contatto ohmico di tipo N. Tuttavia, siccome non è stato ancora inventato un materiale di tipo P con le caratteristiche richieste, viene utilizzato l'ossido di stagno come contatto

elettrico anche se presenta caratteristiche di tipo N. Per renderlo adatto alla specifica applicazione, si aggiunge uno strato di ossido altamente drogato, conduttivo e trasparente (Transparent Conducting Oxide, TCO). In questo modo si crea una "giunzione tunnel" tra lo strato P<sup>+</sup> e quello N.

La cella solare, quindi non sarà formata da un unico materiale drogato come nel caso delle celle in silicio monocristallino o policristallino, ma sarà composta dalla sovrapposizione di più strati. In particolare si uniscono uno strato di ossido di stagno, uno di TCO di tipo P, uno di silicio amorfo puro (intrinsec I), uno di silicio amorfo tipo N ed uno strato sottile metallico. L'ultimo strato metallico è fondamentale sia dal punto di vista elettrico che dal punto di vista ottico. Infatti esso deve formare un contatto ohmico con lo strato di silicio amorfo di tipo N e allo stesso tempo deve essere molto riflettente. In questo modo se una frazione di luce non venisse assorbita durante il primo passaggio attraverso la cella, l'ultimo strato avrebbe la possibilità di rifletterla indietro e far compiere un secondo passaggio all'interno della cella a tale frazione di luce.

### 3.7 Caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici

Come presentato in letteratura [3], per comprendere meglio il funzionamento dei moduli fotovoltaici si devono presentare per prima cosa i principali parametri caratteristici dei moduli.

Per far chiarezza si definiscono per prima cosa le condizioni di prova standard (Standard Test Condition STC) in funzione delle quali vengono svolti i test per ottenere i dati caratteristici. In questo caso si considera una irradianza  $G$  pari a  $1000 \text{ W/m}^2$ , una massa d'aria  $AM = 1.5$  ed una temperatura della cella  $T_c$  pari a  $25^\circ\text{C}$ . Note tali condizioni è possibile calcolare l'efficienza globale, variabile in funzione della tecnologia scelta tra il 7% e il 23%. Un secondo parametro fondamentale è la potenza di picco, calcolata anch'essa in STC, variabile tra  $10 W_p$  e  $350 W_p$ . Infine si ricordano i parametri elettrici già presentati precedentemente  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{mpp}$  e  $V_{mpp}$ , da considerare calcolati in STC.

Poiché le condizioni STC vengono create artificialmente in laboratorio al fine di considerare condizioni ideali di funzionamento, è chiaro come in realtà le prestazioni dei

singoli moduli saranno diverse da quelle presentate dai valori ottenuti seguendo le condizioni STC. Per questo motivo si introducono nuovi parametri definiti in funzione della normale temperatura operativa della cella (Normal Operating Cell Temperature NOCT). In questo secondo caso si considerano grandezze diverse rispetto al primo caso: una irradianza  $G$  pari a  $800 \text{ W/m}^2$ , una temperatura ambiente  $T_a = 20^\circ\text{C}$  e una velocità del vento pari a  $1 \text{ m/s}$ .

Noti questi valori iniziali è possibile ottenere il parametro caratteristico NOCT circa pari a  $40^\circ\text{C}$ . Da qui sarà possibile calcolare la reale temperatura della cella  $T_c$  in diverse condizioni ambientali al variare della temperatura ambiente  $T_a$  e dell'irradianza  $G$ , secondo la seguente formula:

$$T_c = T_a + \frac{\text{NOCT} - T_{a, \text{NOCT}}}{G_{\text{NOCT}}} \cdot G \quad (13)$$

### 3.8 Componenti di un impianto fotovoltaico

Dal punto di vista tecnico, per rendere utilizzabile l'energia elettrica prodotta da un certo numero di moduli fotovoltaici connessi tra loro, è necessario equipaggiare l'impianto con alcune attrezzature. Per prima cosa si deve ricordare come la produzione di elettricità da un impianto fotovoltaico sia in corrente continua (CC), mentre la maggior parte delle utenze vengano alimentate da energia in corrente alternata (AC). Per questo motivo si deve equipaggiare l'impianto con un convertitore DC / AC, detto inverter. Inoltre ricordando che il singolo modulo lavora in funzione della massima potenza, è chiaro come sia necessario utilizzare un convertitore DC / DC che funzioni come inseguitore del punto di massima potenza, detto Maximum Power Point Tracker MPPT, che però spesso si trova all'interno dello stesso inverter. Inoltre si deve considerare di aggiungere al sistema adeguati dispositivi di sicurezza e di monitoraggio. Nota la particolare configurazione dell'impianto, si deve precisare come i principali guasti derivino non dai moduli fotovoltaici ma dai componenti ausiliari appena descritti.

Riprendendo la letteratura [3], si ricorda come una fondamentale classificazione per gli impianti fotovoltaici possa essere fatta in funzione della sua connessione alla rete

pubblica. Si definisce impianto stand alone se esso non è collegato alla rete, mentre i sistemi definiti grid connected sono quelli aventi almeno un punto di connessione.

Come già descritto precedentemente, un singolo modulo non è sufficiente per una produzione interessante di energia elettrica. Per questo motivo è necessario collegare più moduli in serie. Per fare chiarezza dal punto di vista terminologico si possono definire le seguenti strutture:

stringa: gruppo di moduli collegati elettricamente in serie;

array: gruppo di moduli assemblati con la struttura di sostegno;

campo fotovoltaico: insieme di tutti gli array che formano l'impianto, generalmente composto da diverse stringhe connesse tra loro in parallelo.

Infine si ricorda come le caratteristiche elettriche descritte nei precedenti paragrafi inerenti alla singole celle solari, siano valide anche per i moduli fotovoltaici essendo essi formati da più celle. In particolare si ricordano le curve I-V e le curve di potenza. Inoltre gli stessi fenomeni descritti per mismatch e per l'ombreggiamento devono essere studiati nel dettaglio per configurare in maniera corretta l'intero impianto tenendo a mente i risultati ottenuti precedentemente. Di conseguenza scegliere la corretta disposizione dei moduli non sarà una scelta facile ed immediata.

Dopo aver analizzato nel dettaglio le principali caratteristiche relative alla tecnologia del fotovoltaico si può introdurre nel capitolo successivo un secondo punto cardine, descritto anche all'interno della SEN [1], per la diffusione di questa tecnologia. Come già detto, a causa dell'elevata variabilità della fonte di alimentazione degli impianti fotovoltaici e alla possibile mancata coincidenza tra produzione e consumo, fondamentale sarà la presenza di accumulatori elettrochimici. Per questo motivo nel capitolo successivo si cercherà di presentare nel dettaglio tale tecnologia, descrivendo il suo funzionamento e le caratteristiche peculiari.

## 4. Accumulo elettrochimico

Negli ultimi anni la metodologia più diffusa e consolidata per l'accumulo elettrico è stata quella basata sul collegamento in serie di più batterie ricaricabili che permettono di immagazzinare energia tramite reazioni chimiche reversibili. Prima di entrare più nel dettaglio si cerca di riassumere le principali grandezze caratteristiche che devono essere considerate per comprendere la qualità delle diverse batterie. Considerando generalmente una temperatura ambiente pari a 20 °C, si possono definire:

tensione nominale  $V_{nom}$ : la tensione della batteria durante l'alimentazione un carico;

tensione massima  $V_{max}$  e tensione minima  $V_{min}$ : range di tensione al di fuori del quale si riduce la reversibilità delle reazioni chimiche;

capacità: quantità di carica disponibile in ampere-ora (Ah).

Depth Of Discharge (DOD): quantità di carica, in percentuale, rimossa dallo stato di piena carica senza danneggiare l'accumulatore;

durata della batteria: generalmente espressa in termini di numero di cicli di carica/scarica relativi a un DOD specifico;

densità di energia: energia che può essere accumulata in un'unità di volume (Wh/l) o peso (Wh/kg).

Per comprendere meglio l'andamento di tali quantità, si può ricordare come la capacità diminuisce al diminuire del tempo di scarica e della temperatura. Il tempo di scarica limita di conseguenza la corrente massima che può essere fornita dalla batteria. Inoltre la disponibilità delle batterie dipende dallo stato di carica finale, (State Of Charge)  $SOC_{fin}=100\% -DOD$ , che influenza il discharge interrompendolo quando  $SOC_{fin}$  scende sotto un certo limite. Di conseguenza la vita di servizio aumenta se il DOD diminuisce

A questo punto è possibile presentare nel dettaglio le diverse tipologie di batterie elettrochimiche presenti sul mercato. Fondamentalmente una batteria è la combinazione di un elettrodo bagnato in un elettrolita che permette lo scambio di ioni ed elettroni. Recentemente si sono osservati continui miglioramenti dal punto di vista della tecnologia

di accumulo specialmente nei campi della sicurezza, affidabilità, performance, efficienza e costo. Le tipologie più diffuse sul mercato utilizzate nelle applicazioni energetiche sono le batterie al piombo acido e a ioni di litio.

Le batterie al piombo, essendo una delle prime tecnologie brevettate nel campo energetico, oggi sono ben consolidate nel mercato mondiale forti della loro facile installazione e del basso costo di manutenzione. Le performance di questa tipologia di accumulo dipendono largamente dalla temperatura ambiente e dal ciclo di scarica. In generale questa tecnologia è costituita da piastre di piombo (Pb) alternate con altre di diossido di piombo ( $\text{PbO}_2$ ) immerse in una soluzione elettrolitica di acqua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) e acido solforico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ). Durante il processo di scarica gli elettrodi mutano in solfato di piombo ( $\text{PbSO}_4$ ), mentre la soluzione elettrolitica diventa principalmente acqua. Oggi sul mercato sono presenti due principali tipologie di batterie al piombo: allagata e regolata da valvola (VRLA). Tuttavia quelle più diffuse sono le seconde grazie alla minore possibilità di danneggiamento, una limitata necessità di trattamento per acqua o acido solforico e una minore degradazione durante i cicli di scarica.

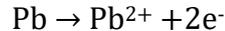
Per quanto riguarda le batterie a ioni di litio, invece, esse fanno affidamento su processi chimici diversi da quelli degli accumuli al piombo e in generale dalle altre tecnologie presenti sul mercato. Esse sono più compatte, leggere, con un rapido tempo di carica e scarica e con una maggiore efficienza. Tuttavia hanno un costo per unità di energia (kWh) circa doppio rispetto agli accumuli al piombo. Generalmente le batterie al litio usano il trasferimento di ioni ( $\text{Li}^+$ ) tra anodo e catodo durante la fase di carica e in direzione inversa durante la scarica. Si ricorda come col nome batterie a ioni di litio in realtà si faccia riferimento ad un grande gruppo di tecnologie basate sugli stessi processi ma con materiali diversi. Oggi quelle più diffuse sul mercato sono: la più comune litio-ferro-fosfato  $\text{Li-Fe-Po}_4$  (LFP), litio-titanio-ossigeno  $\text{Li}_4\text{-Ti}_5\text{-O}_{12}$ (LTO) e nickel-cobalto-manganese (NCM).

Come è facilmente intuibile non sono solo presenti vantaggi ma anche alcuni svantaggi che richiedono quindi successivi studi e sviluppi per tali tecnologie, tuttavia ci si aspetta una forte crescita negli anni a venire. Per comprendere appieno tale tecnologia si introducono i capitoli successivi.

## 4.1 Batterie al piombo acido

La tecnologia definita piombo acido è stata introdotta nel 1859 ed è una delle più vecchie tipologie di batterie ricaricabili. Anche se le loro prestazioni oggi sono state di gran lunga superate da altre tecniche di accumulo, queste batterie rimangono saldamente nel mercato mondiale grazie al loro basso costo. Inizialmente venivano utilizzate solamente come generatori di corrente ma successivamente si scoprì la possibilità di utilizzarle anche come batterie ricaricabili.

Una batteria a piombo acido è formata da più celle posizionate in serie. È noto come ogni cella carica contenga un anodo di piombo spugnoso (Pb) e un catodo di diossido di piombo (PbO<sub>2</sub>) in una soluzione elettrolitica acquosa contenente acido solforico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>). La chimica che è alla base di questa tecnologia sfrutta la dissociazione dell'acido, con rilascio degli ioni HSO<sub>4</sub><sup>-</sup> e H<sub>3</sub>O<sup>+</sup> dalla prima dissociazione, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> e H<sub>3</sub>O<sup>+</sup> dalla seconda. Inizialmente all'anodo avviene la semireazione di ossidazione del piombo il quale libera lo ione Pb<sup>2+</sup> che precipita con lo ione SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> producendo solfato di piombo (PbSO<sub>4</sub>).



Per quanto riguarda il catodo si considera la semireazione di riduzione del diossido di piombo con rilascio dello ione piombo e acqua.



Anche in questo caso SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> reagisce con lo ione piombo per produrre solfato di piombo (PbSO<sub>4</sub>). Questo composto chimico, formando cristalli bianchi molto poco solubili in acqua, si deposita sulle piastre degli elementi delle batterie durante la fase di scarica. La batteria si definisce scarica quando tutto l'elettrolita ha reagito con gli elettrodi e la chimica della batteria si ferma.

A questo punto è possibile invertire il processo e ricaricare la batteria. Fornendo energia elettrica alla batteria è possibile riportare il materiale attivo dell'anodo e del catodo allo stato iniziale. Il solfato di piombo (PbSO<sub>4</sub>) si trasforma in piombo metallico (Pb) e acido solforico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) al polo negativo, mentre si ottengono biossido di piombo (PbO<sub>2</sub>) ed acido solforico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) al polo positivo. Nella realtà il processo non è completamente

reversibile poiché una parte del solfato di piombo si accumula sulle piastre degli elettrodi ricoprendo parte del materiale attivo, riducendo così le prestazioni delle batterie.

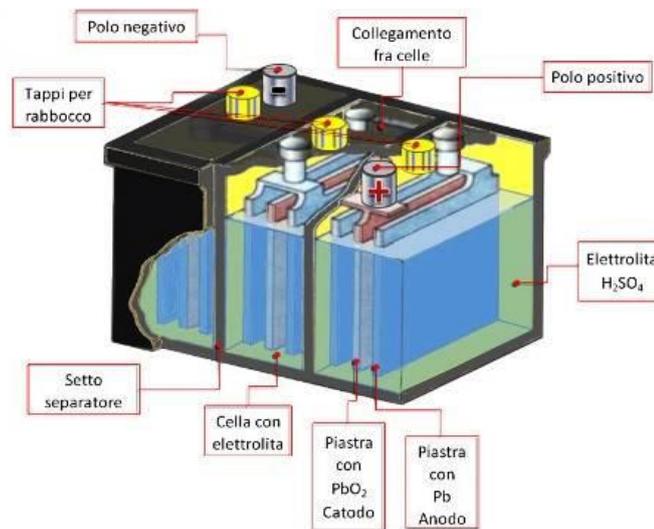


Figura 22: batteria a piombo acido

Come già accennato, questa tecnologia ormai ben consolidata presenta alcune criticità importanti. In particolare i fenomeni più pericolosi che possono verificarsi sono quelli di corto circuito interno, deformazione delle piastre e perdita di acido.

Analizzando nel dettaglio le performances delle batterie al piombo, si nota come un punto critico per tale tecnologia sia quello di essere molto sensibile al fenomeno di autoscarica se lasciata inutilizzata per diverso tempo a causa della possibile solfatazione delle piastre. Come descritto nell'articolo presente all'interno dell'Intelligent Energy Europe (IEE) [4], la solfatazione è un processo chimico che si genera ogni volta che si effettua la scarica della batteria oppure quando essa viene lasciata per diverso tempo inutilizzata. Tale fenomeno produce fini cristalli di solfato di piombo (PbSO<sub>4</sub>) sulle piastre se si è in presenza di scarica parziale, mentre cristalli di grandi dimensioni se si è nel caso di inutilizzo prolungato. In questo secondo caso le grandi dimensioni dei cristalli possono far sì che essi si separino dalle piastre in modo quasi irreversibile a tal punto che sarà molto difficile ritornare allo stato ideale iniziale con un semplice processo di ricarica. Se si mantiene la condizione di scarica per un lungo periodo, tale fenomeno porterà all'impossibilità di riutilizzo futuro.

Nota la chimica che è alla base di questa tipologia di batteria è chiaro come durante i processi di carica e scarica avvengano importanti mutamenti morfologici delle superfici

attive con conseguente degradazione progressiva nel tempo e una riduzione nelle prestazioni di accumulo elettrico. Sempre legata alla chimica del processo in esame, si evidenzia come un altro punto critico sia la presenza dell'elettrolita all'interno della batteria. Questo deve essere sempre presente in quantità sufficiente e in concentrazione adeguata in modo tale da garantire il completo e corretto ricoprimento delle piastre. Sapendo che l'elettrolita è una soluzione acquosa, il fenomeno di evaporazione dell'acqua può essere pericoloso per due aspetti. Da una parte l'evaporazione porta ad una riduzione del livello del liquido lasciando esposta una parte delle piastre con conseguente ossidazione di tali aree a contatto con l'ambiente esterno, dall'altra la soluzione rimanente avrà una concentrazione maggiore rispetto a quella desiderata, diventando più acida e provocando una possibile corrosione delle pareti delle piastre immerse.

Dopo aver descritto in modo generale il funzionamento delle batterie al piombo, ora è possibile proseguire la trattazione seguendo lo studio presentato nella rivista scientifica Intelligent Energy Europe (IEE) [4]. In particolare vengono trattati alcuni interessanti aspetti, che verranno riassunti qui di seguito, per l'applicazione di tale tecnologia agli impianti fotovoltaici. Prima di tutto vengono sottolineate ancora una volta le caratteristiche fondamentali da considerare per l'applicazione generale come energy storage. Si ricordano l'efficienza, la sicurezza, la densità di energia e il costo. Successivamente viene però sottolineato come le prestazioni di questi accumulatori siano fortemente dipendenti dalla temperatura, dal fenomeno di solfatazione e dalla modalità di carica.

Per analizzare meglio questo ultimo punto si riprende lo studio di H. Keshan, J. Thornburg e T. S. Ustun [5] nel quale si sottolinea come uno degli aspetti fondamentali su cui si deve prestare maggiore attenzione è proprio quello relativo alla fase di carica della batteria, durante la quale se si utilizza una corrente eccessiva o per un tempo diverso da quello adeguato, si possono verificare fenomeni di surriscaldamento o deformazione della stessa batteria. Si comprende la criticità di questo argomento anche considerando il numero elevato di articoli che analizzano tale procedura. In questo caso si è cercato di unire lo studio citato in precedenza [5] con quello presentato dall'Intelligent Energy Europe (IEE) [4].

Riprendendo tali articoli, si ricorda come le performance delle batterie al piombo varino in funzione delle differenti condizioni di corrente di carica (C-rate). Per evitare che le batterie nei sistemi fotovoltaici vengano caricate in modo scorretto, la tensione di regolazione deve essere impostata ad un livello appropriato. L'obiettivo della ricarica della batteria è di riportare la batteria ad uno stato SOC (State Of Charge) alto ogni ciclo, per ridurre al minimo la degradazione risultante dal ciclo precedente. Se le batterie sono collegate ad un impianto fotovoltaico, la produzione di energia elettrica dipende dalla sorgente. Nei periodi in cui l'intensità solare è minima, la batteria potrebbe non raggiungere la corretta tensione di regolazione per settimane. Questo può seriamente degradare la capacità della batteria.

All'interno dell'articolo di H. Keshan, J. Thornburg e T. S. Ustun [5], si commentano le diverse tecniche per il caricamento delle batterie. Queste procedure possono essere divise in: tensione costante (CV), corrente costante (CC) e metodo ad impulsi. Quest'ultimo permette di inviare regolari impulsi di corrente seguiti da una piccola scarica e da un breve periodo di attesa; questo procedimento si ripete fino alla completa carica dell'accumulatore ma con una bassa efficienza. Le metodologie più comuni utilizzate per la carica delle batterie al piombo acido sono CC e CV ma hanno come svantaggio l'incremento di gas rilasciato dalla decomposizione dell'elettrolita che porta alla riduzione delle performance della batteria. Una nuova tecnica può essere definita come metodo carica intermittente che consiste nel caricamento fino alla massima capacità per poi tenere la batteria aperta. Questo permette di ridurre la possibilità di corrosione, di ottenere una completa ricarica, di non avere perdite termiche e di conseguenza acquisire un incremento della vita dell'accumulo. Per questi motivi, particolare attenzione va fatta nella scelta della corretta procedura di carica della batteria in funzione dell'utilizzo del dispositivo e dei suoi parametri caratteristici.

Per quanto riguarda l'influenza della temperatura sulle prestazioni delle batterie si riprende la presentazione dell'Intelligent Energy Europe (IEE) [4]. La maggior parte delle batterie al piombo sono progettate per il funzionamento a 25°C e a tale temperatura sono riferite le numerose specifiche tecniche. Se la batteria viene utilizzata in condizioni diverse, quindi, le indicazioni su ciclo di vita, capacità, tensione di carica, peso specifico dell'elettrolita e consumo di acqua devono essere adeguati di conseguenza. La vita utile

delle batterie si riduce di molto se la temperatura di stoccaggio è superiore rispetto a quella prevista pari a 25°C. Al contrario, mostrano un'ottima risposta in funzione di una possibile riduzione di temperatura, a tal punto che spesso le performance a basse temperature sono molto simili a quelle mostrate alla temperatura di progetto; discorso diverso vale per le alte temperature. Come detto, oltre alla generica vita delle batterie, anche la capacità di accumulo è dipendente dalla variazione di temperatura, ma in questo caso si ha una relazione non perfettamente lineare.

Per concludere la trattazione, si introduce un ultimo concetto fondamentale per tutte le tipologie di accumulo. Si definisce profondità di scarica DOD (Depth Of Discharge) la percentuale di Ah scaricata per ciclo rispetto alla capacità nominale della batteria. A meno che non venga specificato un valore inferiore, le applicazioni fotovoltaiche fanno funzionare la batteria fino a un massimo dell'80%, ma nel caso delle batterie al piombo questo limite è molto più basso per aumentare la vita del dispositivo.

Dopo aver analizzato nel dettaglio le principali caratteristiche di tale tecnologia, è ben visibile come essa sia molto delicata ma altrettanto funzionale per essere applicata come energy storage. Nel capitolo successivo verrà presentata la seconda tipologia di accumulo, per poi poter confrontare le due tecnologie e scegliere quella più idonea al nostro caso studio.

## 4.2 Batterie a ioni di Litio

Come riportato nell'articolo "*Lithium-IonBatterySystem*" [6], la produzione delle batterie al litio è aumentata sempre di più fin dalla loro introduzione sul mercato nel 1991 grazie alle loro eccellenti performance, tra cui l'elevata energia specifica, la densità di energia, la potenza specifica, l'ottima efficienza e una lunga vita. Inizialmente tali batterie sono state utilizzate principalmente per prodotti elettronici come ad esempio telefoni cellulari e computers, ma grazie alle loro proprietà, negli ultimi anni si stanno affermando sempre più anche nell'automotive e nel settore industriale come energy storage.

Generalmente una batteria che si basa sul moto degli ioni di litio ( $\text{Li}^+$ ) sia per l'elettrodo positivo che quello negativo, viene definita appunto batteria a ioni di litio, ma con tale

nome si raggruppa una grande famiglia di diverse tipologie. Come detto esse si basano sul moto reversibile degli ioni di litio ( $\text{Li}^+$ ) attraverso due elettrodi porosi separati da una membrana che impedisce il contatto elettrico. Gli elettrodi sono generalmente formati da un substrato metallico, rame per l'anodo e alluminio per il catodo, ricoperti da un materiale attivo, un legante ed un solvente. Il separatore può essere un foglio microporoso di un polimero organico, come polietilene o polipropilene, o un loro ibrido. I due elettrodi e la membrana separatrice sono immersi in una soluzione elettrolitica contenente cariche libere di  $\text{Li}^+$ .

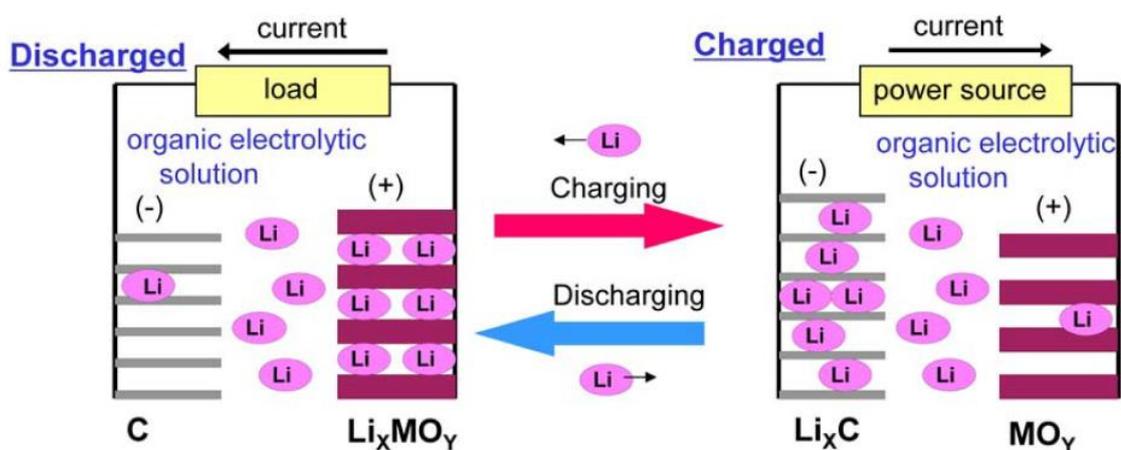


Figura 23: funzionamento batteria ioni di litio

Come mostrato in Figura 23, durante il processo di carica, l'elettrodo positivo rilascia ioni di litio verso l'elettrodo negativo, mentre durante la scarica l'anodo cede verso il catodo. La maggior parte delle batterie di questo tipo utilizza anodi a base di carbonio, i quali possono accettare ioni durante la fase di carica e permettono il rilascio durante la scarica.

Per commentare le caratteristiche di questa tecnologia, si riprende l'analisi di Tatsuo Horiba [6] all'interno della quale viene sottolineato come le ottime performance delle batterie al litio siano da ricollegare all'elevato valore di tensione tipico delle singole celle, pari a 3-4 V. Questo valore è rilevante soprattutto se si considera il parametro caratteristico detto energia specifica, il quale si ricorda essere il prodotto tra tensione e capacità specifica. Inoltre l'efficienza di carica e scarica è funzione della corrente elettrica e dell'efficienza di tensione, che è a sua volta dipendente proprio dal valore della tensione specifica. Precisamente si definisce efficienza di tensione il rapporto tra la

tensione operativa e il valore di tensione di circuito aperto; elevata tensione operativa corrisponde ad una elevata efficienza di tensione a parità di tensione di circuito aperto.

Secondo lo studio di H. Keshan, J. Thornburg e T. S. Ustun [5], le performance di questa nuova tecnologia, invece, possono essere legate alla corrente di carica e scarica, considerando un C-rate maggiore rispetto a quello osservato nella trattazione delle batterie al piombo. Per le batterie al litio, all'aumentare della corrente di scarica si osserva un più alto livello di potenza in un tempo minore rispetto agli altri casi mantenendo una variazione minima dal punto di vista dell'efficienza. Tuttavia, anche nello studio citato [5], particolare attenzione viene prestata al valore della tensione specifica a sottolineare il fatto di come sia questo il vero parametro caratteristico di questa tecnologia.

All'interno dello stesso articolo [5], viene anche trattata nel dettaglio la metodologia di carica per le batterie al litio, mostrando come sia preferibile utilizzare in questo caso la tipologia CC/CV, scelta per la sua semplicità. Seguendo questa procedura la batteria viene caricata con un valore di corrente costante fino ad un fissato valore di tensione, dopodiché la corrente viene ridotta in modo esponenziale. La carica è completata quando la corrente di carica raggiunge un valore minimo ben definito. Utilizzare una più bassa corrente è solitamente preferibile per ottenere una maggiore efficienza e una vita più lunga, ma richiede un maggior tempo di carica.

Un ulteriore punto che richiede particolare attenzione nella trattazione delle batterie al litio, è quello relativo alla sicurezza. Per molto tempo questa tecnologia è stata soggetta a studi per incrementare tale aspetto ed è questo il motivo per cui inizialmente si è preferito utilizzare maggiormente batterie al piombo per l'energy storage. Le batterie al litio sono molto sensibili alle temperature inferiori a 0°C tanto che, se custodite in luoghi non idonei, possono giungere a rottura catastrofica ed esplodere. Oggigiorno le principali sfide in campo della sicurezza sono state superate con successo garantendo di conseguenza una diffusione sempre maggiore in diversi ambiti.

Infine, all'interno del medesimo studio H. Keshan, J. Thornburg e T. S. Ustun [5], viene analizzato il fenomeno di degradazione delle batterie al litio, evidenziando anche in questo caso i punti principali già presenti nel precedente articolo "*Lithium-Ion Battery*

*Systems*'[6]. Si ribadisce come le performance delle batterie al litio si riducano nel tempo limitando così la possibilità di accumulo a causa dell'invecchiamento della tecnologia dovuto generalmente alla perdita di equilibrio, alla riduzione delle aree degli elettrodi e di conduttività dei materiali.

Seguendo le considerazioni già fatte per le batterie al piombo, per quanto riguarda la durevolezza delle batterie, si deve sottolineare come le reazioni fondamentali nelle batterie al litio siano di tipo semplice senza coinvolgere cambiamenti morfologici significativi nei materiali durante i numerosi cicli, a differenza delle altre tecnologie come quella al piombo. Per questo motivo si può affermare che per quanto riguarda la tecnologia al litio, la maggior parte delle proprietà del materiale non variano di molto tra anodo e catodo col passare del tempo, ma la differenza maggiore si nota nelle proprietà elettrochimiche delle superfici a causa di possibili contaminazioni, accumuli, formazione di gas e la migrazione di prodotti da reazione.

Come già accennato oggi le tecnologie più diffuse sul mercato sono diverse: la più comune litio-ferro-fosfato  $\text{Li-Fe-Po}_4$  (LFP), litio-titanio-ossigeno  $\text{Li}_4\text{-Ti}_5\text{-O}_{12}$ (LTO) e nickel-cobalto-manganese (NCM). Dopo aver descritto le diverse tecnologie che formano la famiglia delle batterie al litio, nell'articolo "*Lithium-IonBatterySystem*" [6] vengono analizzate le possibili applicazioni per tale tecnologia. Sicuramente uno degli aspetti più importanti per le batterie al litio è la possibilità di essere utilizzate in varie applicazioni ed è proprio grazie a questa qualità che negli ultimi anni, hanno imposto sempre più il loro dominio sul mercato. Certamente ricoprono una fetta importante per quanto riguarda l'alimentazione di apparecchiature elettroniche come computers o elettrodomestici, ma con il miglioramento della tecnologia e grazie alle loro prestazioni, oggi sono anche la principale tecnologia per l'alimentazione dei veicoli elettrici. Conseguenza di tale diffusione e dell'ottima capacità di soddisfare diversi aspetti per numerose applicazioni, si può affermare che un nuovo campo in cui tale tecnologia si sta affermando sia quella dell'accumulo elettrico per applicazioni industriali.

In generale si può suddividere il mondo dell'accumulo elettrico in tre categorie. Inizialmente la principale funzione degli accumulatori era quella di stabilizzare la rete per modulare la generazione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Successivamente si è diffuso anche l'utilizzo di questa tecnologia come gruppo di

continuità per emergenze da installare presso grandi strutture come data center ed ospedali. Infine oggi si sta imponendo come uso domestico per gestire il consumo elettrico con o senza l'affiancamento di un piccolo impianto fotovoltaico. Ovviamente la prima applicazione rimane ancora oggi quella più diffusa nel mondo ma lentamente anche le altre si stanno affermando sul mercato.

In generale si deve ricordare che per permettere elevate prestazioni si devono utilizzare numerose piccole celle poiché non è possibile utilizzarne solo una grande che garantisca le caratteristiche richieste. Questo implica un più attento dimensionamento della singola cella e dei sistemi di sicurezza connessi ad essa, avendo come diretta conseguenza un aumento dei costi nella produzione e nella commercializzazione. Ovviamente all'aumentare delle dimensioni dell'applicazione anche tutto il contorno tende ad aumentare, portando con sé vantaggi e svantaggi.

Per ultima cosa si può fare una distinzione tra energy storage con applicazione domestica e quella industriale, in quanto le proprietà considerate rilevanti nei due scenari sono diverse. Per la prima tipologia fondamentale è la densità energetica mentre per la seconda diventa rilevante la lunga vita, ricercata maggiore di 10 anni.

Per concludere la trattazione delle batterie a ioni di litio si può ricordare come negli ultimi anni sia stata una delle tecnologie più studiata e sono presenti numerosi articoli scientifici che mostrano come la ricerca dal punto di vista dei materiali per questa tecnologia sia molto attiva sottolineando però come quella utilizzata oggi sia ancora quella più vantaggiosa sia dal punto di vista delle prestazioni che per quanto riguarda il computo economico.

Per tutti i motivi sopracitati si comprende come tale tecnologia sia molto promettente ma allo stesso tempo ancora sotto un attento sviluppo per garantire elevate prestazioni e massima sicurezza. Nel capitolo seguente si cercherà di mettere in risalto le principali differenze tra le due tecnologie più diffuse sul mercato utilizzate per l'energy storage, per poi comprendere i motivi della scelta definitiva per l'applicazione al caso reale.

### 4.3 Confronto tra batterie piombo acido e batterie a ioni di litio

Come già detto le batterie al piombo acido e quelle al litio sono le più diffuse per le applicazioni di accumulo stazionario nella produzione di energia in quanto affidabili e con le caratteristiche ricercate. La scelta della tipologia però dipende strettamente dalla specifica applicazione. Le caratteristiche principali da tenere in considerazione per la scelta e il confronto tra le batterie sono: efficienza, vita, carica/scarica, performance e costo. In seguito si cercherà di confrontare le due tipologie di accumulo analizzando alcuni studi specifici.

Secondo la trattazione riportata nel "*Substation Battery Options: Present and Future*" [7], si ricorda come per le batterie a piombo acido, la tecnologia che si è maggiormente diffusa sul mercato è quella denominata VRLA, batteria regolata da valvola. Certamente uno dei motivi più importanti legati a tale diffusione è intrinseco alla tecnologia applicata che permette alla batteria di non richiedere un periodico controllo manuale del livello dell'acqua e di una periodica sostituzione, con conseguente assenza di personale specializzato per la manutenzione. D'altro canto però tale tecnologia necessita di numerosi controlli per mantenere alto il grado di affidabilità, a tal punto che la stessa IEEE raccomanda test periodici e specifici a tale scopo, anche se con l'avanzamento della tecnologia degli ultimi anni la sicurezza è certamente aumentata e di conseguenza il numero di test richiesti diminuiti.

Riprendendo lo studio proposto da H. Keshan, J. Thornburg e T. S. Ustun [5], in questo caso l'efficienza può essere definita come il rapporto tra l'energia di carica e quella di scarica. Secondo l'analisi proposta si può osservare come le batterie al litio mantengono un'efficienza circa costante e vicina al 100 % al variare del C-rate, mentre quelle al piombo mostrano un massimo solo del 75 % per poi decrescere fino al 50 % all'aumentare del C-rate. Di conseguenza noto tale aspetto, si può affermare che gli accumuli al piombo sono meno efficienti sotto questo punto di vista.

Per quanto riguarda la vita media delle batterie, intesa come cicli di carica/scarica, numerosi studi evidenziano come quelle al litio superino di un fattore pari a due 2 quelle al piombo in tutte le condizioni. Tuttavia il numero di cicli effettivo, e quindi la vita media, varia molto con le condizioni di scarica, infatti considerando un SOC pari al 50% le batterie

al litio possono operare circa 20-25 anni, mentre con un SOC pari a 100% la vita si riduce a 12-16 anni. Per quanto riguarda invece la tecnologia al piombo, come riportato anche nell'articolo *"Substation Battery Options: Present and Future"* [7], tali batterie rischiano di avere una vita molto limitata pari a 5/7 anni se considerate le peggiori condizioni.

Come già anticipato, le condizioni di carica/scarica dipendono molto dalla temperatura e dal C-rate. Le batterie al litio, non mostrano le drammatiche variazioni osservate per le batterie al piombo in funzione del valore scelto per C-rate, mostrando la possibilità di carica/scarica veloce mantenendo una elevata efficienza. Diverso discorso si deve fare invece per quanto riguarda l'influenza della temperatura. Infatti uno scenario più favorevole alle batterie al piombo acido è la risposta di tale tecnologia in caso di variazioni di temperatura. Secondo lo studio presentato da H. Keshan, J. Thornburg e T. S. Ustun [5], le batterie al piombo permettono di essere caricate in sicurezza anche ad una temperatura di -20°C, mentre quelle al litio non possono scendere sotto gli 0°C a causa della generazione di irreversibilità all'interno delle celle. Se la carica viene effettuata ripetutamente sotto la temperatura limite di 0°C la batteria non è più sicura causando problemi termici che potrebbero portare al danneggiamento irreversibile della batteria con possibili incendi a causa della presenza del litio. Lo stesso discorso vale considerando un surriscaldamento eccessivo. Particolare attenzione va prestata ai possibili pericoli in caso di mal funzionamento del circuito di sicurezza. Nel caso delle batterie al piombo, che sfruttano processi chimici più stabili di quelli negli accumuli al litio, non è richiesto un elevato sistema di sicurezza per limitare le dissipazioni termiche.

Un altro tema delicato per la scelta della tipologia di accumulo è certamente il costo di investimento. Spesso le batterie al litio vengono scartate a causa del loro elevato costo rispetto alle batterie al piombo, ma se si considera l'energia accumulata e l'aspettativa di vita si nota come le batterie al litio siano in realtà più convenienti. Certamente negli ultimi anni con la diffusione sempre maggiore degli accumulatori al litio il prezzo di tale tecnologia si è ridotto aumentando ancora di più la loro competitività.

Tuttavia questo argomento merita ulteriore approfondimento che definiremo seguendo lo studio *"Substation Battery Options: Present and Future"* [7], nel quale si tratta brevemente anche il tema economico. Subito si deve chiarire come tale analisi non è facile e deve essere considerata con cautela in quanto il costo iniziale di investimento

dipende da numerosi fattori tecnologici ma anche prestazionali. Infatti se si considera la tecnologia VRLA, si può dire che essa ha un costo di investimento relativamente basso ma considerando la vita media e la non elevata affidabilità, si nota come può essere molto più costosa rispetto ad altre a causa dei diversi costi di gestione. Per questo motivo spesso può essere fuorviante la sola analisi economica se non si considera anche il "contorno". L'approccio corretto per questa analisi quindi diventa lo studio economico considerando l'intero ciclo di vita, in modo tale da considerare l'investimento, la possibile sostituzione, costi di manutenzione e la gestione generale compresi i costi per eventuali test prestazionali e lo smaltimento. Come è facilmente intuibile però definire a priori tutti i costi sopracitati non è un facile lavoro, di conseguenza non è sempre immediato il confronto tra le tecnologie seguendo questa via.

I motivi principali per l'ottima diffusione delle batterie al litio nel mercato mondiale rispetto alle altre tecnologie esistenti sono anche visibili nella Figura 24, nella quale è mostrato come tali batterie abbiano qualità interessanti rispetto alle altre occupando una notevole zona, ma tenendo sempre presente come nella definizione di batterie al litio in realtà si comprendano diverse tipologie.

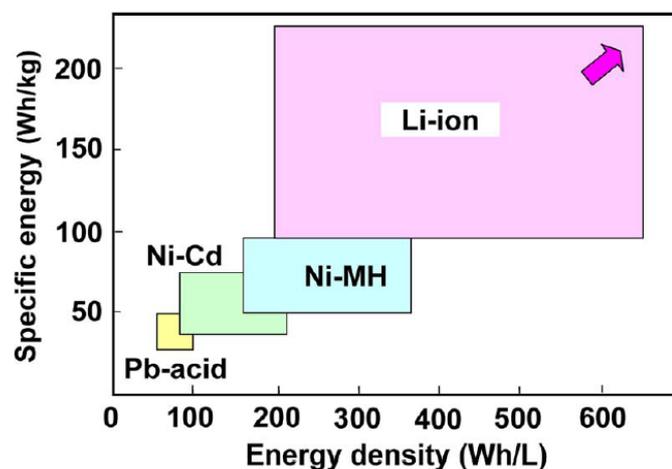


Figura 24: distribuzione tecnologie batterie

In conclusione, dopo aver mostrato alcune differenze tra le due tecnologie di accumulo elettrochimico si può affermare che efficienza e C-rate sono nettamente a favore della tecnologia a ioni di litio. Per quanto riguarda invece il tema del costo si deve fare particolare attenzione in base al tipo di investimento che si pensa di effettuare. Alla luce di questa rapida presentazione delle due principali tipologie di accumulo elettrico e

considerando il trend mondiale nell'utilizzo delle batterie per lo storage, si può affermare che la tecnologia più adatta per il nostro caso reale sia quella a ioni di litio.

## 5. Inquadramento normativo

Per incentivare e regolamentare la diffusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, negli ultimi anni le autorità hanno previsto l'inserimento di alcune normative. Tali direttive propongono configurazioni vantaggiose per ottenere guadagni dal punto di vista economico, senza passare tramite i classici metodi di incentivazione.

Per far chiarezza si riprende il "Testo Integrato delle Disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per la Regolazione dei Sistemi di Produzione e Consumo - allegato A" [2], nel quale sono presenti le definizioni delle diverse configurazioni previste. In generale, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) definisce Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC), un sistema elettrico connesso alla rete pubblica, caratterizzato da un impianto di energia elettrica e da un consumatore direttamente collegati tra loro, nell'ambito dei quali il trasporto di energia elettrica non si configura come attività di trasmissione o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento elettrico.

A questo punto è possibile analizzare nel dettaglio le diverse tipologie di impianti raggruppate sotto la definizione di SSPC. Per prima cosa si deve fare la distinzione tra i Consorzi e Cooperative storici dotati di rete propria e gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC).

La categoria più importante in questo caso è la seconda, la quale può essere ancora divisa in ulteriori sottocategorie. Troviamo SSP-A, -B per comprendere sistemi in regime di Scambio sul Posto di tipo A o B, i SEU definiti come Sistemi Efficienti di Utenza, SESEU-A, -B, -C e -D intesi come Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza di tipo A, B, C o D, ASAP per comprendere Altri Sistemi di Auto Produzione ed infine ASE, Altri Sistemi Esistenti.

Per il caso studio in questione conviene analizzare più nel dettaglio le prime due tipologie, in quanto si sta studiando un impianto di nuova realizzazione e non uno già esistente. Il GSE considera come SSP-A i sistemi configurabili in regime Scambio sul Posto caratterizzati dalla sola presenza di impianti di produzione da fonti rinnovabili con una

potenza installata inferiore a 20 kW. I sistemi regolati da Scambio sul Posto non rientranti nella categoria precedente sono invece classificati come SSP-B.

Per maggiore chiarezza si riprendono le norme presentate dal GSE nel testo *"Servizio di scambio sul posto -regole tecniche"* [8]. In tale documento vengono precisate tutte le informazioni tecniche e normative per poter applicare ad un impianto alimentato da fonti rinnovabili, un contratto del tipo Scambio sul Posto. Per definizione, questa procedura è una particolare forma di autoconsumo in loco che permette di immettere in rete energia prodotta dall'impianto per poi consumarla in un momento diverso prelevandola; in questo modo la stessa rete diventa il sistema di accumulo per l'energia prodotta. Condizione necessaria affinché si possa applicare tale soluzione è che sia presente un'utenza collegata tramite un solo punto di connessione alla rete. Alcune limitazioni sono state imposte per quanto riguarda la potenza dell'impianto in esame, infatti possono usufruire di tale accordo impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio in data precedente al 31/12/2007 con potenza inferiore ai 20 kW, impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio in data precedente al 31/12/2014 con potenza inferiore ai 200 kW, impianti cogenerativi ad alto rendimento con potenza inferiore a 200 kW ed infine altri impianti definiti come ASSPC con potenza non superiore ai 500 kW.

Nel 2013 è stata approvata la delibera 578/2013/R/eel [2], nella quale viene regolamentata la gestione dei Sistemi Efficienti di Utente (SEU). Per tale categoria si deve fare una principale distinzione in funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto. La definizione principale rimane simile nei due casi, vengono considerati SEU i sistemi realizzati all'interno di un'area di proprietà del medesimo cliente ed utilizzata dal produttore per il relativo impianto. Tale impianto può essere alimentato da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestito da un produttore eventualmente diverso dal cliente, ma rimanendo collegato ad una sola unità di consumo. Tuttavia per gli impianti precedenti all'1 febbraio 2016 all'interno della delibera nazionale è presente una limitazione della potenza installata pari a 20 MW, mentre per quelli successivi a tale data non è prevista alcuna limitazione.

Come presentato dal GSE nel documento *"Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) - Guida operativa"* [9], si deve precisare però come i due scenari presentati possono essere comunque collegabili l'uno con l'altro. Ovvero un sistema SEU può essere configurato con la formula Scambio sul Posto qualora l'impianto rispetti tutti i requisiti previsti dalla legge.

Nel documento presentato dal GSE *"Modalità operative per il riconoscimento dei costi sostenuti dal GSE per le attività di gestione, verifica e controllo relative ai meccanismi di incentivazione e sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica"* [10], vengono riassunte le principali regole economiche legate al contratto Scambio Sul Posto. Si deve ricordare come il produttore debba pagare una quota annua, divisa in parte fissa e parte variabile, più un prezzo per ogni punto di connessione tra impianto e rete pubblica per usufruire di tale servizio. Riassumendo di seguito la quota imposta al produttore in funzione della potenza installata si può scrivere:

<b>Potenza impianto [kW]</b>	<b>Corrispettivo fisso [€/anno]</b>	<b>Corrispettivo variabile [€/kW]</b>
<b>&lt; 3</b>	0	0
<b>3 &lt; P &lt; 20</b>	30	0
<b>20 &lt; P &lt; 500</b>	30	1

**Tabella 1: imposta Scambio sul Posto**

Tuttavia leggendo attentamente le normative in ambito energetico, si trovano numerose formule che permettono uno scambio vantaggioso con la rete pubblica dell'energia elettrica prodotta da un impianto. Una delle tipologie sviluppata negli ultimi anni è quella definita Ritiro Dedicato, compatibile anch'essa con una configurazione SEU.

Per comprendere meglio la configurazione Ritiro Dedicato si può far riferimento al documento del GSE *"Ritiro Dedicato dell'energia elettrica - Conguaglio a Prezzi Minimi Garantiti - Tariffa Onnicomprensiva - Modalità e condizioni tecnico-operative - Disposizioni Tecniche di Funzionamento"* [11] che riassume gli aspetti principali. Più precisamente la configurazione Ritiro Dedicato, in vigore dal 2008, prevede la possibilità di cedere al GSE, vendendo ad un determinato prezzo per kWh, l'energia elettrica immessa nella rete pubblica. Un impianto alimentato da fonti rinnovabili può rientrare in tale contratto senza limitazioni per quanto riguarda la potenza installata.

Come detto, seguendo tale procedura, è possibile ottenere ricavi economici vendendo l'energia elettrica alla rete pubblica. Tuttavia per aderire a tale convenzione, il produttore dovrà pagare al GSE una tariffa annua per la copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo che sarà in funzione della potenza dell'impianto e della fonte di alimentazione. Tale tariffa è riassunta nel testo del GSE già presentato in precedenza [11] e riassunto qui di seguito:

	Potenza impianto [kW]			Massimale [€/anno]
	1 < P < 20	20 < P < 200	P > 200	
	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	
<b>Solare</b>	0,7	0,65	0,6	10.000
<b>Eolico</b>	0,9	0,8	0,7	10.000
<b>Idraulica</b>	1,1	0,9	0,8	10.000
<b>Altro</b>	1,2	1	0,9	10.000

Tabella 2: tariffe Ritiro Dedicato

Per quanto riguarda invece il prezzo che il produttore può chiedere per vendere la propria energia elettrica, si devono seguire altri parametri. Le tariffe variano in funzione degli incentivi previsti per determinati impianti, in particolare se l'impianto è alimentato da fonte rinnovabile, non incentivato, di potenza fino a 1 MW oppure fotovoltaico, incentivato, di potenza fino a 100 kW, o idroelettrico, incentivato, di potenza efficiente fino a 500 kW, il produttore può chiedere la tariffa denominata Prezzi Minimi Garantiti (PMG), definita annualmente dalle autorità.

Per gli altri casi, ovvero se l'impianto è a fonte rinnovabile, incentivato, di potenza fino a 1 MW, oppure a fonte rinnovabile, incentivato e non, di potenza superiore a 1 MW, il prezzo che può essere richiesto è quello del Prezzo Zonale Orario (PZO).

Di seguito si cerca di definire più nel dettaglio le due tariffe previste. Per quanto riguarda la prima tipologia, Prezzi Minimi Garantiti, si ricorda che essa viene fissata dalle autorità ogni gennaio ed è valido per l'intero anno. Il nuovo prezzo sarà diverso per ogni fonte di alimentazione dell'impianto e sarà in funzione del prezzo dell'anno precedente, del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat (FOI) e dalla potenza dell'impianto. Riprendendo il comunicato presentato

dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente [12], di seguito si riassumono in tabella i prezzi previsti per l'anno 2018 considerando un valore per il FOI pari a 1,1 %:

Fonte	Energia elettrica annua ritirata [kWh]	PMG 2018 [€/kWh]	PMG 2017 [€/kWh]
<b>Biogas da fermentatori anaerobici</b>	< 2.000.000	$PMG_{17} * (1 + FOI/100)$	93,3
<b>Biogas da discarica</b>	< 1.500.000	$PMG_{17} * (1 + FOI/100)$	49,5
<b>Eolico</b>	< 1.500.000	$PMG_{17} * (1 + FOI/100)$	49,5
<b>Solare fotovoltaico</b>	< 1.500.000	$PMG_{17} * (1 + FOI/100)$	39,4
<b>Idraulica</b>	< 250.000	$(PMG_{17} - 25) * (1 + FOI/100) + 25$	154,7
	250.000 < E < 50.0000	$(PMG_{17} - 25) * (1 + FOI/100) + 25$	106,3
	500.000 < E < 1.000.000	$(PMG_{17} - 25) * (1 + FOI/100) + 25$	67,1
	1.000.000 < E < 1.500.000	$(PMG_{17} - 25) * (1 + FOI/100) + 25$	58,1
<b>Geotermica</b>	< 1.500.000	$PMG_{17} * (1 + FOI/100)$	51,7
<b>Altre fonti</b>	< 1.500.000	$PMG_{17} * (1 + FOI/100)$	39,4

Tabella 3: Prezzo Minimo Garantito 2018

Per quanto riguarda invece la seconda possibilità di contratto economico, Prezzo Zonale Orario, esso si può definire generalmente come il prezzo presente sul mercato elettrico variabile in funzione dell'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto. Per comprendere meglio l'andamento di questo prezzo si deve fare riferimento ai dati riportati dal Gestore dei Mercati Energetici (GME); tuttavia non è una semplice trattazione in quanto tale prezzo varia di ora in ora in funzione della borsa dell'energia. Essendo un valore così variabile, seguire un'analisi puntuale diventa difficile, per questo motivo si è scelto di seguire il documento presentato dal GSE [13] in cui vengono analizzati i valori medi mensili.

Per prima cosa si deve chiarire la separazione territoriale per applicare il corretto prezzo all'impianto in analisi. Secondo il GME si intende zona Nord quella che comprende le regioni Valle D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna. Con Centro Nord si raggruppano Toscana, Umbria e Marche.

Nella zona Centro Sud faranno parte Lazio, Abruzzo e Campania. Con Zona Sud si intende Molise, Puglia, Basilicata e Calabria. Infine si separano dal resto Sicilia e Sardegna.

Seconda distinzione da considerare è quella relativa all'orario in cui viene immessa l'energia elettrica in rete. Secondo il mercato elettrico nazionale, le giornate vengono divise in 3 fasce orarie, F1, F2 ed F3. Nel dettaglio F1 considera le ore di punta dal lunedì al venerdì dalle 8,00 alle 19,00 escluse le festività nazionali, F2 contiene i consumi delle ore intermedie cioè dal lunedì al venerdì dalle 7,00 alle 8,00 e dalle 19,00 alle 23,00, più il sabato dalle 7,00 alle 23,00 escluse le festività nazionali, F3 mostra i consumi dal lunedì al sabato dalle 23,00 alle 7,00, la domenica e i festivi tutta la giornata.

In funzione di tali fasce e della zona territoriale di competenza il prezzo dell'energia elettrica varierà. Se si vuole seguire la trattazione presentata dal GSE analizzando i valori medi mensili si può far riferimento al documento *"Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato"* [13]. Di seguito si riassumono i valori noti analizzati dal GSE per l'anno 2018:

Fascia oraria - F1 [€/MWh]												
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
<b>Centro Nord</b>	53,17	63,25	58,8	50,83	57,84	61,99	66,15	68,26				
<b>Centro Sud</b>	51,65	62,72	56,41	50,84	57,85	61,18	63,88	67,47				
<b>Nord</b>	53,36	65,93	60,23	50,88	57,93	61,91	66,21	68,26				
<b>Sardegna</b>	48,77	63,33	56,59	50,87	55,47	58,15	63,79	67,9				
<b>Sicilia</b>	62,46	62,06	49,76	52,78	66,31	61,01	73,3	82,36				
<b>Sud</b>	50,42	56,79	47,87	50,1	57,97	60,92	63,29	66,98				

Tabella 4 : F1 Prezzi Zonali medi mensili 2018

Fascia oraria - F2 [€/MWh]												
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
<b>Centro Nord</b>	50,34	58,25	57,52	48,38	53,98	51,93	58,32	61,79				
<b>Centro Sud</b>	49,81	56,03	56,56	49,01	54,54	53,15	59,61	64,15				
<b>Nord</b>	50,16	57,76	58,07	48,66	53,34	51,5	58,55	62,14				
<b>Sardegna</b>	48,06	54,05	50,96	45,13	51,26	49	58,42	63,38				
<b>Sicilia</b>	69,12	70,34	59,4	53,88	65,78	59,16	77,74	92,17				
<b>Sud</b>	49,67	55,46	53,15	47,85	53,25	51,97	59,03	63,69				

Tabella 5: F2 Prezzi Zonali medi mensili 2018

Fascia oraria - F3 [€/MWh]												
	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
<b>Centro Nord</b>	42,55	46,66	46,37	35,75	41,12	47,13	50,19	95,72				
<b>Centro Sud</b>	42,33	46,86	44,44	36,48	41,9	51,18	52,3	60,37				
<b>Nord</b>	42,34	46,28	48,03	37,34	41,05	46,43	50,66	59,7				
<b>Sardegna</b>	44,43	45,83	42,62	32,17	39,56	48,58	50,54	58,61				
<b>Sicilia</b>	44,6	44,75	40,63	37,64	47,1	51,66	65,91	70,66				
<b>Sud</b>	42,26	45,62	41,48	33,53	39,9	50,45	49,65	57,29				

**Tabella 6: F3 Prezzi Zonali medi mensili 2018**

Come è evidente dalle tabelle mostrate precedentemente, il prezzo varia col mercato elettrico mostrando valori maggiori durante le ore considerate nella fascia oraria F1, mentre i valori minori si rilevano per la fascia F3. Oltre ad una variazione oraria è visibile anche un andamento diverso mese per mese dovuto alla variabilità della borsa elettrica.

A questo punto è chiaro come le possibili configurazioni tra un impianto alimentato da fonti rinnovabili e rete siano numerose. Nei capitoli successivi, quando si tratterà più nel dettaglio il caso studio in esame e si studierà l'analisi economica complessiva, sarà fondamentale avere ben chiari gli argomenti presentati in questo capitolo. Successivamente si cercherà di confrontare diversi scenari in base alla convenienza tecnica economica.

## **6. Studio di fattibilità di un impianto fotovoltaico connesso ad un accumulo elettrochimico**

Dopo aver analizzato nel dettaglio le normative italiane, descritto la tecnologia del fotovoltaico ed introdotto l'accumulo elettrochimico, si è giunti al fulcro di questo studio. Tenendo a mente tutto ciò, si è cercato di applicare le conoscenze apprese ad un progetto reale, affidatomi dall'azienda Asja Ambiente Italia Spa presso la quale ho svolto il mio lavoro di tesi. Precisamente un'azienda fortemente energivora, con sede a Catania, ha richiesto all'azienda Asja Ambiente Italia Spa il dimensionamento di un impianto per essere il più possibile energeticamente indipendente dalla rete pubblica ed avere un interessante vantaggio economico.

Per prima cosa si è cercato di inquadrare dal punto di vista normativo e legale la configurazione che si è proposta per questo caso specifico. Successivamente si è analizzato l'attuale consumo elettrico di questa azienda per il corretto dimensionamento e per la scelta della tecnologia da utilizzare, in modo tale da poter effettuare una puntuale analisi economica noto l'investimento iniziale.

### **6.1 Inquadramento generale**

La configurazione del sistema che si vuole attuare in questo caso specifico rientra nelle norme vigenti come SEU. In particolare si prevede la costruzione di un impianto fotovoltaico con accumulo elettrochimico, per soddisfare la maggior parte del fabbisogno dell'utenza, ed un collegamento alla rete pubblica per coprire la restante quota richiesta. La soluzione scelta da Asja Ambiente Italia Spa è dettata dal reale consumo elettrico dell'utente.

Come si mostrerà più nel dettaglio successivamente, questa azienda ha un consumo maggiore durante la notte, periodo durante il quale l'impianto non può produrre energia elettrica per mancanza di radiazione solare. Il motivo alla base della scelta di

sovradimensionare l'impianto fotovoltaico ed accumulare una parte dell'energia elettrica prodotta, è presente all'interno di questa considerazione iniziale.

Bisogna prestare attenzione anche ad un secondo aspetto normativo/legale. In questo caso specifico l'investimento dell'impianto di produzione di energia elettrica e il rispettivo accumulo saranno a carico di Asja Ambiente Spa che lo gestirà per l'intera vita e venderà l'energia elettrica prodotta all'utente. Proprio per questo aspetto le due aziende dovranno firmare un dettagliato contratto al fine di garantire reciprocamente determinati vincoli. Nella stesura di tale contratto Asja Ambiente Italia Spa si impegna a fornire energia elettrica sempre allo stesso prezzo competitivo proposto e stabilito inizialmente con l'utente, d'altro canto il cliente deve garantire un consumo coerente con quello studiato durante il dimensionamento per non creare squilibri tecnici ed economici all'impianto di produzione.

Proprio per le particolarità di questo progetto, si deve aggiungere ancora una parte importante nel contratto tra le due aziende. Poiché l'impianto di produzione di energia elettrica rimarrà di proprietà di Asja Ambiente Italia Spa ma sarà costruito sul terreno di proprietà dell'utenza, si deve aggiungere un contratto di diritto di superficie in cui vengono definiti i termini di concessione della generica area destinata alla costruzione e gestione dell'impianto.

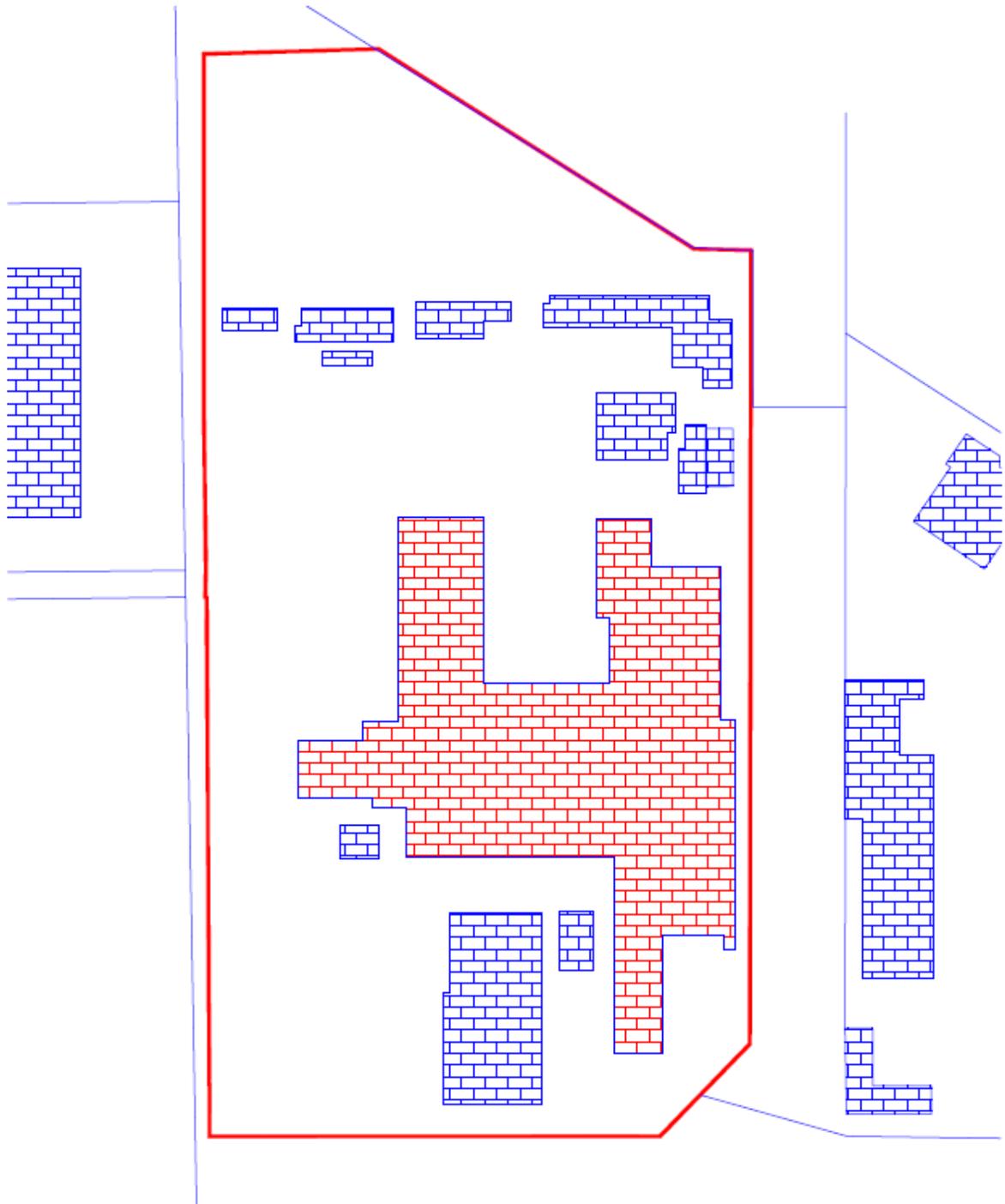


Figura 25: descrizione proprietà utenza

Nella Figura 25 è mostrata l'area di proprietà del cliente nella quale potrà essere costruito l'impianto in esame. Nei capitoli successivi si descriveranno nel dettaglio i motivi della scelta dell'ubicazione precisa di tale progetto.

## 6.2 Configurazioni possibili per l'installazione dei sistemi di accumulo

Seguendo le normative pubblicate dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), si nota come esse spieghino nel dettaglio ogni aspetto tecnico per l'installazione dei nuovi sistemi di produzione di energia elettrica senza andar ad interferire con la rete elettrica pubblica già esistente. Nel caso specifico di questo studio si deve far riferimento alla normativa italiana *“CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”* [14]. All'interno di questo testo si trovano, nella prima parte, le generali definizioni elettriche, poi la descrizione delle caratteristiche degli utenti e le loro classificazioni, per poi concludere con lo studio delle connessioni alla rete di alta e media tensione.

Le medesime direttive sono riassunte, riordinate ed applicate nell'ambito delle fonti rinnovabili nel *“regole tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema nazionale”* presentato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [15]. Anche se l'iter burocratico descritto in tale normativa non è più previsto per legge, in questo testo sono rilevanti i paragrafi in cui vengono presentate le possibili configurazioni per l'istallazione dei sistemi di accumulo.

Riassumendo brevemente alcune definizioni importanti in questo ambito, possiamo distinguere varie configurazioni in base alla posizione in cui viene installato il sistema di accumulo. Si indica come sistema di accumulo lato produzione, un sistema di accumulo installato nel circuito elettrico in corrente continua, o in corrente alternata, nella sezione compresa tra l'impianto di produzione e il misuratore di energia elettrica prodotta. Si può definire invece sistema di accumulo post produzione un accumulo istallato nella sezione compresa tra il misuratore di energia elettrica prodotta e il misuratore di energia elettrica prelevata (Figura 26). Una seconda classificazione deve essere effettuata in funzione della direzione di assorbimento da parte dell'accumulo. In particolare si avrà un sistema di accumulo bidirezionale (Figura 27) se l'accumulo può assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione che dalla rete pubblica; oppure sarà un sistema di accumulo monodirezionale (Figura 28) se esso permette solamente l'assorbimento di energia elettrica dall'impianto di produzione. In entrambi i casi sarà possibile collegare il sistema

di accumulo con l'impianto fotovoltaico in lato corrente continua, se lo storage è di piccole dimensioni, altrimenti sarà necessario un collegamento in corrente alternata.

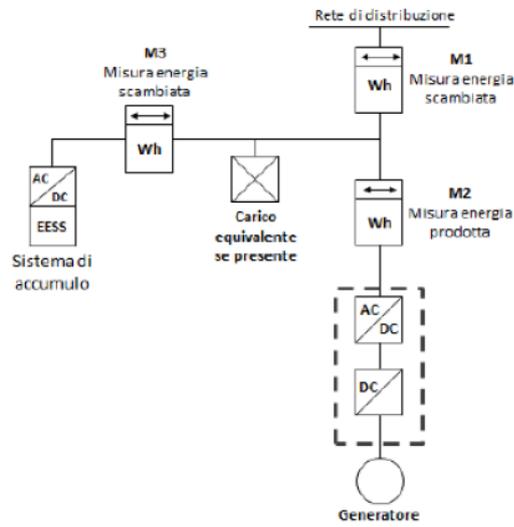


Figura 26: sistema di accumulo post produzione bidirezionale

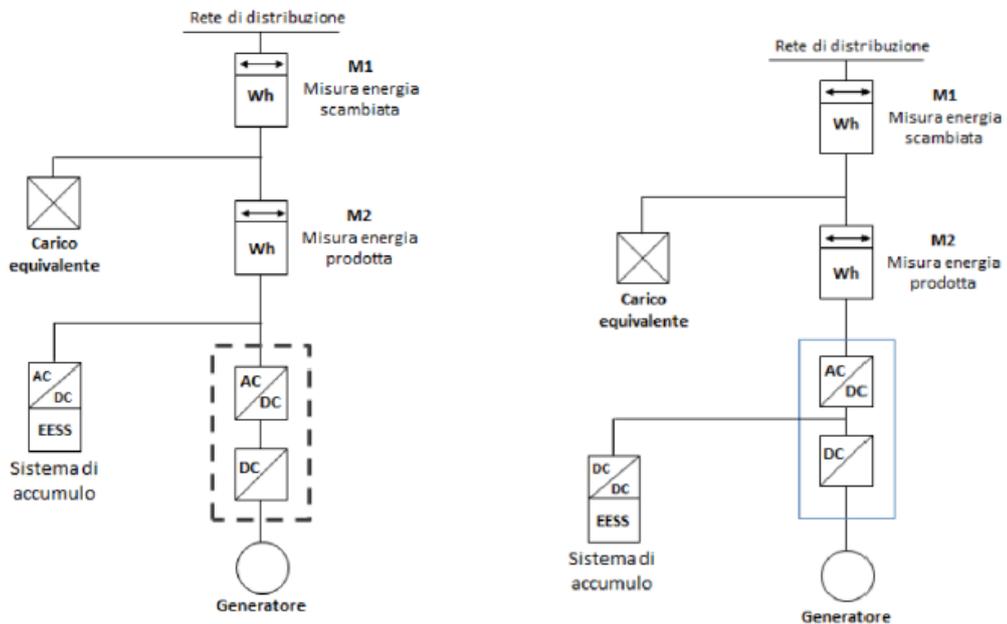


Figura 27: sistema di accumulo lato produzione bidirezionale integrato in AC (sinistra) integrato in DC (destra)

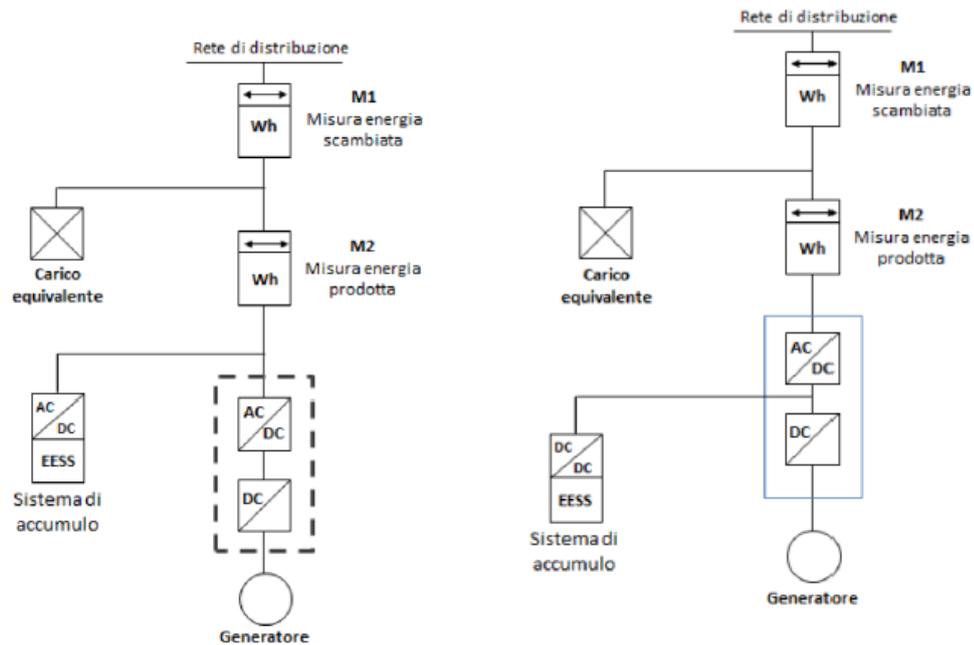


Figura 28: sistema di accumulo lato produzione monodirezionale integrato in AC (sinistra) integrato in DC (destra)

### 6.3 Funzionamento dell'accumulo elettrochimico

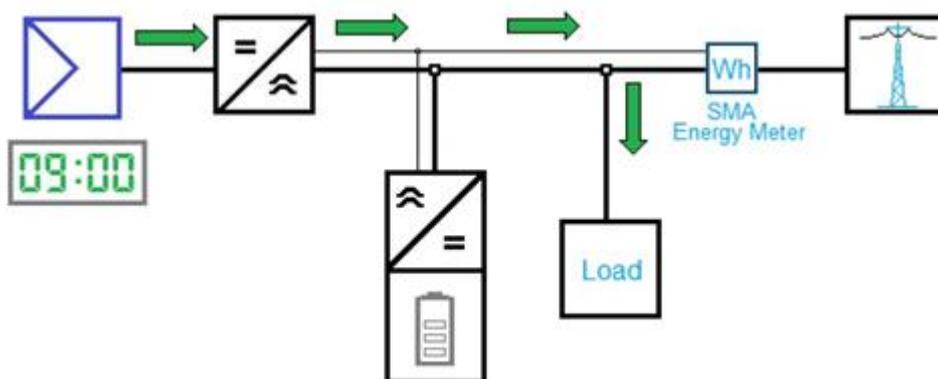
Dopo aver descritto le varie configurazioni per connettere un sistema di accumulo ad un impianto fotovoltaico, si descrive qui di seguito come dovrebbe funzionare un generico complesso tecnologico di questo tipo.

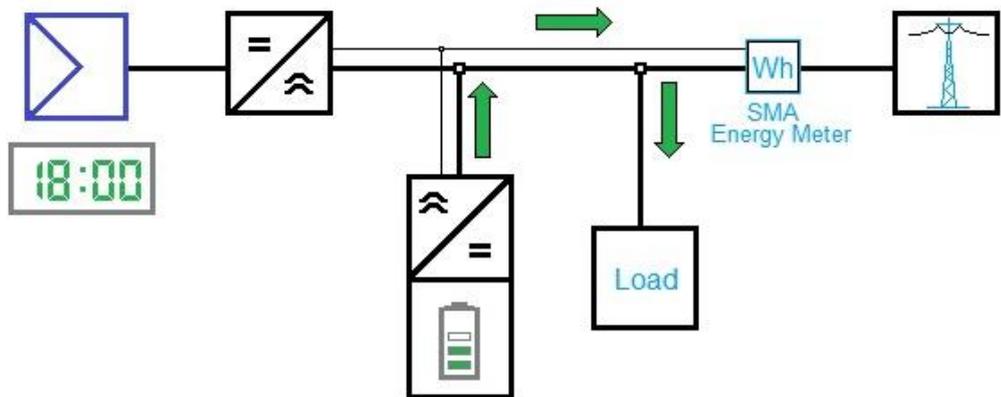
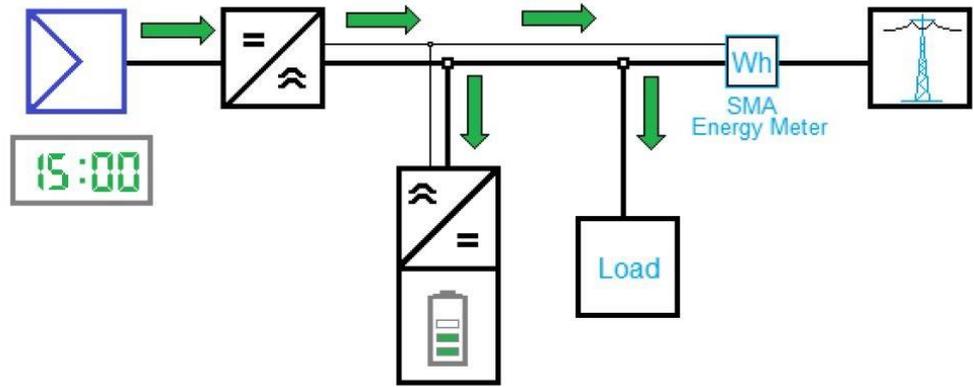
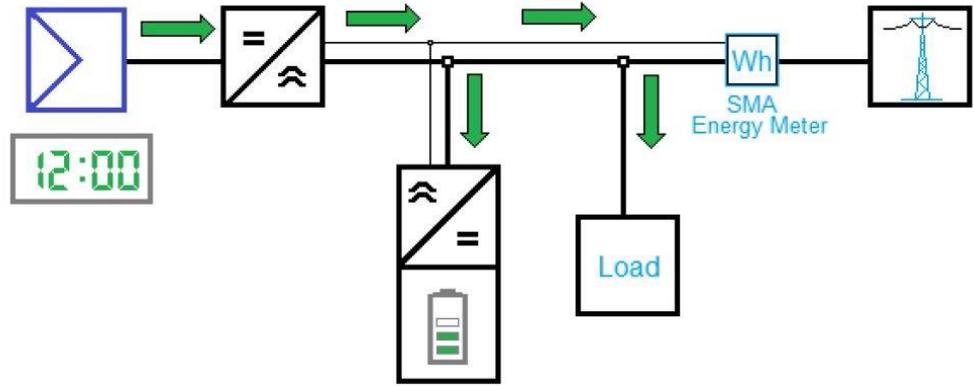
E' noto come un impianto fotovoltaico possa produrre solamente in presenza di radiazione solare incidente su di esso per motivi dovuti alla sua tecnologia già descritta precedentemente. Essendo una produzione instabile a causa delle numerose variabili che possono influenzare tale generazione, in un sistema configurato come quello ipotizzato in questo caso, si deve garantire la precedenza alla fornitura proveniente dall'impianto fotovoltaico ogni volta che esso riesce a produrre energia elettrica, in modo tale da ridurre la richiesta dalla rete elettrica. Particolare attenzione va prestata nei momenti di massima produzione del campo fotovoltaico, grazie al quale si riesce a coprire totalmente il carico richiesto dall'utenza e ad avere una quantità disponibile per l'accumulo. Questa fase può durare diverse ore in base alla quantità di radiazione incidente e al consumo aziendale. Nel momento in cui l'impianto fotovoltaico non è più in grado di fornire

completamente l'energia richiesta dall'utenza, si deve far in modo che tale energia elettrica venga fornita tramite l'accumulo, precedentemente caricato, fino ad esaurimento. Solo al termine di questa riserva allora sarà necessario l'intervento della rete pubblica. Seguendo questo procedimento si avrà la garanzia di aver sfruttato al massimo le potenzialità di un sistema progettato in tale modo e di rispettare i vincoli legislativi.

Per poter garantire questo funzionamento al variare del rapporto produzione/consumo l'impianto deve essere dotato di un sistema in grado di gestire le tre risorse in relazione alle necessità dell'impianto. Questo sistema è basato su algoritmi che descrivono la logica di funzionamento della distribuzione di corrente elettrica. Attraverso tale sistema sarà possibile utilizzare direttamente l'impianto fotovoltaico, accumulare energia all'interno dello storage, prelevare dall'accumulo oppure utilizzare la rete. Tutto questo è possibile grazie ad un più generale sistema di controllo che non solo analizza la produzione, ma anche lo stesso consumo in modo tale da inviare i corretti segnali al sistema di gestione che definisce la logica di funzionamento. Per concludere si deve equipaggiare l'impianto con appositi contatori elettrici, i quali misureranno la quantità di energia utilizzata direttamente dall'impianto fotovoltaico, o dall'accumulo, e quella prelevata dalla rete in modo tale da garantire un corretto monitoraggio.

Per comprendere meglio tale funzionamento si riporta di seguito un semplice schema (Figura 29), presente all'interno del *"Progettazione di sistemi di accumulo e di gestione e di controllo integrati in impianti fotovoltaici per usi residenziali e commerciali"* [16], che rappresenta la gestione delle tre sorgenti energetiche in funzione delle ore giornaliere e della richiesta dell'utenza.





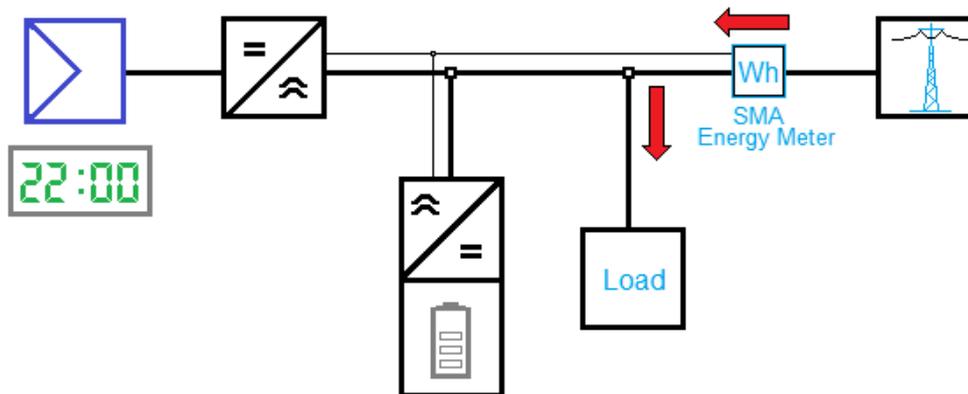


Figura 29: rappresentazione funzionamento impianto

## 6.4 Analisi dei consumi elettrici di un'utenza con sede a Catania

Per poter dimensionare in maniera corretta un qualsiasi tipo di impianto, al fine di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica di una determinata utenza, il primo passaggio da effettuare è quello relativo allo studio dettagliato del consumo reale di tale utenza.

In questo caso si è potuto studiare il consumo tramite la conoscenza delle bollette elettriche e della curva di carico di un giorno lavorativo. Il problema principale di questa fase è stato proprio quello della comprensione del reale consumo noti questi due punti di partenza. Sapendo che questa azienda lavora su tre turni, 24 ore, con un carico quasi uguale in tutti i giorni della settimana, si è potuto studiare un giorno tipo come buona approssimazione del reale consumo. Si ricorda che i valori delle bollette elettriche sono considerati come somma dei consumi suddivisi in fasce orarie, F1 F2 F3, mentre la curva di carico specifica il consumo orario giornaliero. Purtroppo con la conoscenza di una sola curva di carico non è immediata la comprensione del reale consumo elettrico. Si devono analizzare più nel dettaglio le informazioni note per far combaciare nel modo corretto i dati. Come detto, nelle bollette vengono riportati i valori suddivisi in fasce: F1 considera le ore di punta dal lunedì al venerdì dalle 8,00 alle 19,00 escluse le festività nazionali, F2 contiene i consumi delle ore intermedie cioè dal lunedì al venerdì dalle 7,00 alle 8,00 e dalle 19,00 alle 23,00, più il sabato dalle 7,00 alle 23,00 escluse le festività nazionali, F3 mostra i consumi dal lunedì al sabato dalle 23,00 alle 7,00, la domenica e i festivi tutta la giornata. Si comprende facilmente come il primo passaggio da effettuare sia stato quello

di scorporare il consumo noto dalle bollette elettriche, per ottenere le curve di carico relative ai diversi mesi dell'anno. Nella seguente Tabella 7 sono riportati i valori noti dalle bollette dell'anno 2017, avendo scelto questo come periodo di riferimento per il dimensionamento del futuro impianto.

<b>Consumi 2017 [kWh]</b>				
	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>	<b>totale</b>
<b>gennaio</b>	71.112,00	63.693,00	144.240,00	279.045,00
<b>febbraio</b>	64.231,00	58.501,00	121.323,00	244.055,00
<b>marzo</b>	69.847,00	59.454,00	123.058,00	252.359,00
<b>aprile</b>	46.356,00	43.190,00	118.361,00	207.907,00
<b>maggio</b>	56.008,00	43.094,00	111.311,00	210.413,00
<b>giugno</b>	76.900,00	61.709,00	140.111,00	278.720,00
<b>luglio</b>	91.197,00	77.343,00	150.881,00	319.421,00
<b>agosto</b>	102.354,00	79.661,00	160.533,00	342.548,00
<b>settembre</b>	75.402,00	66.532,00	139.027,00	280.961,00
<b>ottobre</b>	66.896,00	50.674,00	115.010,00	232.580,00
<b>novembre</b>	66.359,00	52.662,00	115.422,00	234.443,00
<b>dicembre</b>	72.951,00	73.025,00	160.134,00	306.110,00
<b>Totale</b>	<b>859.613,00</b>	<b>729.538,00</b>	<b>1.599.411,00</b>	<b>3.188.562,00</b>

**Tabella7: consumi elettrici da bollette anno 2017**

Riassumendo i valori noti dalle bollette si ottiene il seguente grafico che mostra la distribuzione dei consumi elettrici nei diversi mesi.

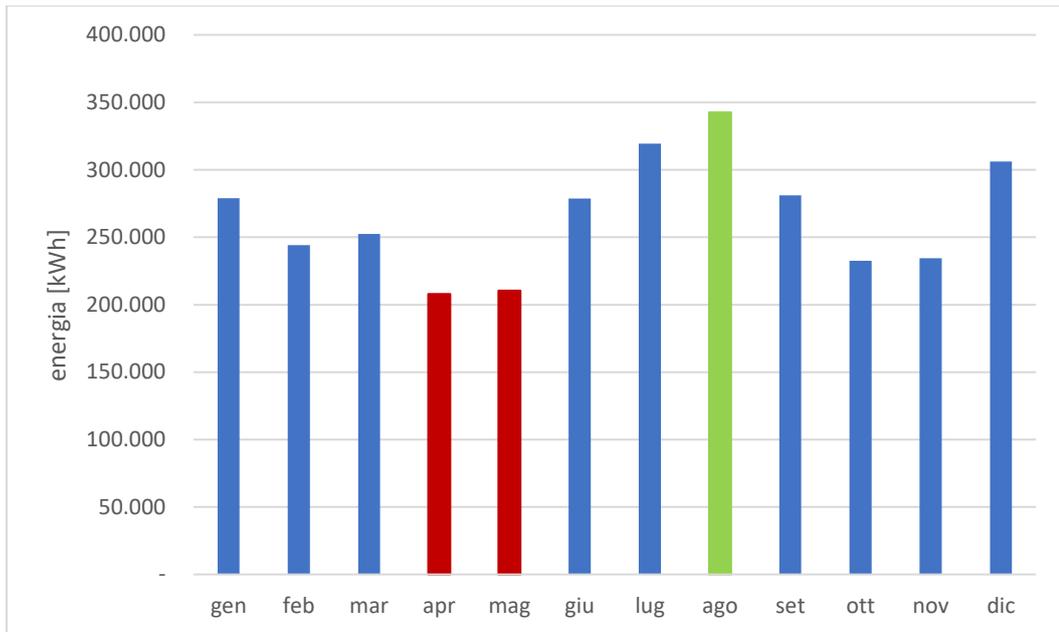


Grafico 1: consumi elettrici mensili

Subito si osserva come il consumo elettrico dell'utenza sia variabile mese per mese avendo il suo massimo in agosto e il minimo in aprile e maggio. Successivamente, estendendo la curva di carico del giorno di riferimento per tutti i mesi, si ottiene il Grafico 2 riportato di seguito.

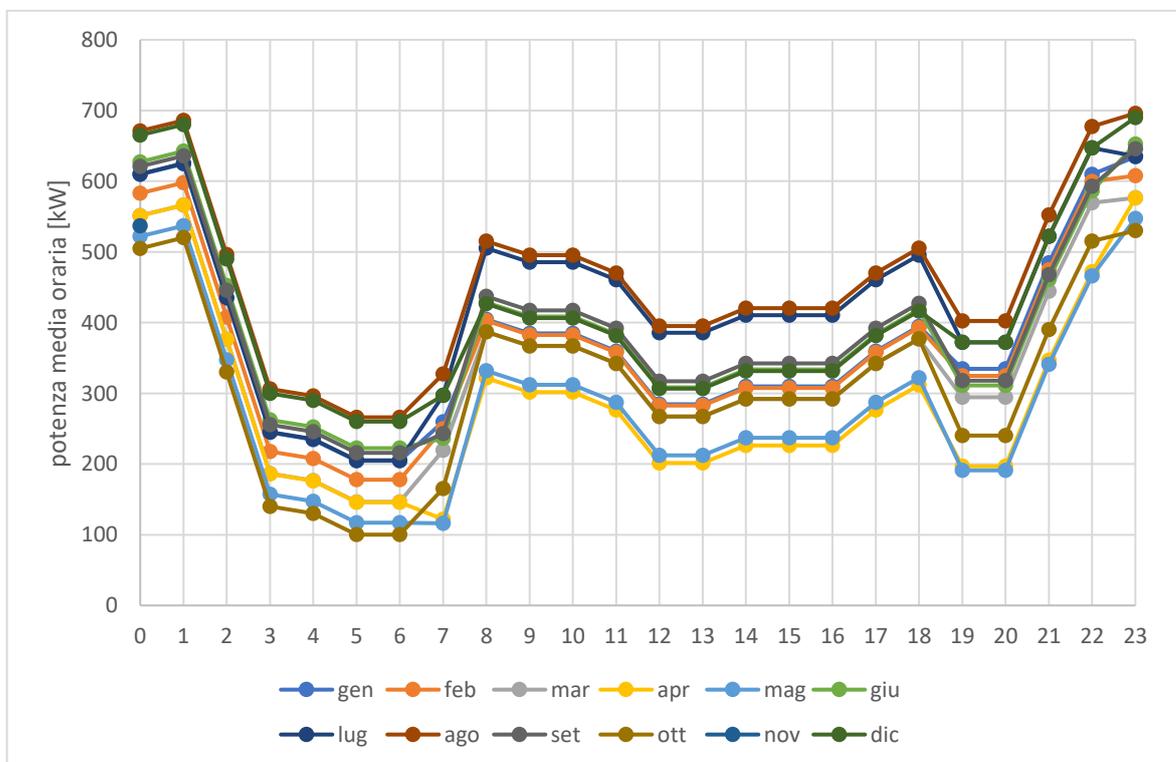
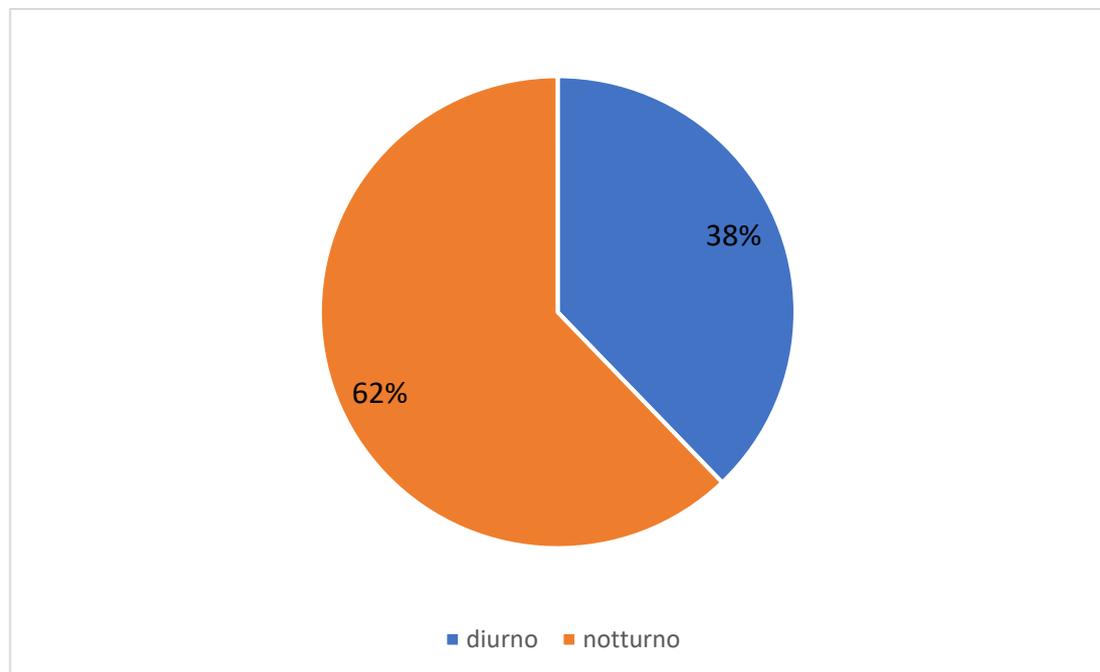


Grafico 2: curve di carico mensile giornaliera

Nonostante il medesimo andamento delle curve, si nota un diverso consumo mensile in accordo con il grafico precedente, ribadendo il massimo nel mese di agosto e il minimo in aprile e maggio. Tali curve sono molto importanti per dimensionare in maniera corretta il futuro impianto.

Prima, però, è necessario analizzare la reale distribuzione giornaliera di tali consumi ed avere un'indicazione più precisa sulle quote diurne e notturne in vista della possibilità di utilizzare un impianto fotovoltaico connesso ad un accumulo per coprire il fabbisogno elettrico. Pertanto si è seguito uno studio incrociato tra i dati noti per ottenere i risultati mostrati qui di seguito.



**Grafico 3: distribuzione giornaliera dei consumi elettrici**

L'insieme di questi dati sono il punto di partenza per la progettazione successiva. Il Grafico 3 è molto importante poiché mostra in maniera chiara come l'utenza abbia un consumo molto maggiore durante le ore notturne rispetto a quelle diurne. Il motivo principale di questa particolare distribuzione è legato al ciclo produttivo dell'azienda. Osservando nel dettaglio questo andamento, è chiaro anche il motivo della scelta di Asja Ambiente Italia Spa di proporre al cliente la possibilità di affiancare all'impianto fotovoltaico un accumulo elettrico. Si vuole sovradimensionare il sistema di produzione in modo tale da sfruttare una parte anche per il fabbisogno notturno e ridurre la richiesta dalla rete pubblica. Riprendendo il Grafico 2, si osserva come nel momento di massima

produzione del fotovoltaico, ovvero durante le ore di luce, si ha in realtà il minimo consumo da parte dell'utente e viceversa, quando l'impianto non può lavorare per mancanza di luce il cliente ha il massimo consumo. Motivo in più per puntare su un investimento importante come quello presentato.

## 6.5 Ubicazione dell'impianto fotovoltaico

Dopo aver analizzato nel dettaglio i consumi elettrici del cliente, come precedentemente descritto, si è giunti al dimensionamento dell'impianto fotovoltaico. Per prima cosa si sono studiate diverse possibilità per il posizionamento di tale impianto. Dopo essersi informati su progetti simili a quello considerato per il nostro studio, si è notato come la configurazione più diffusa fosse quella che prevedeva il posizionamento delle apparecchiature sul tetto dell'utenza stessa in modo tale da limitare gli ingombri. Di conseguenza, anche in questo caso si è partiti considerando questa ipotesi come se fosse quella più idonea.

Per confermare questa possibilità si è fatto un sopralluogo (Figura 30) per verificare la stabilità della copertura e successivamente si sono fatte alcune considerazioni strutturali. Da tale attività si è osservato come il tetto dell'azienda fosse in lamiera grecata con una semplice copertura impermeabile. Considerando inoltre uno studio strutturale fornitoci dallo stesso cliente, si è compreso come tale superficie non fosse idonea a supportare carichi aggiuntivi rispetto a quelli previsti per legge.

Alla luce di queste considerazioni si può affermare con certezza che il tetto non può essere considerato la superficie idonea per il posizionamento del nostro impianto.



**Figura 30: foto copertura - vista esterna**

A questo punto è stato necessario ricercare un nuovo luogo per il posizionamento dell'impianto. Confrontandoci direttamente con l'utente, si è ottenuta la possibilità di utilizzare parte del loro terreno nelle vicinanze dello stesso capannone, senza ostacolare il loro normale svolgimento delle attività. Di conseguenza, come precedentemente accennato si è dovuto stipulare un contratto per il diritto di superficie per la concessione di tale terreno, in cui vengono descritti i limiti entro i quali Asja Ambiente Italia Spa potrà operare.

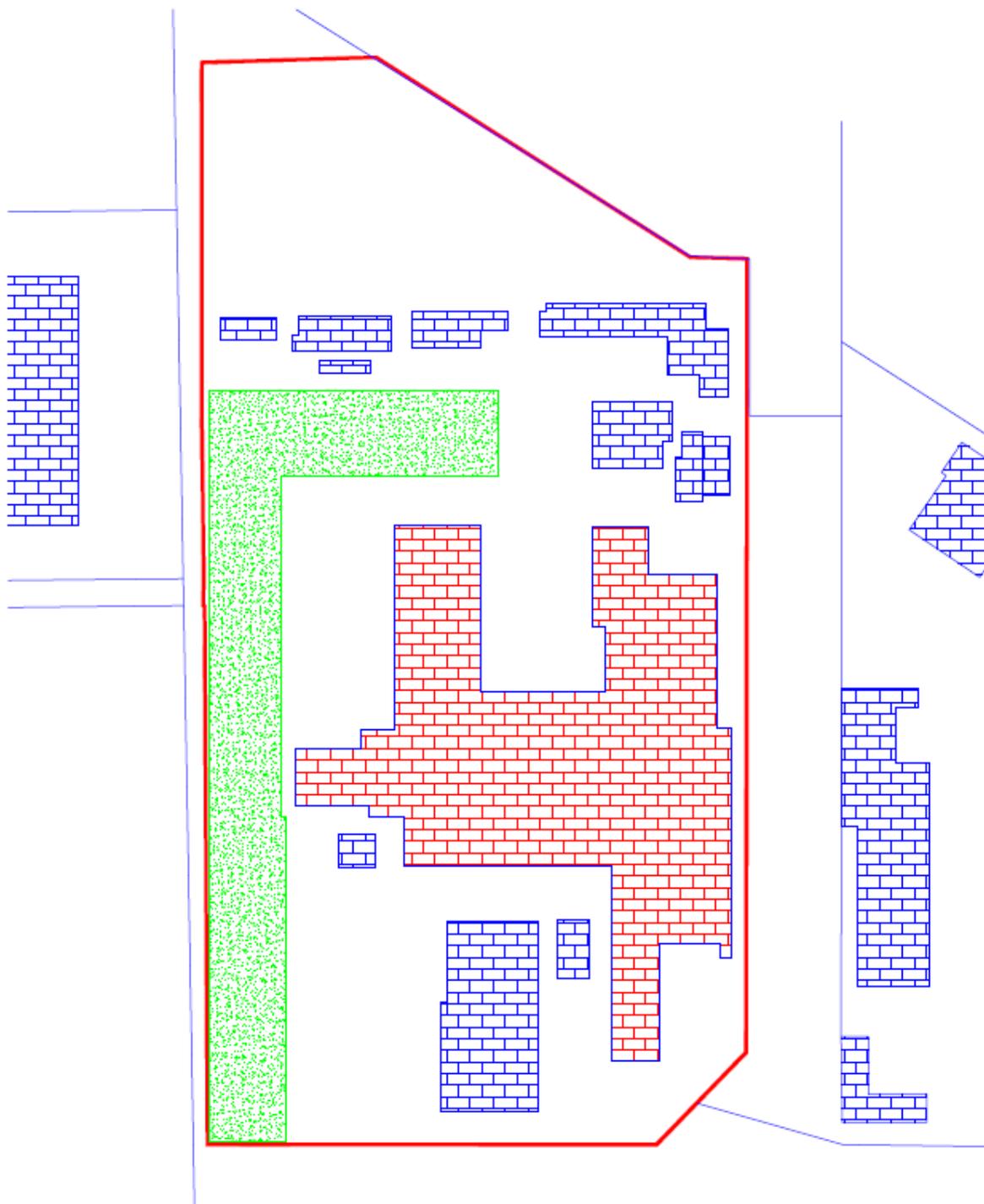


Figura 31: localizzazione impianto fotovoltaico

Secondo gli accordi con il cliente, la superficie utilizzabile da parte di Asja Ambiente Italia Spa è pari a 22.051,00 m<sup>2</sup>. Stipulato il contratto tra le due società ci si è attivati per il vero dimensionamento dell'impianto fotovoltaico. In questo caso, però, l'approccio è stato leggermente diverso da quello classico. Generalmente noto il fabbisogno di un'utenza si progetta un impianto in modo tale da garantirne la totale copertura. In questo progetto,

invece, si è cercato di ottenere la massima produzione in funzione della superficie disponibile, sapendo che la restante quota di energia verrà garantita dalla rete pubblica. Inoltre in questo caso si dovranno aggiungere alcune considerazioni dal punto di vista tecnico/economico che porteranno a scegliere un diverso dimensionamento rispetto a quello ideale.

## **6.6 Modelli per la valutazione della produttività dell'impianto fotovoltaico**

A questo punto bisogna fare chiarezza sulla metodologia seguita per la valutazione dell'energia prodotta dall'impianto ipotizzato. Sapendo che la produzione di energia elettrica dal fotovoltaico è fortemente dipendente dalla tecnologia utilizzata e dalla radiazione solare incidente, è evidente come il calcolo analitico non sia così immediato. Per questo motivo nel seguente studio si è utilizzato il software SolariusPV, il quale può simulare il comportamento reale dell'impianto per ottenere tutti i dati di nostro interesse. Tale software permette di selezionare le tecnologie ipotizzate nel nostro sistema e di ricavare valori affidabili sulla produzione.

Il primo dato da inserire per la simulazione è la località scelta per l'impianto, in modo tale da permettere al software di utilizzare dati precisi relativi al meteo e alla radiazione solare. Inserita questa informazione vengono forniti direttamente dal software i valori di latitudine, longitudine, irradiazione annua e irradiazione giornaliera media mensili. Successivamente si deve selezionare la superficie nella quale si vuole posizionare l'impianto, importando nel programma un'immagine del sito di nostro interesse e facendo particolare attenzione alla scala utilizzata dal software per mantenere le dimensioni reali, in modo tale da avere una stima precisa del numero di moduli potenzialmente utilizzabili in tale area. A questo punto è possibile imporre alcune scelte tecniche come la tipologia dei moduli da utilizzare, la loro inclinazione e i relativi inverter utili per la stima puntuale della produzione di energia elettrica.

Conclusa questa scelta si può avviare la simulazione ottenendo come risultati: numeri di moduli posizionabili, numero di inverter utilizzabili, energia annua, potenza totale

dell'impianto ed energia prodotta con riferimento a ciascun mese dell'anno. Questi valori consentono di avere una stima reale della produzione dell'impianto ipotizzato e permettono di fare dettagliate considerazioni in relazione al fabbisogno elettrico precedentemente studiato. Successivamente sarà possibile aggiungere un sistema di accumulo inserendo i dati tecnici relativi alla tipologia scelta in modo tale da ottenere precise informazioni su produzione, storage e consumo.

Per comprendere meglio come il software ricavi i risultati, si prova qui di seguito a spiegare il procedimento per via analitica. Prima di tutto si deve prestare attenzione alla differenza tra energia e potenza. Come è noto la prima quantità è l'integrale nel tempo della seconda. Se una misura viene presa in un determinato istante, quella indicherà la potenza prodotta, mentre se si considera un intervallo di tempo si avrà un valore di energia. Come ripreso anche dalla letteratura [3], spesso è utile calcolare direttamente il valore dell'energia prodotta da un impianto per poterlo immediatamente confrontare con i consumi della relativa utenza. Certamente però non è un calcolo immediato, in quanto tale produzione è fortemente influenzata da numerosi fattori tecnici ed ambientali. Di seguito si descrivono alcune equazioni, presenti in letteratura [3], utili per il calcolo dell'energia.

Per ottenere una stima della futura produzione di energia elettrica di un determinato impianto è possibile applicare l'equazione ripresa qui di seguito:

$$E_{AC} = H_g \cdot S_{pv} \cdot \eta_{STC} \cdot PR \quad (14)$$

nella quale  $H_g$  indica il valore di irraggiamento globale,  $S_{pv}$  è la superficie totale dell'impianto fotovoltaico,  $\eta_{STC}$  è il rendimento calcolato in Standard Test Condition e  $PR$  è un valore detto Performance Ratio.

Subito si osserva come tale equazione dipenda da un valore ambientale,  $H_g$ , e da due legati alla tecnologia,  $\eta_{STC}$  e  $PR$ . Poiché i dati di irraggiamento variano di località in località, si comprende bene come sia fondamentale avere a disposizione i dati corretti relativi all'ubicazione dell'impianto. Tali dati sono ricavabili attraverso le stazioni meteo presenti nelle zone limitrofe al sito di nostro interesse oppure tramite dati derivanti da misurazioni satellitari.

Per quanto riguarda il valore del rendimento  $\eta_{STC}$ , invece, è possibile far riferimento ai dati forniti dal produttore dei moduli fotovoltaici. L'ultimo parametro presente è quello definito Performance Ratio. Questo comprende tutte quelle perdite di efficienza dovute alle apparecchiature e ai fenomeni ambientali di contorno all'impianto.

$$PR = \eta_{mis} \cdot \eta_r \cdot \eta_s \cdot \eta_T \cdot \eta_{sh} \cdot \eta_{PCU} \quad (15)$$

L'equazione relativa al Performance Ratio considera quindi: il fenomeno di mismatch  $\eta_{mis}$ , le riflessioni involontarie  $\eta_r$ , le variazioni dello spettro solare  $\eta_s$ , il possibile surriscaldamento  $\eta_T$ , il fenomeno di ombreggiamento  $\eta_{sh}$  e l'influenza delle apparecchiature elettriche  $\eta_{CPU}$ .

Tuttavia, se sono noti dati diversi da quelli presenti nella formula precedente, è possibile seguire un'altra equazione per ottenere il valore di energia prodotta da un impianto fotovoltaico. In questo caso si può introdurre il concetto di ore equivalenti, inteso come periodo temporale ideale nel quale l'impianto lavora alla massima potenza, o come rapporto tra irraggiamento globale  $H_g$  e irradianza in condizioni di clear sky  $G_c$ :

$$h_{eq} = \frac{H_g}{G_c} \quad (16)$$

Ricordando che la potenza nominale  $P_n$  è:

$$P_n = G_c \cdot S_{PV} \cdot \eta_{STC} \quad (17)$$

si può scrivere, riprendendo l'equazione precedente:

$$E_{AC} = H_g \cdot S_{PV} \cdot \eta_{STC} \cdot PR \cdot \frac{G_c}{G_c} \quad (18)$$

per ottenere la formula finale:

$$E_{AC} = P_n \cdot h_{eq} \cdot PR \quad (19)$$

Dunque, le equazioni presentate sono quelle più semplici ed immediate da applicare per ottenere valori corretti di energia prodotta. Tuttavia è chiaro come in questi casi vengano considerate condizioni ideali o calcolate in laboratorio che spesso si discostano da quelle di reale funzionamento. Per questo motivo è possibile introdurre una terza equazione che introduce ulteriori fattori per considerare l'ambiente reale circostante. Si deve però

prestare attenzione al fatto che alcuni dati in questo caso potrebbero essere ricavabili solamente dopo l'installazione dell'impianto oppure tramite specifici database o per calcoli iterativi. L'equazione che si ottiene è la seguente:

$$E_{AC} = P_n \cdot h_{eq} \cdot k_T \cdot \eta_{PCU} \quad (20)$$

Nella quale  $k_T$  considera l'influenza dell'ambiente esterno, attraverso la temperatura della cella  $T_c$  e il coefficiente termico  $\gamma_p$ :

$$k_T = 1 + \gamma_p \cdot (T_c - 25) \quad (21)$$

Si ricorda però come la temperatura della cella sia dipendente dalla temperatura esterna, non costante durante il giorno. Di conseguenza per utilizzare questa equazione è necessario stimare questo ulteriore parametro attraverso i dati meteorologici noti.

Certamente quest'ultima, è la formula che porta ad un risultato più corretto rispetto alle altre, ma è altrettanto vero che richieda un maggiore studio dell'impianto. Si può affermare che se si volesse seguire un calcolo analitico è consigliabile utilizzare una delle prime due formule. Si deve però prestare attenzione ad un ultimo dato. Il risultato ottenibile sarà indicativo per ricavare la totale energia prodotta, mentre se si volesse ottenere un risultato più puntuale si dovrebbe seguire un approccio indipendente dal tempo e dunque calcolare la potenza. Per il calcolo di tale quantità sarà necessario seguire una formula diversa:

$$P_r = P_{id} \cdot G_c \cdot 0.92 \cdot (1 - 0.0045 \cdot (T_c - 25)) \cdot 0.95 \quad (22)$$

In questo modo sarà possibile calcolare la potenza reale  $P_r$  erogata dall'impianto in un determinato momento della giornata. Questo valore sarà funzione della potenza ideale installata dell'impianto fotovoltaico  $P_{id}$  e dal valore di irradianza  $G_c$  relativo all'istante considerato. I tre coefficienti presenti sono valori indicativi rispettivamente riferiti a perdite ottiche, perdite dovute al non perfetto allineamento tra MPPT ed inverter ed infine al rendimento europeo. Come detto, essendo un'equazione in funzione dell'irradianza, essa andrà calcolata in diversi istanti di una giornata per ottenere la reale curva di potenza dell'impianto. Per questo motivo, tale formula, non è di immediata risoluzione. Tuttavia, con l'ausilio di un calcolatore automatico e la conoscenza dell'irradianza, le difficoltà svaniscono.

A questo punto è chiaro pensare come l'equazione da utilizzare in questo caso specifico, sia quest'ultima presentata, a causa del nostro interesse in uno studio puntuale. E' plausibile dunque che il software utilizzato per le simulazioni, SolariusPV, risolva un'equazione simile a quella presentata per ottenere i risultati richiesti.

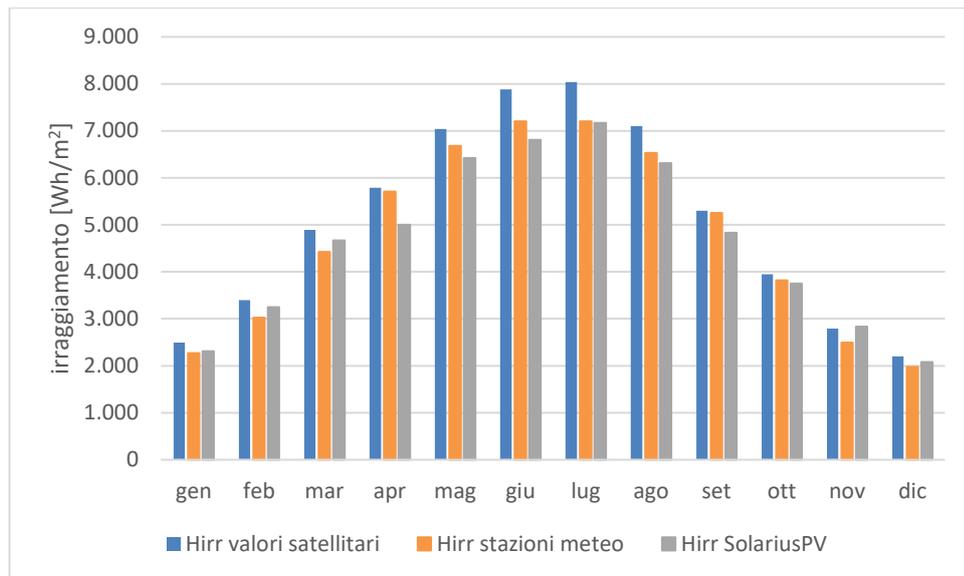
Per maggiore chiarezza si provano a presentare qui di seguito le differenze tra l'approccio analitico e quello tramite software. Sapendo che i valori di irradianza possono essere ricavati tramite database delle stazioni meteo oppure tramite rilevazioni satellitari, si comprende come le curve potrebbero variare in funzione della provenienza dei dati. Di seguito si presenteranno i diversi casi per evidenziare le differenze e comprendere meglio i risultati ottenibili tramite il software SolariusPV.

Riprendendo la formula citata precedentemente ci si sofferma, ora, sui singoli termini da utilizzare per ottenere il risultato ricercato. Per quanto riguarda il valore di irradianza G, si deve fare attenzione poiché spesso sono note informazioni inerenti a questa quantità in diverse condizioni climatiche. Principalmente vengono indicate due categorie: quella che contiene valori inerenti al cielo sereno e quella che contiene indicazioni per un cielo medio. Come si comprende anche dal nome, i primi indicano condizioni ideali, i secondi reali. Di conseguenza è sempre consigliabile utilizzare i secondi dati al fine di ottenere risultati più simili alla realtà. Come detto il valore di irradianza varia con il moto del sole nei diversi giorni e durante i mesi. Una volta scelti correttamente i valori di irradianza da utilizzare nella formula è possibile calcolare anche la temperatura della cella  $T_c$  tramite l'equazione:

$$T_c = T_{amb} + 30 \cdot \frac{G}{800} \quad (23)$$

A questo punto tutti i valori necessari per risolvere l'equazione precedente sono noti. Ricordando che G può variare in funzione della tipologia di misurazione eseguita, si presenta qui di seguito il confronto tra valori ottenuti in maniera analitica con dati satellitari, stazioni meteo oppure mediante software SolariusPV.

Per prima cosa di confrontano i valori di irraggiamento H giornaliero medio mensile, considerati dai tre database per una superficie piana.



**Grafico 4: confronto irraggiamento giornaliero medio mensile su piano orizzontale**

Subito si nota come i valori in SolariusPv siano molto simili ai dati provenienti dagli archivi delle stazioni meteo piuttosto che da quelli derivanti da satelliti. Sapendo che l'irraggiamento  $H$  è ricavato dall'integrale dell'irradianza  $G$  nel tempo, si può supporre che gli stessi valori di irradianza provengano da stazioni meteo.

Per essere più precisi si presenta l'andamento orario dell'energia ottenibile dalla potenza descritta dalla formula considerata. Sapendo che l'energia è l'integrale nel tempo della potenza, e conoscendo i dati necessari ogni 15 min, si può ottenere il grafico seguente. Considerando a titolo di esempio una giornata nel mese di dicembre si ricava:

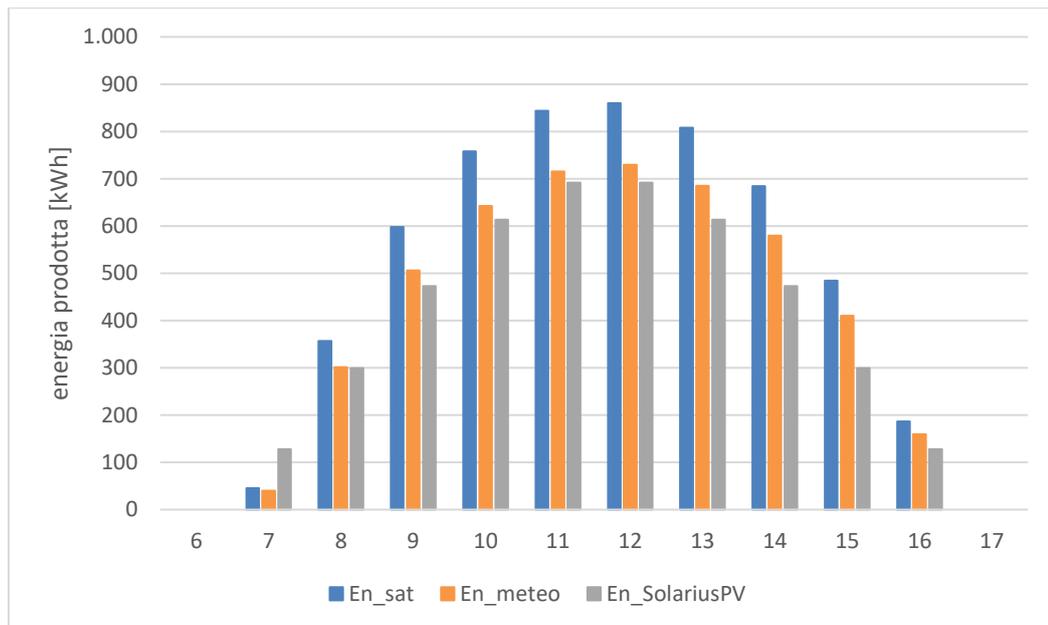


Grafico 5: confronto produzione oraria di energia

Si ribadisce anche in questo caso come la produzione di energia simulata dal software SolariusPV sia molto simile a quella calcolabile analiticamente con dati provenienti da stazioni meteo.

Alla luce di queste considerazioni si può affermare che il software SolariusPV certamente consideri dati meteo derivanti da stazioni locali, vicine al sito scelto per l'impianto. Inoltre dal Grafico 5 è visibile come l'equazione (23) presentata, simuli molto bene lo scenario descritto dal software, di conseguenza si può pensare come lo stesso programma usi un modello comparabile con quello analitico qui presentato.

## 6.7 Considerazioni sull'impianto fotovoltaico

Come anticipato precedentemente, l'approccio utilizzato per il dimensionamento dell'impianto è stato quello di cercare di produrre la massima quantità di energia elettrica avendo a disposizione una determinata superficie. Sapendo che l'area totale utilizzabile, secondo il contratto stipulato con il cliente, è pari a 22.051,00 m<sup>2</sup>, per prima cosa si deve calcolare il numero effettivo di moduli posizionabili. Come spiegato nel capitolo "3.5 Gli effetti dell'ombreggiamento" per garantire il corretto funzionamento dell'impianto si devono disporre i moduli fotovoltaici in modo tale da evitare l'ombra prodotta durante il

giorno da qualsiasi ostacolo. Dunque è necessario un attento posizionamento considerando sia gli ostacoli nelle zone limitrofe all'impianto, sia gli stessi moduli posizionati nelle diverse file che possono produrre ombreggiamento reciproco. Proprio su questo secondo punto si deve fare particolare attenzione in modo tale da calcolare la corretta distanza tra le file dei moduli dell'impianto. Se si volesse calcolare in maniera analitica questa distanza, si ricorda che in caso di superficie d'appoggio piana, l'equazione da utilizzare sarebbe la seguente:

$$d = L \cdot \sin(\beta) \cdot \tan(90 - \alpha) \quad (24)$$

in cui  $L$  è la lunghezza del modulo,  $\beta$  è l'inclinazione scelta per il modulo e  $\alpha$  è l'altezza solare massima durante il solstizio d'inverno.

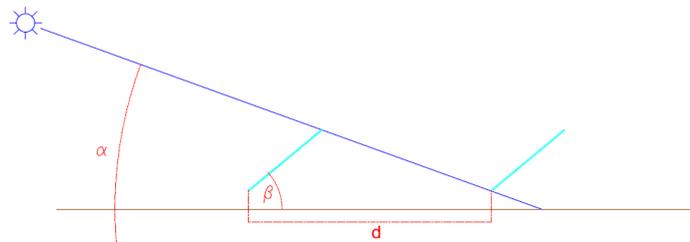


Figura 32: studio ombreggiamento reciproco

Sapendo che durante il solstizio d'inverno il sole ha altezza solare minima, imponendo il valore del mezzogiorno come quello di riferimento per  $\alpha$  viene garantita l'assenza di ombreggiamento reciproco durante l'intero anno. Come è evidente dall'equazione, al variare dell'inclinazione del modulo si avrà anche una diversa distanza.

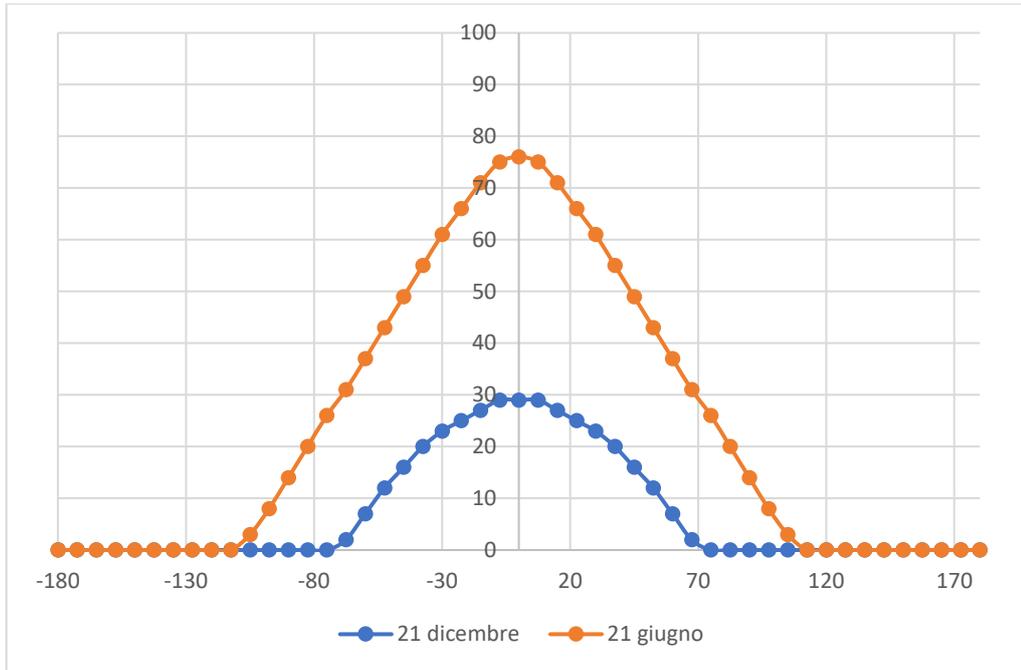


Grafico 6: altezza solare Catania

Sapendo che lo studio delle ombre deve essere fatto per ogni configurazione, si ricorda come in fase di progettazione si è scelto di utilizzare una disposizione raggruppata in parallelo di tre moduli fotovoltaici in modo tale da massimizzarne il numero, nota la superficie.

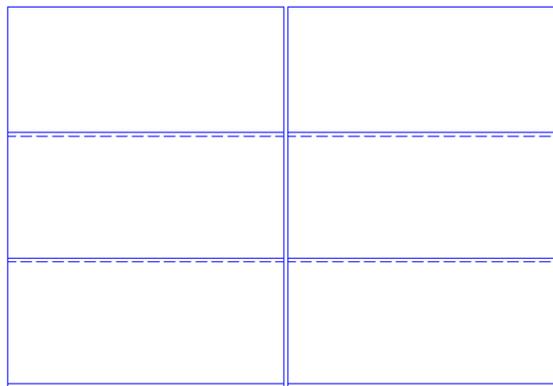


Figura 33: posizionamento raggruppato

## 6.8 Possibili scenari per l'impianto fotovoltaico

Prima di spiegare nel dettaglio l'impianto reale si analizza qui di seguito un importante aspetto legato alla disposizione scelta per i moduli fotovoltaici, in modo tale da trovare il posizionamento ideale per il nostro caso. Come è facilmente intuibile al variare dell'inclinazione del modulo, la quantità di radiazione incidente sulla superficie cambia e di conseguenza varia la produzione di energia elettrica. Inoltre, è noto come durante l'anno l'altezza solare vari di giorno in giorno e più in generale di stagione in stagione, avendo una massima altezza in estate ed una minima in inverno (Grafico 6). Un altro fattore che influenza la quantità di radiazione solare incidente è la stessa località scelta per l'installazione dell'impianto, essendo direttamente collegata alla latitudine. L'insieme di tutti questi fattori dunque determinano la produzione finale di energia elettrica. Per scegliere lo scenario più adatto si sono fatte alcune simulazioni con l'ausilio di SolariusPV al variare del tilt angle.

Osservando i numerosi impianti fotovoltaici presenti in Italia, nello specifico quelli situati in Sicilia, si nota come al fine di ottenere la massima produzione di energia elettrica, essi siano formati da moduli con inclinazione pari a 30°. Quindi è plausibile pensare che questo valore sia quello ideale per massimizzare l'efficienza di un impianto fotovoltaico situato nelle zone adiacenti a quella considerata in questo caso studio. Per questo motivo si è deciso di considerare tale valore come punto di partenza per le simulazioni considerate in questo studio.

Tuttavia, noto il consumo dell'utenza, si è pensato ad un approccio diverso per le simulazioni successive. Avendo osservato un fabbisogno dell'utenza minimo durante i mesi di aprile e maggio, lo scenario ideale sarebbe quello per il quale si garantisce una maggiore produzione durante i mesi invernali leggermente a discapito di quelli estivi. Questo è possibile grazie ad un diverso posizionamento dei moduli. E' noto infatti, come all'aumentare del tilt angle è possibile raggiungere il risultato desiderato. Per questo motivo si è scelto di proseguire lo studio tramite simulazioni che considerano un'inclinazione pari a 40° e 50°. Di seguito verranno mostrati e spiegati nel dettaglio i risultati dei diversi scenari e la conseguente scelta definitiva per l'impianto.

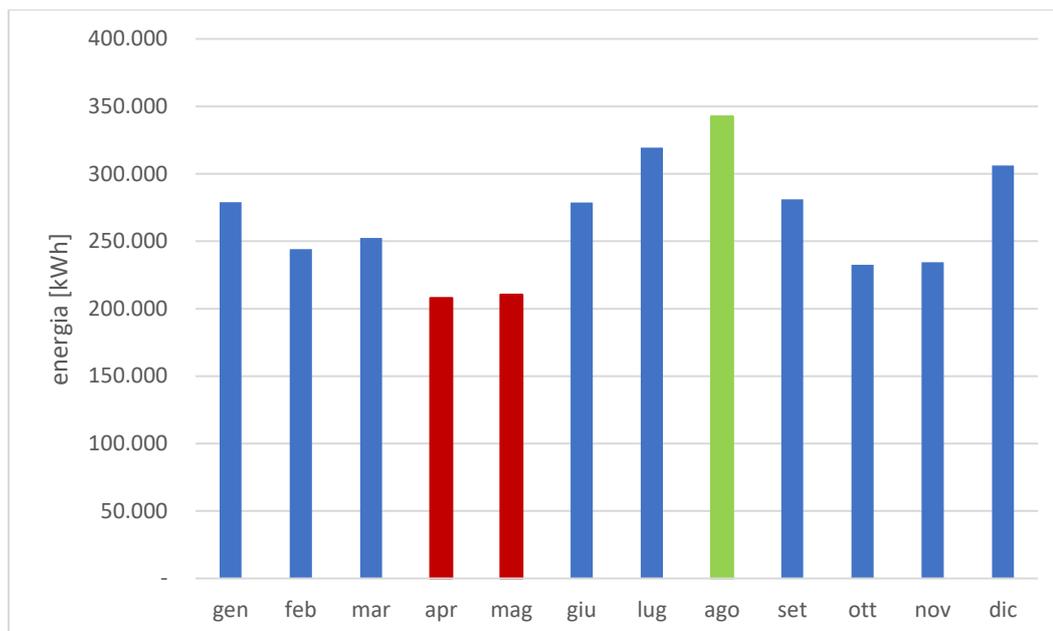


Grafico 7: consumi elettrici mensili

Per questa analisi è necessario tenere a mente lo studio già precedentemente descritto nel capitolo *“6.4 Analisi dei consumi elettrici di un’utenza con sede a Catania”*, in modo tale da poter confrontare in maniera puntuale i risultati dei tre scenari simulati. Si ricorda che la trattazione che segue è stata eseguita partendo dai dati ottenuti con l’ausilio del software SolariusPV ma proseguita in maniera analitica analizzando un giorno "tipo" per ogni mese, in modo tale da avere dati confrontabili con quelli precedentemente ottenuti relativi al consumo elettrico dell'utenza. In questo modo i risultati saranno una buona approssimazione del reale funzionamento dell'impianto e permetteranno un corretto dimensionamento del sistema finale. Solo al termine di questa prima trattazione si studierà nel dettaglio lo scenario scelto dal punto di vista tecnico/economico.

Per avere ben chiaro il punto di partenza di tale trattazione, si riassumono qui di seguito le ipotesi considerate per i vari scenari da simulare. Si ricorda come tutti i dati tecnici ripresi in questo studio siano riferiti a reali componenti sul mercato, di cui però non è possibile riferire marca e modello per riservatezza.

<b>Dati di simulazione impianto fotovoltaico</b>			
<b>Marca</b>	***		
<b>modello</b>	***		
<b>Tipologia</b>	policristallino		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>Potenza pannello [W]</b>	270,00	270,00	270,00
<b>N. pannelli</b>	6.697,00	6.060,00	5.916,00
<b>Tilt angle [°]</b>	30,00	40,00	50,00
<b>Posizionamento</b>	orizzontale	orizzontale	orizzontale
<b>Potenza nominale impianto [kWp]</b>	1.808,19	1.636,20	1.597,32

**Tabella 8: dati di simulazione impianto fotovoltaico**

In questo caso specifico, noto l'obiettivo di massimizzare la produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico, si è deciso di mantenere costante la superficie utilizzabile nelle simulazioni e di conseguenza far variare solo gli altri parametri. Il modello, la tipologia e la potenza del singolo pannello sono stati scelti in base ad offerte economiche avute dai fornitori e che descriveremo più nel dettaglio nei capitoli finali di questo studio. La superficie disponibile è pari a 22.051,00 m<sup>2</sup>, ma considerando l'ombreggiamento causato dall'edificio dell'utenza stessa, l'area utilizzabile per la disposizione dei moduli si riduce a 19.863,3 m<sup>2</sup>, mantenendo la restante parte utilizzabile per il posizionamento delle altre attrezzature che spiegheremo più avanti.

A questo punto è stato possibile avviare le simulazioni ed ottenere come risultato generale la produzione totale di energia elettrica del nostro impianto nei diversi scenari. Successivamente tali configurazioni sono state analizzate nel dettaglio per definire le quote di autoconsumo, energia accumulabile e richiesta dalla rete per soddisfare il fabbisogno complessivo dell'utenza.

Riassumiamo qui di seguito i dati della produzione totale per ciascun giorno "tipo" di ogni mese e la relativa richiesta elettrica dell'utenza.

Confronto giornaliero				
Mese	Energia prodotta da PV [kWh]			Energia richiesta [kWh]
	A	B	C	
gennaio	4.709,98	4.549,12	4.611,36	9.001,45
febbraio	5.913,36	5.563,68	5.507,28	8.716,25
marzo	7.495,24	6.828,54	6.555,42	8.140,61
aprile	7.034,86	6.171,36	5.708,22	6.930,23
maggio	8.333,74	7.120,70	6.394,80	6.787,52
giugno	8.505,92	7.175,72	6.351,68	9.290,67
luglio	9.093,92	7.702,44	6.843,30	10.303,90
agosto	8.623,30	7.482,02	6.829,18	11.049,94
settembre	7.331,22	6.466,40	6.215,32	9.365,37
ottobre	6.557,66	6.112,08	5.998,18	7.502,58
novembre	5.800,06	5.597,14	5.665,82	7.814,77
dicembre	4.434,28	4.318,50	4.409,26	9.874,52

Tabella 9: confronto giornaliero produzione/consumo

Per maggiore chiarezza e una più facile comprensione si riassumono i risultati ottenuti anche in forma grafica.

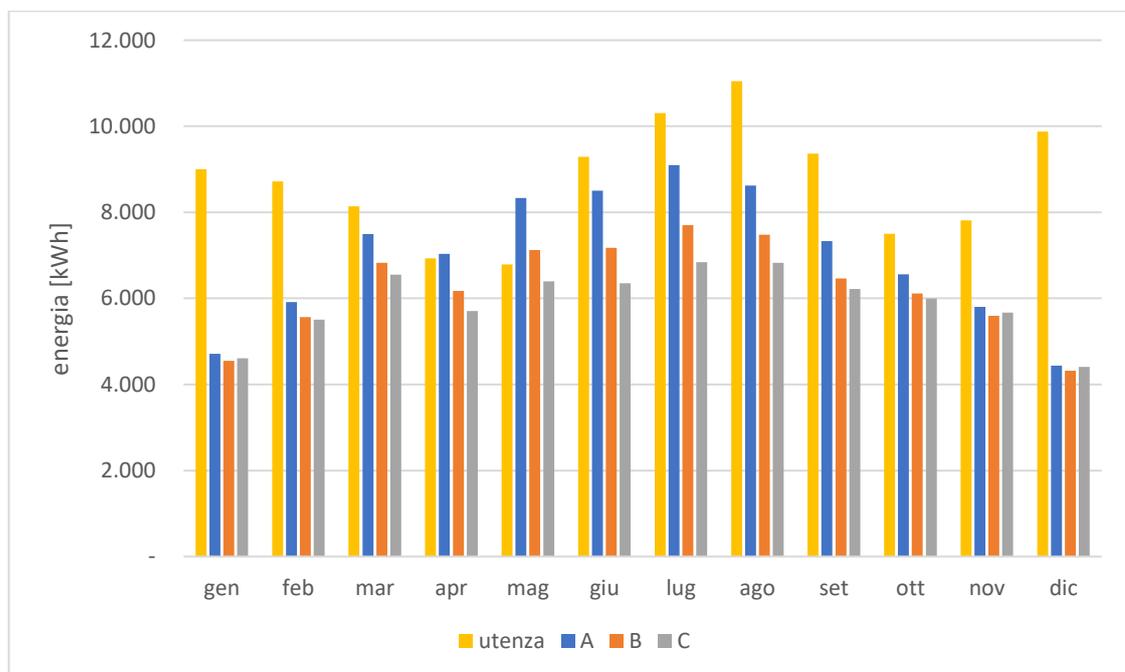


Grafico 8: confronto giornaliero produzione/consumo

Dal Grafico 8 è visibile come le ipotesi precedentemente fatte siano state confermate dalle simulazioni. Infatti è visibile come lo scenario A, inclinazione a 30°, presenti una maggiore produzione totale concentrando valori massimi nei mesi estivi. Al contrario se si osserva nel dettaglio lo scenario C, inclinazione a 50°, si nota una produzione distribuita più equamente durante l'anno, ottenendo una produzione simile a quella dello scenario A nei mesi invernali, nonostante un minor numero di moduli, a discapito di quella estiva.

Osservando ancora il Grafico 8, si nota come la produzione di energia elettrica sia massima nei mesi di luglio e agosto, mentre è minima in dicembre e gennaio. Inoltre, si nota un particolare importante se si confrontano nel dettaglio produzione e consumo. Più precisamente si nota come nel mese di maggio la produzione degli scenari A e B sia maggiore del consumo da parte dell'utenza in quello stesso mese. Questo fattore sarà proprio il punto cruciale della trattazione che permetterà di scegliere lo scenario più adeguato per il dimensionamento dell'impianto.

Prima della scelta finale però è bene analizzare ancora i dati ottenuti. In questo caso specifico, sapendo che della totale produzione di energia elettrica, una parte verrà consumata subito e una parte accumulata per un utilizzo successivo, è possibile proseguire l'analisi studiando questi due aspetti. Per prima cosa conoscendo l'andamento preciso del fabbisogno dell'utenza e la produzione del sistema, è possibile ottenere i dati relativi alla quantità di energia consumata dall'utenza fornita direttamente dall'impianto fotovoltaico. Per semplicità, nelle tabelle seguenti, questa quantità verrà indicata con l'acronimo EPSC (Energia Prodotta Subito Consumata).

Confronto giornaliero			
Mese	EPSC [kWh]		
	A	B	C
gennaio	2.878,09	2.884,48	2.917,98
febbraio	3.105,32	3.089,43	3.098,32
marzo	3.246,47	3.214,12	3.201,69
aprile	2.655,20	2.610,64	2.582,30
maggio	2.866,94	2.814,44	2.771,17
giugno	3.993,88	3.875,24	3.746,79
luglio	4.730,30	4.558,92	4.420,90
agosto	4.688,60	4.551,51	4.421,54
settembre	3.723,59	3.585,13	3.634,67
ottobre	3.048,69	3.048,38	3.061,45
novembre	2.912,10	2.925,94	2.940,75
dicembre	2.929,42	2.944,46	2.993,00

Tabella 10: confronto fornitura giornaliera da impianto PV

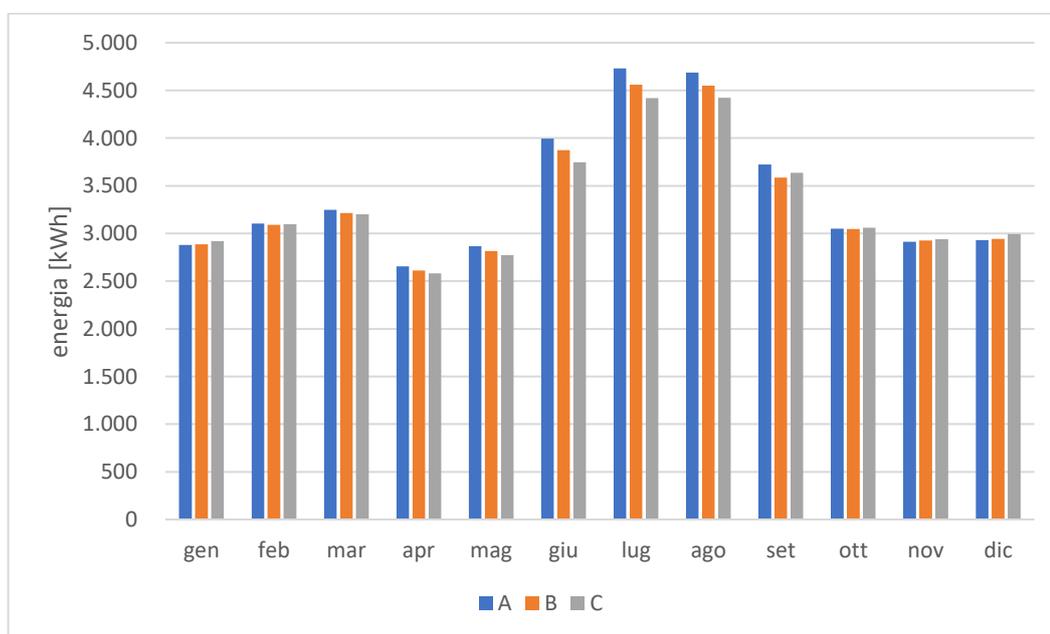


Grafico 9: confronto EPSC

Come è ben visibile dal Grafico 9, la fornitura di energia elettrica da parte dell'impianto fotovoltaico durante le ore di luce, è circa la medesima nei diversi scenari. Questo perché

avendo sovradimensionato l'impianto in modo tale da soddisfare non solo il consumo giornaliero, si ha la garanzia che la quota diurna venga coperta direttamente dalla produzione dell'impianto in tutti le configurazioni. Si nota una fornitura leggermente maggiore nel periodo estivo per la configurazione A in accordo con le considerazioni evidenziate precedentemente, essendo proprio questo il punto forza di tale scenario. Tuttavia questa considerazione sulla fornitura diretta da parte del fotovoltaico ha poca rilevanza rispetto alle successive in quanto lo scarto tra le diverse proposte è minimo.

Decisamente più importante è il passaggio successivo in cui, dopo aver osservato il rapporto produzione/consumo, viene evidenziata l'effettiva quantità di energia stoccabile nei vari giorni "tipo" dell'anno.

<b>Confronto giornaliero</b>			
<b>Mese</b>	<b>Energia accumulabile [kWh]</b>		
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>gennaio</b>	1.831,89	1.664,64	1.693,38
<b>febbraio</b>	2.808,04	2.474,25	2.408,96
<b>marzo</b>	4.248,77	3.614,42	3.353,73
<b>aprile</b>	4.379,66	3.560,72	3.125,92
<b>maggio</b>	<b>5.466,80</b>	<b>4.306,26</b>	<b>3.623,63</b>
<b>giugno</b>	4.512,04	3.300,48	2.604,89
<b>luglio</b>	4.363,62	3.143,52	2.422,40
<b>agosto</b>	3.934,70	2.930,51	2.407,64
<b>settembre</b>	3.607,63	2.881,27	2.580,65
<b>ottobre</b>	3.508,97	3.063,70	2.936,73
<b>novembre</b>	2.887,96	2.671,20	2.725,07
<b>dicembre</b>	1.504,86	1.374,04	1.416,26

Tabella 11: confronto giornaliero energia accumulabile

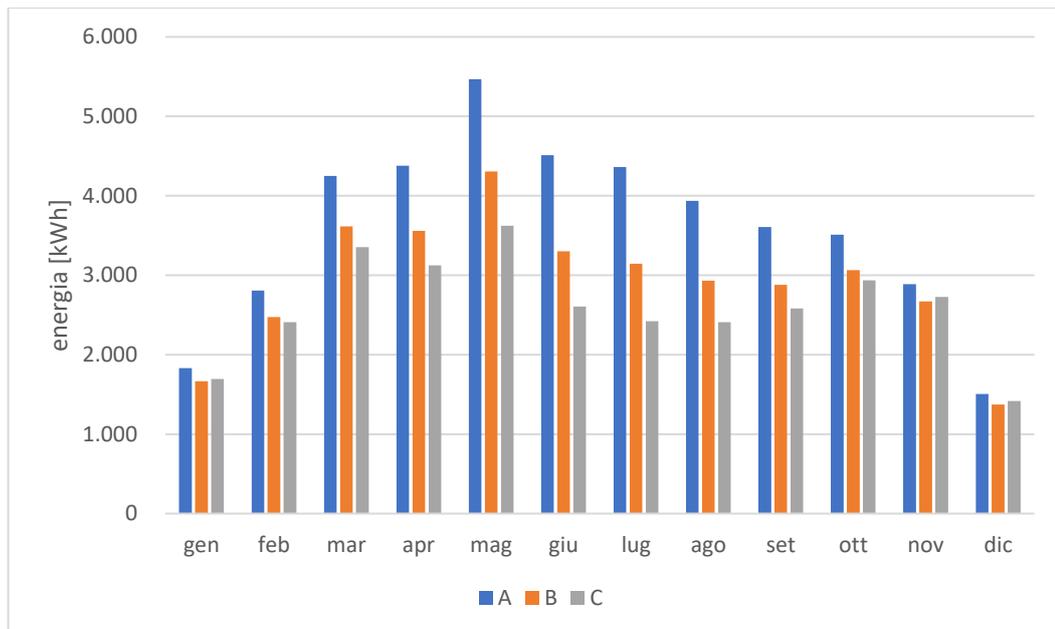


Grafico 10: confronto giornaliero energia accumulabile

Diretta conseguenza dei dati precedentemente osservati è che la proposta A, avendo una produzione complessiva maggiore, ma mantenendo una fornitura diretta circa simile a quella degli altri scenari (Grafico 9), permetterà la possibilità di accumulare una maggiore quantità di energia (Grafico 10). Questo dato può essere molto interessante ma si deve ricordare come una maggiore quantità di energia accumulata implichi un maggior dimensionamento di storage e quindi un maggior costo. Per garantire sempre che tutta l'energia prodotta dall'impianto venga accumulata si deve dimensionare lo storage rispetto ai dati del mese in cui si presenta la massima disponibilità. In questo caso, riprendendo la Tabella 11, il giorno critico si riferisce al mese di maggio. Per un corretto dimensionamento dell'accumulo bisogna ricordare che, al fine di garantire ottime prestazioni nel tempo, si deve tenere a mente il fattore di scarica (DOD) delle batterie. Come descritto nel capitolo "4.3 Confronto tra batterie piombo acido e batterie a ioni di litio" un valore di DOD pari all'80 % può essere considerato adatto per le batterie al litio.

Energia accumulabile [kWh]			
	A	B	C
<b>Storage maggio [kWh]</b>	5.466,80	4.306,26	3.623,63
<b>Storage reale (80%) [kWh]</b>	6.833,51	5.382,83	4.529,53

Tabella 12: dimensionamento reale storage

Come ripreso dalla Tabella 12, una maggiore quantità di energia accumulabile richiede un maggiore storage. Di conseguenza lo scenario A è quello che necessita di un maggiore sistema di accumulo, note le sue caratteristiche. Tuttavia proprio su questi valori ci si deve soffermare ulteriormente. Sapendo che la tecnologia delle batterie è molto delicata per quanto riguarda la fase di carica/scarica, si comprende come sia di fondamentale importanza la qualità e la quantità di tali cicli. Dal capitolo *“4. Accumulo elettrochimico”*, si ricorda come una batteria poco utilizzata, o caricata in modo non corretto, può raggiungere irreversibilità interne che ne riducono le prestazioni e la vita. Questa considerazione è molto importante alla luce dei risultati ottenuti nella Tabella 11.

Si può notare come la proposta A la differenza tra massimo e minimo storage raggiunga solo il 27 %. Questo vuol dire che nei giorni in cui si ha la minima possibilità di accumulare l'energia prodotta, lo storage lavora solamente con il 27 % della sua totale capacità, fattore che può provocare seri danni al sistema. Se si osserva lo scenario C, il comportamento non è ancora quello ideale, ma è migliore rispetto a quello precedente. In questo caso la percentuale aumenta al 40 %. Questa considerazione influenzerà la scelta finale della configurazione da seguire per il reale dimensionamento.

Per concludere il confronto si deve fare attenzione ad un ultimo punto molto importante. Sapendo che l'impianto non potrà soddisfare il totale fabbisogno di energia elettrica, è ovvio pensare che la restante quota verrà coperta dalla rete elettrica. E' interessante evidenziare quest'ultimo punto per avere una prima idea sul rapporto tra autosufficienza energetica e dipendenza dalla rete pubblica.

Confronto giornaliero			
Mese	Deficit da rete [kWh]		
	A	B	C
gennaio	4.291,38	4.452,24	4.390,00
febbraio	2.802,80	3.152,48	3.208,88
marzo	645,28	1.311,98	1.585,10
aprile	-104,72	758,78	1.221,92
<b>maggio</b>	<b>-1.546,32</b>	<b>-333,28</b>	<b>392,62</b>
giugno	784,66	2.114,86	2.938,90
luglio	1.209,89	2.601,37	3.460,51
agosto	2.426,54	3.567,82	4.220,66
settembre	2.034,06	2.898,88	3.149,96
ottobre	944,83	1.390,41	1.504,31
novembre	2.014,62	2.217,54	2.148,86
dicembre	5.440,14	5.555,92	5.465,16

Tabella 13: confronto deficit da rete pubblica

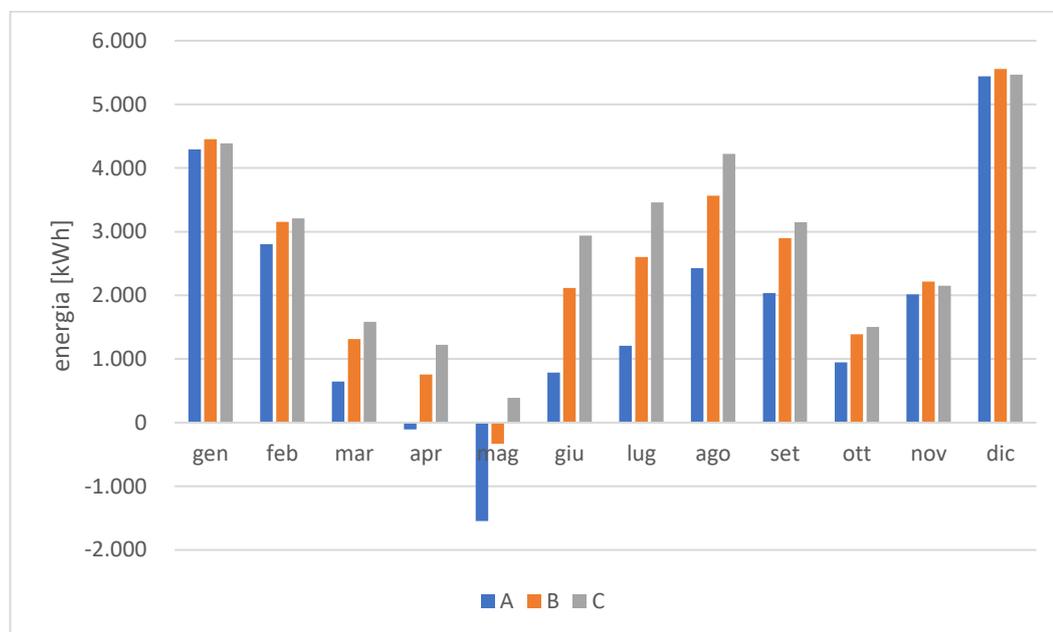


Grafico 11: confronto deficit da rete pubblica

Questo ultimo grafico è il più importante per comprendere nel dettaglio le scelte fatte per il dimensionamento reale di questo impianto. Più precisamente esso rappresenta la

quantità di energia elettrica che l'utenza in esame dovrà comunque acquistare dalla rete in quanto l'impianto fotovoltaico non potrà garantire la totale copertura del fabbisogno elettrico. Come si nota, il fabbisogno dalla rete varia da mese a mese in funzione ovviamente del consumo totale da parte dell'utenza e dell'energia fornita immediatamente dall'impianto nelle diverse configurazioni. Il dato più rilevante è quello relativo al mese di maggio, come già evidenziato in precedenza, in quanto in questo periodo si ha il minor consumo elettrico richiesto dall'utenza ma un'abbondante produzione da parte dell'impianto.

Se precedentemente poteva sembrare un punto positivo ottenere una maggiore produzione dall'impianto fotovoltaico, ora è chiaro come si debba fare attenzione nella scelta definitiva. Si nota infatti come, per gli scenari A e B, si ha una produzione maggiore rispetto al consumo durante le giornate del mese di maggio e di conseguenza la necessità di fornire alla rete l'energia prodotta e non viceversa. Questo è proprio il punto cruciale di questa analisi.

Anche se per le normative vigenti è prevista la possibilità di immettere in rete una parte dell'energia prodotta da un impianto, in questo caso specifico non è economicamente conveniente. E' di poco interesse per Asja Ambiente Italia Spa progettare un impianto così grande, con i relativi costi di installazione, per poi vendere una parte dell'energia prodotta alla rete e non all'utenza collegata. Di conseguenza lo scenario scelto per questo progetto sarà il C, ricordando anche le ottime qualità descritte precedentemente.

Si ricorda come in questa prima fase si sia studiato un singolo giorno "tipo" per ciascun mese, tramite simulazioni con il software SolariusPV, e successivamente si sia svolta un'analisi più analitica per confrontare gli scenari proposti. Tuttavia per uno studio preciso ed affidabile si deve estendere la trattazione all'intero anno per poi analizzare nuovamente i dati ottenuti per via analitica. A questo punto nei paragrafi successivi si presenta lo studio dettagliato, sia dal punto di vista tecnico che economico, dello scenario scelto evidenziando ogni punto rilevante.

## 7. Progetto definitivo di un impianto fotovoltaico connesso ad un accumulo elettrochimico

Dopo aver presentato le diverse configurazioni possibili per l'impianto fotovoltaico, di seguito si analizzerà nel dettaglio lo scenario scelto per questo caso reale. Prima si riassumeranno i dati caratteristici dell'impianto e successivamente si presenteranno le apparecchiature scelte per progetto reale e il corrispettivo layout.

### 7.1 Considerazioni per il dimensionamento dell'impianto definitivo

Dopo aver studiato nel dettaglio le diverse configurazioni possibili per l'impianto fotovoltaico, si è deciso di seguire lo scenario C precedentemente descritto. Di seguito riassumiamo rapidamente i valori ottenuti dallo studio precedente per poi proseguirne l'analisi.

Impianto fotovoltaico	
Marca pannello	***
Modello	***
Tipologia	policristallino
Potenza pannello [W]	270,00
N. pannelli	5916,00
Tilt angle	50,00
Posizionamento	Orizzontale
Potenza nominale impianto [kWp]	1.597,32
Dimensione accumulo giornaliero [kWh]	3.623,63
Dimensione accumulo reale giornaliero [kWh]	4.529,53

Tabella 14: dati impianto fotovoltaico reale

Per semplicità si useranno anche in queste tabelle alcuni acronimi. Si indicherà con F il fabbisogno aziendale, con PV la produzione totale dell'impianto fotovoltaico, con EPSC

l'energia prodotta subito consumata, con EPA l'energia prodotta e accumulata, e con R il deficit dalla rete pubblica.

Distribuzione fornitura giornaliera [kWh]					
	F	PV	EPSC	EPA	R
<b>gennaio</b>	9.001,36	4.611,36	2.917,98	1.693,38	4.390,00
<b>febbraio</b>	8.716,16	5.507,28	3.098,32	2.408,96	3.208,88
<b>marzo</b>	8.140,52	6.555,42	3.201,69	3.353,73	1.585,10
<b>aprile</b>	6.930,14	5.708,22	2.582,30	3.125,92	1.221,92
<b>maggio</b>	6.787,42	6.394,80	2.771,17	3.623,63	392,62
<b>giugno</b>	9.290,58	6.351,68	3.746,79	2.604,89	2.938,90
<b>luglio</b>	10.303,81	6.843,30	4.420,90	2.422,40	3.460,51
<b>agosto</b>	11.049,84	6.829,18	4.421,54	2.407,64	4.220,66
<b>settembre</b>	9.365,28	6.215,32	3.634,67	2.580,65	3.149,96
<b>ottobre</b>	7.502,49	5.998,18	3.061,45	2.936,73	1.504,31
<b>novembre</b>	7.814,68	5.665,82	2.940,75	2.725,07	2.148,86
<b>dicembre</b>	9.874,42	4.409,26	2.993,00	1.416,26	5.465,16

Tabella 15: distribuzione fornitura giornaliera

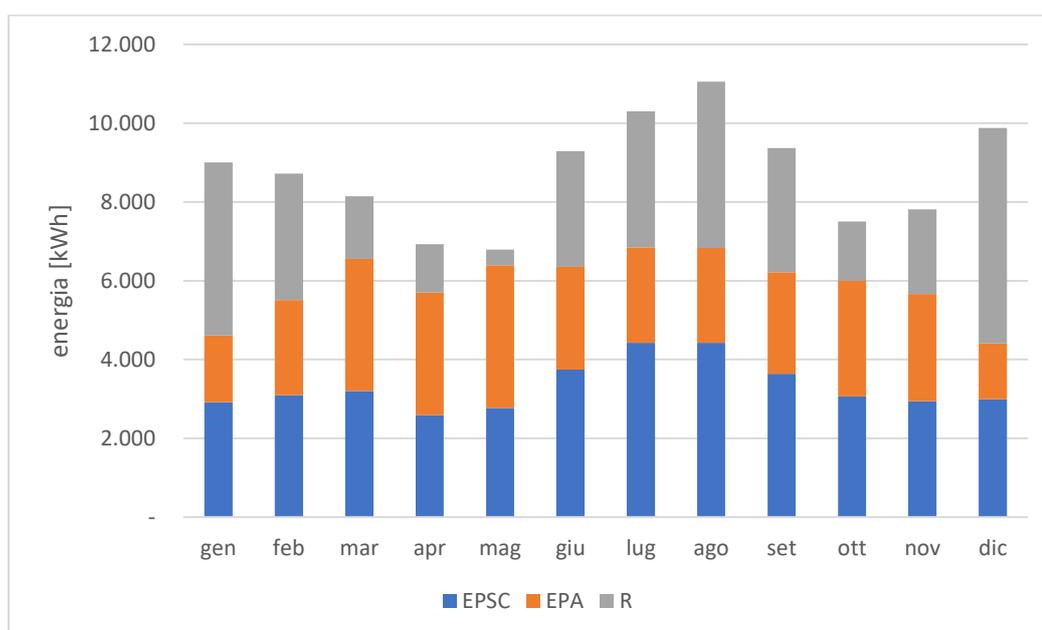


Grafico 12: distribuzione fornitura giornaliera

Partendo dai dati precedentemente analizzati si ottiene il Grafico 12, nel quale viene rappresentata la distribuzione della fornitura giornaliera, per evidenziare la quantità di energia elettrica direttamente ceduta dall'impianto fotovoltaico, la quota utilizzabile tramite l'accumulo e quella parte da acquistare dalla rete pubblica. Grazie al grafico è visibile in maniera più evidente la diversa distribuzione di fornitura nei diversi giorni dei mesi dell'anno. Indicativamente questo andamento dovrebbe essere circa il medesimo di quello complessivo mensile. Osservando nel dettaglio il grafico appena descritto si può notare come il giorno "tipo" del mese di dicembre è quello che richiede la maggior quantità di energia elettrica dalla rete, mentre a maggio si ha il valore minimo. Per quanto riguarda invece l'uso dell'accumulo, si nota il comportamento opposto. Si evidenzia come nei giorni di maggio si ha il massimo utilizzo dello storage, pari al totale valore scelto per il dimensionamento, mentre a dicembre se ne sfrutta solamente una minima parte. Se si vuole analizzare il Grafico 12 in funzione del consumo dell'utenza, si deve osservare il mese di agosto, durante il quale si ha il massimo consumo ma anche un'ottima produzione da parte dell'impianto fotovoltaico.

Per osservare in maniera più dettagliata l'andamento della fornitura di energia elettrica giornaliera, si studiano tre giorni "tipo" di particolare interesse. Per i motivi sopracitati si analizzerà la distribuzione di energia in maggio (Grafico 13), agosto (Grafico 14) e dicembre (Grafico 15).

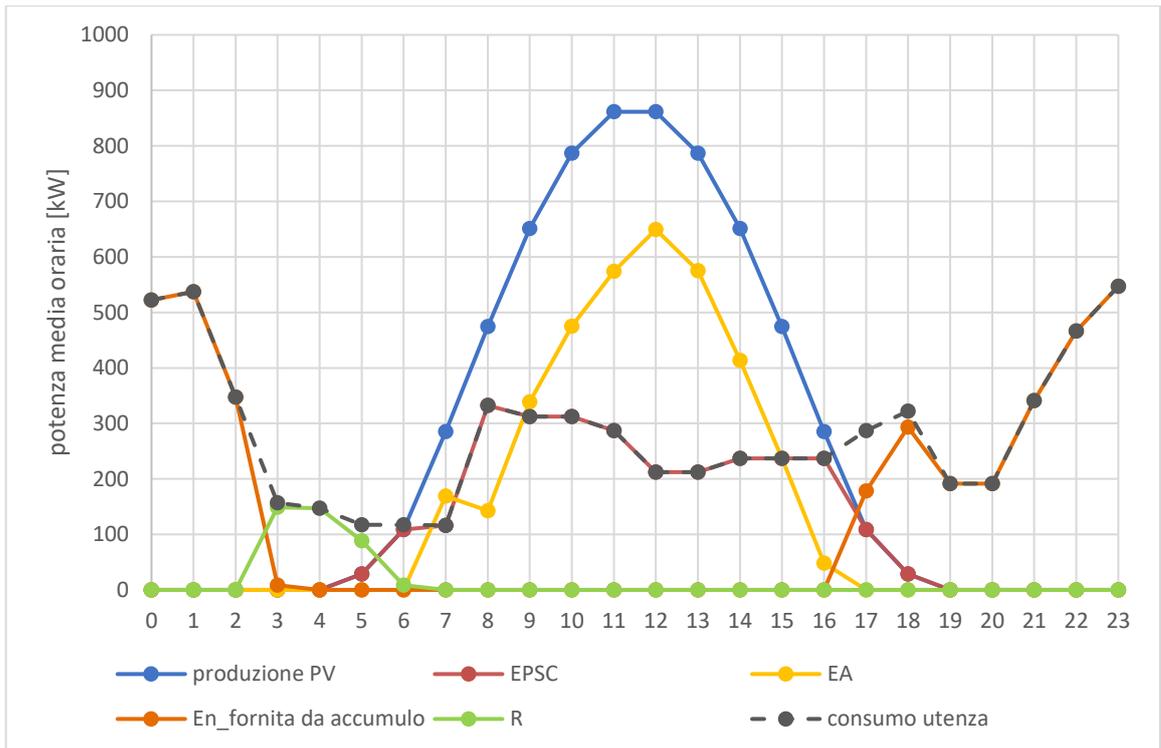


Grafico 13: distribuzione fornitura energia nelle giornate di maggio

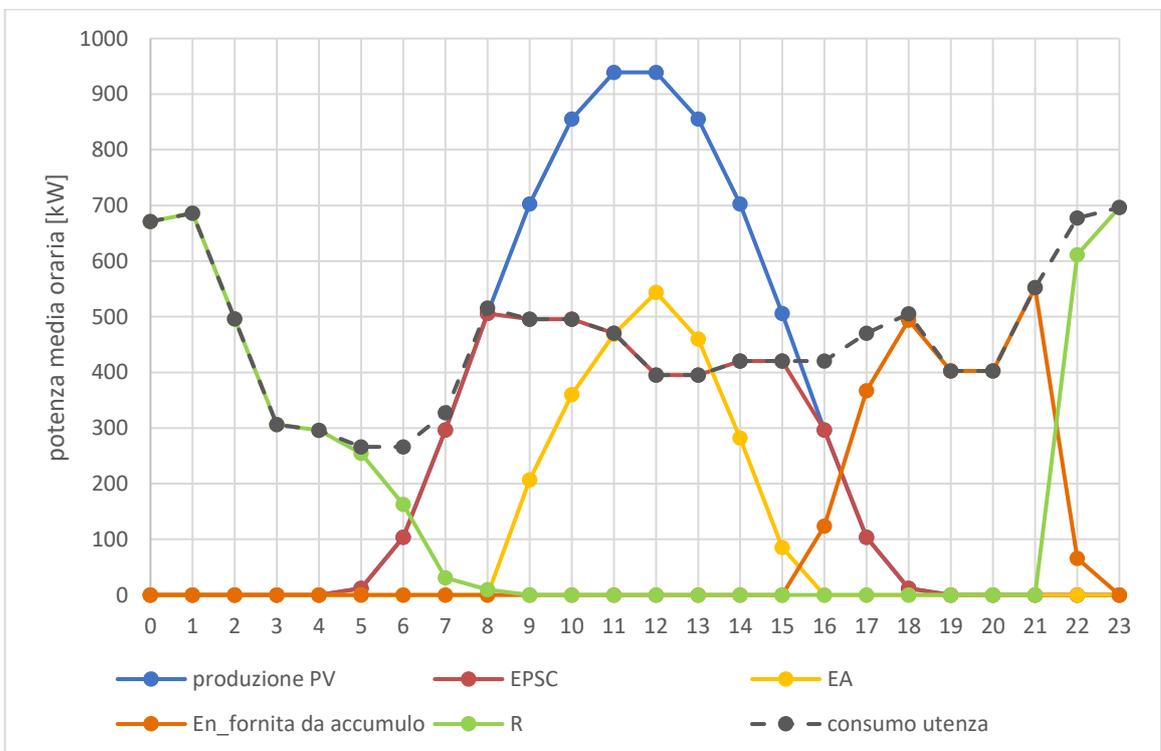


Grafico 14: distribuzione fornitura energia nelle giornate di agosto

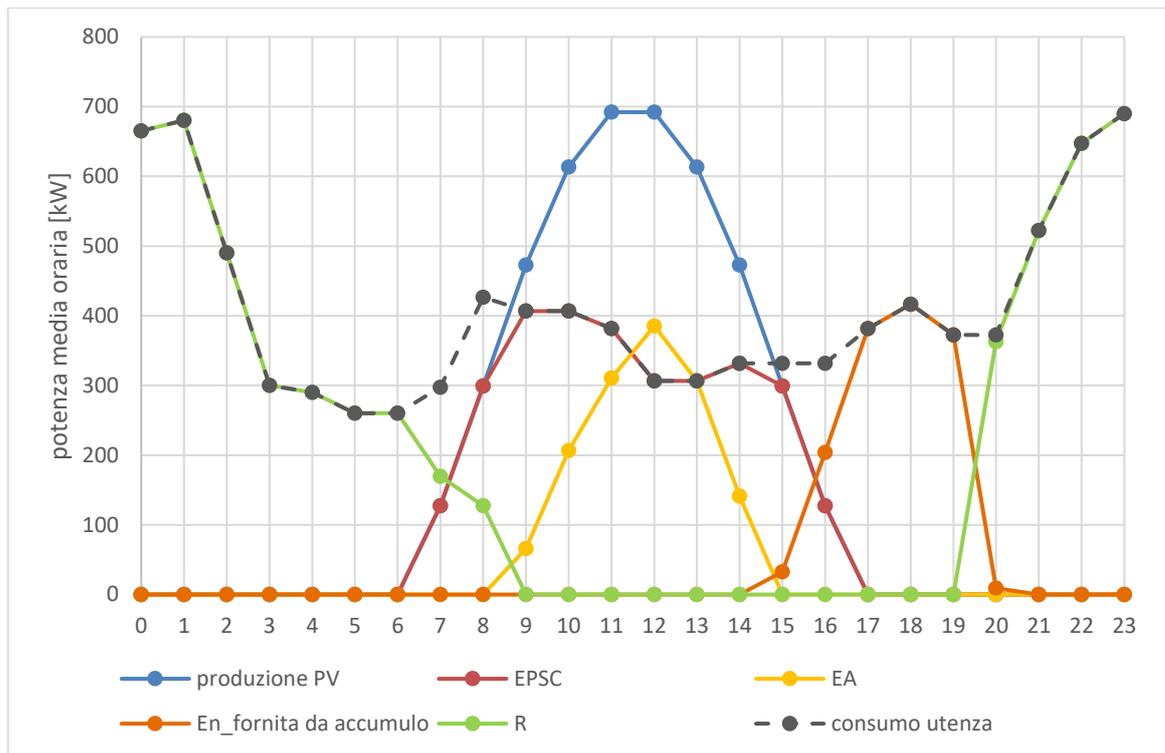


Grafico 15: fornitura energia nelle giornate di dicembre

Dai grafici precedenti è ben visibile il reale andamento giornaliero della distribuzione della produzione di energia elettrica. E' evidente come durante le ore diurne l'impianto fotovoltaico ricopra completamente il fabbisogno aziendale immettendo la restante quota di energia elettrica nel sistema di accumulo. Nelle ore serali, in cui l'impianto non riesce più a soddisfare completamente la richiesta dell'utenza, si attiva lo storage che fornirà la sua energia fino al suo completo esaurimento. Infine, quando anche l'accumulo sarà scarico e l'impianto fotovoltaico non potrà produrre, si richiederà energia dalla rete per la quantità rimanente. La percentuale di utilizzo del sistema di fornitura, EPSC, energia fornita dall'accumulo ed R, dipende certamente dalla produttività dell'impianto, in quella precisa giornata, e dal relativo consumo del cliente.

Considerando in particolare la giornata "tipo" di maggio, Grafico 13, si osserva come l'impianto fotovoltaico e l'accumulo elettrico riescano a coprire quasi la totalità della richiesta giornaliera dell'utenza lasciando alla rete una parte minima. Al contrario, invece, se si osserva la giornata "tipo" di dicembre, Grafico 15, si può evidenziare come l'impianto fotovoltaico soddisfi il fabbisogno diurno ma utilizzi l'accumulo in maniera minima, determinando così un'importante dipendenza dalla rete pubblica.

Nota la produzione giornaliera di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico si può estendere la medesima trattazione per ottenere valori mensili.

Distribuzione fornitura mensile [kWh]					
	F	PV	EPSC	EPA	R
<b>gennaio</b>	279.042,16	142.952,16	90.457,38	52.494,78	136.090,00
<b>febbraio</b>	244.052,43	154.203,84	86.753,10	67.450,74	89.848,59
<b>marzo</b>	252.356,16	203.218,02	99.252,45	103.965,57	49.138,14
<b>aprile</b>	207.904,25	171.246,60	77.469,00	93.777,60	36.657,65
<b>maggio</b>	210.410,16	198.238,80	85.906,34	112.332,46	12.171,36
<b>giugno</b>	278.717,25	190.550,40	112.403,77	78.146,63	88.166,85
<b>luglio</b>	319.418,16	212.142,30	137.047,83	75.094,47	107.275,86
<b>agosto</b>	342.545,16	211.704,58	137.067,75	74.636,83	130.840,58
<b>settembre</b>	280.958,25	186.459,60	109.040,15	77.419,45	94.498,65
<b>ottobre</b>	232.577,16	185.943,58	94.904,90	91.038,68	46.633,58
<b>novembre</b>	234.440,25	169.974,60	88.222,49	81.752,11	64.465,65
<b>dicembre</b>	306.107,16	136.687,06	92.783,12	43.903,94	169.420,10

Tabella 16: distribuzione fornitura mensile

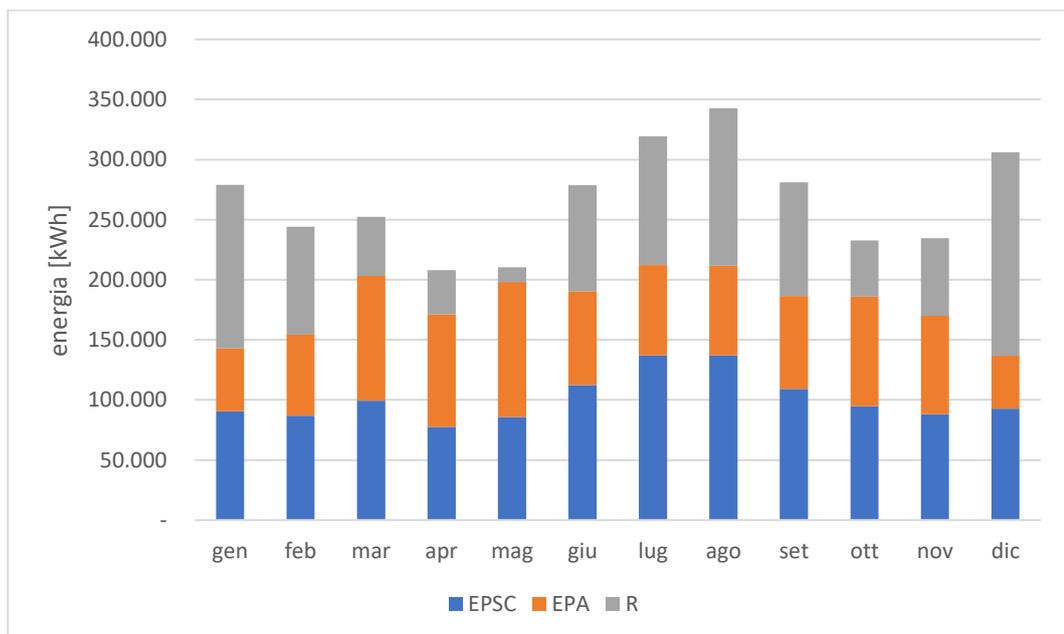


Grafico 16: distribuzione fornitura mensile

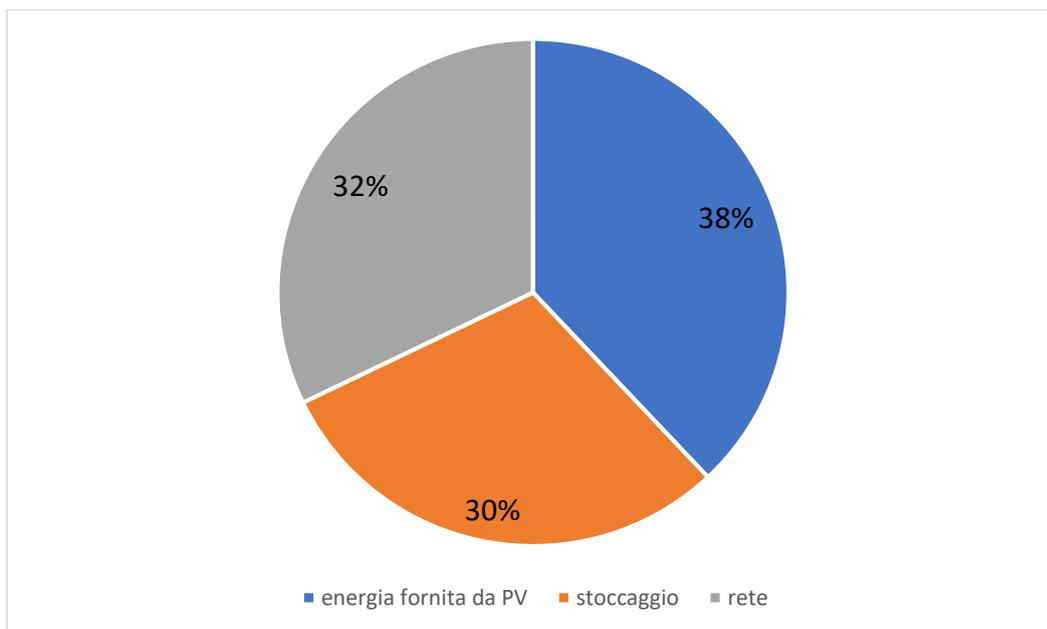
Come già accennato precedentemente, noto l'andamento dei singoli giorni è possibile estrapolare i dati per ottenere il grafico nei diversi mesi (Grafico 16). Si osserva come, avendo ottenuto i dati giornalieri tramite simulazioni puntuali grazie al software SolariusPV, il bilancio energetico dei diversi mesi riprenda in maniera abbastanza precisa il comportamento dei singoli giorni. Di conseguenza basta estendere le considerazioni fatte precedentemente, per ottenere precisi commenti riguardanti l'analisi mensile. Si può infatti ribadire come il mese nel quale verrà sfruttato maggiormente il sistema sarà maggio, mentre il mese più critico sarà dicembre.

A questo punto è possibile ottenere una visione più completa dell'impianto studiato. Si è partiti con l'analisi puntuale giornaliera, per poi ottenere i valori mensile ed infine quelli annuali. Nella Tabella 17 sono riassunti i risultati finali annuali relativi all'impianto suddivisi in: energia fornita direttamente dall'impianto fotovoltaico, energia stoccabile, utilizzabile in un secondo momento, ed energia da prelevare dalla rete pubblica. Infine si evidenzia il dato delle ore equivalenti per valutare la qualità dell'impianto. Nonostante le scelte tecniche effettuate per questo caso specifico, tale valore rimane nella media con quelli relativi ad impianti simili ubicati in Sicilia.

<b>Distribuzione fornitura annuale [kWh]</b>					
<b>F</b>	<b>PV</b>	<b>EPSC</b>	<b>EPA</b>	<b>R</b>	<b>ore equivalenti</b>
3.188.528,56	2.163.321,54	1.211.308,27	952.013,27	1.025.207,02	1.354,34

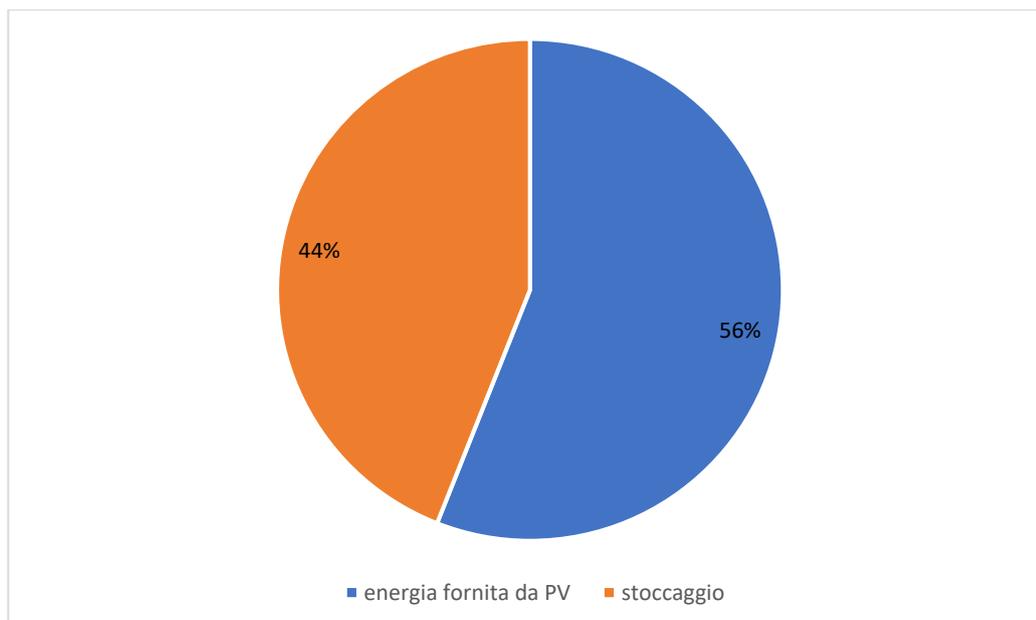
**Tabella 17: distribuzione fornitura annuale**

Per maggiore chiarezza si riporta di seguito un grafico che riassume le percentuali relative alla distribuzione di energia elettrica divisa come presentata in Tabella 17.



**Grafico 17: bilancio annuale fornitura energia elettrica**

Si ricorda come l'approccio seguito fin qui, è stato quello di studiare i consumi odierni di un'utenza con sede a Catania e con tali valori dimensionare l'impianto fotovoltaico connesso ad un accumulo elettrico. Di conseguenza ottenere questi ultimi valori è di fondamentale importanza per comprendere a fondo l'utilità di tale studio. Nel dettaglio, dal computo annuale, è visibile come grazie al nuovo impianto, solamente il 32 % del fabbisogno totale sarà ancora dipendente dalla rete pubblica mentre il restante 68 % sarà soddisfatto dal nuovo sistema. In particolare l'energia disponibile direttamente dall'impianto fotovoltaico coprirà il 38 % del fabbisogno, mentre la quota utilizzabile grazie all'accumulo soddisfa un ulteriore 30 %. Questo permette di comprendere bene come in questo caso sia stato molto interessante considerare la possibilità di aggiungere uno storage a questa configurazione. Un'ulteriore precisazione per quanto riguarda il rapporto tra fornitura diretta dall'impianto fotovoltaico e disponibilità dal sistema di accumulo è riportata nel Grafico 18.



**Grafico 18: bilancio fornitura da impianto**

Noti questi dati è chiaro come lo studio diventi rilevante non solo dal punto di vista tecnico ma anche per quanto riguarda l'aspetto economico. Questo secondo punto verrà analizzato più nel dettaglio nei capitoli successivi, tuttavia si può anticipare come l'impianto potrà essere considerato economicamente sostenibile non solo in funzione del tempo di ritorno dell'investimento iniziale, ma anche per il risparmio complessivo che Asja Ambiente Italia Spa permetterà di avere all'utenza proponendo una tariffa energetica più conveniente rispetto a quella odierna per la fornitura di energia elettrica.

Per uno studio dettagliato, ora è necessario presentare il reale layout dell'impianto mostrando e definendo ogni componente. In questo modo si avrà ben presente il numero, l'ingombro e i costi delle apparecchiature da utilizzare. Di conseguenza sarà possibile definire i costi di investimento (CAPEX) e quelli di gestione (OPEX) per presentare infine una dettagliata analisi economica. Si ricorda tuttavia, che per riservatezza non sarà possibile citare direttamente fornitori delle singole attrezzature considerate.

## 7.2 Presentazione delle apparecchiature scelte per il progetto definitivo e il rispettivo layout

Dopo aver analizzato nel dettaglio il dimensionamento dal punto di vista tecnico, ora è possibile presentare il reale layout dell'impianto in accordo con i dati ottenuti precedentemente. In questo capitolo si cercherà di presentare ogni componente necessario per la realizzazione del sistema in modo tale da evidenziare le apparecchiature da utilizzare e da considerare per la successiva analisi economica. Come per ogni progetto, anche in questo caso, si è cercato di trovare un compromesso tra qualità dei materiali e prezzo dei componenti scelti, per cercare di ridurre l'investimento economico iniziale senza penalizzare le prestazioni future dell'impianto. Tuttavia, come già detto precedentemente, in questo studio non sarà possibile citare direttamente i fornitori delle attrezzature, ma si cercherà comunque di presentare le specifiche tecniche reali.

Per quanto riguarda il solo impianto fotovoltaico si ricorda la breve descrizione presentata nel paragrafo *"3.8 Componenti di un impianto fotovoltaico"*. Per prima cosa è certamente necessario scegliere con attenzione i moduli fotovoltaici da installare in funzione della tecnologia e della potenza, al fine di garantire il miglior rapporto qualità/prezzo. In questo caso si sono scelti pannelli con celle in silicio policristallino con potenza  $270 W_p$ .

Si ricorda inoltre come la produzione di energia elettrica derivante dal solo impianto fotovoltaico sia in corrente continua, mentre l'utenza la richieda in corrente alternata. Per questo motivo sarà necessario equipaggiare l'impianto con almeno un inverter. Nel caso specifico però avendo un elevato numero di moduli e quindi una elevata potenza dell'impianto non sarà possibile utilizzare un solo inverter, ma sarà necessario usarne un numero preciso in funzione della potenza del singolo componente scelto e della possibilità di connessione con i moduli fotovoltaici. Per questa applicazione si capisce come siano possibili numerose combinazioni, ma per rispettare il compromesso tecnico/economico definito precedentemente e grazie all'esperienza di Asja Ambiente Italia Spa, si è scelta una tipologia precisa. In questo caso si useranno inverter di potenza pari a 100 kW.

Riprendendo i dati considerati per il dimensionamento definitivo dell'impianto, si ricorda come questi risultati siano stati ottenuti imponendo un'inclinazione dei moduli fotovoltaici pari a  $50^\circ$ . Per questo motivo, si deve considerare di aggiungere una struttura che renda stabile e sicuro il posizionamento di queste apparecchiature. Come è facilmente intuibile, anche in questo caso possono essere scelte numerose configurazioni in base al luogo di applicazione e alla disposizione dei moduli. Possono essere considerati sia sostegni in cemento sia metallici. Nel caso specifico si è scelta la soluzione più economica e più diffusa in questo ambito, ovvero l'utilizzo di strutture in lega di alluminio con profilo a C che permettono l'accoppiamento dei moduli nella posizione descritta nel capitolo "6.7 Considerazioni sull'impianto fotovoltaico". Di seguito si mostra il disegno tecnico utilizzato per la fornitura di tale struttura di sostegno.

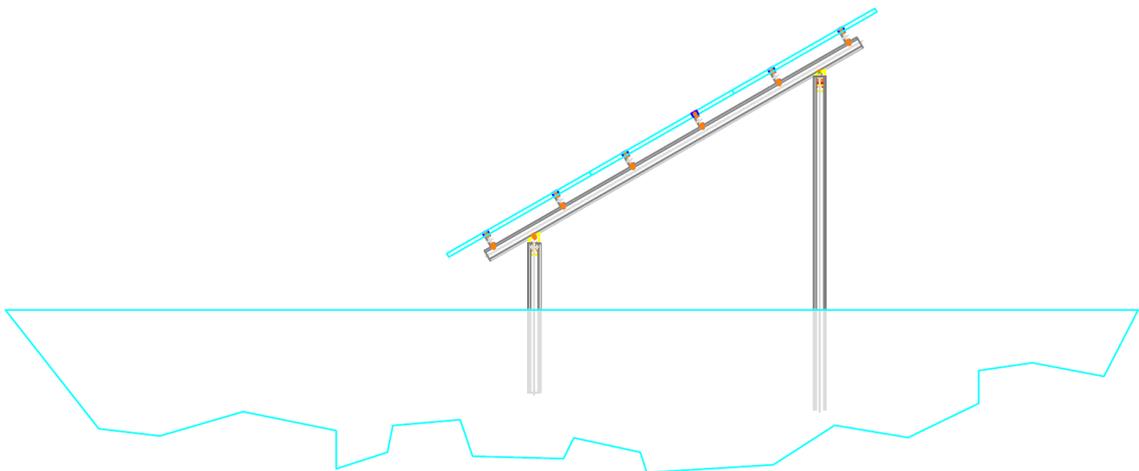


Figura 34: struttura di sostegno per moduli fotovoltaici

Se per l'impianto fotovoltaico i componenti sono oggi ben noti e definiti, per quanto riguarda l'accumulo elettrochimico, invece, si deve prestare maggiore attenzione essendo una tecnologia diffusa solamente negli ultimi anni. Come già presentato nel capitolo "6.2 Configurazioni possibili per l'installazione dei sistemi di accumulo", la configurazione del sistema varia in funzione dell'applicazione specifica dell'impianto. A causa delle dimensioni del nostro impianto, si è scelto di utilizzare un assetto lato produzione monodirezionale integrato in corrente alternata. In questa configurazione si deve quindi prevedere l'installazione del sistema di accumulo più un inverter collegato ad esso diverso da quello dedicato all'impianto fotovoltaico. Per questa applicazione si è chiesto l'aiuto di un'azienda leader da anni in questo settore. Grazie alla sua consulenza si

è potuto dimensionare correttamente l'impianto prevedendo l'utilizzo di due container da 40 ft, ciascuno con capacità pari a 2.25 MWh contenenti batterie a ioni litio, connessi ad un inverter esterno e ad un container contenente apparecchiature ausiliarie. Grazie al supporto di tale azienda è stato anche possibile avere precise informazioni sui reali ingombri da considerare durante la progettazione per la definizione del layout. Come è di facile comprensione, fondamentale è la conoscenza dettagliata di ciascun componente per trovare la migliore disposizione in funzione dello spazio disponibile per l'installazione dell'impianto. La Figura 35 riporta il definitivo layout scelto per tale impianto.

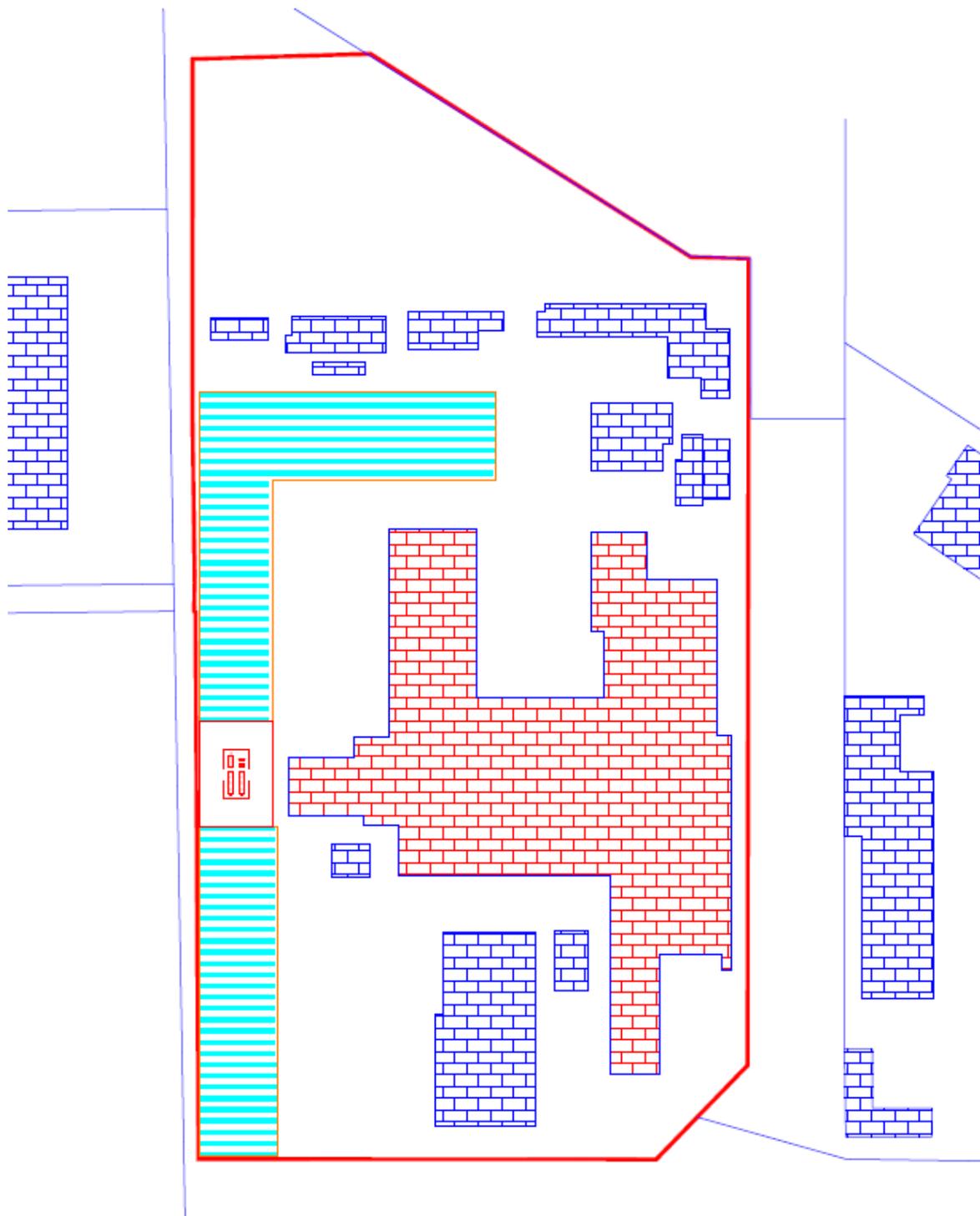


Figura 35: layout definitivo impianto

Riprendendo un ultimo aspetto tecnico, si deve ricordare come ogni trasporto di energia porti con sé delle perdite durante il tragitto. Come è noto minore è la tensione di trasporto, maggiori saranno le perdite. Per questo motivo e per garantire un corretto collegamento tra i quattro sistemi, fotovoltaico, accumulo, rete pubblica ed utenza, si deve attrezzare il sistema aggiungendo adeguati trasformatori che innalzino la tensione.

Per garantire maggiore sicurezza all'impianto, si è deciso di prevedere l'installazione di un trasformatore per ogni componente, ovvero uno dedicato esclusivamente all'impianto fotovoltaico ed uno per il sistema di accumulo. Sapendo che la fornitura di energia elettrica dalla rete pubblica avviene già in media tensione, si comprende come quest'ultimo componente non abbia bisogno di un trasformatore ma gli altri due sì. In questo modo si garantisce un corretto collegamento tra i sistemi e la riduzione delle perdite dovute al trasporto grazie allo scambio in media tensione.

Tuttavia si deve ricordare come l'utenza avrà sempre bisogno di corrente in bassa tensione; di conseguenza si dovrà utilizzare un ultimo trasformatore per ridurre la tensione prima di poter collegare l'utenza. Nonostante si siano dovuti aggiungere questi componenti, ora si è certi che il sistema sia sicuro e con un'elevata efficienza.

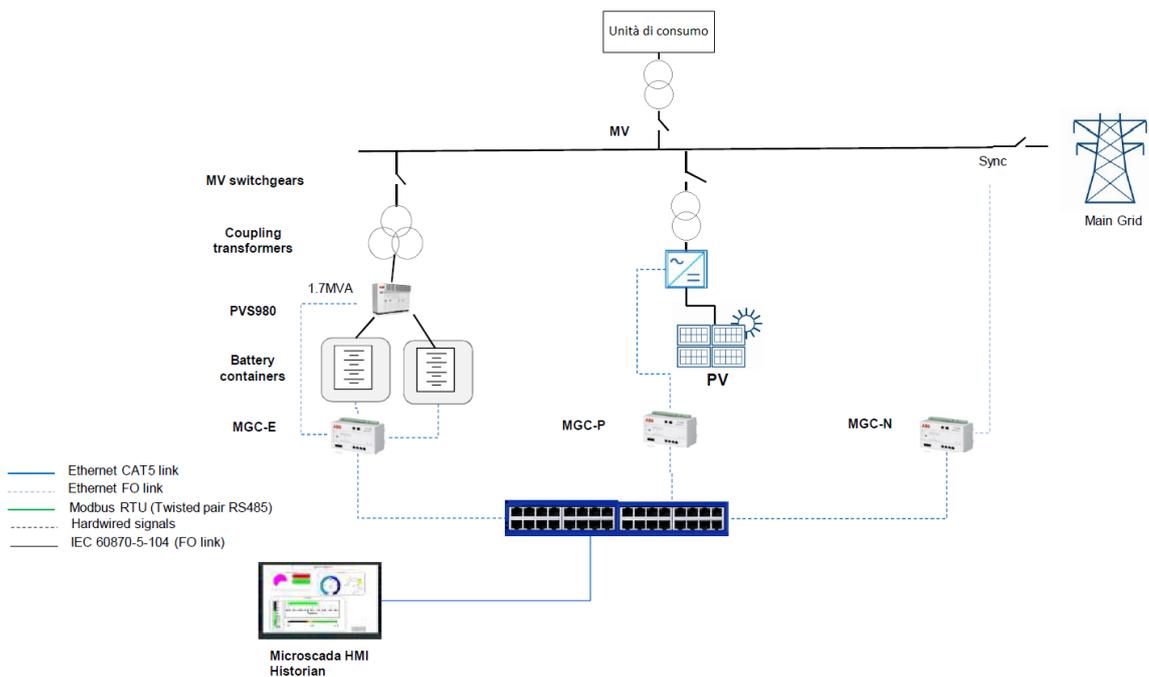


Figura 36: schema elettrico impianto

La Figura 36 riporta il generico schema elettrico che si prevede per tale impianto. Sono presenti tutti i componenti citati in questo capitolo, con l'aggiunta del sistema di controllo e gestione che definisce la logica di funzionamento dell'impianto, garantendo il corretto bilanciamento delle tre risorse.

## 8. Analisi economica

Dopo aver studiato nel dettaglio l'impianto in esame, sia dal punto di vista della produttività che dal punto di vista tecnologico, è possibile concludere tale trattazione tramite una puntuale analisi economica per definire la reale fattibilità. Per maggiore chiarezza si riassumono qui di seguito i dati tecnici scelti per l'impianto ipotizzato:

Impianto reale	
<b>Potenza nominale [kWp]</b>	1.597,32
<b>Dimensione storage [kWh]</b>	3.623,63
<b>Dimensione storage reale (80%) [kWh]</b>	4.529,53
<b>En. totale prodotta da PV [kWh]</b>	2.163.321,54
<b>En. annuale fornita da PV [kWh]</b>	1.211.308,27
<b>Storage annuale [kWh]</b>	952.013,27
<b>Deficit annuale da rete pubblica[kWh]</b>	1.025.207,02
<b>Ore equivalenti [h]</b>	1354,34449

Tabella 18: dati impianto

Prima di iniziare l'analisi economica si introducono i due parametri che sono alla base di questo studio. Il primo si definisce CAPEX (Capital Expenditure), per indicare l'investimento economico iniziale che comprende tutti i costi che riguardano la progettazione e la realizzazione dell'impianto studiato. Il secondo è denominato OPEX (Operating Expense) e considera la gestione e la manutenzione annuale delle attrezzature che compongono tale impianto. Questi due parametri saranno i punti di partenza dell'analisi e saranno fondamentali per la comprensione della fattibilità economica dell'impianto. Analizzati nel dettaglio i due valori, si presenteranno diversi scenari per confrontarli tra loro ed evidenziare quale sarebbe il più conveniente in vista di un investimento futuro.

## 8.1 CAPEX (Capital Expenditure)

Chiarito il percorso da seguire, è possibile studiare nel dettaglio il CAPEX per questo caso specifico. In particolare si segue la trattazione presentata nel capitolo *“7.2 Presentazione delle apparecchiature scelte per il progetto definitivo e il rispettivo layout”* in modo tale da ottenere una lista precisa dei componenti necessari e delle attività da svolgere per l’installazione dell’impianto. Si ricorda come in questa trattazione i valori presentati sono stati ottenuti da reali offerte ricevute da fornitori specializzati nel settore energetico. Come per ogni progetto, la scelta dei componenti deve essere fatta considerando il miglior rapporto qualità/prezzo proposto dai diversi fornitori. In questo caso dopo un'attenta ricerca, per quanto riguarda il solo impianto fotovoltaico, si è scelto di utilizzare le tecnologie presentate nella Tabella 19.

Moduli fotovoltaici	
Fornitore	***
Modello	***
Potenza [W]	270,00
Numero	5.916,00
Prezzo unitario [€/Wp]	0,24
Prezzo totale [€]	<b>377.526,49</b>
Inverter fotovoltaici	
Fornitore	***
Modello	***
Potenza [W]	100.000,00
Numero	15,00
Prezzo unitario [€/Wp]	4.136,12
Prezzo totale [€]	<b>62.041,86</b>
Supporti moduli fotovoltaici	
Fornitore	***
Modello	alluminio
Prezzo totale [€]	<b>153.370,14</b>
<b>Totale [€]</b>	<b>592.938,49</b>

Tabella 19: CAPEX impianto fotovoltaico

Una volta selezionati i componenti migliori, si devono considerare all'interno del CAPEX anche tutte quelle opere di contorno che sono necessarie per preparare il sito all'installazione dell'impianto. In particolare si ricordano, per quanto riguarda il solo impianto fotovoltaico, opere civili, elettriche ed ausiliare riassunte nella tabella successiva.

<b>Opere civili</b>	
<b>Preparazione terreno</b>	
<b>Strade</b>	
<b>Cavidotti</b>	
<b>Opere in cemento</b>	
<b>Scavi generali</b>	
<b>Totale [€]</b>	<b>184.634,05</b>
<b>Opere elettriche</b>	
<b>Cablaggi</b>	
<b>Cabine elettriche</b>	
<b>Illuminazione</b>	
<b>Trasformatore PV</b>	
<b>Totale [€]</b>	<b>303.825,49</b>
<b>Opere ausiliarie</b>	
<b>Apertura cantiere</b>	
<b>Collaudi</b>	
<b>Incarichi professionali</b>	
<b>Monitoraggio</b>	
<b>Totale [€]</b>	<b>69.458,98</b>

Tabella 20: CAPEX opere impianto fotovoltaico

Il medesimo approccio deve essere seguito per calcolare l'investimento iniziale per la tecnologia di accumulo. Come già detto, nota la criticità di questa tecnologia, ci si è affidati all'esperienza di un'azienda esperta del settore, che ha fornito i seguenti dati:

<b>Accumulo elettrico</b>	
<b>Fornitore</b>	***
<b>Capacità reale [kWh]</b>	3.623,63
<b>Capacità totale [kWh]</b>	4.529,53
<b>Prezzo batterie [€/kWh]</b>	300,00
<b>Prezzo totale [€]</b>	<b>1.358.860,39</b>
<b>Inverter per accumulo</b>	
<b>Fornitore</b>	***
<b>Modello</b>	***
<b>Unità</b>	1
<b>Prezzo totale [€]</b>	<b>172.000,00</b>
<b>Trasformatore per accumulo</b>	
<b>Fornitore</b>	***
<b>Modello</b>	***
<b>Prezzo totale [€]</b>	<b>51.600,00</b>
<b>Sistemi di controllo</b>	
<b>Fornitore</b>	***
<b>Prezzo [€]</b>	<b>137.600,00</b>
<b>Totale [€]</b>	<b>1.720.000,00</b>

Tabella 21: CAPEX accumulo elettrochimico

Anche per l'accumulo elettrochimico si devono aggiungere i costi relativi alle opere di contorno. In questo caso oltre all'installazione si devono considerare anche i costi per il sistema di controllo indispensabile per il monitoraggio di tale sistema complesso.

<b>Opere accumulo</b>	
<b>Trasporto in sito</b>	
<b>Installazione</b>	
<b>Sistema di controllo</b>	
<b>Tasse</b>	
<b>Cablaggio</b>	
<b>Totale [€]</b>	<b>125.000,00</b>

Tabella 22: CAPEX opere accumulo elettrochimico

Noti questi dati si può avere un'idea complessiva sul costo di investimento da considerare per un impianto dimensionato secondo i dati tecnici specifici di questo studio. Nella Tabella 23 vengono riassunti tutti i costi elencati precedentemente per ottenere il CAPEX complessivo relativo all'impianto in esame. Si nota come il valore finale sia pari a 2.995.857,00 €.

<b>CAPEX totale</b>	
<b>Moduli fotovoltaici [€]</b>	377.526,49
<b>Inverter fotovoltaici [€]</b>	62.041,86
<b>Supporti moduli fotovoltaici [€]</b>	153.370,14
<b>Opere civili [€]</b>	184.634,05
<b>Opere elettriche [€]</b>	303.825,49
<b>Opere ausiliarie [€]</b>	69.458,98
<b>Accumulo elettrico [€]</b>	1.358.860,39
<b>Inverter per accumulo [€]</b>	172.000,00
<b>Trasformatore per accumulo [€]</b>	51.600,00
<b>Sistemi di controllo [€]</b>	137.600,00
<b>Opere accumulo [€]</b>	125.000,00
<b>Totale [€]</b>	<b>2.995.857,00</b>

Tabella 23: CAPEX investimento totale

## 8.2 Influenza della tecnologia di accumulo sull'investimento totale

Prima di proseguire ci si deve soffermare ancora un momento sulla tecnologia di accumulo. Di seguito si cerca di evidenziare l'influenza di tale sistema rispetto all'investimento totale iniziale, in quanto ci si aspetta un valore importante.

Dal totale presentato in Tabella 23 è possibile scomporre i valori e confrontare il solo impianto fotovoltaico con la tecnologia di accumulo. Il Grafico 19 mostra le principali differenze in termini economici. Come descritto in precedenza il costo del sistema di storage è decisamente importante a causa del prezzo delle batterie elettrochimiche, evidenziato anche dal fatto che l'area blu del Grafico 19 è la più rilevante nel bilancio economico relativo al sistema di accumulo.

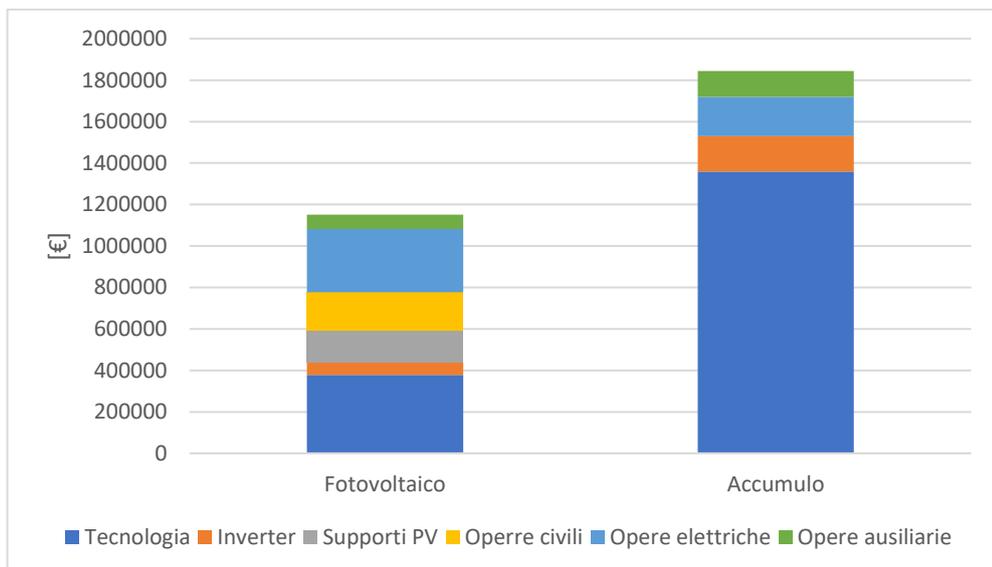


Grafico 19: confronto CAPEX

Per comprendere ancora meglio questa influenza, si può studiare la percentuale delle due tecnologie in relazione al CAPEX totale. Come è visibile nel Grafico 20 il sistema di accumulo copre circa il 62 % dell'investimento.

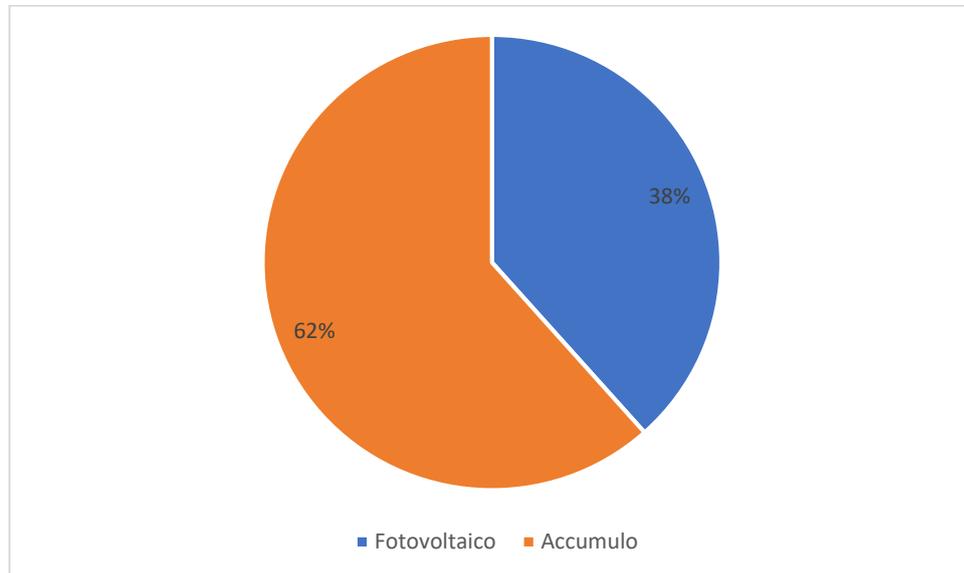


Grafico 20: confronto influenza CAPEX

Come era prevedibile, tale tecnologia ha dunque un peso molto rilevante sul totale, tuttavia è plausibile ipotizzare in futuro un'importante riduzione dei costi relativi allo storage grazie alla sua continua affermazione nel mercato. Si può aggiungere ancora una considerazione per aver ben chiaro il costo odierno di tale tecnologia. Si sa come per tale trattazione, di fondamentale importanza sia conoscere il prezzo €/kWh in modo tale da permettere un confronto con valori passati e futuri. Noti i dati ottenuti in questo studio si può affermare che oggi le batterie al litio sono sul mercato con un costo di circa 300 €/kWh, ma se si vogliono considerare tutte le opere di contorno a tale sistema si deve fare riferimento ad un prezzo di circa 400 €/kWh.

### 8.3 OPEX (Operating Expense)

Avendo ben chiaro il CAPEX iniziale si ricorda come per una corretta analisi economica si debba considerare anche un secondo indice collegato all'impianto. Si definisce OPEX il fattore che contiene tutti i costi relativi alla manutenzione e gestione di un impianto. Generalmente per ottenere questo valore si fa riferimento all'esperienza derivante da

altri impianti simili. In questo caso specifico il valore relativo all'impianto fotovoltaico è abbastanza preciso grazie all'esperienza di ASja Ambiente Italia Spa in questo ambito. Per quanto riguarda i costi di manutenzione delle batterie si è fatto nuovamente affidamento sull'azienda fornitrice dello storage, la quale prevede uno/due giorni di manutenzione all'anno, per il monitoraggio delle sue attrezzature. Si riassumono nella tabella seguente i valori che compongono l'OPEX per l'impianto fotovoltaico, sapendo che per lo storage non è possibile entrare così nel dettaglio ma si può considerare una piccola influenza.

<b>OPEX fotovoltaico</b>	
<b>Contratto Pulizia del Verde</b>	
<b>O&amp;M Cabina MT</b>	
<b>Stima manutenzioni straordinarie elettriche</b>	
<b>Contratto di estensione Garanzia PowerOne o altro</b>	
<b>Gestione SCADA System</b>	
<b>Contratto Video Sorveglianza</b>	
<b>Stima manutenzioni straordinarie video sorveglianza</b>	
<b>Assicurazione</b>	
<b>Altri costi generali e amministrativi</b>	
<b>IMU</b>	
<b>OPEX [€/MWh]</b>	<b>40,00</b>

Tabella 24: OPEX fotovoltaico

Se ci si sofferma sul valore finale indicato in Tabella 24, in un primo momento può sembrare un dato decisamente elevato. Tuttavia si può spiegare come con esso si consideri non solo la manutenzione dell'impianto ma anche la gestione ed il controllo del sito. Inoltre, sapendo che Asja Ambiente Italia Spa affida tale lavoro ad un'azienda esterna, si comprende bene come tale valore aumenti ancora rispetto alle aspettative. Certamente l'OPEX in questo caso ha un ruolo decisamente importante sull'economia dell'investimento.

## 8.4 Studio per la sostituzione delle batterie

Noti i valori precisi per l'impianto fotovoltaico, si è cercato di approfondire la trattazione dei costi relativi allo storage confrontandosi con l'azienda fornitrice. Se i costi di manutenzione e controllo di questa tecnologia sono limitati grazie all'elevata affidabilità e prevedono solamente pochi interventi l'anno, come definito precedentemente, punto più critico invece è quello relativo alla vita stimata per l'impianto di accumulo. Si ricorda come la vita di una batteria ricaricabile è fortemente influenzata dalle condizioni di carica/scarica e dal numero di cicli previsti durante il suo utilizzo. Secondo i dati forniti dall'azienda la durata media per un impianto di stoccaggio simile a quello previsto in questo caso specifico è solamente di 10 anni. Di conseguenza questo necessita certamente una sostituzione del parco batterie per poter garantire le medesime prestazioni studiate durante la fase di progetto. Questo implica un'ulteriore spesa da effettuare dopo 10 anni per riacquistare le batterie, da considerare come ulteriore CAPEX.

Tuttavia l'azienda fornitrice non è stata in grado di ipotizzare un prezzo relativo a questa sostituzione futura. In effetti stimare il costo delle batterie tra 10 anni non è per nulla semplice. Come si è già spiegato nei capitoli precedenti, la tecnologia dell'accumulo è in pieno sviluppo con conseguenti miglioramenti in termini di prestazioni e affidabilità. Proprio per questi motivi, col passare del tempo lo storage si potrà affermare sempre di più nel mercato energetico e di conseguenza portare numerosi vantaggi anche per quanto riguarda il costo della stessa tecnologia. Come detto però solo col tempo si potrà essere più precisi. Tuttavia numerosi studi hanno analizzato il trend passato di questa tecnologia e ipotizzato quello futuro.

Per la nostra trattazione si riprende l'articolo presentato da IRENA (International Renewable Energy Agency) "*Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030*" [17]. All'interno di questo studio si analizza nel dettaglio lo sviluppo futuro previsto per tale tecnologia. In particolare si ipotizza un miglioramento delle prestazioni ma anche un'importante riduzione dei costi dei materiali utilizzati nelle batterie senza tralasciare la qualità. Secondo lo studio citato [17] il componente che mostra un più ampio range di miglioramento è quello del catodo, per il quale si prevede un'accelerazione nella ricerca

dei materiali utilizzabili per incrementare ancora le sue prestazioni riducendo il più possibile i costi.

Riprendendo l'immagine presente all'interno dell'articolo [17] si mostra lo scenario previsto in funzione dei singoli componenti.

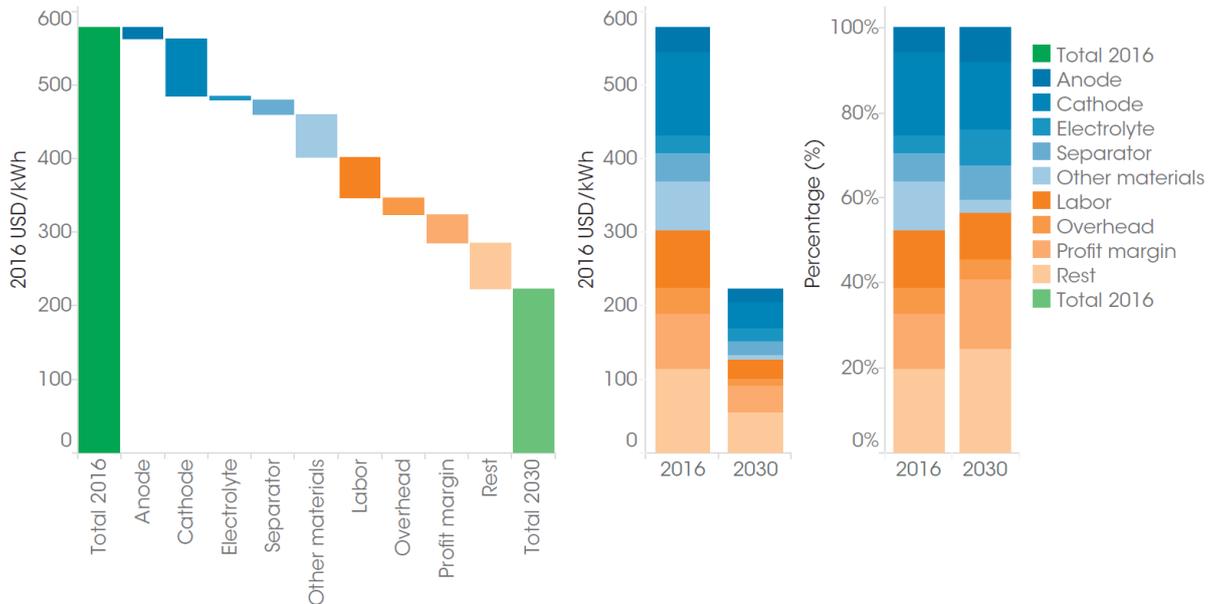


Figura 37: costo futuro batterie (fonte IRENA)

Come è visibile in Figura 37, il futuro per tale tecnologia è molto promettente. Questo trend è spiegato nel dettaglio all'interno dell'articolo [17], nel quale vengono descritte le generiche tipologie di batterie a ioni di litio e i loro futuri miglioramenti. In conclusione si afferma come entro il 2030 ci potrà essere una riduzione superiore al 50% in termine di costi rispetto ad oggi. Questo dato è fondamentale per proseguire la trattazione di questo studio, come detto all'inizio di questo capitolo. Grazie a questo valore è possibile stimare il futuro investimento che si dovrà considerare per la sostituzione delle batterie e concludere in maniera precisa l'analisi economica dell'impianto studiato.

Riassumendo i valori noti fino ad ora si può evidenziare di seguito il CAPEX complessivo. Sapendo che ad oggi la tecnologia delle batterie è venduta a circa 300/400 €/kWh, riprendendo lo studio *"Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030"* [17] ci si aspetta un prezzo futuro di circa 200 €/kWh. Con questo dato ora è possibile ipotizzare il costo totale per la sostituzione delle batterie.

Sapendo però che, col passare degli anni, le prestazioni dell'impianto fotovoltaico si riducono e di conseguenza la produzione di energia elettrica diminuirà, è plausibile ipotizzare quindi una riduzione della quantità di energia accumulabile, considerando invece costante il consumo dell'utenza. Utilizzando questi dati, grazie ad ulteriori simulazioni si prevede uno stoccaggio futuro pari a 4.069,26 kWh al giorno. Di conseguenza si deve considerare un ulteriore CAPEX di circa 810.851,93 €.

A questo punto tutti i dati necessari per iniziare l'analisi economica sono noti e si può proseguire la trattazione. Per maggiore chiarezza nella tabella seguente si riassumono rapidamente tutti i valori ottenuti, specificando che il costo di sostituzione delle batterie si è ridotto ulteriormente ipotizzando uno sconto ottenibile dal fornitore simile a quello utilizzato per l'offerta odierna.

<b>CAPEX fotovoltaico [€]</b>	1.150.857,00
<b>CAPEX accumulo [€]</b>	1.845.000,00
<b>CAPEX sostituzione batterie [€]</b>	732.466,74
<b>OPEX fotovoltaico [€/MWh]</b>	40,00

Tabella 25: riepilogo costi

Questi dati saranno la base dell'analisi economica che verrà seguita successivamente. Prima di cominciare, però, è bene precisare quali scenari economici possono essere applicati a questa tipologia di impianto. Nel capitolo successivo si presenteranno quindi le diverse configurazioni realizzabili che verranno poi considerate anche durante l'analisi economica per confrontarle tra loro e scegliere quella più conveniente noto l'investimento iniziale.

## 8.5 Presentazione dei possibili scenari economici

Avendo ben chiaro ora l'entità dell'investimento che si deve affrontare per tale impianto, al fine di applicare il corretto studio, si deve riprendere il capitolo "5. *Inquadramento normativo*" e scegliere attentamente il tipo di configurazione che si vuole seguire. Tenendo a mente le definizioni presentate nel capitolo citato, si può affermare che

certamente l'impianto fotovoltaico con accumulo elettrico può essere considerato in configurazione SEU, in quanto l'ubicazione dell'intero impianto è all'interno del terreno di proprietà dell'utenza ed alimenterà la medesima. Eppure numerosi sono le possibili soluzioni applicabili a questo impianto.

Noto l'importante investimento iniziale previsto, nel seguente studio si seguiranno diversi scenari al fine di confrontarli tra loro e definire quello più conveniente. Come primo caso verrà analizzata la configurazione fulcro di questo studio. L'impianto fotovoltaico con accumulo elettrico rimarrà di proprietà di Asja Ambiente Italia Spa la quale venderà l'energia elettrica prodotta direttamente all'utenza. Nella seconda ipotesi invece si prevede che il medesimo sistema venga finanziato dalla stessa azienda che utilizzerà l'impianto in modalità di autoconsumo. Tuttavia, noto l'imponente investimento iniziale, si è scelto di confrontare questi due scenari con altri due nei quali non sarà previsto l'accumulo elettrico ma solo l'impianto fotovoltaico, in modo tale da mostrare le principali differenze dal punto di vista economico. Il terzo studio quindi sarà quello nel quale il parco fotovoltaico sarà di proprietà Asja Ambiente Italia Spa ed il quarto vedrà il sistema di proprietà dell'utenza. In questi ultimi scenari, considerando il medesimo impianto fotovoltaico dei casi precedenti, si avrà quindi una quota di energia prodotta consumata dall'utenza collegata e la restante parte immessa in rete.

Nella trattazione dei primi due scenari, si ricorda che il valore di riferimento grazie al quale Asja Ambiente Italia Spa o la stessa utenza possono ottenere vantaggi economici è il prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta o il risparmio ottenuto grazie all'autoconsumo. Per quanto riguarda invece gli altri due scenari si deve riprendere con attenzione il capitolo *"5. Inquadramento normativo"* per definire quale configurazione è possibile applicare all'impianto ipotizzato. In particolare in questo caso, per quanto riguarda la quota di energia elettrica immessa in rete, si possono seguire due contratti: quello relativo allo Scambio sul Posto e quello del Ritiro Dedicato. Come noto però entrambe le applicazioni presentano alcune limitazioni.

Nello scenario Scambio sul Posto si prevede l'immissione in rete dell'energia prodotta e non consumata, per poi prelevarla nelle ore di fabbisogno senza pagare oneri in più oltre a quelli necessari per accedere al servizio. In questa configurazione la rete elettrica diventa il sistema di accumulo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto. Tuttavia

questa possibilità è prevista solamente per impianti con potenza massima di 500 kW e dunque non adatta per l'impianto descritto in questo studio. La seconda possibilità invece è quella del Ritiro Dedicato, che prevede la vendita di energia alla rete pubblica. Questa tipologia di servizio non presenta limitazioni di potenza ma differenzia, in funzione della taglia dell'impianto, la tariffa a cui si può vendere l'energia elettrica alla rete. Nel caso in cui l'impianto fosse di una potenza minore di 1 MW, si potrà utilizzare la tariffa denominata Prezzi Minimi Garantiti, altrimenti, con potenza maggiore di 1 MW, si potrà seguire il valore del mercato con il Prezzo Zonale Orario. Riassunte le regole presenti già nel capitolo "5. *Inquadramento normativo*", ora è chiaro come per gli ultimi due scenari sarà necessario considerare la configurazione che prevede il Ritiro Dedicato con il relativo contratto definito dal Prezzo Zonale Orario.

Prima di analizzare nel dettaglio i diversi casi è necessario fare chiarezza su quali siano i parametri fondamentali da considerare durante l'analisi economica che permettono di arrivare al risultato desiderato, ovvero comprendere la convenienza economica dell'investimento iniziale. Nel capitolo successivo si cercherà di descrivere nel dettaglio tale trattazione.

## **8.6 Parametri caratteristici per l'analisi economica**

Come detto, il termine di qualsiasi studio di fattibilità deve avere una precisa analisi economica per comprendere appieno la reale convenienza di un determinato investimento. In questo caso specifico ci si è affidati ad un modello finanziario proprio di Asja Ambiente Italia Spa ormai consolidato in azienda. In questo capitolo si cercherà di descrivere i parametri presenti in tale modello. Si ricorda che affinché l'analisi economica risulti corretta, si dovrà considerare ogni valore, calcolato in ogni anno di esercizio dell'impianto fino a fine vita.

Tenendo a mente i due valori già presentati all'inizio di questa trattazione, CAPEX ed OPEX, si introduce per prima cosa l'indice EBITDA definito come Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, ovvero il flusso di cassa ottenuto dall'azienda senza considerare gli interessi, le imposte, il deprezzamento e gli ammortamenti. Spesso questo

fattore può essere riferito all'economia di una intera azienda oppure ad un impianto, considerandolo come se fosse una piccola impresa. Nel secondo caso il valore si ottiene semplicemente facendo la differenza algebrica tra ricavi, ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica, e spese annuali, OPEX. Sin da subito si nota come il tipo di contratto scelto influenzi questo primo indice attraverso i ricavi.

$$EBITDA = ricavi - OPEX \quad (25)$$

Come si può facilmente intuire però, considerare solo questi fattori per determinare la convenienza di un investimento può risultare riduttivo. Per questo motivo è necessario introdurre le tasse, considerate pari al 27,9 % dei ricavi dalla vendita dell'energia elettrica prodotta. Si ottiene così l'utile entrante nelle casse dell'azienda ogni anno.

$$Utile = EBITDA - tasse \quad (26)$$

A questo punto però si deve ricordare che in principio è stato necessario effettuare un investimento per la costruzione e l'installazione dell'impianto. Nella realtà l'utile precedentemente descritto non sarà usufruibile subito dall'aziende ma servirà prima per ripagare tale investimento. Solamente quando tutto l'investimento sarà stato coperto, allora l'utile diventerà un vero guadagno. Si comprende ancora meglio come il tipo di contratto debba essere scelto con particolare attenzione al fine di rendere il più economicamente vantaggioso tale investimento. Questo punto è fondamentale per la comprensione dei due valori che andremo a definire di seguito e grazie ai quali sarà possibile studiare la convenienza di un determinato impianto.

Generalmente l'utile viene anche definito Cash Flow ed è necessario per calcolare il parametro detto Cash Flow Cumulato. Quest'ultimo indica quanto denaro deve ancora entrare nelle casse dell'investitore affinché venga ripagato del CAPEX iniziale e si calcola sommando ogni anno l'utile al CAPEX considerato negativo. Il valore finale di Cash Flow Cumulato, se positivo, indica il guadagno finale ottenibile dall'investimento.

$$Cash\ Flow\ Cumulato_{(n)} = -CAPEX + \sum_{t=0}^n (Cash\ Flow) \quad (27)$$

Grazie a questo valore si otterrà il Pay Back Time, ovvero il tempo di rientro dell'investimento. Il momento in cui Cash Flow Cumulato diventa positivo, l'investimento

è ripagato, e quello è il tempo che determina il Pay Back Time. Questo è il primo dei due valori fondamentali necessari per decidere se un investimento è interessante dal punto di vista economico.

Il secondo è definito IRR, Internal Rate of Return, ed indica il tasso di rendimento di un determinato investimento. In generale sotto un certo valore di IRR un'azienda reputa poco conveniente investire in un determinato prodotto ed è per questo che tale valore è fondamentale nell'analisi economica.

Per comprendere meglio si cerca rapidamente di spiegare quest'ultimo valore dal punto di vista economico/finanziario. L'indice IRR matematicamente è definito come il tasso di attualizzazione  $i$  che rende il Net Present Value (NPV) di una serie di flussi di cassa pari a zero. Con tasso di attualizzazione si intende quel tasso d'interesse da impiegare per trasferire al tempo 0, ossia all'attualità o "ad oggi", un capitale finanziario esigibile ad una certa data futura, in modo che quel capitale attualizzato, cioè esigibile oggi, sia finanziariamente equivalente al capitale esigibile in data futura. Dunque per ottenere l'indice IRR è necessario conoscere la definizione del Net Present Value.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{Cash\ Flow\ Cumulato}{(1+i)^t} \quad (28)$$

Quando al variare di  $i$ , l'NPV è pari a zero, si sarà trovato il valore corretto dell'Internal Rate of Return. Questo sarà il parametro fondamentale che un'azienda investitrice valuterà per decidere se un determinato progetto è economicamente vantaggioso. Oltre a tale indice, sarà necessario considerare il Pay Back Time e il Cash Flow Cumulato dell'ultimo anno che indica il reale guadagno che l'investimento può portare nelle casse dell'azienda a fine vita.

A questo punto il modello finanziario utilizzato per questo studio è ben chiaro. Prima di concludere, però, è meglio soffermarsi ancora sul CAPEX iniziale. Come detto il CAPEX indica l'investimento che un'azienda deve fare per realizzare un determinato progetto. Questo capitale però può essere direttamente pagato tutto dall'azienda oppure in parte affidato ad una banca, come avviene per qualsiasi tipo di investimento. In funzione di tale scelta il modello finanziario varia leggermente.

Nel primo caso si considera il CAPEX coperto tutto subito dall'azienda investitrice, permettendo in questo modo di analizzare la reale convenienza di un impianto poiché gli unici valori che entrano nel modello finanziario sono esclusivamente legati all'impianto stesso. Nel secondo caso, decidendo di affiancare all'azienda una banca per una parte dell'investimento, nel modello verranno inseriti anche tutti i parametri che richiede il secondo "investitore" nel suo contratto, come le rate del mutuo e gli interessi. Di conseguenza, in questo modo, non si analizza solo l'investimento ma anche l'influenza della banca. Tuttavia utilizzare un ente per coprire parte dell'investimento è sempre conveniente, poiché l'azienda investitrice potrà sborsare una minore quantità di denaro nel primo anno, lasciando il resto alla banca, e di conseguenza potrà diminuire i rischi economici legati all'investimento.

Per questi motivi, seguendo l'ultimo scenario si dovrebbero ottenere sempre condizioni più favorevoli rispetto al caso precedente. Si deve però prestare attenzione al contratto scelto con l'ente finanziario, modificando tali condizioni varierà anche il beneficio che esso può portare. In particolare all'interno di tale contratto andranno definiti la percentuale di capitale affidato alla banca (leva), la durata del finanziamento ed il tasso di interesse imposto. Di conseguenza per confrontare semplicemente il tipo di investimento, nella sua forma più semplice ed indipendentemente da un eventuale aiuto esterno, è consigliabile seguire il primo scenario.

Per questi motivi nei capitoli successivi si analizzeranno gli scenari presentati precedentemente ipotizzando che l'azienda investa direttamente il suo denaro per la realizzazione dell'impianto. Prima di cominciare però è bene tenere a mente l'ordine di grandezza dei parametri caratteristici descritti, ricercati dall'azienda investitrice. Un investimento viene definito conveniente se il valore del PBT è di circa 8/10 anni su una vita complessiva dell'impianto di 20 anni con un IRR superiore al 7/8 %. Il Cash Flow Cumulato e il risparmio/guadagno dell'utenza dovranno essere i più alti possibile.

## 8.7 Scenario 1: impianto fotovoltaico con accumulo di proprietà Asja Ambiente Italia Spa

Come già detto, in questo primo scenario si considera l'impianto nella configurazione fulcro di questo studio, ovvero un impianto fotovoltaico con accumulo elettrochimico per soddisfare il più possibile il fabbisogno elettrico di un'utenza.

Di seguito si riassumono i dati di input utilizzati nel modello finanziario per valutare la convenienza di questo scenario. Riprendendo il capitolo *"7.1 Considerazioni per il dimensionamento dell'impianto definitivo"*, si ricorda come l'impianto fotovoltaico con accumulo copra il 68 % del fabbisogno totale. In questa trattazione si considera solo l'influenza di questa percentuale sapendo che la quota restante rimane fornita dalla rete in maniera invariata rispetto allo scenario odierno, quindi ininfluenza dal punto di vista economico.

Si ricorda come in questo caso l'intero impianto verrebbe costruito e gestito da Asja Ambiente Italia Spa, che venderà la sua produzione all'utenza.

<b>Potenza impianto PV [MW]</b>	1,60
<b>Ore equivalenti [h]</b>	1.354,00
<b>Decadimento impianto PV [%]</b>	0,60
<b>Fornitura da impianto PV [%]</b>	38,00
<b>Fornitura da accumulo [%]</b>	30,00
<b>Fabbisogno dalla rete [%]</b>	32,00
<b>CAPEX impianto PV con accumulo [€/MW]</b>	1.875.552,00
<b>CAPEX sostituzione batterie [€]</b>	732.466,74
<b>OPEX [€/MWh]</b>	45,00
<b>Vita utile impianto [y]</b>	20,00
<b>Tariffa ENEL energia elettrica [€/MWh]</b>	192,00
<b>Tariffa vendita energia elettrica [€/MWh]</b>	185,00

Tabella 26: input modello finanziario scenario 1

Come già detto più volte e ribadito anche nella Tabella 26, i due parametri che influenzano il modello economico sono la tariffa ENEL e la tariffa di vendita. In particolare

il primo valore indica il prezzo a cui oggi l'utenza acquista l'energia elettrica dalla rete pubblica, mentre il secondo mostra la tariffa proposta da Asja Ambiente Italia Spa all'utenza. Di conseguenza maggiore è la differenza tra i due prezzi, maggiore sarà il risparmio per l'utenza e minore il guadagno per l'investitore, mostrando vantaggi e svantaggi. Viceversa all'aumentare della tariffa proposta, diminuirà il tempo di ritorno dell'investimento con conseguente guadagno per l'investitore ma minore convenienza per l'utenza. Di conseguenza è chiaro come sia necessario sempre analizzare i dati nel dettaglio per trovare un compromesso vantaggioso per entrambe le parti. In questo caso già è visibile come la differenza tra le due tariffe sia minima e quindi probabilmente più conveniente per l'investitore.

Qui di seguito nella Tabella 27 vengono ripresi i risultati ottenuti dal modello finanziario per questo primo scenario.

<b>Pay Back Time [y]</b>	18
<b>IRR [%]</b>	1,2
<b>Cash Flow Cumulato investitore [€]</b>	397.514,53
<b>Risparmio utenza [€/y]</b>	14.303,88
<b>Risparmio utenza totale [€]</b>	286.077,52

**Tabella 27: output modello finanziario scenario 1**

Ricordando i parametri descritti nel capitolo *“8.6 Parametri caratteristici per l'analisi economica”*, è evidente come questo scenario mostri alcune criticità. Per prima cosa si nota un Pay Back Time decisamente elevato considerando una vita totale dell'impianto di 20 anni. Osservando la tariffa a cui Asja Ambiente Italia Spa venderebbe l'energia elettrica all'utenza, evidenziata in Tabella 26, si comprende un altro punto critico. Sapendo che la tariffa di vendita viene scelta in modo tale da far rientrare l'investimento il prima possibile ma senza ridurre troppo il vantaggio economico dell'utenza, si comprende come in questo caso tale scelta non sia stata la migliore. Infatti affinché Asja Ambiente Italia Spa possa guadagnare da tale impianto, la tariffa proposta è di poco inferiore rispetto a quella odierna del contratto tra utenza e rete pubblica. Di conseguenza il vantaggio economico dell'utenza viene ridotto al minimo, precisamente di circa 14.000,00 €/anno, per un totale di circa 286.000,00 € in 20 anni. Inoltre se si analizza il conseguente guadagno che

l'investitore otterrebbe dopo 20 anni da tale impianto, si nota come anch'esso sia molto ridotto, pari a 397.514,53 €. L'insieme di questi fattori spiegano il motivo per cui l'indice IRR sia molto basso e di conseguenza questo tipo di investimento venga definito poco promettente.

Nel grafico successivo si riporta l'andamento del Cash Flow Cumulato per mettere in evidenza come il CAPEX iniziale e la successiva sostituzione delle batterie influenzino molto il ritorno economico dell'impianto, posticipando il Pay Back Time quasi a fine vita dell'impianto.

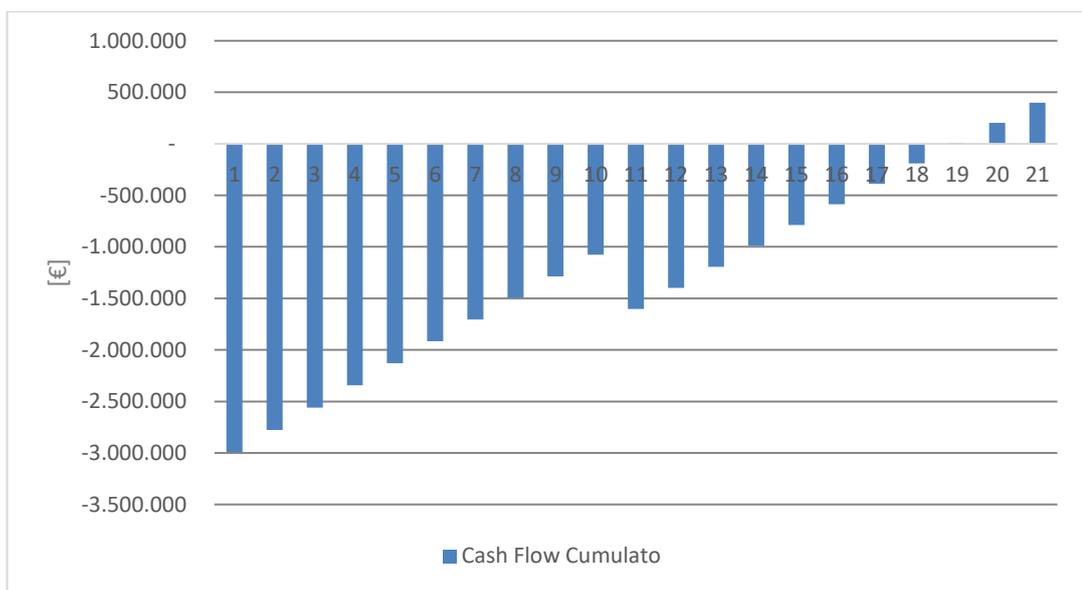


Grafico 21: cash flow cumulato scenario 1

Noti i risultati del modello finanziario si può affermare con certezza che questo investimento non è ideale per un'azienda che cerca un guadagno in questo campo. Alla fine di tale studio si commenteranno più nel dettaglio i risultati confrontandoli con quelli degli altri scenari che analizzeremo. Si ricorda come l'intervento di una banca potrebbe migliorare lo scenario ma comunque non lo sarebbe abbastanza per renderlo conveniente in quanto la distanza con i valori attesi è troppo elevata.

## 8.8 Scenario 2: impianto fotovoltaico con accumulo di proprietà dell'utenza

In questo secondo caso si riprende il medesimo impianto considerato nel caso precedente, campo fotovoltaico con accumulo elettrochimico, ma costruito e gestito dalla stessa utenza. In questo caso non si venderà più l'energia elettrica prodotta ma verrà autoconsumata dalla stessa utenza. Di conseguenza anche i vantaggi o svantaggi cambiano rispetto al caso precedente.

Di seguito vengono riportati i dati di input per il modello finanziario. Si deve però considerare il fatto che in questo caso, si ipotizza che l'utenza chieda la progettazione ad Asja Ambiente Italia Spa, la quale venderà subito il progetto all'utenza. In questo caso quindi l'utenza otterrà vantaggi economici dall'autoconsumo, mentre Asja Ambiente Italia Spa dalla vendita del progetto. Per coerenza quindi i dati citati in Tabella 28 saranno maggiorati del 10% rispetto al caso precedente a causa del sovrapprezzo imposto da Asja Ambiente Italia Spa per garantirsi un guadagno immediato, ma lasciando invariate le percentuali di fornitura rispetto al caso precedente.

<b>Potenza impianto PV [MW]</b>	1,60
<b>Ore equivalenti [h]</b>	1.354,00
<b>Decadimento impianto PV [%]</b>	0,60
<b>Fornitura da impianto PV [%]</b>	38,00
<b>Fornitura da accumulo [%]</b>	30,00
<b>Fabbisogno dalla rete [%]</b>	32,00
<b>CAPEX impianto PV con accumulo [€/MW]</b>	2.063.107,39
<b>CAPEX sostituzione batterie [€]</b>	813.851,93
<b>OPEX [€/MWh]</b>	50,00
<b>Vita utile impianto [y]</b>	20,00
<b>Tariffa ENEL energia elettrica [€/MWh]</b>	192,00

Tabella 28: input modello finanziario scenario 2

Noti tali dati è stato possibile avviare il modello finanziario per ottenere i risultati ricercati. Come è intuibile, avendo aumentato i costi a causa del guadagno atteso da Asja

Ambiente Italia Spa per la progettazione, ci si aspetta uno scenario futuro simile o peggiore rispetto al caso precedente. Nonostante il risparmio dell'utenza ottenuto dall'autoconsumo, pari al mancato esborso della tariffa ENEL, sia maggiore rispetto al caso precedente, difficilmente sarà sufficiente per rientrare della spesa iniziale in tempi ragionevoli. Nella tabella successiva si riportano i dati ottenuti per questo scenario.

<b>Pay Back Time [y]</b>	20
<b>IRR [%]</b>	0,2
<b>Cash Flow Cumulato investitore [€]</b>	75.535,35
<b>Guadagno Asja Ambiente Italia Spa [€]</b>	299.585,70

**Tabella 29: output modello finanziario scenario 2**

In questo caso gli output da evidenziare sono leggermente diversi rispetto a quelli precedenti. Essendo a carico dell'utenza stessa l'investimento iniziale, non si potrà più definire un risparmio ma si osserverà un guadagno all'interno del Cash Flow Cumulato dopo 20 anni.

Come detto in precedenza, questo caso mostra più criticità rispetto allo scenario precedente. Infatti il Pay Back Time è ancora più lontano nel tempo, raggiungendo l'ultimo anno di vita dell'impianto. Di conseguenza il guadagno ricavabile dall'utenza in questo ultimo anno è molto ridotto, pari a soli 75.535,35 €. Questi fattori influenzano quindi la redditività dell'impianto con relativo indice IRR molto basso. Anche in questo caso si riporta il grafico del Cash Flow Cumulato per evidenziare l'andamento di tale investimento.

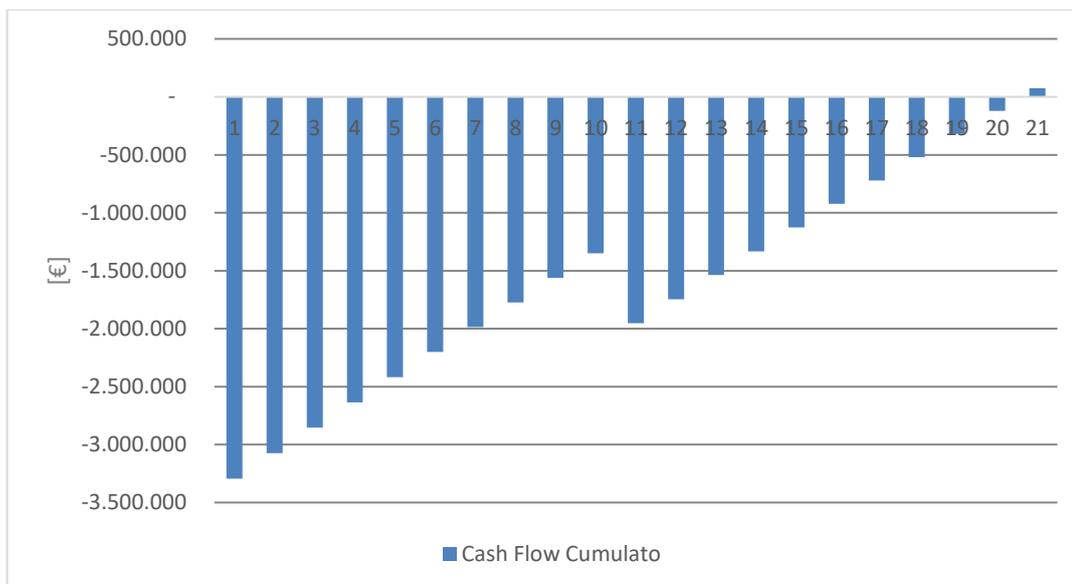


Grafico 22: cash flow cumulato scenario 2

Noti tali risultati si può affermare come anche questo secondo scenario non sia il più favorevole dal punto di vista economico. Infatti investire oggi in un progetto con un tale futuro poco vantaggioso, non è conveniente. Come detto si rimandano alla fine di tale studio i commenti più precisi dopo aver mostrato tutti gli scenari in modo tale da poterli confrontare nel dettaglio.

Dopo aver osservato i primi due scenari, ed avendo mostrato come sia critico questo tipo di investimento, di seguito si presentano due ulteriori casi più tradizionali in cui non verrebbe più installato un sistema di accumulo ma, con lo stesso impianto fotovoltaico, si alimenterebbe l'utenza e la restante parte di energia prodotta venduta alla rete. Certamente riducendo di molto l'investimento iniziale, essendo proprio l'accumulo la tecnologia critica dal punto di vista economico, si potrà avere un maggiore vantaggio da questa nuova configurazione.

## 8.9 Scenario 3: impianto fotovoltaico di proprietà Asja Ambiente Italia Spa

In questo scenario si analizza il modello finanziario relativo ad un impianto fotovoltaico dimensionato uguale a quello dei casi precedenti senza accumulo elettrochimico. In questo caso Asja Ambiente Italia Spa investirà in tale impianto per poi vendere una parte dell'energia prodotta all'utenza e la restante alla rete pubblica. In questo modo si avrà un doppio ricavo. Si deve prestare attenzione però al prezzo di vendita dell'energia elettrica. Se per quella immessa in rete, la tariffa è imposta dallo stato tramite il contratto del Prezzo Zonale Orario, per quanto riguarda la quota venduta all'utenza, il prezzo è deciso da Asja Ambiente Italia Spa. Come nel primo scenario questa seconda tariffa deve essere conveniente per entrambe le parti, utenza e investitore devono avere un adeguato guadagno.

In questo caso, per una corretta analisi economica, è necessario calcolare la percentuale di energia elettrica venduta all'utenza e quella ceduta alla rete, sapendo che le due quote porteranno ricavi diversi in funzione dalla propria tariffa di vendita. Sapendo che l'impianto fotovoltaico è il medesimo di quello dimensionato per il caso con accumulo elettrico, la quota che precedentemente si ipotizzava di poter stoccare, ora verrà immessa in rete. Ricordando l'analisi presente nel paragrafo *"7.1 Considerazioni per il dimensionamento dell'impianto definitivo"*, si può dire che rispetto alla produzione annuale dell'impianto fotovoltaico, il 56 % verrà ceduto direttamente all'utenza mentre il 44 % sarà immesso in rete.

In tabella vengono riassunti i valori di partenza scelti per questa configurazione.

<b>Potenza impianto PV [MW]</b>	1,60
<b>Ore equivalenti [h]</b>	1.354,00
<b>Decadimento impianto PV [%]</b>	0,60
<b>Fornitura da impianto PV [%]</b>	38,00
<b>Fabbisogno da rete [%]</b>	62,00
<b>CAPEX impianto PV con accumulo [€/MW]</b>	720.492,00
<b>OPEX [€/MWh]</b>	40,00
<b>Vita utile impianto [y]</b>	20,00
<b>Tariffa PZO energia elettrica [€/MWh]</b>	variabile
<b>Percentuale immissione in rete [%]</b>	44,00
<b>Tariffa vendita energia elettrica [€/MWh]</b>	150,00
<b>Percentuale fornitura da PV [%]</b>	56,00

**Tabella 30: input modello finanziario scenario 3**

Note le ipotesi iniziali si comprende il motivo per cui tutti i dati economici utili per l'analisi economica siano diminuiti rispetto ai casi precedenti. Particolare attenzione si deve prestare al valore di vendita dell'energia elettrica. Come detto la tariffa del Prezzo Zonale Orario è variabile in funzione della borsa elettrica, tuttavia per il modello finanziario si è scelto di utilizzare un valore medio variabile per gli anni futuri. Per quanto riguarda la tariffa scelta da Asja Ambiente Italia Spa, si è cercato di diminuire il più possibile tale valore al fine di aumentare il vantaggio economico per l'utenza ma allo stesso tempo senza ridurre troppo il proprio; il valore di 150 €/MWh è stato scelto seguendo questo principio. I risultati in funzione dello scenario appena presentato sono riportati in Tabella 31.

<b>Pay Back Time [y]</b>	11
<b>IRR [%]</b>	6,8
<b>Cash Flow Cumulato investitore [€]</b>	1.002.107,94
<b>Risparmio utenza [€/y]</b>	48.061,02
<b>Risparmio utenza totale [€]</b>	961.220,46

**Tabella 31: output modello finanziario scenario 3**

Come è ben visibile dalla tabella, subito si osservano fondamentali differenze rispetto agli scenari presentati precedentemente. Si nota un Pay Back Time adeguato per un investimento di questo tipo, pari a 11 anni. Questo vuol dire che dopo 11 anni il CAPEX iniziale è stato coperto e nel tempo rimanente tutti i guadagni entrano direttamente nelle casse dell'investitore. Questo permette di avere un guadagno decisamente importante. Con i dati considerati in questo scenario dopo i 20 anni di vita dell'impianto Asja Ambiente Italia Spa avrà ottenuto un guadagno totale pari a 1.002.107,94 €. Il prezzo scelto per il contratto con l'utenza fa sì che anche lo stesso consumatore ottenga un vantaggio molto maggiore rispetto ai casi precedenti. In particolare l'utenza potrà risparmiare 48.061,02 €/anno per un totale di 961.220,46 € in 20 anni. Questi fattori influenzano di conseguenza il parametro IRR molto vicino al target ricercato dall'azienda investitrice. Anche se un valore di IRR pari a 6,8 % è già un ottimo risultato, si ricorda come la possibilità di dividere l'investimento iniziale con una banca porterebbe vantaggi ulteriori. In questo caso quindi si potrebbe pensare ad un diverso scenario con l'aiuto di una banca, ma si dovrebbe scegliere con attenzione la tipologia di contratto da stipulare. Certamente sarebbe comunque vantaggioso determinando una riduzione del Pay Back Time ed un aumento dell'indice IRR.

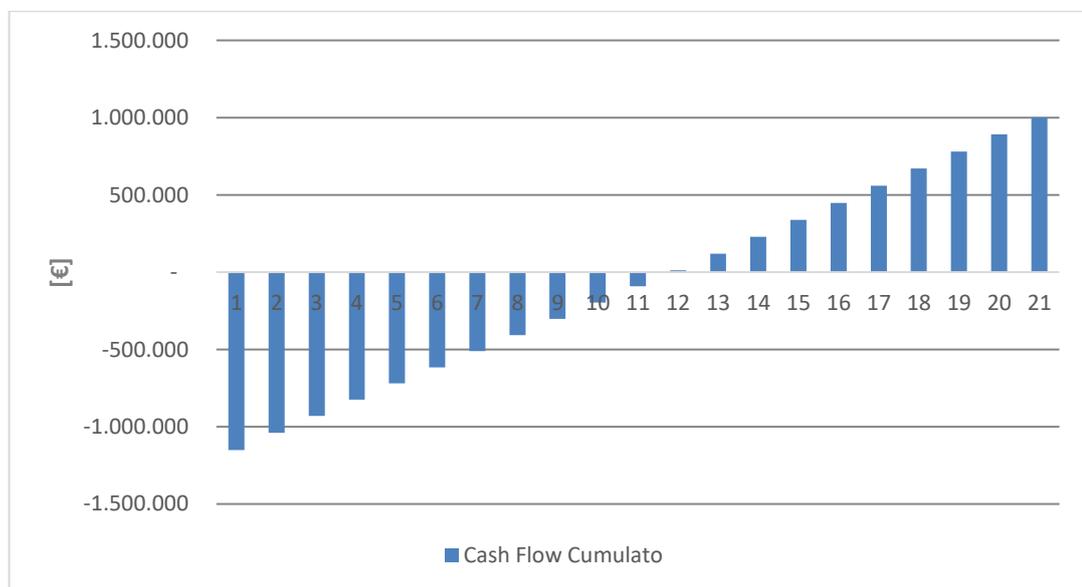


Grafico 23: cash flow cumulato scenario 3

Questo probabilmente è il tipo di investimento più promettente per entrambe le parti, Asja Ambiente Italia Spa e l'utenza. I commenti finali verranno definiti alla fine di questo capitolo dopo aver presentato anche l'ultimo scenario.

## 8.10 Scenario 4: impianto fotovoltaico di proprietà dell'utenza

Per concludere questa trattazione, si presenta un ultimo scenario. Si ipotizza che l'utenza decida di commissionare solo l'impianto fotovoltaico, senza accumulo, ad Asja Ambiente Italia Spa per la progettazione e la costruzione, ma che poi tale impianto diventi subito di sua proprietà. In questo caso si segue lo stesso ragionamento fatto per lo scenario 2, nel quale Asja Ambiente Italia Spa applica un sovrapprezzo dal 10% all'investimento iniziale in modo tale da ottenere subito un guadagno dalla vendita dell'impianto all'utenza. A sua volta il committente otterrà un ricavo dalla vendita dell'energia prodotta alla rete e dal risparmio ricavabile dall'autoconsumo. Di conseguenza i valori di input per questo modello variano leggermente rispetto al caso precedente, lasciando costanti le percentuali di fornitura.

<b>Potenza impianto PV [MW]</b>	1,60
<b>Ore equivalenti [h]</b>	1.354,00
<b>Decadimento impianto PV [%]</b>	0,60
<b>Fornitura da impianto PV [%]</b>	38,00
<b>Fabbisogno da rete [%]</b>	62,00
<b>CAPEX impianto PV con accumulo [€/MW]</b>	792.541,70
<b>OPEX [€/MWh]</b>	45,00
<b>Vita utile impianto [y]</b>	20,00
<b>Tariffa PZO energia elettrica [€/MWh]</b>	variabile
<b>Percentuale immissione in rete [%]</b>	44,00
<b>Tariffa ENEL energia elettrica [€/MWh]</b>	192,00
<b>Percentuale fornitura da PV [%]</b>	56,00

Tabella 32: input modello finanziario scenario 4

Noti tali dati di input è possibile analizzare il modello finanziario per mostrare i vantaggi che tale investimento può portare nelle casse dell'utenza.

<b>Pay Back Time [y]</b>	10
<b>IRR [%]</b>	8,6
<b>Cash Flow Cumulato investitore [€]</b>	1.432.754,61
<b>Guadagno Asja Ambiente Italia Spa [€]</b>	115.085,70

Tabella 33: output scenario finanziario scenario 4

Come era facilmente intuibile i risultati in questo scenario sono molto promettenti. Infatti il Pay Back Time per un investimento di questo tipo è accettabile, essendo di circa 10 anni su una vita di 20 anni. Inoltre l'indice di redditività IRR è elevato, pari a 8,6%. Si ricorda come, con l'aiuto di una banca esterna si potrebbe migliorare ancora di più questo scenario. Questi fattori mostrano come l'impianto ipotizzato sia molto promettente e tale risultato è più evidente se si considera il Cash Flow Cumulato alla fine vita dell'impianto. Questo valore infatti indica il guadagno economico che l'utenza otterrebbe dopo 20 anni, in questo caso pari a 1.432.754,61 €. In particolare questo ricavo è maggiore anche del caso 3, ed insieme ai valori precedenti, indica che questo è lo scenario più promettente qualora l'utenza fosse disponibile ad investire direttamente in questo impianto. Altrimenti potrebbe sempre affiancarsi ad Asja Ambiente Italia Spa per la costruzione e la gestione dell'impianto ottenendo un ottimo vantaggio economico senza avere un esborso iniziale.

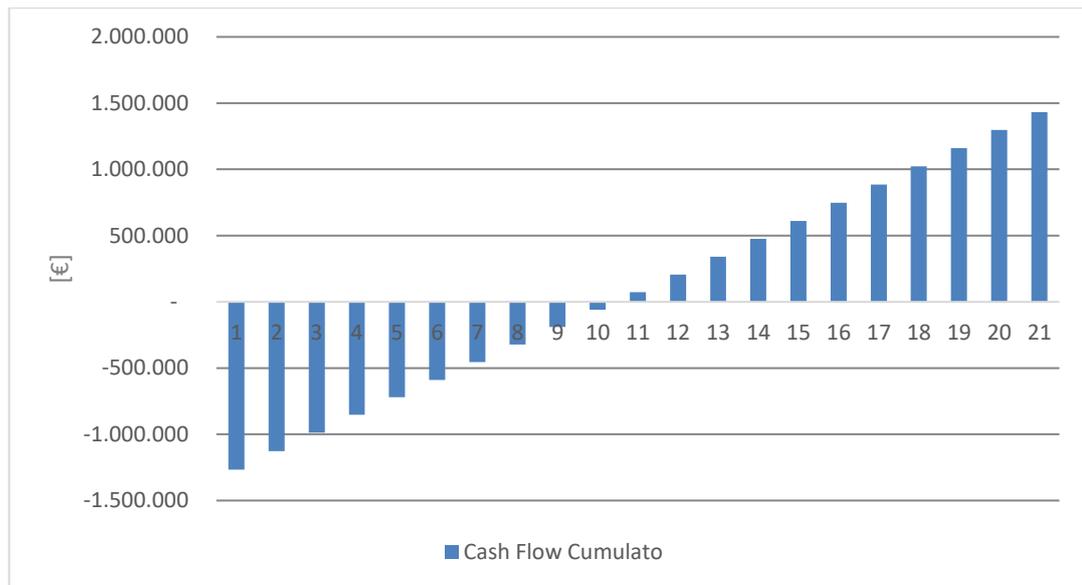


Grafico 24:cash flow cumulato scenario 4

Dopo aver presentato i diversi scenari ipotizzati per questa tipologia di impianto, nel paragrafo successivo si confrontano tra loro per evidenziare vantaggi e svantaggi e per definire quello più promettente.

### 8.11 Scenario 5: impianto fotovoltaico con accumulo ideale

Alla luce dei dati ottenuti dalle configurazioni precedenti, si comprende come i due casi limite siano proprio quelli presi in considerazione. Ovvero, si può affermare come il sistema composto da impianto fotovoltaico connesso ad un accumulo elettrochimico sia lo scenario più sfavorevole, mentre l'altro sia il più favorevole in assoluto. Proprio per questo motivo si è pensato di poter trovare un compromesso per poter accumulare solamente una parte dell'energia prodotta e vendere alla rete pubblica la quota rimanente.

Anche in questo caso si devono tenere a mente tutte quelle considerazioni fatte già per le configurazioni precedenti. Il valore fondamentale che può far variare la convenienza di tale investimento rimane sempre il prezzo di vendita dell'energia elettrica. In questo capitolo si cerca di trovare lo scenario tecnico/economico ideale dimensionando il sistema con un accumulo limitato, con la possibilità di vendere parte dell'energia

prodotta alla rete pubblica, ma che sia economicamente vantaggioso sia per l'investitore che per il cliente.

Note tali premesse e considerando i dati ricavati precedentemente, si è provato ad analizzare tale configurazione. Tuttavia, dopo numerose simulazioni, si è notato come anche se si riducessero le dimensioni dello storage, il bilancio finale non diventi comunque vantaggioso. Durante quest'ultimo studio, si è però notato come il punto critico di questo impianto, oltre all'elevato CAPEX iniziale, sia proprio il valore delle opere di manutenzione e controllo dell'impianto, l'OPEX. Come già sottolineato nel capitolo "8.3 OPEX (Operating Expense)" tale valore influenza molto l'economia del sistema, essendo una spesa fissa da considerare in ogni anno di funzionamento dell'impianto. Se Asja Ambiente Italia Spa riuscisse a ridurre il valore odierno dell'OPEX, modificando i propri contratti, allora potrebbe permettersi di fronteggiare anche un investimento iniziale maggiore, mantenendo una buona convenienza economica.

Purtroppo, con i dati odierni, tale configurazione non è ancora vantaggiosa. Infatti, se si volesse garantire almeno una copertura del 50 % del fabbisogno energetico dell'utenza, si dovrebbe diminuire l'accumulo del 60 %, ma il bilancio economico non sarebbe ancora vantaggioso avendo un IRR solo pari al 3 %.

Se invece non si riuscisse a modificare tale valore, sarebbe lecito pensare ad un diverso approccio nel dimensionamento dell'intero sistema. Si potrebbe dimensionare l'impianto fotovoltaico in modo tale da ottenere la massima quantità di energia elettrica indipendentemente dal profilo annuale del consumo dell'utenza, progettare un adeguato storage e sperare che la restante quantità di energia elettrica venduta alla rete sia sufficiente per aiutare il ritorno dell'investimento iniziale. Tuttavia questo scenario richiederebbe un ulteriore studio dettagliato.

Con questo ultimo paragrafo si sono presentate tutte le possibili configurazioni per un sistema ideato come quello di questo caso specifico. Ora è possibile, nel capitolo successivo, trarre le conclusioni finali alla luce dei risultati ottenuti in questi capitoli.

## 8.12 Confronto economico tra gli scenari presentati

Come descritto precedentemente, noto l'importante investimento iniziale, è possibile pensare a diversi scenari applicabili a tale impianto. Riassumendo la trattazione, si è ipotizzato prima un impianto fotovoltaico con accumulo elettrochimico di proprietà Asja Ambiente Italia Spa, oppure dell'utenza, poi solo l'impianto fotovoltaico ed infine si è cercato un compromesso.

Nei primi due casi si è mostrato come l'elevato investimento iniziale e la necessaria sostituzione delle batterie dopo 10 anni, non permettono un veloce rientro economico di tale spesa e di conseguenza un ridotto guadagno per entrambe le parti. Questo porta alla conclusione che purtroppo oggi il costo di tale tecnologia è ancora troppo elevato e quindi riduca le possibilità di investimento. Come mostrato nel capitolo "*8.1 CAPEX (Capital Expenditure)*" il costo di tale tecnologia influenza per il 58 % l'investimento totale, di conseguenza una piccola variazione nel prezzo potrà portare un grande vantaggio sul computo finale. Certamente però il futuro rimane molto promettente, evidenziato dal fatto che molti studi prevedono una veloce riduzione dei costi nei prossimi anni e una conseguente rapida diffusione in diverse applicazioni. A questo punto si può affermare, noti i risultati dei due scenari, che oggi tale tecnologia non è ancora pronta per avere il suo mercato in questa configurazione.

A causa di questo costo elevato, si è deciso di analizzare anche i due casi più tradizionali per mostrare le principali differenze. Come detto si è studiata la possibilità di utilizzare un impianto fotovoltaico per soddisfare una parte del consumo elettrico di un'utenza e vendere la restante produzione alla rete pubblica. In questo modo si è sottolineato come entrambi gli scenari siano molto promettenti. Nel caso in cui la proprietà dell'impianto rimanesse di Asja Ambiente Italia Spa, si avrebbe un doppio vantaggio. L'investitore dopo 20 anni avrebbe un ricavo di 1.002.107,94 € mentre l'utenza risparmierebbe 961.220,46 € che potrebbe investire in maniera diversa. Anche se il PBT dell'impianto sembra leggermente maggiore rispetto a quello relativo ad impianti simili, si deve ricordare come, in questo caso il guadagno dell'investitore dipenda dalla vendita di energia all'utente e alla rete, seguendo due tariffe differenti. Inoltre il contratto con l'utenza deve essere vantaggioso anche per il cliente. A questi due fattori si deve aggiungere il punto critico di

Asja Ambiente Italia Spa, la quale ha un prezzo molto elevato di OPEX da considerare nel suo bilancio economico. Tutti questi fattori spostano nel tempo il PBT, ma nonostante ciò l'investimento è molto promettente. Il fulcro di questo scenario è legato al fatto che in questo modo l'utenza non dovrebbe intervenire nell'investimento iniziale e quindi avrebbe un importante guadagno senza una spesa iniziale. Per questo motivo si può affermare che questo è davvero lo scenario ideale per entrambe le parti.

Il quarto scenario analizzato è simile al precedente ma considerando l'investimento iniziale affidato all'utenza iniziale. Asja Ambiente Italia Spa venderebbe l'impianto guadagnando subito 115.085,70 €, mentre l'utenza dopo 20 anni incasserebbe 1.432.754,61 €. Anche se il guadagno dell'utenza in questo caso sarebbe maggiore del precedente, si deve fare attenzione al fatto che in questo scenario la stessa utenza ha dovuto effettuare un investimento iniziale importante. Se non ne avesse la disponibilità economica o semplicemente non volesse investire in tale senso, allora l'unica soluzione possibile sarebbe quella di affidarsi ad Asja Ambiente Italia Spa e seguire lo scenario 3.

Infine si è cercato di trovare un compromesso tecnico/economico tra gli scenari proposti, ma con poco successo. Questo ultimo capitolo avvalorava le considerazioni fatte dopo la presentazione dei primi due sistemi. Si può ribadire come, ad oggi, sistemi che prevedono un impianto fotovoltaico affiancato ad uno storage non siano economicamente vantaggiosi. In questo caso specifico si deve fare particolare attenzione a due punti critici: il CAPEX iniziale e l'OPEX dell'impianto.

Avendo commentato tutti gli scenari presentati precedentemente si conclude questo studio, nel capitolo successivo, soffermandosi maggiormente sulla tecnologia di accumulo.

## 9. Conclusione

Dopo aver presentato nel dettaglio le normative vigenti in ambito energetico, si è ripresa la letteratura scientifica per descrivere la tecnologia del fotovoltaico e dell'accumulo elettrochimico, in modo tale da evidenziare i concetti fondamentali per la comprensione di questa tesi. Successivamente si è introdotta l'analisi tecnico economica per lo studio della produttività di un impianto fotovoltaico con accumulo elettrochimico.

Analizzando, per prima cosa, i consumi elettrici odierni dell'utenza situata a Catania, si è compreso meglio il motivo per il quale si è pensato di studiare un impianto fotovoltaico con tale configurazione. Dopodiché si è esaminato il progetto cercando di trovare il giusto compromesso tra produzione di energia elettrica e fabbisogno dell'utenza, considerando i limiti presentati dallo stesso sito di installazione.

Superata la fase di progettazione si è passati alla scelta delle attrezzature più idonee per il progetto, in modo tale da garantire il miglior rapporto qualità/prezzo. Punto critico è stato quello relativo alla tecnologia di accumulo, la quale ha richiesto un'ulteriore analisi insieme all'azienda fornitrice. Noti tutti questi dati, è stato possibile introdurre l'analisi economica e lo studio dettagliato di alcuni scenari. Proprio grazie a quest'ultima parte, ora è possibile concludere con alcuni commenti importanti relativi all'impianto studiato.

La particolarità di tale progetto sta nel fatto di aver ipotizzato l'utilizzo di un accumulo elettrochimico connesso ad un impianto fotovoltaico, configurazione che ad oggi non è molto diffusa nel mercato mondiale. Con tale studio si voleva comprendere se oggi questo scenario potesse essere un campo promettente nel quale investire. Tuttavia, con i dati ottenuti, si può affermare con certezza che ad oggi purtroppo la tecnologia di accumulo non è ancora matura per essere utilizzata in questa configurazione, motivo per il quale nel mondo sono ancora pochi gli impianti di questo genere.

Come mostrato nei capitoli precedenti di questa tesi, l'investimento iniziale è sostenibile dal punto di vista economico, ma certamente poco conveniente per un'azienda che vuole ottenere un guadagno da tale progetto. Infatti, quasi nessun investitore finanzierebbe un impianto sapendo che ritornerà economicamente in poco meno di 20 anni con un

guadagno finale minimo. Il rischio e le variabili, che potrebbero influenzare negativamente tale scenario, sono troppo elevate per rendere sicuro tale investimento. Tutte queste considerazioni fan sì che si possa ribadire come ad oggi non convenga ancora tale progetto. Certamente il costo €/MW installato dell'impianto è ancora troppo elevato, ma particolare attenzione deve essere fatta anche ai costi di manutenzione e di gestione.

Punto rilevante di questo studio però può essere considerato la scelta finale dell'investimento da parte di Asja Ambiente Italia Spa. Infatti come presentato nel paragrafo "8.9 Scenario 3: impianto fotovoltaico di proprietà Asja Ambiente Italia Spa" e ribadito all'interno del "8.12 Confronto economico tra gli scenari presentati", l'azienda investitrice preferisce progettare, costruire e gestire l'impianto piuttosto che venderlo immediatamente. Tale scelta dipende dal fatto che Asja Ambiente Italia Spa creda molto in tale progetto per due motivi. Sicuramente ha l'esperienza per comprendere che un impianto fotovoltaico può portare ad un ottimo guadagno, grazie ai bassi costi di installazione, ed in più, in tale modo, si garantirebbe un cliente fisso per i prossimi 20 anni.

Tuttavia, questo studio è anche utile per comprendere meglio il futuro di questa tecnologia. Come ripreso dall'articolo *"Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030"* [17] pubblicato da IRENA, riassunto nel capitolo "8.4 Studio per la sostituzione delle batterie" di questo studio, in pochi anni ci si aspetta una riduzione importante del prezzo delle batterie per lo storage. In questo modo, in futuro, si potrà definire conveniente anche un progetto simile a quello presentato in questa tesi. Si può concludere dunque, affermando che dalla scoperta della possibilità di utilizzare le batterie come accumulo elettrico ad oggi, si sono fatti numerosi passi in avanti dal punto di vista tecnico/economico.

Certamente oggi si è molto vicini al raggiungimento dell'obiettivo tanto sperato in questi anni. Finalmente a breve sarà possibile utilizzare lo storage per accumulare energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile e disaccoppiare definitivamente domanda e offerta, ancora oggi punto critico per la diffusione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. In questo modo sarà possibile utilizzare l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili anche nei momenti in cui la sorgente primaria non sarà disponibile.

Si capisce bene come questo studio dia molta fiducia al futuro, basterà una piccola riduzione dei costi per stravolgere il panorama energetico mondiale. Il sogno di un mondo alimentato completamente da fonti rinnovabili, ad impatto zero, può diventare realtà.

## 10. Indice delle figure

Figura 1: rappresentazione di una cella in silicio monocristallino (sinistra) e una in silicio policristallino (destra) .....	13
Figura 2: rappresentazione giunzione PN .....	15
Figura 3: confronto risposta spettrale teorica e reale per le diverse tecnologie .....	17
Figura 4: curva caratteristica corrente/tensione .....	19
Figura 5: curva caratteristica al variare della radiazione solare .....	20
Figura 6: curva caratteristica al variare della temperatura .....	20
Figura 7: circuito equivalente del funzionamento di una cella solare.....	20
Figura 8: confronto grandezze caratteristiche .....	22
Figura 9: caratteristiche $U_{mpp}$ $I_{mpp}$ .....	22
Figura 10: curva caratteristica collegamento in serie.....	23
Figura 11: rappresentazione diodo di bypass .....	24
Figura 12: connessione in serie di moduli in presenza del diodo di bypass .....	25
Figura 13: curva di potenza per moduli connessi in serie .....	25
Figura 14: curva caratteristica collegamento in parallelo .....	26
Figura 15: rappresentazione diodo di bloccaggio $D_s$ .....	27
Figura 16: collegamento in parallelo di moduli in presenza del diodo di bloccaggio .....	27
Figura 17: curva di potenza per moduli collegati in parallelo .....	28
Figura 18: ombreggiatura concentrata (sinistra) ombreggiatura distribuita (destra).....	29
Figura 19: curva caratteristica (sinistra) curva di potenza (destra) ombreggiamento 25% .....	29
Figura 20: curva caratteristica (sinistra) curva di potenza (destra) ombreggiamento 10% .....	31
Figura 21: assemblaggio modulo fotovoltaico.....	33
Figura 22: batteria a piombo acido.....	40
Figura 23: funzionamento batteria ioni di litio .....	44
Figura 24: distribuzione tecnologie batterie .....	50
Figura 25: descrizione proprietà utenza .....	61
Figura 26: sistema di accumulo post produzione bidirezionale .....	63
Figura 27: sistema di accumulo lato produzione bidirezionale integrato in AC (sinistra) integrato in DC (destra) .....	63

Figura 28: sistema di accumulo lato produzione monodirezionale integrato in AC (sinistra) integrato in DC (destra) .....	64
Figura 29: rappresentazione funzionamento impianto.....	67
Figura 30: foto copertura - vista esterna .....	72
Figura 31: localizzazione impianto fotovoltaico .....	73
Figura 32: studio ombreggiamento reciproco .....	81
Figura 33: posizionamento raggruppato .....	82
Figura 34: struttura di sostegno per moduli fotovoltaici.....	104
Figura 35: layout definitivo impianto.....	106
Figura 36: schema elettrico impianto.....	107
Figura 37: costo futuro batterie (fonte IRENA).....	117

## 11. Indice delle tabelle

<i>Tabella 1: imposta Scambio sul Posto .....</i>	<i>54</i>
<i>Tabella 2: tariffe Ritiro Dedicato.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabella 3: Prezzo Minimo Garantito 2018.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabella 4 : F1 Prezzi Zonali medi mensili 2018.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabella 5: F2 Prezzi Zonali medi mensili 2018.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabella 6: F3 Prezzi Zonali medi mensili 2018.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabella7: consumi elettrici da bollette anno 2017.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabella 8: dati di simulazione impianto fotovoltaico .....</i>	<i>85</i>
<i>Tabella 9: confronto giornaliero produzione/consumo .....</i>	<i>86</i>
<i>Tabella 10: confronto fornitura giornaliera da impianto PV.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabella 11: confronto giornaliero energia accumulabile.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabella 12: dimensionamento reale storage.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabella 13: confronto deficit da rete pubblica .....</i>	<i>92</i>
<i>Tabella 14: dati impianto fotovoltaico reale .....</i>	<i>94</i>
<i>Tabella 15: distribuzione fornitura giornaliera.....</i>	<i>95</i>
<i>Tabella 16: distribuzione fornitura mensile.....</i>	<i>99</i>
<i>Tabella 17: distribuzione fornitura annuale.....</i>	<i>100</i>
<i>Tabella 18: dati impianto.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabella 19: CAPEX impianto fotovoltaico.....</i>	<i>109</i>
<i>Tabella 20: CAPEX opere impianto fotovoltaico.....</i>	<i>110</i>
<i>Tabella 21: CAPEX accumulo elettrochimico.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabella 22: CAPEX opere accumulo elettrochimico.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabella 23: CAPEX investimento totale.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabella 24: OPEX fotovoltaico.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabella 25: riepilogo costi.....</i>	<i>118</i>
<i>Tabella 26: input modello finanziario scenario 1.....</i>	<i>124</i>
<i>Tabella 27: output modello finanziario scenario 1.....</i>	<i>125</i>
<i>Tabella 28: input modello finanziario scenario 2.....</i>	<i>127</i>
<i>Tabella 29: output modello finanziario scenario 2.....</i>	<i>128</i>

<i>Tabella 30: input modello finanziario scenario 3.....</i>	<i>131</i>
<i>Tabella 31: output modello finanziario scenario 3.....</i>	<i>131</i>
<i>Tabella 32: input modello finanziario scenario 4.....</i>	<i>133</i>
<i>Tabella 33: output scenario finanziario scenario 4.....</i>	<i>134</i>

## 12. Indice dei grafici

<i>Grafico 1: consumi elettrici mensili .....</i>	<i>69</i>
<i>Grafico 2: curve di carico mensile giornaliera .....</i>	<i>69</i>
<i>Grafico 3: distribuzione giornaliera dei consumi elettrici .....</i>	<i>70</i>
<i>Grafico 4: confronto irraggiamento giornaliero medio mensile su piano orizzontale .....</i>	<i>79</i>
<i>Grafico 5: confronto produzione oraria di energia.....</i>	<i>80</i>
<i>Grafico 6: altezza solare Catania.....</i>	<i>82</i>
<i>Grafico 7: consumi elettrici mensili .....</i>	<i>84</i>
<i>Grafico 8: confronto giornaliero produzione/consumo .....</i>	<i>86</i>
<i>Grafico 9: confronto EPSC.....</i>	<i>88</i>
<i>Grafico 10: confronto giornaliero energia accumulabile.....</i>	<i>90</i>
<i>Grafico 11: confronto deficit da rete pubblica .....</i>	<i>92</i>
<i>Grafico 12: distribuzione fornitura giornaliera.....</i>	<i>95</i>
<i>Grafico 13: distribuzione fornitura energia nelle giornate di maggio.....</i>	<i>97</i>
<i>Grafico 14: distribuzione fornitura energia nelle giornate di agosto.....</i>	<i>97</i>
<i>Grafico 15: fornitura energia nelle giornate di dicembre.....</i>	<i>98</i>
<i>Grafico 16: distribuzione fornitura mensile.....</i>	<i>99</i>
<i>Grafico 17: bilancio annuale fornitura energia elettrica.....</i>	<i>101</i>
<i>Grafico 18: bilancio fornitura da impianto.....</i>	<i>102</i>
<i>Grafico 19: confronto CAPEX.....</i>	<i>113</i>
<i>Grafico 20: confronto influenza CAPEX.....</i>	<i>114</i>
<i>Grafico 21: cash flow cumulato scenario 1.....</i>	<i>126</i>
<i>Grafico 22: cash flow cumulato scenario 2.....</i>	<i>129</i>
<i>Grafico 23: cash flow cumulato scenario 3.....</i>	<i>132</i>
<i>Grafico 24: cash flow cumulato scenario 4.....</i>	<i>135</i>

## 13. Bibliografia

- [1] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, "Testo integrale della Strategia Energetica Nazionale 2017", Roma, Italia, 2017, pp. 12-19.
- [2] Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, "Testo Integrato delle Disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per la Regolazione dei Sistemi di Produzione e Consumo - allegato A", Italia, 2013.
- [3] F. Spertino, "Photovoltaic power systems (short handbook)", Power generation from renewable sources, Politecnico di Torino, Torino, 2017.
- [4] IEEE, "Guide for Selecting, Charging, Testing, and Evaluating Lead-Acid Batteries Used in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems", in IEEE Std 1361-2014 (Revision of IEEE Std 1361-2003), vol., no., pp.1-39, 16 June 2014
- [5] H. Keshan, J. Thornburg and T. S. Ustun, "Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems", 4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016), Kuala Lumpur, 2016, pp. 1-7.
- [6] T. Horiba, "Lithium-Ion Battery Systems", in Proceedings of the IEEE, vol. 102, no. 6, June 2014, pp. 939-950.
- [7] J. A. McDowall, "Substation battery options: present and future", in IEEE Power Engineering Review, vol. 20, no. 11, pp. 4-7, Nov. 2000.
- [8] Gestore dei Sistemi Energetici, "servizio di scambio sul posto - regole tecniche", Roma, Italia, 2016.
- [9] Gestore dei Sistemi Energetici, "Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) - Guida operativa", Roma, Italia, gennaio 2017.
- [10] Gestore dei Servizi Energetici, "Modalità operative per il riconoscimento dei costi sostenuti dal GSE per le attività di gestione, verifica e controllo relative ai meccanismi di incentivazione e sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica", Roma, Italia.

- [11] Gestione dei Sistemi Energetici, "Ritiro Dedicato dell'energia elettrica - Conguaglio a Prezzi Minimi Garantiti - Tariffa Onnicomprensiva - Modalità e condizioni tecnico-operative - Disposizioni Tecniche di Funzionamento", Roma, Italia, gennaio 2018.
- [12] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, "Prezzi minimi garantiti anno 2018", Roma, Italia, 25 gennaio 2018.
- [13] Gestione dei Sistemi Energetici, "Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato", Roma, Italia.
- [14] Comitato Elettrotecnico Italiano, "CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica", Milano, Italia, 2014, pp.
- [15] Gestore dei Sistemi Energetici, "Regole tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema nazionale", Roma, Italia, 2017, pp.11-
- [16] F. De Lia, S. Castello, R. Schioppo, "Progettazione di sistemi di accumulo e di gestione e di controllo integrati in impianti fotovoltaici per usi residenziali e commerciali", Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA.
- [17] International Renewable Energy Agency, "Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030", Abu Dhabi, 2017, pp. 77 - 81.

## Ringraziamenti

Grazie a tutti coloro che mi hanno sostenuto durante questo importante percorso di studi. Grazie al Professor Filippo Speritino per il tempo e l'attenzione dedicatami durante la stesura di questa tesi. Grazie all'Ing. Antonino Macaione e all'Ing. Filippo Gagliano per avermi affiancato con gentilezza durante la realizzazione di questo lavoro nonostante i loro impegni aziendali. Grazie all'azienda Asja Ambiente Italia Spa per la meravigliosa opportunità che mi ha concesso nel collaborare con loro per la conclusione del mio percorso di studi. Un grazie generale ai miei "colleghi" in azienda per avermi accolto in modo caloroso e per aver reso il mio ultimo studio quasi piacevole.

Un grazie ai miei compagni del Politecnico di Torino, per avermi sopportato, per avermi sempre aiutato e per aver condiviso con me questo percorso accademico. In particolare a Tommaso, spalla con cui ho avuto il piacere di soffrire e gioire.

Grazie ai miei giovani amici Filiberto, Sara e Stefano, con i quali in alcuni momenti ho potuto staccare la spina dalla vita frenetica dell'università e sentirmi ancora "sbarazzino" insieme a loro.

Grazie ai miei amici di sempre: Stefano, Marta, Alessandro, Alex, Pietro, Giulia, Luca, Edoardo, Umberto, Chiara, Alessia, Luca, Giulia, Andrea, Francesca e Lorenzo. Con loro ho davvero condiviso un'importante fetta della mia vita. Senza di loro non sarei certamente il Simone di oggi. Senza di loro non avrei avuto la forza di rialzarmi dopo i momenti bui. Ma per fortuna sono sempre stati lì, pronti a prendermi per un braccio e tirarmi su. Grazie davvero per non avermi abbandonato anche se spesso ho fatto di tutto per non farmi aiutare. Grazie per aver comunque aspettato e riafferrato al momento giusto. Grazie per avermi sopportato e nonostante tutto per avermi sempre tirato fuori un sorriso. Grazie per avermi fatto sognare nei numerosi momenti felici vissuti insieme. Spero che questo gruppo possa rimanere così affiatato il più a lungo possibile perché è davvero una fortuna ed un onore farne parte. Sono abbastanza certo che al mondo non ne esista uno simile a questo.

Un grazie particolare a Stefano, vero amico esattamente dal 1999 primo anno di elementari. Con lui ho vissuto praticamente l'intera mia vita fin qui. Grazie per aver sempre avuto la parola giusta da dirmi in ogni occasione. Se ho portato a termine questo mio percorso senza farmi troppo male è anche merito suo.

Grazie a mamma e papà perché loro sono sempre state le rocce su cui appoggiarmi. Grazie per avermi sostenuto in ogni momento, anche se il mio percorso non è stato sempre in discesa. Grazie per aver creduto in me tra alti e bassi. Spero di essere riuscito a rendervi orgogliosi con i traguardi da me raggiunti. Ora sarà mio piacere e dovere restituire tutto ciò che mi avete donato.

Grazie al mio fratellino, anche se è più grande di me. Grazie Enrico per essere il mio faro, quella luce che indica sempre un porto sicuro dove potersi riparare. Ecco per me tu sei esattamente questo. So che in qualsiasi caso tu sarai lì ad aspettarmi e a fare luce sul mio prossimo viaggio.

Infine un grazie speciale a me stesso. Nonostante le mille difficoltà sono riuscito a raggiungere questo traguardo così desiderato. Avevo fatto una promessa: "a dicembre 2018 sarò laureato", e così par essere accaduto. Forse allora sono abbastanza forte anche io. Questo mi ha fatto capire quanto la determinazione e i giusti consigli possano trasformare ogni sogno in realtà.

Questo è stato un faticoso e lungo percorso ma per fortuna è terminato nel migliore dei modi. Ora, saggio dei miei errori e forte della mia storia, sono pronto per una nuova avventura.