

# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea Magistrale

Dimensionamento dei componenti e studio dell'influenza  
dei loro dati di targa in un sistema ibrido fotovoltaico,  
idroelettrico ed eolico a servizio di un rifugio alpino off-grid

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Co-relatori:

Dott. Ing. Stefano Bazzolo

Dott. Ing. Alessandro Ciocia

Candidato:  
Stefano Dolce

Marzo 2021



*Ai miei amici,  
compagni delle avventure più belle,  
che mi hanno sempre dato il sostegno  
per affrontare questo percorso.*



## SOMMARIO

1	Abstract.....	8
2	Introduzione .....	9
3	Scenario energetico mondiale e italiano .....	12
4	Fonti rinnovabili in Italia .....	16
	4.1 Idroelettrico.....	17
	4.2 Solare.....	23
	4.3 Eolico.....	33
5	Sistemi off-grid .....	40
6	Sistemi di accumulo .....	43
	6.1 Accumulo elettrochimico .....	43
	6.2 Accumulo idroelettrico.....	55
7	Progetto generale .....	57
	7.1 Introduzione .....	57
	7.2 Procedimento generale.....	59
	7.3 Flowchart progetto generale.....	60
8	Analisi energetica.....	61
	8.1 Procedimento analisi energetica .....	61
	8.2 Flowchart analisi energetica .....	63
9	Analisi economica .....	64
	9.1 Grandezze fondamentali.....	64
	9.2 Procedimento analisi economica.....	67
	9.3 Flowchart analisi economica .....	68
10	Analisi ambientale .....	69
	10.1 Procedimento analisi impatto ambientale .....	69
	10.2 Flowchart analisi di impatto ambientale .....	70
11	Progetto Rifugio Bertone.....	71

11.1	Presentazione rifugio.....	71
11.2	Attuale configurazione.....	72
11.3	Fabbisogno energetico.....	75
11.4	Grandezze valutazione energetica.....	77
11.5	Dimensionamento idroelettrico.....	78
11.6	Dimensionamento fotovoltaico.....	97
11.7	Dimensionamento eolico.....	112
11.8	Dimensionamento sistema di accumulo.....	115
11.9	Considerazioni impianti ausiliari.....	126
11.10	Risultati analisi energetica.....	127
11.11	Risultati analisi economica.....	142
11.12	Risultati analisi impatto ambientale.....	155
12	Conclusioni.....	158
13	Bibliografia.....	161

## *INDICE DELLE TABELLE*

Tabella 1 - Dimensioni impianti idroelettrici [8] .....	19
Tabella 2 - Tecnologie ed efficienze celle fotovoltaiche [12] .....	24
Tabella 3 - Esempi variabilità $\alpha$ [18].....	36
Tabella 4 - Rendimento e vita attesa medi batterie [19].....	45
Tabella 5 - Composizione media di una batteria piombo-acido [20].....	47
Tabella 6 - Energia e potenza specifiche per batterie al piombo [20] .....	48
Tabella 7 - Confronto tra batterie al piombo-acido e agli ioni di litio [24].....	54
Tabella 8 - Dati di targa del pannello fotovoltaico .....	100
Tabella 9 - Self-consumption e Self-sufficiency in funzione della taglia dell'impianto .....	128
Tabella 10 - Valori minimi e massimi dei sistemi di accumulo .....	129
Tabella 11 - Dati sensitivity analysis idroelettrico.....	132
Tabella 12 - Dati analisi sensitività batterie .....	135
Tabella 13 - Grandezze in input per analisi economica.....	142
Tabella 14 - Variazioni prezzo elettricità dal 2008 al 2019 [34].....	145
Tabella 15 - Risultati principali analisi economica scenario 1 .....	146
Tabella 16 – Risultati principali analisi economica scenario 2.....	147
Tabella 17 - Risultati principali analisi economica scenario 3 .....	148
Tabella 18 - Rilevamento emissioni CO <sub>2</sub> e previsioni [35].....	155

## 1 Abstract

Lo scopo di questa tesi è quello di evidenziare come i sistemi di generazione elettrica da fonte rinnovabile, abbinati e integrati tra loro, abbiano caratteristiche che li rendano affidabili e idonei a gestire un rifugio alpino non connesso alla rete.

Lo studio ha investito grande attenzione sulla sostenibilità ambientale, sviluppando un modello per identificare la soluzione più adatta a questo tipo di impianti. Il dimensionamento ha coinvolto la generazione di energia da fotovoltaico ed eolico e il suo stoccaggio tramite sistemi di accumulo idroelettrici ed elettrochimici, analizzando nel corso dell'anno le relazioni tra carico, produzione e accumulo. Inoltre, è stata svolta una *sensitivity analysis* per approfondire la dipendenza dei risultati energetici ed economici dai principali componenti dell'impianto, in modo tale da proporre le configurazioni che meglio si adattano alle condizioni richieste.

Il fine ultimo è quello di ridurre al massimo le emissioni di gas serra, frutto del processo di combustione del gasolio utilizzato dal gruppo elettrogeno per sopperire ad eventuali deficit energetici, proponendo una soluzione energeticamente affidabile, *environmental-friendly* ed economicamente sostenibile.

Per lo sviluppo di questo progetto, grande importanza hanno rivestito le ispezioni in loco che hanno permesso di ottenere campionamenti fotografici e dati geografici particolarmente precisi grazie all'utilizzo di tecnologie GPS. Le informazioni raccolte sono state successivamente elaborate tramite programmi quali Excel e Matlab per uno studio sulla fattibilità del sistema e sulla sua ottimizzazione, sviluppando un modello e fornendo un utile strumento anche per lo studio di impianti connessi alla rete.

La conclusione dell'analisi svolta è che la realizzazione di un sistema energetico eco-compatibile ed economicamente vantaggioso è possibile anche per un impianto non connesso alla rete, dove la sovra-produzione energetica non può essere convertita in risorsa di vendita e l'auto-consumo potrebbe rappresentare un collo di bottiglia per un ritorno economico significativo. In quest'ottica, parallelamente ai benefici economici e al soddisfacimento del carico energetico, particolare importanza riveste la necessità di alimentare la transizione energetica, contribuendo a limitare le emissioni di inquinanti e proponendo un esempio da seguire per convertire i tradizionali metodi di produzione centralizzata in tecnologie distribuite sul territorio che rispettino l'ambiente e riducano al minimo le perdite.

## 2 Introduzione

All'alba del terzo millennio è sempre più chiaro quanto l'energia elettrica sia essenziale per la vita umana, il benessere della società e lo sviluppo sostenibile di ogni attività presente sul pianeta. Pertanto, è importante favorire la conversione del mix di produzione energetica in tutto il panorama mondiale da fonti fossili a rinnovabili. L'innalzamento della temperatura media del pianeta, lo stravolgimento di interi ecosistemi e l'assottigliamento dello strato di ozono sono solo alcuni dei segnali che l'attività umana attuale non è compatibile con i carichi che il pianeta è in grado di sopportare.

È vitale, per il progresso della vita, sostenere i trattati che prevedano la salvaguardia dell'ambiente come il protocollo di Kyoto del 1997 e la COP21 di Parigi del 2015 e rinforzare la diffusione di concetti come il contenimento dell'aumento della temperatura mondiale entro 2°C rispetto all'era preindustriale e l'azzeramento dell'emissioni nette di CO<sub>2</sub> in un periodo che va tra il 2030 e il 2050.

Per raggiungere questo imprescindibile traguardo, è fondamentale ripensare alle basi della produzione energetica impegnata a soddisfare il fabbisogno di energia elettrica, dei trasporti e del condizionamento degli ambienti.

La Figura 1 mostra come, ad oggi, le emissioni di CO<sub>2</sub> per la produzione energetica siano conseguenza principalmente del consumo di carbone, petrolio e gas naturale, e di come sia quindi necessario ridurre la dipendenza del mondo da queste fonti.

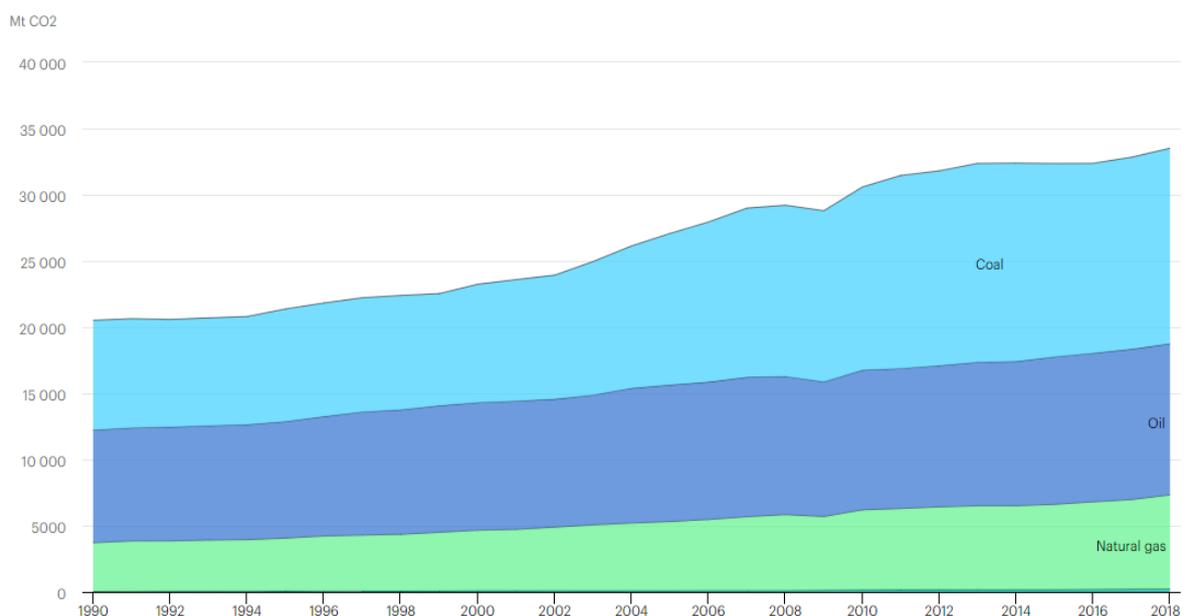


Figura 1 – Emissioni mondiali di CO<sub>2</sub> dal 1990 al 2018 per fonte energetica [39]

La presenza di CO<sub>2</sub> e di altri gas climalteranti in atmosfera con concentrazioni superiori a quelle che il pianeta è in grado di gestire ha come principale effetto l'alterazione delle condizioni di vita ideali del pianeta: un esempio è rappresentato dai clorofluorocarburi, composti chimici responsabili dell'assottigliamento dello strato di ozono che circonda la Terra (tale strato è particolarmente importante perché protegge il pianeta dai raggi solari ultravioletti ad alta energia).

Inoltre, l'atmosfera terrestre è responsabile del cosiddetto "effetto serra": i raggi solari che raggiungono la superficie terrestre vengono riemessi da quest'ultima sotto forma di infrarossi, i quali vengono trattenuti dall'atmosfera e diventano i principali responsabili del mantenimento della temperatura adatta alla vita sul pianeta. Tuttavia, una diversa concentrazione di gas in atmosfera può far sì che l'energia termica venga accumulata in quantità eccessive e che questo causi l'innalzamento della temperatura media del pianeta.

### GLOBAL LAND-OCEAN TEMPERATURE INDEX

Data source: NASA's Goddard Institute for Space Studies (GISS).  
Credit: NASA/GISS

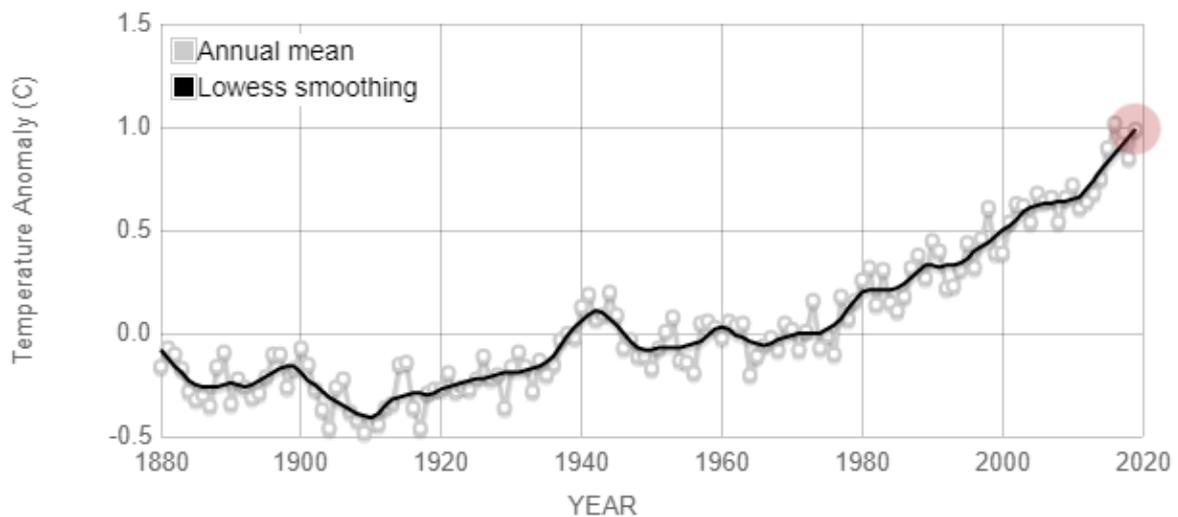
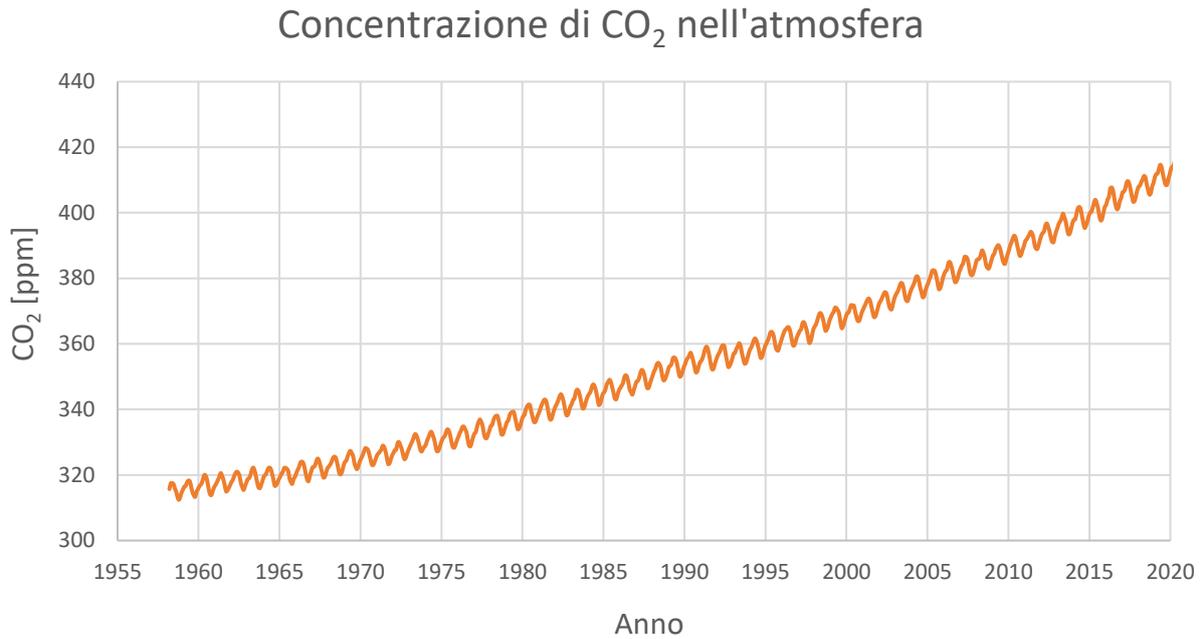


Figura 2 - Incremento della temperatura media globale dal 1880 al 2019 [1]

La Figura 2 illustra la differenza di temperatura annuale, rispetto alla media relativa al periodo 1951-1980, dal 1880 al 2020. Secondo le rilevazioni della NASA, 19 dei 20 maggior incrementi sono ricollegabili agli anni successivi al 2001, con un record negativo attribuibile al 2016, anno che ha visto un incremento di 1,02 °C [1].



*Figura 3 - Concentrazione CO<sub>2</sub> in atmosfera [2]*

La Figura 3 mostra l'aumento nella concentrazione di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera dalla fine degli anni Cinquanta ad oggi. Il biossido di carbonio è un gas serra che viene prodotto principalmente da attività umane come la deforestazione e la combustione di fonti fossili e da processi naturali come la respirazione e le eruzioni vulcaniche. Negli ultimi 170 anni, le attività umane hanno fatto aumentare la sua concentrazione del 47% oltre i livelli preindustriali analizzati nel 1850. Questo valore supera qualsiasi aumento di concentrazione raggiunto naturalmente negli ultimi 20.000 anni [2].

Considerando che la CO<sub>2</sub> rappresenta il 76% delle emissioni di gas serra e che la combustione di carbone, dei derivati del petrolio e del gas naturale per produrre elettricità e calore è la principale responsabile di queste emissioni [3], risulta evidente la necessità di una transizione del mercato energetico mondiale verso fonti economicamente ed ecologicamente sostenibili.

### 3 Scenario energetico mondiale e italiano

Le immagini della Terra scattate nelle ore notturne mostrano le aree di prosperità in cui vi è un libero accesso alla rete elettrica. Tuttora però, circa il 20% della popolazione mondiale rimane priva di questi servizi fondamentali: niente illuminazione, condizionamento degli ambienti, possibilità di ricaricare dispositivi elettronici e acqua corrente in linea con i Paesi più sviluppati. Energia significa sviluppo socio-economico e, ad oggi, più di 1,2 miliardi di persone in tutto il mondo, soprattutto in Africa e in Asia, vivono in una condizione di scarsità o assenza di infrastrutture che ne permettano un corretto utilizzo [3].

Queste considerazioni portano a capire quanto sia importante un accesso universale all'energia e di come, per raggiungere questo traguardo, sia fondamentale incrementare la quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili, migliorare le efficienze di conversione, espandere le infrastrutture e sviluppare le tecnologie per il dispacciamento, la trasmissione e il corretto utilizzo di ogni sua forma.

L'Italia ha fatto grandi progressi nello sviluppo di politiche energetiche, le cui linee guida sono: ridurre il costo dell'energia, raggiungere gli obiettivi ambientali, rinforzare l'affidabilità del rifornimento energetico e investire sulla crescita economica del settore rinnovabile. L'Italia ha continuato a progredire in termini di liberalizzazione del mercato e sviluppo delle infrastrutture, prova ne è la convergenza dei prezzi dell'energia tra nord e sud del Paese e con il resto dell'Europa. Per quanto riguarda il gas naturale, invece, uno sviluppo più marcato del settore è necessario se il Paese è intenzionato a diventare l'hub di gas naturale più importante del sud Europa. Inoltre, gli accordi istituzionali riguardanti il settore energetico rimangono complessi e dovrebbero essere riformati e migliorati [4].

La Figura 4 e la Figura 5 mostrano l'andamento nella produzione energetica in Italia e nel mondo dal 1990 al 2015. È interessante notare come nel mondo il fabbisogno di energia primaria abbia continuato a crescere, mentre in Italia esso risulti complessivamente calato dal 2005 in poi, anche a fronte di una crescita lenta ma pressoché costante del PIL nazionale lato produzione [5], a significare notevoli progressi nell'efficientamento energetico. Inoltre, se su scala mondiale l'energia prodotta da ciascuna fonte energetica sia leggermente aumentata, nel Paese mediterraneo si è assistito ad un generale abbandono delle fonti fossili a favore delle rinnovabili. Tuttavia, lo share delle prime nel mix energetico nazionale assume ancora una sostanziosa importanza rispetto alle seconde.

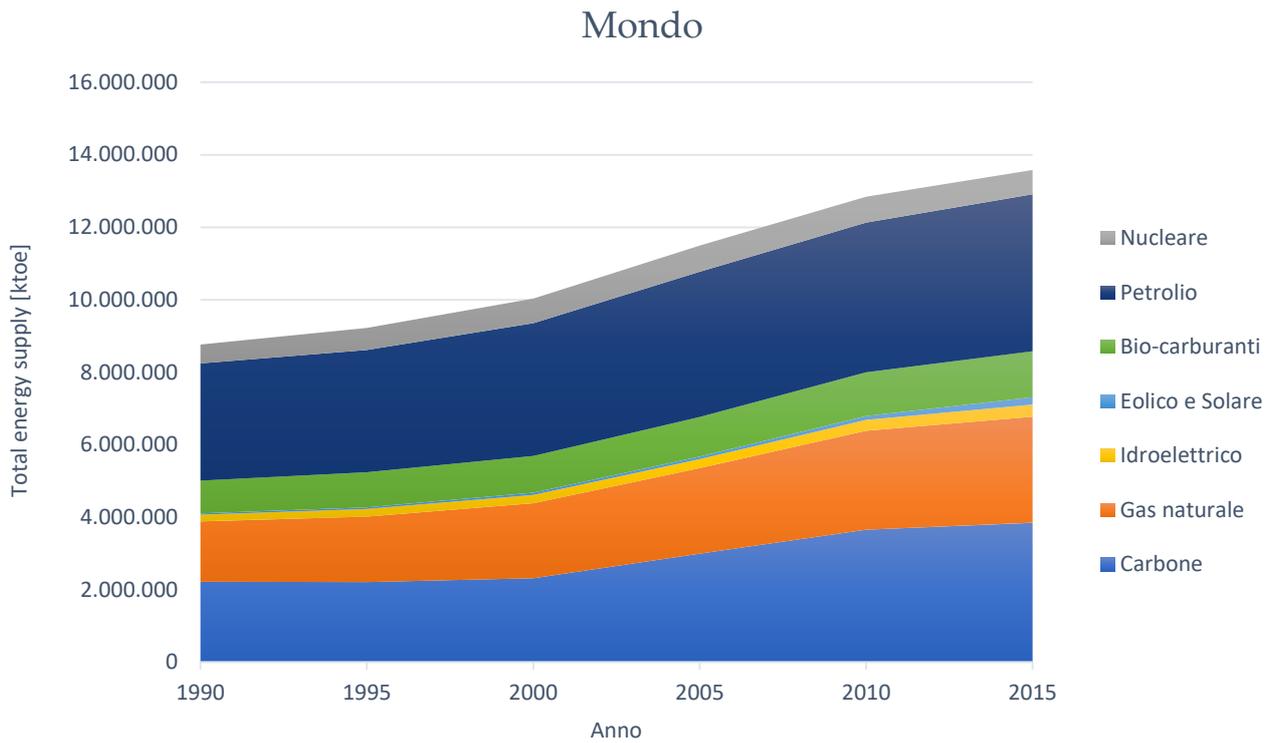


Figura 5 - Total energy supply (Mondo) [41]

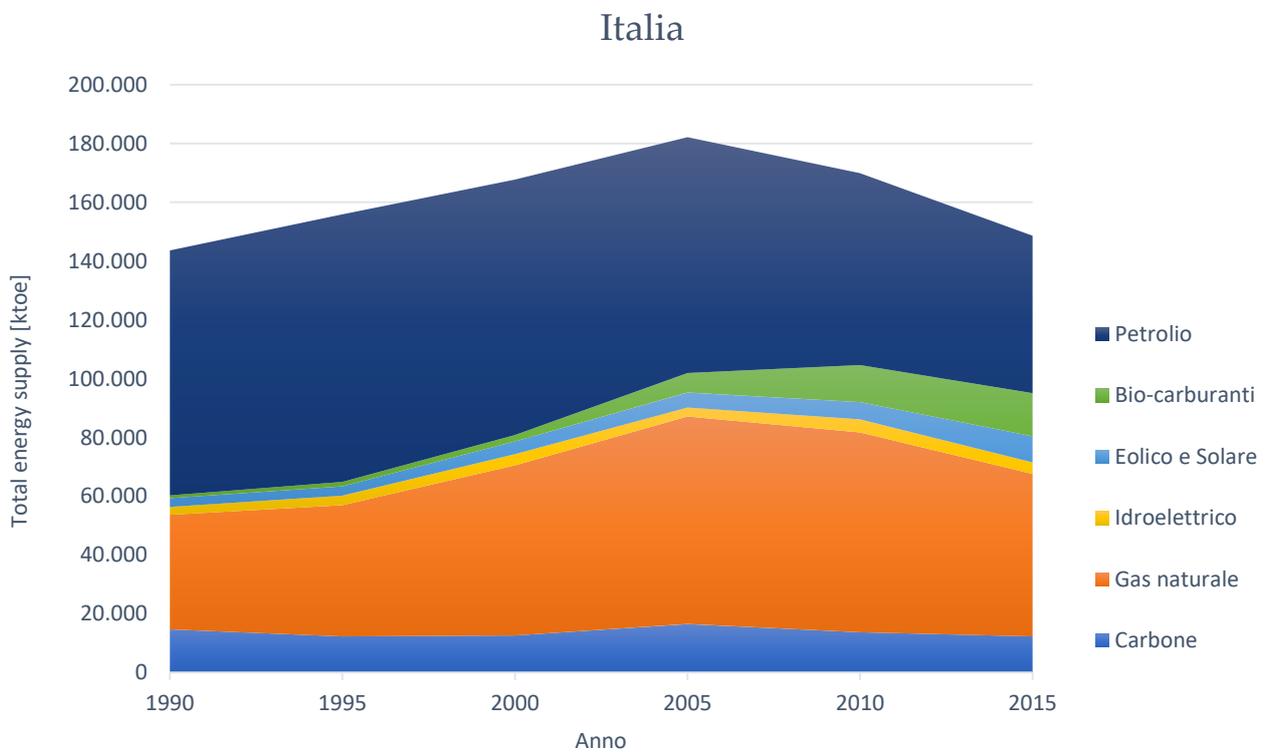


Figura 4 - Total energy supply (Italia) [42]

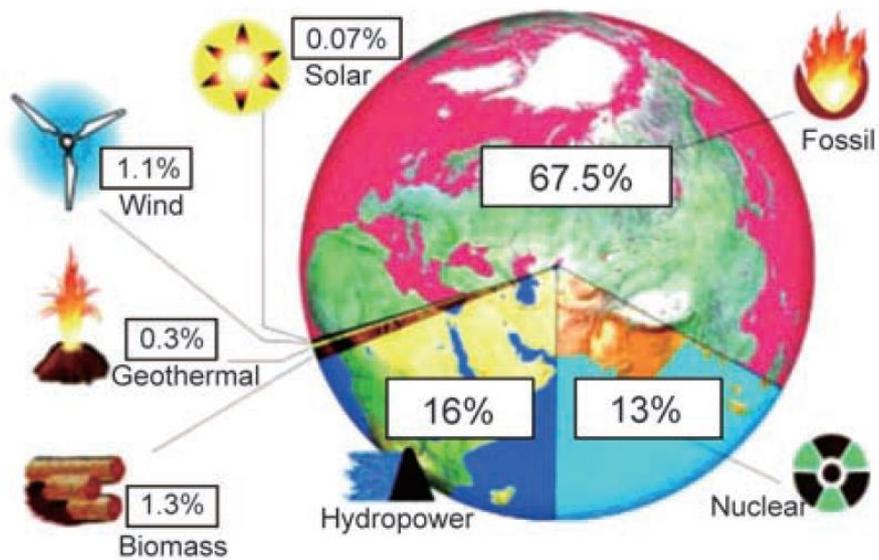


Figura 6 - Fonti di produzione elettrica globale nel 2015 [3]

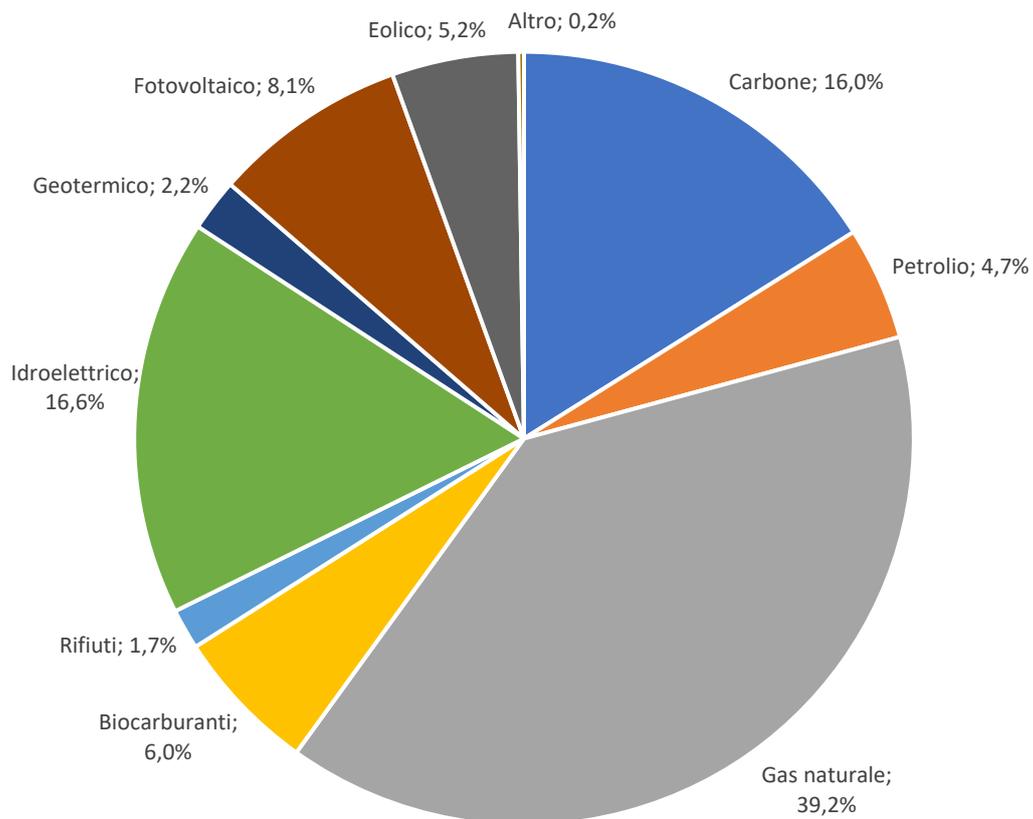


Figura 7 - Generazione elettrica in Italia nel 2015 [43]

La Figura 7 e la Figura 6 danno un'idea più precisa di come sia suddiviso il mercato energetico mondiale e nazionale per la produzione elettrica. I dati, riferendosi allo stesso anno (2015), possono essere paragonati. Durante tale operazione emergono delle considerazioni interessanti:

- in Italia vi è uno sfruttamento delle fonti fossili pari a circa il 60%, contro il 67,5% nel mondo;
- l'idroelettrico è una risorsa molto utilizzata in entrambi gli scenari;
- l'Italia ha una grande lacuna dovuta all'abolizione, con il referendum popolare del 2011, della produzione da fonte nucleare ma, grazie anche alla localizzazione geografica, può godere di un ottimo sfruttamento delle risorse solari ed eoliche, soprattutto se paragonato con quello globale;
- i biocarburanti in Italia hanno un peso di circa quattro volte maggiore rispetto alla media mondiale, configurando questo settore come uno dei possibili traini per la transizione energetica, se abbinato a un corretto mix nella produzione;
- il geotermico rimane una risorsa limitata in entrambi gli scenari in quanto, nonostante la gran mole di energia estraibile per ogni installazione, è un settore che richiede tecnologie avanzate laddove non ci sia la natura a rendere così facile lo sfruttamento. In particolare, grande attenzione va rivolta alla capacità di riempimento dei siti utili, alla composizione geologica del terreno e alle precipitazioni;
- in Italia l'energia solare è una risorsa maggiormente sfruttata rispetto alla media mondiale. Tuttavia, la conversione dell'irradianza solare in energia elettrica risulta ancora fortemente limitata, sebbene le previsioni per il futuro sembrino mostrare una tendenza ad una crescita esponenziale di questa risorsa.

Questa suddivisione del mix energetico è destinata a cambiare: nel corso degli anni la transizione energetica porterà ad una progressiva diminuzione nello sfruttamento di fonti fossili e alla sostituzione di queste con l'energia prodotta da fonti rinnovabili. Tale processo verrà poi favorito dagli sviluppi tecnologici nella produzione dell'energia e nello stoccaggio della stessa, grande vincolo delle rinnovabili vista la loro natura imprevedibile e gli elevati costi attuali dei sistemi di accumulo.

## 4 Fonti rinnovabili in Italia

Il sistema energetico italiano sta attraversando un periodo di transizione verso un futuro meno dipendente dalle fonti fossili e più attento allo sviluppo delle rinnovabili. Lo sfruttamento di quest'ultime è cresciuto rapidamente negli ultimi anni, soprattutto grazie a delle politiche di supporto e ad una drastica riduzione dei costi, in particolare per quanto riguarda l'eolico e il solare. La produzione di energia elettrica è la punta di diamante della produzione *green*, ma essa rappresenta solamente il 20% dell'intero consumo energetico. Ne consegue che esistano ampi margini di miglioramento per le rinnovabili, soprattutto nel settore dei trasporti e del riscaldamento [6].

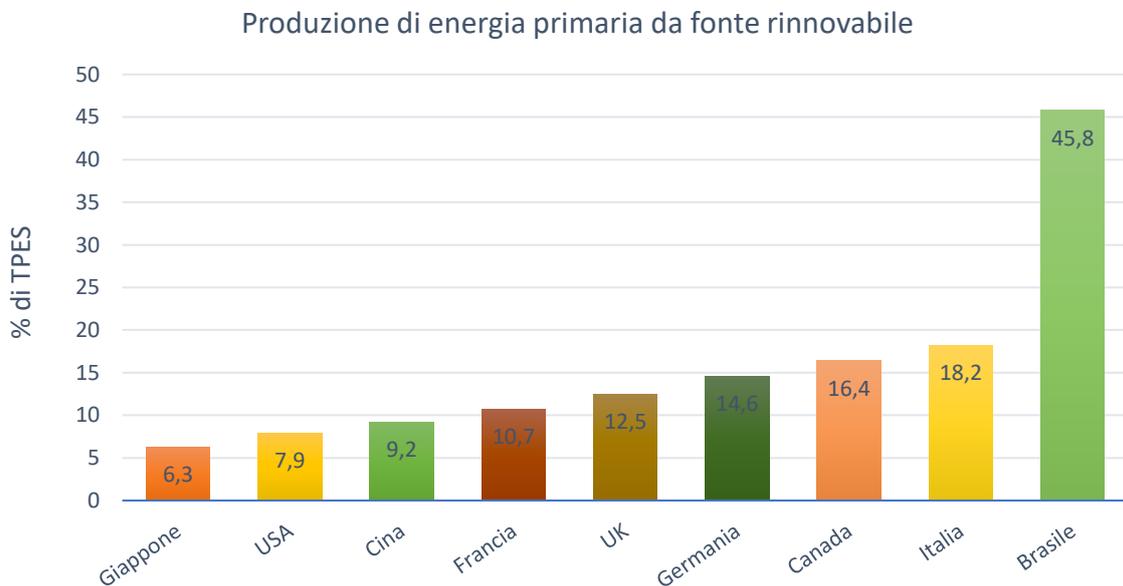


Figura 8 - Produzione di energia da fonte rinnovabile rispetto al totale [40]

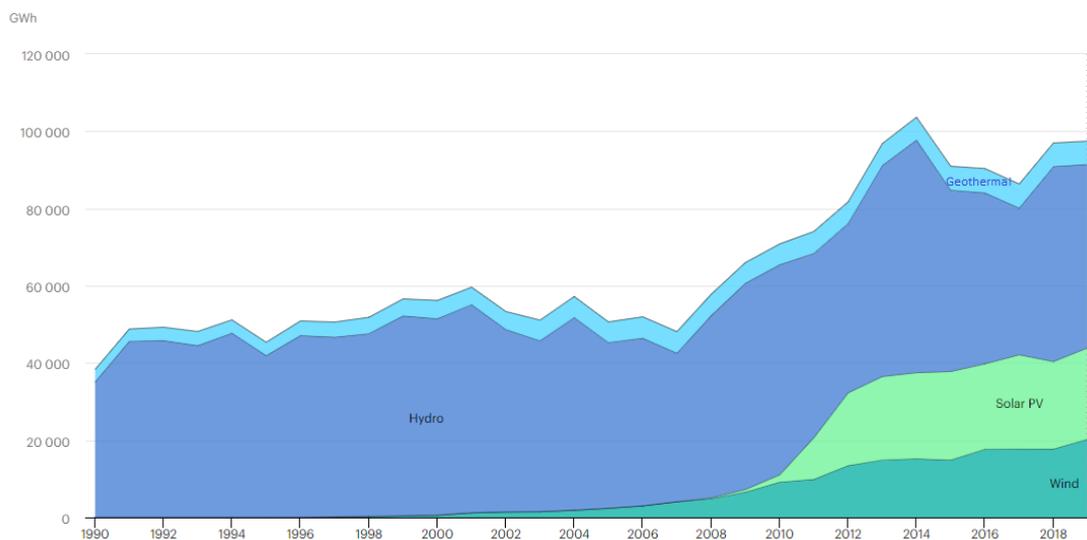


Figura 9 - Produzione elettrica in Italia per fonte rinnovabile (1990-2019) [47]

## 4.1 Idroelettrico

L'energia idroelettrica è una delle più antiche fonti di produzione energetica del mondo e una delle prime risorse per lo sfruttamento di energia meccanica che non dipendesse dal lavoro di animali o uomini. Per millenni l'energia dell'acqua venne sfruttata per alimentare ruote idrauliche, mulini, segherie e l'irrigazione dei campi fin quando l'innovazione portò, nel corso del XIX secolo, allo sviluppo delle primordiali versioni di quelle che sono oggi le turbine utilizzate nelle più moderne stazioni idroelettriche. La capacità idroelettrica crebbe rapidamente nel corso del XX secolo, fino a divenire l'unica significativa fonte di produzione energetica rinnovabile [7]. L'evoluzione globale del settore idroelettrico mostra un incremento nello sviluppo particolarmente marcato dalla fine del XX secolo e le previsioni per i decenni successivi ipotizzano una grande espansione su scala globale.

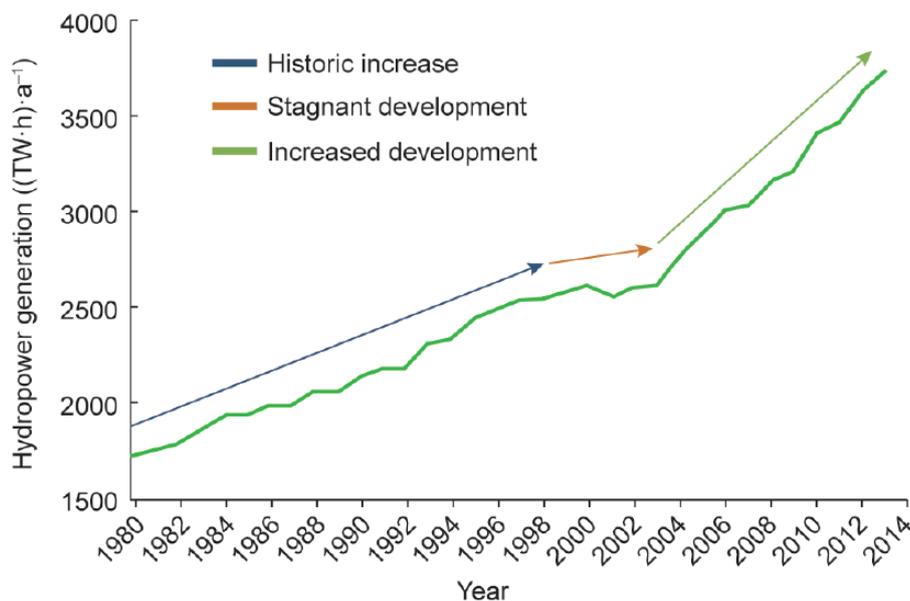


Figura 10 - Sviluppo globale della produzione idroelettrica dal 1980 al 2014 [3]

Il primo impianto per la produzione di energia su vasta scala in Italia fu quello di Isoverde nel 1890, caratterizzato da tre centrali con una potenza totale di 1.200 kW, mentre oggi sono presenti circa 2.800 impianti sul territorio nazionale, con una potenza di circa 18.500 MW e con una produzione di 46 TWh nel 2015 su 325 TWh totali, rappresentando il 41% di tutte le fonti rinnovabili [8].

L'energia estratta dall'acqua in un impianto idroelettrico deriva dall'energia potenziale posseduta dalla massa di fluido in virtù del dislivello a cui è sottoposto. Scorrendo lungo un canale, una piccola frazione di questa energia viene dissipata a causa di perdite

concentrate e distribuite, dovute all'attrito con le condotte o a curvature lungo il suo scorrimento, mentre la maggior parte viene sfruttata dalla turbina posta a valle del percorso. Essa viene trasformata inizialmente in energia meccanica per far muovere le pale della turbina e successivamente, grazie ad un alternatore e un trasformatore, in energia elettrica usufruibile dalla rete o da un utilizzatore finale.

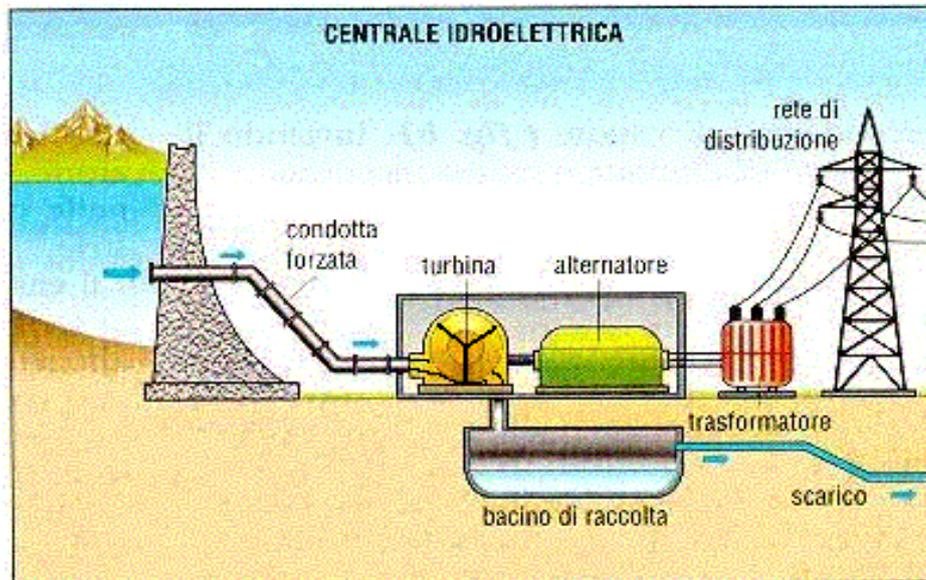


Figura 11 - Schema centrale idroelettrica [8]

Il primo passo da compiere per la costruzione di un impianto idroelettrico è la scelta di un sito adatto. Infatti, gli impianti di produzione idroelettrica sono estremamente specifici e vengono progettati in funzione di particolari condizioni. Per questo motivo, grande importanza assume lo studio della topografia del territorio che ospiterà l'installazione. Nel caso di impianti di grandi dimensioni, il sito di produzione è di solito lontano dal luogo in cui l'elettricità verrà sfruttata, comportando così un'attenta analisi per la trasmissione della stessa.

Il successo di un impianto idroelettrico richiede la presenza di un canale d'acqua che ne alimenti la produzione. A seconda del volume d'acqua interessato e del dislivello che il flusso d'acqua affronterà, la quantità di energia prodotta sarà differente e comporterà la costruzione di diverse taglie di impianto. La produzione di energia si basa dunque su due concetti principali:

- salto, ossia il dislivello tra serbatoio di monte e bacino di scarico;
- portata, ossia la massa d'acqua che transita nelle condotte nell'unità di tempo.

A seconda della potenza disponibile, vi sono diverse tipologie d'impianto:

Tipologia	Potenza
Micro	$P < 100 \text{ kW}$
Mini	$100 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$
Piccoli	$1 \text{ MW} < P < 10 \text{ MW}$
Grandi	$P > 10 \text{ MW}$

Tabella 1 - Dimensioni impianti idroelettrici [8]

Vi sono inoltre diverse tipologie di impianto a seconda della regolazione della portata d'acqua. Tra queste troviamo:

- impianti ad acqua fluente: non vi è nessuna capacità di regolazione degli afflussi e la portata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua fino al limite consentito dalle opere di derivazione;
- impianti a deflusso regolato: viene creata una capacità d'invaso al fine di adattare la produzione alla richiesta energetica, rendendosi così indipendenti dal deflusso naturale per un certo arco di tempo. Fanno parte di questa tipologia:
  - gli impianti a bacino, per una regolazione su base giornaliera o settimanale;
  - gli impianti a serbatoio, per il trasferimento stagionale di volumi idrici;
  - gli impianti ad accumulazione tramite pompaggio, che assorbono energia prodotta da altra fonte durante le ore di basso carico per restituirne una quota nelle ore di massima richiesta [8].

Durante la progettazione di un impianto, grande importanza risiede nella scelta della turbina. Essa è infatti il più importante componente meccanico, in quanto permette di convertire l'energia cinetica dell'acqua nella rotazione che permette al generatore di produrre elettricità. È costituita da pale generalmente realizzate in ferro, acciaio, materiali polimerici o altre leghe. La turbina idraulica è formata da due parti principali:

- il distributore: indirizza il flusso in arrivo alla girante, regola la portata e trasforma, in tutto o in parte, il carico piezometrico in energia cinetica;
- la girante: completa conversione dell'energia idraulica (cinetica + quota rimanente di energia di pressione) in energia meccanica disponibile all'albero.

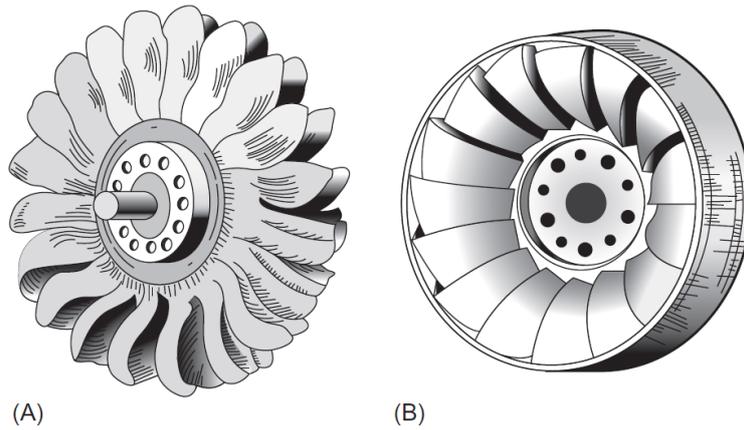


Figura 12 - Esempi di turbina (A) Pelton, (B) Francis [7]

Le turbine possono essere di due tipologie:

- turbine ad azione, quando tutta l'energia potenziale si trasforma in energia cinetica nel distributore. Tra queste vi sono turbine Pelton, Turgo e Ossberger (anche dette Banki-Mitchell o a flusso incrociato);
- turbine a reazione, quando parte dell'energia potenziale è ancora sotto forma di pressione. Tra queste si trovano turbine Francis, Kaplan e turbine ad elica [8].

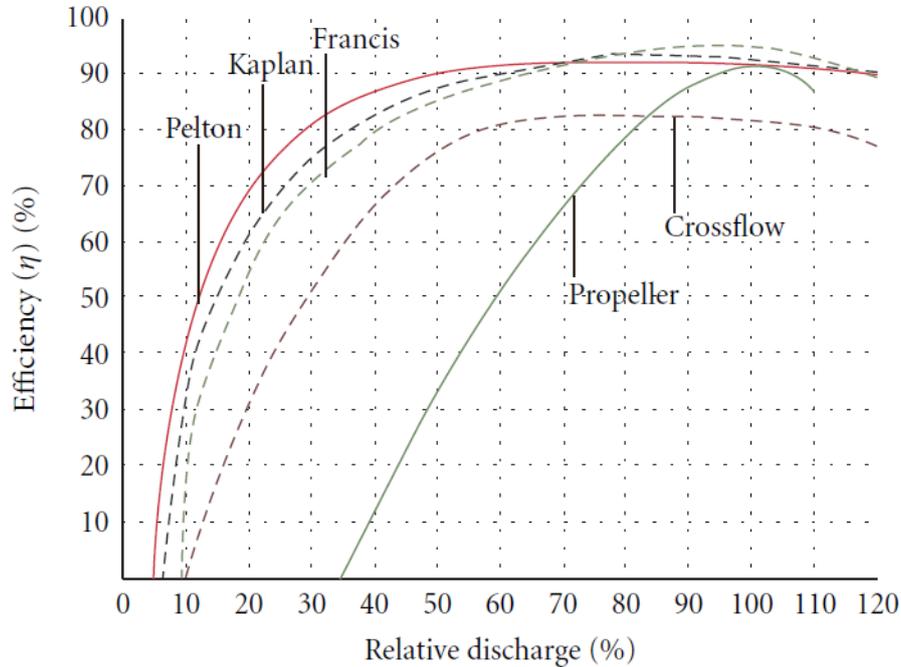


Figura 13 - Curve di rendimento turbine [9]

A turbine differenti corrispondono differenti curve di rendimento in funzione della percentuale di scarica, come mostrato in Figura 13.

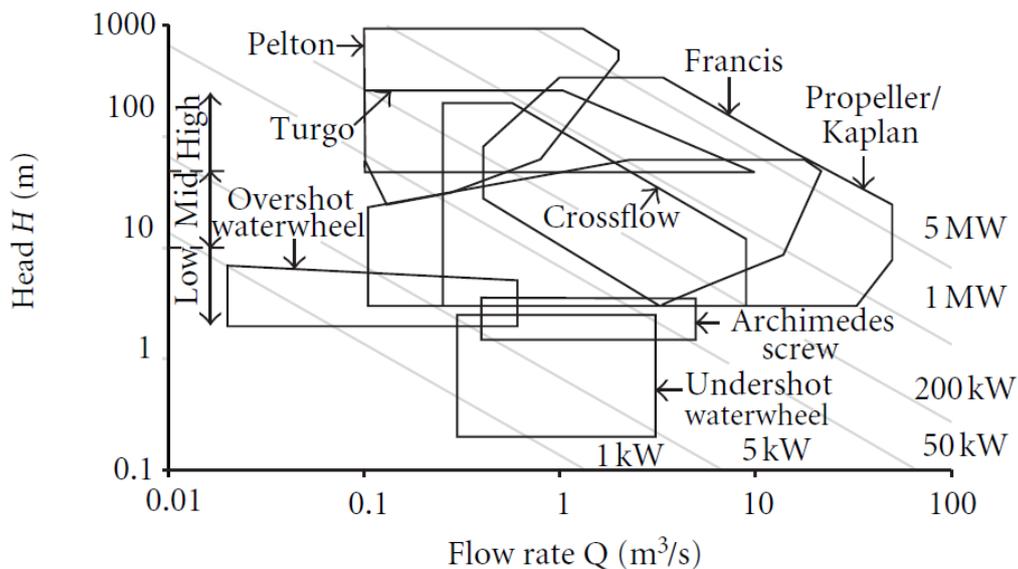


Figura 14 - Grafico portata-dislivello [9]

La turbina Pelton non solo è la tipologia più efficiente (arrivando a circa il 90% di rendimento), ma può essere adattata con buone performance ad un ampio intervallo di portate; la tipologia Crossflow ha un rendimento più basso (poco superiore all'80%), ma anch'essa mantiene un buon funzionamento per diverse portate. Quest'ultima, inoltre, è di relativamente facile costruzione in quanto le lame possono essere ricavate con metodologie economiche e, in quanto tali, presentano uno dei costi per kW installato più bassi tra le varie tipologie [9].

Grafici come quello mostrato nella Figura 14 vengono di solito forniti dal costruttore al fine di scegliere il design più funzionale in relazione alle condizioni di lavoro. Dal grafico si può notare che la turbina Kaplan è in grado di gestire potenze importanti anche con dislivelli modesti; mentre la Pelton è ottimizzata per dislivelli relativamente elevati [9].

L'idroelettrico è la più economica fonte rinnovabile ed è spesso competitivo con i prezzi del mercato energetico. Esso necessita di un importante investimento iniziale, compreso tra i 1.000 e i 20.000 \$ per ogni kW installato negli impianti di piccole dimensioni, ma ha una vita media lunga (circa 30 anni) e costi di funzionamento e manutenzione relativamente bassi [9]. Un altro vantaggio è che l'idroelettrico ha la più alta efficienza di conversione (circa il 90%, *water-to-wire*) di tutte le fonti energetiche [3]. Inoltre, esso dimostra un'alta affidabilità, flessibilità e varietà di progetti e taglie d'impianto, le quali permettono di soddisfare sia i bisogni di realtà industriali e urbane fortemente centralizzate, sia le necessità di zone rurali e decentralizzate.

La produzione idroelettrica sviluppa inoltre una forte sinergia con le altre fonti rinnovabili, soprattutto alla luce della natura intermittente e tendenzialmente non prevedibile di queste risorse e dell'efficiente e significativa capacità di stoccaggio dell'idroelettrico. In particolare, il solare, l'eolico e l'idroelettrico dovrebbero essere pensati nel loro insieme non come una somma di benefici portati da ognuno, ma con una visione olistica in cui ogni parte beneficia della presenza dell'altra e insieme canalizzano un unico grande sforzo volto a salvaguardare il pianeta.

La produzione idroelettrica e i cambiamenti climatici hanno una relazione di simbiosi che porta lo stravolgimento della condizione di uno a influenzare fortemente anche le potenzialità dell'altro. Da un lato, essendo una fonte rinnovabile, l'idroelettrico contribuisce in modo significativo alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti (GHG, *greenhouse gases*), responsabili dell'effetto serra e dell'aumento generalizzato della temperatura sul pianeta, e porta alla limitazione degli effetti dei cambiamenti climatici. Si stima che, comparato con i convenzionali impianti di produzione a carbone, l'idroelettrico eviti l'emissione di circa tre miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub> ogni anno, valore corrispondente a circa il 9% delle annuali emissioni di CO<sub>2</sub> su scala globale [3].

Dall'altro lato, questi cambiamenti portano con molta probabilità ad alterare la naturale disponibilità di acqua sul pianeta, influenzando di conseguenza la produzione di energia idroelettrica e rischiando di portare a tensioni geopolitiche tra Paesi caratterizzati da una scarsità della risorsa.

Lo sviluppo di questo settore ha pertanto un ruolo molto importante nei futuri scenari di mitigazione dei cambiamenti climatici. Nello scenario proposto dall'International Energy Agency (IEA), il quale ipotizza una concentrazione massima di 450 ppm di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera e un incremento della temperatura di 2°C, la capacità della produzione idroelettrica dovrebbe aumentare del 70% entro il 2030 e del 100% entro il 2050 [3]. Ne consegue quindi che grande spazio agli investimenti verrà dedicato in futuro a questo settore.

In conclusione, l'idroelettrico è una tecnologia economica e matura che contribuisce in maniera importante alla mitigazione degli effetti legati ai cambiamenti climatici, potendo inoltre imporsi come strategia fondamentale nel processo di adattamento alla disponibilità di acqua.

## 4.2 Solare

L'energia solare viene trasmessa sotto forma di irraggiamento ed è alla base della vita sulla Terra. Si stima che essa ammonti a 420 trilioni ( $420 \cdot 10^{18}$ ) di kWh, migliaia di volte maggiore di qualsiasi forma di energia utilizzata da tutte le persone sul globo [10]. Ad oggi, tale forma di energia viene catturata grazie a collettori e concentratori solari (energia termica) o tramite pannelli fotovoltaici (che convertono direttamente la luce in elettricità). Le tecnologie che sfruttano l'irraggiamento possono essere sia attive che passive: quelle attive riguardano la conversione diretta dell'energia solare in una forma utile agli scopi dell'utilizzatore; quelle passive sono caratterizzate principalmente dalle strategie adottate nella costruzione di edifici, i quali vengono progettati in modo da beneficiare della presenza del sole, costruiti con materiali con proprietà favorevoli di trasmittanza termica o di dispersione della luce e disegnati con spazi che favoriscono la naturale circolazione dell'aria.

### 4.2.1 Solare fotovoltaico

Le celle fotovoltaiche sono il principale protagonista dello sfruttamento dell'energia solare per la conversione diretta della radiazione in elettricità. Esse rappresentano il più interessante settore del mercato dell'energia, tanto da essere arrivate a produrre un totale di quasi 25 TWh nell'intera penisola italiana [11].

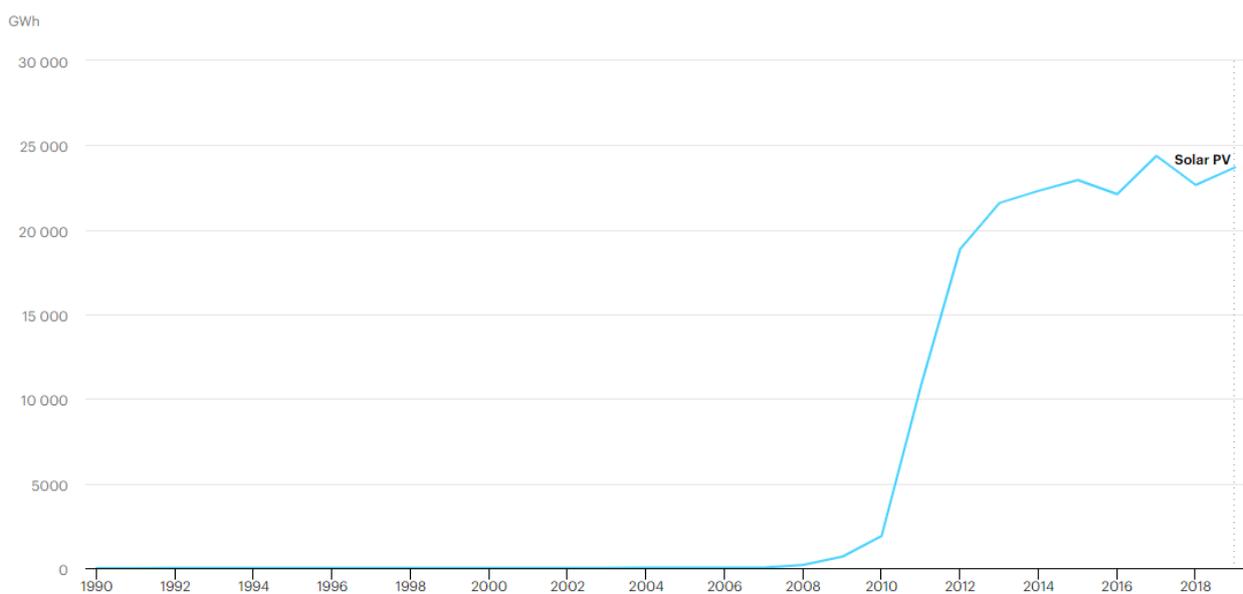


Figura 15 - Produzione elettrica da pannelli fotovoltaici in Italia [11]

I grandi vantaggi delle celle fotovoltaiche riguardano:

- la conversione diretta di energia solare in elettricità, evitando così processi di combustione che peggiorano i rendimenti degli impianti e immettono in atmosfera considerevoli quantitativi di inquinanti e gas clima-alteranti;
- l'assenza di fluidi termovettori per la rimozione del calore in eccesso come avviene nei tradizionali impianti termoelettrici e nucleari;
- la lunga vita dei pannelli (circa 25 anni);
- i bassi costi di manutenzione, legati soprattutto alla pulizia dei vetri e alla rimozione del materiale che si deposita al di sopra e impedisce alla luce di raggiungere le celle;
- l'assenza di inquinamento acustico;
- la possibilità di riciclare gran parte del materiale alla fine del ciclo di vita del sistema.

Gli svantaggi sono relativamente pochi e sono correlati a:

- fluttuazioni nella produzione energetica dovute all'imprevedibilità tipica delle fonti rinnovabili;
- necessità di integrazione con sistemi di accumulo e inverter per la conversione della corrente;
- CAPEX, di solito nell'ordine delle migliaia di euro per kWp.

Ad oggi, le tipologie di pannello fotovoltaico più diffuse hanno differenti livelli di efficienza nella produzione energetica:

Tecnologia	Efficienza [%]
m-Si	15-22
p-Si	14-16
a-Si	6-10
CIS / CIGS	11-13
CdTe / CdS	13-15

Tabella 2 - Tecnologie ed efficienze celle fotovoltaiche [12]

Dalla Tabella 2 si evince che le celle in silicio monocristallino siano quelle più performanti, derivanti dalla lavorazione di un lingotto cilindrico di silicio e con efficienze di conversione che arrivano al 22% su larga scala. Esse sono seguite dalla tecnologia in silicio policristallino, derivante dalla fusione e solidificazione del silicio in un crogiolo di quarzo. Infine, vi è la tecnologia *thin-film* che si presenta sotto varie forme: silicio amorfo (a-Si), tellururo di cadmio (CdTe), solfuro di cadmio (CdS), seleniuro di gallio indio rame (CIGS).

#### 4.2.1.1 Struttura celle fotovoltaiche

Un pannello fotovoltaico è costituito da:

- uno strato di vetro frontale da 3-4 mm;
- un incapsulamento in EVA (Etilene Vinil Acetato), un materiale con proprietà impermeabili, adesive e termofusibili;
- uno strato di vetro o Tedlar posteriore;
- un telaio di alluminio;
- scatola di giunzione.

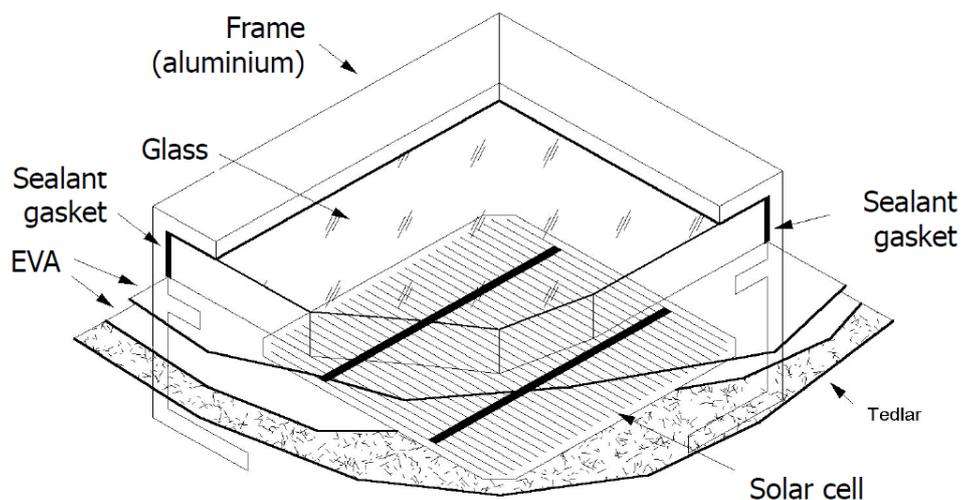


Figura 16 - Struttura di un modulo fotovoltaico [50]

#### 4.2.1.2 Generazione corrente fotovoltaica

Una cella fotovoltaica è un diodo semiconduttore con una sezione quadrata (p-Si), pseudo-quadrata o circolare (m-Si) oppure rettangolare (a-Si, CIGS, CdTe) a seconda del tipo di materiale impiegato.

Il funzionamento di una cella fotovoltaica può essere spiegato ricorrendo alla teoria della giunzione "P-N". Il diodo è costituito da un substrato drogato con impurità positivamente cariche (atomi trivalenti come il Boro, *P-type layer*) sopra il quale viene depositato uno strato drogato con impurità cariche negativamente (atomi pentavalenti come il Fosforo, *N-type layer*). Lo spessore dello strato N permette alla radiazione solare di penetrare nell'area di giunzione, dove è presente un campo elettrico. Quest'ultimo prende origine dal fatto che gli elettroni (donatori) si diffondono dallo strato N verso quello P, formando una distribuzione

di cariche positive nello strato N adiacente alla giunzione. Allo stesso modo, le lacune (accettori) si diffondono dallo strato P verso quello N, formando una distribuzione di cariche negative nello strato P. In questo processo di diffusione, le cariche si muovono da una zona ad alta concentrazione verso una zona a più bassa concentrazione. La regione di giunzione contiene quindi cariche positive sullo strato N e cariche negative sullo strato P, ma nessuna carica in movimento. Viene a crearsi pertanto una barriera potenziale che contrasta un ulteriore flusso di elettroni e lacune dovuto al meccanismo di diffusione. In condizioni di circuito aperto, la corrente di diffusione è perfettamente bilanciata dalla corrente originata dal campo elettrico nella zona di giunzione (*drift current*). Nel momento in cui però viene applicato un voltaggio esterno, l'equilibrio si rompe. Se viene applicato un voltaggio positivo (*forward bias*), si riduce la barriera potenziale e aumenta la corrente di diffusione. Se, invece, viene applicato un voltaggio negativo (*reverse bias*), l'intensità della barriera potenziale aumenta e la diffusione sarà più debole.

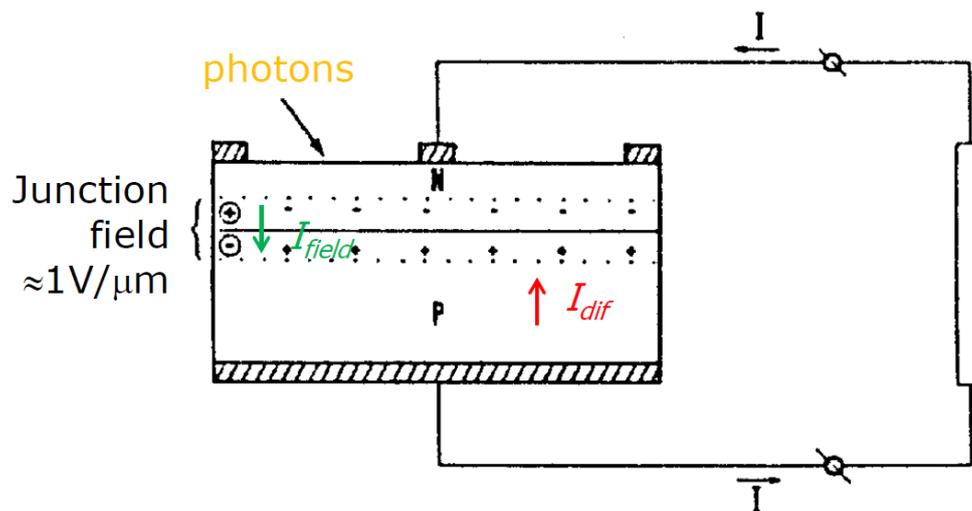


Figura 17 - Correnti elettriche nella cella fotovoltaica [61]

La generazione di corrente fotovoltaica dipende dalla natura duale della luce, considerata come un flusso di fotoni, la cui energia trasportata è esprimibile con la seguente equazione:

$$E_{ph}(\lambda) = \frac{hc}{\lambda}$$

dove:

$\lambda$  = lunghezza d'onda, che nel caso dello spettro di luce visibile varia da 390 nm a 700 nm

$h$  = costante di Planck, pari a  $6,626 \cdot 10^{-34}$  J·s

$c$  = velocità della luce, pari a  $3 \cdot 10^8$  m/s

Se l'energia  $E_{ph}$  è superiore alla differenza di energia tra la banda di valenza e quella di conduzione  $E_g$  avviene la conversione in elettricità. Quando un fotone entra nel semiconduttore, può essere assorbito e promuovere un elettrone nella banda di conduzione. Dal momento in cui tale elettrone si sposta, viene a formarsi una lacuna nella banda di valenza e si genera pertanto una coppia elettrone-lacuna. La migrazione degli elettroni e delle lacune è interpretata come un flusso chiamato *corrente foto-generata*. Tale corrente è orientata dal campo elettrico nella zona di giunzione, di conseguenza gli elettroni si muovono verso lo strato N.

Vi sono tuttavia dei limiti legati a tale generazione di corrente. Infatti, il voltaggio è direttamente proporzionale al campo elettrico che si viene a creare in relazione a  $E_g$ , mentre la lunghezza d'onda  $\lambda$  è inversamente proporzionale allo stesso. Ne consegue che i semiconduttori con un valore più elevato di  $E_g$  generano un voltaggio superiore, ma ad un voltaggio superiore corrisponde una lunghezza d'onda minore e, quindi, una minore densità di corrente. In conclusione, essendo la potenza definita come prodotto tra voltaggio e corrente, risulta necessario un compromesso nella scelta di queste due grandezze.

Osservando la curva blu nella Figura 18 emerge che ad una tensione nulla corrisponda un valore di corrente massimo, la cosiddetta corrente di cortocircuito ( $I_{sc}$ , *short circuit current*), mentre ad un valore di corrente nullo corrisponda una tensione massima, che prende il nome di tensione di circuito aperto ( $U_{oc}$ , *open circuit voltage*).

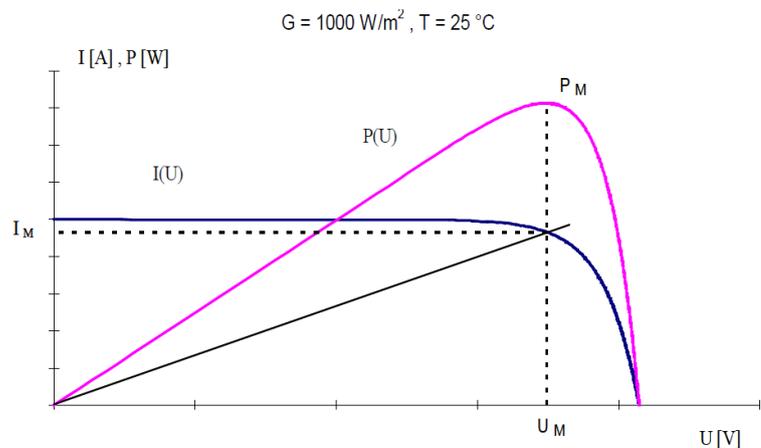


Figura 18 – Curva I-U in blu, curva P-U in rosa [51]

La curva rosa, invece, mostra l'andamento della potenza in funzione della tensione ed evidenzia come il suo valore massimo non corrisponda alla più alta tensione ammissibile. La scelta dei parametri deve essere effettuata con l'obiettivo di ottenere la potenza massima. Per tale motivo, occorre tenere in considerazione contemporaneamente tensione e corrente e cercare il punto in cui il loro prodotto è massimo.

$$\begin{cases} P_{max} @ dP = 0 \\ P = I \cdot U \end{cases} \rightarrow I \cdot dU + U \cdot dI = 0 \rightarrow -\frac{dI}{dU} = \frac{I}{U}$$

#### 4.2.1.3 MPPT

MPPT significa *Maximum Power Point Tracker* ed è una combinazione tra un convertitore DC/DC e una tecnica di controllo della potenza. Come si evince dal nome, il suo ruolo è quello di trovare i punti ottimali di funzionamento da cui è possibile estrarre la massima potenza che il pannello fotovoltaico è in grado di produrre.

I componenti principali sono i transistor (interruttori di alimentazione), i diodi, gli induttori e i capacitori. Questi elementi permettono il corretto funzionamento del MPPT, il quale è caratterizzato da tre topologie circuitali di base: *buck* (o *step down*), *boost* (o *step up*) e *buck/boost* (o *step down/step up*).

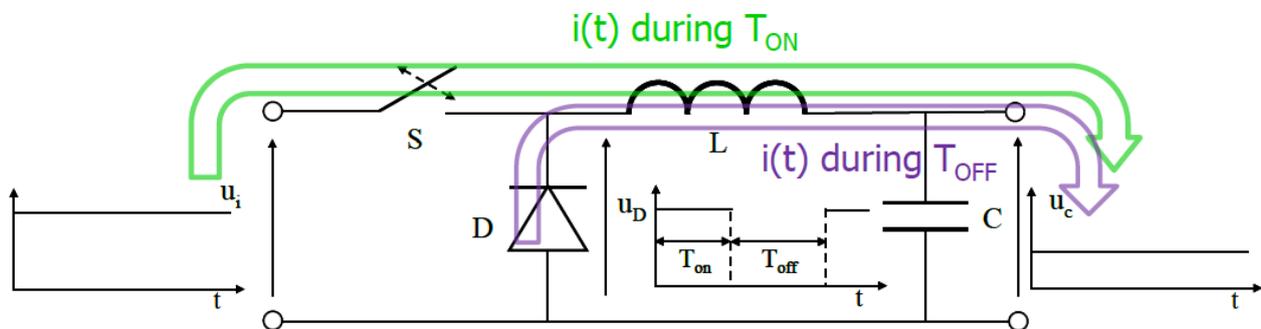


Figura 19 - Circuito equivalente di un MPPT nella topologia Buck [53]

Il circuito mostrato nella Figura 19 corrisponde ad una topologia di MPPT finalizzata a ridurre il voltaggio in output, incrementando la corrente.

Le tecniche di controllo vengono utilizzate in accordo con diversi algoritmi:

- conduttanza incrementale: è il metodo più corretto, in quanto sfrutta la proprietà secondo cui la resistenza del carico deve essere uguale alla resistenza differenziale del generatore;
- perturba e osserva (P&O): è il metodo più usato, il quale incrementa o decrementa il voltaggio controllando se avviene un aumento o una diminuzione di potenza. Se la potenza aumenta, l'algoritmo continua a modificare il voltaggio nella stessa direzione; se la potenza diminuisce, l'algoritmo regolerà il voltaggio nella direzione opposta;
- voltaggio costante: è il metodo più semplice ma meno accurato. Dopo aver misurato il voltaggio di circuito aperto ( $V_{oc}$ ), stabilisce che il voltaggio ottimale equivale a circa il 70-80% di  $V_{oc}$ .

#### 4.2.1.4 Inverter

I pannelli fotovoltaici producono energia in corrente continua (DC, *direct current*), mentre gli utilizzatori generalmente funzionano in corrente alternata (AC, *alternate current*). La tecnologia più diffusa per effettuare questa conversione è il VSI (*voltage source inverter*) con transistor. Esso è diviso in due categorie principali a seconda del tipo di sistema in cui è inserito: stand-alone o connesso alla rete.

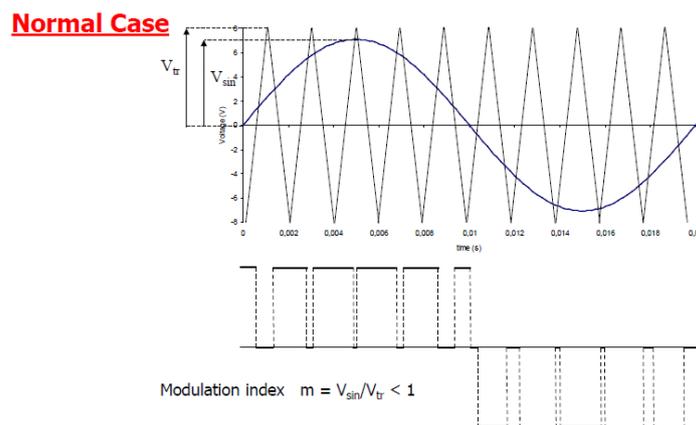


Figura 20 - Funzionamento inverter e modulation index [53]

In un sistema stand-alone l'utente non è connesso alla rete e l'alimentazione elettrica è provvista da un collegamento monofase AC generalmente a 230 V – 50 Hz. I transistor MOSFET e IGBT si comportano come interruttori elettronici, che possono essere attivati o disattivati con un segnale arbitrario. La forma d'onda della tensione in uscita (lato AC) è un parametro importante che influenza la qualità del dispositivo e il suo costo. Con il crescere di questi due fattori si trovano in ordine transistor a onde quadrate, a onde trapezoidali e a onde sinusoidali. Questi ultimi sono controllati con la tecnica del "Pulse Width Modulation" (PWM), basata sul confronto tra una forma d'onda triangolare e una forma d'onda sinusoidale per generare il segnale. Il principale parametro di controllo è l'indice di modulazione, definito come il rapporto tra l'ampiezza dell'onda sinusoidale e l'ampiezza dell'onda triangolare.

$$m = \frac{V_{sin}}{V_{tr}} < 1$$

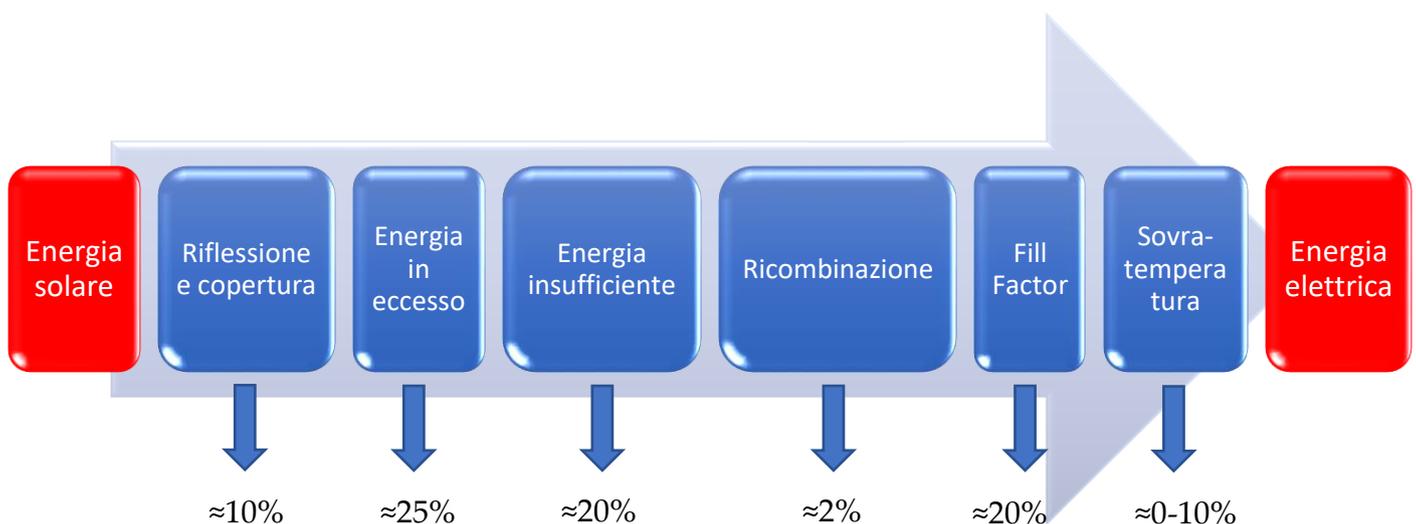
Per la conversione dell'energia prodotta dai pannelli da DC in AC, in modo tale che sia usufruibile dagli utilizzatori del rifugio, si sceglie un inverter ottimizzato per il numero di moduli fotovoltaici e calibrato per lavorare entro un range di potenza ottimale.

#### 4.2.1.5 Perdite nelle celle fotovoltaiche

In una cella fotovoltaica, non tutta la radiazione proveniente dal sole viene convertita in energia elettrica. Le perdite possono essere di varia natura:

- Riflessione e copertura della superficie della cella ( $\approx 10\%$ ): parte della radiazione incidente viene riflessa o colpisce la griglia frontale. Al fine di ridurre queste perdite, viene applicato uno strato anti riflessione e la superficie della griglia è minimizzata;
- Energia in eccesso dei fotoni ( $\approx 25\%$ ): i fotoni possono colpire la cella con un'energia superiore a quella necessaria. L'energia in eccesso viene ceduta sotto forma di calore;
- Energia insufficiente dei fotoni ( $\approx 20\%$ ): alcuni fotoni incidenti non hanno abbastanza energia da creare una coppia elettrone-lacuna. Questi fotoni vengono assorbiti sotto forma di energia termica;
- Ricombinazione ( $\approx 2\%$ ): alcune coppie elettrone-lacuna non vengono mantenute separate ma si ricombinano e la loro energia viene assorbita come energia termica. Questo fenomeno è causato da impurità e difetti nel materiale;
- *Fill Factor* ( $\approx 20\%$ ): non tutta l'elettricità generata viene trasferita al circuito esterno, una parte viene dissipata all'interno del diodo e nelle resistenze [13];
- Sovratemperatura ( $\approx 0-10\%$ ): l'alta temperatura limita le prestazioni della cella fotovoltaica in un range variabile a seconda delle condizioni di funzionamento.

Ad oggi, le celle fotovoltaiche commerciali possono raggiungere un'efficienza fino a circa 23%, dove tale valore rappresenta il rapporto tra la potenza massima in output  $P_{max}$  e la potenza incidente  $P_i = G \cdot A$ , dove  $G \left[ \frac{W}{m^2} \right]$  è l'irradianza solare e  $A [m^2]$  è l'area della cella.



#### 4.2.2 Concentrated Solar Power (CSP)

Sono detti sistemi solari termodinamici o *CSP (Concentrated Solar Power)* e sono usati per produrre elettricità fornendo calore ad alta temperatura ad un impianto basato su un ciclo termodinamico (ciclo Stirling ad aria o ciclo Rankine a vapore d'acqua). La *CSP* è una conversione indiretta dell'energia solare, in contrapposizione alla trasformazione diretta in elettricità dell'energia solare negli impianti fotovoltaici.

I principali vantaggi di questo tipo di tecnologia riguardano le elevate efficienze, le perdite ridotte dalla superficie captante e la possibilità di produzione continua grazie agli accumuli termici di grandi dimensioni. Inoltre, essendo una tecnologia particolarmente adatta ai luoghi desertici, non presenta pericoli di alcun tipo e non crea danni all'ambiente. Infine, tutti i materiali usati sono riciclabili [14].

Gli svantaggi, invece, sono costituiti dalla vasta occupazione di territorio, dalla necessità di inseguimento solare e dall'utilizzo della sola componente solare diretta.

Le tipologie principali di CSP sono:

- Concentrazione puntiforme: forte concentrazione, taglie piccole (< 100 kW);
- Sistemi a parabole lineari: media concentrazione, da medie a grandi dimensioni (0,1 – 10 MW);
- Sistemi a torre centrale: alta concentrazione, grandi dimensioni (> 1 MW) [15].



Figura 22 - Sistema a torre centrale [48]

In Italia vi è un piccolo impianto a concentrazione (5 MW) a Priolo in Sicilia, frutto di un progetto congiunto tra Enel ed Enea. Tuttavia, a causa di difficoltà burocratiche, questo rimane un settore che fatica a decollare nella penisola italiana, non riuscendo a rimanere al passo con i progetti sviluppati in Spagna, USA, Cina e Nordafrica.

### 4.2.3 Collettori solari

Un collettore solare è uno scambiatore di calore che ha lo scopo di trasferire l'energia radiante del Sole ad un fluido termovettore. Il suo effetto utile è dunque costituito dall'aumento di entalpia del fluido termovettore. Tutta l'energia che non viene sfruttata per un aumento di entalpia del fluido si trasforma in perdite ottiche e termiche del collettore [15].

L'energia termica viene utilizzata per la produzione di acqua calda sanitaria, il riscaldamento degli ambienti e il raffrescamento solare (*solar-cooling*) e, quando il suo utilizzo non è immediato, può essere stoccata in un accumulatore termico.



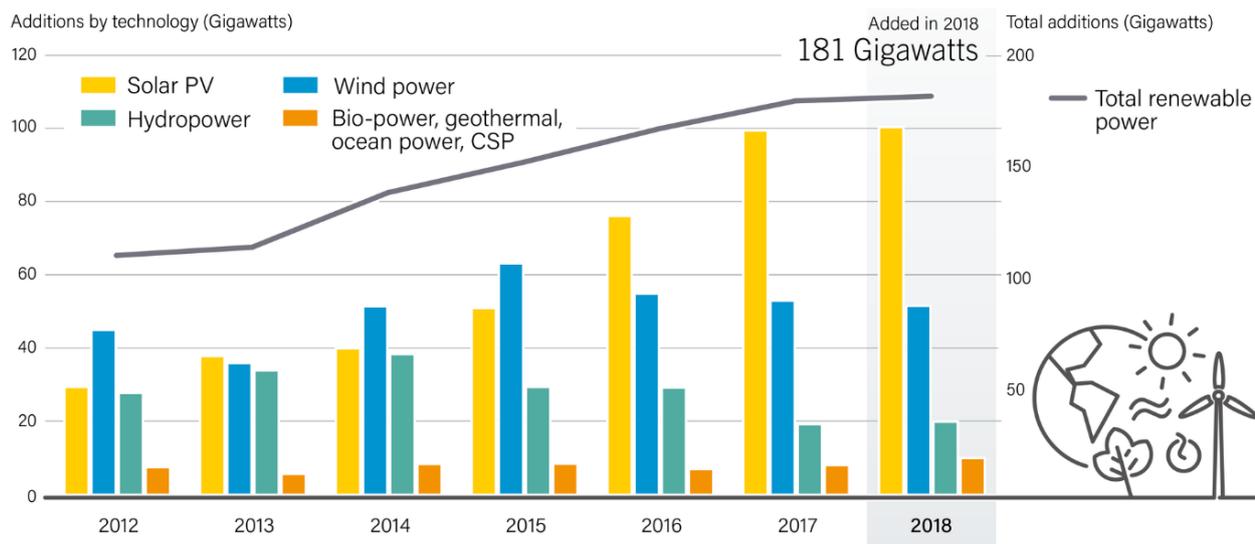
Figura 23 - Collettore solare [49]

Un collettore solare di circa 3 m<sup>2</sup> è sufficiente, in Italia, per fornire acqua calda a uso domestico per una famiglia media. Un'estensione maggiore potrebbe alimentare anche un sistema di riscaldamento a pavimento per gli edifici. Un collettore solare ha una vita media di 30 anni, richiede piccole manutenzioni e in circa due anni produce una quantità di energia pari a quella utilizzata per fabbricarlo. Si tratta di una tecnologia di facile gestione, affidabile ed economica, grazie anche agli incentivi promossi da molti governi. La potenza installata a livello mondiale era di 50 GW nel 2000, 240 GW nel 2010 e 435 GW alla fine del 2015, coprendo un'area di 600 milioni di metri quadrati [14]. L'energia generata da questi sistemi in un anno, 357 TWh, è pari a quella che avrebbero fornito 38,4 milioni di tonnellate di petrolio, il cui uso avrebbe generato 124 milioni di tonnellate di anidride carbonica. In Italia, l'uso di collettori solari è ancora molto basso: nel 2014 la superficie attrezzata era di 66 m<sup>2</sup> per ogni 1.000 abitanti, 10 volte meno dell'Austria [14].

### 4.3 Eolico

La diffusione della produzione da fonte rinnovabile continua il suo corso con sempre maggior intensità. Si stima che nel 2018 siano stati installati 181 GW in tutto il pianeta, con un incremento dell'8% rispetto all'anno precedente, portando la capacità globale totale nella fine del 2018 ad essere pari a 2.378 GW [16].

Annual Additions of Renewable Power Capacity, by Technology and Total, 2012-2018



Note: Solar PV capacity data are provided in direct current (DC).

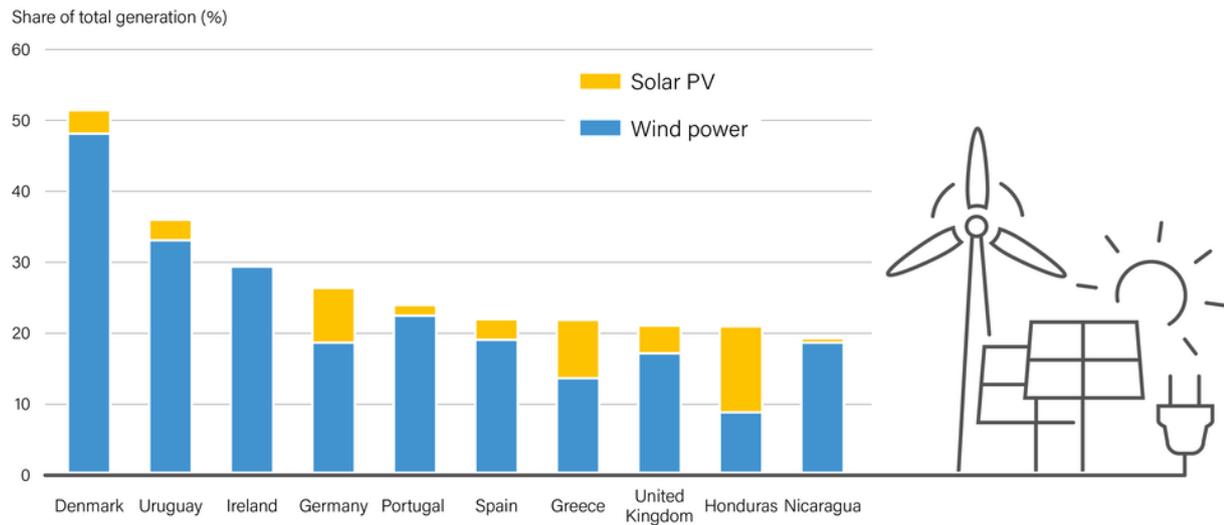
REN21 RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT

Figura 24 - Nuova potenza rinnovabile installata nel 2018 [16]

Il leader di questo processo è il solare fotovoltaico che è responsabile del 55% delle nuove installazioni, seguito dall'eolico (28%) e dall'idroelettrico (11%). Ogni anno, una maggior quota di elettricità viene prodotta dalle fonti rinnovabili ma, nonostante la tendenza appena mostrata, l'attuale produzione vede l'idroelettrico al primo posto (60%), l'eolico al secondo (21%), il solare fotovoltaico al terzo (9%) e i bio-combustibili al quarto (8%) [16].

La produzione da fonte eolica e solare ha raggiunto un alto livello di penetrazione in molti Paesi nel 2018. In particolare, i Paesi più interessati da questa transizione energetica sono la Danimarca, che ha uno share nella produzione elettrica da rinnovabile del 51%, l'Uruguay (36%), l'Irlanda (29%), Germania (26%) e Portogallo (24%). La Figura 25 mostra i dieci Paesi a livello globale più virtuosi dal punto di vista della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile [16].

### Share of Electricity Generation from Variable Renewable Energy, Top 10 Countries, 2018



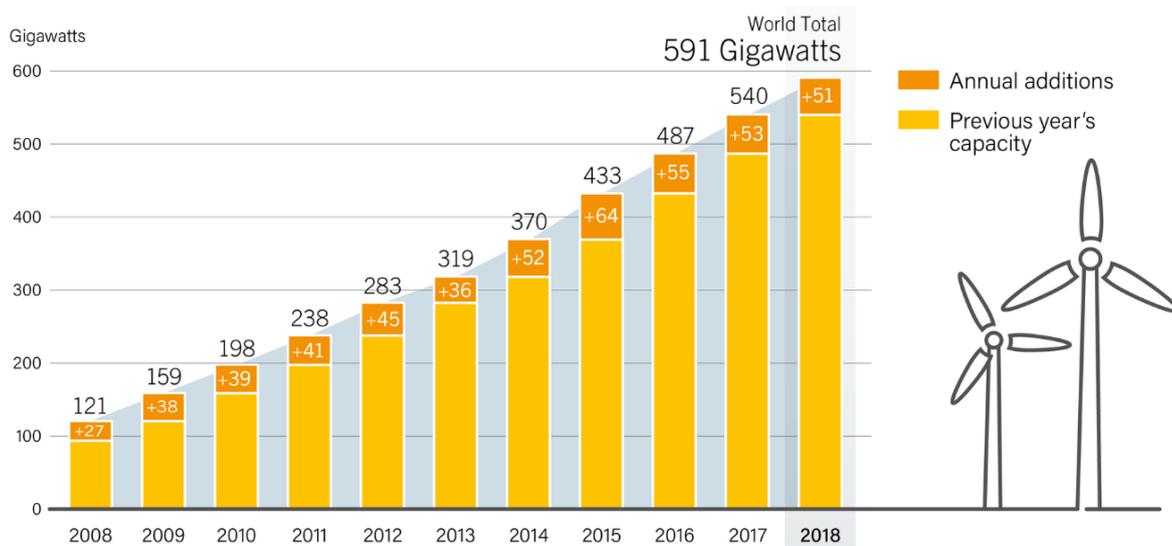
Note: This figure includes the top 10 countries according to the best available data known to REN21 at the time of publication.

REN21 RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT

Figura 25 - Percentuale di produzione rinnovabile nei 10 migliori Paesi mondiali [16]

È possibile notare che nei Paesi più sviluppati sotto questo aspetto, la quota più rilevante di energia venga fornita dai sistemi di generazione eolica. Il vento si configura quindi come principale fonte di approvvigionamento rinnovabile su larga scala, contribuendo così ad una maggior diffusione della produzione *green* e ad una minor dipendenza dalle fonti fossili in molti Paesi.

### Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2008-2018



REN21 RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT

Source: GWEC.

Figura 26 - Crescita capacità eolica mondiale dal 2008 al 2018 [17]

Il trend globale che ha caratterizzato il settore eolico è in costante crescita e vede installazioni per un incremento che va dai 27 ai 64 GW negli ultimi anni [17]. Questo è un traguardo che riguarda tutto il pianeta, non solo perché permette minori emissioni di inquinanti e preserva l'ambiente, ma anche perché la transizione energetica può svolgere il ruolo di propulsore per i mercati dei Paesi emergenti. Oltre ai Paesi notoriamente più sviluppati industrialmente, come quelli europei, gli Stati Uniti e la Cina, nel corso del 2018 anche realtà in via di sviluppo in Africa, nel sud-est asiatico, in America Latina e nel Medio Oriente hanno investito su tali risorse, arrivando a ricoprire il 10% delle nuove installazioni [17].

Un'ulteriore spinta in questa direzione è arrivata dal rapido calo dei costi del kWh elettrico prodotto, sia *onshore* che *offshore*, che ha reso l'energia eolica la soluzione più economica e vantaggiosa in un crescente numero di mercati in tutto il mondo.

Infine, gli obiettivi di salvaguardia del pianeta, legati principalmente alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e al miglioramento delle efficienze di conversione dell'energia, hanno contribuito in modo significativo a stimolare le politiche nazionali e internazionali nella ricerca di tecnologie e infrastrutture per l'ottimizzazione della produzione e dell'utilizzo dell'energia prodotta da fonte rinnovabile.

Come conseguenza, la crescita dell'industria eolica ha incontrato e superato nuove sfide con l'avanzamento tecnologico, il quale ha permesso un aumento nella produzione e una riduzione del LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*), contribuendo a creare un rapporto dinamico in cui ogni fattore di crescita influenza positivamente l'altro.

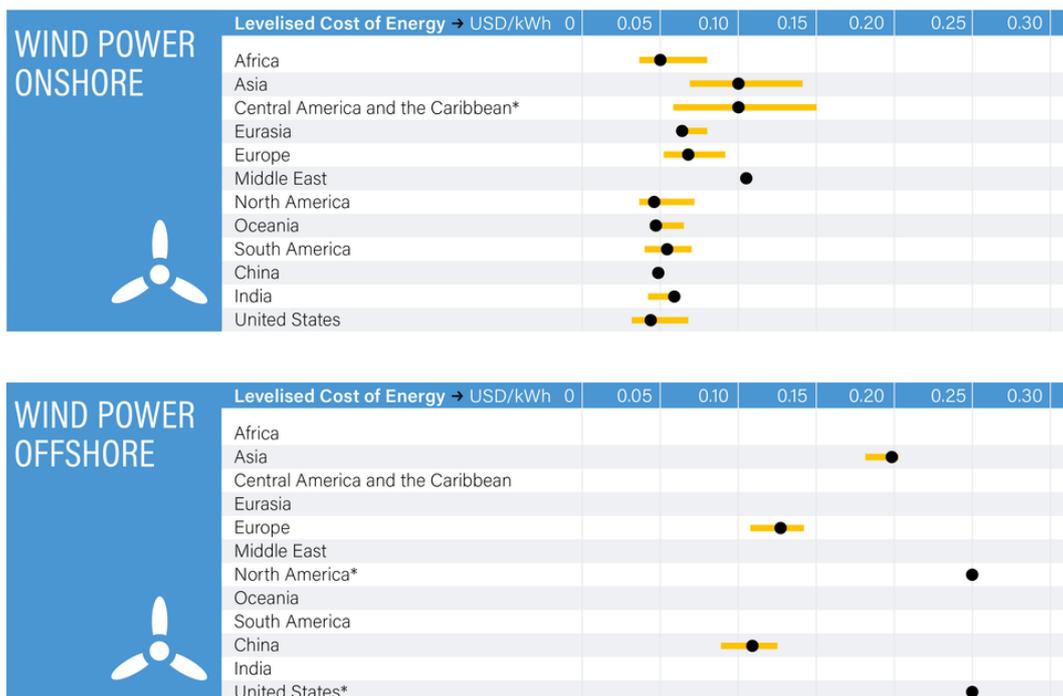


Figura 27 - LCOE da produzione eolica [17]

### 4.3.1 Principio di funzionamento

Un generatore eolico è un apparato che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica. Esso dipende, quindi, dalla velocità del vento e la sua installazione deve essere prevista in un luogo in cui vi sia un flusso eolico non turbolento e il più possibile costante durante l'anno. Situazioni come quella descritta si presentano in luoghi pianeggianti e privi di ostacoli: non a caso i più grandi sistemi di produzione sono installati *offshore*.

La velocità del vento varia con l'altezza secondo la seguente equazione:

$$v(z) = v_0 \left( \frac{z}{z_0} \right)^\alpha$$

Dove:

$z$  è l'altezza rispetto al suolo;

$z_0$  è l'altezza di riferimento;

$v_0$  è la velocità di riferimento;

$\alpha$  è una grandezza adimensionale che dipende dal contesto in cui è inserito l'impianto eolico:

	città	periferia	campagna
$\alpha$	0,40	0,29	0,14

Tabella 3 - Esempi variabilità  $\alpha$  [18]

La precedente equazione e la Tabella 3 mostrano come la velocità del vento, e di conseguenza l'energia cinetica ad esso associata, siano fortemente influenzati sia dall'altezza che si sta prendendo in considerazione che dalla morfologia del territorio in cui si è intenzionati a procedere con l'installazione della turbina.

Il contenuto energetico del vento è ricavabile partendo dalla formulazione del Teorema di Bernoulli in forma differenziale:

$$v \cdot dv + g \cdot dz + \frac{dp}{\rho} = -\delta l_i$$

Integrando tra una sezione di ingresso  $S_1$  e una sezione di uscita  $S_2$  e ipotizzando che:

- la velocità di ingresso è indisturbata  $\rightarrow v_1 = v_0$
- la velocità in uscita è nulla  $\rightarrow v_2 = 0$
- non vi sia dislivello tra ingresso e uscita  $\rightarrow \Delta z = 0$
- non vi siano variazioni di pressione  $\rightarrow \Delta p = 0$

si ottiene:

$$l_i = \frac{v_0^2}{2}$$

Essendo la potenza teorica definita come il prodotto tra la portata e il lavoro specifico si ottiene:

$$W_{teorica} = \dot{m} \cdot l_i = \frac{1}{2} (\rho A v_0) \cdot v_0^2 = \frac{1}{2} \rho A v_0^3$$

Questa equazione è puramente teorica, in quanto la portata in corrispondenza del rotore non potrebbe annullarsi perché, in tal caso, anche la velocità andrebbe a zero e con essa la potenza. La velocità ottimale è ricavabile tramite il limite di Betz, il quale ci porta a concludere che la potenza massima estraibile è pari a:

$$W_{max} = 0,593 \cdot W_{teorica} = 0,593 \cdot \left( \frac{1}{2} \rho A v_0^3 \right)$$

Più in generale, la potenza erogata istantaneamente da una turbina eolica è pari a:

$$W = C_p(\lambda, \beta) \cdot W_{teorica} = C_p(\lambda, \beta) \cdot \left( \frac{1}{2} \rho A v_0^3 \right)$$

dove  $C_p$  è il coefficiente di potenza, dato dal rapporto tra la potenza convertita e la potenza disponibile, funzione del rapporto *tip-speed*  $\lambda$  e dell'angolo di inclinazione delle pale  $\beta$ . Il parametro  $\lambda$  è definito come il rapporto tra la velocità tangenziale ( $v_t = \omega \cdot R$ ) e la velocità del vento perpendicolare al rotore.

Per conoscere l'energia producibile occorre conoscere anche l'andamento tipico di velocità e direzione del vento. Il modo più preciso per esprimere la velocità del vento è attraverso la sua distribuzione di frequenza. Essa è tipica di ogni località e segue un andamento particolare che può essere approssimato attraverso una funzione a due parametri detta Distribuzione di Weibull:

$$f(v) = k \left( \frac{v}{v_c} \right)^{k-1} \left[ \exp \left( - \frac{v}{v_c} \right) \right]^k$$

dove:

- $k$  è un coefficiente di forma;
- $v_c$  è un parametro di scala [m/s]

Esprimendo l'andamento del vento attraverso la distribuzione di frequenza è possibile prevedere l'energia producibile in modo relativamente semplice se si conosce la curva di potenza della turbina:  $P = P(v)$ .

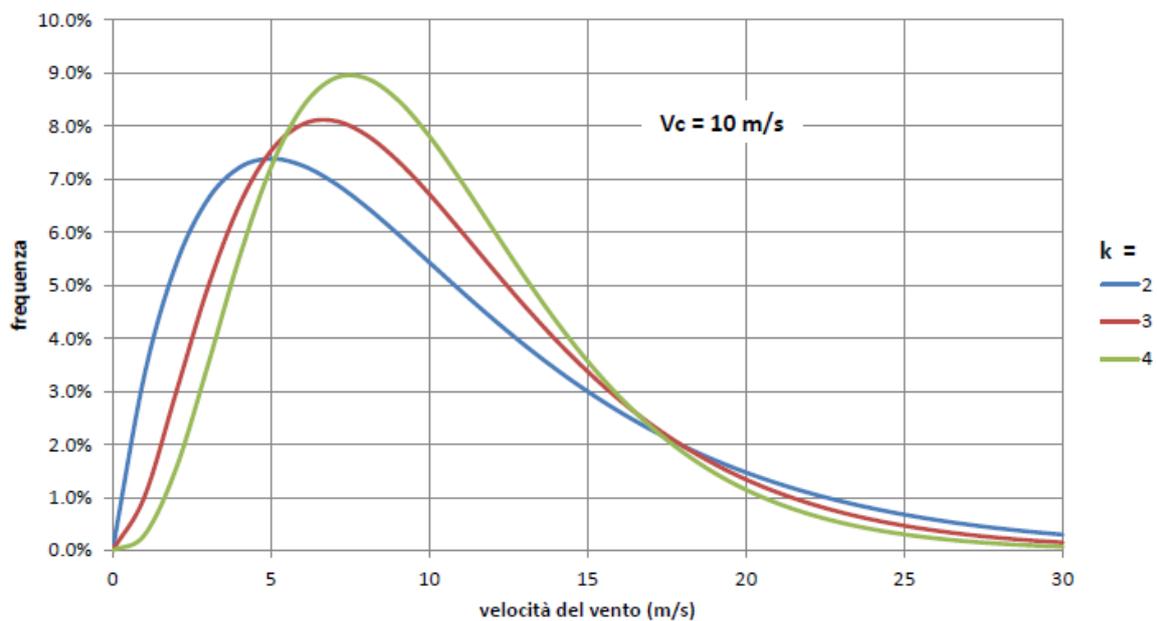


Figura 28 - Esempi di curve di Weibull [18]

Nell'analisi di producibilità di un impianto eolico, grande importanza assume il controllo della potenza. In base alla velocità è possibile identificare quattro regioni in un grafico potenza-velocità:

- regione 1 ( $v < v_{cut-in}$ ): la turbina non produce potenza fino a che una velocità minima (cut-in) non viene raggiunta;
- regione 2 ( $v_{cut-in} < v < v_{nom}$ ): la turbina produce ma occorre ottimizzare la potenza;
- regione 3 ( $v_{nom} < v < v_{cut-off}$ ): ciò che viene prodotto in eccesso viene dissipato, per cui occorre ridurre la potenza per non danneggiare la turbina;
- regione 4: ( $v > v_{cut-off}$ ): occorre arrestare immediatamente la turbina per evitare danni di grossa entità.

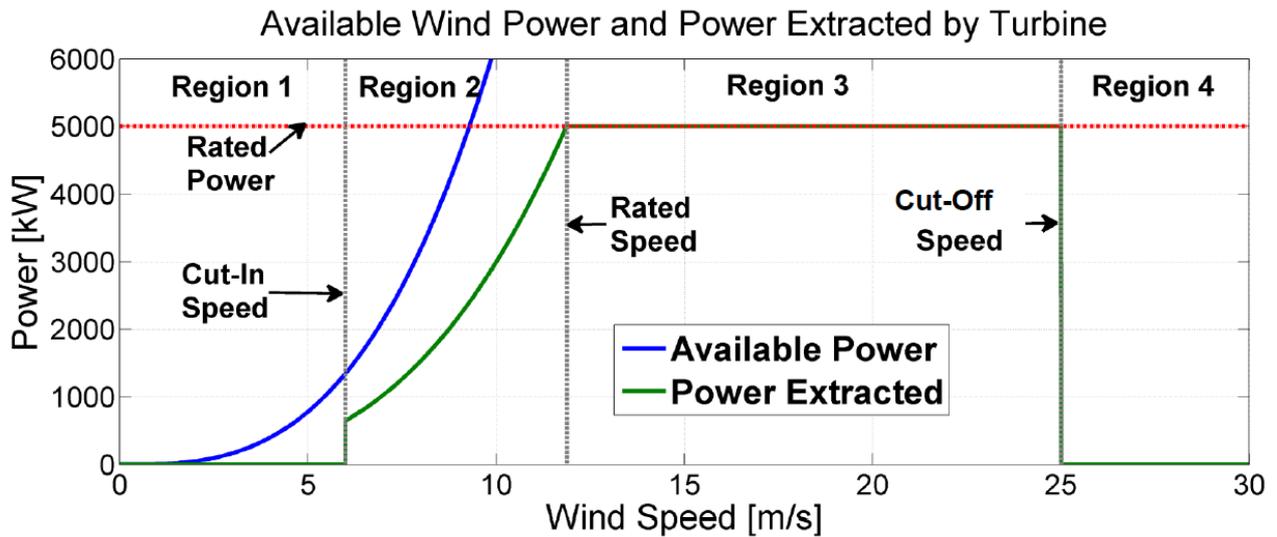


Figura 29 – Esempio di grafico potenza estraibile – velocità [18]

Avendo a disposizione la distribuzione della velocità di Weibull e i dati relativi al controllo di potenza, è possibile procedere con l'analisi di producibilità dell'impianto, studiando i suoi benefici dal punto di vista energetico ed economico.

In generale, la vita media di un impianto eolico è di circa 15-20 anni, mentre il PBT è spesso minore di un anno. I costi di manutenzione si stimano essere ogni anno intorno al 2% del costo d'investimento iniziale [18].

## 5 Sistemi off-grid

I sistemi off-grid, o in isola, sono responsabili di un approvvigionamento energetico regolato e indipendente che ha la stessa affidabilità e qualità della rete pubblica. Il termine off-grid si riferisce a qualsiasi sistema elettrico non connesso ad una rete, riferendosi in particolare alla rete nazionale di trasmissione elettrica. Questi sistemi nascono con l'esigenza di fornire energia elettrica a utilizzatori con scarse probabilità di allacciamento alla rete, siano esse dovute alla morfologia del terreno, alla localizzazione remota dell'edificio o ad una distribuzione sparsa e poco densa della popolazione all'interno di un determinato territorio, tale per cui la spesa in infrastrutture per la generazione e il trasporto dell'energia risulterebbe sproporzionata ed eccessiva.

Nei sistemi off-grid è possibile utilizzare qualsiasi fonte di produzione energetica, da quella fossile a quella rinnovabile, ma nel contesto in cui ci si viene a trovare si dedica particolare attenzione nella ricerca e nello sviluppo dei sistemi che sfruttano l'energia solare, eolica, idroelettrica e geotermica [10].

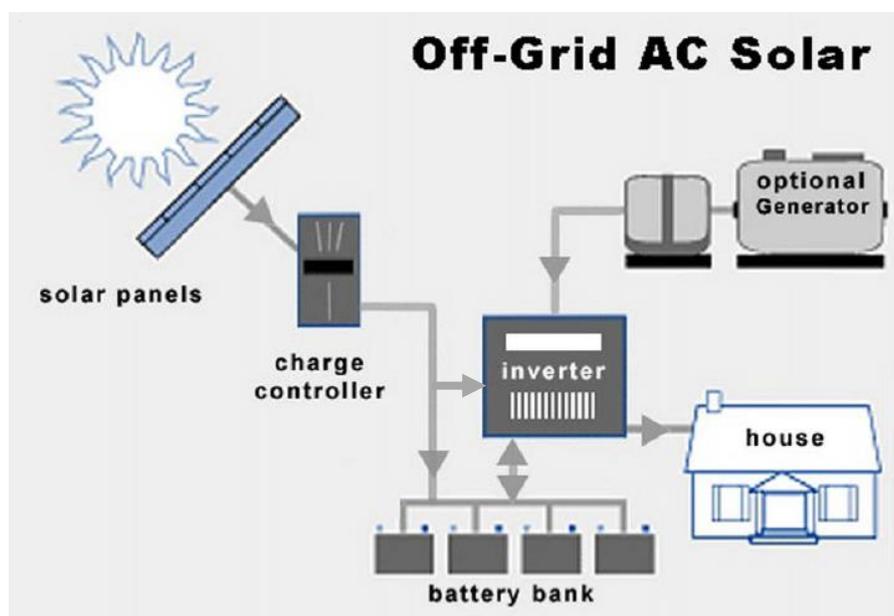


Figura 30 - Schema logico di funzionamento di un sistema off-grid [10]

Nella Figura 30 è illustrato lo schema logico di funzionamento di un sistema off-grid nella particolare casistica di produzione energetica da fonte solare. L'energia derivante dall'irraggiamento viene convertita in energia elettrica tramite il pannello fotovoltaico, la quale viene indirizzata, a seconda delle esigenze, ad un pacco batterie per lo stoccaggio o

direttamente all'utente. In quest'ultimo caso, l'elettricità prodotta dal pannello fotovoltaico sotto forma di corrente continua deve passare attraverso un inverter responsabile della sua conversione in corrente alternata, in modo tale che sia usufruibile dalle apparecchiature finali. Per rispondere alle esigenze di approvvigionamento energetico quando le fonti rinnovabili sono scarse e incostanti viene spesso affiancato un generatore alimentato da fonti fossili, il cui utilizzo dev'essere limitato per non vanificare il risparmio in termini di *carbon footprint* legato ai sistemi di produzione da fonte rinnovabile.

In tale contesto assume straordinaria importanza il tema dello stoccaggio dell'energia tramite sistemi di accumulo. In particolare, grande diffusione deve essere garantita ai sistemi di relativamente facile gestione come batterie al piombo-acido o batterie agli ioni di litio. La loro presenza è chiave soprattutto in ambito fotovoltaico, laddove la produzione energetica risulta frequentemente sfasata dal carico elettrico che deve essere soddisfatto. Inoltre, laddove la morfologia del territorio lo renda possibile, risulterebbe estremamente prezioso il contributo che i sistemi di accumulo idroelettrico sarebbero in grado di offrire, contribuendo a livellare i picchi di richiesta dalla rete o dagli ausiliari.

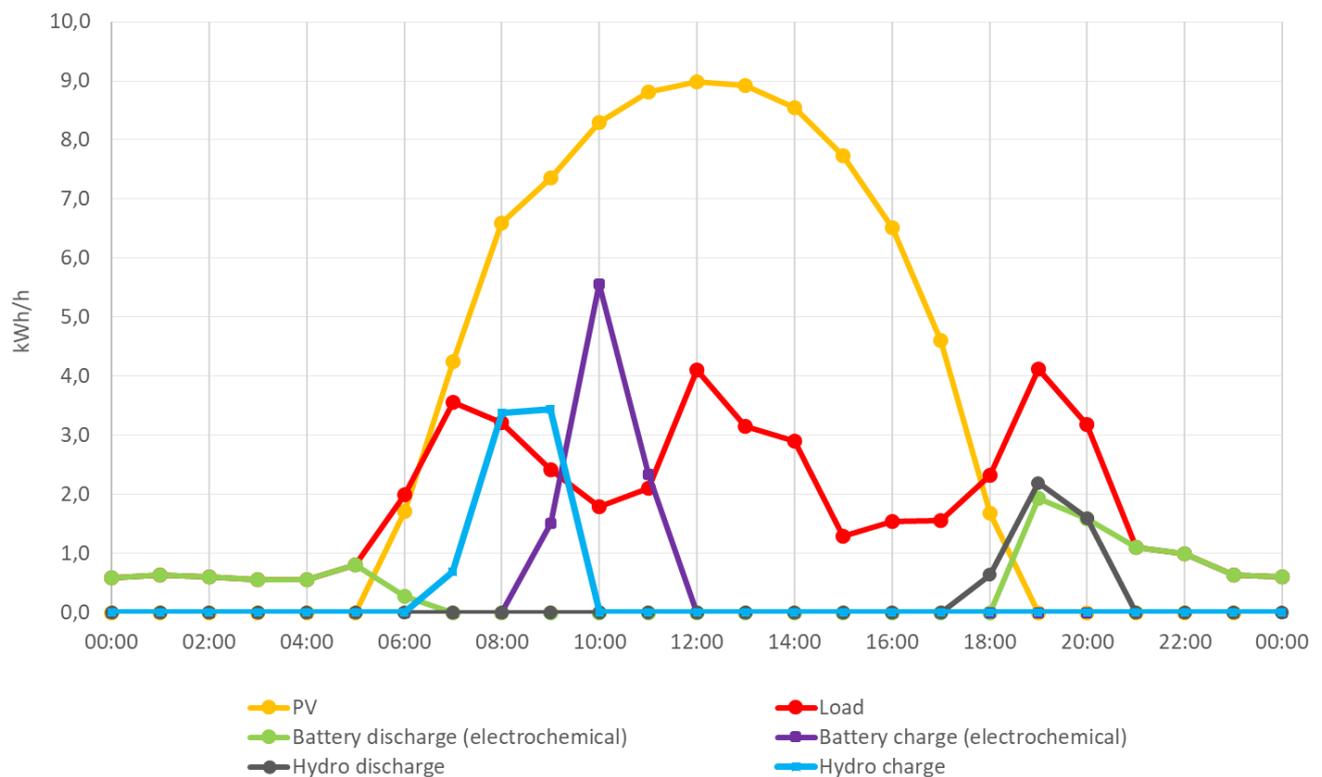


Figura 31 - Esempio di andamento giornaliero estivo del carico e della produzione

Nella Figura 31 è mostrato un esempio dell'andamento del carico e della produzione da fotovoltaico in un rifugio alpino durante un giorno estivo. Si può notare, a titolo esemplificativo, come la produzione sia limitata essenzialmente alle ore diurne, mentre il carico è più omogeneamente distribuito nel corso della giornata. Per sopperire al deficit energetico nelle ore notturne risulta chiave, quindi, il ricorso a sistemi di accumulo. In particolare, nell'esempio sopracitato, la priorità nella scarica e nella carica è attribuita al sistema idroelettrico, il quale gestisce il flusso energetico fino al massimo delle sue capacità. Oltre queste interviene l'accumulo elettrochimico basato sulle batterie al piombo, garantendo un approvvigionamento energetico costante e affidabile.

Nel complesso i sistemi off-grid possono essere considerati una valida alternativa ai tradizionali sistemi centralizzati di dispacciamento dell'energia. Finora, i sistemi in isola sono stati generalmente associati a comunità di paesi in via di sviluppo, in cui la scarsità di infrastrutture energetiche rende essenziali questi sistemi. Tuttavia, a causa del carattere tendenzialmente decentralizzato delle tecnologie rinnovabili, il futuro di questi impianti sarà ragionevolmente esteso a molte aree urbane e rurali, dove la produzione energetica avviene soprattutto tramite combustione di materiali fossili e dove le infrastrutture per la trasmissione e la distribuzione sono scarsi o precari. Osservando il depauperamento delle fonti fossili e il cambiamento delle condizioni climatiche del pianeta, è chiaro quanto sia di fondamentale importanza uscire dall'era fossile che il genere umano ha attraversato e concentrarsi su nuove soluzioni per la produzione energetica, soprattutto alla luce degli sviluppi scientifici e dell'assenza di barriere tecnologiche.

## 6 Sistemi di accumulo

### 6.1 Accumulo elettrochimico

Gli accumulatori elettrochimici trasformano l'energia chimica in energia elettrica in modo diretto. L'elemento chiave per il loro funzionamento è la cella elettrochimica, la quale è in grado di generare una tensione in corrente continua dell'ordine di pochi volt e può essere collegata in serie e/o in parallelo per ottenere un accumulatore di maggiori dimensioni.

Le caratteristiche principali di un sistema di accumulo sono:

- la modularità;
- la flessibilità;
- i tempi di risposta alle variazioni di carico veloci;
- l'elevato rapporto potenza/energia;
- la rapidità d'installazione;
- la possibilità di spostare il sistema o riconfigurarli in caso di necessità [19].

Un sistema di accumulo è fondamentale per assicurare un servizio ininterrotto all'impianto in condizioni di scarsa o assente produzione, sia essa solare, idroelettrica o eolica. Le batterie sono ad oggi il sistema di accumulo di energia più conosciuto sul pianeta. Sono un dispositivo elettro-chimico in grado di effettuare più volte il ciclo di carica e scarica grazie a reazioni chimiche reversibili che rilasciano energia in fase di scarica e immagazzinano energia quando viene applicata una tensione ai morsetti in fase di carica. Vennero concepiti e sviluppati nel corso del XIX secolo grazie a un'idea di Alessandro Volta, il quale propose il primo modello di accumulazione con la pila, e trovano oggi applicazione in innumerevoli settori, sia come integrazioni di piccole applicazioni energetiche che su larga scala. Da allora, enormi passi avanti sono stati fatti dalla tecnologia fino ad arrivare alle tipologie ad oggi più diffuse, che si differenziano per la coppia di specie elettrochimiche coinvolte, il tipo di elettrolita e le caratteristiche costruttive. Tra le principali vi sono:

- gli accumulatori con elettrolita acquoso: piombo/acido, nichel/cadmio, nichel/metal idruro;
- le batterie a circolazione di elettrolita;
- le batterie ad alta temperatura: sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel;
- le batterie agli ioni di litio.

### 6.1.1 Principio di funzionamento

I sistemi di accumulo possono essere accoppiati con tutte le fonti di generazione elettrica, rinnovabili e non, grazie alla loro estrema flessibilità di prestazione. L'esistenza di un cospicuo numero di opzioni tecnologiche consente un adattamento alle specifiche condizioni ineguagliato dalle altre tecnologie competitive. Sono modulari e scalabili su varie taglie, da qualche kW per un impianto fotovoltaico domestico a decine di MW per un parco eolico; hanno un tempo di risposta molto veloce (nell'ordine dei secondi); l'installazione è breve e può avvenire ovunque [19].

Le batterie sono tutte costituite da una struttura di base costituita da due elettrodi, chiamati anodo e catodo, inseriti all'interno di due semi-celle e immersi in una soluzione elettrolitica. All'interno della batteria avviene una reazione di ossidoriduzione, durante la quale una specie chimica (riducente) si ossida e perde elettroni, mentre una seconda specie chimica (ossidante) si riduce e acquista gli elettroni persi dal riducente. Il carattere ossidante o riducente di un composto non può essere definito in senso assoluto, ma acquista valore in relazione al tipo di sostanza con cui reagisce. È possibile suddividere la reazione globale in due sotto-reazioni: durante la scarica, l'ossidazione all'anodo provoca il rilascio di elettroni che giungono al catodo, dove avviene la reazione di riduzione, grazie alla presenza di un conduttore elettrico esterno. Contemporaneamente, la migrazione degli ioni attraverso l'elettrolita consente di mantenere l'elettro-neutralità e, di conseguenza, non permette agli elettroni di tornare indietro. Durante la fase di carica, invece, viene applicato un campo elettrico (il quale richiede energia dall'esterno) che inverte il percorso degli elettroni e il verso della reazione, rigenerando i reagenti e riportando il sistema allo stato iniziale. In entrambi i casi, la presenza di un setto poroso evita il mescolamento delle cariche e delle soluzioni e permette agli elettroni e agli ioni di seguire due percorsi distinti.

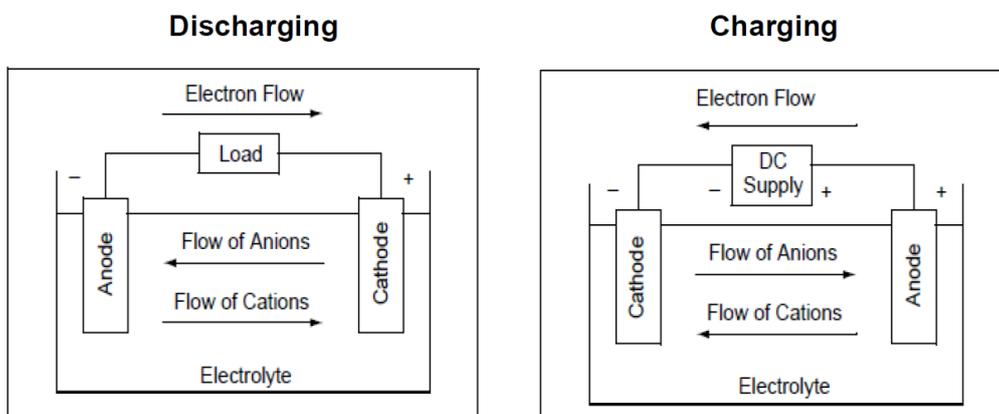


Figura 32 - Principio di funzionamento batterie [24]

### 6.1.2 Grandezze fondamentali

- Tensione nominale: la tensione della batteria quando alimenta un carico;
- Tensione massima durante la carica;
- Tensione minima durante la scarica;
- Capacità: la quantità di carica accumulabile espressa in [Ah] o in [kWh]. Questa è influenzata sia dai tempi di scarica che dalla temperatura;
- Profondità di scarica (DOD, *Depth Of Discharge*): è una misura della quantità di energia prelevabile dalla batteria senza causare danni e viene espressa come percentuale della capacità totale della batteria;
- Vita della batteria: durata delle performance della batteria che viene espressa come numero di cicli di carica/scarica;
- Densità energetica: quantità di energia che può essere accumulata in unità di volume [Wh/L] o di peso [Wh/kg].

### 6.1.3 Rendimenti e tempi di vita

Il rendimento energetico di una batteria è definito come il rapporto tra l'energia scaricata a potenza nominale, dalla piena carica alla scarica completa, e l'energia fornita per riportarla nello stato di carica iniziale.

Il rendimento amperometrico, o faradico, è dato dal rapporto tra la carica estratta dalla batteria, dalla piena carica alla scarica completa, e la carica che è necessario fornire alla batteria per riportarla nello stato di carica iniziale.

Tecnologia	Rendimento energetico [%]	Rendimento amperometrico [%]	Vita attesa (cicli) con DOD 80%
Piombo-acido	80	85	1.000
Nichel/cadmio	65	75	1.000
Nichel/metal idruri	65	75	1.500
Sodio/cloruro di nichel	85	100	4.000
Sodio/zolfo	85	100	4.500
Ioni di litio	90	100	5.000
VRB	75	85	10.000

Tabella 4 - Rendimento e vita attesa medi batterie [19]

#### 6.1.4 Batterie ad alta temperatura

Le batterie ad alta temperatura (sodio/zolfo e sodio/cloruro di nichel) operano ad una temperatura interna di circa 300°C e si caratterizzano per un'elevata energia specifica, elevati rendimenti energetici e una buona vita attesa. Hanno prestazioni generalmente inferiori rispetto a quelle al litio ma con il vantaggio di essere totalmente indipendenti dalla temperatura ambiente. Inoltre, essendo quasi completamente riciclabili con un costo di smaltimento ridotto e avendo una buona sicurezza intrinseca, sono una buona alternativa per le applicazioni stazionarie [19].

#### 6.1.5 Batterie a flusso di elettrolita e a metallo-aria

Sono due tecnologie promettenti. La prima, il cui principale esponente è rappresentato dalla batteria redox al vanadio (VRB), ha il grande pregio di avere potenza ed energia disaccoppiate: la potenza che può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione in ogni istante e, indirettamente, dalla superficie della membrana; la capacità di accumulo, invece, dipende dalla quantità di elettrolita disponibile e, quindi, dalla capienza dei serbatoi.

Le batterie a metallo-aria hanno la peculiarità di avere grandi capacità specifiche: l'energia specifica massica e l'energia specifica volumetrica possono raggiungere rispettivamente i 500 Wh/kg e i 1.000 Wh/L [19].

#### 6.1.6 Batterie al piombo-acido

La batteria al piombo-acido venne ideata nel 1859 dal fisico francese Gaston Planté, il quale fu il primo a intuire che una scarica utile poteva essere prelevata da una coppia di piastre di piombo che erano state immerse in acido solforico e sottoposte a una corrente di carica [20]. Essa ebbe grande successo grazie al relativamente basso costo delle materie prime con cui era realizzata: piombo e acido solforico. È la tipologia di accumulatore elettrico più vecchia e assunse grande rilevanza divenendo una parte fondamentale nel settore automobilistico, motociclistico e su altri veicoli a motore per garantire l'avviamento del motore termico e alimentare le utenze termiche di bordo.

I principali componenti di una cella piombo-acido sono:

- biossido di piombo sull'elettrodo positivo;
- piombo metallico poroso sull'elettrodo negativo;
- captatore di corrente realizzato con una lega a base di piombo;

- acido solforico acquoso come elettrolita;
- un separatore in materiale poroso isolante;
- una struttura esterna generalmente realizzata in polipropilene.

Inoltre, nelle tipologie *flooded* è presente anche un piccolo quantitativo di lega di antimonio e piombo per migliorare le proprietà del captatore di corrente. Nelle celle regolate da valvole (*valve-regulated cells*), invece, sono usati calcio e stagno per ridurre la tendenza all'evoluzione del gas durante la carica [20].

Componente	Peso percentuale [%]
Captatore di corrente	30
PbO <sub>2</sub>	20
Pb poroso	20
Elettrolita	20
Struttura esterna e separatori	10

Tabella 5 - Composizione media di una batteria piombo-acido [20]

Ad oggi sono presenti sul mercato principalmente due tipologie:

- una prima nella quale l'elettrolita è contenuto in un separatore realizzato in AGM (*absorptive glass-mat*);
- una seconda nella quale l'elettrolita è immobilizzato come un gel [20].

Le batterie a piombo-acido vengono utilizzate in una grande varietà di applicazioni, ognuna delle quali ha il proprio ciclo di lavoro. Nei motori a combustione interna, la batteria provvede a dare un veloce impulso ad alta corrente per la partenza e una corrente più modesta ma protratta nel tempo per altri scopi. In questo caso, le batterie rimangono con un alto valore di SOC per la maggior parte del tempo. Lo stesso vale nei sistemi di back-up delle telecomunicazioni e in altri servizi ininterrompibili, sebbene in questo tipo di servizio (chiamato *float duty*) la batteria dovrebbe raramente scaricarsi completamente. La casistica opposta è rappresentata dai veicoli elettrici, nei quali la batteria è sottoposto a ripetuti cicli di carica e scarica nell'arco di poche ore (*deep-discharge duty*). Tra questi due estremi vi sono le batterie utilizzate per i veicoli ibridi e i RAPS (*Remote Area Power Supply*), le quali operano in uno stato di carico intermedio, spesso prossimo al 50% (*PSOC duty, partial state of discharge duty*) [20].

Le batterie a piombo-acido hanno generalmente un rendimento amperometrico dell'85% e un rendimento energetico dell'80%, grandezze che rimangono però dipendenti dal design e dal ciclo di lavoro a cui sono sottoposte [20]. Più bassi sono i cicli di carica/scarica, più alta sarà l'efficienza.

L'energia e la potenza specifiche dipendono fortemente dal design della cella. In ogni caso, valori tipici per sistemi di accumulo di questo tipo in condizioni stazionarie variano all'interno dei seguenti intervalli:

Energia specifica	25-40 Wh/kg
Densità di energia	40-100 Wh/L
Potenza specifica	100-500 W/kg
Densità di potenza	400-600 W/L

*Tabella 6 - Energia e potenza specifiche per batterie al piombo [20]*

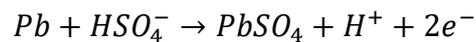
Conoscere lo stato di carica di una batteria al piombo-acido è relativamente semplice. Durante la reazione di scarica viene consumato acido solforico e viene prodotta acqua, la quale ha una densità minore e, a parità di volume, ha una massa minore. Quindi, andando a misurare la densità dell'elettrolita, si ricava la variazione di concentrazione dei suoi componenti e, di conseguenza, lo stato di carica.

Nel caso di funzionamento a stato di carica parziale, fenomeno particolarmente frequente negli accoppiamenti con fonti rinnovabili, sorge il problema della solfatazione: durante la scarica viene prodotto il solfato di piombo ( $\text{PbSO}_4$ ), il quale tende ad accumularsi sull'elettrodo negativo. Se tale scarica è molto profonda o se avvengono più ricariche parziali, i cristalli di  $\text{PbSO}_4$  aumentano le loro dimensioni irreversibilmente, non prendendo più parte alle successive reazioni e degradando le prestazioni della batteria [21].

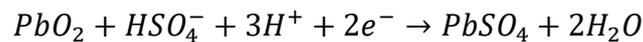
### 6.1.6.1 Fase di scarica

In questo tipo di batteria le piastre positive sono realizzate in piombo ricoperto da biossido di piombo ( $PbO_2$ ), mentre quelle negative in piombo metallico poroso ( $Pb$ ). Le due piastre sono immerse in una soluzione elettrolitica di acqua distillata e acido solforico ( $H_2O + H_2SO_4$ ) che genera la reazione elettrochimica e assicura la conducibilità elettrica tra le piastre all'interno della cella. Le reazioni che avvengono sono le seguenti:

Reazione anodica:



Reazione catodica:



Reazione complessiva di scarica:

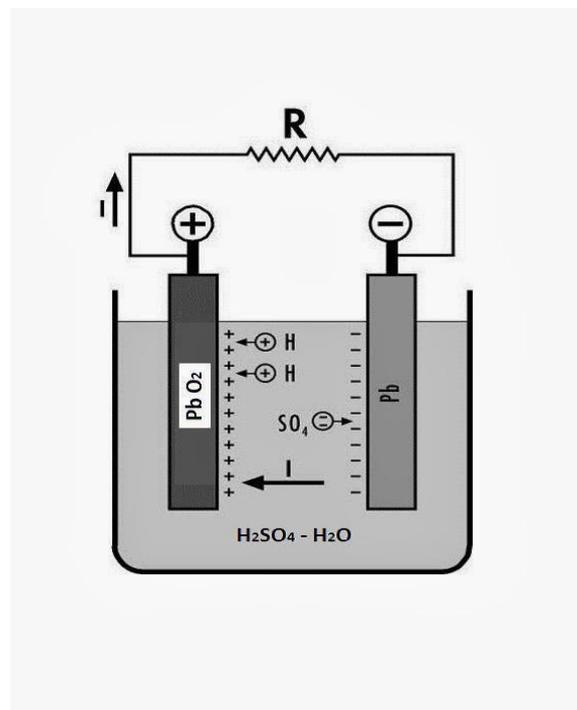
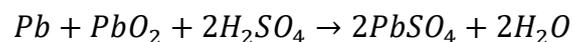
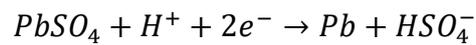


Figura 33 - Schema di funzionamento batteria al Piombo in fase di scarica [46]

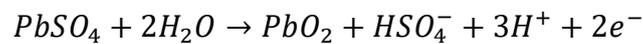
### 6.1.6.2 Fase di carica

Per la fase di carica occorre collegare un generatore di corrente ai poli della cella, causando così un moto di elettroni inverso rispetto a quello della fase di scarica. In particolare, le cariche elettriche negative si spostano dalle piastre positive a quelle negative ripristinando l'originale composizione chimica e differenza di potenziale elettrico.

Reazione anodica:



Reazione catodica:



Reazione complessiva di carica:

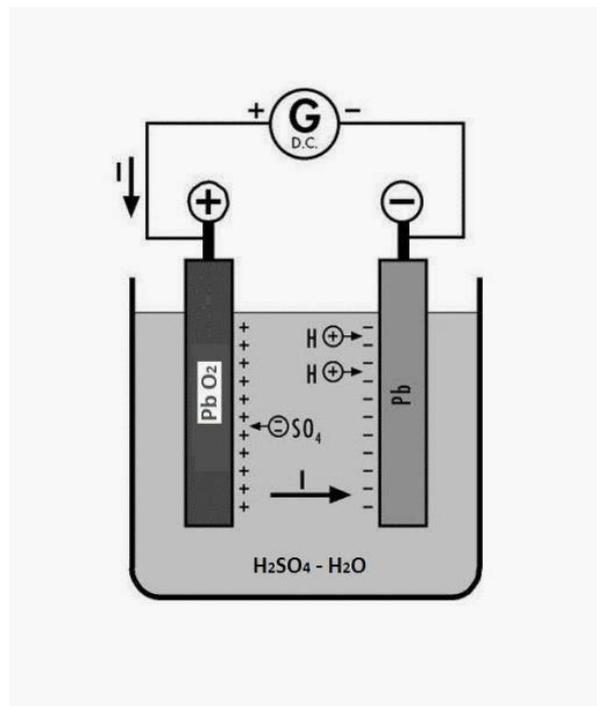
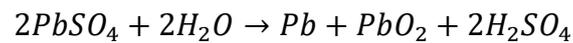


Figura 34 - Schema di funzionamento batteria al Piombo in fase di carica [46]

### 6.1.7 Batterie agli ioni di litio

È la tecnologia più promettente, con una vita attesa molto lunga (fino a 10.000 cicli di carica/scarica a DOD 80%), rendimento energetico elevato (generalmente superiore al 90%) e alta energia e potenza specifica. Sono adatte a coprire quasi tutte le applicazioni, sia quelle tradizionali che quelle di supporto al sistema elettrico, e sono le più utilizzate per la trazione elettrica [19].

La prima batteria agli ioni di litio, che si basava sulla grafite o sull'ossido di cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ , LCO), venne commercializzata solo nel 1991 a seguito di uno studio della multinazionale giapponese Sony. Da allora, notevoli progressi sono stati raggiunti sia in termini di dimensioni, il meno voluminose possibile a parità di energia stoccata, sia in termini di performance e velocità di ricarica [22].

Le batterie agli ioni di litio sono costituite da un elettrodo negativo in grafite e da uno positivo in ossido litiato di un metallo di transizione. L'elettrolita è generalmente un sale di litio immerso in una soluzione organica, ma sono stati sviluppati anche degli elettroliti polimerici con performance analoghe agli elettroliti liquidi, ma con una sicurezza intrinseca superiore [21]. Il litio è il metallo più leggero esistente ed è caratterizzato da un'elevata reattività. Esso, infatti, è uno dei metalli più reattivi, avendo il più alto valore di potenziale elettrochimico ( $E^\circ = -3,045 \text{ V}$ ), e costituisce un elemento chiave che permette di ottenere alte energie e potenze specifiche all'interno delle batterie. Per quanto riguarda la sicurezza, le batterie agli ioni di litio non sono influenzate dall'elevata reattività del litio metallico, in quanto esso non è più presente in nessuna fase del ciclo di carica e scarica [22].

I materiali attivi presenti agli elettrodi sono composti a base di litio che si differenziano per il diverso potenziale elettrochimico rispetto al litio metallico. Durante la scarica, gli ioni di litio migrano dall'elettrodo negativo verso quello positivo, che li accetta attraverso la soluzione elettrolitica a base di sali di litio. Il processo opposto avviene in fase di carica.

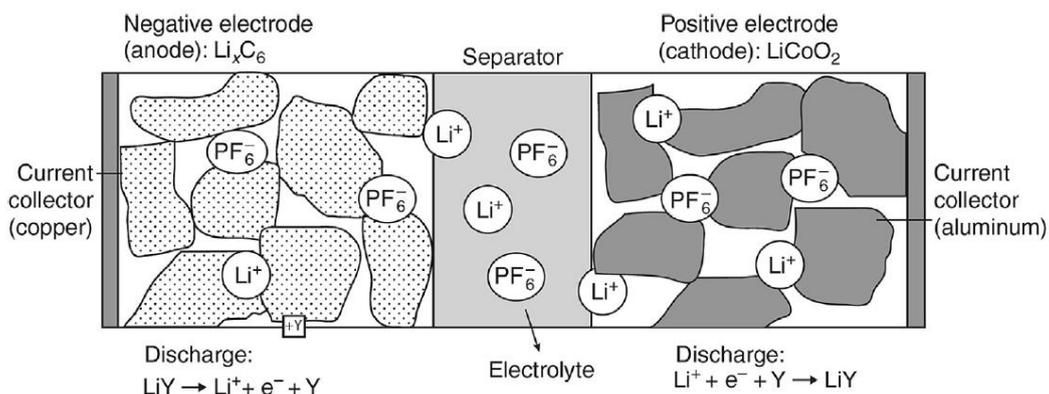


Figura 35 - Design di base di una cella a ioni di litio [22]

Nella Figura 35 è mostrato il funzionamento di base di una cella, dove Y rappresenta un sito superficiale o un frammento di molecola del materiale dell'elettrodo.

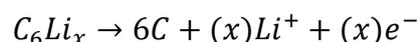
Gli ioni di litio sono particelle con una carica positiva libera che possono facilmente entrare in reazione con altri elementi. L'applicazione principale di questi ioni è riservata al settore dei sistemi di accumulo. Le batterie agli ioni di litio possono avere forme e dimensioni diverse al fine di ottimizzare lo spazio a disposizione e sono caratterizzate da una leggerezza che le rende preferibili rispetto alle *fuel cell* a idrogeno o ad altre tipologie di batterie. Esse servono a convertire l'energia chimica in energia elettrica attraverso una reazione redox, ossia un trasferimento di elettroni da una specie chimica all'altra, che viene sfruttata per alimentare carichi esterni. Il limite principale di queste batterie è la temperatura: essendo il litio un metallo infiammabile, un'esposizione della batteria ad alte temperature lo rende particolarmente soggetto ad esplosioni. Di conseguenza, il sole e il calore sono fattori su cui ricade grande attenzione in fase di progettazione perché contribuiscono in modo insistente ad accelerare il naturale invecchiamento dell'accumulatore [23].

Una problematica importante riguardante questa tipologia risiede nella formazione di uno strato passivante denominato *SEI (Solid Electrolyte Interface)* composto da ossidi, idrossidi carbonati e fluoruri tra elettrolita ed elettrodo negativo. Esso si forma durante il primo ciclo di carica e causa una perdita del 10% della capacità [21].

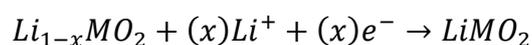
Per quanto riguarda lo smaltimento, nonostante siano state sviluppate procedure di riciclaggio dei materiali strategici di cui sono costituite, come le terre rare, i metalli e lo stesso litio, queste non sono generalmente applicate e le batterie vengono smaltite senza essere riciclate. Ciò avviene perché il prezzo attuale sul mercato dei materiali non è sufficientemente elevato da rendere conveniente il riciclo, a differenza di quanto possa avvenire con altre tecnologie [19].

#### 6.1.7.1 Fase di scarica

Reazione anodica:



Reazione catodica:



Reazione complessiva di scarica:

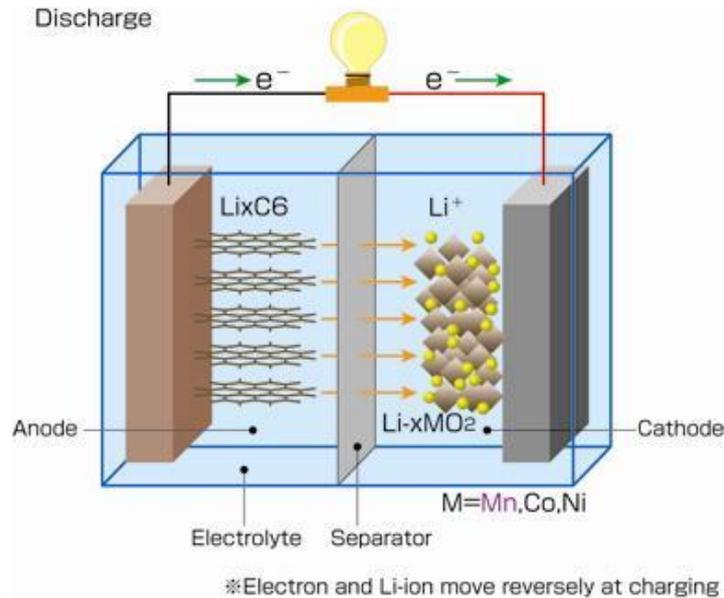
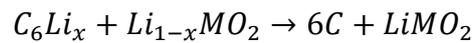
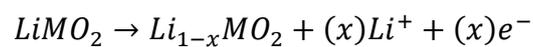


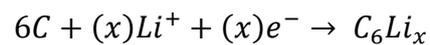
Figura 36 - Schema funzionamento batteria agli ioni di Litio in fase di scarica [24]

### 6.1.7.2 Fase di carica

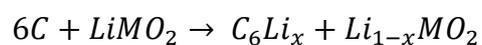
Reazione anodica:



Reazione catodica:



Reazione complessiva di carica:



### 6.1.8 Comparazione tra batterie al Piombo-acido e agli ioni di Litio

Occorre fare delle considerazioni che mettano a confronto queste due tipologie di stoccaggio, al fine di ottenere un quadro generale che guidi nella scelta della soluzione migliore. In generale le batterie:

- al piombo hanno un'efficienza ridotta per essere ricaricate, perché serve energia per portare in gassificazione la batteria e rimescolare l'acido al suo interno; quelle al litio hanno efficienze più alte perché non presentano queste tipologie di problemi;
- al litio hanno una vita media circa 5 volte maggiore rispetto a quelle al piombo, in quanto le prime permettono un funzionamento adeguato a soddisfare circa 5.000 cicli di carica-scarica, le seconde circa 1.000 [19];
- al piombo hanno un peso intorno ai 30 kg/kWh; quelle al litio intorno ai 7 kg/kWh: una batteria al litio è circa quattro volte più leggera di una al piombo [24];
- al litio possono essere sottoposte a scarica profonda fino a quasi la totalità della capacità e possono rilasciare la piena potenza con un DOD dell'80%, a differenza del 50% di quelle a piombo-acido [21];
- al litio possono essere caricate e scaricate più velocemente di quelle al piombo a causa della veloce reversibilità degli ioni di litio [24].

Tipologia di batteria	Piombo-acido	Ioni di litio
Energia specifica	20-35 Wh/kg	150 Wh/kg
Densità di energia	54-95 Wh/L	150-350 Wh/L
Potenza specifica	250 W/kg	420 W/kg
Voltaggio nominale della cella	2 V	3,7 V

Tabella 7 - Confronto tra batterie al piombo-acido e agli ioni di litio [24]

In generale, le batterie al piombo-acido sono state spesso utilizzate negli ultimi anni a causa della loro economicità, che le ha rese una valida scelta sul mercato nonostante le prestazioni non eccellenti. Per quest'ultima ragione, sempre maggior rilievo negli ultimi tempi hanno assunto lo sviluppo e l'installazione di batterie agli ioni di litio.

La Figura 37 evidenzia come le performances delle batterie al litio siano nettamente migliori delle alternative presenti tuttora sul mercato.

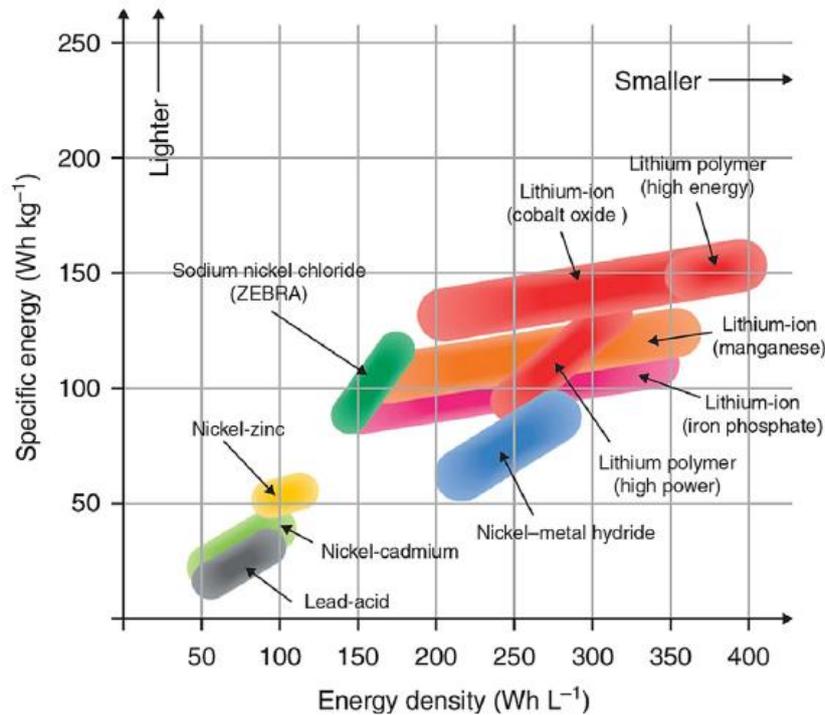


Figura 37 - Confronto tra diverse tipologie di batterie [22]

## 6.2 Accumulo idroelettrico

Nel corso del dimensionamento di un impianto di produzione da fonte rinnovabile, grande importanza assume lo studio delle possibilità di stoccare l'energia. A tal fine, nel caso di un sistema idroelettrico, diventa naturale analizzare le peculiarità del sistema di accumulo reso disponibile dalla natura della fonte.

Il principio di funzionamento ruota attorno a due fasi principali:

- lo sfruttamento della portata d'acqua che scende naturalmente da monte a valle per alimentare la turbina nelle ore notturne, quando la produzione fotovoltaica è minima o nulla, o in corrispondenza dei picchi del carico;
- l'utilizzo dell'energia prodotta in eccesso durante le ore diurne per alimentare una pompa e accumulare l'acqua nelle vasche a monte.

In questo processo è essenziale studiare le performance della pompa e della turbina per confrontare la convenienza economica ed energetica rispetto ad un più comune pacco batterie.



Figura 38 – Schema funzionamento pompaggio in un impianto idroelettrico [52]

I vantaggi principali di un sistema di accumulo idroelettrico sono la rinnovabilità della fonte, la lunga vita media dell'impianto, la flessibilità di accensione e interruzione del servizio, l'assenza di emissioni durante il funzionamento e i bassi costi di funzionamento e manutenzione. D'altra parte, tale sistema presenta anche degli svantaggi, tra cui gli elevati costi di investimento, le problematiche di deterioramento paesaggistico e le restrizioni geografiche (necessaria la presenza di un dislivello da sfruttare e la disponibilità di acqua) [25].

Il criterio guida per questo tipo di modellazione è quello di sfruttare prioritariamente l'energia prodotta da fonti rinnovabili per soddisfare il fabbisogno energetico dell'utenza. L'utilizzo del gruppo elettrogeno avrà luogo solamente quando nessuno dei sistemi di produzione (fotovoltaico + eolico) e nessuno dei sistemi di accumulo (pacco batterie + vasche di accumulo per l'idroelettrico) sarà in grado di fornire energia per coprire il carico.

A tal fine, è importante analizzare, con base oraria, l'andamento della produzione da fonti rinnovabili e la richiesta di energia da parte dell'utilizzatore.

Inoltre, solamente quando il carico sarà pienamente soddisfatto e sarà presente un surplus energetico nella produzione da fonti rinnovabili, sarà possibile stoccare energia nelle batterie sotto forma di energia elettrochimica e nelle vasche sotto forma di energia potenziale.

## 7 Progetto generale

### 7.1 Introduzione

Il fine a cui questa tesi aspira è quello di creare un modello grazie al quale sia possibile analizzare le condizioni di funzionamento e dimensionare il sistema di produzione e accumulo in modo da ottimizzare ogni sua componente. Quest'analisi si concentra su diversi aspetti, tra i quali vi sono principalmente:

- tema ambientale, per il quale l'obiettivo è ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> e inquinanti che possano modificare la composizione naturale dell'atmosfera, salvaguardando così il pianeta;
- tema economico, secondo cui il principale obiettivo è ridurre i costi di funzionamento di un particolare sistema di produzione, minimizzare il tempo di ritorno dell'investimento e massimizzare il guadagno;
- tema energetico, nel quale la produzione deve avvenire principalmente, quando non esclusivamente, tramite fonti rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico).

Per raggiungere un livello di affidabilità accettabile, le fonti energetiche rinnovabili vengono combinate tra loro formando un sistema ibrido [25].

Le principali componenti di questo sistema sono:

- impianto fotovoltaico: moduli fotovoltaici, inverter e cavi;
- impianto idroelettrico: turbina, generatore, pompa, condotte, vasche di accumulo;
- impianto eolico: pale, turbina e anemometro;
- sistema di accumulo elettrochimico: batterie al piombo-acido;
- gruppo elettrogeno alimentato a diesel per sopperire a eventuali deficit energetici.

In generale, il funzionamento di un impianto ibrido è focalizzato sulla produzione da fonte rinnovabile, con un'eventuale integrazione da parte della rete o di sistemi ausiliari quali, ad esempio, gruppi elettrogeni alimentati a diesel.

In questo caso specifico, l'energia ricavata dal sole e dal vento è la via privilegiata con la quale si cerca di soddisfare il carico richiesto dall'utenza. In caso di surplus energetico nella produzione, il sistema utilizza l'energia in eccesso per pompare l'acqua dalla vasca a valle verso quella a monte o ricaricare le batterie. Nel caso in cui, invece, la produzione non riesca

a soddisfare il carico, il deficit viene colmato facendo fluire l'acqua che alimenta la turbina del sistema idroelettrico, scaricando le batterie o richiedendo energia al gruppo elettrogeno.

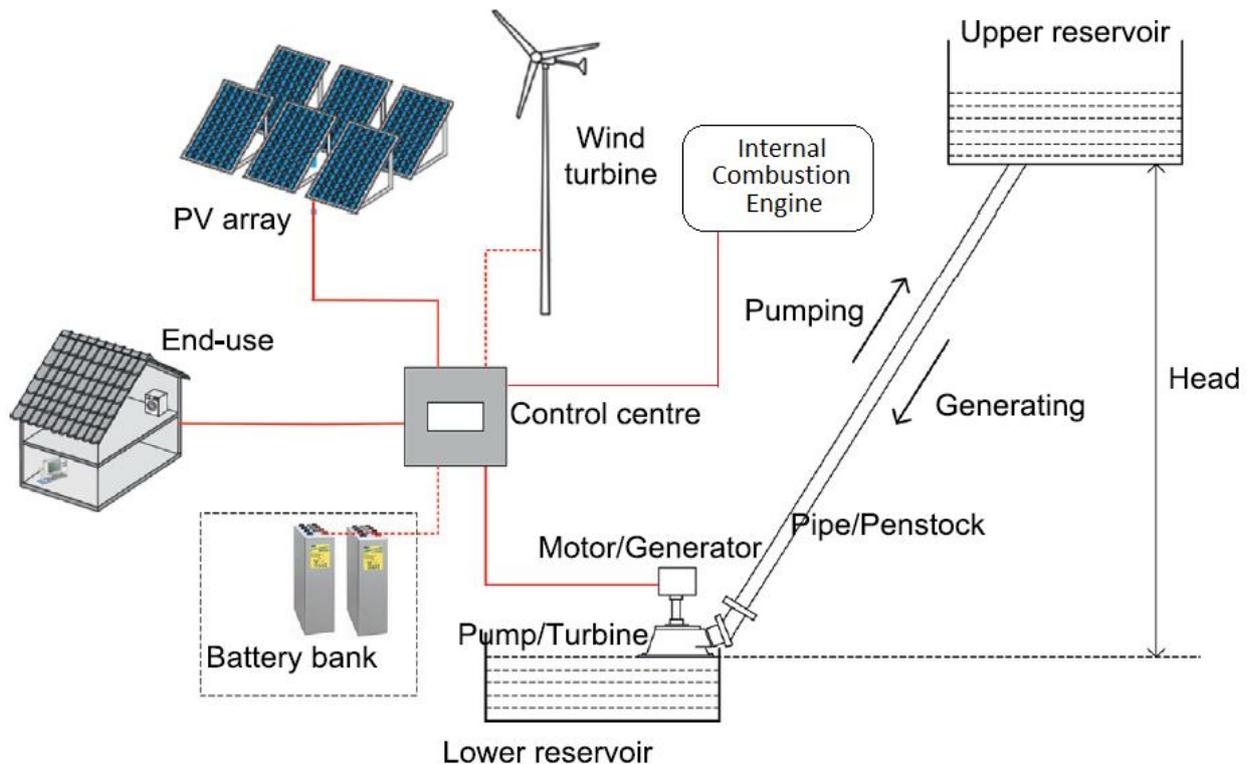


Figura 39 - Schema generale sistema di produzione e accumulo [54]

Variando alcune grandezze, come l'irradianza, la temperatura ambiente, il carico da soddisfare, la portata di scarica dell'impianto idroelettrico, la capacità dei sistemi di accumulo e il volume delle vasche di accumulo, viene indagato come si modificano i benefici economici dell'impianto, le sue prestazioni in termini energetici e l'impatto ambientale che questo risulta avere sul territorio circostante.

Sebbene la maggior parte della produzione venga affidata alle fonti rinnovabili, un gruppo elettrogeno alimentato a combustibili fossili è necessario per assicurare un approvvigionamento energetico continuo in caso di interruzione nella produzione, fenomeno abbastanza frequente a causa della natura intrinseca delle fonti rinnovabili.

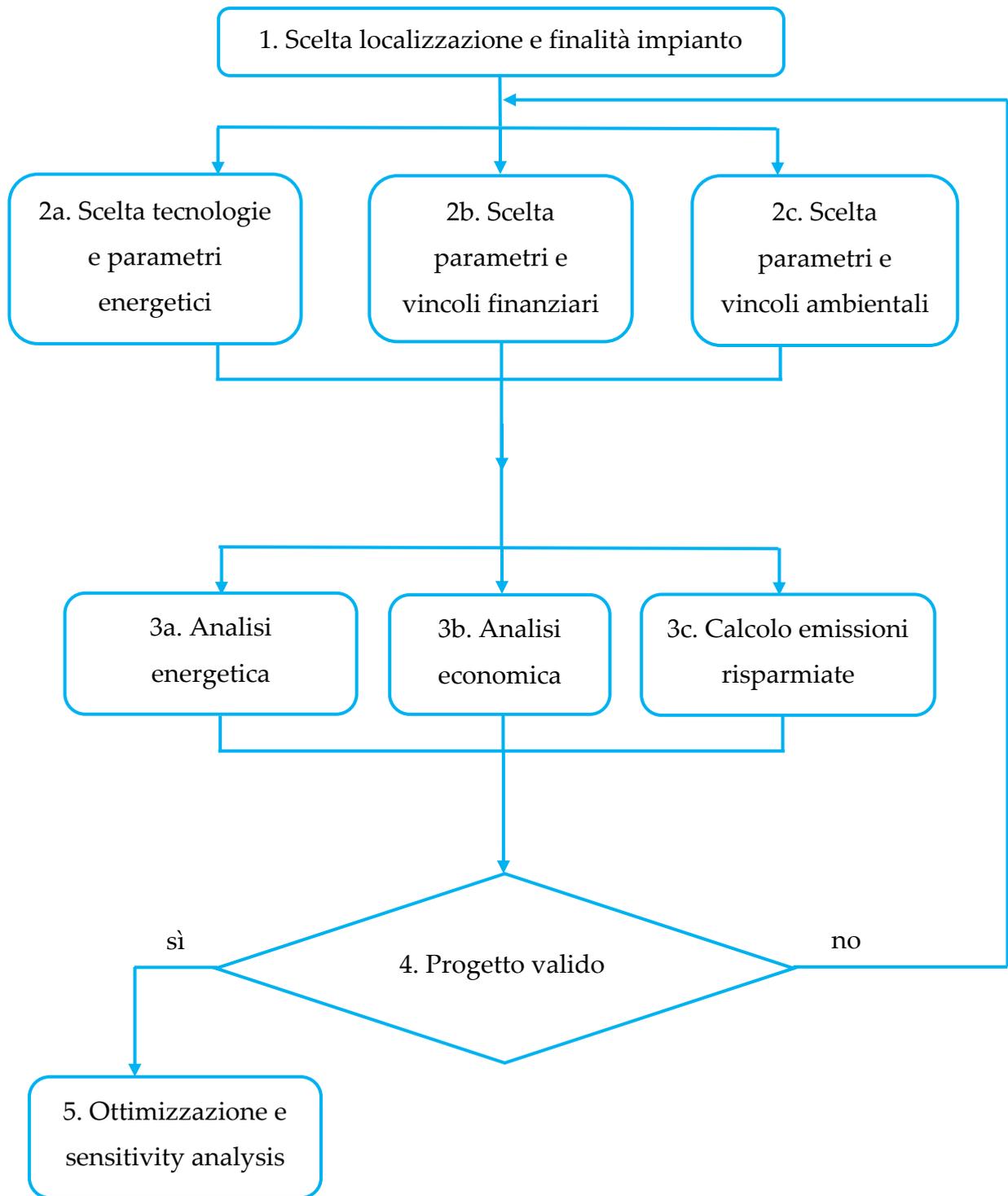
In generale, il carico da soddisfare è una delle grandezze più variabili. Esso dipende infatti sia dal tipo di utenze che dalla localizzazione geografica dell'utilizzatore. Se si considera il riscaldamento, l'illuminazione e l'alimentazione dei dispositivi elettronici come le principali esigenze energetiche, è immediato intuire che la latitudine e l'altitudine giocano un ruolo chiave nella progettazione di un sistema di produzione energetica.

## 7.2 Procedimento generale

Il progetto generale si articola intorno a cinque fasi principali:

- 1) La prima consiste nella scelta della localizzazione in cui si è intenzionati a installare gli impianti, a studiarne caratteristiche e peculiarità e a pensare come il territorio coinvolto possa lavorare sinergicamente con le tecnologie adottabili. Contemporaneamente, occorre definire finalità e mezzi del sistema da implementare, in quanto il soddisfacimento di carichi per piccole utenze isolate può avvenire in modo molto diverso da quello di medio-grandi comunità connesse alla rete. L'insieme dei processi legati a questo step costituisce la base indipendentemente dalle finalità dello studio, siano esse energetiche, economiche o ambientali.
- 2) La seconda fase si articola in tre differenti processi che si svolgono in parallelo. Essi riguardano l'aspetto energetico, economico e ambientale. Il primo concerne la scelta delle tecnologie utilizzate nello studio del sistema e delle grandezze che più influenzano la producibilità e la spesa energetica, come la definizione delle priorità nella produzione e nello stoccaggio e la taglia delle installazioni; il secondo coinvolge i parametri da utilizzare per l'analisi economica, come l'investimento iniziale, il ritorno economico prospettato nel flusso di cassa e gli eventuali incentivi fiscali; il terzo è interessato dai limiti e dai vincoli che la regione di riferimento impone al fine di rispettare l'ambiente circostante e contenere gli effetti del cambiamento climatico.
- 3) Il terzo step si suddivide in tre sotto-processi, eseguiti in parallelo come per la fase due, e prevede il calcolo delle grandezze dipendenti dalle scelte adottate in input. Tali grandezze possono coinvolgere uno o più aspetti dell'analisi e permettono di verificare la validità del progetto in esame. Alcune di queste sono le producibilità da fonte rinnovabile, il tempo di ritorno nell'investimento e le emissioni di CO<sub>2</sub> risparmiate per ogni kWh di energia elettrica prodotta.
- 4) La quarta fase è un'analisi delle informazioni raccolte negli step precedenti che culmina nella decisione di considerare il progetto in esame come valido e pronto per la fase successiva o non valido e con la necessità di rivedere il design di alcuni suoi componenti.
- 5) L'ultima fase riguarda l'ottimizzazione e la *sensitivity analysis* al fine di raggiungere le performance perfette per il tipo di applicazione oggetto di studio.

### 7.3 Flowchart progetto generale



## 8 Analisi energetica

### 8.1 Procedimento analisi energetica

Il procedimento per un'analisi di questo tipo è suddiviso in vari step.

#### 8.1.1 Reperimento dati iniziali

- 1) L'incipit dell'analisi prevede la scelta della localizzazione del sistema da studiare, al fine di proporre e ottimizzare le migliori tecnologie riguardanti la produzione, l'accumulo e la gestione dell'energia.
- 2) Dopo aver scelto la localizzazione occorre reperire i dati relativi alle condizioni geografiche, climatiche e meteorologiche nelle quali si andrà a lavorare. L'irradianza solare, la distribuzione dei venti, la morfologia del territorio sono fattori che influenzano fortemente la produzione energetica da fonti rinnovabili e l'eventuale allacciamento alla rete.

#### 8.1.2 Analisi carichi e dimensionamento sistemi di produzione e accumulo

- 3) Una volta ottenute le informazioni di base in input, si procede con il dimensionamento del sistema energetico, dando la priorità alle installazioni fotovoltaiche ed eoliche e ipotizzando una taglia dell'impianto ragionevolmente adatta al fabbisogno. Per ogni fonte vengono scelte le componenti che più si adeguano alla situazione specifica, dal numero dei pannelli fotovoltaici alla tipologia di turbina eolica, dalla scelta del tilt angle all'orientamento delle varie configurazioni. Questo processo viene svolto sulla base di un metodo euristico.
- 4) Si può dunque procedere alla simulazione del soddisfacimento dei carichi tramite energia rinnovabile su base oraria.
- 5) In base ai periodi di deficit e surplus energetico si procede al dimensionamento di un sistema di accumulo compatibile, sia esso di tipo elettrochimico o idroelettrico, analizzando la capacità delle batterie, la dimensione delle vasche di accumulo e la taglia della turbina idroelettrica.
- 6) Dopo aver dimensionato i sistemi di produzione e accumulo in base ai carichi, possono essere prese due strade diverse in base alla presenza o meno di un allacciamento alla rete.

### 8.1.3 Impianto off-grid

Nel caso di un impianto non connesso alla rete è necessario procedere con l'installazione di sistemi di produzione ausiliari per garantire l'approvvigionamento energetico in caso di malfunzionamento dei sistemi di produzione da rinnovabile. A tal fine, l'ipotesi più accreditata è quella di installare un gruppo elettrogeno alimentato a diesel, il cui funzionamento sia limitato ai periodi di estrema necessità, e procedere con l'analisi:

- 7) Come primo passo occorre verificare che l'intero sistema di produzione da fonte rinnovabile, integrato con i sistemi di accumulo, soddisfi il carico orario in ogni momento dell'anno.
- 8) Se l'impianto non è totalmente autosufficiente risulta necessario analizzare i consumi in termini di carburante ed energia dei sistemi di produzione ausiliari.
- 9) Se l'utilizzo di tali sistemi è considerato accettabile si può procedere con l'ottimizzazione dell'impianto. Se, invece, il consumo di gasolio per il gruppo elettrogeno risulta eccessivo, occorre analizzare strategie migliori ripensando la taglia e/o la tipologia degli impianti di produzione rinnovabile.

### 8.1.4 Impianto connesso alla rete

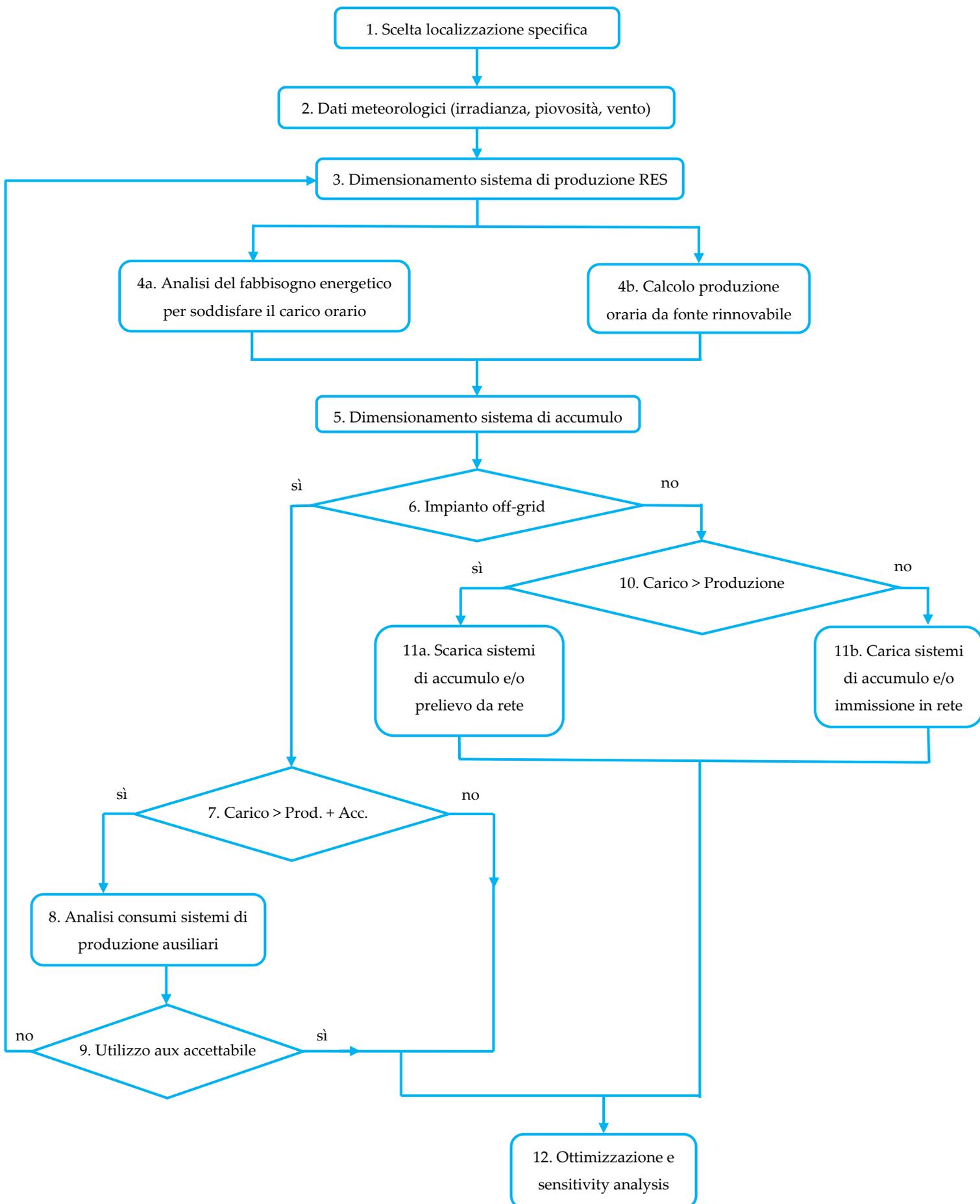
Nel caso di impianto connesso alla rete, eventuali deficit energetici o malfunzionamenti da parte dei sistemi di produzione rinnovabile e di accumulo vengono superati richiedendo alla rete la quota di energia elettrica necessaria. In questo modo, nonostante la produzione abbia come priorità la fonte rinnovabile, il fabbisogno è in ogni caso coperto dall'affidabilità di approvvigionamento del sistema di trasmissione e distribuzione del territorio.

- 10) Si procede dunque al confronto tra il carico e la disponibilità energetica dal sistema considerato nella sua autonomia.
- 11) Se la richiesta è superiore alla produzione occorre calcolare la quota di energia da richiedere ai sistemi di accumulo e, successivamente, alla rete per colmare la differenza. Se la richiesta è inferiore alla produzione si procede con la gestione dell'energia in eccesso: in particolare, una prima quota di energia va verso gli storage energetici e, quando questi presentano uno stato di carica pari al 100%, il surplus energetico viene immesso in rete in cambio di un ritorno economico.

### 8.1.5 Conclusione analisi

La fase finale dell'analisi prevede la *sensitivity analysis*, cioè la variazione di parametri chiave che consentano di ottimizzare le performance dell'impianto.

## 8.2 Flowchart analisi energetica



## 9 Analisi economica

### 9.1 Grandezze fondamentali

#### 9.1.1 Investimento iniziale (I)

L'investimento iniziale rappresenta la prima, nonché generalmente più grande, spesa sostenuta nel momento in cui si procede con l'inserimento di nuove installazioni. È una spesa che, una volta effettuata, non si ripresenta fino a che non si procede con la realizzazione di un nuovo progetto e i componenti raggiungono il termine della loro vita utile.

#### 9.1.2 Costi di funzionamento e manutenzione ordinaria ( $C_{O\&M}$ )

La voce  $C_{O\&M}$  deriva dall'inglese *Operating & Maintenance* (Funzionamento e Manutenzione) ed è presente nel bilancio di ogni anno, in quanto deve tenere conto di tutte le opere che garantiscano il corretto funzionamento di ogni parte nel corso di tutta la vita dell'impianto. Ogni anno, il suo valore è stato approssimato all'1% dell'investimento iniziale:

$$C_{O\&M} = 1\% I$$

#### 9.1.3 Savings (S)

I savings rappresentano la quota di denaro risparmiata grazie alla presenza delle nuove installazioni e al loro funzionamento in riferimento alle condizioni antecedenti. Se l'investimento iniziale e i costi di funzionamento e manutenzione rappresentano voci negative nel calcolo del cash flow, i savings sono la quota di entrate che rendono l'investimento totale proficuo nel medio-lungo termine. Essi vengono espressi in [€/anno] e sono definiti come la differenza tra i ricavi (R) e le spese di funzionamento e manutenzione nel corso dell'anno:

$$S_k = R_k - C_{O\&M,k}$$

#### 9.1.4 Net Present Value (NPV)

Il NPV è il valore attuale netto dell'investimento. Esso è definito dalla somma tra l'investimento iniziale (con il segno negativo in quanto flusso di cassa uscente) e il cash flow dell'anno preso in considerazione attualizzato. Quest'ultimo è definito come la differenza tra i ricavi e le spese di manutenzione e funzionamento normalizzata secondo un determinato tasso d'interesse. Il NPV viene espresso dalla seguente equazione:

$$NPV = -I + \sum_{k=1}^N \frac{R_k - C_{O\&M,k}}{(1 + i')^k}$$

dove:

- $I$  è il valore dell'investimento iniziale;
- $R_k$  è il valore dei ricavi nell'anno  $k$ -esimo ottenuti grazie alle nuove installazioni, che possono essere espressi in termini sia di cessione dell'elettricità prodotta alla rete che di energia non acquistata da una fonte esterna all'impianto;
- $C_{O\&M,k}$  sono i costi di funzionamento e manutenzione nell'anno  $k$ -esimo;
- $i'$  è una grandezza che tiene conto di come varia il valore del denaro e dell'energia nel tempo. Essa è definita dalla combinazione del tasso d'interesse  $i$  (*interest rate*) e del tasso di crescita del prezzo dell'energia  $e$  (*rate of increase of energy cost*) [26]:

$$i' = \frac{i - e}{1 + e}$$

- $k$  indica l'anno che si vuole prendere in considerazione per calcolare il valore del NPV. Esso varia da 1 a  $N$ , dove  $N$  rappresenta il numero di anni di vita utile dell'impianto.

Il NPV può essere calcolato alternativamente utilizzando la seguente equazione:

$$NPV = -I + \frac{(1 + i')^n - 1}{i'(1 + i')^n} \cdot (R - C_{O\&M})$$

### 9.1.5 Payback Time (PBT)

Il Payback Time indica il periodo di tempo necessario a rientrare nell'investimento. Il suo valore è quindi ricavabile ponendo il NPV = 0 ed esplicitando la variabile temporale k:

$$-I + \sum_{k=1}^N \frac{R_k - C_{O\&M,k}}{(1 + i')^k} = 0$$
$$PBT = \frac{\log\left(-\frac{R - C_{O\&M}}{I \cdot i' - (R - C_{O\&M})}\right)}{\log(1 + i')}$$

### 9.1.6 Levelized Cost Of Energy (LCOE)

Il LCOE indica il prezzo a cui dovrebbe essere venduta l'energia prodotta per rientrare nell'investimento entro un certo numero di anni. Esso è esprimibile tramite la seguente equazione:

$$LCOE = f \frac{I}{E} + \frac{C_{O\&M}}{E}$$

dove:

- $E$  rappresenta l'energia prodotta in un anno;
- $f$  è un coefficiente esprimibile come:

$$f = \frac{i' \cdot (1 + i')^n}{(1 + i')^n - 1}$$

con  $n$  che indica la vita media dell'impianto espressa in anni.

### 9.1.7 Internal Rate of Return (IRR)

Questa grandezza rappresenta il valore di  $i'$  tale per cui il NPV è nullo:

$$-I + \sum_{k=1}^N \frac{R_k - C_{O\&M,k}}{(1 + IRR)^k} = 0$$

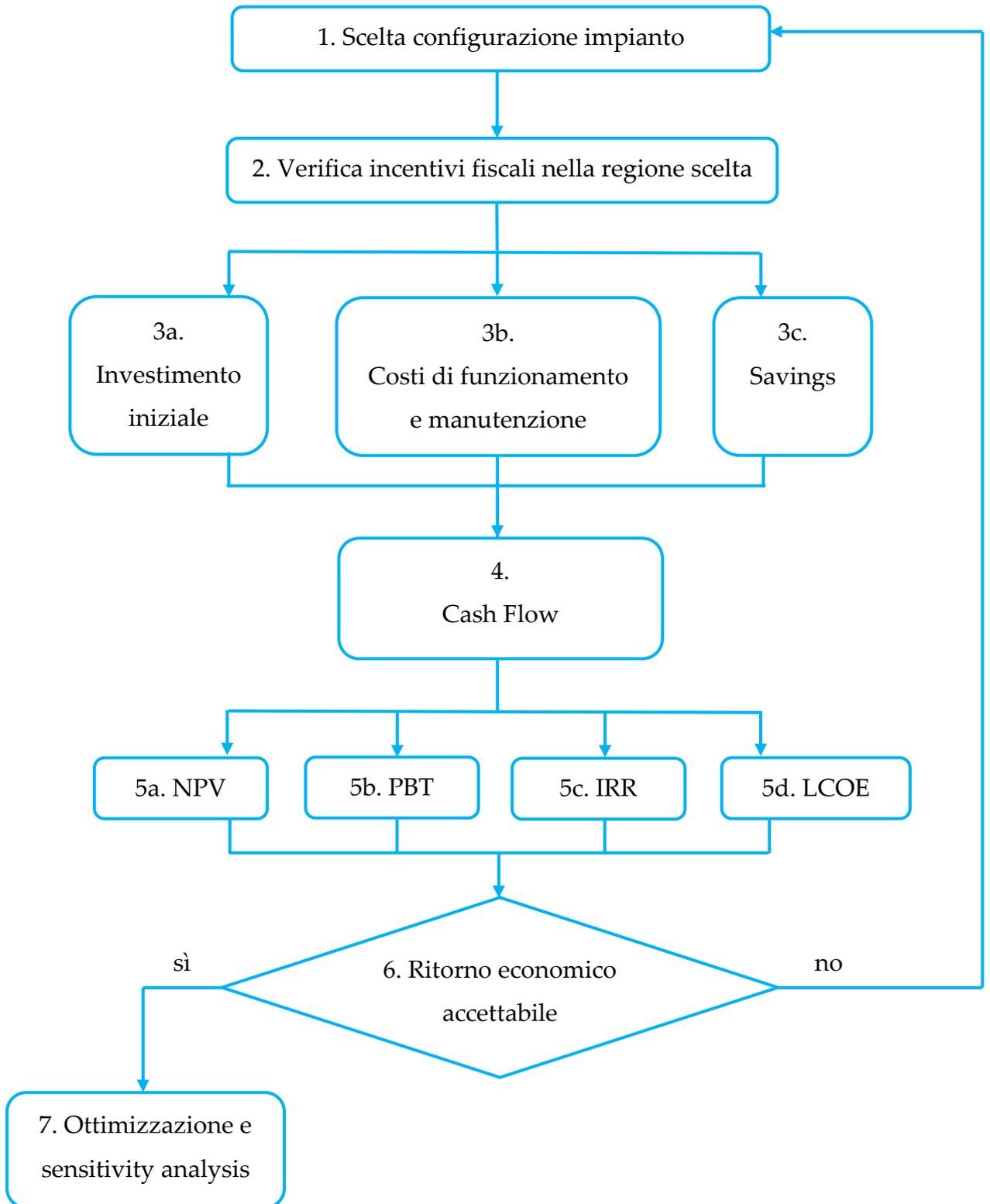
Dal momento in cui non è genericamente possibile trovare una relazione analitica che esprima l'incognita in funzione dei dati noti, il valore di IRR viene calcolato ricorrendo ad un programma che implementi la risoluzione numerica di questo tipo di problema (per esempio Excel con la funzione tir.cost). A parità di k, a differenti flussi di cassa corrisponderanno differenti valori di  $i'$  tali per cui NPV=0.

## 9.2 Procedimento analisi economica

Il procedimento per effettuare una corretta analisi economica si articola intorno a sette fasi principali:

- 1) Come primo step occorre selezionare la configurazione che si è intenzionati ad analizzare. Infatti, la taglia e la tipologia dell'impianto influenzano notevolmente i flussi di cassa sia in entrata che in uscita.
- 2) Dopo avere selezionato il settaggio iniziale occorre verificare eventuali incentivi fiscali e/o normativi attivi nella regione di riferimento, i quali possono influenzare le decisioni relative al dimensionamento dell'impianto sia per quanto riguarda l'investimento iniziale che per le modalità di scambio e stoccaggio dell'energia prodotta.
- 3) La terza fase riguarda il calcolo delle grandezze che determinano le performance economiche per tutta la vita dell'impianto, ossia l'investimento iniziale, i costi di funzionamento e manutenzione e i savings annuali. Queste grandezze costituiscono la base da cui si può procedere con un'analisi più approfondita.
- 4) Con l'analisi del flusso di cassa (o *cash flow*) si può conoscere con precisione l'andamento annuale delle entrate e uscite, ossia delle spese e dei ricavi frutto dell'intero sistema considerato.
- 5) Dopo aver analizzato il flusso di cassa, si può procedere con il calcolo delle grandezze secondarie, tra cui il NPV, il PBT, l'IRR e il LCOE. Esse risultano molto importanti in quanto permettono di capire meglio quali aspetti del sistema funzionano correttamente e su quali occorre operare delle modifiche migliorative.
- 6) La sesta fase consiste nel verificare, dopo il precedente studio, se l'investimento effettuato ha delle potenzialità oppure occorre rivedere la configurazione impiantistica adottata.
- 7) In caso di buone performance si procede con l'ultima fase, corrispondente all'ottimizzazione del sistema e alla *sensitivity analysis*.

### 9.3 Flowchart analisi economica



## 10 Analisi ambientale

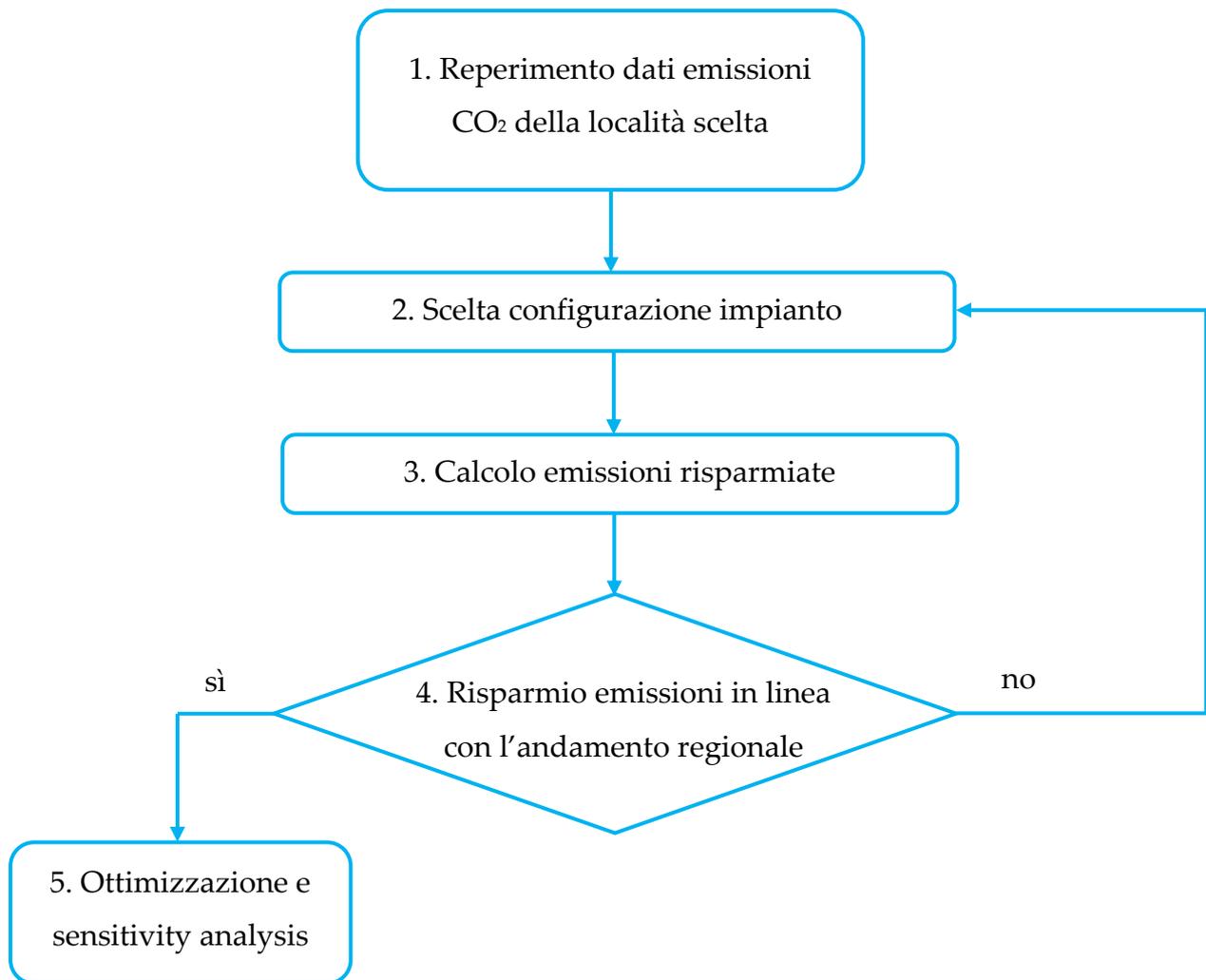
### 10.1 Procedimento analisi impatto ambientale

L'analisi di impatto ambientale è di estrema importanza, soprattutto alla luce dei cambiamenti climatici in atto che stanno coinvolgendo tutto il globo e stravolgendo interi ecosistemi.

Al fine di compiere un'attenta analisi occorre seguire alcuni step:

- 1) Come primo passo, occorre reperire i dati relativi alle emissioni di CO<sub>2</sub> resi noti dalle autorità competenti e operanti in una determinata area geografica.
- 2) Dopo aver ricercato queste informazioni, è il momento di scegliere la configurazione impiantistica che si è intenzionati ad analizzare.
- 3) In base alla potenza dell'impianto, alla produzione annua e al tipo di fonti energetiche impiegate, si procede al calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> risparmiate in un prefissato arco temporale.
- 4) Una volta ottenuti i dati regionali e calcolata la quantità di inquinanti non emessa da una determinata configurazione, si procede al confronto dei risultati.
- 5) Se il risparmio è in linea con l'andamento a livello regionale, si procede all'ottimizzazione del sistema e alla *sensitivity analysis*; in caso contrario è necessario modificare la tipologia impiantistica scelta a monte dell'analisi.

## 10.2 Flowchart analisi di impatto ambientale



## 11 Progetto Rifugio Bertone



*Figura 41 - Rifugio Giorgio Bertone*

### 11.1 Presentazione rifugio

Il Rifugio Giorgio Bertone è edificato a 2000 m s.l.m. nelle Alpi Pennine nel comune di Courmayeur (Aosta). La struttura venne costruita nel 1982 in ricordo dell'alpinista Giorgio Bertone, deceduto in un incidente aereo sotto la cima del Mont Blanc du Tacul nel 1977. Esso si trova al cospetto del Massiccio del Monte Bianco ed è collocato lungo l'Alta Via n°1 della Val d'Aosta. Il rifugio è raggiungibile esclusivamente a piedi partendo da Planpincieux, località posta all'inizio della Val Ferret, oppure da Courmayeur percorrendo la Val Sapin. Il rifugio è aperto agli escursionisti da giugno a settembre e nei fine settimana di tutto l'anno laddove le condizioni lo permettono.

## 11.2 Attuale configurazione

Il rifugio è attualmente composto da tre impianti fotovoltaici e una turbina eolica, oltre a un sistema di accumulo elettrochimico, costituito da due pacchi batterie al piombo, e un gruppo elettrogeno alimentato a gasolio per sopperire eventuali deficit energetici.

La turbina eolica è ad asse verticale, ma nelle condizioni attuali non sono disponibili dati sufficientemente affidabili da parte della strumentazione per il controllo della potenza. Per questo motivo, sono stati utilizzati i dati relativi alla velocità e alla distribuzione del vento messi a disposizione da PVGIS per analizzare la producibilità oraria della turbina eolica, partendo dalla consapevolezza che la produzione attuale è di circa 500 kWh/anno.

L'impianto fotovoltaico attuale è costituito da tre parti distinte: due rivolte a sud e una rivolta a ovest. I due impianti rivolti a sud hanno inclinazioni differenti per soddisfare le diverse richieste stagionali. I pannelli con un tilt angle molto accentuato, la cui posizione è quasi verticale, sono studiati per l'inverno, quando l'orbita solare è più bassa. Essi non hanno bisogno di opere di manutenzione legate alla rimozione della neve in quanto l'inclinazione ne impedisce l'accumulo. I pannelli con un tilt angle basso, la cui posizione è quasi orizzontale, hanno una produzione particolarmente intensa in estate, quando l'orbita solare è alta. Questi ultimi hanno necessità di essere puliti durante l'inverno, quando la neve tende ad accumularsi.

L'obiettivo dell'analisi è quello di garantire il pieno soddisfacimento della richiesta energetica, limitando le emissioni di inquinanti e dando priorità alle fonti di produzione rinnovabile. Nel caso oggetto di studio, parte della produzione è attualmente affidata ai pannelli fotovoltaici e alla turbina eolica presenti nei pressi del rifugio, ma si prevede di implementare l'affidabilità dell'approvvigionamento energetico tramite l'installazione di nuovi pannelli e di un impianto idroelettrico che ottimizzi i picchi di consumo riducendo la domanda nelle ore di punta (*peak shaving*) e sposti i carichi lontano dalle ore di massima richiesta (*load shifting*).



*Figura 42 - Impianto fotovoltaico verticale rivolto a sud*

L'impianto fotovoltaico rivolto a ovest sfrutta l'energia solare durante le ore prossime al tramonto. Il suo tilt angle è di  $30^\circ$ , il che corrisponde a un buon compromesso per lo sfruttamento dell'irradianza solare in ogni stagione. Esso, come viene mostrato nella Figura 43, occupa una delle due falde del locale tecnico, del quale verrà sfruttata anche quella rivolta ad est dopo le nuove installazioni.



*Figura 43 - Impianto fotovoltaico rivolto a ovest*

Il modello che ha permesso di effettuare la presente analisi è stato sviluppato anche grazie allo strumento "RES TOOL", programma sviluppato su Excel in collaborazione con il Politecnico di Torino. Esso ha permesso di effettuare un'analisi energetica su base oraria, di calcolare le principali grandezze in funzione degli input di partenza e di avanzare delle considerazioni sulle performance dei vari sistemi e dell'impianto nel suo complesso. Nella Figura 44 e nella Figura 45 sono riportati degli esempi di schermata del programma utilizzato.

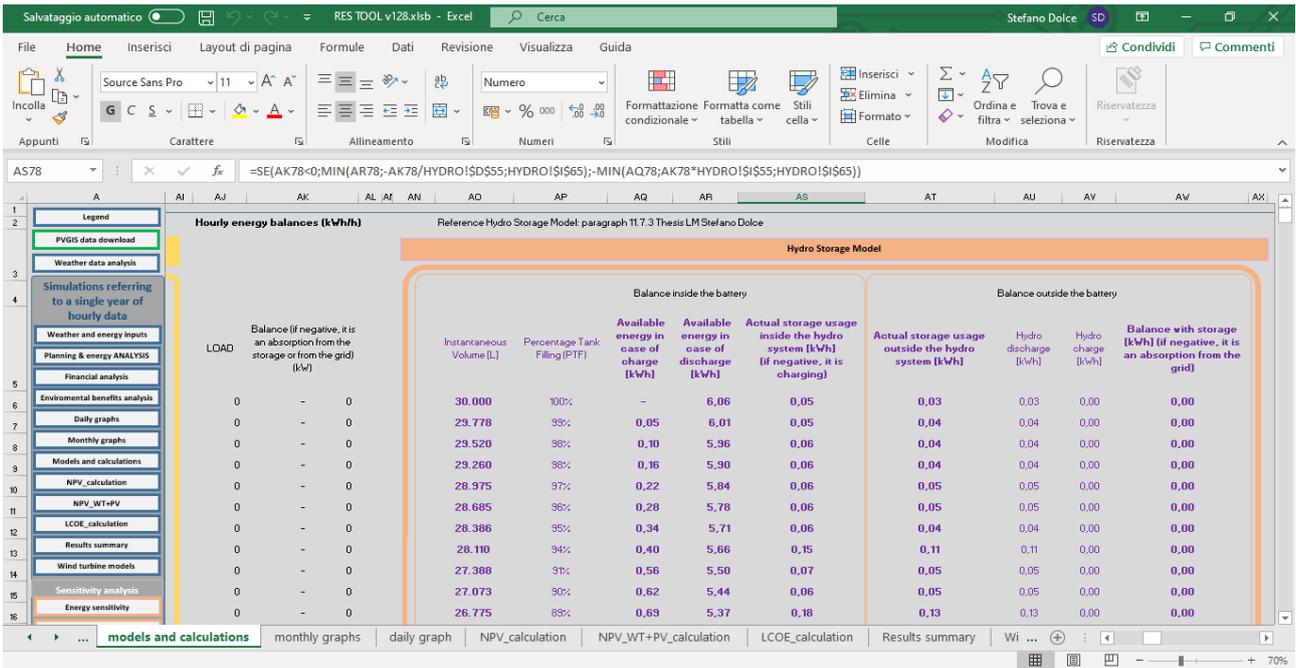


Figura 44 - Esempio RES TOOL (analisi storage)

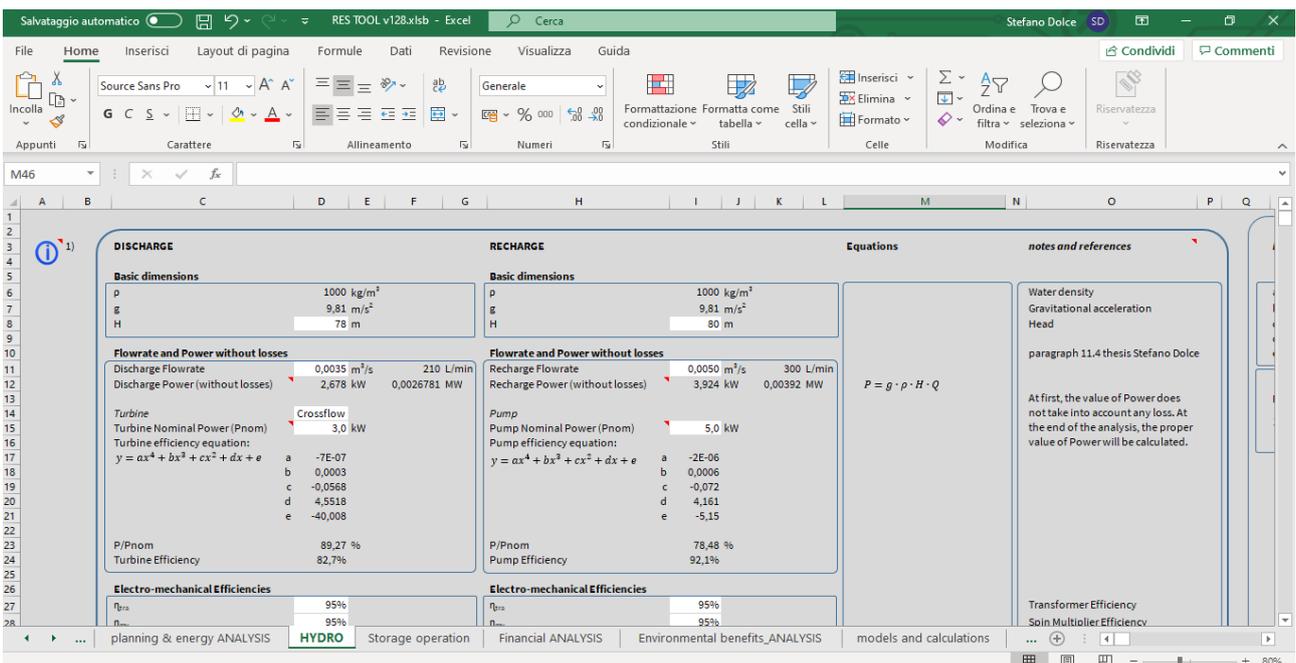


Figura 45 - Esempio RES TOOL (progettazione idroelettrico)

### 11.3 Fabbisogno energetico

Il soddisfacimento energetico dell'attuale configurazione fa ancora parziale affidamento al gruppo elettrogeno alimentato a gasolio. Esso comporta due principali conseguenze: la prima, di tipo ambientale, legata alla non sostenibilità della fonte utilizzata che, in quanto fossile, non è né infinita né *environmental-friendly*; la seconda, di tipo economico, riguarda la spesa da sostenere per alimentare questo sistema, composta da una quota legata alla materia prima e da una quota legata al trasporto in elicottero, inevitabile per raggiungere il rifugio. Attualmente il rifugio Bertone necessita di circa 40 kWh/giorno per soddisfare la richiesta energetica nei mesi da maggio a settembre, ossia quelli maggiormente interessati dal flusso turistico; i restanti mesi vedono un calo dei consumi proporzionale al calo dei visitatori che si verifica allontanandosi dai mesi estivi. Di conseguenza, l'analisi energetica ha come obiettivo il pieno raggiungimento di questa quota con fonti di energia rinnovabile e con l'eventuale surplus energetico immagazzinato nei sistemi di accumulo idroelettrico ed elettrochimico. In particolare, la principale fonte di produzione è attribuibile al solare fotovoltaico e, come esplicitato in Figura 46, l'irradianza solare presso il sito d'installazione segue un andamento analogo a quello dei consumi nel corso dell'anno. Questo rappresenta un grande vantaggio, in quanto l'andamento annuale della produzione segue quello della richiesta.

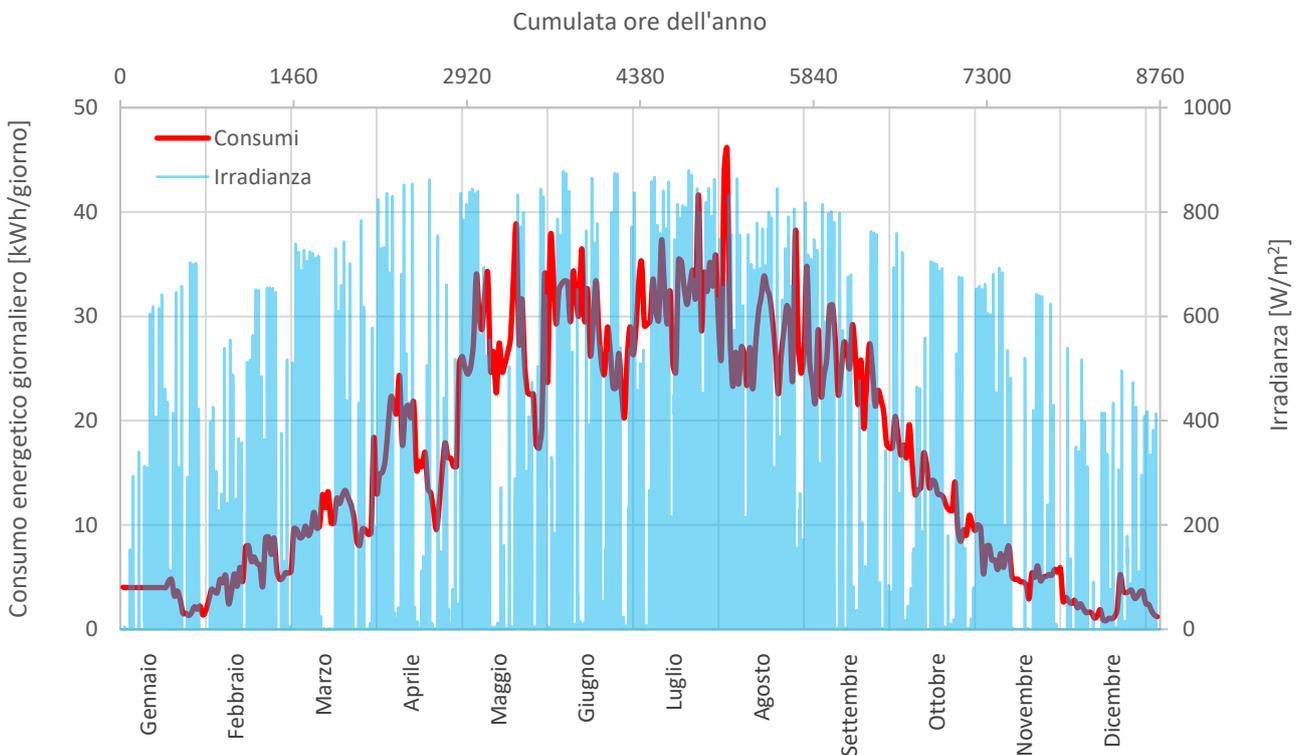
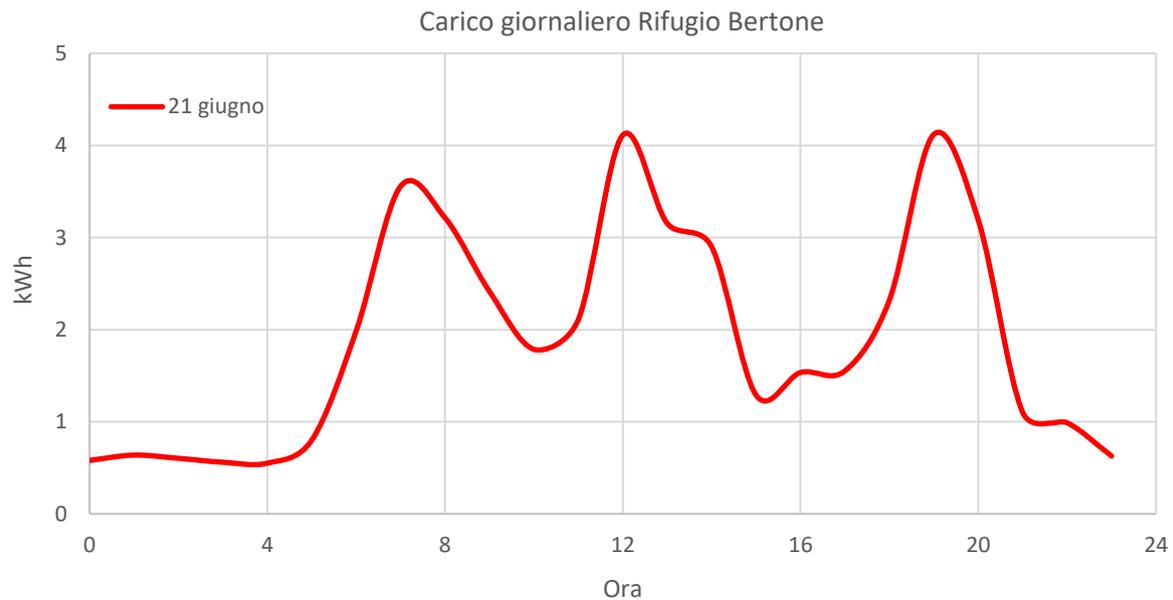


Figura 46 - Andamento dei consumi e dell'irradianza nel corso dell'anno



*Figura 47 - Esempio andamento carico giornaliero estivo*

In assenza di dati relativi al carico su base oraria, l'andamento della richiesta energetica del rifugio è stato ipotizzato pari a quello di un'utenza domestica italiana di analoga latitudine [27]. Le informazioni sono poi state successivamente scalate al fine di adattarsi alle caratteristiche stagionali proprie del rifugio Bertone.

A livello giornaliero il carico mantiene una quota di fondo pressoché costante durante tutto il corso della giornata, inferiore al kWh/h anche nel periodo estivo. I picchi dei consumi si verificano in corrispondenza dei pasti principali, quali colazione, pranzo e cena, i quali sono interessati da un maggior utilizzo di dispositivi alimentati elettricamente per fornire i servizi corrispondenti.

## 11.4 Grandezze valutazione energetica

L'analisi legata a questo caso studio vede l'attenzione rivolta in particolar modo a due grandezze indispensabili per un corretto dimensionamento del rifugio: l'auto-sufficienza (*self-sufficiency*) e l'auto-consumo (*self-consumption*). Entrambe costituiscono strumenti importanti per comprendere quanto e come l'impianto sia in grado di provvedere al soddisfacimento del proprio fabbisogno interno con il solo intervento di mezzi di produzione sostenibili, quali fotovoltaico, eolico, idroelettrico e batterie.

L'auto-sufficienza è definita come il valore percentuale corrispondente alla quota di carico che viene annualmente soddisfatta dalle rinnovabili rispetto al carico totale:

$$\text{Self - sufficiency} = \frac{\text{Carico} - \text{Assorbimento dagli ausiliari}}{\text{Carico}} \quad [\%]$$

L'auto-consumo è definito come il valore percentuale corrispondente alla quota di carico che viene annualmente soddisfatta dalle rinnovabili rispetto alla produzione totale da rinnovabile:

$$\text{Self - consumption} = \frac{\text{Carico} - \text{Assorbimento dagli ausiliari}}{\text{Produzione da fonti rinnovabili}} \quad [\%]$$

La riduzione dell'utilizzo di fonti fossili per alimentare i sistemi ausiliari è l'obiettivo del progetto e lo studio di queste due grandezze può dare un significativo contributo per il suo raggiungimento.

Nel corso del paragrafo 11.10 sono state performate diverse analisi di sensitività, ognuna concentrata su un aspetto dell'impianto, per comprendere meglio come questo influenzi le performance dell'intero sistema. Insieme alle grandezze sopracitate, lo studio si è concentrato anche su altri due aspetti:

- l'assorbimento dagli ausiliari rispetto al carico, che nei grafici viene esplicitato come *Absorption from the grid / load* per allargare il concetto anche ad applicazioni differenti dal *case study* in esame;
- la produzione da fonti rinnovabili rispetto al carico.

## 11.5 Dimensionamento idroelettrico

La realizzazione di quest'opera è legata alla presenza di una sorgente d'acqua grazie alla quale è possibile sfruttare un salto lordo, o geodetico, di 78 m tra la vasca a monte e quelle a valle. La vasca di accumulo a monte ha una capacità di 2.000 L, mentre le tre vasche di accumulo a valle di 10.000 L ciascuna, per un totale di 30.000 L stoccabili e attualmente utilizzabili solo per le utenze legate alle necessità di acqua sanitaria. Tuttavia, al fine di un corretto dimensionamento energetico, l'ampliamento della vasca a monte è considerato essenziale. La portata d'acqua, fluendo da monte a valle, aziona una turbina nei periodi di richiesta energetica da parte del rifugio. Quando, invece, vi è un surplus nella produzione energetica, vi sono due alternative: la prima vede la condotta chiudersi tramite una valvola che impedisce all'acqua di scorrere e permette il suo accumulo nella vasca a monte; la seconda comporta l'installazione di un sistema di pompaggio che trasporti l'acqua da valle a monte sfruttando l'eccesso di produzione dell'impianto fotovoltaico. Quest'ultima risulta essere l'opzione adottata nel corso di questa analisi, in modo tale da creare un efficiente sistema di accumulo che lavori in parallelo alle batterie. Nel complesso, viene a crearsi un impianto che aumenta l'affidabilità complessiva del sistema di produzione energetica e riduce le dissipazioni quando la produzione fotovoltaica è elevata e i sistemi di accumulo hanno già raggiunto la piena capacità di stoccaggio.

Nella progettazione dell'impianto idroelettrico è necessario conoscere esattamente il punto di presa della sorgente (che può considerarsi lo stesso della vasca di accumulo superiore), il punto in cui verrà localizzata la turbina (per conoscere il salto netto durante la produzione) e la localizzazione della vasca di accumulo inferiore (al fine di dimensionare il sistema di pompaggio che riporti l'acqua a monte).

Il modello che si sviluppa è incentrato sul calcolo della potenza istantanea  $P$  prodotta:

$$P = \eta_G \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot Q$$

dove:

- $\eta_G$  è il rendimento globale dell'impianto;
- $\rho$  è la densità media dell'acqua, supposta costante e pari a 1000 kg/m<sup>3</sup>;
- $g$  è l'accelerazione di gravità, supposta costante e pari a 9,81 m/s<sup>2</sup>;
- $H$  è il salto lordo, o geodetico, espresso in [m];
- $Q$  è la portata volumetrica di acqua, espressa in [m<sup>3</sup>/s].

Il rendimento globale è definito come il prodotto tra il rendimento elettro-meccanico e il rendimento idraulico:

$$\eta_G = \eta_{idr} \cdot \eta_{em}$$

Il rendimento idraulico è pari al rapporto tra il salto utile che si riesce a sfruttare al netto delle perdite distribuite (d), concentrate (c), di presa e derivazione (der,gr) e di settaggio della turbina (TSL) e il salto lordo tra monte e valle:

$$H_0 = H - (\Delta H_d + \Delta H_c + \Delta H_{der} + \Delta H_{gr} + \Delta H_{TSL})$$

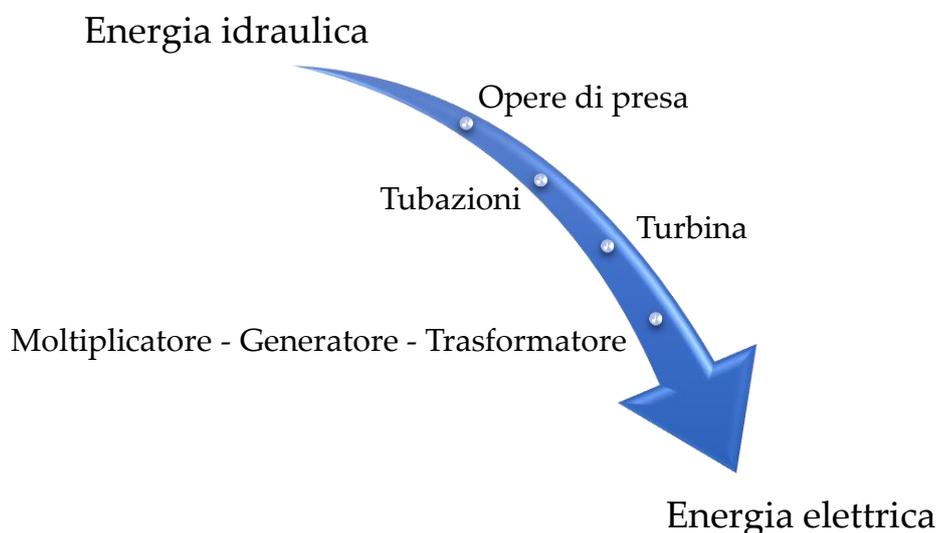
$$\eta_{idr} = \frac{H_0}{H}$$

Il rendimento elettro-meccanico è, invece, definito dal prodotto tra i rendimenti del moltiplicatore di velocità, del generatore, dei trasformatori elettrici e degli ausiliari:

$$\eta_{em} = \eta_{mv} \cdot \eta_{gen} \cdot \eta_{tra} \cdot \eta_{aux}$$

dove:

- $\eta_{mv}$  è il rendimento del moltiplicatore di velocità, generalmente compreso tra il 95 e il 98% [8];
- $\eta_{gen}$  è il rendimento dei generatori, il quale cresce al crescere della taglia dell'impianto. Per impianti di piccole dimensioni, si aggira tra il 90 e il 95% [8];
- $\eta_{tra}$  è il rendimento dei trasformatori elettrici;
- $\eta_{aux}$  è il rendimento degli ausiliari.

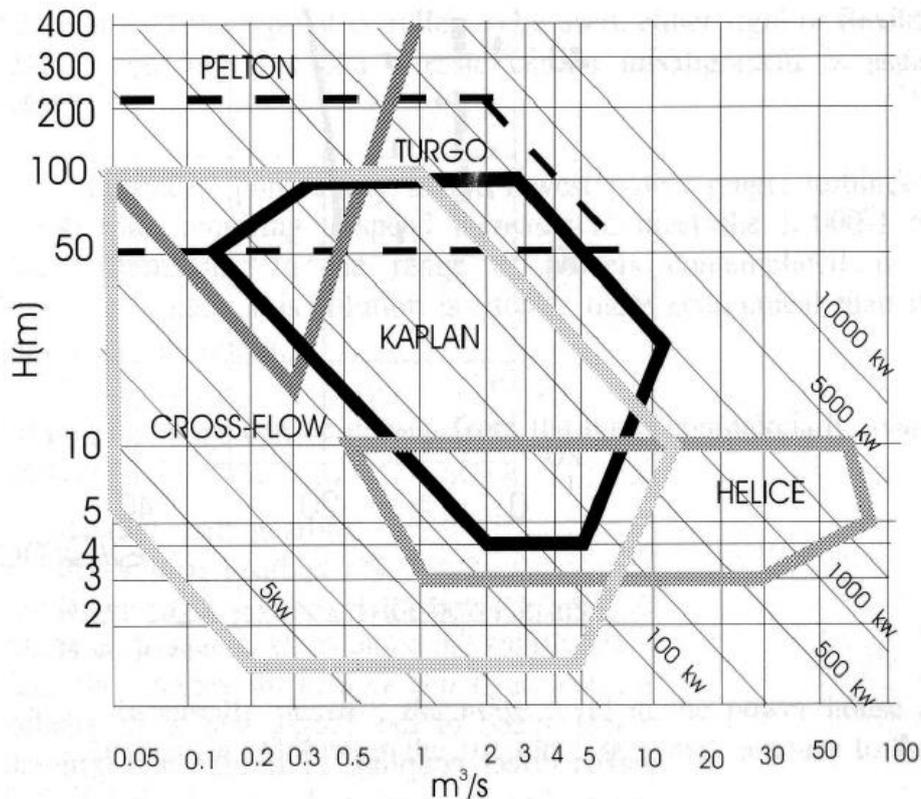


	Portata [l/s]	Salto [m]
<b>Pelton</b>	1-1.000	20-300
<b>Turgo</b>	1-2.000	30-300
<b>Flusso incrociato</b>	20-2.000	5-100
<b>Francis</b>	500-2.000	2-10

*Range di applicazione delle micro e miniturbine in commercio*

*Figura 48 - Tipologia di turbine in funzione della portata e del salto [58]*

L'impianto in analisi è dimensionato al fine di ottenere una potenza pari a circa 3 kW e, disponendo di un dislivello di circa 78 m, la turbina Crossflow (o a flusso incrociato) sembrerebbe essere la scelta più adatta, in accordo con la Figura 48.



*Figura 49 - Diagramma portata-salto [18]*

La portata istantanea è direttamente proporzionale alla potenza e il suo rapporto con la portata nominale determina i rendimenti di pompa e turbina. Questi ultimi sono stati analizzati per modelli diversi nel funzionamento e nel design, sfruttando la comune caratteristica di avere performance dipendenti dalla percentuale di potenza impiegata rispetto a quella nominale. Il loro calcolo è stato affidato ad una modello nel quale l'utente decide la tipologia di macchina e la potenza impiegata e il programma ne stabilisce il rendimento, in accordo con la Figura 50 [9].

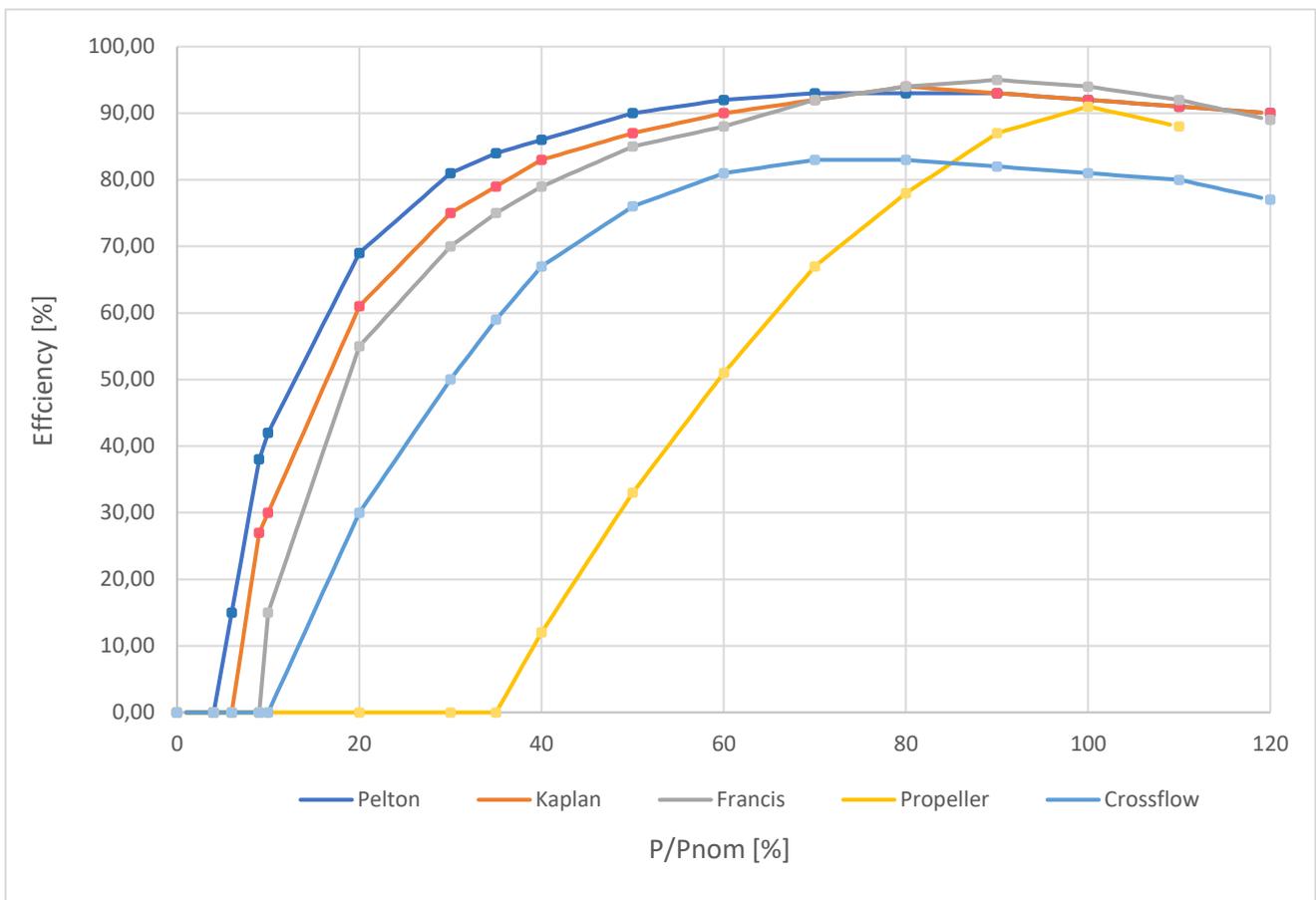


Figura 50 - Andamento rendimenti turbine in funzione della percentuale di potenza impiegata [9]

Un ragionamento analogo viene adottato nel caso del calcolo della potenza richiesta per alimentare la pompa. Anche in questo caso, il rendimento della pompa è funzione del rapporto tra la potenza utilizzata per il suo funzionamento e la potenza nominale del macchinario. La Figura 51 mostra l'andamento del rendimento utilizzato, il quale vede il suo massimo all'interno di un range che va dal 70 al 90% di  $P/P_{nom}$ .

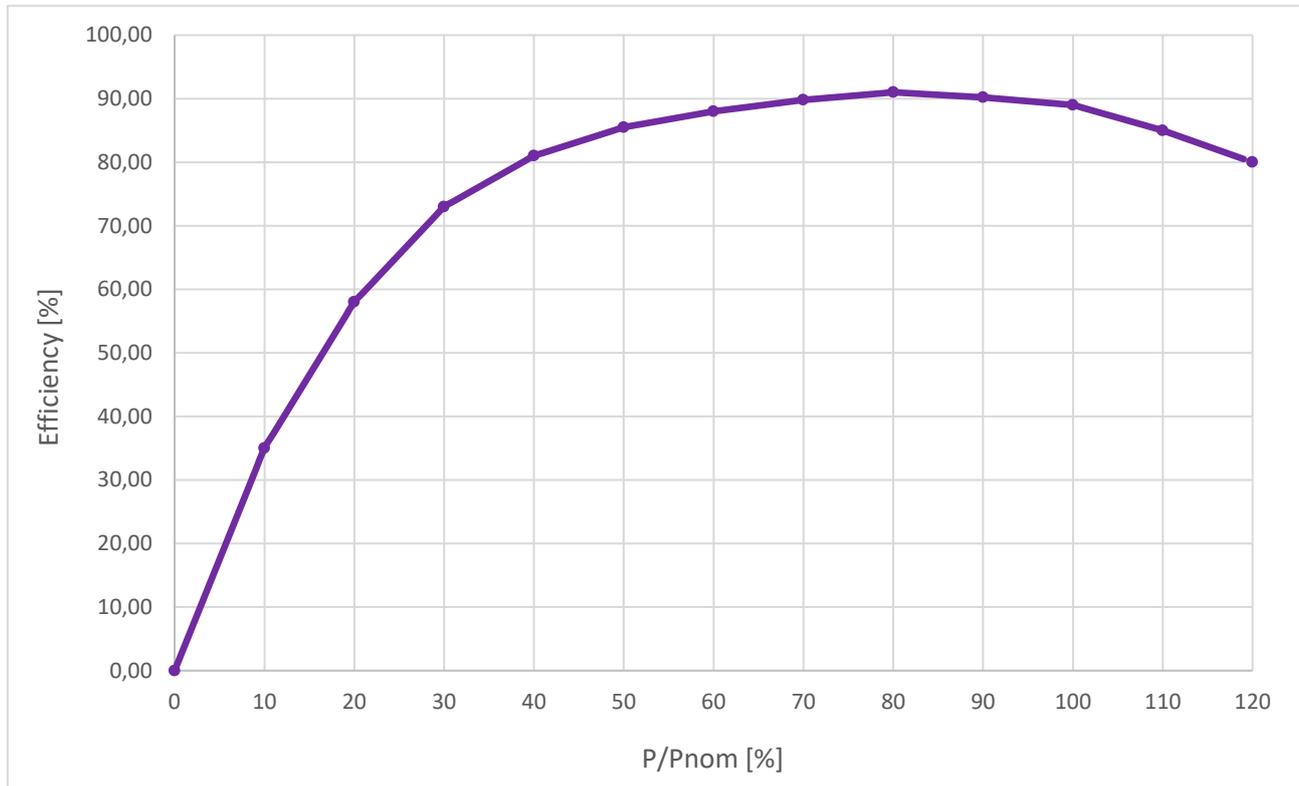


Figura 51 - Andamento rendimento pompa [28]

Il valore massimo dell'efficienza non coincide con il carico nominale, ma un carico inferiore. Questa caratteristica è tipica della maggior parte dei motori che lavorano in corrente alternata: essi, infatti, raggiungono le migliori performance in un range che va dal 60 al 100% di potenza relativa, a seconda del design del motore [28].

### 11.5.1 Localizzazione impianto idroelettrico

L'impianto idroelettrico è composto da differenti sezioni: una vasca di accumulo a monte, tre vasche a valle, una turbina Pelton, le condotte per il trasporto dell'acqua e un sistema di valvole per il controllo della portata e dell'eventuale chiusura della condotta.

La vasca di accumulo a monte è localizzata a  $6^{\circ} 58' 54.882''$  E  $45^{\circ} 48' 39.724''$  N.

Le vasche di accumulo a valle sono localizzate a  $6^{\circ} 58' 40.846''$  E  $45^{\circ} 48' 34.281''$  N.

La distanza che intercorre tra i due punti è di 470,8 m in linea d'aria e il dislivello è di 78 m, in quanto a monte l'altezza è pari a 2084 m s.l.m. mentre a valle 2006 m s.l.m.

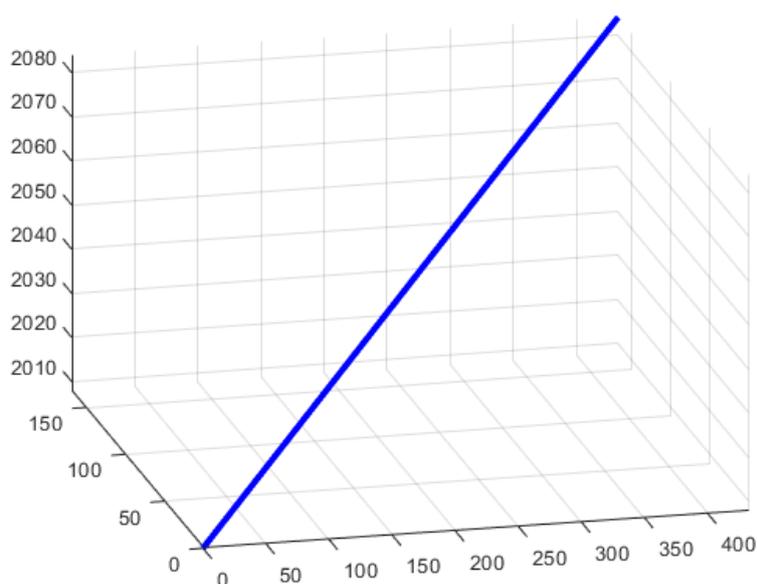


Figura 52 - Modello 3D collegamento tra vasca a monte e a valle



Figura 53 - Vista satellitare percorso monte-valle [44]



*Figura 54 - Vista da vasca a monte*

Il percorso che collega le vasche a monte con quelle a valle è costituito da un dislivello pressoché costante e una morfologia del terreno uniforme. È pertanto una buona approssimazione quella di considerare le condotte di collegamento dritte, come mostrato nella Figura 52. La lunghezza di circa 471 m viene pertanto considerata come una linea retta, permettendo di non considerare le perdite concentrate dovute a eventuali cambi di direzione del flusso, senza rischiare un'eccessiva semplificazione nella modellazione. Pertanto, le perdite legate alle condotte riguardano l'attrito tra il fluido e la parete interna di queste ultime, l'ingresso del fluido nelle stesse e la sua uscita.

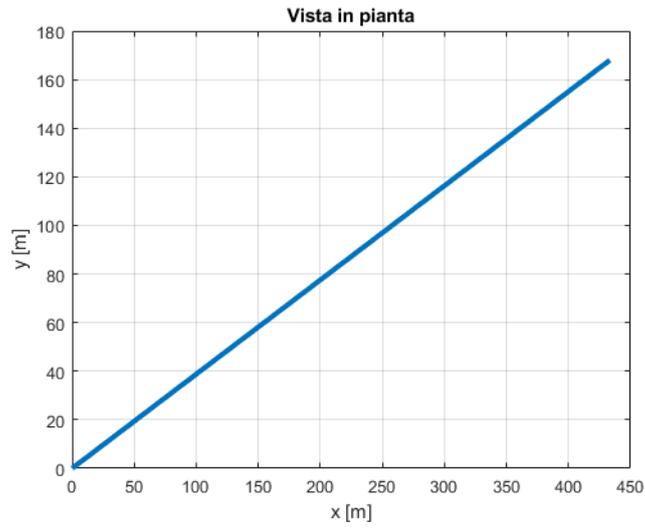


Figura 57 - Proiezione ortogonale assi x-y

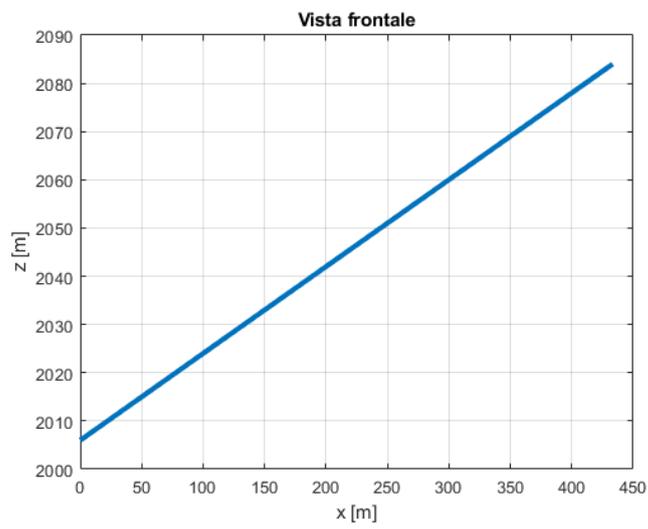


Figura 56 - Proiezione ortogonale assi x-z

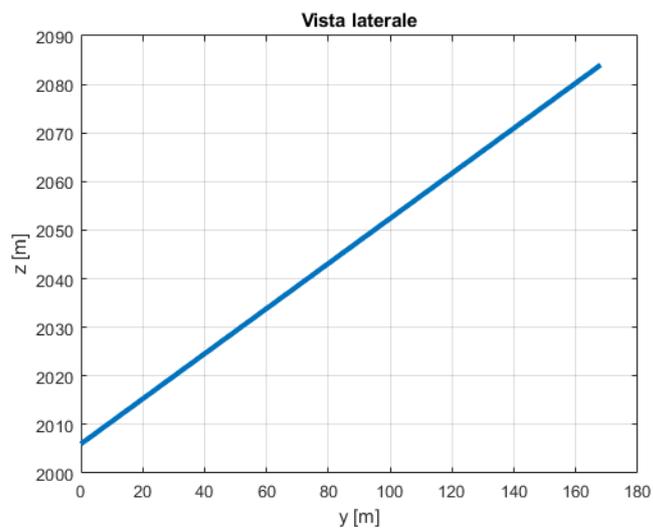


Figura 55 - Proiezione ortogonale assi y-z

### 11.5.2 Previsione producibilità

L'analisi di producibilità è stata suddivisa in due parti: una verifica di fattibilità e convenienza nella produzione e uno studio di progettazione per analizzare la portata d'acqua necessaria a soddisfare un determinato carico energetico. La producibilità è calcolabile con un'espressione analoga alla potenza, nella quale però si tiene conto anche del tempo di funzionamento della turbina, in modo tale da prevedere i kWh erogati giornalmente e annualmente. A tal fine, viene utilizzata la seguente equazione:

$$E = \eta_{em} \cdot \rho \cdot g \cdot H_0 \cdot \int_{t_{start}}^{t_{end}} Q(t) dt$$

Per semplicità si procede al calcolo di questo valore assumendo la portata costante in un determinato intervallo di tempo.

La formulazione diventa così:

$$E = \eta_{em} \cdot \rho \cdot g \cdot H_0 \cdot Q \cdot \Delta t$$

Esplicitando  $H_0 = \eta_{idr} \cdot H$

$$E = \eta_{em} \cdot \rho \cdot g \cdot \eta_{idr} \cdot H \cdot Q \cdot \Delta t$$

Raggruppando  $\eta_G = \eta_{idr} \cdot \eta_{em}$

$$E = \eta_G \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \cdot \Delta t \quad [kWh]$$

dove:

- $\eta_G$  è il rendimento globale dell'impianto e raggiunge valori poco superiori al 50% per il micro-idroelettrico;
- $H$  è il salto lordo, o geodetico, tra monte e valle;
- $Q$  è la portata volumetrica gestita della turbina;
- $\Delta t$  è l'intervallo di tempo considerato, che nel *case study* attuale coincide con 1 h.

### 11.5.2.1 Verifica

La fase di verifica consiste nell'analizzare la potenza dell'impianto, e la conseguente producibilità, partendo dalle grandezze di cui si conosce il valore. In particolare, le condizioni note del sistema riguardano il diametro delle condotte e la portata d'acqua incanalabile e trasportabile a valle. Partendo da questi due valori è possibile analizzare le perdite e la potenza netta che coinvolge turbina e pompa.

Assumendo ora le seguenti grandezze costanti e pari a:

$$\rho = 1000 \frac{kg}{m^3} \quad g = 9,81 \frac{m}{s^2} \quad H = 78 m$$

Il potenziale di questo impianto risulta essere:

$$P_{no-losses} = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \quad [W]$$

Conoscendo questo valore, è possibile scegliere le tipologie di pompa e di turbina di riferimento e la loro potenza nominale. A seconda di questi parametri, infatti, vi saranno differenti valori di efficienza e, in base a questi, differenti valori del rendimento globale  $\eta_G$ . Ricavato quest'ultimo, si può procedere al calcolo della potenza effettivamente in gioco, esprimibile in funzione del macchinario coinvolto (vedi paragrafo 11.5.3.4).

Infine, è possibile procedere al calcolo della producibilità nel caso della turbina o dell'energia richiesta nel caso della pompa. A tal fine, si utilizza la seguente equazione:

$$E = P \cdot \Delta t \quad [kWh]$$

Inserendo i dati richiesti nelle apposite celle del programma, risulta immediatamente comprensibile se la potenza, e la conseguente producibilità, siano sufficienti a garantire un approvvigionamento energetico sufficiente o se misure di implementazione ed efficientamento energetico siano necessarie. In quest'ultimo caso, tali grandezze vengono approfondite nel corso dello studio di progettazione.

### 11.5.2.2 Progettazione

La progettazione parte dalla richiesta energetica in termini di potenza istantanea che si vuole soddisfare: nel caso della turbina corrisponde al deficit energetico, mentre nel caso della pompa dipende dal surplus nella produzione da parte del fotovoltaico e dell'eolico. Nel primo caso, se si suppone che le ore centrali della giornata siano coperte da un corretto dimensionamento del fotovoltaico e che l'idroelettrico debba entrare in funzione quando si assiste ad un calo nella produzione, è un'ipotesi sensata quella di dimensionare il sistema per fornire energia nelle prime ore del mattino e alla sera.

Fatte le dovute considerazioni, si sceglie una potenza di riferimento e la portata necessaria sarà calcolabile come:

$$Q_{no-losses} = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot H} \quad \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

La portata ricavata in questo modo è differente da quella effettivamente sfruttata dalle infrastrutture presenti. Tuttavia, questo valore è importante per comprendere l'ordine di grandezza delle variabili in gioco e per procedere al calcolo delle perdite del sistema. Una volta ottenuto il valore del rendimento globale, si può proseguire con il calcolo della portata effettivamente utilizzata nella turbina e nella pompa per soddisfare la richiesta.

Per implementare il sistema di produzione idroelettrico, occorre sviluppare l'attuale progettazione di incanalamento dell'acqua proveniente dalle sorgenti e, eventualmente, anche dalle precipitazioni. Tramite il sito della Regione Autonoma Valle d'Aosta, è possibile reperire le informazioni riguardanti le precipitazioni medie nell'area di Courmayeur – Mont de La Saxe. In particolare, al fine di un corretto dimensionamento, sono stati ricavati i dati degli ultimi cinque anni, i quali hanno permesso di analizzare l'andamento evidenziato in Figura 59. Le precipitazioni hanno i picchi in corrispondenza dei mesi primaverili e autunnali, che darebbero vita ad una portata basata su un regime torrentizio. Il totale delle precipitazioni annue cadute mediamente negli ultimi cinque anni è rappresentato nella Figura 58, dove emerge che la cumulata arriva al valore finale di 1015 mm. Questo significa che ogni anno cade al suolo un quantitativo di acqua pari a 1015 L/m<sup>2</sup>, valore che si traduce in una possibilità interessante di stoccaggio e successivo utilizzo dell'acqua tramite vasche con un'ampia superficie, in modo tale da contribuire, seppur in minima parte, al fabbisogno di portata per la producibilità analizzata.

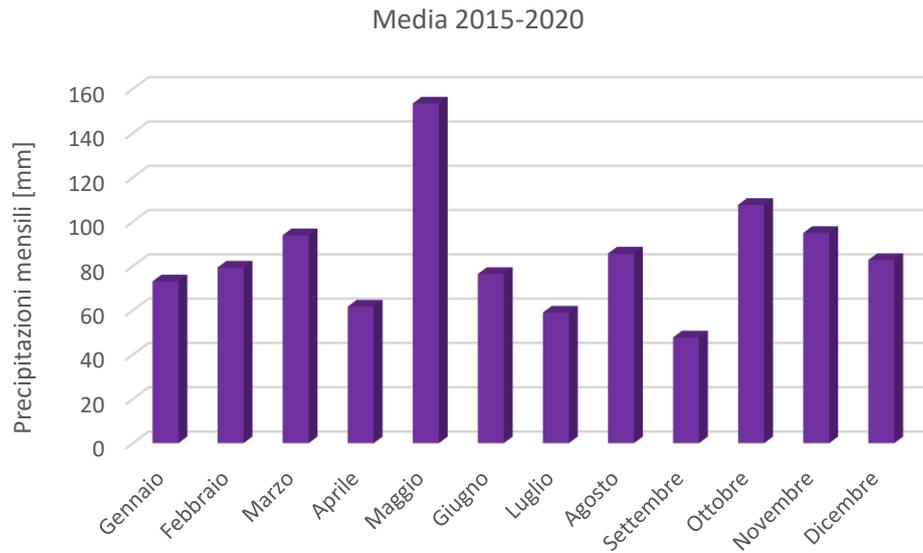


Figura 59 - Precipitazioni medie ultimi 5 anni Courmayeur [57]

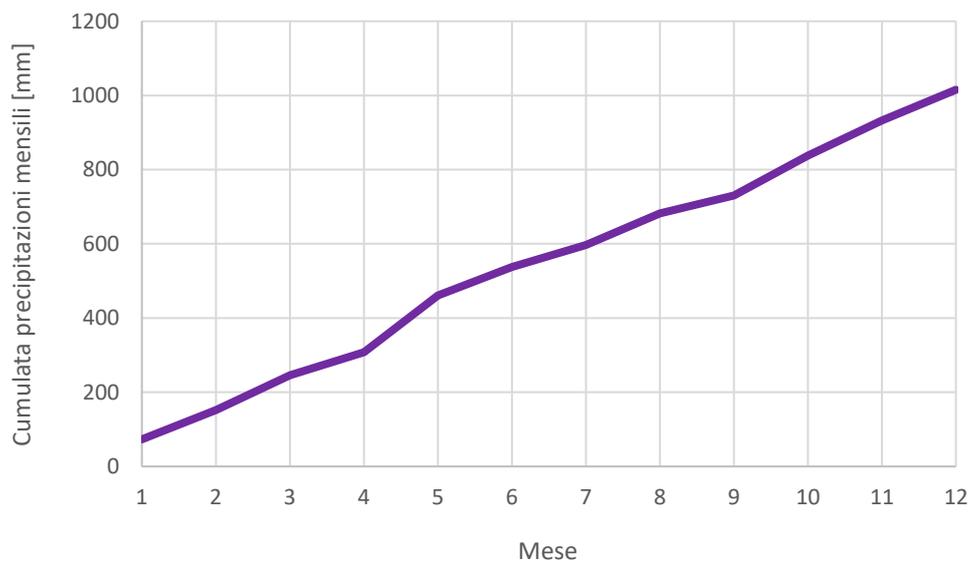


Figura 58 - Cumulata precipitazioni annuali Courmayeur [57]

Una volta ottenuta la portata di riferimento, si procederà al calcolo delle perdite idrauliche ed elettromeccaniche al fine di stabilire il rendimento globale e la portata effettivamente utilizzata. Nel caso della turbina, la portata inviata sarà superiore a quella teoricamente richiesta per estrarre potenza; nel caso della pompa, invece, la portata mandata a monte sarà inferiore a quella ricavata senza perdite.

### 11.5.3 Analisi perdite

#### 11.5.3.1 Perdite idrauliche



Figura 60 - Tubazione di collegamento per l'idroelettrico

La connessione tra le due vasche avviene con una tubazione in PVC, per cui è ragionevole considerare una rugosità media compresa tra 0 e 0,02 mm per il calcolo delle perdite distribuite [29]. Nel corso di questa analisi è stato scelto un valore di 0,01 mm.

Le perdite distribuite sono definite con la seguente espressione:

$$\Delta H_d = f \cdot \frac{v^2 \cdot L}{2 \cdot g \cdot D}$$

dove:

- $f$  è il coefficiente d'attrito [-];
- $v$  è la velocità media del fluido [m/s];
- $L$  è la lunghezza delle condotte [m];
- $g$  è l'accelerazione di gravità (9,81 m/s<sup>2</sup>);
- $D$  è il diametro delle condotte [m].

Il coefficiente di attrito  $f$  è calcolato ricorrendo al diagramma di Moody, intersecando il valore della rugosità relativa, definita come il rapporto tra la rugosità del materiale delle condotte e il rispettivo diametro, con il numero di Reynolds. Quest'ultimo è definito tenendo in considerazione la velocità del fluido  $v$  [m/s], il diametro delle condotte  $D$  [m] e la viscosità cinematica dell'acqua ( $\nu = 10^{-6}$  m<sup>2</sup>/s):

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} = \frac{v D}{\nu}$$

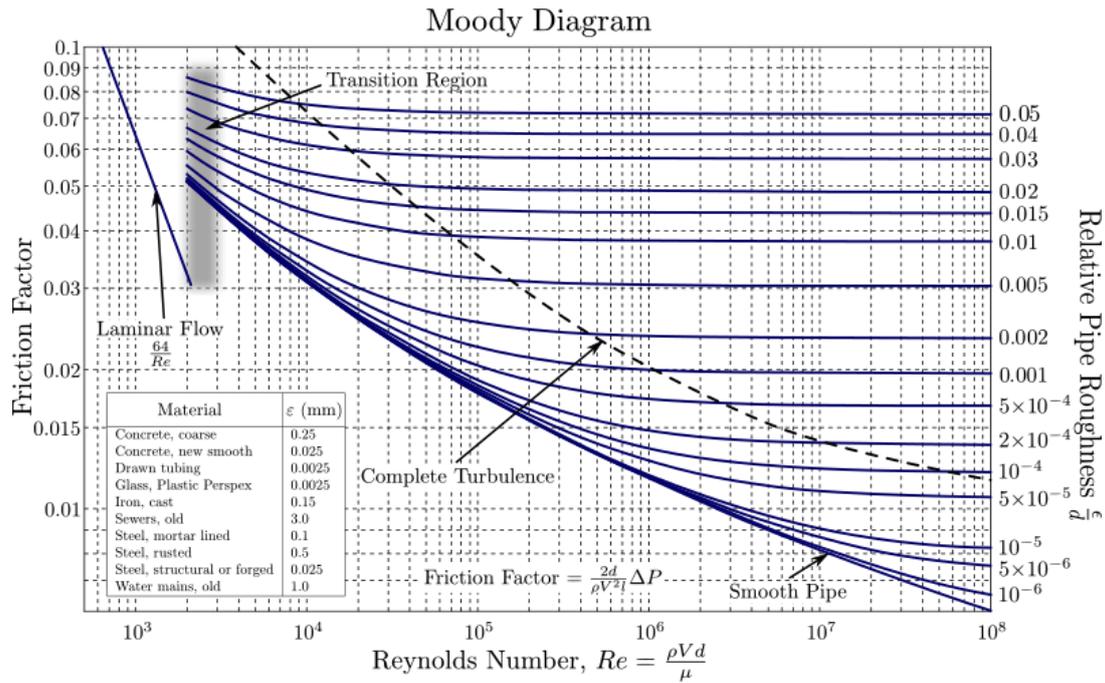


Figura 61 - Diagramma di Moody

Il diagramma di Moody si può esprimere parzialmente con la formula di Colebrook-White:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left( \frac{2,51}{Re \sqrt{f}} + \frac{e}{3,71 \cdot D} \right)$$

dove  $e$  rappresenta la rugosità interna della condotta.

La velocità del fluido è calcolata come rapporto tra la portata di acqua circolante e la sezione del tubo:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{\frac{D^2}{4} \cdot \pi}$$

La rugosità relativa è pari a:

$$\text{Rugosità relativa} = \frac{\epsilon}{D}$$

Conoscendo queste grandezze, è possibile ricavare il valore di  $f$  dal diagramma di Moody e, di conseguenza, procedere al calcolo delle perdite distribuite.

Per quanto riguarda le perdite concentrate, invece, è opportuno considerare le valvole grazie alle quali sarà possibile regolare l'apertura o la chiusura delle condotte a seconda del bilancio netto tra produzione e carico. Per minimizzare tali perdite, la scelta è ricaduta su una valvola a sfera, in quanto caratterizzata da un coefficiente di perdita localizzata inferiore.

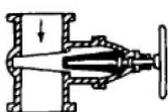
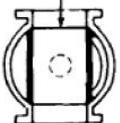
Type of Valve					$K_v$
Spherical	Saracinesca	Farfalla	Sfera	Valvola di regolazione	0.05
Gate					0.2
Butterfly	$K_v=0,2$	$K_v=0,6$	$K_v=0,05$	$K_v=1,0$	0.6
Eccentric					1.0

Figura 62 - Tipi di valvole e loro coefficienti di perdita [8]

Le perdite concentrate sono calcolate come:

$$\Delta H_c = \sum_j k_j \cdot \frac{v_j^2}{2g}$$

È inoltre importante considerare, oltre alla valvola ( $k_v=0,05$ ), anche l'ingresso ( $k_e=0,5$ ) e l'uscita ( $k_u=0,5$ ) dalle condotte come fonti di perdita. Conoscendo queste grandezze, è possibile risalire al valore delle perdite concentrate. Tale valore è stato calcolato ipotizzando la portata, e quindi la velocità, costante in un certo intervallo di tempo. Il risultato finale dovrebbe rientrare nell'ordine delle poche unità di metro, in modo tale che il rendimento idraulico non costituisca un importante collo di bottiglia per il rendimento globale.

Infine, occorre tenere in considerazione le perdite di presa, dovute alla presenza di griglie e paratoie, le quali comportano una riduzione del salto tanto più accentuata quanto maggiore è l'accumulo di materiale di fronte alla griglia:

$$\Delta H_{gr} = K \cdot \frac{v^2}{2g} \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \left(\frac{t}{b}\right)^{\frac{4}{3}}$$

dove:

- $K$  è un coefficiente che dipende dal tipo di griglia;
- $\beta$  è l'angolo formato dalla griglia con l'orizzontale;
- $t$  è lo spessore di una singola barra della griglia;
- $b$  è la distanza tra due barre consecutive.



Figura 63 - Vasca a monte con opera di presa

Tuttavia, è fondamentale sottolineare che quest'ultimo tipo di perdite sia da considerare solo nel caso di impianti di grandi dimensioni, in quanto nel caso di micro-idroelettrico l'apertura e la chiusura delle condotte sono regolate da semplici valvole e non sono presenti canali con un diametro sufficientemente grande da prevedere l'inserimento di griglie all'imbocco. Un ragionamento analogo viene adottato per quanto riguarda le perdite di derivazione e di settaggio della turbina. Per tale ragione, ai fini del dimensionamento di un sistema ibrido di piccole dimensioni, con principale funzione di accumulo, tali perdite non vengono considerate.

Il salto utile netto sarà dunque calcolato come:

$$H_0 = H - \Delta H_d - \Delta H_c$$

A questo punto è opportuno calcolare il valore del rendimento idraulico, definito come il rapporto tra il salto netto e il salto lordo:

$$\eta_{idr} = \frac{H_0}{H}$$

### 11.5.3.2 Perdite elettromeccaniche

$$\eta_{em} = \eta_{mv} \cdot \eta_{gen} \cdot \eta_{tra} \cdot \eta_{aux}$$

dove:

- $\eta_{mv}$  è generalmente compreso tra il 95 e il 98%;
- $\eta_{gen}$  cresce al crescere della taglia dell'impianto. Per impianti di piccole dimensioni si aggira tra il 90 e il 95%;
- $\eta_{tra}$  assunto pari al 98%;
- $\eta_{aux}$  è il dato più variabile in quanto dipende dai sistemi che lavorano in sinergia con l'impianto. Per il caso studio in questione il suo valore dipende dalle prestazioni della turbina e della pompa.

### 11.5.3.3 Rendimento globale

Una volta calcolati i valori delle perdite idrauliche e del rendimento elettromeccanico, è possibile calcolare il rendimento globale, definito proprio dal rapporto tra queste due grandezze:

$$\eta_G = \eta_{idr} \cdot \eta_{em}$$

Il suo valore è di poco superiore al 50% per impianti legati al micro-idroelettrico.

### 11.5.3.4 Portata e potenza nette

Dopo aver ricavato il valore del rendimento globale, occorre infine calcolare il valore netto della portata e della potenza nelle varie fasi. In particolare:

Fase di verifica:

- Potenza netta estraibile dalla turbina:

$$P_{turbina} = \eta_{G,turbina} \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot Q$$

- Potenza netta richiesta dalla pompa:

$$P_{pompa} = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta_{G,pompa}}$$

Fase di progettazione:

- Portata netta alla turbina:

$$Q_{turbina} = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot H \cdot \eta_{G,turbina}}$$

- Portata netta alla pompa:

$$Q_{pompa} = \frac{\eta_{G,pompa} \cdot P}{\rho \cdot g \cdot H}$$

#### 11.5.4 Produzione e accumulo

Nel caso del rifugio Bertone, la vasca a monte è attualmente costituita da un accumulo di 2.000 litri, ma il progetto prevede l'inserimento di una nuova installazione per una capacità di 30.000 litri. A valle sono presenti tre vasche da 10.000 litri ciascuna che formano nel loro insieme un accumulo equivalente a quello a monte. L'energia potenziale legata al salto della portata d'acqua viene convertita dapprima in energia cinetica grazie alla velocità assunta dal fluido al fondo della condotta, in seguito in energia meccanica che causa la rotazione delle pale della turbina e infine in energia elettrica grazie al trasformatore accoppiato alla turbina. Quest'ultima viene inserita prima dello scarico dell'acqua nelle vasche di accumulo a valle, in modo tale da sfruttare al massimo il salto naturale a disposizione.



Figura 64 - Vasche di accumulo a valle

Un esempio di turbina adatta a questa tipologia di impianto idroelettrico è la micro-turbina MT02 prodotta da FGS, ottimizzata per un salto compreso tra i 30 e i 200 m. Questa turbina ha un'altezza di 450 mm, una larghezza di 450 mm, un tubo di scarico di 250 mm, un peso complessivo di 13 kg e un attacco dell'acqua di 1"1/4. Il primo spruzzatore ha un ingresso libero, mentre il secondo ha una valvola a sfera che permette la regolazione in base al flusso di fluido istantaneo [30]. Una sua rappresentazione a scopo illustrativo è presente nella Figura 65.



Figura 65 - Micro Turbina Idroelettrica FGS MT02 - Salto 30-200 m [38]

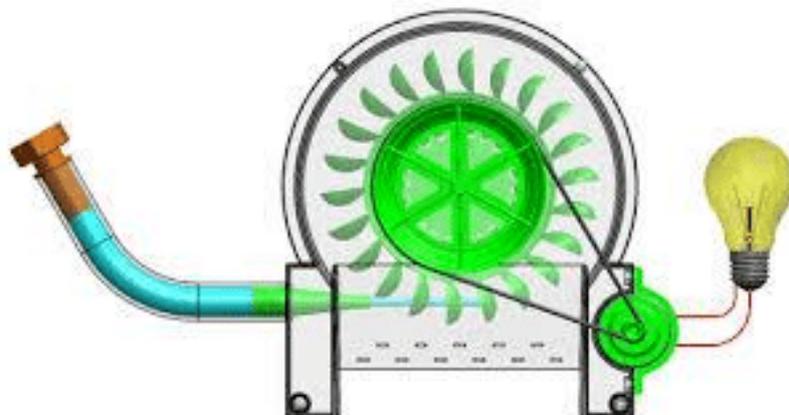


Figura 66 - Schema concettuale funzionamento turbina Pelton [37]

## 11.6 Dimensionamento fotovoltaico



*Figura 67 - Vista satellitare localizzazione pannelli fotovoltaici [44]*

Il dimensionamento fotovoltaico si sviluppa concentrandosi sulla producibilità dell'impianto secondo tre differenti scenari, ognuno con le proprie caratteristiche. In particolare, lo studio prevede l'installazione di nuove configurazioni o la sostituzione di quelle preesistenti con pannelli più performanti. Nella Figura 67, sono evidenziate le tre principali aree di intervento: le falde del dormitorio rivolte ad est e ad ovest (in giallo), i pannelli rivolti a sud (in rosso) e la falda del locale tecnico rivolto a est (in verde). Quest'analisi è volta ad analizzare la potenza e la producibilità dell'impianto fotovoltaico, integrando l'attuale sistema con le nuove installazioni. In ogni scenario, è stata ricavata l'irradianza specifica per ogni configurazione: sono stati scelti dei precisi valori di orientamento e tilt angle dei pannelli, ognuno dei quali con le proprie coordinate geografiche. A questo punto, sono state analizzate le informazioni dell'irradianza solare ricavate da PVGIS e, in accordo con i dati di targa dei pannelli fotovoltaici, è stata calcolata la produzione energetica.

### 11.6.1 Localizzazione e irradianza

Il locale tecnico è localizzato a 45° 48' 33.39" Nord – 6° 58' 41.65" Est.

Il calcolo della radiazione solare ricevuta dall'impianto fotovoltaico è stato condotto utilizzando il programma di calcolo PVGIS della *European Commission*. Inoltre, tutto l'impianto è stato considerato omogeneo al fine del calcolo della radiazione solare incidente sui moduli fotovoltaici, il cui valore è stato mediato tra i valori di irradianza delle varie configurazioni, ognuna con il proprio orientamento e tilt angle.

#### Irraggiamento solare mensile

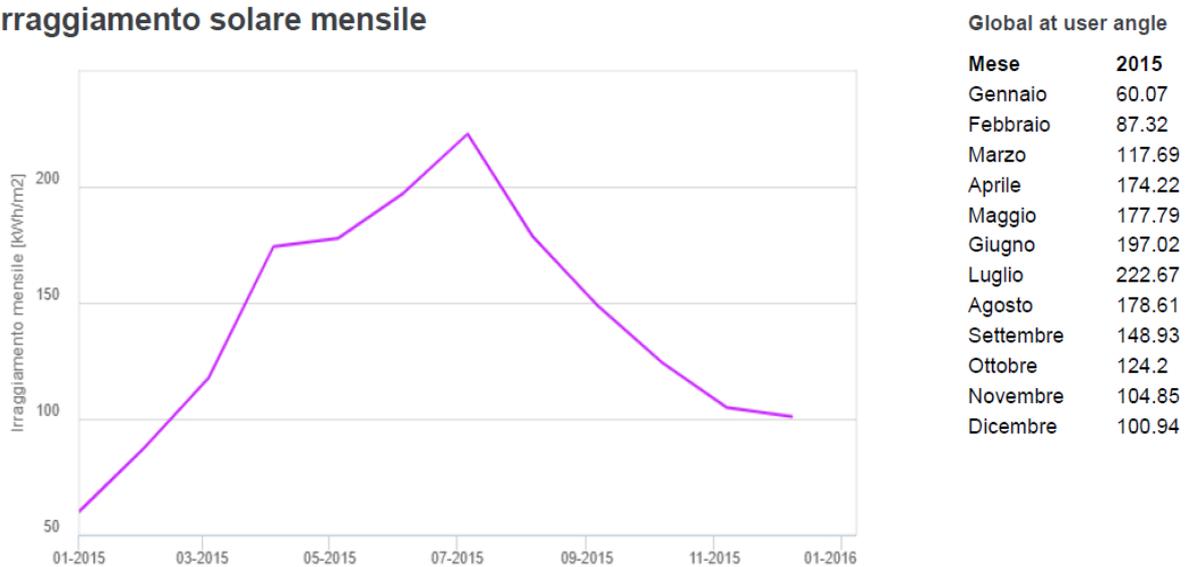


Figura 68 - Irraggiamento solare mensile (coordinate rifugio Bertone) [45]

L'irraggiamento solare annuo nel 2015 è stato pari a 1.694 kWh/m<sup>2</sup>, con una media di circa 141 kWh/m<sup>2</sup> distribuiti mensilmente come descritto nella Figura 68. I mesi che contribuiscono alla maggior produzione energetica sono quelli estivi, con un picco in luglio, dove si superano i 220 kWh/m<sup>2</sup>. I calcoli sono stati effettuati con particolare precisione, inserendo nel software le coordinate specifiche del sito di installazione e un tilt angle pari a quello di ciascuna installazione. L'esempio si riferisce ad un tilt angle di 30° e ad un orientamento di -115° Nord-Est, corrispondenti ai pannelli installati sulla falda rivolta a est del locale tecnico.

### Irradianza media giornaliera su piano fisso con inclinazione 30° and azimuth -115°

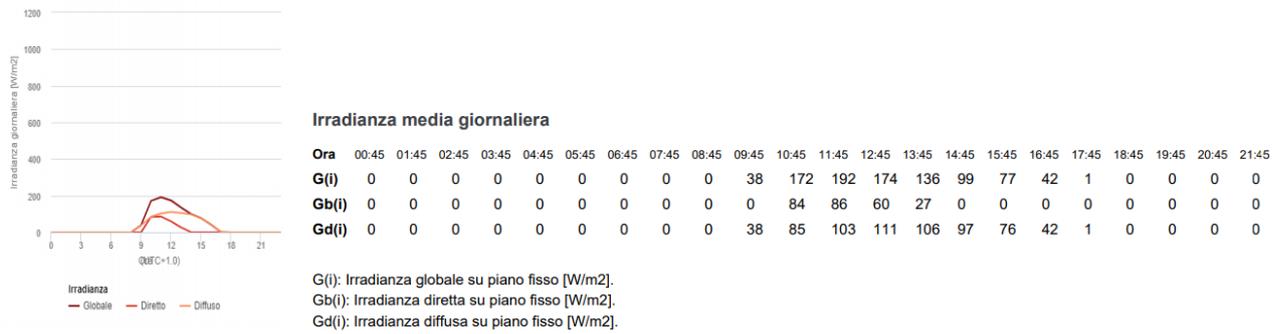


Figura 69 - Irradianza giornaliera media a gennaio [45]

Nella Figura 69 e nella Figura 70 sono esplicitati i valori di irradianza media nel corso di una giornata rispettivamente nei mesi di gennaio e luglio per l’installazione sul locale tecnico rivolta ad est. Come si evince dal grafico, l’angolo azimutale permette di sfruttare l’energia solare nella prime ore del mattino, quando la produzione da parte degli altri impianti fotovoltaici risulta più deficitaria.

### Irradianza media giornaliera su piano fisso con inclinazione 30° and azimuth -115°

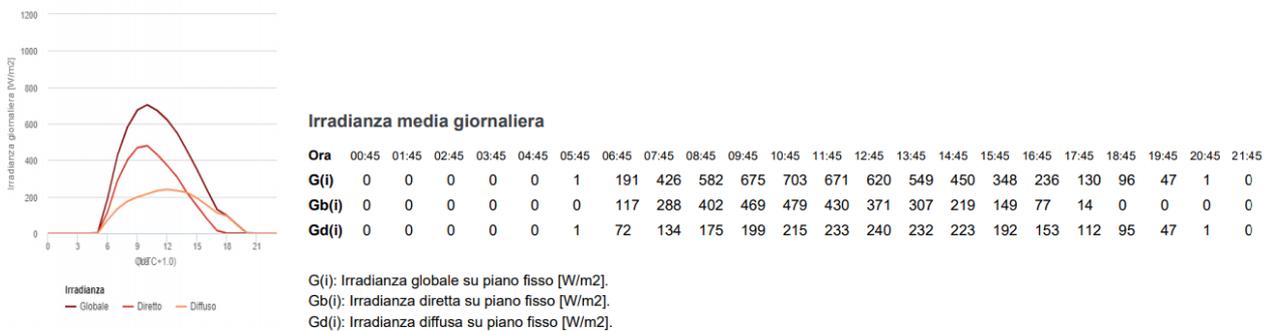


Figura 70 - Irradianza giornaliera media a luglio [45]

Un ragionamento analogo può essere applicato per le installazioni rivolte ad ovest, dove verrebbe sfruttata la quota di irraggiamento delle ultime ore diurne.

In questo modo, grazie ad un ampio spettro di ore giornaliere coperte, la potenza prodotta verrebbe distribuita uniformemente nel corso della giornata evitando pertanto il rischio di assistere a picchi di produzione in alcune ore del giorno e cessazione del servizio in altre.

### 11.6.2 Pannelli fotovoltaici

I pannelli fotovoltaici scelti sono di tipo silicio policristallino, con una potenza di picco di 327  $W_p$  e ad alta efficienza, garantendo un buon compromesso tra costo e prestazioni. Sono prodotti dall'azienda americana *SunPower* e nella Tabella 8 sono riassunti i principali dati di targa del pannello.

Grandezza	Valore	Unità di misura
Potenza nominale	327	$W_p$
Tolleranza di potenza	+5/-0	%
Efficienza media del modulo	20,4	%
$V_{mpp}$	54,7	V
$I_{mpp}$	5,98	A
$V_{oc}$	64,9	V
$I_{sc}$	6,46	A
Coeff. Temp. Potenza	-0,38	%/°C
Coeff. Temp. Tensione	-176,6	mV/°C
Coeff. Temp. Corrente	3,5	mA/°C

Tabella 8 - Dati di targa del pannello fotovoltaico

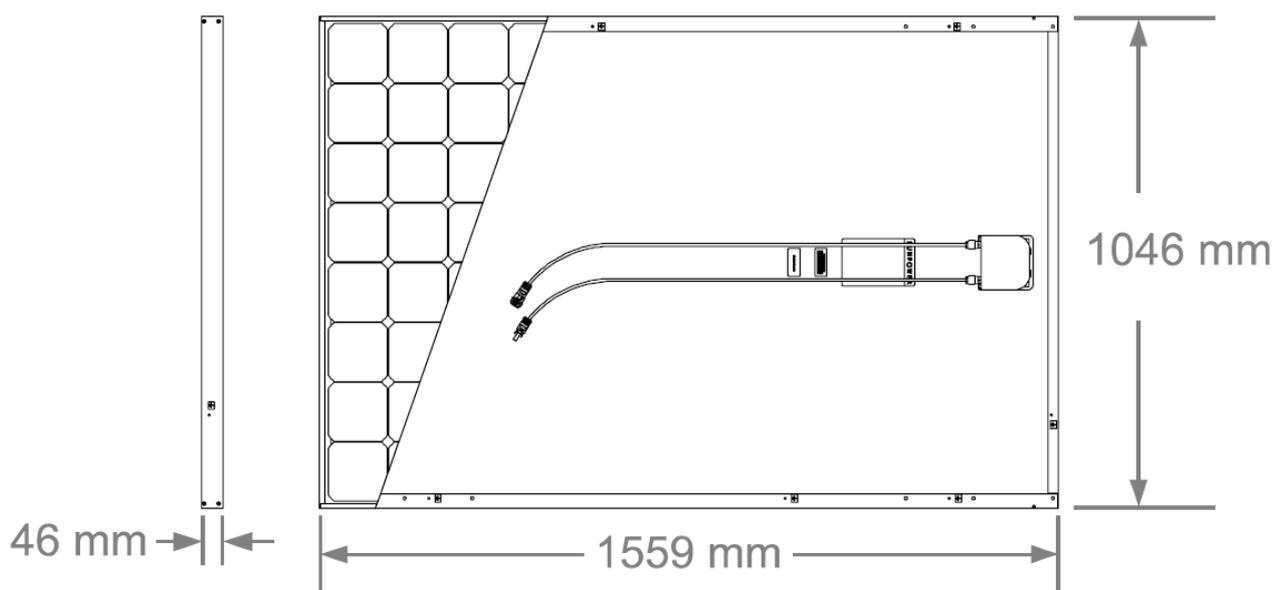


Figura 71 - Dimensioni pannello fotovoltaico SunPower

### 11.6.3 Produzione energetica da fotovoltaico

Per un corretto dimensionamento dell'impianto fotovoltaico occorre tenere in considerazione, oltre all'irradianza, anche la temperatura media del sito scelto. La distribuzione di tale dato nel corso dell'anno è stata ricavata tramite PVGIS e ha permesso di calcolare approfonditamente le prestazioni dei pannelli fotovoltaici.

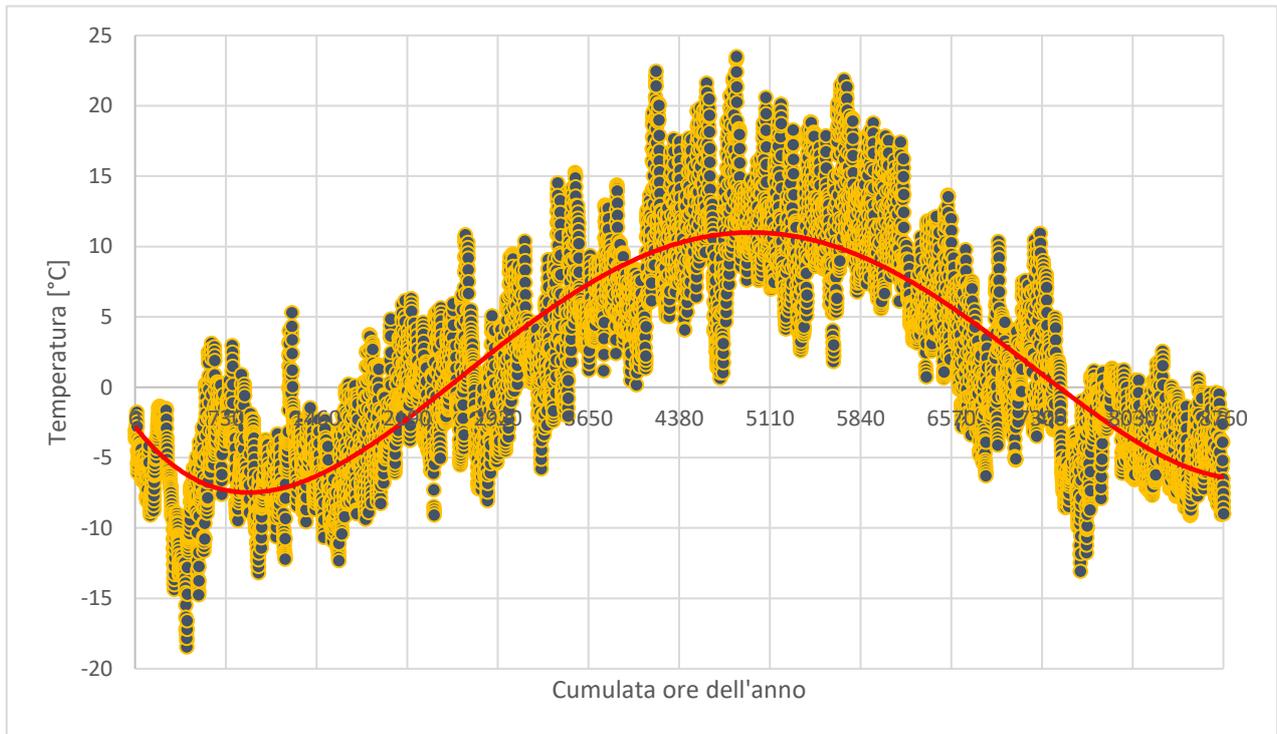


Figura 72 - Andamento temperature nel corso dell'anno [45]

La temperatura ambiente influisce sulle prestazioni dei pannelli in quanto la massima potenza estraibile, il voltaggio e l'intensità di corrente delle celle fotovoltaiche hanno valori differenti per diverse temperature di funzionamento. La temperatura delle celle viene calcolata con la seguente equazione:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20^\circ C}{800 W/m^2}$$

dove:

- $T_a$  è la temperatura ambiente;
- $NOCT$  (Normal Operating Cell Temperature) è la temperatura di equilibrio di una cella all'interno del modulo in condizioni standard, assunta per l'analisi pari a  $47^\circ C$ ;

Calcolando il valore di  $T_c$  è possibile ricavare la differenza di temperatura responsabile della variazione di performance della cella:

$$\Delta T_c = T_c - T_{STC}$$

Grazie a questo valore, si possono ricavare i valori delle più importanti grandezze in gioco:

$$I_{SC}(G, T_c) = I_{SC}(STC) \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 + \alpha_{I_{SC}} \cdot \Delta T_c)$$

$$U_{OC}(T_c) = U_{OC}(STC) \cdot (1 + \beta_{U_{OC}} \cdot \Delta T_c)$$

$$P_{max}(G, T_c) = P_{max}(STC) \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot (1 + \gamma_{P_{max}} \cdot \Delta T_c)$$

$$\eta_{temp}(T_c) = 1 + \gamma_{P_{max}} \cdot \Delta T_c$$

dove:

- $T_{STC}$  è la temperatura in condizioni test standard, pari a 25°C;
- $G_{STC}$  è l'irradianza in condizioni test standard, pari a 1.000 W/m<sup>2</sup>;
- $G$  è l'irradianza nelle condizioni di funzionamento;
- $\alpha_{I_{SC}}$ ,  $\beta_{U_{OC}}$  e  $\gamma_{P_{max}}$  sono i coefficienti che tengono conto delle diverse performance della cella per quanto riguarda rispettivamente la corrente di corto circuito, la tensione di circuito aperto e la potenza massima;
- $\eta_{temp}$  è il rendimento della cella dovuto alla variazione di temperatura rispetto alle condizioni test standard.

Dopo aver calcolato il rendimento della cella, è fondamentale analizzare gli altri aspetti relativi al corretto funzionamento di un pannello fotovoltaico:

- $\eta_{mismatch}$  dovuto alla non perfetta combinazione delle curve caratteristiche delle celle collegate in serie e in parallelo a formare il modulo;
- $\eta_{dirt-reflection}$  dovuto ad eventuali sedimenti che si depositano sul vetro frontale e alla riflessione della luce;

- $\eta_{spectrum}$  dovuto al differente spettro solare rispetto a quello di riferimento (AM=1,5);
- $\eta_{wiring}$  dovuto ai cavi, i diodi, i fusibili e gli interruttori;
- $\eta_{shading}$  dovuto all'ombreggiamento e alla non uniforme illuminazione del modulo;
- $\eta_{MPPT}$  dovuto alle prestazioni del MPPT;
- $\eta_{DC-AC}$  dovuto all'efficienza di conversione della corrente da continua ad alternata.

Tutti questi rendimenti possono essere considerati analizzando il *Performance Ratio*:

$$PR = \eta_{temp} \cdot \eta_{mismatch} \cdot \eta_{dirt-reflection} \cdot \eta_{spectrum} \cdot \eta_{wiring} \cdot \eta_{shading} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{DC-AC}$$

Una volta calcolato il PR, è possibile stabilire la produzione di energia elettrica tramite fotovoltaico nel corso dell'anno:

$$E_{AC} = P_N \cdot Y_R \cdot PR$$

dove:

- $P_N$  è la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico [kW];
- $Y_R$  rappresenta le ore equivalenti (*reference yield*), ossia il rapporto tra l'irraggiamento globale che colpisce la superficie attiva del modulo fotovoltaico in un determinato intervallo di tempo e l'irradianza in condizioni standard. Si misura in [ore/anno].

### 11.6.4 Inverter

Per la conversione dell'energia prodotta dai pannelli da DC in AC, in modo tale che sia usufruibile dagli utilizzatori del rifugio, si sceglie un inverter ottimizzato per il numero di moduli fotovoltaici e calibrato per lavorare entro un range ottimale. Tale scelta è ricaduta sul modello *Sunny Boy 3000TL*, il quale presenta una potenza massima di 3.200 W lato DC e 3.000 W lato AC, con un rendimento massimo pari al 97%. La tensione di ingresso nominale varia tra 175 V – 500 V lato DC, mentre l'uscita lato AC è monofase alla tensione di rete di 230 V. La massima corrente sul lato DC è 15 A per ogni ingresso, mentre sul lato AC 16 A.



Figura 73 - Inverter Sunny Boy [60]

Come nel caso della turbina e della pompa idrauliche, anche durante lo studio della produzione da fotovoltaico è stata utilizzata un'efficienza di conversione dell'inverter in funzione del rapporto tra la potenza effettiva e la potenza nominale.

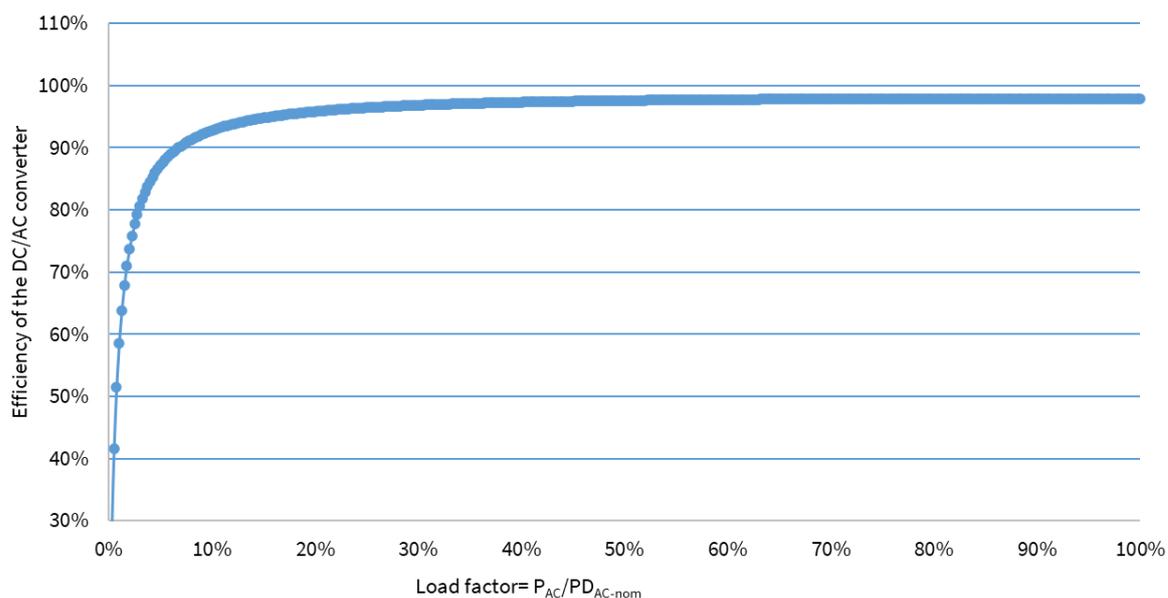


Figura 74 - Curva di efficienza inverter

### 11.6.5 Configurazione attuale

Attualmente il rifugio conta tre diverse installazioni di pannelli fotovoltaici. Sono infatti presenti due impianti rivolti a sud con una potenza di 1,60 kWp e 2,22 kWp, installati in una prima fase di lavori risalente al 2008, e un impianto rivolto a sud-ovest con una potenza di 3,27 kWp installato sopra la falda ovest di un locale tecnico con un'inclinazione di 30°. I due impianti rivolti a sud hanno inclinazioni differenti per soddisfare le differenti richieste stagionali: i pannelli con un'inclinazione molto accentuata sono studiati per l'inverno e non hanno bisogno di opere di manutenzione legate alla rimozione della neve in quanto l'inclinazione ne impedisce l'accumulo. I pannelli la cui posizione è pressoché orizzontale hanno una produzione particolarmente intensa in estate, quando l'orbita solare è alta, ma hanno necessità di essere puliti durante l'inverno, quando la neve tende ad accumularsi. La produzione energetica da fonte solare viene stimata in circa 27 kWh/giorno nel periodo che va da giugno a settembre, che corrisponde al periodo di maggior utilizzo del rifugio. L'impianto fotovoltaico attuale ha le seguenti caratteristiche:

	Potenza installata		Produzione specifica annua	
OVEST	3,27	kWp	1.087	kWh/kWp
SUD orizzontale	1,60	kWp	1.180	kWh/kWp
SUD verticale	2,22	kWp	1.039	kWh/kWp
<b>Totale</b>	<b>7,09</b>	<b>kWp</b>	<b>1.102</b>	<b>kWh/kWp</b>

	Produzione annua		Produzione media giugno-settembre	
OVEST	3.553	kWh/anno	13,3	kWh/giorno
SUD orizzontale	1.888	kWh/anno	7,1	kWh/giorno
SUD verticale	2.306	kWh/anno	6,9	kWh/giorno
<b>Totale</b>	<b>7.747</b>	<b>kWh/anno</b>	<b>27,3</b>	<b>kWh/giorno</b>

	Tilt angle		Orientamento	
OVEST	30	°	65	°
SUD orizzontale	15	°	0	°
SUD verticale	80	°	0	°

<i>Self-sufficiency</i>	80	%
<i>Self-consumption</i>	74	%

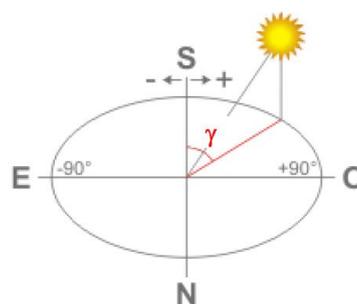


Figura 75 - Angolo orientamento [62]

### 11.6.6 Presentazione scenari dimensionamento fotovoltaico

Il dimensionamento fotovoltaico nasce dall'esigenza di integrare l'attuale sistema di produzione con nuove installazioni che incrementino la capacità e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico a livello sia stagionale sia giornaliero. L'obiettivo è di minimizzare l'entrata in funzione del gruppo elettrogeno per soddisfare i deficit energetici e, di conseguenza, l'emissione di sostanze inquinanti o climalteranti in atmosfera. A tal fine, sono state proposte tre differenti soluzioni per migliorare le prestazioni del sistema, distribuendo la produzione nel corso della giornata e aumentando la potenza di picco raggiungibile dall'impianto nel suo insieme.

Durante l'analisi, per ciascuno scenario sono stati compiuti i seguenti step:

- Innanzitutto, è stata scelta con precisione la localizzazione in cui le differenti configurazioni di pannelli verranno installate;
- Per ciascun sotto-impianto è stato fondamentale valutare, in base alle possibilità di installazione, i suoi tilt angle e orientamento in modo tale da calcolare, attraverso PVGIS, la quota di irraggiamento a cui il modulo è sottoposto nel corso dell'anno;
- A seconda dei dati di targa del pannello è stato possibile calcolare il suo *PR* (*Performance Ratio*) e, di conseguenza, la sua produzione specifica (oppure ore equivalenti), espressa in [kWh/kWp], in un determinato arco temporale;
- Dopo aver scelto la taglia dell'impianto, è stata calcolata l'energia prodotta nel suddetto arco temporale;
- In base alla distribuzione dell'irraggiamento su base sia annuale sia giornaliera, si è proceduto con le considerazioni relative ai periodi di maggior e minor producibilità, concentrandosi sul rapporto tra carico, produzione e accumulo in modo da soddisfare la richiesta energetica in ogni momento dell'anno e minimizzare la combustione del diesel nel gruppo elettrogeno.

Ad ogni scenario corrispondono differenti configurazioni, ognuna con la propria disposizione dei pannelli fotovoltaici e con determinati valori di potenza ed energia prodotta. A seconda di queste grandezze, sono state analizzate la quota di energia auto-consumata per soddisfare il carico e la capacità dell'intero rifugio di essere auto-sufficiente dal punto di vista energetico. Infine, confrontando i risultati delle analisi energetica, economica e ambientale, è stato possibile procedere con la scelta più consona alle priorità del rifugio.

I tre scenari analizzati nei prossimi paragrafi sono stati ipotizzati e studiati in collaborazione con Dimensione Ingegnerie, azienda specializzata anche nel settore fotovoltaico e operante in loco.

### 11.6.7 Scenario 1

La soluzione proposta consiste nell'installazione di moduli fotovoltaici sulla falda rivolta a est del locale tecnico che ospita il gruppo elettrogeno, ove sono già presenti pannelli rivolti a ovest. L'integrazione aggiunge 3,27 kWp, i quali comporterebbero una produzione media giornaliera di 12 kWh nei mesi tra giugno e settembre, quando il rifugio vede il massimo consumo elettrico, e sopperirebbero al deficit energetico nelle prime ore del mattino. Con l'installazione dei pannelli rivolti a est si otterrebbero i seguenti risultati:

	Potenza installata		Produzione specifica annua	
EST	3,27	kWp	881	kWh/kWp
OVEST	3,27	kWp	1.087	kWh/kWp
SUD orizzontale	1,60	kWp	1.180	kWh/kWp
SUD verticale	2,22	kWp	1.039	kWh/kWp
<b>Totale</b>	<b>10,36</b>	<b>kWp</b>	<b>1.046</b>	<b>kWh/kWp</b>

	Produzione annua		Produzione media giugno-settembre	
EST	2.880	kWh/anno	12,3	kWh/giorno
OVEST	3.553	kWh/anno	13,3	kWh/giorno
SUD orizzontale	1.888	kWh/anno	7,1	kWh/giorno
SUD verticale	2.306	kWh/anno	6,9	kWh/giorno
<b>Totale</b>	<b>10.627</b>	<b>kWh/anno</b>	<b>39,5</b>	<b>kWh/giorno</b>

	Tilt angle	
EST	30	°

	Orientamento	
	-115	°

Self-sufficiency	92	%
Self-consumption	59	%



Figura 76 - Localizzazione dell'impianto fotovoltaico rivolto a est

### 11.6.8 Scenario 2

Se si prendesse in considerazione l'idea di inserire anche 10 pannelli sulla falda a est del dormitorio e 10 su quella a ovest (per un totale di 6,54 kWp), la produzione verrebbe aumentata di circa 26,6 kWh/giorno:

	Potenza installata		Produzione specifica annua	
EST	3,27	kWp	881	kWh/kWp
OVEST	3,27	kWp	1.087	kWh/kWp
SUD orizzontale	1,60	kWp	1.180	kWh/kWp
SUD verticale	2,22	kWp	1.039	kWh/kWp
EST dormitorio	3,27	kWp	991	kWh/kWp
OVEST dormitorio	3,27	kWp	1.045	kWh/kWp
<b>Totale</b>	<b>16,9</b>	<b>kWp</b>	<b>1.037</b>	<b>kWh/kWp</b>

	Produzione annua		Produzione media giugno-settembre	
EST	2.880	kWh/anno	12,3	kWh/giorno
OVEST	3.553	kWh/anno	13,3	kWh/giorno
SUD orizzontale	1.888	kWh/anno	7,1	kWh/giorno
SUD verticale	2.306	kWh/anno	6,9	kWh/giorno
EST dormitorio	3.240	kWh/anno	13,3	kWh/giorno
OVEST dormitorio	3.417	kWh/anno	13,3	kWh/giorno
<b>Totale</b>	<b>17.283</b>	<b>kWh/anno</b>	<b>66,1</b>	<b>kWh/giorno</b>

	Tilt angle		Orientamento	
EST dormitorio	20	°	-100	°
OVEST dormitorio	20	°	80	°

<i>Self-sufficiency</i>	96	%
<i>Self-consumption</i>	39	%



Figura 77 - Installazioni fotovoltaiche su dormitorio e locale tecnico [44]

Nella Figura 77 sono evidenziati i siti d'installazione di questo scenario. In particolare, vengono mostrate in giallo le falde ad est e ad ovest del dormitorio, in verde la falda rivolta ad est del locale tecnico.

Dai dati attualmente disponibili, il consumo giornaliero medio del rifugio nei mesi estivi è di circa 40 kWh/giorno, il che significa che l'installazione dei nuovi pannelli, contestualmente all'utilizzo di sistemi di accumulo energetico, potrebbe portare pressoché al pieno soddisfacimento della richiesta energetica della struttura.

Inoltre, dalle analisi effettuate, i 16,9 kWp installati non comprometterebbero le prestazioni dell'inverter in quanto, essendo i pannelli disposti ad est, a sud e ad ovest, la produzione energetica risulterebbe sfasata nel corso della giornata, arrivando a produrre un massimo di potenza istantanea di circa 11,1 kW, valore gestibile dall'inverter senza causare danni.



Figura 78 - Visuale aerea dormitorio Rifugio Bertone [56]

### 11.6.9 Scenario 3

Tra i miglioramenti proposti vi è inoltre l'ipotesi di sostituzione dei pannelli rivolti a sud (i primi ad essere stati installati) garantendo così un incremento dell'efficienza dell'impianto, una maggiore produzione e un ulteriore risparmio sui costi energetici.

La produzione energetica dell'attuale configurazione con la sostituzione dei pannelli a sud potrebbe raggiungere quasi i 37 kWh/giorno, con un miglioramento di 9,4 kWh/giorno, equivalente ad un +34,4% rispetto all'attuale situazione. Tale miglioramento sarebbe il frutto dei progressi tecnologici negli ultimi dieci anni e al naturale calo di performance dei pannelli attuali.

In questo scenario si prevede anche di inserire pannelli fotovoltaici sulla falda a est del locale tecnico come nello scenario 1, in modo da incrementare ulteriormente la produzione giornaliera. I risultati sono di seguito riassunti:

	Potenza installata		Produzione specifica annua	
OVEST	3,27	kWp	1.087	kWh/kWp
SUD orizzontale	2,62	kWp	1.180	kWh/kWp
SUD verticale	3,92	kWp	1.004	kWh/kWp
EST	3,27	kWp	881	kWh/kWp
<b>Totale</b>	<b>13,08</b>	<b>kWp</b>	<b>1.038</b>	<b>kWh/kWp</b>

	Produzione annua		Produzione media giugno-settembre	
OVEST	3.553	kWh/anno	13,3	kWh/giorno
SUD orizzontale	3.087	kWh/anno	11,6	kWh/giorno
SUD verticale	3.939	kWh/anno	11,8	kWh/giorno
EST	2.880	kWh/anno	12,3	kWh/giorno
<b>Totale</b>	<b>13.459</b>	<b>kWh/anno</b>	<b>48,9</b>	<b>kWh/giorno</b>

<i>Self-sufficiency</i>	94	%
<i>Self-consumption</i>	49	%



Figura 79 - Pannelli fotovoltaici rivolti a sud

Nella Figura 79 sono presenti i pannelli fotovoltaici rivolti a sud. In particolare, vi sono i pannelli con un tilt angle di  $15^\circ$  in primo piano e quelli con un tilt angle di  $80^\circ$  sullo sfondo, il cui ancoraggio avviene presso la parete rocciosa presente alle spalle del rifugio. Queste due installazioni sono strategiche ai fini della producibilità nel corso dell'anno, in quanto d'estate, quando l'orbita solare è più alta, la configurazione piatta è responsabile di una consistente produzione; d'inverno invece, quando l'orbita solare è più bassa, la forte inclinazione dei pannelli a ridosso della parete rocciosa permette un buon sfruttamento dell'irradianza solare.

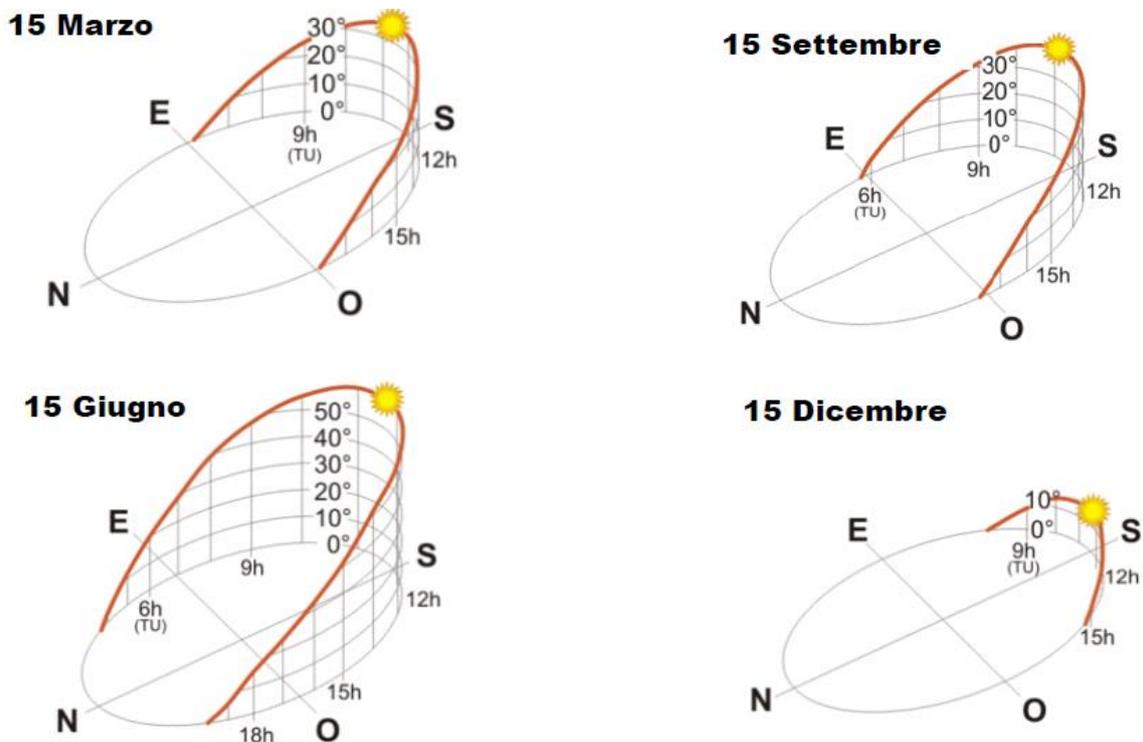


Figura 80 - Orbita solare nel corso dell'anno (valori medi latitudine  $45^\circ$ ) [18]

## 11.7 Dimensionamento eolico

Il generatore eolico installato è stato scelto fra i modelli disponibili sul mercato in modo da soddisfare le esigenze di produzione richieste. Il sistema eolico attualmente installato è composto da un generatore ad asse verticale, con turbina di tipo *Savonius*, potenzialmente in grado di generare circa 2.000 kWh/anno, corrispondenti a più di 5 kWh/giorno. Tuttavia, la morfologia del territorio tende a smorzare l'effetto utile del vento, riducendo così la produzione da fonte eolica, la cui natura è incostante e poco intensa. In seguito a stime legate ad analoghi casi studio, la produzione è valutata essere di circa 500 kWh/anno.

La turbina ha un profilo alare composto principalmente da due lamiere verticali curvate a semicirconferenza, atte a far ruotare un generatore asincrono trifase a magneti permanenti, sfruttando la coppia motrice determinata dalla differenza di resistenza offerta dal vento sulle superfici verticali disposte simmetricamente rispetto all'asse stesso.



Figura 81 - Turbina eolica ad asse verticale

La Figura 82 mostra le prestazioni della turbina eolica in funzione della velocità media annua del vento e del coefficiente di forma. È importante notare che la velocità del vento dev'essere compresa in un determinato range di funzionamento, che va dalla velocità minima  $v_{cut-in}$  alla velocità massima  $v_{cut-off}$ . Il coefficiente di forma influenza il valore di energia prodotta, ma l'andamento di quest'ultima al variare della velocità è analogo per i diversi valori assunti da  $k$ .

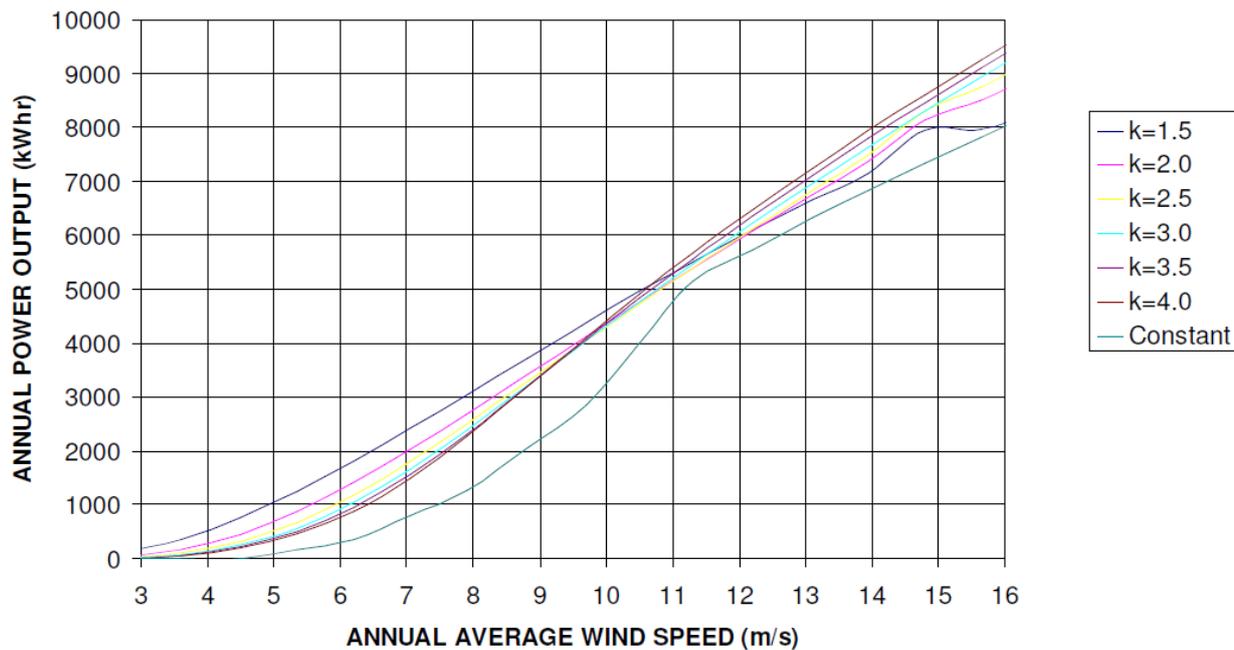


Figura 82 - Curve prestazione turbina eolica Helix S322 [59]

Grazie a PVGIS è stato possibile conoscere la distribuzione del vento nel corso dell'anno esattamente presso il sito d'installazione della turbina eolica, come evidenziato in Figura 83. Come prevedibile studiando la morfologia del territorio, la velocità del vento è spesso smorzata dal complesso montuoso che circonda l'area di Courmayeur, soprattutto dal massiccio del Monte Bianco.

Tuttavia, la produzione energetica da fonte eolica non è stata trascurata. Essa è infatti responsabile di una quantità di energia giornaliera mediamente di 1-2 kWh (Figura 84), il che porta a considerare l'impianto eolico al servizio del rifugio Bertone non come una fonte principale di approvvigionamento energetico, ma come un valido contributo nell'ottica di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute alla combustione del diesel nel gruppo elettrogeno.

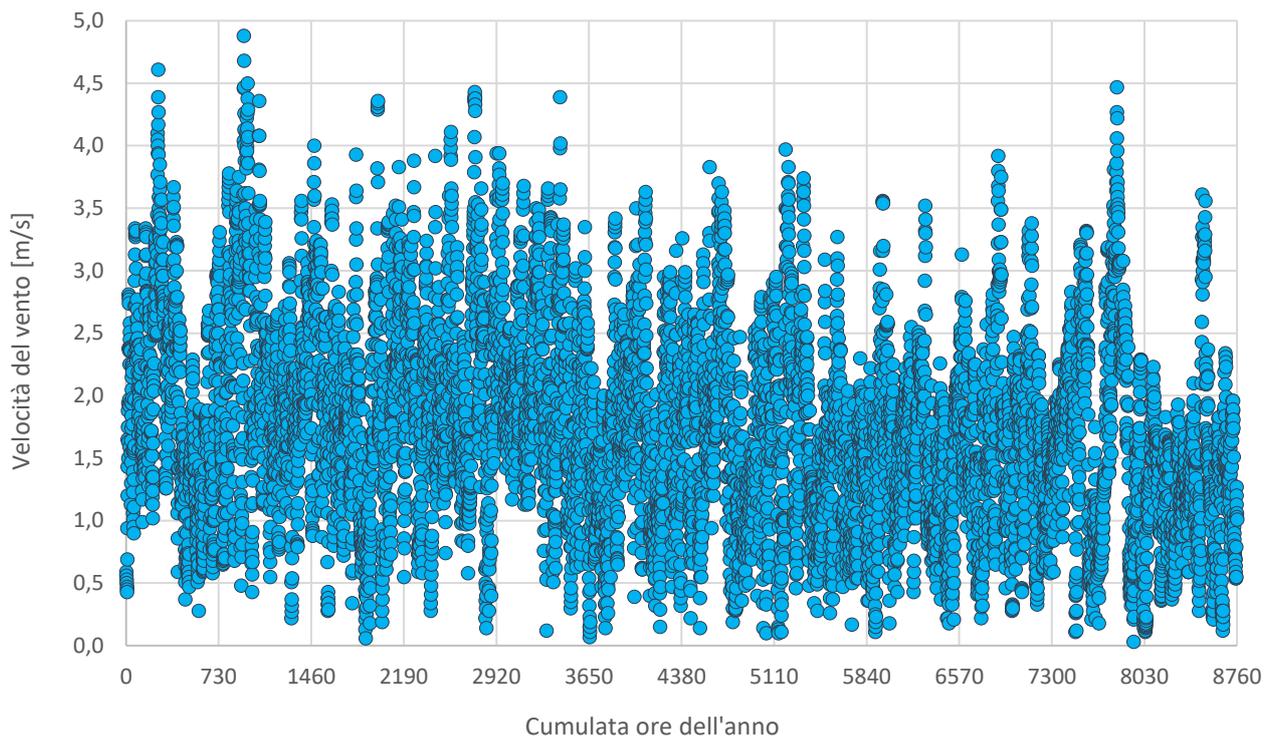


Figura 83 - Distribuzione annua del vento [45]

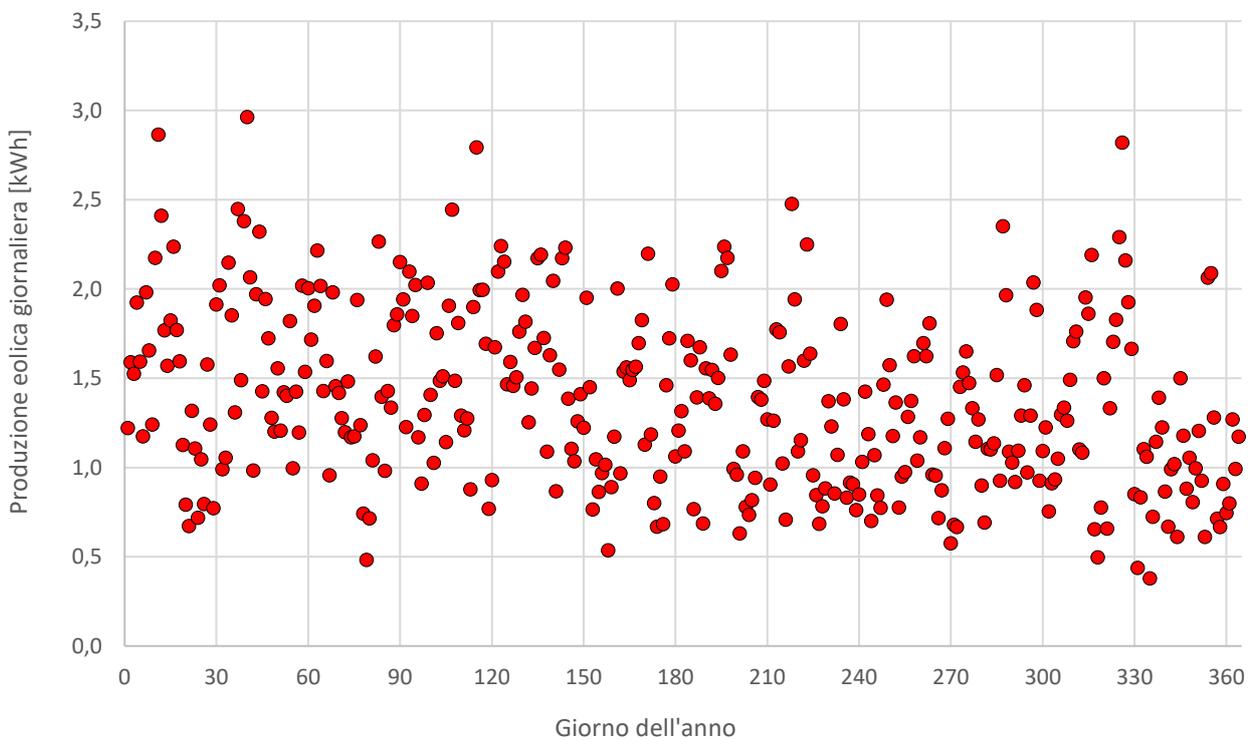
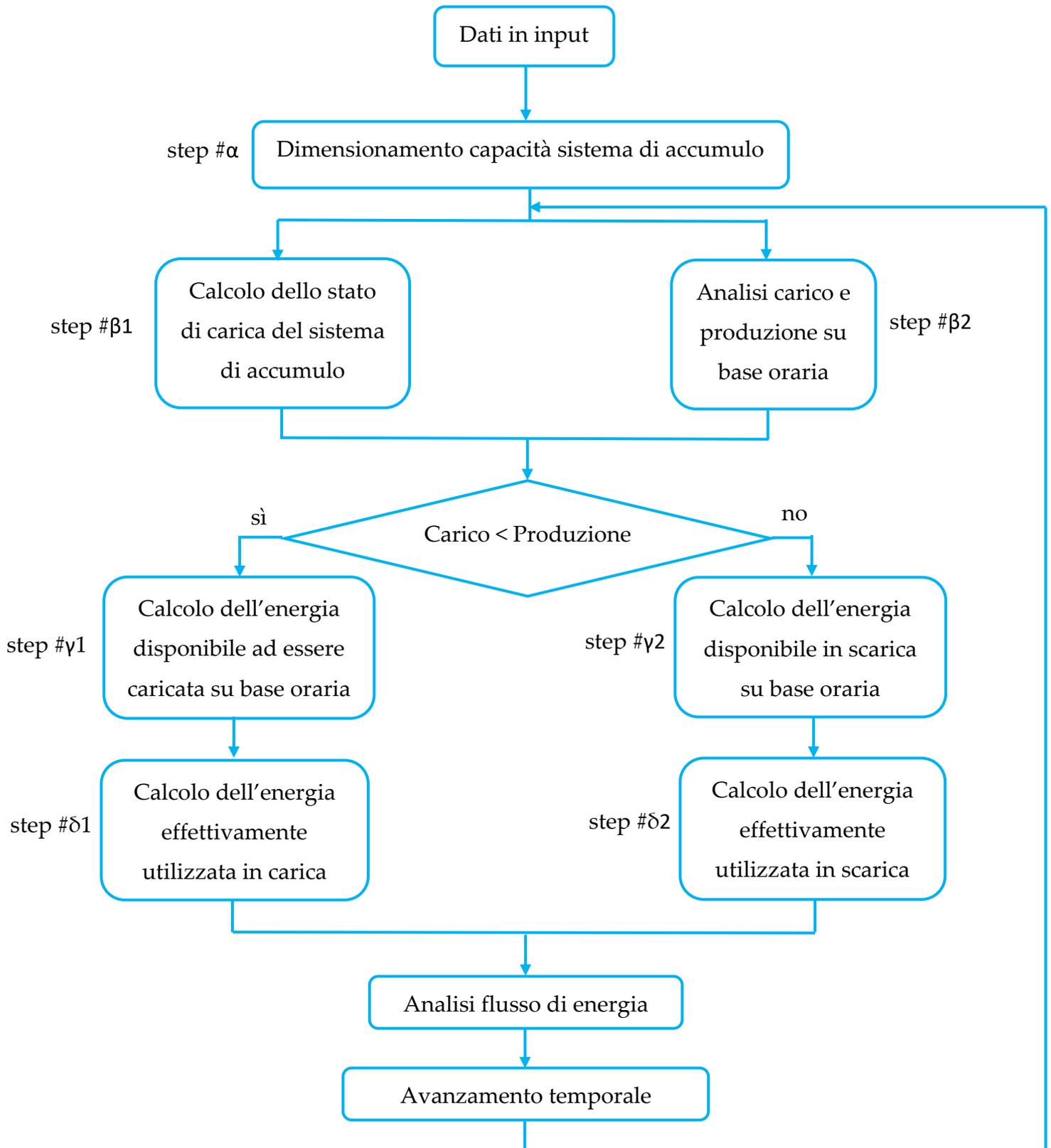


Figura 84 - Produzione annua da eolico

## 11.8 Dimensionamento sistema di accumulo

### 11.8.1 Modello sistema di accumulo



## 11.8.2 Accumulo elettrochimico

### 11.8.2.1 STEP #α

Il primo passo da compiere per un corretto studio del sistema di accumulo è il suo dimensionamento, cioè l'analisi di quelle grandezze direttamente collegate al soddisfacimento della richiesta energetica che il sistema è in grado di soddisfare.

Nel caso di una batteria elettrochimica, la prima grandezza da analizzare è la capacità di energia stoccabile, misurata in [kWh] e definita come:

$$C_{storage} = \frac{n_{giorni} \cdot E_{load}}{\eta_{BI} \cdot DOD}$$

dove:

- $n_{giorni}$  rappresenta il numero di giorni di autonomia che si vuole garantire al sistema in caso di mancata produzione;
- $E_{load}$  è il carico energetico da soddisfare giornalmente;
- $\eta_{BI}$  è il rendimento totale del sistema batteria-inverter;
- $DOD$  (*Depth Of Discharge*) è la profondità di scarica che la tipologia di batteria scelta è in grado di gestire senza andare incontro a un'eccessiva degradazione della stessa.

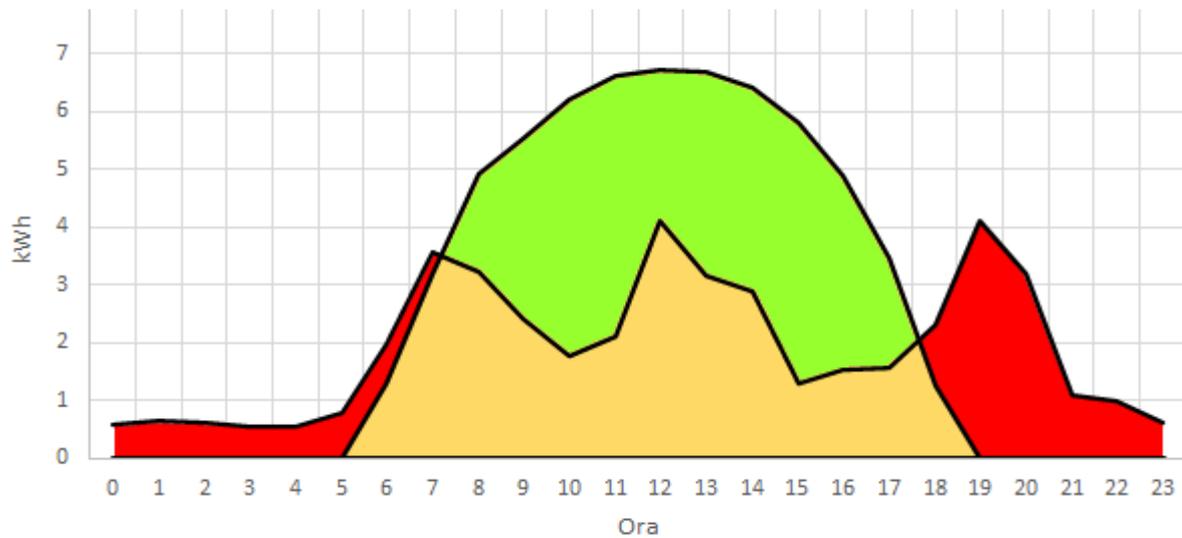
Ipotizzando di soddisfare il carico per un giorno in caso di produzione nulla ( $n_{giorni} = 1$ ), con una richiesta energetica di 40 kWh/giorno ( $E_{load} = 40 \text{ kWh/giorno}$ ), un rendimento batteria-inverter pari all'80% ( $\eta_{BI} = 0,80$ ) e una profondità di scarica del 50% ( $DOD = 0,50$ ), la capacità della batteria risulta essere:

$$C_{storage} = \frac{1 \text{ giorno} \cdot 40 \text{ kWh/giorno}}{0,80 \cdot 0,50} = 100 \text{ kWh}$$

In base ai modelli disponibili sul mercato, è stato scelto un pacco batterie con capacità pari a 103,68 kWh.

Inoltre, analizzando il profilo infra-giornaliero del carico e della produzione di una giornata media estiva si può comprendere come, in condizioni normali, il deficit energetico accumulato nelle ore di produzione nulla o insufficiente a coprire l'intera richiesta raggiunge mediamente i 16 kWh/giorno (area rossa in Figura 86).

Figura 86 - Carico e produzione media estiva



$$\text{Area verde} \rightarrow \text{Produzione}(t) > \text{Carico}(t) \rightarrow \int_{t_0}^{t_{\text{end}}} (\text{Produzione}(t) - \text{Carico}(t)) dt$$

$$\text{Area rossa} \rightarrow \text{Produzione}(t) < \text{Carico}(t) \rightarrow \int_{t_0}^{t_{\text{end}}} (\text{Carico}(t) - \text{Produzione}(t)) dt$$

### 11.8.2.2 STEP #β1

Dopo il dimensionamento, occorre ricavare lo stato di carica del sistema di accumulo che, nel caso delle batterie, viene definito dalla seguente equazione:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) - \frac{E_{batt,DC}(t - 1)}{C_{storage}}$$

dove:

- $E_{batt,DC}(t - 1)$  è l'energia media su base oraria utilizzata dalla batteria in fase di carica (valore negativo) o in fase di scarica (valore positivo);
- $C_{storage}$  è la capacità totale della batteria, espressa in kWh;
- $SOC$  è lo stato della carica (*State Of Charge*), che viene inizializzato (a  $t=0$ ) al valore di 100%. Esso decresce nel tempo in fase di scarica e aumenta in fase di carica.

### 11.8.2.3 STEP #β2

Uno step fondamentale da svolgere parallelamente al calcolo dello stato di carica è il confronto tra il carico richiesto dall'utenza e la produzione da fonti rinnovabili. Esso ci permette infatti di conoscere il bilancio tra la generazione e il consumo.

$$E_{bilancio}(t) = E_{RES}(t) - E_{load}(t)$$

Le alternative possibili possono essere le seguenti:

- 1) la differenza è positiva perché la produzione è maggiore del carico:

$$E_{RES}(t) > E_{load}(t) \rightarrow E_{bilancio}(t) > 0$$

In questo caso occorre tener presente che la quantità di energia in eccesso che verrà stoccata non sarà pari al bilancio netto di produzione e consumo, in quanto la fase di carica di un sistema di accumulo ha delle efficienze di conversione dell'energia. Pertanto, nel sistema di accumulo verrà immagazzinata una quota di energia ricavabile dalla seguente equazione:

$$E_{netta,carica} = E_{bilancio} \cdot \eta_{carica}$$

dove  $\eta_{carica}$  rappresenta l'efficienza di conversione durante la fase di carica. Essendo questo valore compreso tra 0 e 1, la quantità di energia immagazzinabile sarà inferiore a quella potenzialmente disponibile.

- 2) la differenza è negativa perché la richiesta di energia da parte dell'utenza è superiore alla produzione:

$$E_{RES}(t) < E_{load}(t) \rightarrow E_{bilancio}(t) < 0$$

Anche in questo caso occorre tener presente che la quantità di energia estraibile dal sistema di accumulo non sarà pari al bilancio netto di produzione e consumo, in quanto anche durante la fase di scarica del sistema di accumulo parte dell'energia verrà persa.

Di conseguenza, la quota di energia utilizzabile sarà pari a:

$$E_{netta,scarica} = \frac{E_{bilancio}}{\eta_{scarica}}$$

dove  $\eta_{scarica}$  rappresenta l'efficienza di conversione durante la fase di scarica. Si farà quindi ricorso ad una quota di energia maggiore all'interno del sistema di accumulo per rispettare la richiesta di carico.

A seconda dell'esito di questo confronto, si seguiranno due strade differenti (vedi schema di flusso).

#### 11.8.2.4 STEP # $\gamma$ 1

In questo step si procede al calcolo dell'energia all'interno del sistema di accumulo che è disponibile alla scarica, non considerando ancora il rendimento di conversione nel passaggio dal lato DC al lato AC.

L'energia disponibile nel caso della batteria è pari a:

$$E_{disponibile} = [SOC(t) - SOC_{min}] \cdot C_{storage}$$

dove:

- $SOC_{min}$  è lo stato di carica minimo sotto il quale si potrebbero verificare fenomeni di invecchiamento e degradazione prematura della batteria;

#### 11.8.2.5 STEP # $\delta$ 1

Non tutta l'energia calcolata nello STEP # $\gamma$ 1 potrà essere utilizzata. In particolare, per il calcolo dell'energia erogabile si ricorre alla seguente equazione:

$$E_{erogabile}(t) = \min(E_{disponibile}(t); -E_{netta,scarica}(t); E_{lim})$$

dove  $E_{lim}$  è legata alla potenza massima che può essere assorbita o erogata dalle batterie. In questo modo si ricava l'energia che andrà a soddisfare il carico quando la produzione diretta non sarà in grado di coprire la richiesta. A questo punto si calcola l'energia effettivamente utilizzata, al netto delle perdite di conversione:

$$E_{erogata}(t) = E_{erogabile}(t) \cdot \eta_{scarica}$$

### 11.8.2.6 STEP # $\gamma$ 2

In questo step, a differenza dello STEP # $\gamma$ 1, si valuta l'energia con la quale è possibile caricare il sistema di accumulo, inizialmente senza considerare i rendimenti di conversione. L'energia che la batteria è in grado di immagazzinare è pari a:

$$E_{disponibile} = [SOC_{max} - SOC(t)] \cdot C_{storage}$$

dove:

- $SOC_{max}$  è lo stato di carica massimo, tendenzialmente uguale al 100%.

### 11.8.2.7 STEP # $\delta$ 2

Non tutta l'energia calcolata potrà essere utilizzata. In particolare, per il calcolo della potenza erogabile si ricorre alla seguente equazione:

$$E_{erogabile}(t) = -\min(E_{disponibile}(t); E_{netta,carica}(t); E_{lim})$$

Il segno negativo riflette il significato fisico secondo cui l'energia erogabile è entrante nel sistema. A questo punto si calcola l'energia effettivamente utilizzata, al netto delle perdite di conversione:

$$E_{erogata}(t) = \frac{E_{erogabile}(t)}{\eta_{carica}}$$

### 11.8.3 Accumulo idroelettrico

L'analisi del sistema di accumulo idroelettrico è analoga a quella per l'accumulo elettrochimico, ma con le opportune variabili dovute alle diverse tipologie di energie che entrano in gioco. In particolare, se nelle batterie vi era una conversione diretta da energia chimica a elettrica, nell'idroelettrico l'energia è inizialmente sotto forma di energia potenziale, per poi convertirsi in energia cinetica, meccanica e infine elettrica.

#### 11.8.3.1 STEP #α

In questo caso, l'energia stoccabile è in funzione del volume di liquido immagazzinabile, definito con la seguente equazione:

$$E_{stoccabile} = \rho \cdot g \cdot H \cdot V_{TOT} = 6,38 \text{ kWh}$$

dove:

- $V_{TOT}$  è il volume totale d'acqua che la vasca è in grado di contenere, ipotizzato pari a 30.000 L nel *case study* in esame;
- $\rho$  è la densità dell'acqua, supposta costante e pari a 1.000 kg/m<sup>3</sup>;
- $g$  è l'accelerazione di gravità, supposta costante e pari a 9,81 m/s<sup>2</sup>
- $H$  è il dislivello presente tra la vasca di monte e la turbina a valle, pari a 78 m;
- $E_{stoccabile}$  è l'energia potenzialmente stoccabile nel sistema idroelettrico, senza considerare le perdite. Questo valore è importante perché, se confrontato con il carico giornaliero, permette di stimare immediatamente il potenziale del sistema di accumulo, ossia l'autonomia che garantisce in caso di cessata produzione.

#### 11.8.3.2 STEP #β1

Nel caso di una vasca contenente acqua da utilizzare in un impianto idroelettrico, è possibile considerare lo stato di carica in funzione del volume di acqua residua. Ne deriva quindi la seguente equazione:

$$V(t) = V(t - 1) - Q(t - 1) \cdot \Delta t$$

dove:

- $V$  è il volume di acqua contenuta nella vasca in un certo istante di tempo;
- $Q$  è la portata volumetrica, la quale ha un valore positivo se viene utilizzata per alimentare la turbina, un valore negativo se viene pompata verso la vasca di accumulo a monte;

- $\Delta t$  è l'intervallo di tempo analizzato durante il quale la portata è supposta costante, considerato pari a 1 h.

Il valore del volume così ricavato permette di calcolare la percentuale di riempimento della vasca di accumulo a monte, definita come il rapporto tra il volume istantaneo di acqua presente e il volume totale della vasca:

$$PTF(t) = \frac{V(t)}{V_{TOT}}$$

dove *PTF* (*Percentage Tank Filling*) è il riempimento della vasca percentuale, equivalente allo SOC delle batterie.

Conoscere il volume residuo in ogni momento nella vasca di accumulo è importante perché permette di regolare la portata d'acqua che è possibile mandare dalla pompa durante la carica o erogare verso la turbina durante la scarica. La portata istantanea influenza la potenza e, in ultima analisi, i rendimenti di pompa e turbina. Questi ultimi sono stati ricavati per modelli diversi nel funzionamento e nel design, ma con la caratteristica comune di avere performance dipendenti dalla percentuale di potenza impiegata rispetto a quella nominale.

$$\eta_{t,p} = \eta_{t,p}(P)$$

$$P = P(Q, H)$$

$$Q(t) = \frac{V(t-1) - V(t)}{\Delta t}$$

dove:

- $P$  è la potenza istantanea di funzionamento del sistema;
- $\eta_{t,p}$  rappresenta i rendimenti della turbina e della pompa, definiti come:

$$\eta_{t,p} = \eta_{idr} \cdot \eta_{vol} \cdot \eta_{mec}$$

dove:

- $\eta_{idr}$  è il rendimento idraulico, il quale tiene conto delle perdite per attrito tra il fluido e le superfici interne della turbina/pompa;
- $\eta_{vol}$  è il rendimento volumetrico, che tiene conto dei trafilamenti dovuti ai giochi;
- $\eta_{mec}$  è il rendimento meccanico, il quale tiene conto delle perdite per attrito tra organi meccanici della turbina/pompa.

Tuttavia, per semplificare l'analisi, il termine  $\eta_{t,p}$  viene scelto graficamente in funzione del rapporto tra la potenza istantanea e la potenza nominale.

### 11.8.3.3 STEP #β2

Un altro step fondamentale è il confronto tra il carico richiesto dall'utenza e la produzione da fonti rinnovabili. Esso ci permette infatti di conoscere la potenza media richiesta dal gruppo elettrogeno o stoccabile in sistemi di accumulo come differenza tra la generazione e il consumo. Il bilancio è espresso dalla seguente equazione:

$$E_{bilancio}(t) = E_{RES}(t) - E_{load}(t)$$

Le alternative possibili possono essere le seguenti:

- 1) la differenza è positiva perché la produzione è maggiore del carico:

$$E_{RES}(t) > E_{load}(t) \rightarrow E_{bilancio}(t) > 0$$

In questo caso occorre tener presente che la quantità di energia in eccesso che verrà stoccata non sarà pari al bilancio netto di produzione e consumo, in quanto la pompa che verrà utilizzata per trasportare l'acqua a monte sarà soggetta a perdite. Pertanto, nel sistema di accumulo verrà immagazzinata una quota di energia ricavabile dalla seguente equazione:

$$E_{netta,carica} = E_{bilancio} \cdot \eta_{carica}$$

dove  $\eta_{carica}$  rappresenta l'efficienza durante la fase di carica, dovuta alle perdite sulla pompa e sulle condotte durante il trasporto a monte.

- 2) la differenza è negativa perché la richiesta di energia da parte dell'utenza è superiore alla produzione:

$$E_{RES}(t) < E_{load}(t) \rightarrow E_{bilancio}(t) < 0$$

Anche in questo caso occorre tener presente che la quantità di energia estraibile dal sistema di accumulo non sarà pari al bilancio netto di produzione e consumo, in quanto anche durante la fase di scarica del sistema di accumulo parte dell'energia verrà persa, in parte a causa del trasporto sulle condotte e in parte a causa del rendimento della turbina a valle.

Di conseguenza, la quota di energia utilizzabile sarà pari a:

$$E_{netta,scarica} = \frac{E_{bilancio}}{\eta_{scarica}}$$

dove  $\eta_{scarica}$  rappresenta l'efficienza di conversione durante la fase di scarica.

A seconda dell'esito di questo confronto, si seguiranno due strade differenti.

#### 11.8.3.4 STEP # $\gamma$ 1

In questo step si procede al calcolo dell'energia all'interno del sistema di accumulo che è disponibile alla scarica, non considerando ancora il rendimento di conversione nell'utilizzo della turbina e della pompa nel caso dell'idroelettrico.

L'energia disponibile nel caso del sistema idroelettrico è pari a:

$$E_{disponibile} = [PTF(t) - PTF_{min}] \cdot \frac{V(t) \cdot \rho \cdot g \cdot H_0}{3,6 \cdot 10^6}$$

dove:

- $PTF_{min}$  è la percentuale di volume minimo che deve essere presente nella vasca di accumulo per garantire il suo corretto funzionamento, ipotizzata al 5%;
- il prodotto  $V(t) \cdot \rho \cdot g \cdot H_0$  definisce la capacità di stoccaggio del bacino idrico.

Dall'analisi dimensionale risulta infatti:

$$A m^3 \cdot B \frac{kg}{m^3} \cdot C \frac{m}{s^2} \cdot D m \cdot \frac{1 h}{3600 s} \cdot \frac{1 kW}{1000 W} \rightarrow \left[ kg \cdot \frac{m}{s^2} \cdot m \cdot \frac{kWh}{J} = N \cdot m \cdot \frac{kWh}{J} = kWh \right]$$

Dove A, B, C e D rappresentano i valori numerici delle grandezze sopracitate.

### 11.8.3.5 STEP #δ1

Non tutta l'energia calcolata nello STEP #γ1 potrà essere utilizzata. In particolare, per il calcolo della potenza erogabile si ricorre alla seguente equazione:

$$E_{erogabile}(t) = \min(E_{disponibile}(t); -E_{netta,scarica}(t); E_{lim})$$

Dove  $E_{lim}$  è legata alla potenza massima con cui possono lavorare la pompa e la turbina. In questo modo si ricava l'energia che andrà a soddisfare il carico quando la produzione diretta non sarà in grado di coprire la richiesta. A questo punto si calcola l'energia effettivamente utilizzata, al netto delle perdite della turbina e delle condotte:

$$E_{erogata}(t) = E_{erogabile}(t) \cdot \eta_{scarica}$$

### 11.8.3.6 STEP #γ2

In questo step si valuta l'energia con la quale è possibile caricare il sistema di accumulo, in primo luogo senza considerare i rendimenti di conversione.

L'energia che il sistema idroelettrico è in grado di immagazzinare è pari a:

$$E_{disponibile} = [PTF_{max} - PTF(t)] \cdot \frac{V_{tot} \cdot \rho \cdot g \cdot H_0}{3,6 \cdot 10^6}$$

dove:

- $PTF_{max}$  è lo stato di carica massimo, tendenzialmente uguale al 100%.

### 11.8.3.7 STEP #δ2

Non tutta l'energia calcolata potrà essere utilizzata. In particolare, per il calcolo della potenza erogabile si ricorre alla seguente equazione:

$$E_{erogabile}(t) = -\min(E_{disponibile}(t); E_{netta,carica}(t); E_{lim})$$

Il segno negativo riflette il significato fisico secondo cui la potenza erogabile è entrante nel sistema. Infine, si calcola l'energia effettivamente utilizzata, al netto delle perdite di conversione:

$$E_{erogata}(t) = \frac{E_{erogabile}(t)}{\eta_{carica}}$$

#### 11.8.4 Condizioni attuali

Il sistema di accumulo attualmente presente è composto da due pacchi batterie al piombo-acido caratterizzate da una tensione di 48 V e una capacità di 1.080 Ah ciascuno, che si traducono in una quantità di energia stoccabile pari a 103,68 kWh e di energia prelevabile di 51,84 kWh (a causa dei vincoli tecnologici propri delle batterie al piombo, non è consigliabile scaricare più del 50% delle batterie per non abbatte la vita utile).

#### 11.9 Considerazioni impianti ausiliari

L'impianto attuale fa ancora affidamento ad un gruppo elettrogeno, il quale comporta il consumo di carburante da fonte fossile e il trasporto dello stesso tramite elicottero. Questa configurazione, oltre ad avere un peso economico importante, non è ecosostenibile e il superamento dell'esigenza di produrre energia elettrica da questa installazione è prevista per ogni tipologia di scenario ipotizzata. Tuttavia, questo impianto ausiliario non è da eliminare integralmente, in quanto è fondamentale per garantire un approvvigionamento energetico in caso di emergenza e/o malfunzionamento dei principali sistemi di produzione e per accontentare la necessità di scarica/ricarica profonda del gruppo batterie.

## 11.10 Risultati analisi energetica

### 11.10.1 Fotovoltaico

In base all'analisi di sensitività svolta, sia l'auto-sufficienza sia l'auto-consumo assumono un andamento di forte dipendenza dalla taglia dell'impianto fotovoltaico. In particolare, quando quest'ultimo assume dimensioni ridotte, le grandezze analizzate variano significativamente; quando, invece, si hanno impianti di maggior entità, entrambe assumono un andamento quasi stazionario. La Figura 87 e la Tabella 9 evidenziano perfettamente questo comportamento.

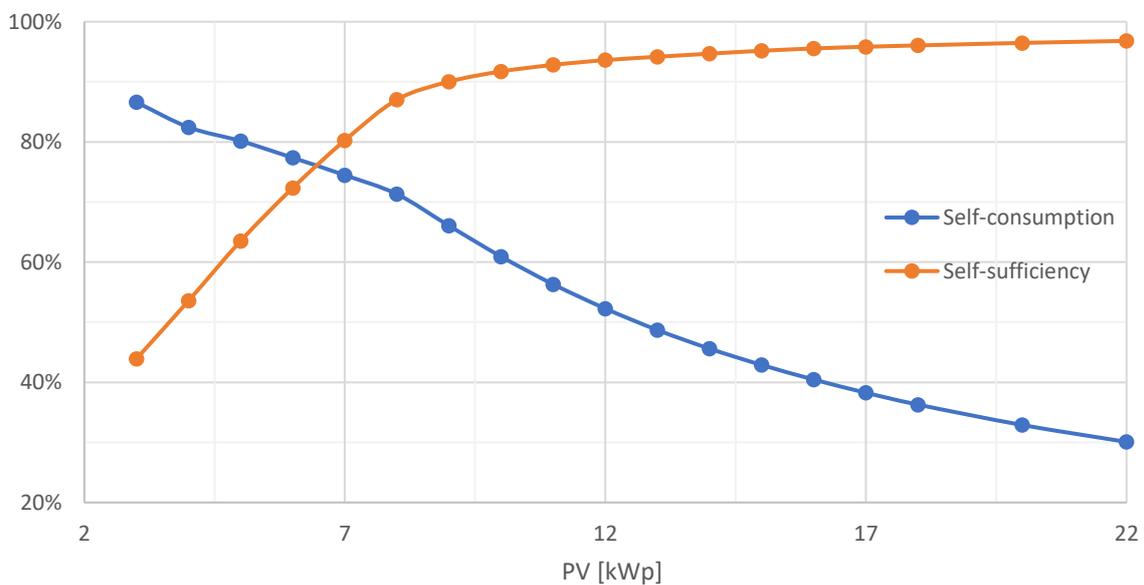


Figura 87 - Andamento Auto-Consumo e Auto-Sufficienza

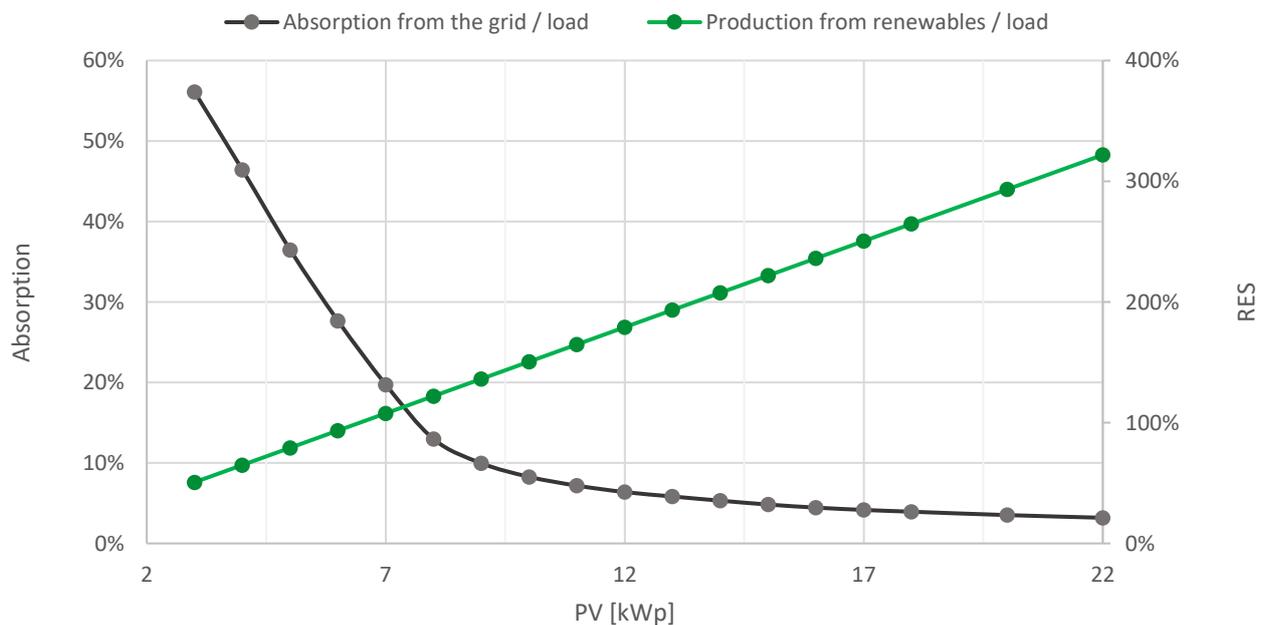


Figura 88 - Andamento Assorbimento e Produzione

È importante sottolineare il fatto che il quasi raggiungimento del 100% nell'auto-sufficienza è possibile grazie alla presenza dei sistemi di accumulo, che permettono di stoccare l'energia sovra-prodotta e migliorare il matching tra carico e produzione a livello giornaliero. In assenza di questi sistemi, il valore limite sarebbe rappresentato dalla quota parte di energia diurna consumata dal carico.

Nella Figura 88 viene graficato anche l'assorbimento da un sistema di produzione esterno, espresso come *Absorption from the grid* per generalizzare il concetto e poterlo applicare anche ad un impianto *grid-connected*. Esso ha un carattere complementare all'auto-sufficienza: cala drasticamente aumentando la taglia dell'impianto, se questo è di piccole dimensioni, mentre risulta scarsamente influenzato da variazioni quando si hanno grosse potenze in gioco.

Il rapporto tra produzione da rinnovabile e carico ha, invece, un carattere peculiare. Aumenta linearmente incrementando la taglia dell'impianto, coerentemente con le grandezze da cui viene ricavato. Infatti, mentre il carico rimane costante, la produzione cresce proporzionalmente al crescere della potenza installata.

PV [kWp]	Self-consumption	Self-sufficiency	Absorption from the grid / load	Production from renewables / load
3	86,6%	43,9%	56,1%	50,7%
4	82,4%	53,6%	46,4%	65,0%
5	80,2%	63,5%	36,5%	79,2%
6	77,4%	72,3%	27,7%	93,5%
7	74,5%	80,3%	19,7%	107,8%
8	71,3%	87,0%	13,0%	122,0%
9	66,0%	90,0%	10,0%	136,3%
10	60,9%	91,7%	8,3%	150,6%
11	56,3%	92,8%	7,2%	164,9%
12	52,3%	93,6%	6,4%	179,1%
13	48,7%	94,2%	5,8%	193,4%
14	45,6%	94,7%	5,3%	207,7%
15	42,9%	95,2%	4,8%	221,9%
16	40,5%	95,5%	4,5%	236,2%
17	38,3%	95,8%	4,2%	250,5%
18	36,3%	96,1%	3,9%	264,7%
20	32,9%	96,5%	3,5%	293,3%
22	30,1%	96,8%	3,2%	321,8%

Tabella 9 - Self-consumption e Self-sufficiency in funzione della taglia dell'impianto

### 11.10.2 Sistemi di accumulo

I risultati dell'analisi energetica dei sistemi di accumulo emergono da uno studio durante il quale si è analizzato il reale funzionamento dell'impianto: l'idroelettrico fornisce energia nella prima fase di deficit energetico, coerentemente con la priorità d'intervento impostata a monte dell'analisi, e solo quando questo non riesce a coprire il fabbisogno interviene l'accumulo elettrochimico. I grafici della Figura 89 e della Figura 93 permettono di comprendere al meglio come funzionano i due sistemi. In entrambi in casi è rappresentato sulle ascisse l'intervallo di funzionamento del sistema di accumulo, PTF (*Percentage Tank Filling*) per l'idroelettrico e SOC (*State Of Charge*) per le batterie; mentre sulle ordinate il numero di eventi in cui si verifica tale stato. I valori di PTF sono maggiormente orientati verso percentuali prossime alla scarica, risultato coerente con un corretto dimensionamento dell'impianto, che tende a sfruttare anche le potenzialità messe a disposizione dalla presenza dell'accumulatore elettrochimico. Ogni sistema di accumulo è caratterizzato da livelli minimi e massimi di carica e scarica, differenti a seconda della tecnologia impiegata. Essi sono riassunti nella Tabella 10.

Dimensione	Valore
PTF min	5 %
PTF max	100 %
SOC min	50 %
SOC max	100 %

Tabella 10 - Valori minimi e massimi dei sistemi di accumulo

Lo status dell'accumulo può variare all'interno di questi valori e il programma RES TOOL conterà ogni volta che si verificherà una determinata condizione. Per ottenere un buon compromesso tra precisione e fruibile rappresentazione, i risultati sono stati raccolti in dieci sotto-intervalli, grazie ai quali si è potuto meglio comprendere il reale funzionamento. In questo modo, il dimensionamento dell'impianto diventa più pragmatico e l'utilizzatore riceve una chiara indicazione per comprendere se il sistema è sotto o sovra-dimensionato. L'obiettivo finale è ottenere uno storage abbastanza grande da minimizzare il numero di eventi in cui le batterie raggiungono il livello minimo di carica, stato che comporta l'entrata in funzione del gruppo elettrogeno, ma al contempo di dimensioni contenute per non fare crescere in maniera esponenziale l'investimento iniziale.

### 11.10.2.1 Idroelettrico

L'accumulo idroelettrico è caratterizzato da un  $PTF_{\min}$  del 5% e un  $PTF_{\max}$  del 100%, il che significa che il volume della vasca d'accumulo varia tra un volume minimo di 1.500 L e uno massimo di 30.000 L.

Il dimensionamento dell'impianto idroelettrico nasce dalla necessità di fornire un efficiente sistema di produzione mantenendo i costi contenuti. L'affidabilità energetica è legata alla capienza delle vasche di accumulo, mentre la produzione alla taglia della turbina. Ne consegue la necessità di creare una sinergia tra questi due sistemi, in quanto essi lavorano per ottenere un fine comune ma con mezzi diversi: la potenza della turbina dipende dalla portata in ingresso, l'affidabilità nell'approvvigionamento dipende dal volume di acqua presente nelle vasche. Il non corretto dimensionamento di uno di questi due meccanismi potrebbe comportare un collo di bottiglia per l'intero funzionamento. Inoltre, il costo dell'investimento iniziale è legato principalmente alla potenza che il sistema è in grado di fornire, per cui la taglia della turbina è un fattore che richiede particolare attenzione.

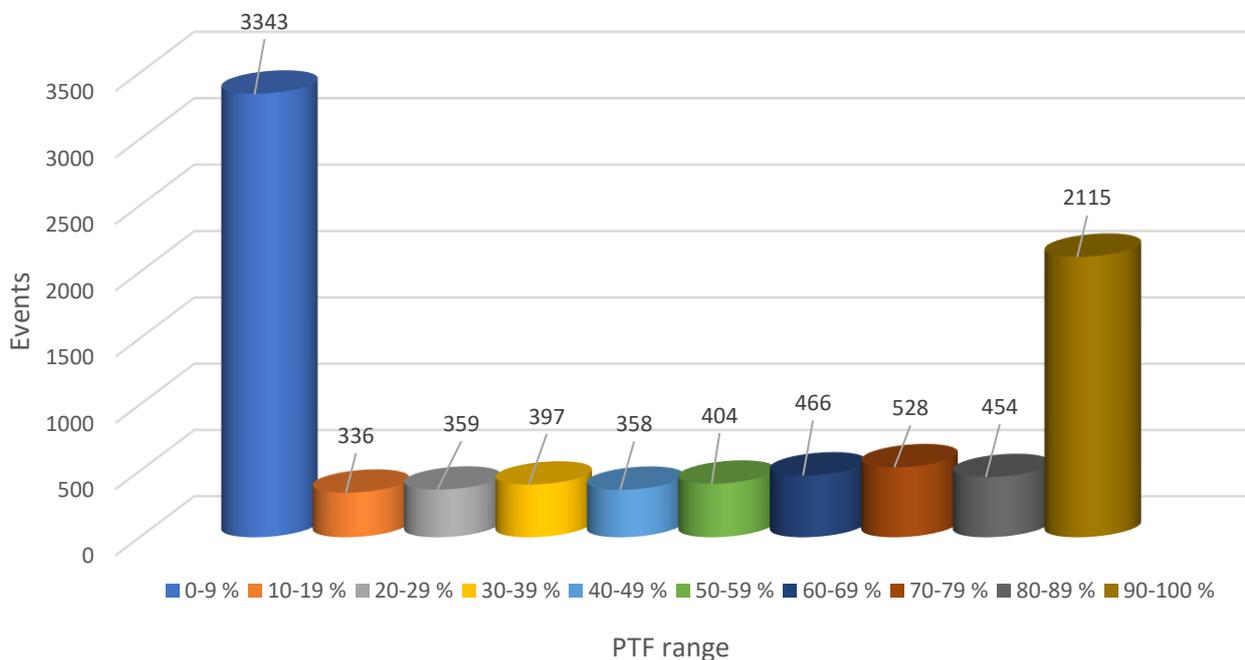


Figura 89 - Risultati funzionamento accumulo idroelettrico

La Figura 89 mostra come l'idroelettrico abbia un PTF frequentemente caratterizzato da valori prossimi al  $PTF_{\min}$ , dovendo intervenire nella prima fase di deficit. L'idroelettrico ha un costo specifico relativamente elevato, per cui assume un peso importante nell'investimento iniziale. Questo significa una tendenza a ridurre le sue dimensioni laddove l'approvvigionamento energetico sia comunque garantito.

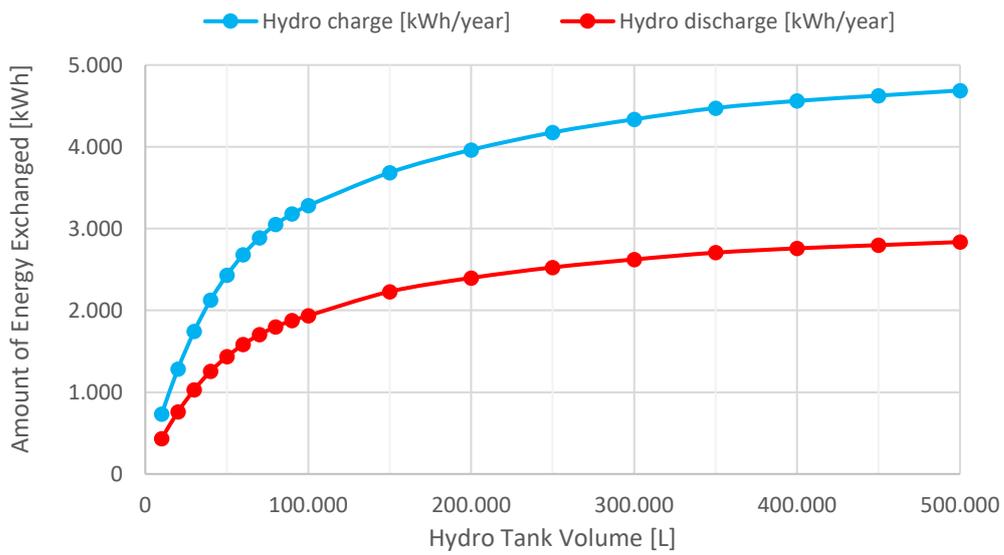


Figura 92 - Carica e Scarica del sistema idroelettrico

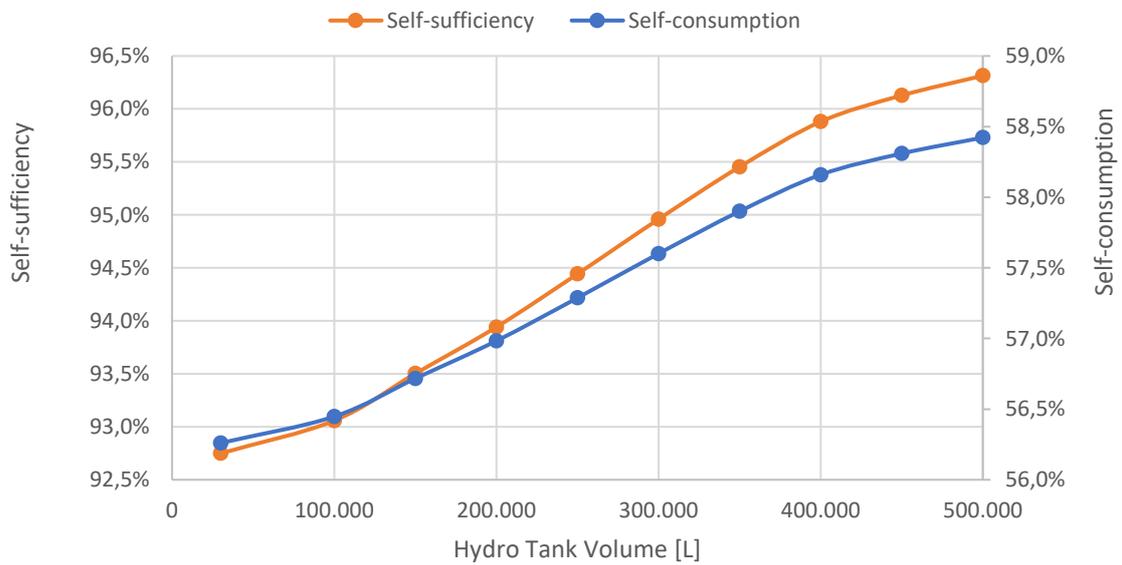


Figura 90 - Auto-sufficienza e auto-consumo del sistema idroelettrico

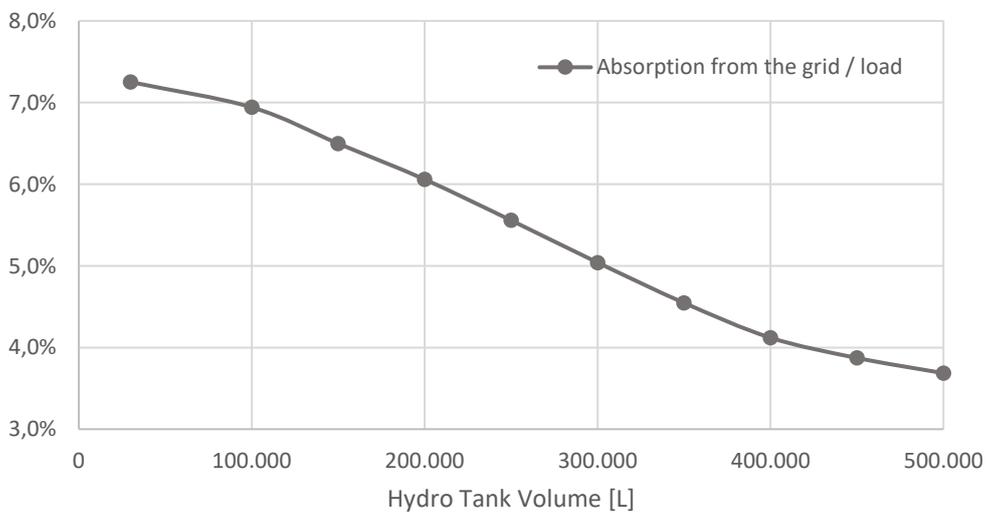


Figura 91 - Assorbimento da sistemi esterni

Hydro volume [L]	Self-consumption	Self-sufficiency	Absorption from the grid / load	Hydro charge [kWh/year]	Hydro discharge [kWh/year]	Capacity [kWh]
30.000	56,3%	92,7%	7,3%	1.744	1.030	6,38
100.000	56,4%	93,1%	6,9%	3.281	1.936	21,26
150.000	56,7%	93,5%	6,5%	3.685	2.229	31,88
200.000	57,0%	93,9%	6,1%	3.963	2.397	42,51
250.000	57,3%	94,4%	5,6%	4.176	2.526	53,14
300.000	57,6%	95,0%	5,0%	4.336	2.623	63,77
350.000	57,9%	95,5%	4,5%	4.474	2.706	74,39
400.000	58,2%	95,9%	4,1%	4.561	2.759	85,02
450.000	58,3%	96,1%	3,9%	4.626	2.798	95,65
500.000	58,4%	96,3%	3,7%	4.688	2.836	106,28

Tabella 11 - Dati sensitivity analysis idroelettrico

Durante l'analisi di sensitività è stata variata la dimensione delle vasche di accumulo, considerando un range che va dai 30 ai 500 m<sup>3</sup>, mantenendo costanti le altre dimensioni implicate nel dimensionamento energetico.

Dai risultati ricavati emerge che la capacità di carica e scarica del sistema idroelettrico sia fortemente influenzata dalle dimensioni dello stoccaggio, la cui energia scambiata cresce con una forte pendenza per piccoli volumi e mantiene valori quasi costanti per taglie maggiori.

L'auto-sufficienza e l'auto-consumo crescono, seppur di pochi punti percentuali, all'aumentare della taglia dell'accumulo. L'auto-sufficienza, in particolare, aumenta al punto di ridurre l'assorbimento di energia dall'esterno rispetto al carico dal 7,3% al 3,7%, riducendo di circa il 50% la dipendenza da fonti di produzione non rinnovabili e apportando un significativo passo verso il traguardo della piena indipendenza energetica.

### 11.10.2.2 Batterie

L'accumulo elettrochimico interviene nella seconda fase del deficit energetico, quando anche l'idroelettrico non è più in grado di soddisfare la domanda. La Figura 93 evidenzia come la batteria rimanga frequentemente in uno stato prossimo alla piena carica. Questo risultato è in linea con un corretto dimensionamento dell'impianto, il quale vede il proprio carico soddisfatto per oltre il 90% dell'anno dalle installazioni fotovoltaiche, eoliche e di accumulo.

I valori dello SOC delle batterie sono generalmente prossimi allo stato di piena carica, in quanto questo sistema interviene solamente dopo che né la produzione né l'accumulo idroelettrico riescono a sopperire al carico richiesto. L'obiettivo è minimizzare il numero di eventi nei quali lo SOC è prossimo allo stato minimo di funzionamento della batteria scelta che, nel caso di batterie al piombo-acido, è pari al 50% per evitare un prematuro deterioramento del sistema.

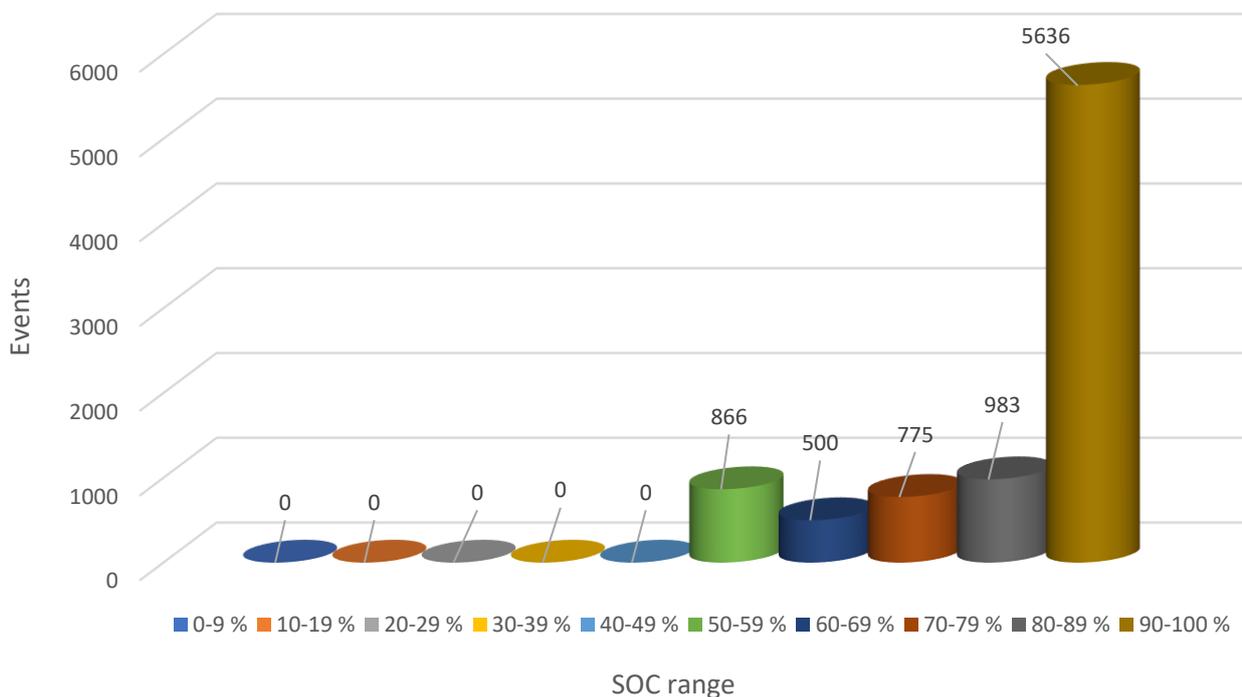


Figura 93 - Risultati dimensionamento accumulo elettrochimico

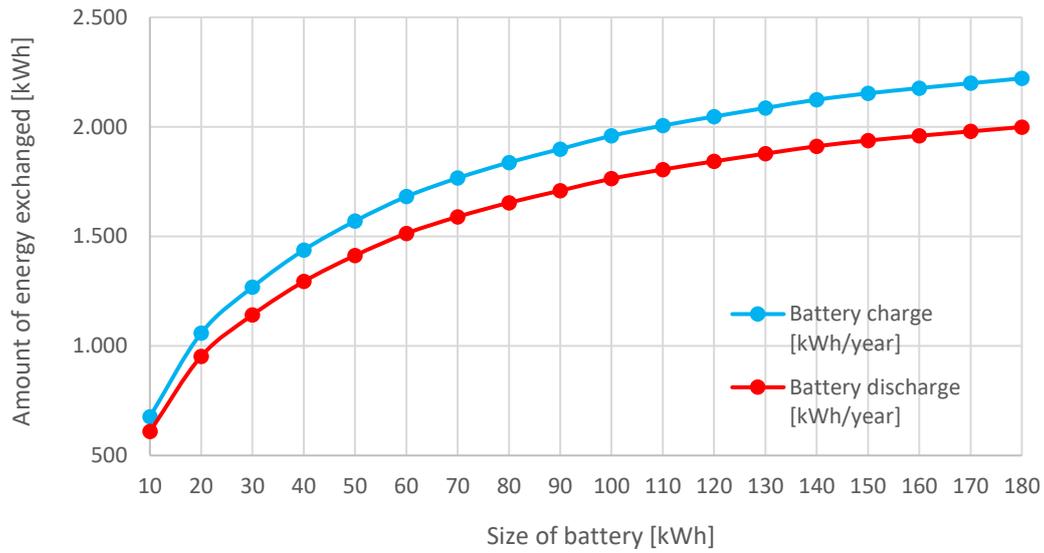


Figura 94 - Carica e Scarica delle batterie

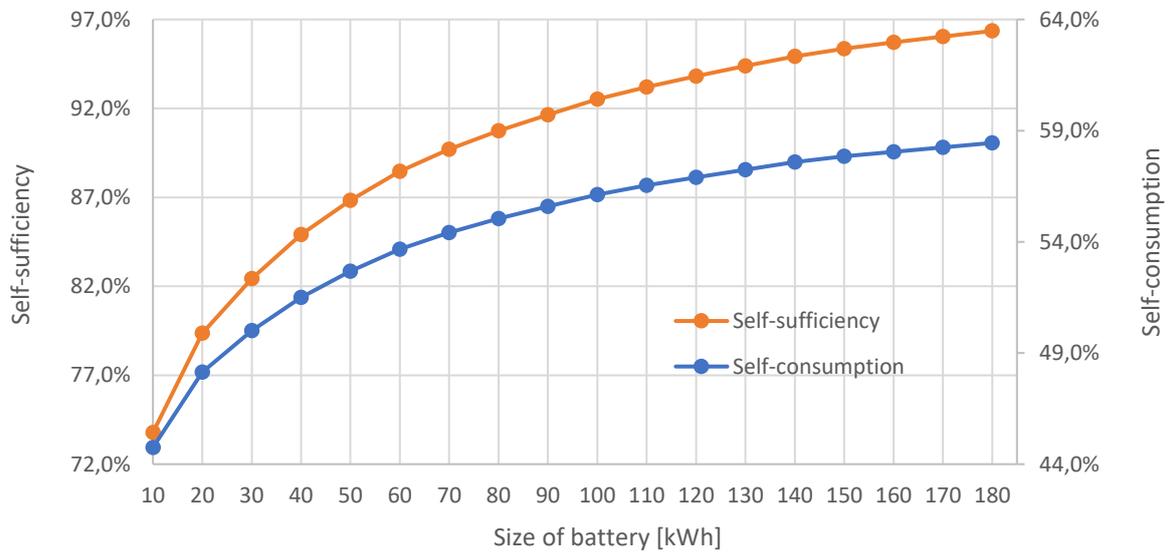


Figura 95 - Auto-sufficienza e Auto-consumo delle batterie

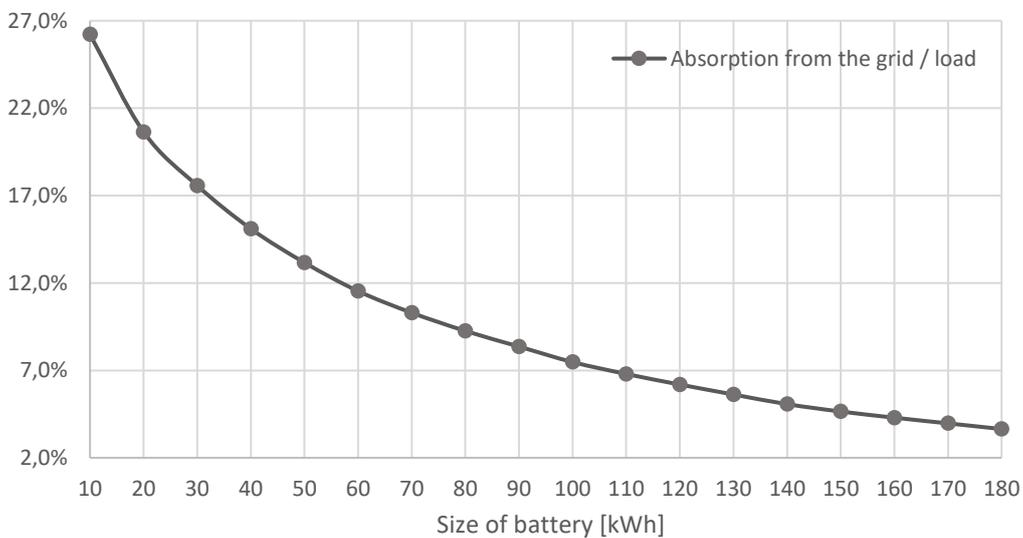


Figura 96 - Assorbimento dall'esterno in funzione della batteria

Battery size [kWh]	Self-consumption	Self-sufficiency	Absorption from the grid / load	Battery charge [kWh/year]	Battery discharge [kWh/year]
10	44,8%	73,8%	26,2%	677	609
20	48,1%	79,4%	20,6%	1.058	953
30	50,0%	82,4%	17,6%	1.268	1.142
40	51,5%	84,9%	15,1%	1.438	1.294
50	52,7%	86,8%	13,2%	1.570	1.413
60	53,7%	88,5%	11,5%	1.681	1.513
70	54,4%	89,7%	10,3%	1.766	1.589
80	55,0%	90,7%	9,3%	1.837	1.654
90	55,6%	91,6%	8,4%	1.898	1.709
100	56,1%	92,5%	7,5%	1.959	1.763
110	56,5%	93,2%	6,8%	2.006	1.805
120	56,9%	93,8%	6,2%	2.047	1.842
130	57,2%	94,4%	5,6%	2.086	1.877
140	57,6%	94,9%	5,1%	2.124	1.911
150	57,8%	95,4%	4,6%	2.153	1.937
160	58,1%	95,7%	4,3%	2.177	1.959
170	58,3%	96,0%	4,0%	2.199	1.979
180	58,4%	96,4%	3,6%	2.221	1.999

Tabella 12 - Dati analisi sensitività batterie

Al fine di comprendere meglio quale sia la taglia di accumulo che meglio risponde agli scopi è stata effettuata una *sensitivity analysis* nella quale la capacità delle batterie è stata variata da 10 a 180 kWh, in modo da includere la casistica reale dell'impianto (103,68 kWh) e analizzare come si modificano le prestazioni del rifugio mantenendo costanti le altre grandezze. L'energia coinvolta nei processi di carica e scarica non segue un andamento lineare al crescere della taglia delle batterie: in particolare, tende a raggiungere quasi una condizione di stazionarietà. Un ragionamento analogo può essere applicato anche alle altre grandezze oggetto di studio. Nel caso delle batterie si arriva a sfiorare la piena indipendenza energetica. Questo comportamento è ben visibile anche nella Figura 96, in cui l'assorbimento da fonti esterne passa da oltre il 26% a meno del 4%.

### 11.10.3 Risultati giornalieri

Per valutare le prestazioni dell'impianto nel suo complesso sono stati valutati gli scambi di energia su base oraria nel corso dell'anno. I grafici riportati fanno riferimento all'analisi dell'installazione fotovoltaica di 10,36 kWp, in accordo con lo scenario 1. L'irradianza è stata ricavata per ciascuna configurazione dei pannelli che compongono l'impianto, tenendo conto dei diversi valori di tilt angle e orientamento e calcolando il valore medio ponderato per simulare al meglio la produzione da fotovoltaico.

Per comprendere il funzionamento dell'impianto sono stati riportati tre momenti salienti dell'anno: il solstizio d'inverno, l'equinozio di primavera e il solstizio d'estate. Per ciascuna di queste date è stato analizzato l'andamento dei carichi, della produzione e dell'accumulo nel corso della giornata. In particolare, ogni grafico pone l'attenzione sul flusso energetico di un singolo giorno, riportando in ascissa l'ora della giornata e in ordinata i kWh coinvolti nei processi di ciascun sistema.

La produzione da fonte solare è circoscritta alle ore centrali della giornata e sia i kWh prodotti sia il numero di ore di operatività dipendono fortemente dalla stagione:

- in inverno, quando l'orbita solare è bassa, la produzione è concentrata tra le 8 e le 16 e il picco non raggiunge i 5 kW;
- in estate, quando l'orbita solare è più alta e l'irradianza più elevata, la fascia oraria coinvolta nella produzione fotovoltaica è più ampia, espandendosi dalle 5 alle 19, e il picco raggiunge quasi i 7 kW nelle ore centrali;
- in primavera vi è una condizione intermedia tra i due estremi, in quanto la produzione si concentra dalle 7 alle 18 e raggiunge un picco superiore ai 6 kW.

Queste considerazioni permettono di elaborare alcune conclusioni:

- l'estate è la stagione più interessata sia dai carichi che dalla produzione, essendo il fulcro attorno al quale ruota il turismo;
- l'inverno è praticamente esentato dal flusso turistico, il che si traduce in una scarsa richiesta di approvvigionamento energetico;
- la primavera e l'autunno hanno un andamento intermedio tra i due.

A livello annuale, quelli sopracitati sono aspetti positivi, in quanto sono sintomi di un *matching* tra carico e produzione. I mesi estivi, caratterizzati dal più alto flusso di turismo e conseguentemente dalla richiesta energetica più elevata, sono gli stessi in cui la produzione da fotovoltaico, la principale fonte di approvvigionamento energetico, vede il suo massimo.

I sistemi di accumulo operano in funzione del carico e della produzione. Quando la richiesta energetica è superiore dell'approvvigionamento da fotovoltaico ed eolico, essi iniziano la fase di scarica. Quando, invece, vi è un surplus di energia prodotta e gli *storages* non sono già saturi, inizia la fase di carica. In accordo con quanto impostato nel modello, l'idroelettrico è il primo sistema ad entrare in funzione sia nella fase di carica che di scarica. Indipendentemente dal periodo dell'anno, i sistemi di accumulo sono i principali protagonisti del soddisfacimento del carico nelle prime e nelle ultime ore della giornata, quando la produzione fotovoltaica è nulla a causa dell'assenza di irraggiamento solare. La situazione opposta si verifica avvicinandosi alle ore centrali della giornata quando, nel momento in cui la produzione è in grado di coprire la richiesta e vi è un surplus energetico, avviene la carica di questi sistemi.

Ad ogni modo, si presentano condizioni particolari per ogni stagione dell'anno:

- in inverno, sebbene la produzione sia inferiore, il carico è estremamente basso e la differenza tra queste due grandezze è massima. Questo comporta una fase di carica molto rapida e concentrata nelle prime ore in cui si verifica il surplus energetico e una fase di scarica lenta ma più prolungata nel tempo, in modo tale da coprire il maggior quantitativo di ore notturne;
- in estate il carico cresce fino a raggiungere circa i 40 kWh/giorno a causa dell'afflusso turistico. Questo comporta una riduzione del divario tra produzione e richiesta e, di conseguenza, un flusso energetico nei sistemi di accumulo più intenso. Rispetto all'inverno, in questa stagione la fase di scarica è meno prolungata a causa del più elevato numero di ore diurne, ma è interessata da un quantitativo di energia superiore;
- in primavera e in autunno le condizioni sono intermedie.

### 11.10.3.1 Solstizio d'inverno

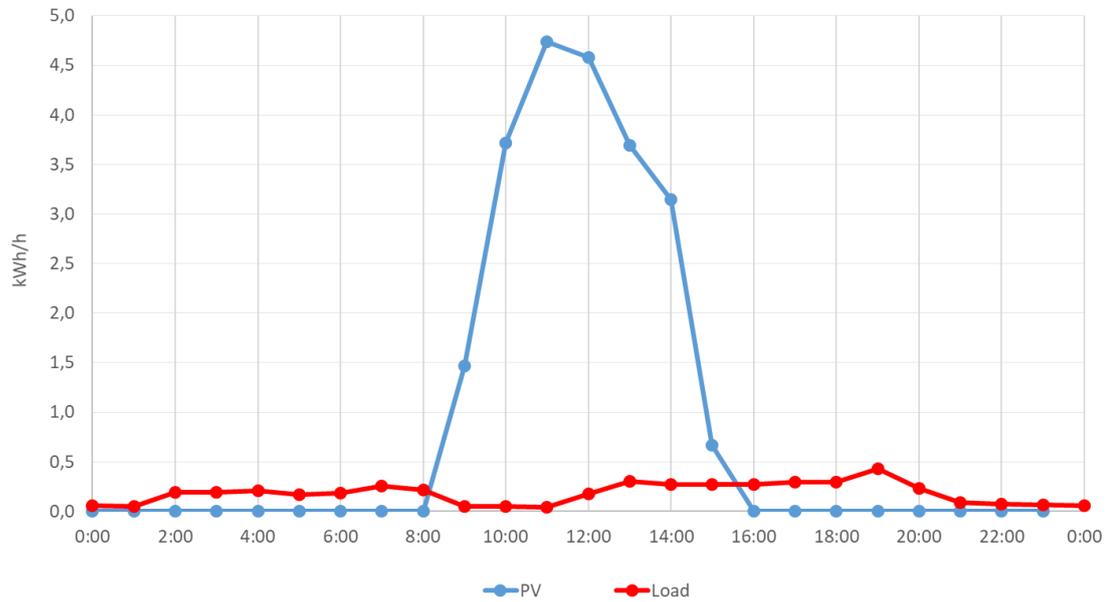


Figura 97 - Carico e produzione solstizio d'inverno

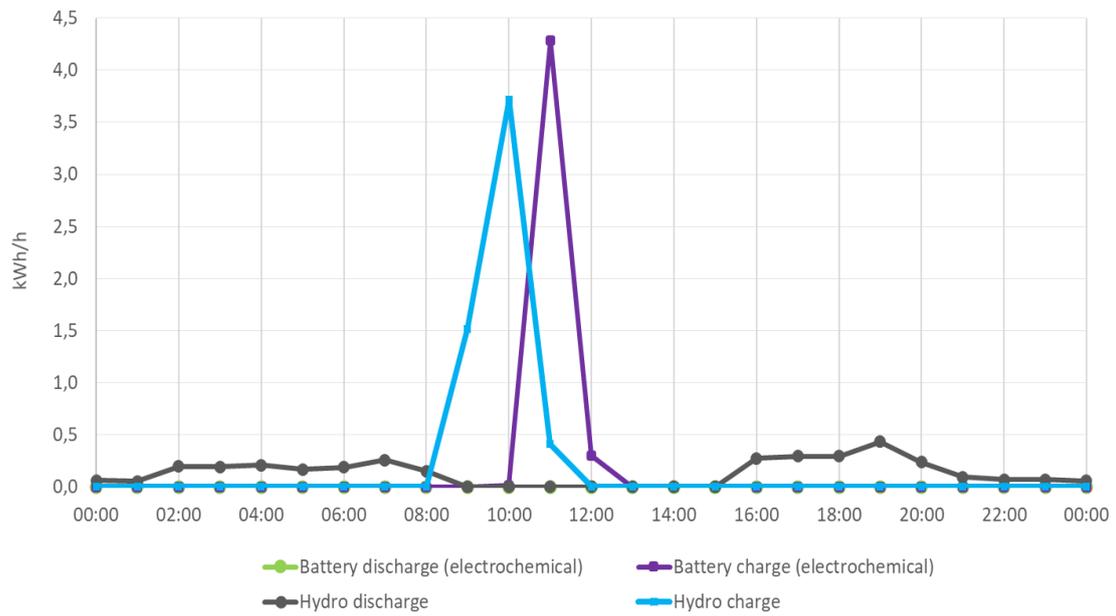


Figura 98 - Sistemi di accumulo solstizio d'inverno

### 11.10.3.2 Equinozio di primavera

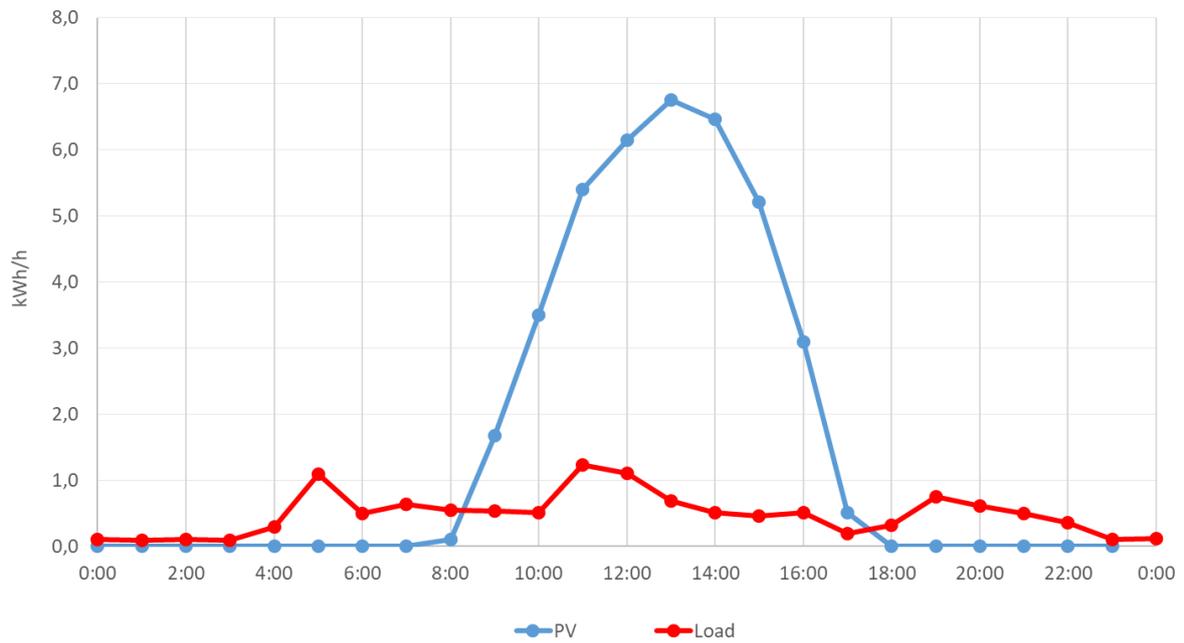


Figura 99 - Carico e produzione equinozio di primavera

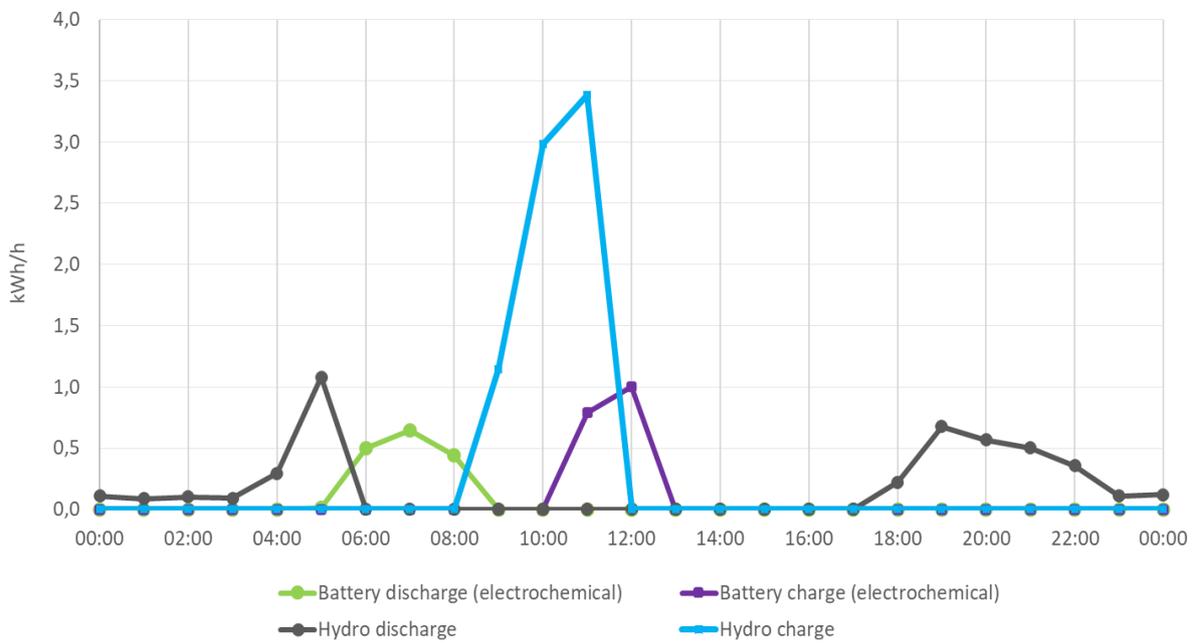


Figura 100 - Sistemi di accumulo equinozio di primavera

### 11.10.3.3 Solstizio d'estate

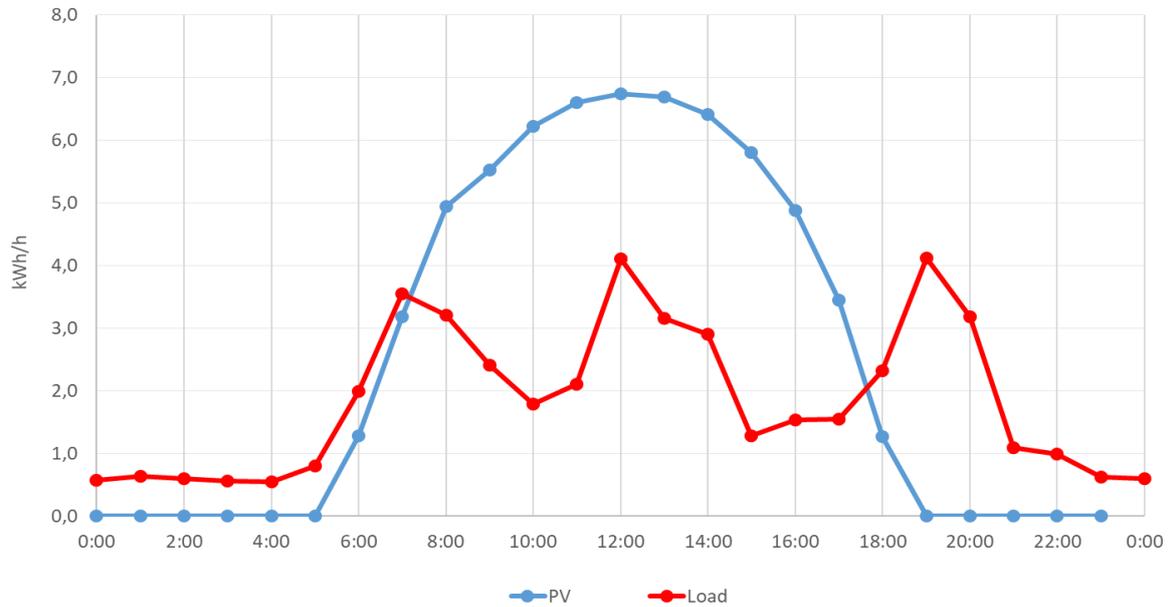


Figura 102 - Carico e produzione solstizio d'estate

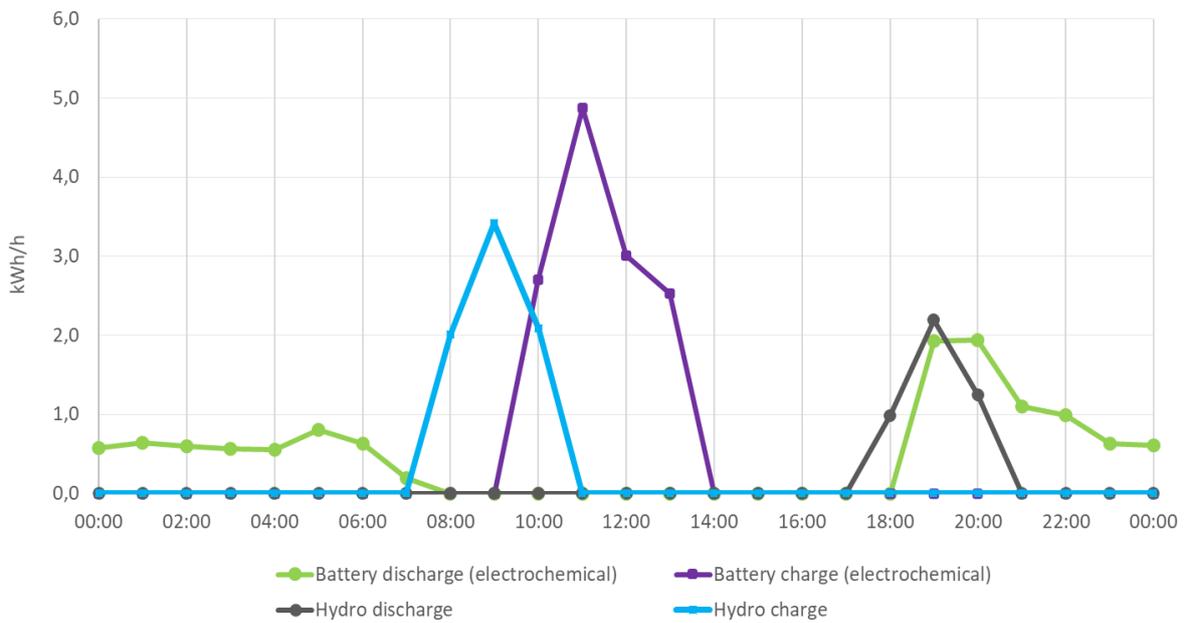


Figura 101 - Sistemi di accumulo solstizio d'estate

La Figura 101 evidenzia il comportamento dei sistemi di accumulo in una giornata particolarmente dinamica in termini di flussi energetici. Il sistema idroelettrico è il primo a intervenire sia nella fase di carica sia di scarica; le batterie intervengono in caso di ulteriore deficit/surplus energetico. Le ore centrali della giornata sono quelle interessate da un'elevata produzione e, di conseguenza, la carica dei sistemi di accumulo è breve e

concentrata. Nelle ore in cui in fotovoltaico non può provvedere al soddisfacimento della richiesta energetica, invece, avviene la fase di scarica, che si verifica lentamente ma in modo più distribuito nel tempo.

Se si analizzano in dettaglio gli scambi energetici nei mesi estivi, i più interessanti dal punto di vista del rifugio, si può dedurre che:

- durante le prime ore della giornata, da mezzanotte a circa le 7.00, il fabbisogno è generalmente coperto dalle batterie, le quali si scaricano lentamente e in modo pressoché costante;
- dalle 5.00 alle 19.00 vi è produzione da parte dell'impianto fotovoltaico; non appena la produzione supera la richiesta, intorno alle 7.00, cessa la fase di scarica delle batterie e inizia la fase di carica di entrambi i sistemi di accumulo;
- durante le fasi di carica le batterie sono interessate da un maggior quantitativo di energia rispetto all'idroelettrico, in quanto costituite da una maggiore capacità di stoccaggio, arrivando ad un picco di circa 5 kWh/h durante il solstizio d'estate;
- le fasi di carica sono relativamente brevi: dalle 7.00 alle 11.00 per l'idroelettrico e dalle 9.00 alle 14.00 per le batterie;
- intorno alle 18.00, quando la produzione è insufficiente, iniziano le fasi di scarica: l'idroelettrico, avendo una capacità limitata, copre il fabbisogno per circa 3-4 ore; le batterie generalmente per tutta la notte.

## 11.11 Risultati analisi economica

L'analisi economica di questo impianto prende in considerazione l'investimento iniziale per i moduli fotovoltaici, l'idroelettrico e la sostituzione dei pacchi batterie. Sono stati analizzati tre scenari in cui la differenza risiede nella potenza dell'impianto e nell'installazione (orientamento e tilt angle) dei pannelli solari. Per ciascuno di essi si è studiato il flusso di cassa in 25 anni, pari alla vite utile del fotovoltaico e dell'idroelettrico. Tale analisi è da considerarsi cautelativa, in quanto con le più recenti tecnologie la vita media di questi sistemi potrebbe durare più a lungo. Inoltre, è stata ritenuta necessaria la sostituzione delle batterie ogni dieci anni, al fine di garantire un buon livello di prestazione da parte dell'accumulo elettrochimico. Il costo di funzionamento e manutenzione dell'impianto è stato ipotizzato pari all'1% dell'investimento iniziale. I risultati dell'analisi non tengono in considerazione eventuali incentivi fiscali messi a disposizione dalla regione Valle d'Aosta al fine di procedere con un'analisi cautelativa e considerare il *worst case scenario*.

Per ogni anno, è stato calcolato il flusso di cassa e il NPV, considerando come flusso di cassa positivo il risparmio economico dovuto allo sfruttamento di energia rinnovabile e al conseguente non utilizzo di carburante per il gruppo elettrogeno.

Per un'analisi più precisa è stata considerata anche la *self-sufficiency*, valore percentuale corrispondente alla quota di energia prodotta che viene utilizzata per soddisfare il carico.

Come input di partenza sono state considerate le grandezze necessarie per il calcolo del risparmio in termini di carburante non consumato. Esso comporta non solo l'acquisto della materia prima, ma anche il suo trasporto fino al sito di utilizzo, reso possibile dall'utilizzo di un elicottero. Per ciascuno scenario è stato quindi calcolato il costo specifico del carburante, sia in termini di materia prima che di trasporto, e tale per cui a maggior auto-sufficienza energetica corrisponda un maggior ritorno economico. I valori di partenza sono schematizzati nella Tabella 13.

Tipologia grandezza	Simbolo	Valore
Costo diesel per unità di volume	$c_{Vol}$	1,352 €/L
Costi di manutenzione	$c_{O\&M}$	1% investimento iniziale
Spesa per viaggio elicottero	$c_{elicottero}$	24 €/min
Carico trasportabile	$carico$	1.000 kg/giro
Durata viaggio	$t_{A/R}$	7 min/giro

Tabella 13 - Grandezze in input per analisi economica

Presi in considerazione questi dati, si può procedere al calcolo del costo specifico legato al trasporto in elicottero:

$$c_{massico,trasporto\ carburante} = c_{elicottero} \cdot carico \cdot t_{A/R} = \frac{24 \frac{\text{€}}{\text{min}} \cdot 7 \frac{\text{min}}{\text{giro}}}{1000 \frac{\text{kg}}{\text{giro}}} = 0,168 \frac{\text{€}}{\text{kg}}$$

$$c_{vol,trasporto\ carburante} = c_{massico,trasporto\ carburante} \cdot \rho_{diesel} = 0,168 \frac{\text{€}}{\text{kg}} \cdot 0,835 \frac{\text{kg}}{\text{L}} = 0,1403 \frac{\text{€}}{\text{L}}$$

Si calcola, quindi, il costo al kWh del gasolio basandosi sul prezzo medio al litro degli ultimi cinque anni [31], sul potere calorifico [32] e su un rendimento di combustione ipotizzato essere del 25%:

$$c_{vol,prodotto} = 1,352 \frac{\text{€}}{\text{L}} \quad \rho_{gasolio} = 0,835 \frac{\text{kg}}{\text{L}} \quad LHV_{gasolio} = 42,68 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} \quad \eta_{th} = 25 \%$$

$$c_{vol,TOT} = (1,352 + 0,1403) \frac{\text{€}}{\text{L}} = 1,4903 \frac{\text{€}}{\text{L}}$$

$$c_{kWh} = \frac{c_{vol,TOT}}{\eta_{th} \cdot \rho_{gasolio} \cdot LHV_{gasolio}} = 0,603 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Il costo specifico finale del diesel così calcolato ha costituito la base per le successive considerazioni economiche. A seconda della produzione annua, della capacità dell'accumulo e dell'auto-sufficienza energetica sono stati calcolati i flussi di cassa fino al venticinquesimo anno di vita dell'impianto, evidenziando il momento in cui il ritorno economico ha eguagliato le spese per l'installazione e l'operatività dell'impianto.

Un altro aspetto comune a tutti e tre gli scenari è il costo per l'installazione dell'idroelettrico. Esso dipende dalla taglia dell'impianto e può variare da un minimo di 1.500 €/kW fino ad un massimo di 2.700 €/kW per il micro-idroelettrico [8]. Il sistema dipende quindi dalla turbina idraulica che lavora al suo servizio e, conseguentemente, dalla potenza istantanea. Per il caso studio in esame è stata ipotizzata una turbina Crossflow da 3 kW e un prezzo di installazione di 1.500 €/kW, giustificato dal fatto che l'impianto è relativamente semplice e non necessita di componenti particolarmente onerosi per la gestione dello stesso.

Infine, per ciascuno scenario la batteria è stata sostituita ogni dieci anni e il costo della nuova installazione è stato sempre considerato pari a 10.600 €.

In ogni configurazione, il prezzo del kWh legato alla combustione del diesel ( $c_{kWh}$ ) è stato moltiplicato per la quota di produzione da fonte rinnovabile che è stata utilizzata per coprire il carico ( $E_{annuale}$ ) al fine di conoscere il reale risparmio di denaro annuale (R):

$$E_{annuale} = Self - consumption \cdot Produzione_{rinnovabile}$$

$$R = c_{kWh} \cdot E_{annuale}$$

Nel calcolo del NPV si è ipotizzato il ricavo economico frutto solo ed esclusivamente del risparmio dovuto al mancato consumo del carburante per il gruppo elettrogeno. Eventuali quote di sovra-produzione sono state considerate nulle ai fini del calcolo del flusso di cassa, in quanto la configurazione off-grid del rifugio non permette la vendita dell'elettricità alla rete elettrica nazionale.

I savings sono calcolabili quindi come:

$$S = R - C_{O\&M}$$

È necessario a questo punto calcolare il Net Present Value (NPV), cioè la somma tra l'investimento iniziale  $I$  e il net cash flow, ossia i savings normalizzati annualmente per tutto il periodo di vita utile considerato per il progetto prendendo in considerazione il tasso di sconto reale (real discount rate).

$$NPV = -I + \sum_{k=1}^N \frac{R_k - C_{O\&M,k}}{(1 + i')^k}$$

$$NPV = -I + \frac{(1 + i')^n - 1}{i'(1 + i')^n} \cdot S$$

con:

$$i' = \frac{i - e}{1 + e} = 0,004629$$

dove:

- $i = 0,02$  [33];
- $e = 0,0153$  (calcolato come media delle variazioni del prezzo dell'elettricità dal 2008 al 2019 [34]).

Anno	Prezzo elettricità [cent€/kWh]	e
2008	14,43	0,55%
2009	14,51	-2,41%
2010	14,16	12,43%
2011	15,92	7,60%
2012	17,13	-0,82%
2013	16,99	1,71%
2014	17,28	-7,23%
2015	16,03	-3,87%
2016	15,41	-5,06%
2017	14,63	-2,32%
2018	14,29	16,24%
2019	16,61	

Tabella 14 - Variazioni prezzo elettricità dal 2008 al 2019 [34]

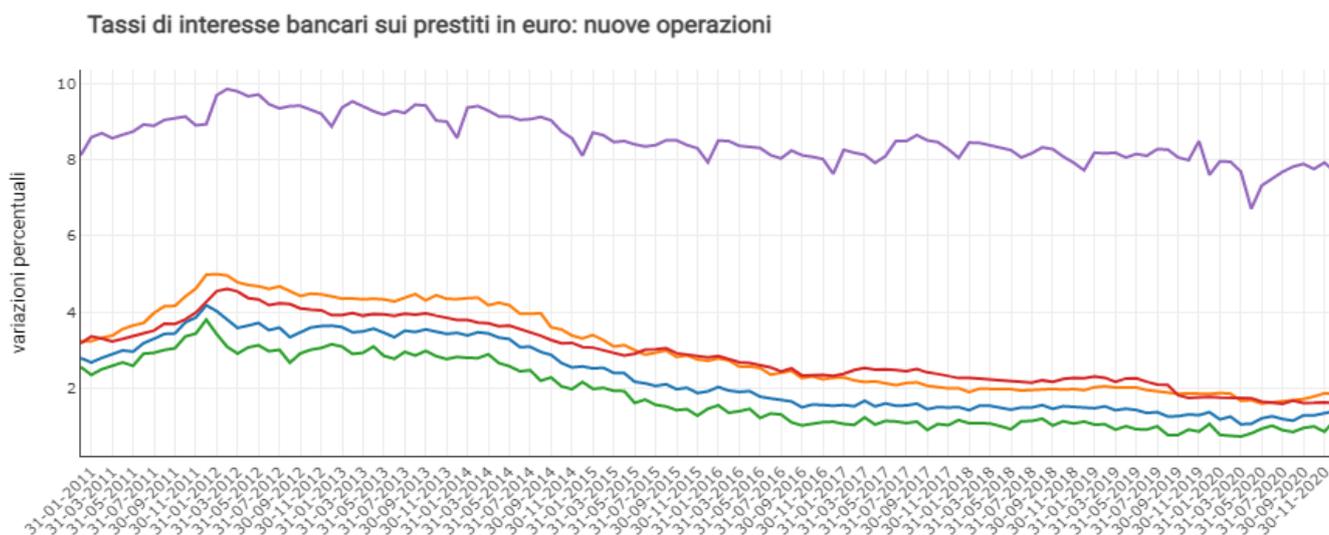


Figura 103 - Andamento tassi d'interesse bancari [33]

L'investimento è stato calcolato tenendo in considerazione le nuove installazioni che integrano l'impianto esistente. Tra le voci di costo vi sono:

- pannelli fotovoltaici;
- inverter;
- struttura di supporto;
- cavi;
- montaggio;
- supervisione dei lavori;
- materiale per la manutenzione;
- batterie;
- impianto idroelettrico (turbina, condotte, vasche).

In ogni scenario, oltre all'andamento del flusso di cassa rappresentato tramite la variazione del NPV negli anni, sono stati calcolati i principali indicatori della prestazione economica delle installazioni. Tra essi vi sono il NPV dopo 25 anni di operatività dell'impianto (valore corrispondente alla vita media dello stesso), il PBT, l'IRR e il LCOE. È importante sottolineare il fatto che, negli scenari presentati nei seguenti paragrafi, l'andamento del NPV tiene in considerazione esclusivamente i costi e i benefici legati alle caratteristiche peculiari di ciascuna configurazione. Gli investimenti legati ai sistemi di accumulo idroelettrico ed elettrochimico, essendo comuni a tutti gli scenari (compreso lo scenario *do-nothing*) non sono stati considerati ai fini del calcolo del Payback Time e delle altre grandezze economiche.

### 11.11.1 Scenario 1

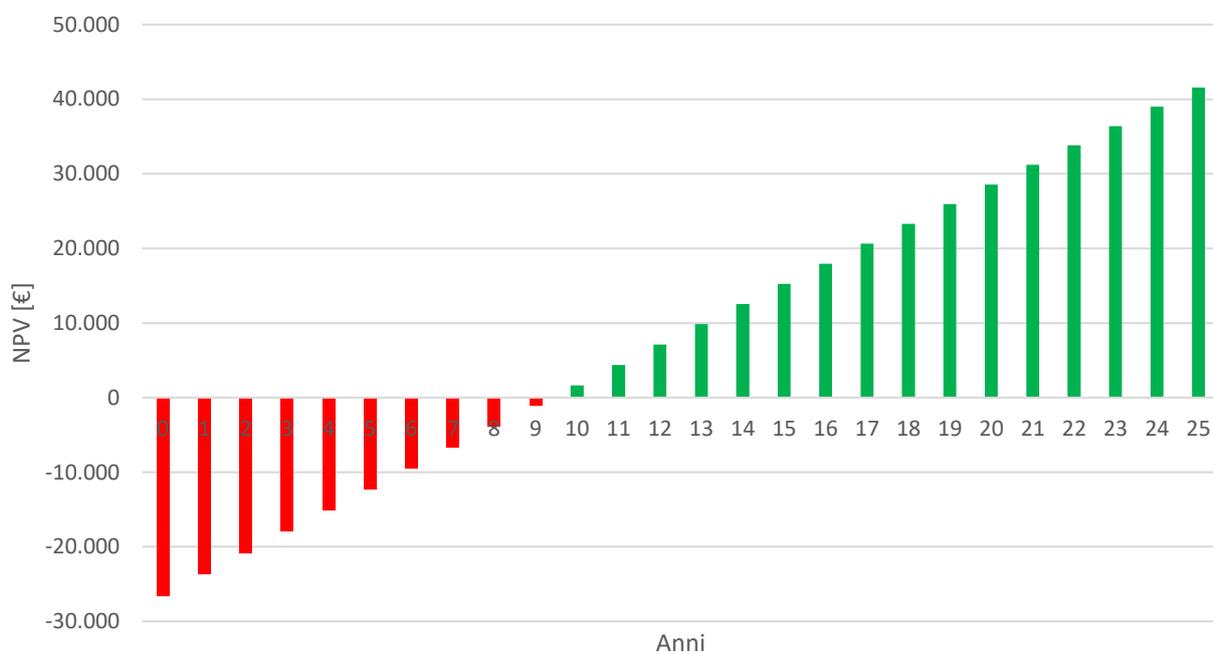


Figura 104 - NPV scenario 1

Grandezza	Valore	Unità di misura
NPV dopo 25 anni	19.935	€
IRR	4,86	%
LCOE	21,7	c€/kWh
PBT	9,03	anni

Tabella 15 - Risultati principali analisi economica scenario 1

### 11.11.2Scenario 2

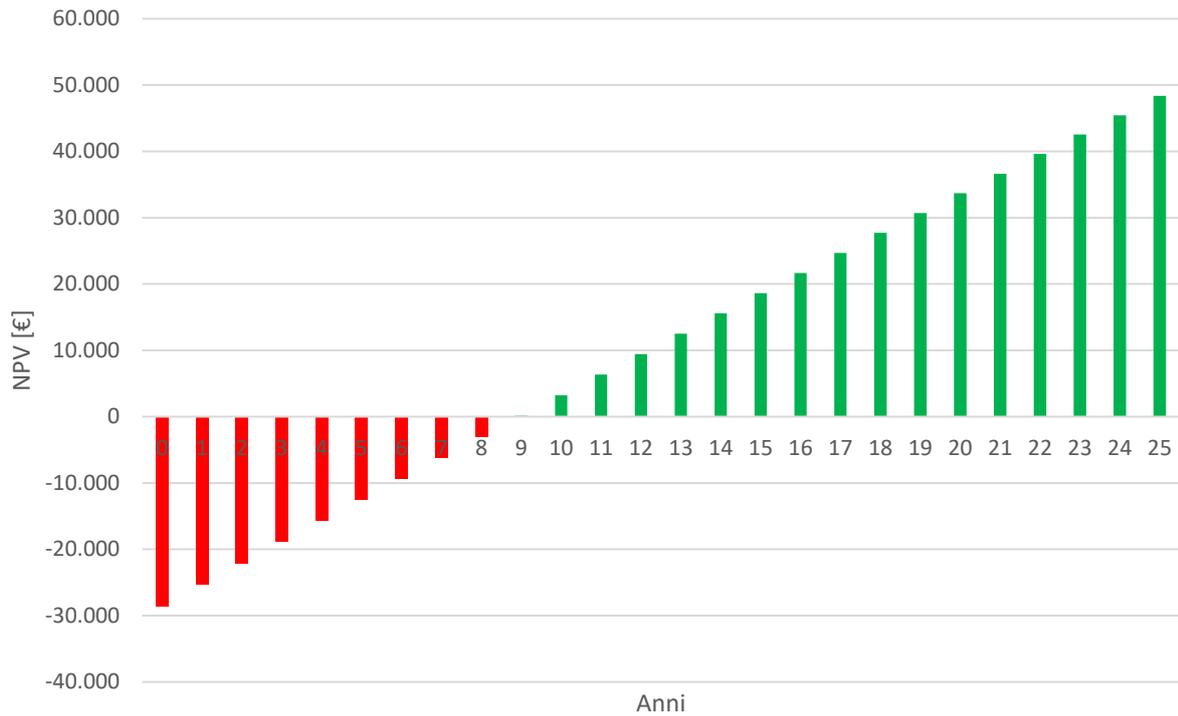


Figura 105 - NPV scenario 2

Grandezza	Valore	Unità di misura
NPV dopo 25 anni	48.372	€
IRR	4,88	%
LCOE	15,7	c€/kWh
PBT	8,96	anni

Tabella 16 – Risultati principali analisi economica scenario 2

### 11.11.3 Scenario 3

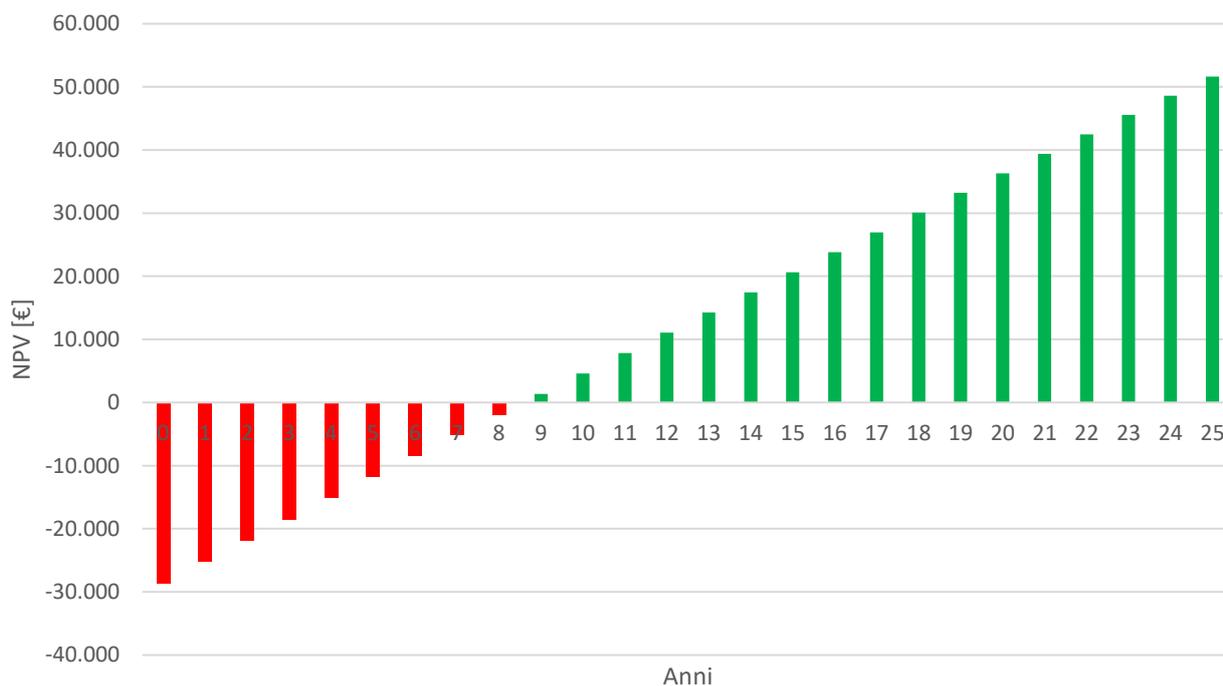


Figura 106 - NPV scenario 3

Grandezza	Valore	Unità di misura
NPV dopo 25 anni	51.620	€
IRR	5,15	%
LCOE	15,2	c€/kWh
PBT	8,59	anni

Tabella 17 - Risultati principali analisi economica scenario 3

I grafici dei tre scenari sono frutto di un'analisi economica che ha mantenuto costante il carico energetico da soddisfare. Questo, unito alla crescente produzione dovuta alla maggior dimensione delle installazioni, ha comportato un significativo calo dell'autoconsumo dell'impianto. Esso ha costituito un collo di bottiglia per un ritorno economico proporzionale all'investimento iniziale.

Si può tentare di spiegare la scelta degli scenari 2 e 3 ricorrendo a due concetti di fondamentale importanza:

- *Impatto del guasto*: la spesa superiore potrebbe essere motivata dalla necessità di favorire la sicurezza nell'approvvigionamento energetico al mero ritorno economico, sottoponendo ad un rischio minimo di mancata o insufficiente produzione per soddisfare le richieste del rifugio, soprattutto nei mesi interessati da un notevole flusso di turisti. Per fornire un esempio, la rottura di un modulo fotovoltaico comporta conseguenze differenti qualora il numero totale delle installazioni fosse 5 o 40. Nel primo caso, occorrerebbe sopperire ad un calo nella produzione del 20%, nel secondo del 2,5%. I costi e i consumi del carburante per alimentare il gruppo elettrogeno sarebbero molto diversi.
- *Mismatching*: l'auto-consumo considerato ai fini dell'analisi economica è stato ricavato a valle di uno studio annuale dei carichi e della produzione da fonti rinnovabili. La scelta di questo arco temporale è corretta per fornire precise indicazioni circa le grandezze coinvolte nel corso dello studio. Tuttavia, se si considerassero esclusivamente i mesi estivi, da maggio a settembre, dove il turismo comporta un aumento significativo del carico, l'auto-consumo assumerebbe valori più prossimi al 100%. Lo sfruttamento di una maggior quota di energia significherebbe un ritorno economico più sostanzioso nel lungo periodo. Nei casi di un impianto sottodimensionato, inoltre, la richiesta di elettricità potrebbe comportare un deficit energetico importante e, conseguentemente, l'accessione del gruppo elettrogeno, costituendo una spesa extra che peggiorerebbe le prestazioni del flusso di cassa.

## 11.11.4 Sensitivity Analysis

### 11.11.4.1 Fotovoltaico

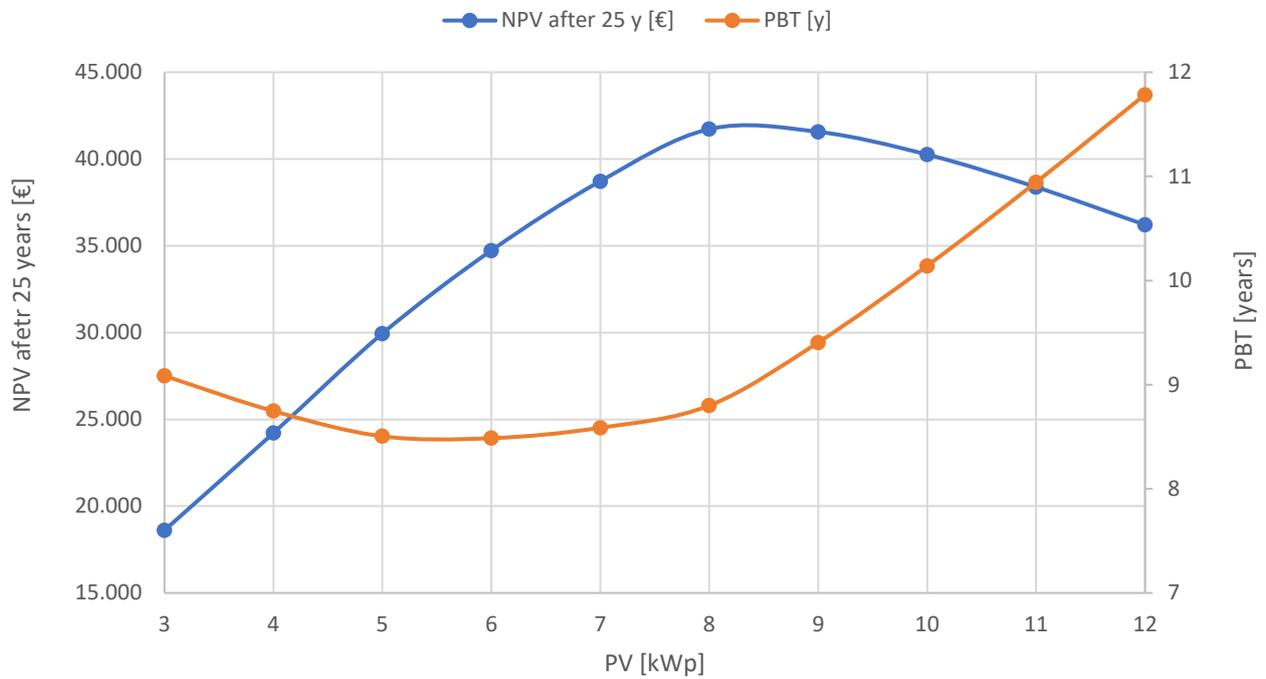


Figura 108 - NPV, I, PBT (fotovoltaico)

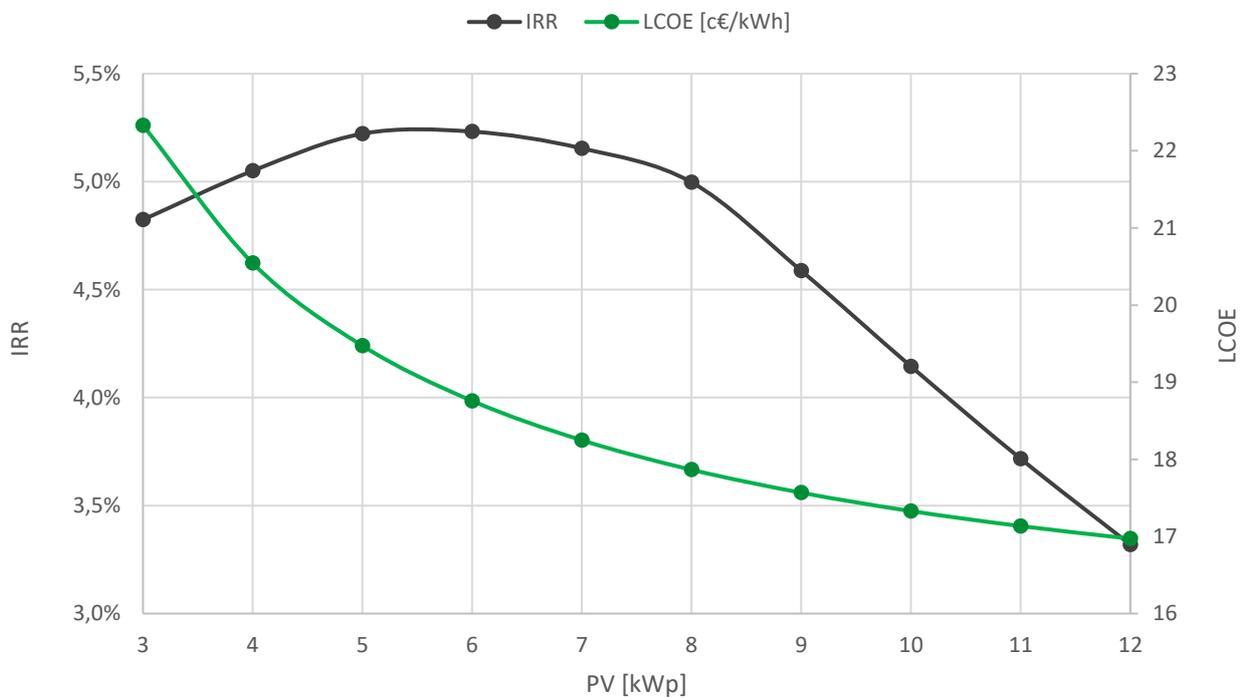


Figura 107 - IRR, LCOE (fotovoltaico)

La *sensitivity analysis* ha permesso di comprendere l'andamento delle principali grandezze economiche in funzione della potenza fotovoltaica installata. In ogni simulazione sono stati considerati costanti il carico, la produzione da eolico, la capacità di idroelettrico e batterie e le spese fisse per l'inverter e i cavi; mentre l'auto-consumo, le spese per l'acquisto dei pannelli e la loro installazione, i costi di funzionamento e manutenzione e i risparmi annuali legati alla produzione sono stati influenzati dalla taglia dell'impianto scelto. Per ogni configurazione, la produzione ha assunto valori proporzionali alla potenza del sistema fotovoltaico in base alla producibilità annua specifica media [kWh/kW/anno]. Ogni simulazione ha pertanto tenuto conto di grandezze sia fisse sia variabili, il che ha permesso di ricercare quale fosse l'installazione economicamente più vantaggiosa. Questo studio ha analizzato l'andamento del NPV, del PBT, del LCOE e dell'IRR in modo tale da comprendere quanto le quote fisse e variabili influenzassero la scelta della potenza fotovoltaica installabile. In questa particolare sezione, non si è tenuto conto della disponibilità di falde sui tetti o terreni, focalizzando l'attenzione esclusivamente sulla potenza dell'impianto. In base a queste considerazioni e osservando l'andamento delle curve sui grafici di Figura 108 e di Figura 107, è possibile giungere ad alcune conclusioni:

- il NPV dopo 25 anni di operatività dell'impianto ha un massimo in corrispondenza di circa 8 kWp installati. La presenza di questo punto nella curva indica una condizionale ottimale per il ritorno economico con i dati a disposizione;
- il PBT ha un andamento simile al NPV, ma mostra la concavità rivolta verso l'alto. Il minimo, e quindi il punto migliore per questa grandezza, è legato ad una potenza di 6 kWp, taglia differente dall'ottimale per il NPV dopo 25 anni. Questo indica che il tempo necessario a rientrare nell'investimento è inferiore per una taglia più piccola, ma nel medio-lungo termine vi sarà un maggior ritorno economico per una taglia leggermente più grande;
- l'IRR dà informazioni precise sulla convenienza del progetto in esame, in quanto in un'unica grandezza vengono tenuti in considerazione sia il valore dell'investimento iniziale che il NPV dopo un determinato lasso di tempo. Il punto migliore per questa grandezza coincide con la taglia da 6 kWp, analogamente a quanto accade per il PBT;
- il LCOE, a differenza delle altre dimensioni, decresce all'aumentare della taglia fino ad arrivare al valore stazionario di circa 17 c€/kWh.

#### 11.11.4.2 Batterie

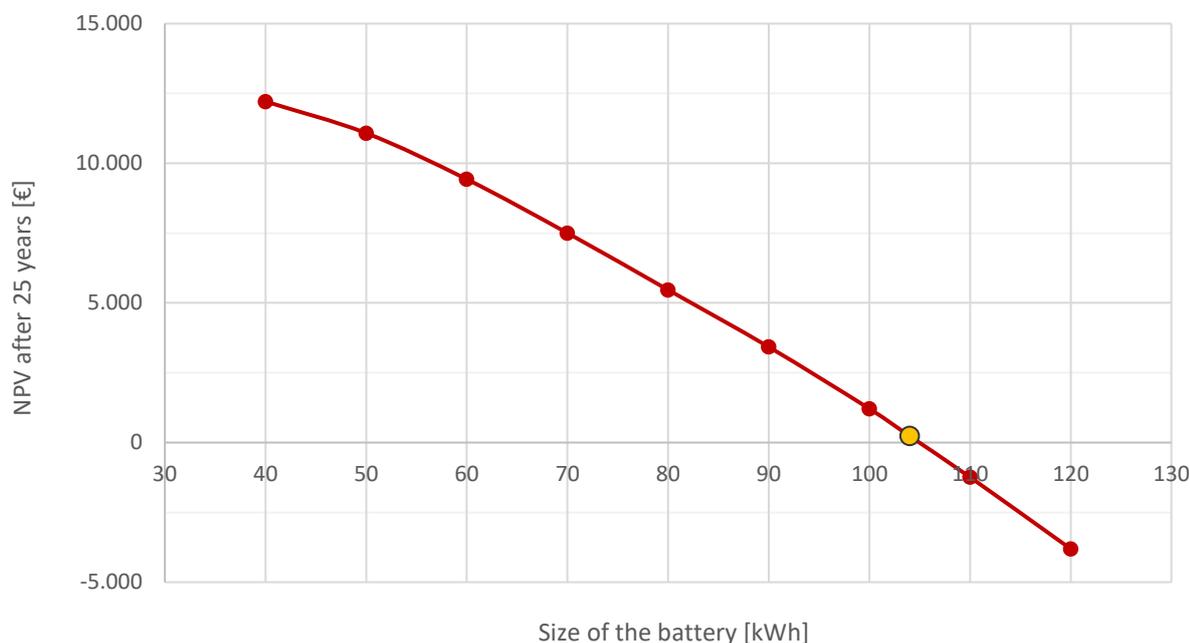


Figura 109 - NPV dopo 25 anni (batterie)

Dalla *sensitivity analysis* economica dell'accumulo elettrochimico emerge, più che altrove, quanto sia importante un compromesso tra ritorno economico e affidabilità energetica. Nella Figura 109 si nota come l'elevato investimento legato alle batterie, unito alla necessità di una loro completa sostituzione ogni dieci anni, faccia diminuire il ritorno economico delle installazioni all'incremento della loro taglia. Il flusso di cassa non è bilanciato dalla maggior quantità di energia stoccabile e utilizzabile da un sistema di accumulo di capacità superiore, per cui il NPV risente principalmente dell'investimento iniziale. Tuttavia, una maggior capacità del pacco batterie comporta una sicurezza dell'approvvigionamento energetico che assume un significato più ampio nell'ottica della transizione energetica e dell'abbandono dei combustibili fossili. La capacità scelta per l'impianto del Bertone è pari a 103,68 kWh (indicatore verde nel grafico), taglia che rappresenta un buon compromesso, in quanto permette di ottenere un NPV positivo dopo 25 anni e costituisce un solido appoggio in caso di insufficiente produzione. Se si considera una DOD del 50% e un'efficienza di conversione di batterie e inverter dell'80%, l'energia netta stoccabile è pari a 41,47 kWh, valore superiore alla richiesta giornaliera media nelle giornate maggiormente interessate dal consumo energetico.

### 11.11.4.3 Idroelettrico

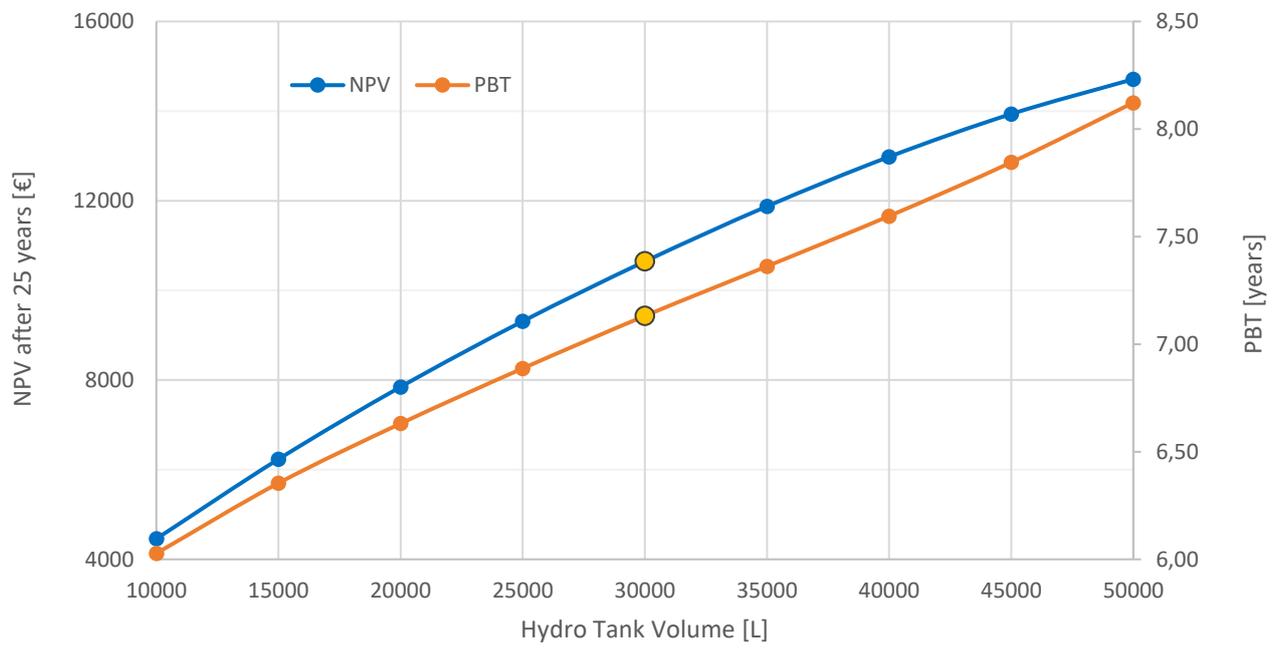


Figura 110 - NPV dopo 25 anni e PBT (idroelettrico)

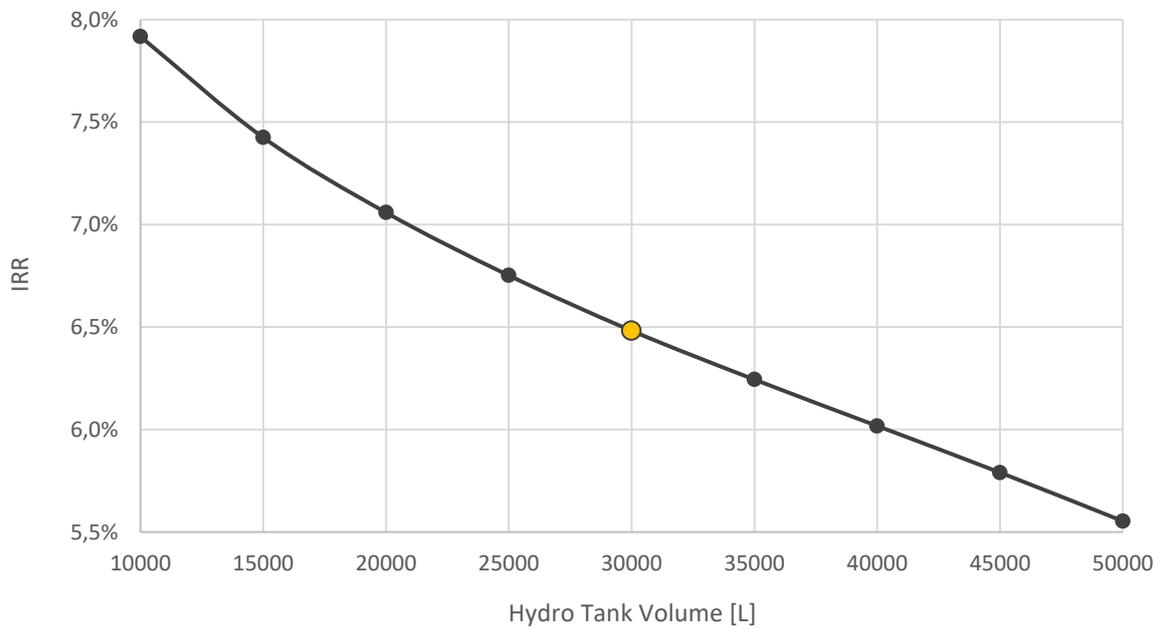


Figura 111 - IRR (idroelettrico)

Nel caso dell'accumulo idroelettrico, potenza ed energia stoccabile rappresentano due grandezze tendenzialmente indipendenti. Nel calcolo dell'investimento iniziale, la taglia della turbina rappresenta la voce di costo maggiormente influente, il che significa che è possibile aumentare la taglia delle vasche di accumulo senza modificare in maniera sostanziale i costi legati all'impianto. Tuttavia, nella pratica, è opportuno accoppiare una capacità di stoccaggio ad una potenza estraibile adatta.

Nella *sensitivity analysis* che ha coinvolto il sistema idroelettrico sono stati variati proporzionalmente il volume delle vasche e la potenza della turbina corrispondente. Dalla Figura 110 si comprende come aumentando la dimensione dell'accumulo sia possibile ottenere un ritorno economico maggiore. Tuttavia, al crescere della taglia, la pendenza della curva tende a decrescere.

Analizzando l'andamento del PBT si comprende come il tempo di ritorno nell'investimento sia inferiore per soluzioni di piccola entità. Allo stesso modo, se si osserva il grafico della Figura 111, si scopre che l'IRR porta a preferire un accumulo di dimensioni contenute.

Alla luce di queste considerazioni e vista anche la limitata disponibilità di acqua al rifugio Bertone, la scelta è ricaduta su una taglia intermedia da 30.000 L come soluzione ideale.

## 11.12 Risultati analisi impatto ambientale

	Emissioni 2010		Emissioni 2020		Emissioni 2030	
	[kt/anno]	[kt/anno]	Variazione	[kt/anno]	Variazione	
Produzione energetica	22	22	-	22	-	
Riscaldamento residenziale	393	299	- 24 %	240	- 39 %	
Combustione industriale	62	74	+ 19 %	86	+ 39 %	
Processi produttivi	45	45	-	45	-	
Uso di solventi	1	1	-	1	-	
Trasporti stradali	303	275	- 9 %	269	- 11 %	
Altri trasporti	11	11	-	11	-	
Gestione rifiuti	8	8	-	8	-	
<b>TOTALE</b>	<b>845</b>	<b>736</b>	<b>- 13 %</b>	<b>683</b>	<b>- 19 %</b>	

Tabella 18 - Rilevamento emissioni CO<sub>2</sub> e previsioni [35]

Secondo le analisi svolte da ARPA Valle d'Aosta, le emissioni di CO<sub>2</sub> dal 2010 al 2030 hanno una tendenza a diminuire nel settore del riscaldamento residenziale e dei trasporti stradali, quest'ultimo legato soprattutto all'evoluzione tecnologica e alla vendita di un maggior quantitativo di veicoli ibridi ed elettrici. Opposto è, invece, il trend delle emissioni nel settore della combustione industriale: esso può essere attribuito alla crescita di PIL attesa nei prossimi anni. Non vi sono significative variazioni in altre realtà del territorio, motivo per il quale, nel complesso, la quota di emissioni di CO<sub>2</sub> nella regione Valle d'Aosta sta diminuendo ed è destinata a proseguire questo andamento.

Durante l'analisi di impatto ambientale svolta per il Rifugio Bertone, una grandezza di assoluta importanza è stata il Global Warming Potential (GWP), il quale ci informa circa la quantità di CO<sub>2</sub> che una determinata attività produce. In particolare, la produzione di energia elettrica tramite la combustione del diesel ha un valore di GWP pari a 0,97897kg<sub>CO2eq</sub>/kWh (fonte: *SimaPro*). Pertanto, se si considera l'energia gestita dai sistemi fotovoltaico, eolico e di accumulo del rifugio in esame, la si valuta in funzione del valore di auto-consumo per scoprire la quota effettivamente utilizzata e si confronta tale parametro con il GWP relativo alla combustione di gasolio del gruppo elettrogeno, si ottiene il quantitativo di CO<sub>2</sub> non emesso in atmosfera grazie alla presenza degli impianti installati, in accordo con la seguente equazione:

$$CO_2 \text{ risparmiata} = GWP \cdot E_{prodotta} \cdot Self - consumption$$

Di seguito sono riportate le emissioni di CO<sub>2</sub> risparmiate tenendo in considerazione che il GWP, ossia l'indice che tiene in conto gli effetti delle fonti energetiche sul riscaldamento globale, fa riferimento alla produzione di energia elettrica tramite la combustione del diesel. I risultati esposti fanno riferimento alle emissioni risparmiate con l'inserimento delle nuove installazioni o la sostituzione delle preesistenti, in accordo con le configurazioni dei vari scenari.

### 11.12.1Scenario 1

#### *Elettricità da combustione*

GWP (fonte: <i>SimaPro</i> )	0,97897	kg <sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> /kWh
Emissioni CO <sub>2</sub> risparmiate	6,55	kg/giorno
	2.392	kg/anno

### 11.12.2Scenario 2

Emissioni CO <sub>2</sub> risparmiate	15,81	kg/giorno
	5.771	kg/anno

### 11.12.3Scenario 3

Emissioni CO <sub>2</sub> risparmiate	16,42	kg/giorno
	5.995	kg/anno

I risultati ottenuti possono essere utilizzati per confrontare il risparmio in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> con i dati messi a disposizione dalla regione Valle d'Aosta della Tabella 18. Il quantitativo di gas clima-alterante risparmiato è limitato se paragonato alla quota regionale annuale. Tuttavia, in un'ottica di transizione ecologica, tale soluzione può costituire un valido esempio da seguire per allargare l'utilizzo dei sistemi coinvolti nei processi di produzione e accumulo a tutte le realtà che, ad oggi, fanno pieno affidamento alle fonti fossili.

### 11.12.4 Sensitivity analysis

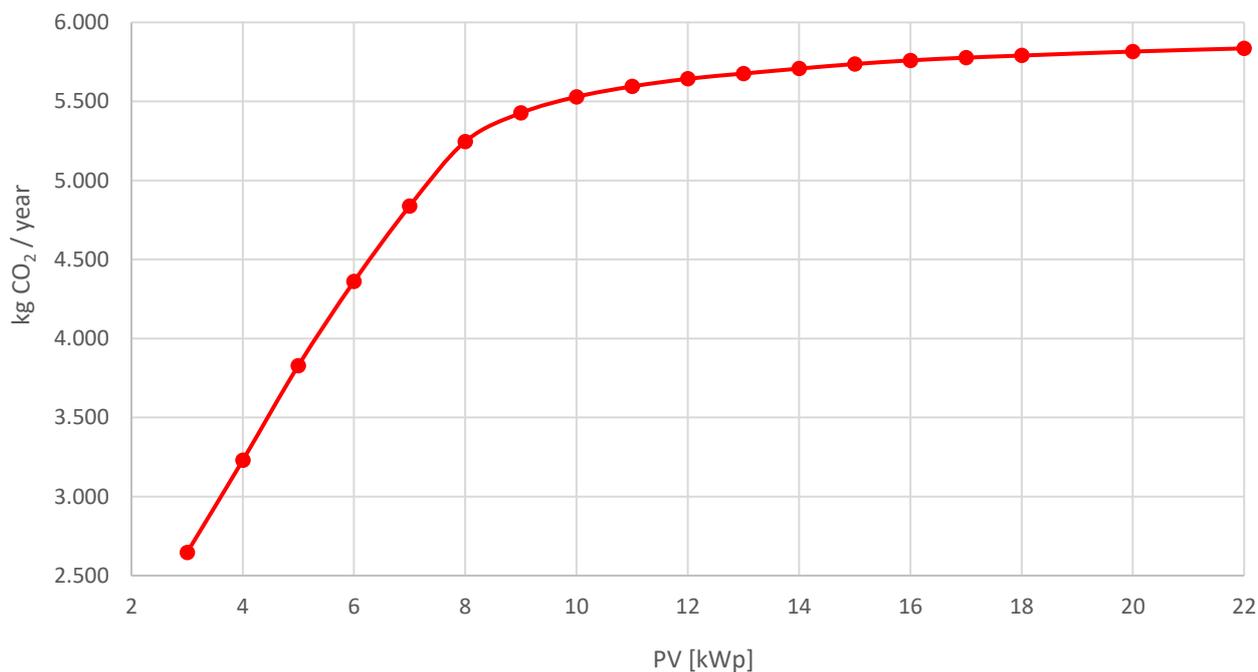


Figura 112 - CO<sub>2</sub> risparmiata in funzione della taglia del fotovoltaico

La sensitivity analysis ha tenuto in considerazione configurazioni le cui produzioni specifiche annue sono state mantenute costanti indipendentemente dalla taglia dell'impianto. Questa ipotesi presuppone che non vi siano variazioni di tilt angle, orientamento e localizzazione tra i vari moduli installati e, sebbene non sia perfettamente in linea con un caso reale, è utile per comprendere l'influenza della potenza installata nel risparmio di emissioni di inquinanti. Il carico da soddisfare è costante per cui, incrementando la taglia del fotovoltaico, la quota di auto-consumo diminuisce progressivamente. Per questo motivo, le emissioni di CO<sub>2</sub> risparmiate aumentano in maniera rilevante per taglie contenute fino ad arrivare a un valore pressoché stazionario una volta raggiunta la saturazione dei consumi. Dal grafico della Figura 112 si evince che la potenza fotovoltaica non comporti sostanziali cambiamenti oltre i 10 kWp installati.

## 12 Conclusioni

La Terra riceve dal Sole una quantità di energia 20.000 volte superiore al fabbisogno dell'umanità [14]. Quindi, anche considerando l'efficienza di conversione degli impianti fotovoltaici e coprendo un'infinitesima parte della superficie terrestre con pannelli solari, l'energia captata da queste installazioni sarebbe sufficiente a soddisfare il fabbisogno energetico mondiale. Di conseguenza, le potenzialità per alimentare una transizione energetica basata su sistemi di produzione da fonte rinnovabile sono presenti e devono essere oggetto di maggior studio e sviluppo. Più in generale, è importante considerare che l'approvvigionamento energetico non vede alternative sostenibili nell'era del post fossile che non siano legate all'eolico, al solare, all'idroelettrico o al geotermico. Queste tecnologie saranno fondamentali e potranno in breve tempo divenire le principali fonti di produzione, permettendo di raggiungere due punti cardine attraverso i quali tutelare il pianeta: risparmio ed efficienza. Le risorse naturali, infatti, vanno utilizzate in modo misurato e sagace: qualsiasi sistema dev'essere pensato per essere funzionante il più a lungo possibile e nelle migliori condizioni e, al termine della propria vita utile, le sue componenti devono essere riparate, raccolte e riciclate così da tornare ad essere risorse utilizzabili. Gli studi e gli avvertimenti degli esperti, le direttive dell'Unione Europea e i punti chiave esposti nell'Accordo di Parigi (redatto durante la conferenza COP21 del 2015 sui cambiamenti climatici) mirano a far crescere la consapevolezza che un'accelerazione nella transizione dai combustibili fossili alle energie rinnovabili è fondamentale: soltanto così sarà possibile passare da un'economia lineare ad una circolare. A tal fine, occorre ripensare al concetto di approvvigionamento energetico non solo su larga scala, ma anche per piccoli consumatori finali isolati.

L'analisi effettuata in questa tesi ha messo in luce le modalità con le quali è possibile alimentare il rifugio alpino Bertone e, più in generale, una qualsivoglia utenza finale non connessa alla rete. Questo fine è raggiunto grazie ad una quota estremamente maggioritaria nella produzione di energia da fonte rinnovabile e a sistemi di accumulo idroelettrici ed elettrochimici che ottimizzano la gestione dei flussi in caso di deficit/surplus energetico. In particolare, lo studio ha analizzato tre scenari applicabili al rifugio Bertone, nei quali i pannelli fotovoltaici assumono configurazioni differenti in orientamento, angolo di inclinazione e potenza massima a seconda delle possibilità d'installazione, variando da un minimo di 10,36 kWp (+3,27 kWp rispetto alla configurazione attuale) ad un massimo di

16,90 kWp (+9,81 kWp). Ogni scenario prevede l'inserimento di un sistema di accumulo idroelettrico costituito da due vasche (una a monte e una a valle) con una capacità di stoccaggio di 30.000 L ciascuna, la sostituzione dell'attuale pacco batterie al piombo-acido da 103,68 kWh (a causa del calo di performance dovuto all'invecchiamento) e il mantenimento della turbina eolica da 500 kWh/anno. Per ogni scenario sono stati valutati la potenza di picco, la produzione energetica (su base oraria, giornaliera e annuale), l'auto-sufficienza e l'auto-consumo in modo da definire quale configurazione si adatti meglio alle caratteristiche proprie del rifugio. I risultati ottenuti evidenziano come, nei tre scenari analizzati, un'auto-sufficienza energetica superiore al 92% viene sempre garantita grazie alla simbiosi tra impianti di produzione da fonte rinnovabile e sistemi di accumulo, minimizzando così l'entrata in funzione del gruppo elettrogeno alimentato a diesel. Gli obiettivi di limitazione nelle emissioni verrebbero raggiunti, arrivando a risparmiare dalle 2,4 alle 6 tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno, a seconda della configurazione, con l'inserimento delle nuove installazioni. Dal punto di vista economico, la spesa per i sistemi di accumulo è stata considerata comune a tutti gli scenari, motivo per il quale le differenze nei risultati sono dovute esclusivamente all'investimento iniziale per l'installazione dei pannelli fotovoltaici, ai costi di funzionamento e manutenzione e al diverso ritorno economico legato alla producibilità delle varie installazioni. In ogni caso, l'investimento si è dimostrato proficuo, essendo caratterizzato da un NPV positivo dopo 25 anni in tutti gli scenari e un PBT di poco superiore a 9 anni nella peggiore delle ipotesi.

Il dimensionamento proposto è da considerarsi come un esempio per tutte le realtà nelle quali l'assenza di infrastrutture compromette un approvvigionamento energetico sicuro e affidabile. In quest'ottica, ricorrere a soluzioni analoghe potrebbe superare queste barriere e fornire energia in modo sostenibile. Inoltre, le configurazioni analizzate sono applicabili anche all'interno di un contesto urbano e tecnologicamente avanzato, al fine di favorire il passaggio da un modello centralizzato ad uno distribuito, minimizzando le perdite nel dispacciamento dell'energia e sfruttando una maggior quota di produzione rinnovabile per soddisfare la richiesta dei consumatori. Nel caso di impianti *grid-connected* la quota non raggiunta dal fotovoltaico, dall'eolico e dai sistemi di accumulo verrebbe comunque assicurata dalla rete elettrica.

In conclusione, questa tesi ha mostrato che un impianto basato sulla produzione da fonti rinnovabili, abbinato a sistemi di accumulo, permette una migliore gestione dell'energia e

una significativa riduzione dello sfruttamento di fonti fossili. La sostenibilità verrebbe garantita sia sul piano energetico sia sul piano economico anche per un impianto non connesso alla rete, ove la sovrapproduzione energetica non può essere convertita in risorsa di vendita e l'auto-consumo potrebbe rappresentare un collo di bottiglia per un ritorno economico significativo. La riduzione delle emissioni di inquinanti e gas climalteranti si allineerebbe con gli obiettivi per la salvaguardia del pianeta, proponendo un valido modello per convertire i tradizionali sistemi di produzione centralizzata in tecnologie distribuite sul territorio che rispettano l'ambiente e riducano al minimo le perdite.

“Il lungo e faticoso cammino della transizione energetica non è soltanto un'affascinante prova sul piano energetico e tecnologico, ma è ancor più una sfida culturale e morale verso la sobrietà e la responsabilità individuale, nella quale siamo tutti coinvolti” [14].

L'innovazione è, e sempre rimarrà, motore di crescita e di sviluppo umano.

## 13 Bibliografia

- [1] NASA, «NASA Global Climate Change,» 16 10 2020. [Online]. Available: <https://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/>. [Consultato il giorno 20 10 2020].
- [2] NASA, «NASA Global Climate Change,» 16 10 2020. [Online]. Available: <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/>. [Consultato il giorno 20 10 2020].
- [3] L. Berga, «The Role of Hydropower in Climate Change Mitigation and Adaptation: A Review,» Elsevier, 2016.
- [4] IEA, «iea.org,» 09 10 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/italy>. [Consultato il giorno 10 10 2020].
- [5] Istat, «dati.istat.it,» [Online]. Available: [http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCCN\\_PILT#](http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCCN_PILT#).
- [6] IEA, «iea.org,» 27 08 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>. [Consultato il giorno 09 10 2020].
- [7] P. Breeze, «Power Generation Technologies (3rd Edition),» Elsevier, 2019, p. 173.
- [8] G. V. Fracastoro, «Adattato da una presentazione di David Chiaramonti e Francesco Martelli (Università di Firenze) e con integrazioni di Stefania Tamea (Diati - Polito),» 23 01 2018. [Online].
- [9] T. K. Nielsen, C. Z. Kimambo, «Potential of Small-Scale Hydropower for Electricity Generation in Sub-Saharan Africa,» ISRN Renewable Energy, August 2012.
- [10] N. E. Bassam, P. Maegaard, M. L. Schlichting, *Distributed Renewable Energies for Off-Grid Communities*, Elsevier, 2013.
- [11] IEA. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ITALY&fuel=Renewables%20and%20waste&indicator=SolarGen>. [Consultato il giorno 26 12 2020].
- [12] F. Spertino, «State of the art in fotovoltaics,» 2020. [Online].
- [13] A. Ciocia, «Optimal Power Sharing between Photovoltaic Generators, Wind Turbines, Storage and Grid to Feed Tertiary Sector User,» Politecnico di Torino, 2017.
- [14] V. Balzani, N. Armaroli, "Energia per l'Astronave Terra", Bologna, Zanichelli, 2017.

- [15] G. V. Fracastoro, «polito.it,» 2018. [Online].
- [16] REN21, «ren21.net,» [Online]. Available: [https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter\\_01/chapter\\_01/](https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_01/chapter_01/). [Consultato il giorno 03 01 2021].
- [17] REN21, «ren21.net,» [Online]. Available: [https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter\\_03/chapter\\_03/#sub\\_8](https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_03/chapter_03/#sub_8). [Consultato il giorno 03 01 2021].
- [18] G. V. Fracastoro, «polito.it,» 2018. [Online].
- [19] A. Paolone, A. Sanson, V. Baglio (CNR), P. P. Prosini (ENEA), L. Pellegrino, E. Micolano (RSE), «Sistemi di Accumulo Elettrochimico,» [https://pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/sistemi\\_di\\_accumulo\\_elettrochimico.pdf](https://pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/sistemi_di_accumulo_elettrochimico.pdf).
- [20] Patrick T. Moseley, David A. J. Rand, «Energy Storage with Lead-Acid Batteries,» in *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, Elsevier, 2014.
- [21] B. Ignazio, «Studio comparativo tra impianti idroelettrici di pompaggio e batterie al litio in sistemi stand alone con generatori fotovoltaici,» Torino, 21 luglio 2017.
- [22] P. Kurzweil, «Lithium Battery Energy Storage: State of the Art Including Lithium-Air and Lithium-Sulfur Systems,» in *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, Elsevier, 2014, pp. 269-307.
- [23] IoTedge, «IoTedge.it,» [Online]. Available: <https://www.iotedge.it/ups/batterie-ioni-di-litio/>. [Consultato il giorno 27 10 2020].
- [24] M. Santarelli, «Notes on Closed Batteries,» Department of Energy, Politecnico di Torino, 2019.
- [25] Sina Makhdoomi, Alireza Askarzadeh, «Daily performance optimization of a grid-connected hybrid system composed of photovoltaic and pumped hydro storage,» Elsevier, Kerman, Iran, Giugno 2020.
- [26] M. Simonetti, «Appunti del corso "Technologies for Renewable Energy Sources",» Politecnico di Torino, 2018.
- [27] R. Bergero, «Monitoraggio dei bilanci energetici di un edificio residenziale dotato di impianto fotovoltaico,» Politecnico di Torino, 2020.
- [28] B. Stoffel, *Assessing the Energy Efficiency of Pumps and Pump Units*, Darmstadt University of Technology, Germany: Elsevier, 2015.

- [29] Oppo, «oppo.it,» [Online]. Available: [https://www.oppo.it/calcoli/coef\\_scabrezza\\_tubi.htm](https://www.oppo.it/calcoli/coef_scabrezza_tubi.htm). [Consultato il giorno 13 10 2020].
- [30] FGS, «FGS Energie Alternative,» [Online]. Available: <https://www.fgsolar.it/pdf/300.MT02.pdf>. [Consultato il giorno 20 10 2020].
- [31] Ministero dello Sviluppo Economico, «Analisi e statistiche energetiche e minerarie,» 12 10 2020. [Online]. Available: [https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi\\_carburanti\\_settimanali.php](https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_settimanali.php). [Consultato il giorno 12 10 2020].
- [32] ENEA, «ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile,» [Online]. Available: <https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/glossario/parole/potere-calorifico>. [Consultato il giorno 09 01 2021].
- [33] Banca d'Italia, «Banca d'Italia - Base dati statistica,» [Online]. Available: [https://infostat.bancaditalia.it/inquiry/home?spyglass/taxo:CUBESSET=&ITEMSELEZ=&OPEN=/&ep:LC=IT&COMM=BANKITALIA&ENV=LIVE&CTX=DIFF&IDX=1&/view:CUBEIDS=](https://infostat.bancaditalia.it/inquiry/home?spyglass/taxo:CUBESSET=&ITEMSELEZ=&OPEN=/&ep:LC=IT&COMM=BANKITALIA&ENV=LIVE&CTX=DIFF&IDX=1&/view:CUBEIDS=/).
- [34] I. Tiseo, «statista.com,» 25 08 2020. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/595826/electricity-industry-price-italy/>.
- [35] P. Bagnod, D. Volpe, M. Zublena, T. Magri, G. Pession e C. Tarricone, «Aggiornamento del Piano Regionale per il Risanamento, il Miglioramento e il Mantenimento per la Qualità dell'Aria per il Novennio 2016/2024,» Regione Autonoma Valle d'Aosta.
- [36] n. ville, «next ville - Energie Rinnovabili ed Efficienza Energetica,» [Online]. Available: [https://www.nextville.it/Mini\\_idroelettrico/646/Micro\\_idroelettrico#:~:text=Indicativamente%2C%20la%20forbice%20di%20costo,%2D3.000%20%E2%82%AC%20%2F%20kW%20installato..](https://www.nextville.it/Mini_idroelettrico/646/Micro_idroelettrico#:~:text=Indicativamente%2C%20la%20forbice%20di%20costo,%2D3.000%20%E2%82%AC%20%2F%20kW%20installato..) [Consultato il giorno 19 10 2020].
- [37] Ahmed Abdel Gawad, «ResearchGate,» 12 2016. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/Micro-hydro-generator-1-Fig-2-Pelton-wheel-21\\_fig2\\_312128651](https://www.researchgate.net/figure/Micro-hydro-generator-1-Fig-2-Pelton-wheel-21_fig2_312128651). [Consultato il giorno 12 10 2020].
- [38] FGS, «FGS Energie Alternative,» [Online]. Available: <https://www.fgsolar.it/it/prodotti/idroelettrico37/300.MT02->

Mini\_Turbina\_Idroelettrica\_FGS\_MT02\_PELTON\_12-24-48Vdc\_\_600W\_-  
\_1\_iniettore\_-30-200mt\_salto-detail.html. [Consultato il giorno 20 10 2020].

- [39] IEA, «Data and statistics,» [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySource>. [Consultato il giorno 20 10 2020].
- [40] OECD, «OECD data,» [Online]. Available: <https://data.oecd.org/energy/renewable-energy.htm#indicator-chart>. [Consultato il giorno 20 10 2020].
- [41] IEA, «iea.org,» [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource>. [Consultato il giorno 21 10 2020].
- [42] IEA, «iea.org,» [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ITALY&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource>. [Consultato il giorno 21 10 2020].
- [43] IEA, «iea.org,» [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ITALY&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel>. [Consultato il giorno 21 10 2020].
- [44] Google Earth, Google, Courmayeur, 2020.
- [45] European Commission, «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,» [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/it/#MR](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/#MR). [Consultato il giorno 23 10 2020].
- [46] Pianeta Batteria, «pianetabatteria.it,» 22 11 2013. [Online]. Available: <https://www.pianetabatteria.it/blog/2013/11/funzionamento-della-batteria-al-piombo-acido.html>. [Consultato il giorno 27 10 2020].
- [47] IEA, «Data and statistics,» [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=ITALY&fuel=Energy%20supply&indicator=RenewGenBySource>. [Consultato il giorno 27 10 2020].
- [48] Helioscsp. [Online]. Available: <http://helioscsp.com/how-to-achieve-us63mwh-in-a-concentrated-solar-power-tower-project-with-storage/>. [Consultato il giorno 27 12 2020].
- [49] M. PROGET, «mtproget.it,» [Online]. Available: <https://www.mtproget.it/collettori-solari-le-condizioni-per-accedere-allecobonus-2018>. [Consultato il giorno 27 12 2020].

- [50] F. Spertino, «Structure, Specifications and Testing of PV Modules,» 2019.
- [51] F. Spertino, «The Current-Voltage (I-U) Characteristic Curve: The Effect of Irradiance and Temperature,» 2020.
- [52] Rinnovabili.it, «Rinnovabili.it,» 08 04 2019. [Online]. Available: <https://www.rinnovabili.it/energia/accumulo-idroelettrico-pompaggio/>. [Consultato il giorno 30 12 2020].
- [53] F. Spertino, «The Operating Principle of Inverter and MPPT,» 2020.
- [54] Tao Ma, Hongxing Yang, Lin Lu, «Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island,» Elsevier, Hong Kong, 2014.
- [55] P. Leone, «Economic Assessment of Investment Projects in the Energy Sector,» Politecnico di Torino, 2019.
- [56] «CAICALCO.it,» 29 12 2017. [Online]. Available: <https://www.caicalco.it/2017/12/29/26-settembre-2018-rifugio-bertone-courmayeur/>.
- [57] Centro Funzionale Regione Autonoma Valle d'Aosta. [Online]. Available: [http://presidi2.regione.vda.it/str\\_dataview\\_download](http://presidi2.regione.vda.it/str_dataview_download). [Consultato il giorno 14 01 2021].
- [58] A.P.E.R.. [Online]. Available: [https://www.ape.fvg.it/wp-content/uploads/dlm\\_uploads/2016/03/ADICONS-Micro-idroelettrico.pdf](https://www.ape.fvg.it/wp-content/uploads/dlm_uploads/2016/03/ADICONS-Micro-idroelettrico.pdf). [Consultato il giorno 11 01 2021].
- [59] Dimensione Ingegnerie s.r.l., «Ricerca di mercato e analisi e test di generatori eolici ad asse verticale,» Torino, 2015.
- [60] SMA Solar Technology, *Sunny Boy 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL con Reactive Power Control*.
- [61] F. Spertino, «Structure and Operation of the Solar Cell,» Politecnico di Torino, 2019.
- [62] G. Fracastoro, «Energia Solare: Generalità sugli angoli solari e sulla radiazione solare,» PoliTo, Torino, 2017.