

Risultati preliminari dell'analisi delle performance della CER di Cantalupa

Paolo Lazzeroni¹

paolo.lazzeroni@polito.it

Gianmarco Lorenti¹

gianmarco.lorenti@polito.it

Maurizio Repetto¹

maurizio.repetto@polito.it

¹Dipartimento di Energia “Galileo Ferraris”, Politecnico di Torino
Corso Duca degli Abruzzi 24, 10129 Torino, Italia

Sommario

Si considera la costituzione di una Comunità di Energia Rinnovabile (CER) nel comune di Cantalupa (TO), che sia conforme alle normative attualmente implementate nella regolamentazione italiana. La scelta dei membri della comunità è ricaduta su una serie di utenze comunali di cui si conoscono i dati di consumo dell'energia elettrica. In prima approssimazione, ed in vista di un prossimo rilassamento degli attuali vincoli sul perimetro delle CER, si è ipotizzato che tutte le utenze considerate possano far parte della comunità, ignorando a quale cabina di trasformazione media-bassa tensione siano effettivamente connesse. È stato utilizzato il tool open-source RECOpt, sviluppato presso il gruppo di ricerca Cadema (DENRG, PoliTo) per l'analisi delle performance della comunità: da un punto di vista energetico, in termini di indici di autosufficienza e autoconsumo; da un punto di vista ambientale, in termini di riduzione percentuale di emissioni di anidride carbonica della CER; da un punto di vista economico, in termini di remuneratività dell'investimento e risparmio per i consumatori. Per utilizzare il tool è necessario conoscere i profili orari di consumo di tutte le utenze e di produzione del/degli impianto/i di generazione rinnovabile. A tale scopo, sono stati selezionati un numero di giorni-tipo, uno per ogni mese, considerati essere rappresentativi per un intero anno. Non avendo a disposizione tale dato per le utenze considerate, è stato assegnato ad ognuna di esse un certo andamento di profilo tipo, ricavato in letteratura. L'assegnazione è avvenuta in base a delle ipotesi riguardo l'utilizzo dell'energia elettrica da parte dell'utenza. Il profilo tipo, con granularità oraria, è stato scalato in base ai consumi mensili per ottenere il profilo di consumo orario nei giorni-tipo. È stata prestata particolare attenzione al palazzetto dello sport, sul cui tetto si ipotizza di installare l'impianto fotovoltaico per la produzione di elettricità rinnovabile. Riguardo i consumi di questa utenza, infatti, si hanno a disposizione i dati giornalieri misurati ma solo per un numero limitato di giorni di un anno. Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico, i profili orari di produzione unitaria sono stati ricavati dal database open PVGIS, specificando le coordinate geografiche e i dati di inclinazione e orientazione del tetto del palazzetto. Questi ultimi sono stati ottenuti tramite un'analisi fotografica di massima effettuata con i tool Google Earth e Maps. Allo stesso modo è stata ricavata l'area utile del tetto in modo da calcolare una taglia massima installabile. Una volta ottenuti i profili orari di produzione e consumo, è stato possibile simulare in RECOpt una serie di configurazioni, caratterizzate da diverse taglie sia per l'impianto fotovoltaico, che eventualmente il sistema di accumulo, in modo da analizzarne le performance.

NOTA

Questo lavoro è il risultato di una collaborazione informale con il comune di Cantalupa (TO), nella persona del Prof. Angelo Tartaglia, svoltasi nei mesi di settembre-dicembre 2021. Gli autori non si assumono alcuna responsabilità per eventuali errori o omissioni nel contenuto di questo documento. Le informazioni contenute in questo documento sono fornite "così come sono" senza alcuna garanzia di completezza, accuratezza, utilità o tempestività. Il contenuto di questo documento non è stato revisionato da pari.

INDICE

1 Profili di consumo	3
1.1 Profili mensili	3
1.2 Profili orari	5
1.3 Palazzetto dello sport	7
1.4 Profili di consumo della CER	12
2 Profili di produzione	14
3 Performance energetica	18
3.1 Caso base	19
3.2 Caso con sistema di accumulo	23
3.3 Conclusioni sull'analisi energetica	26
4 KPI ambientali ed economici	29
4.1 Analisi dei benefici ambientali	29
4.2 Analisi dei benefici economici	31
4.3 Vita utile del sistema di accumulo	37
5 Elaborazione dei risultati	39

1. PROFILI DI CONSUMO

Il primo passo è stata la scelta delle utenze da considerare come potenziali membri della comunità. Tra quelle di cui si hanno a disposizione i dati di consumo mensili ricavati in un precedente studio [1], sono state scelte le sole utenze che risultano essere semplici consumatori, escludendo i prosumer (Tabella 1). Questa scelta è stata guidata dal fatto che, al momento, solo gli impianti di produzione di nuova installazione possono essere considerati tra gli asset delle CER. Eventuali prelievi da parte delle utenze prosumer sono quindi stati esclusi dal computo, in quanto di gestione più complessa rispetto a quelli dei semplici consumatori.

Tabella 1: Utenze di cui si conosce il consumo mensile (evidenziati i potenziali membri della CER). Elaborazione propria di dati contenuti in [1].

Nome	Indirizzo	Categoria	Codice	Consumo annuo kWh
Palestra 2	Via Roma 16	Pros	PAL2	1984
Scuole	Via Roma 12	Pros	SC	17517
Magazzino	Via Italia 28	Pros	MAG	2069
Palestra	Via Italia SN	Cons	PAL	108318
Palazzetto dello Sport	Viale Italia	Cons	PSP	-
Campo Calcio	Via Italia 28	Cons	CAL	7315
Municipio	Via Chiesa 43	Cons	MUN	10862
Centro Anziani	Via Chiesa 2	Cons	CAN	2458
Centro Polifunzionale	Via Roma 18	Cons	CPF	20119
Illuminazione pubblica	-	Cons	ILL	142546
Consumatori	-	-	-	149073
Consumatori e Illuminazione	-	-	-	291619
Totale	-	-	-	313190

1.1. Profili mensili

I dati mensili di consumo delle singole utenze e del loro insieme sono stati graficati, in modo da individuare eventuali trend. In Figura 1 si può notare che i consumi delle utenze sono maggiori nei mesi invernali. Questo fa ipotizzare un'elettrificazione dei consumi per il riscaldamento degli edifici tramite pompe di calore. Il trend è **opposto** a quello desiderato, poiché la produzione di elettricità degli impianti fotovoltaici è più concentrata nei mesi estivi. In Figura 2 si nota come tenere conto dell'illuminazione pubblica sostanzialmente non modifichi questo andamento.

In Figura 3, infine, è mostrata la ripartizione dei consumi tra le utenze considerate, nei diversi mesi. In generale, la maggior parte del consumo (superiore all'80%) è suddivisa tra l'illuminazione pubblica e la palestra. Tuttavia, al momento non sono riportati i consumi del palazzetto dello sport, soggetti ad una trattazione separata in seguito.

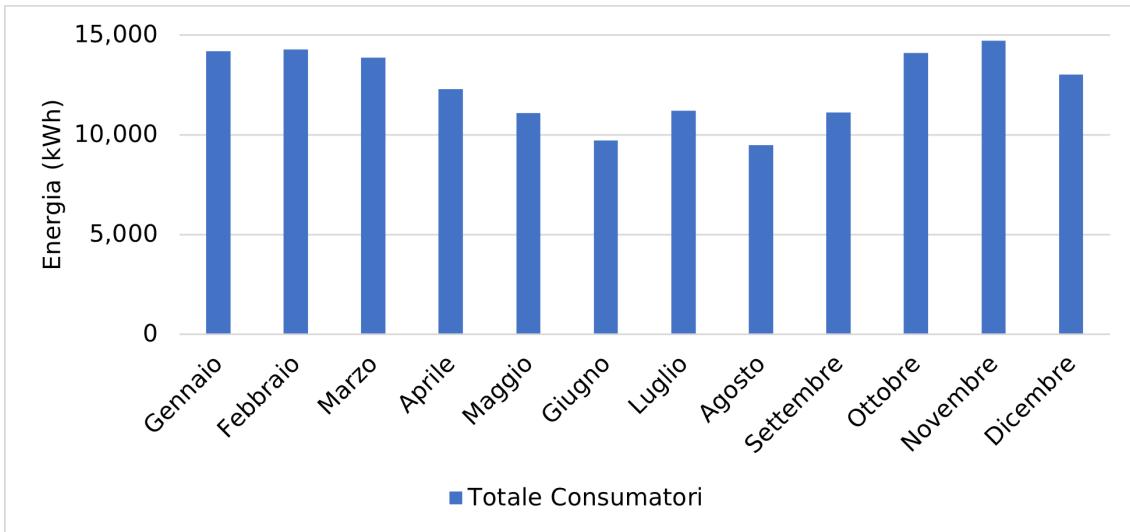


Figura 1: Profili di consumo mensili delle utenze "consumatore", esclusa l'illuminazione pubblica. Elaborazione propria di dati contenuti in [1].

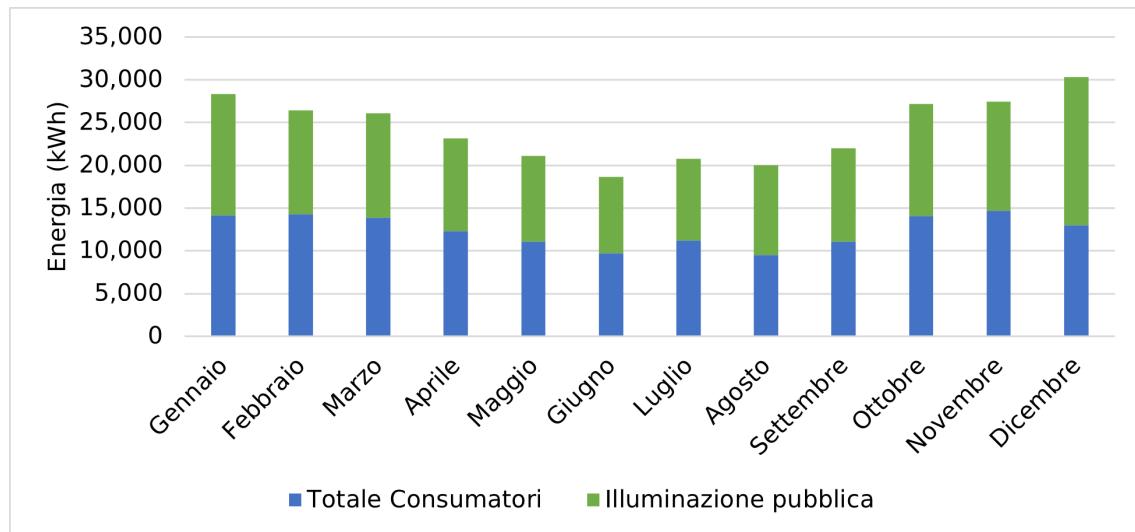


Figura 2: Profili di consumo mensili delle utenze "consumatore", compresa l'illuminazione pubblica. Elaborazione propria di dati contenuti in [1].

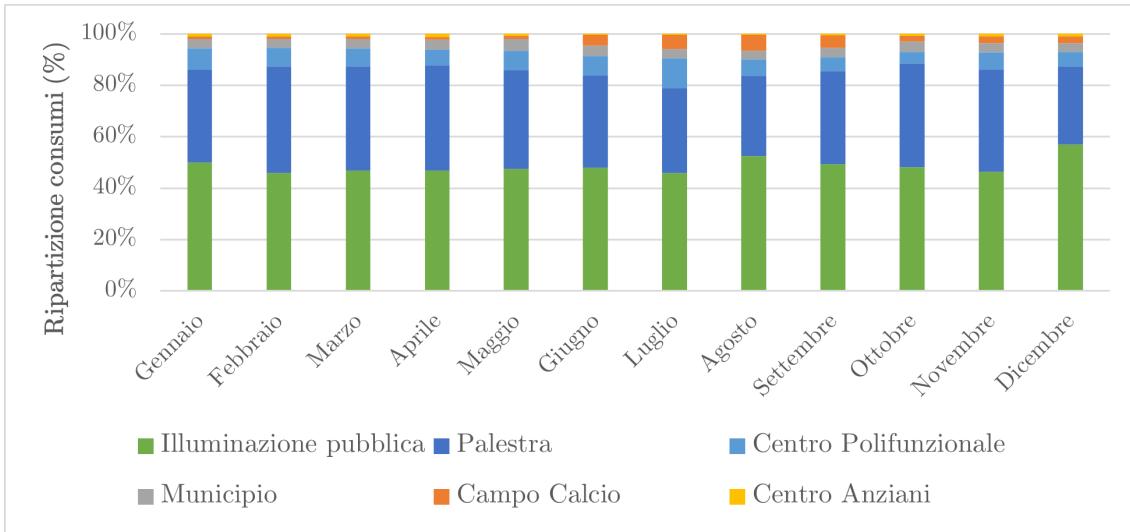


Figura 3: Ripartizione dei consumi mensili tra le utenze consumatrici, compresa l’illuminazione pubblica. Elaborazione propria di dati contenuti in [1].

1.2. Profili orari

Come anticipato, il dato relativo al consumo mensile non è sufficiente per valutare la performance energetica della CER utilizzando la metodologia implementata in *RECOpt* [7], per la quale sono necessari i profili **orari** in una serie di giorni-tipo. Per fare ciò, sono stati individuati in letteratura dei profili orari di consumo caratteristici di date tipologie di utenze. Ad ognuna delle utenze è stata quindi assegnata una tipologia di profilo, in seguito scalato in base ai consumi effettivi. In Figura 4 sono mostrati i **profili orari unitari**, in termini di potenza oraria su potenza massima, individuati per quattro tipologie di utenze.

In Tabella 2 è mostrata la divisione delle utenze tra le tipologie di utenze individuate. Per gli edifici sportivi, così come il centro polifunzionale, è stato ipotizzato un utilizzo dell’energia elettrica basso nella mattina, medio nel primo pomeriggio e alto durante la sera. Per il municipio e il centro anziani è stato ipotizzato un utilizzo concentrato nelle ore centrali della giornata [3]. Si è supposto che il consumo del campo da calcio sia da attribuirsi completamente all’illuminazione dell’impianto sportivo, per cui il profilo orario è stato mutuato da quello dell’illuminazione pubblica, ipotizzando un utilizzo solamente serale. Quest’ultimo è stato a sua volta calcolato basandosi sulle ore di funzionamento degli impianti comunali nelle diverse stagioni [1].

Avendo individuato i consumi mensili ed il profilo orario unitario per ogni utenza, è stato possibile ricavare i profili orari di consumo nei diversi giorni-tipo. Per fare ciò, i profili unitari in termini di potenza oraria su potenza massima, $P_{unit,max} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{kW}_p} \right)$, sono stati convertiti in profili

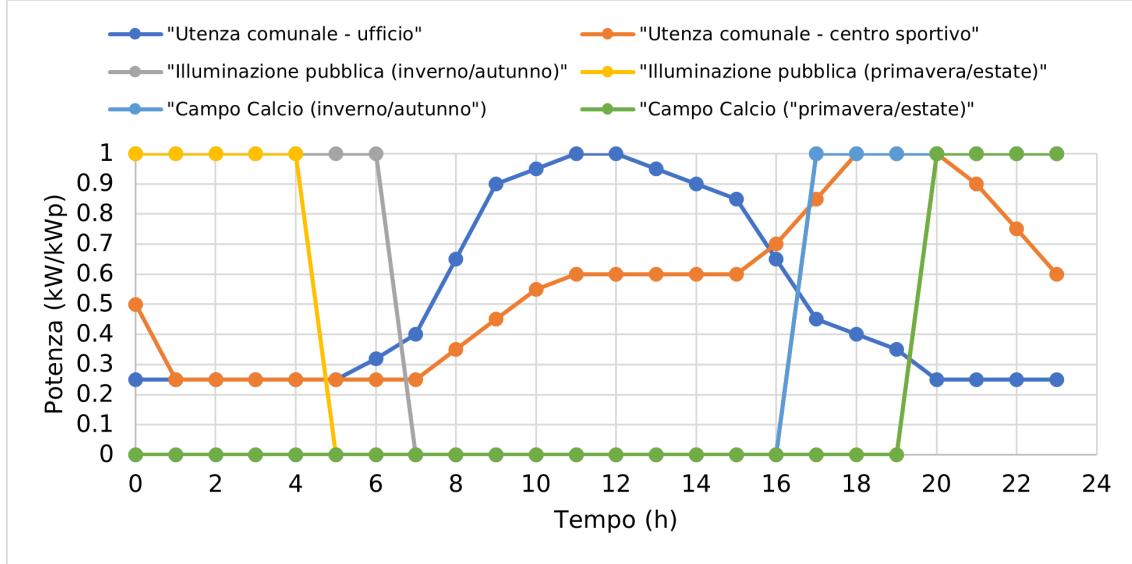


Figura 4: Profili orari di diverse tipologie di utenze, in termini di potenza oraria su potenza massima. Elaborazione propria di dati contenuti in [1, 3].

Tabella 2: Divisione delle utenze considerate come potenziali membri della comunità per tipologie di utenza. Elaborazione propria.

Utenza	Tipologia utenza
Palestra	
Palazzetto dello Sport	Centro sportivo ^a
Centro Polifunzionale	
Municipio	
Centro Anziani	Ufficio ^a
Campo Calcio	Campo calcio ^b
Illuminazione pubblica	Illuminazione pubblica ^c

^a Derivato da [3] ^b Adattato da [1], ipotizzando solo utilizzo serale ^c Derivato da [1]

unitari in termini di energia consumata giornalmente, $P_{unit,day} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{kWh giorno}^{-1}} \right)$, secondo la seguente equazione:

$$P_{unit,day}^{(k)} = \frac{P_{unit,max}^{(k)}}{\sum_{i=0}^{23} P_{unit,max}^{(i)}}, \forall k = 0, \dots, 23 \quad (1)$$

Successivamente, il consumo mensile di ogni utenza, in kWh/mese è stato diviso per il numero totale di giorni in ogni mese per ottenere il consumo giornaliero medio in ogni mese, in kWh/giorno medio. Per ogni utenza, il profilo unitario della relativa tipologia è stato moltiplicato per il consumo giornaliero medio, ottenendo così un profilo orario in un giorno-tipo per ogni mese dell'anno.

In Figura 5, Figura 6, Figura 7, Figura 8 sono mostrati i risultati profili orari in un giorno tipo per ogni mese dell'anno, rispettivamente, della palestra, del municipio, del campo da calcio e dell'illuminazione pubblica. Non avendo a disposizione profili diversi per i giorni feriali e festivi e non conoscendo la ripartizione dei consumi mensili tra giorni feriali e festivi, per ogni mese dell'anno è stato adottato un unico profilo-tipo, rappresentativo per tutti i giorni.

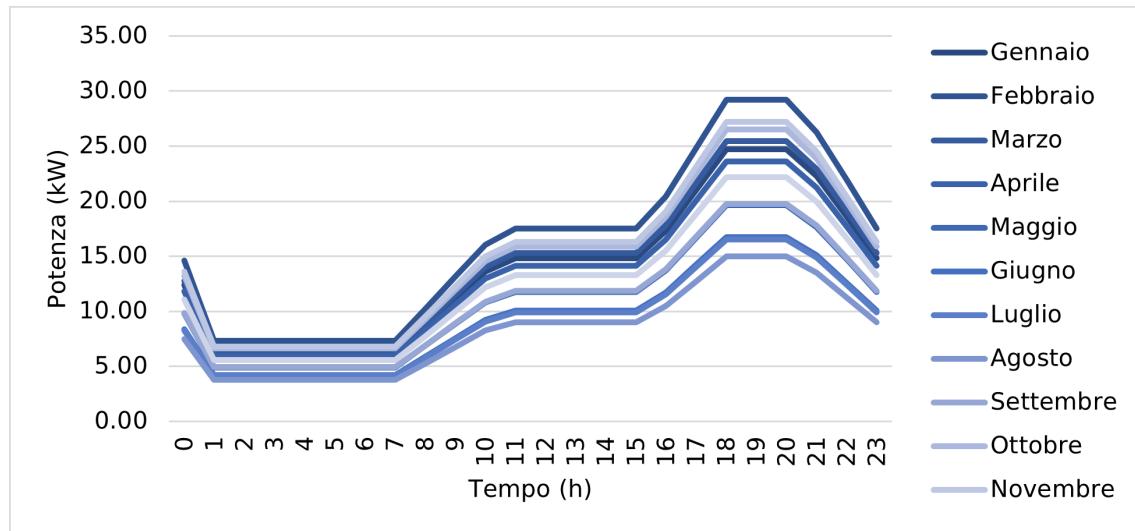


Figura 5: Profili orari di consumo ricavati per la palestra in un giorno tipo per ogni mese dell'anno. Elaborazione propria.

1.3. Palazzetto dello sport

Per quanto riguarda il palazzetto dello sport, per ottenere i profili di consumo orari nei giorni-tipo considerati, si sono dovuti eseguire dei passaggi aggiuntivi rispetto alle altre utenze. Infatti, grazie ad una campagna di misurazione, per l'utenza in questione erano disponibili i dati relativi

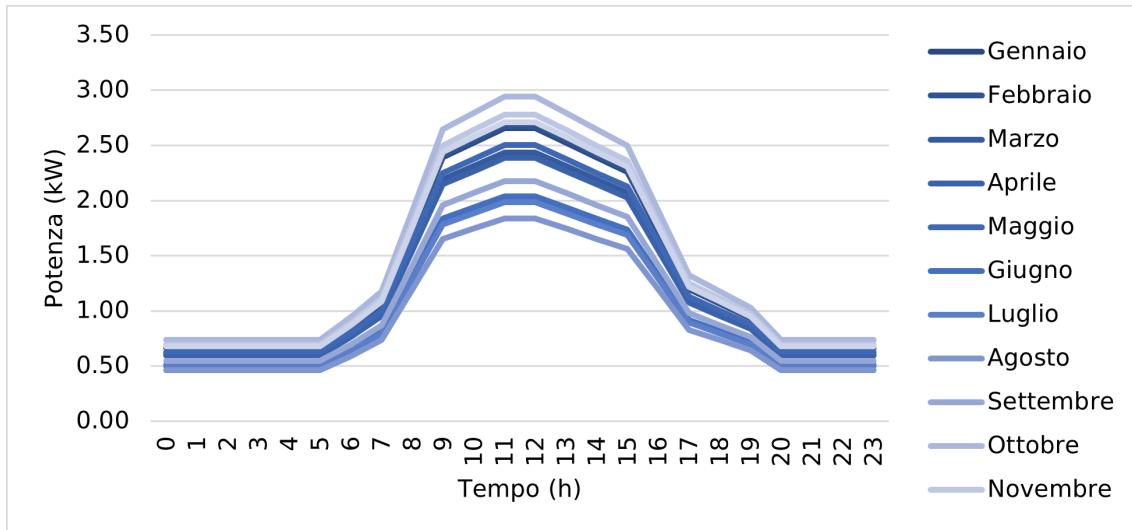


Figura 6: Profili orari di consumo ricavati per il municipio in un giorno tipo per ogni mese dell'anno. Elaborazione propria.

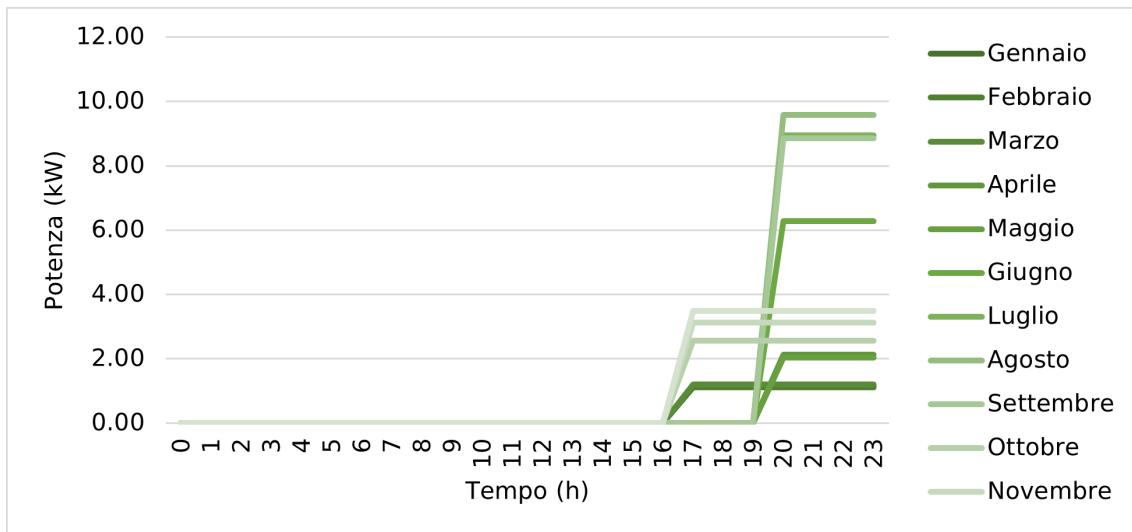


Figura 7: Profili orari di consumo ricavati per il campo da calcio in un giorno tipo per ogni mese dell'anno. Elaborazione propria.

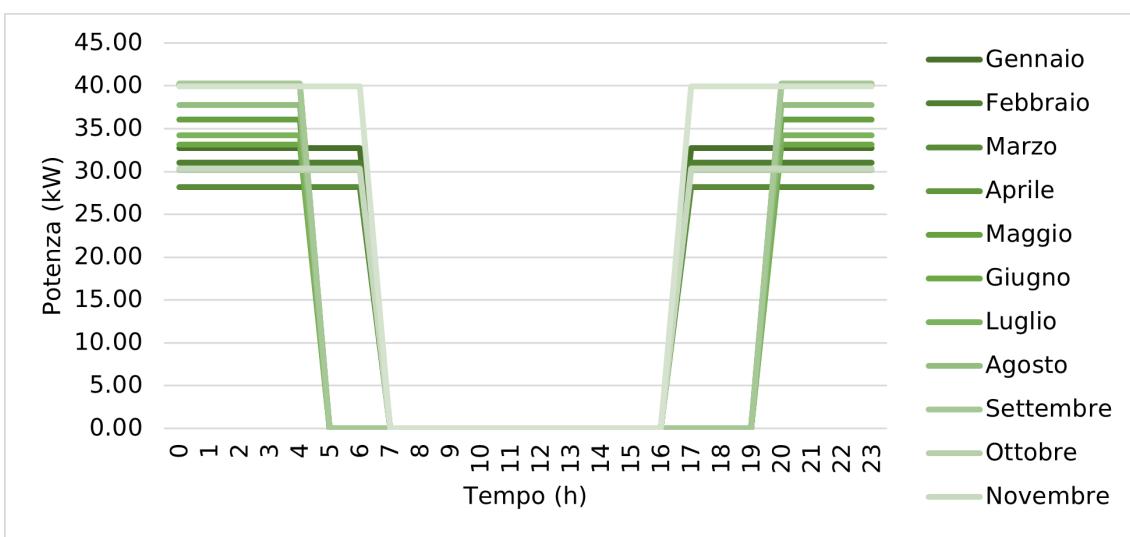


Figura 8: Profili orari di consumo ricavati per l'illuminazione pubblica in un giorno tipo per ogni mese dell'anno.
Elaborazione propria.

al consumo giornaliero misurati. Tuttavia, i dati disponibili riguardavano solo alcuni giorni dell'anno 2017: 133 giorni su 365, principalmente concentrati nei mesi tardo-primaverili ed estivi.

Dovendo **ricostruire** i profili orari di consumo dai dati disponibili è stato adottato il seguente approccio:

1. I dati di consumo giornaliero, misurati solo in alcuni giorni dell'anno, sono stati aggregati per mesi.
2. I dati di consumo mensile sono stati scalati, dividendo il consumo totale misurato per il numero di giorni misurati, in kWh/giorno medio e moltiplicando per il numero totale di giorni nel mese, ottenendo così un dato in kWh/mese.
3. I dati totali mensili sono stati graficati, in modo da evidenziare trend significativi (Figura 9). Tuttavia, il numero di dati (7 mesi su 13), nonché la loro distribuzione, concentrata nelle stagioni primaverile ed estiva, sono stati reputati non idonei per effettuare un'interpolazione dei dati mancanti.
4. Si è quindi seguito un approccio differente, confrontando i dati di consumo mensile disponibili con quelli delle altre utenze, calcolando il coefficiente di correlazione per ogni coppia di utenze palazzetto dello sport-altra utenza (Tabella 3).
5. L'utenza con la correlazione più alta nell'andamento dei consumi è stata usata per ricostruire i dati mancanti.

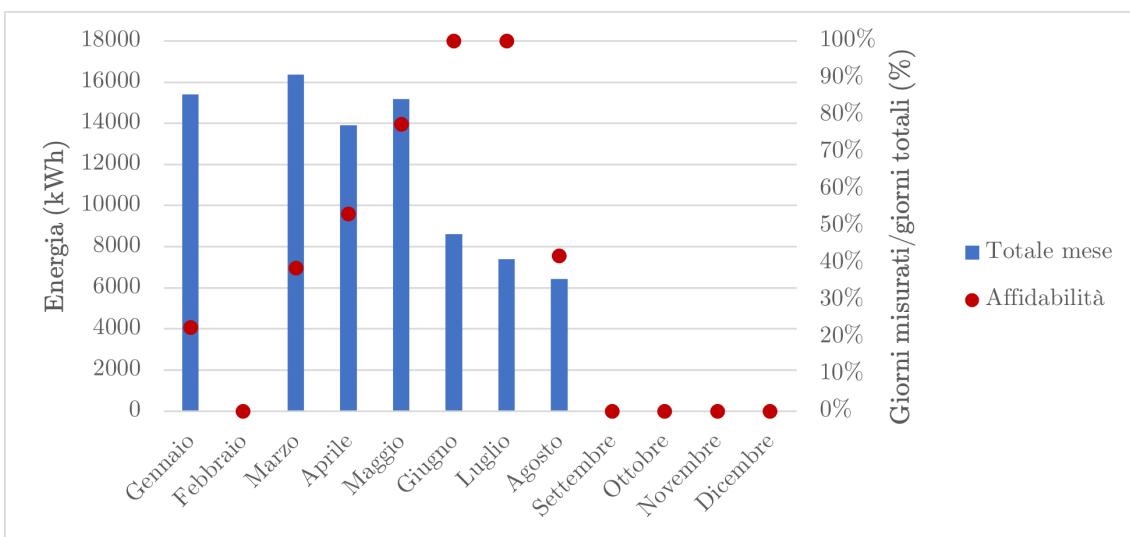


Figura 9: Profilo di consumo mensile misurato per il palazzetto dello sport, con relativa affidabilità (in termini di giorni effettivamente misurati). Elaborazione propria.

Le due utenze con correlazione più alta risultano essere la palestra e il municipio, 92% e 95% rispettivamente. Tra le due, la palestra è stata reputata più idonea per la ricostruzione del profilo di consumo mensile del palazzetto, data l'ipotizzata somiglianza tra gli utilizzi dell'elettricità delle due utenze, nonché la somiglianza tra gli ordini di grandezza del consumo mensile (ordine dei 10000 kWh, per palestra e palazzetto, 1000 kWh per il municipio).

Tabella 3: Coefficienti di correlazione tra i dati del consumo mensile del palazzetto dello sport e delle altre utenze. Elaborazione propria.

Utenza	Coefficiente di correlazione
Palestra	0,92
Campo Calcio	-0,97
Municipio	0,95
Centro Anziani	0,85
Centro Polifunzionale	0,18
Palazzetto Sport	1,00

Il rapporto tra il consumo medio mensile delle due utenze è stato usato per scalare il consumo della palestra a quello del palazzetto nei mesi in cui il dato non era disponibile, ottenendo il profilo mostrato in Figura 10.

Una volta ottenuto il profilo di consumo mensile, si è seguita la stessa procedura adottata per le altre utenze per ottenere i profili orari nei giorni tipo considerati, riportati in Figura 11. Il consumo totale annuo risultante è pari a 153188 kWh. Il consumo totale delle utenze è quindi pari a circa 302000 kWh (302 MWh) e 445000 kWh (445 MWh), rispettivamente, senza e con l'illuminazione pubblica.

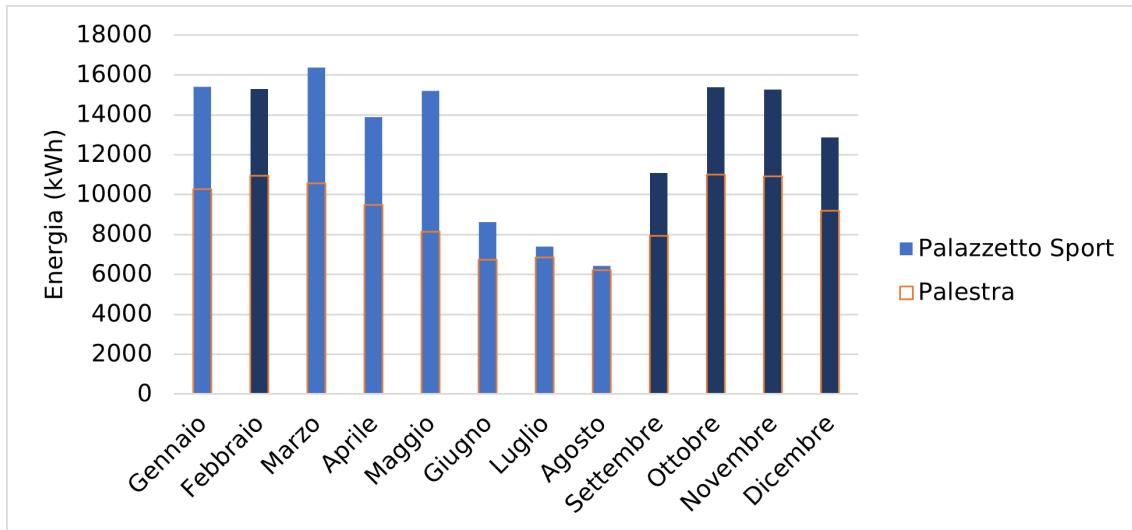


Figura 10: Profilo di consumo mensile "ricostruito" per il palazzetto dello sport (dati misurati in colorazione chiara).
Elaborazione propria.

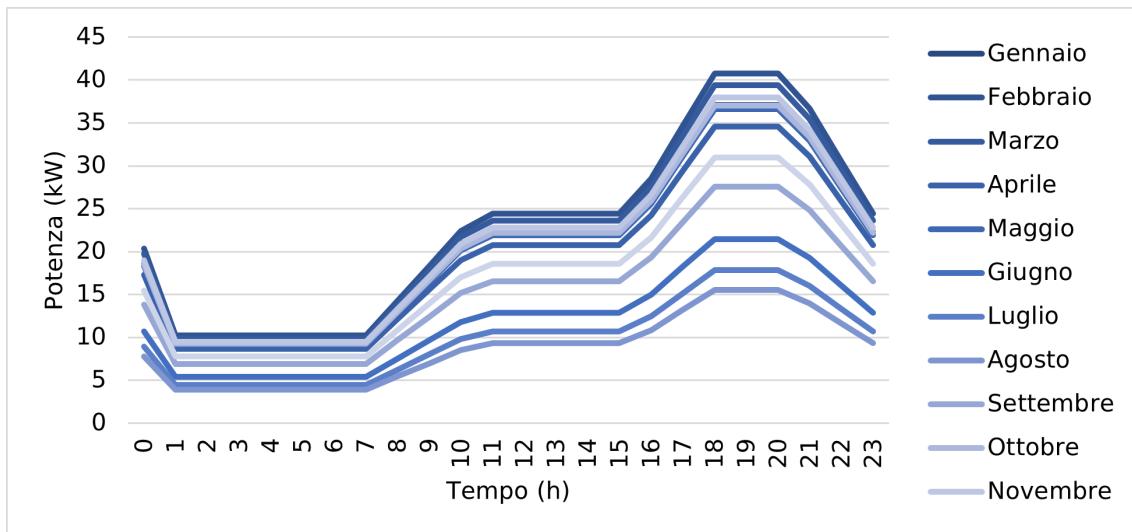


Figura 11: Profili orari di consumo ricavati per il palazzetto dello sport in un giorno tipo per ogni mese dell'anno.
Elaborazione propria.

1.4. Profili di consumo della CER

Avendo ricavato i profili orari di consumo per tutte le utenze coinvolte nello studio, necessari alla successiva valutazione della performance energetica, questi sono stati sommati in modo da ottenere i profili di consumo dell'intera comunità. In Figura 12 e Figura 13 è mostrata la somma dei profili delle utenze "consumatore", rispettivamente senza e con l'illuminazione pubblica.

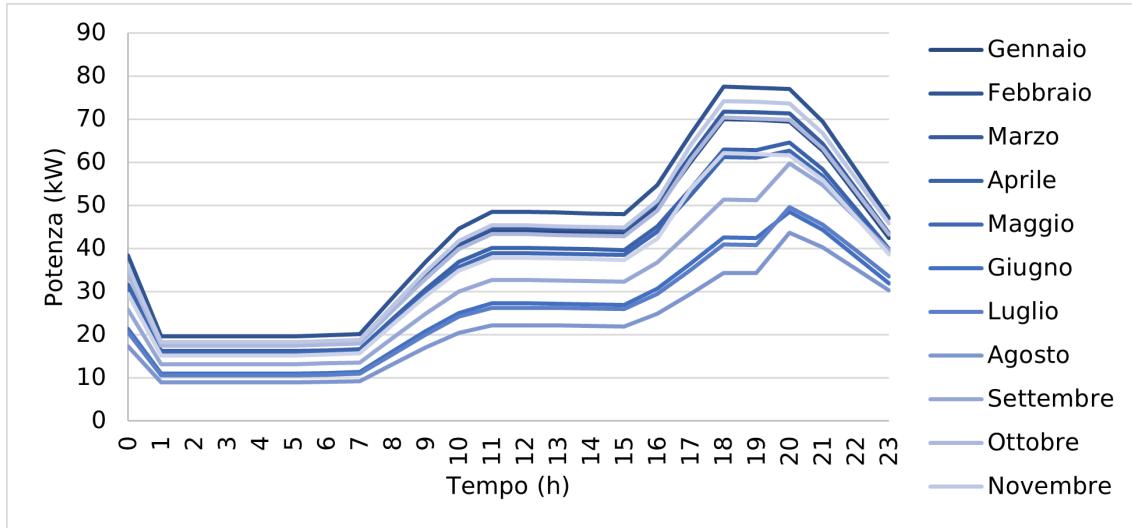


Figura 12: Profili orari di consumo della somma delle utenze (esclusa l'illuminazione pubblica) in un giorno tipo per ogni mese dell'anno.. Elaborazione propria.

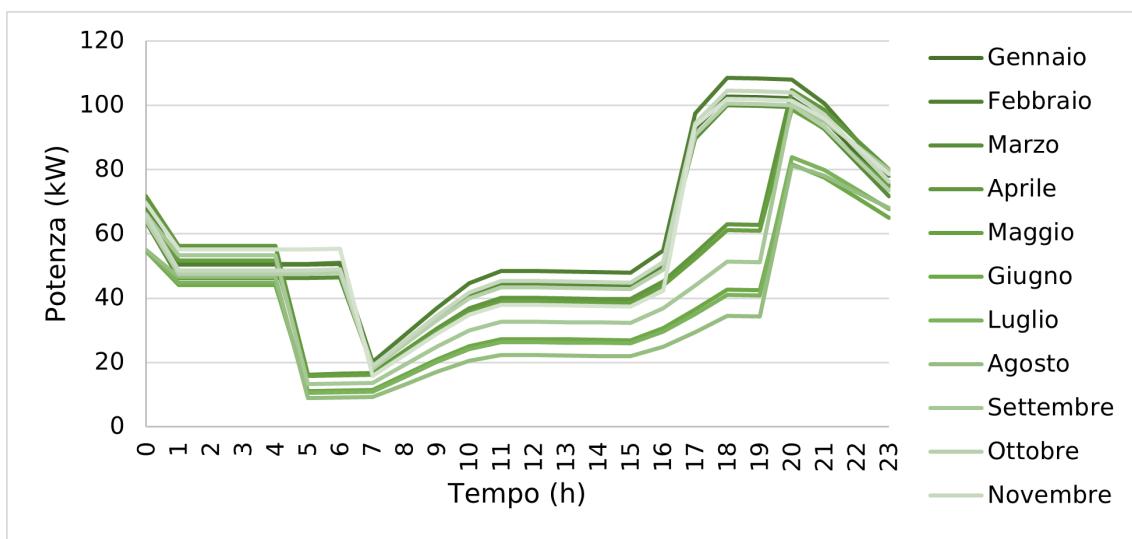


Figura 13: Profili orari di consumo della somma delle utenze (inclusa l'illuminazione pubblica) in un giorno tipo per ogni mese dell'anno. Elaborazione propria.

Riguardo i profili orari della comunità, si noti come il consumo sia **concentrato** nelle ore

serali. Questo a causa della forte influenza dei consumi della palestra e del palazzetto dello sport (Figura 14), per le quali, appunto, si è considerato un profilo tipo concentrato nelle ore serali (Figura 4). Si ha pertanto un consumo modesto durante le ore centrali della giornata, che sono invece caratterizzate da una maggiore produzione dell'impianto fotovoltaico. Come ci si può aspettare, l'aggiunta dell'illuminazione pubblica non modifica il profilo durante questa parte della giornata, ma aumenta il consumo durante la notte e il primo mattino.

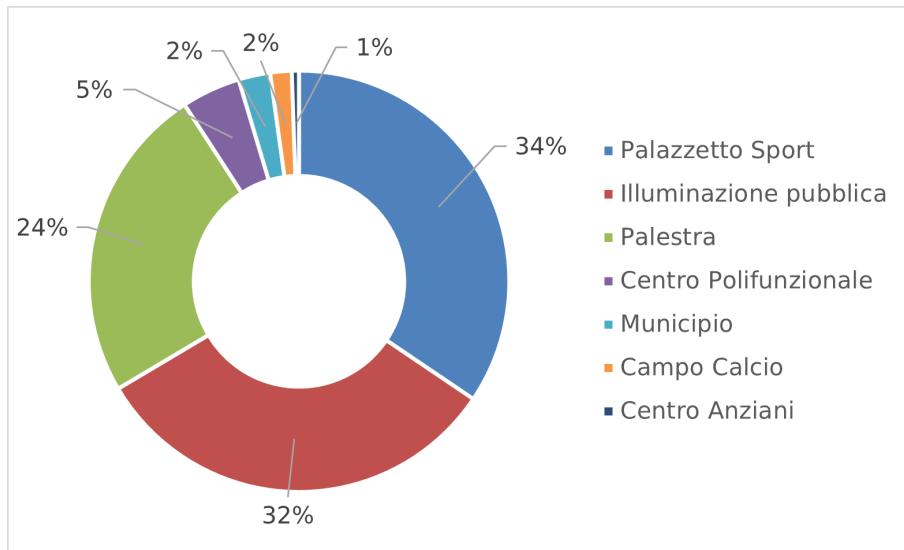


Figura 14: Ripartizione dei consumi annuali di energia elettrica tra le utenze considerate. Elaborazione propria.

Si noti comunque che per quanto riguarda il palazzetto dello sport, si dovrebbe poter disporre dei profili di consumo effettivamente misurati, che potrebbero differire da quelli ipotizzati. Per quanto riguarda i profili calcolati per l'illuminazione pubblica e il campo da calcio (Figura 7 e Figura 8), appare **poco plausibile** che la richiesta di potenza (ipotizzata sempre pari alla potenza massima) vari in base al mese considerato. Si reputa opportuno, pertanto, seguire un approccio diverso per caratterizzare le due utenze, andando a calcolare una potenza nominale in base ai consumi effettivi ed un tempo giornaliero di utilizzo medio, e adattando le ore di utilizzo al consumo effettivo registrato in ogni mese.

2. PROFILI DI PRODUZIONE

I profili orari di produzione dell'impianto fotovoltaico che si suppone di installare sul tetto del palazzetto dello sport sono stati ottenuti attraverso il tool online PVGIS [4]. Questo sfrutta database di dati meteorologici, quali l'irraggiamento e la temperatura esterna, per calcolare la produzione di un impianto fotovoltaico posto in punto di cui si devono fornire le coordinate geografiche. Per il palazzetto dello sport queste sono (44.941, 7.339).

Il tool permette di ottimizzare gli angoli di tilt, ovvero l'inclinazione dei pannelli rispetto al suolo, e di azimut, ovvero l'orientazione est-ovest dei pannelli, per garantire una produttività mensile più costante possibile durante l'arco dell'anno. Il alternativa, se ne possono fornire dei valori specifici. In questo caso, conoscendo la geometria e la posizione del tetto, si è scelta la seconda opzione. Entrambi i valori sono stati ricavati attraverso un'analisi di massima condotta tramite il tool online Google Maps [5]. Il palazzetto ha un tetto a botte, per cui l'angolo di tilt dei pannelli è variabile. Un'inclinazione media è stata valutata calcolando l'angolo tra i due punti in corrispondenza del bordo inferiore e del centro del tetto, (Figura 15). Il tetto a botte della struttura è esposto a sudest e nordovest, pertanto si è considerata la sola metà esposta a sudest. Da un'analisi della vista dall'alto della struttura è stato possibile individuare con esattezza l'angolo di azimut del tetto (Figura 16). I due angoli di tilt e azimut individuati tramite questa procedura sono, rispettivamente, 20° e -36° .



Figura 15: Individuazione dell'inclinazione media del tetto del palazzetto dello sport. Ottenuta utilizzando il tool https://www.ginifab.com/feeds/angle_measurement/ su un'immagine di Google Maps [5].

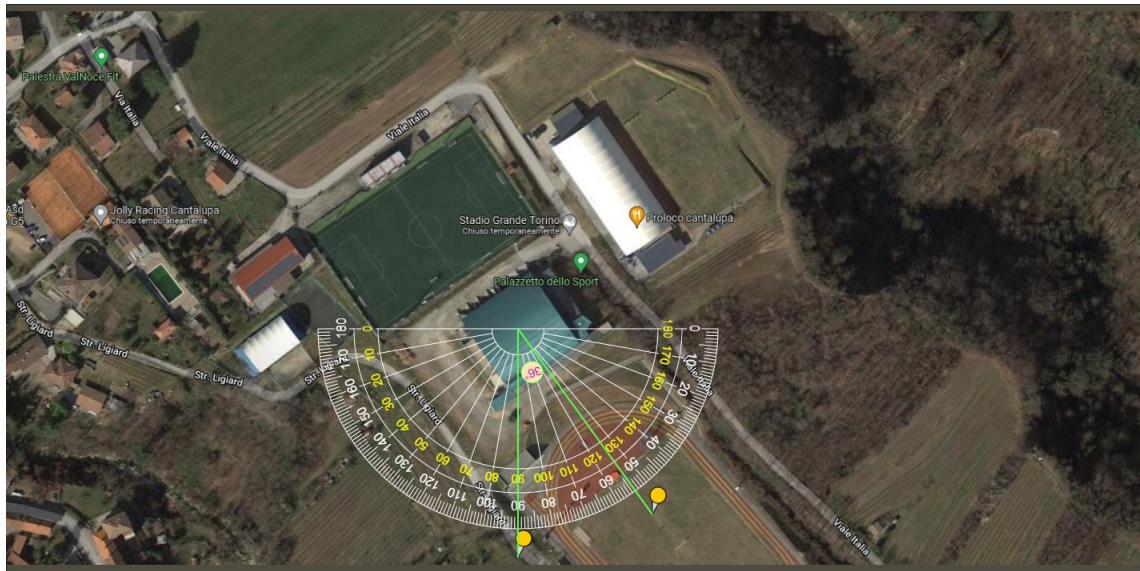


Figura 16: Individuazione dell'orientazione del tetto del palazzetto dello sport. Ottenuta utilizzando il tool https://www.ginifab.com/feeds/angle_measurement/ su un'immagine di Google Maps [5].

Con queste informazioni è stato possibile ricavare da PVGIS i profili di orari di produzione per tutti i giorni degli anni 2005-2016. Per questo scopo, è stata specificata una taglia di 1 kW_p , in modo da ottenere profili di produzione unitari, in $(\text{kWh}/\text{h}) \text{ kW}_p^{-1}$. I dati forniti dal tool sono stati utilizzati per ottenere i profili in Figura 17, per un giorno-tipo per ogni mese dell'anno.

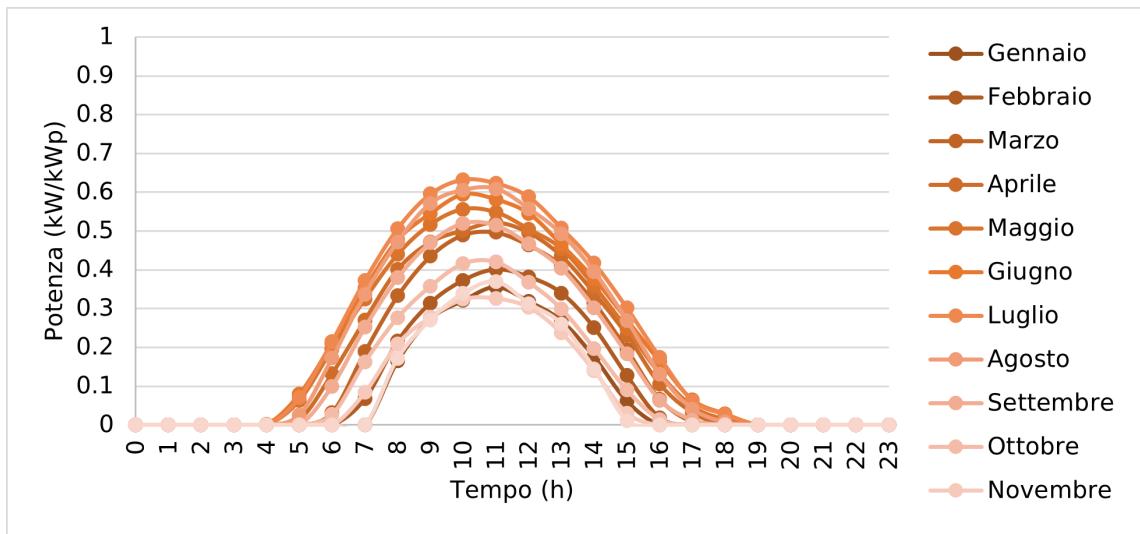


Figura 17: Profili orari di produzione unitaria di pannelli fotovoltaici installati sul tetto del palazzetto dello sport (tilt 20° , azimut -36°), in un giorno tipo per ogni mese dell'anno. Elaborazione propria di data da PVGIS [4].

I profili unitari in Figura 17 permettono di ottenere la **produzione totale** dell'impianto fotovoltaico, semplicemente moltiplicandoli per il valore della taglia, in kW_p . È così possibile “esplorare” diver-

se taglie dell'impianto, analizzando e confrontandone le rispettive performance. Eventualmente, si possono valutare diverse taglie del sistema di accumulo, in kWh, da abbinare all'impianto di produzione. Si originano così un insieme di configurazioni possibili, caratterizzate da date taglie dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo.

La massima taglia installabile per l'impianto fotovoltaico è stata stimata a partire dall'area disponibile per la sola metà del tetto esposta a sudest. Quest'ultima è stata calcolata attraverso il tool online Google Earth [6]. Come mostrato in Figura 18, è stata tolta una certa porzione del tetto che, apparentemente, è già occupata da pannelli solari: l'area restante è pari a 888 m². In realtà, tenendo conto dell'inclinazione del tetto, l'area disponibile così calcolata risulta sottostimata, poiché si tratta della proiezione della superficie reale sul piano del terreno. Per correggere questo valore si può applicare una semplice relazione trigonometrica, utilizzando l'inclinazione del tetto (si veda la Figura 15). Si ottiene così un'area disponibile pari a circa 945 m². Da quest'ultima è stata stimata una taglia massima installabile, considerando una potenza di picco dei pannelli pari a 0.2 kW_p/m² [3]. Pertanto, la potenza massima installabile è stata quantificata in circa 190 kW_p. Tenendo conto della curvatura del tetto, quest'area potrebbe essere ulteriormente aumentata. Allo stesso tempo, la stima non tiene conto di eventuali riduzioni dovute agli spazi liberi tra le file di pannelli o di vincoli imposti dalle normative antincendio. Sono state trascurate, inoltre, considerazioni di carattere strutturale sulla capacità del tetto di ospitare un impianto di tale taglia, di cui bisognerà tenere conto in fase progettuale. Tuttavia, come si mostra in seguito, la taglia "ottimale", da un punto di vista energetico, dell'impianto fotovoltaico della CER risulta essere sempre inferiore al valore massimo stimato.

In Figura 19 è mostrata l'energia prodotta mensilmente da un impianto fotovoltaico di potenza di picco unitaria installato sul tetto del palazzetto dello sport. La produzione annua è pari a circa 1245 kWh/kW_p, ovvero 1245 ore equivalenti. Rapportando la produzione annua unitaria al consumo annuo delle utenze si ricava la taglia che l'impianto dovrebbe avere per soddisfarne il fabbisogno, a patto di riuscire a consumare tutta l'energia prodotta, istantaneamente o attraverso sistemi di accumulo. Questa è pari a più di 240 kW_p e più di 350 kW_p, rispettivamente, senza e con l'illuminazione pubblica. Entrambi i due valori superano la disponibilità del tetto del palazzetto, per cui ci si dovrà aspettare in ogni caso un'autosufficienza annua inferiore al 100%. Inoltre, confrontando i profili di produzione dell'impianto fotovoltaico con quelli di consumo delle utenze (Figura 12 e Figura 13) si può notare come questi abbiano distribuzioni molto differenti nell'arco della giornata. Questa rappresenta un'altra causa di diminuzione della potenziale

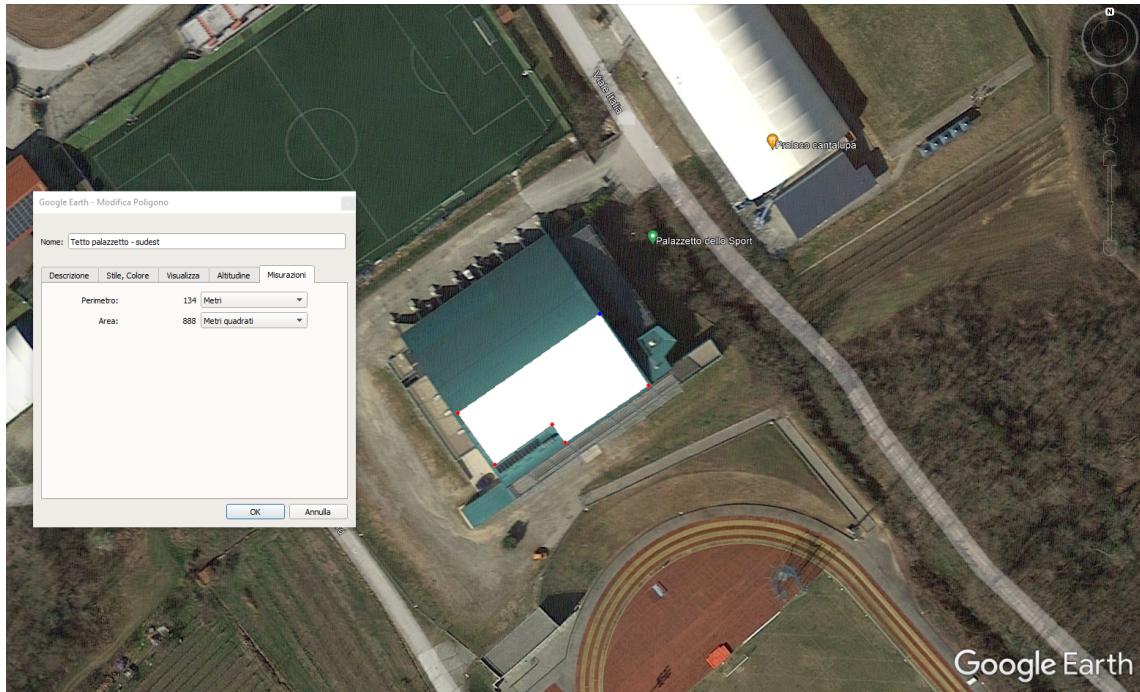


Figura 18: Individuazione dell'area disponibile sulla metà tetto del palazzetto dello sport esposta a sudest. Ottenuta utilizzando il tool Google Earth [6].

autosufficienza così come dell'autoconsumo raggiunti dalla CER. A tal riguardo, si vedrà che l'adozione di sistemi di accumulo può in parte sopprimere a questo problema.

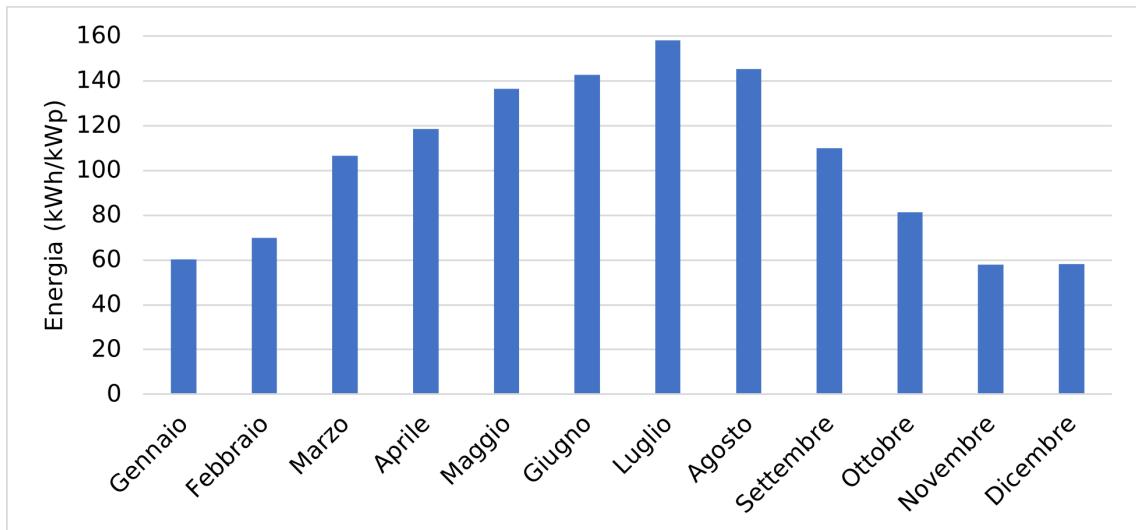


Figura 19: Profili mensili di produzione unitaria dell'impianto fotovoltaico installato sul tetto del palazzetto dello sport. Elaborazione propria di dati da PVGIS [4].

3. PERFORMANCE ENERGETICA

Vengono ora presentati i risultati forniti dal tool *RECOpt* [7] per l’analisi della performance energetica di una serie di configurazioni. Queste ultime sono individuate dall’insieme delle utenze, considerate come consumatori virtuali dell’energia prodotta da un impianto fotovoltaico di una data taglia, in kW_p , eventualmente in presenza di un sistema di accumulo elettrochimica di una data taglia, in kWh . Con il tool possono essere effettuati due tipi di analisi: parametrica (*parametric*) o a taglia-fissa (*fixed-size*). La prima permette di paragonare più configurazioni, sulla base delle performance annuali, la seconda invece fornisce risultati più specifici su una singola configurazione. Per quanto riguarda la performance energetica della CER, questa è valutata in termini di:

- Energia condivisa (*Shared energy*, E_{sh});
- Indice di autosufficienza (*Self-Sufficiency Index*, SSI);
- Indice di autoconsumo (*Self-Consumption Index*, SCI);

Si ricorda che gli indici di autoconsumo e autosufficienza sono calcolati, rispettivamente, come il rapporto tra l’energia condivisa dai membri della CER e quella prodotta o quella consumata. Il calcolo può essere effettuato su diverse basi temporali, ma nel seguito sono mostrati i risultati su base annua, considerando un anno di riferimento. L’energia condivisa è stata calcolata, così come da normativa sulle comunità energetiche, come il minimo, su base oraria, tra il totale delle immissioni degli impianti di produzione e il totale dei prelievi delle utenze, ovvero:

$$E_{condivisa}(t) = \min \left(\sum_j^M E_{immessa}^{(j)}; \sum_j^N E_{prelevata}^{(j)} \right) \quad (2)$$

dove: M è il numero di punti di immissione, N il numero di punti di prelievo delle utenze.

Sono inizialmente presentati i risultati relativi ai casi base, con diverse taglie dell’impianto fotovoltaico, ma in assenza di un sistema di accumulo. Si ricorda che la taglia massima installabile per quanto riguarda l’impianto fotovoltaico è stata quantificata in 190 kW_p . In seguito, sono mostrati i risultati relativi ad un’analisi parametrica effettuata su diverse taglie dell’impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo. Per quanto riguarda quest’ultimo, le taglie esplorate sono state definite in modo euristico, senza effettuare analisi su eventuali limitazioni legate agli ingombri o altre questioni tecniche.

3.1. Caso base

Si è scelto di simulare una serie di taglie dell'impianto fotovoltaico: 70, 100, 130, 160, 190 kW_P. Quest'ultima è pari al limite massimo imposto dalle dimensioni del tetto, precedentemente individuato. Per quanto riguarda le utenze coinvolte nella CER, sono state considerate inizialmente tutte quelle analizzate meno che l'illuminazione pubblica, che presenta profili di consumo poco adatti all'accoppiamento con impianti rinnovabili di tipo fotovoltaico. Come mostrato in seguito, infatti, includere l'illuminazione pubblica non apporta variazioni alle performance della CER in termini di energia condivisa, anche in presenza di sistemi di accumulo di taglie "ragionevoli".

Come precedentemente esposto, nel caso base non viene considerato il sistema di accumulo. In Figura 20 e Figure 21 sono mostrati i risultati relativi all'analisi parametrica sulla taglia dell'impianto fotovoltaico.

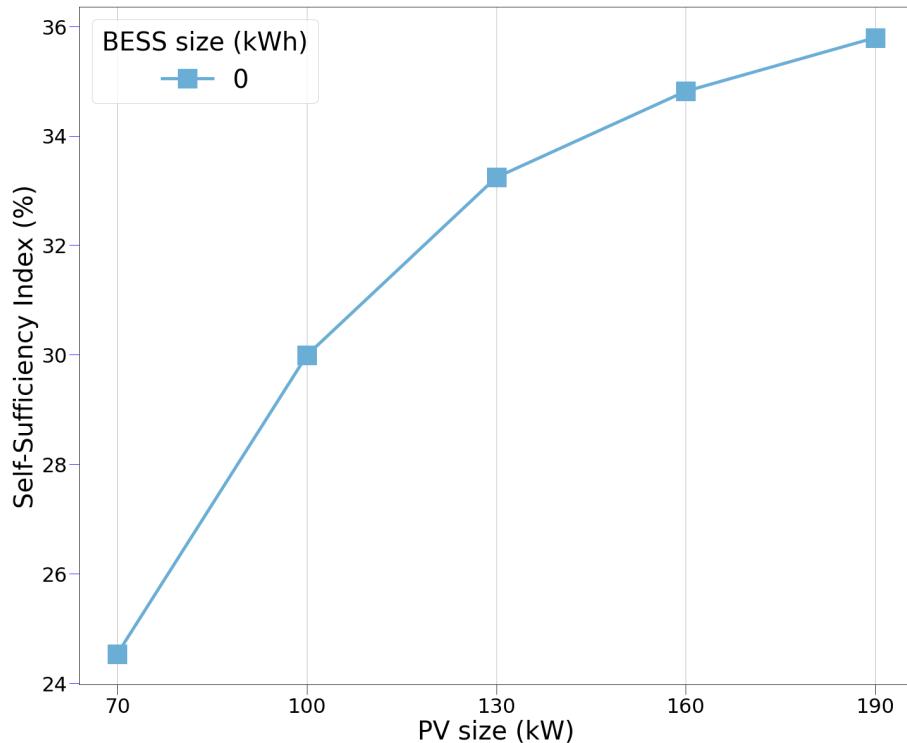


Figura 20: Indice di autosufficienza della CER in funzione della taglia installata dell'impianto fotovoltaico nel caso base. Ottenuto tramite RECOpt [7].

Nei due grafici sono mostrati gli andamenti, rispettivamente, dell'indice di autosufficienza e di autoconsumo della CER, al variare della taglia installata dell'impianto fotovoltaico. Si può notare che, all'aumentare di quest'ultima, si ha un incremento nell'autosufficienza della CER, ovvero, a parità di consumo, dell'energia condivisa. Tuttavia, la quantità di energia condivisa

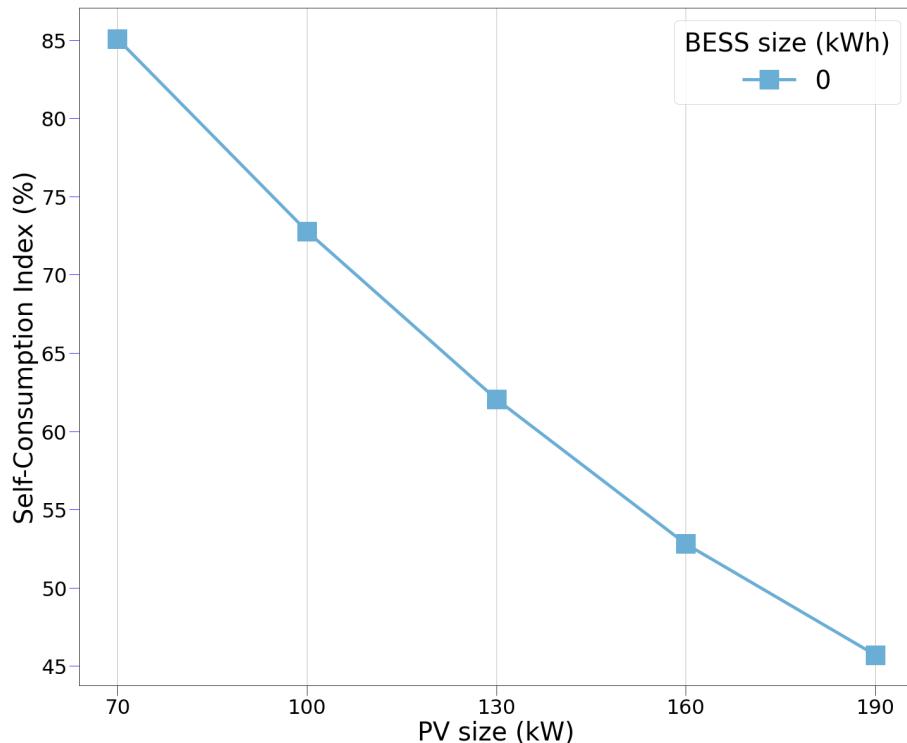


Figura 21: Indice di autoconsumo della CER in funzione della taglia installata dell'impianto fotovoltaico nel caso base. Ottenuto tramite RECOpt [7].

dalle utenze non aumenta in modo proporzionale alla produzione dell'impianto. Pertanto si ha una diminuzione dell'indice di autoconsumo. In termini quantitativi, l'autoconsumo raggiunge, con un impianto di "piccola" taglia, valori nell'intorno dell'80%. L'autosufficienza invece resta sempre inferiore al 40%, nei casi analizzati.

I due indici di valutazione possono essere paragonati ai concetti di efficacia ed efficienza. Si vuole che la comunità sia efficace, ovvero, in base agli obiettivi definiti per le CER, che sia in grado di soddisfare autonomamente gran parte dei suoi consumi (autosufficienza). Allo stesso tempo, però, si vuole che l'impianto utilizzato venga utilizzato in modo efficiente, sfruttando al massimo le sue potenzialità di produzione rinnovabile (autoconsumo). Il caso ideale vedrebbe una comunità completamente autosufficiente, in cui si condivide tutta l'energia prodotta. In questa situazione, l'energia condivisa coinciderebbe sia con il fabbisogno delle utenze che con la produzione dell'impianto. In altri termini, entrambi gli indici di autosufficienza e autoconsumo sarebbero pari al 100%. Si introduce quindi una rappresentazione alternativa delle performance energetiche della CER, mostrata in Figura 22. Nel grafico, ogni punto corrisponde ad una configurazione, che presenta determinati indici di autosufficienza e autoconsumo. La configurazione "ideale", ovvero con massimi autosufficienza e autoconsumo, è rappresentata dal "punto Utopia", che nel

grafico coincide con il punto (100, 100). In questo modo, è possibile misurare la “bontà” di una configurazione, da un punto di vista strettamente energetico, in base alla distanza tra il punto che la rappresenta nel grafico (SCI, SSI) e il punto Utopia. Questa è mostrata qualitativamente attraverso la griglia di curve generate dai punti ad uguale distanza dal punto Utopia. In termini quantitativi, è possibile misurare tale distanza attraverso le diverse gradazioni di colore dei pallini rappresentanti le configurazioni.

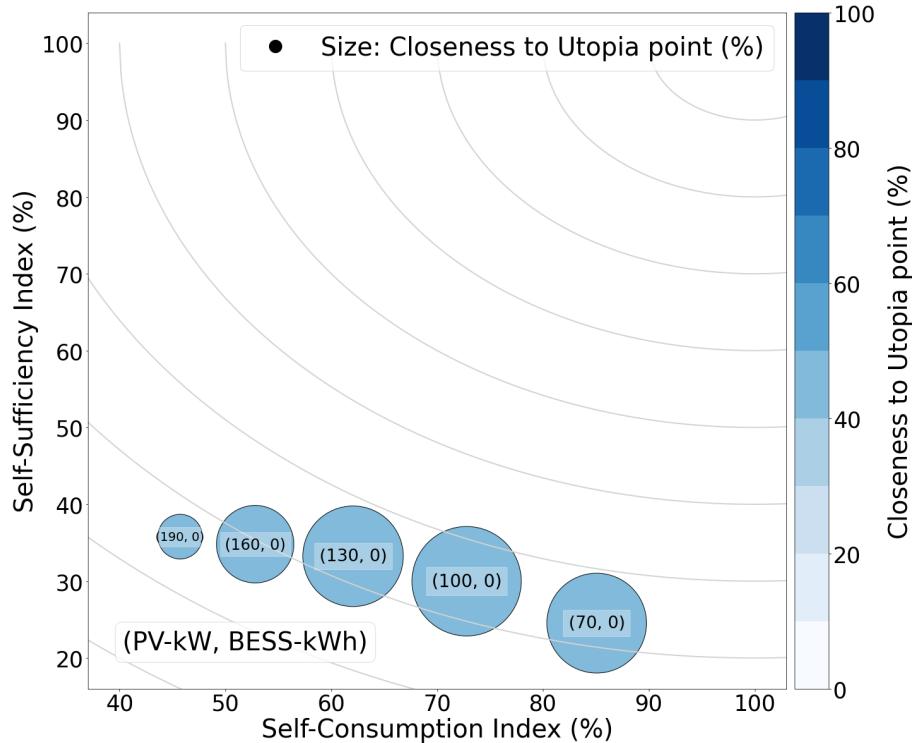


Figura 22: Rappresentazione alternativa delle performance energetiche delle diverse configurazioni, nel caso base. Ottenuto tramite RECOpt [7].

In Figura 22 si vede che la configurazione più vicina al punto Utopia è quella con un impianto fotovoltaico di 100 kW_p. Questa taglia è stata utilizzata per effettuare un’analisi di tipo *fixed-size*, in modo da analizzare i flussi di potenza realizzati all’interno della CER nei vari giorni-tipo considerati. In Figura 23 e Figura 24 questi sono mostrati, rispettivamente, per il mese di gennaio e di luglio. Nel primo caso, si può notare come la produzione nel mese invernale non sia sufficiente a coprire la domanda in nessun ora della giornata. Nel secondo caso, invece, la produzione è spesso più alta dei consumi, per cui viene immessa in rete una buona parte dell’energia prodotta, non essendo possibile consumarla istantaneamente. In questi casi, la presenza di un sistema di accumulo permetterebbe di immagazzinare l’eccesso (o una parte di esso), in modo da utilizzarlo successivamente, aumentando al contempo l’autosufficienza e l’autoconsumo della CER.

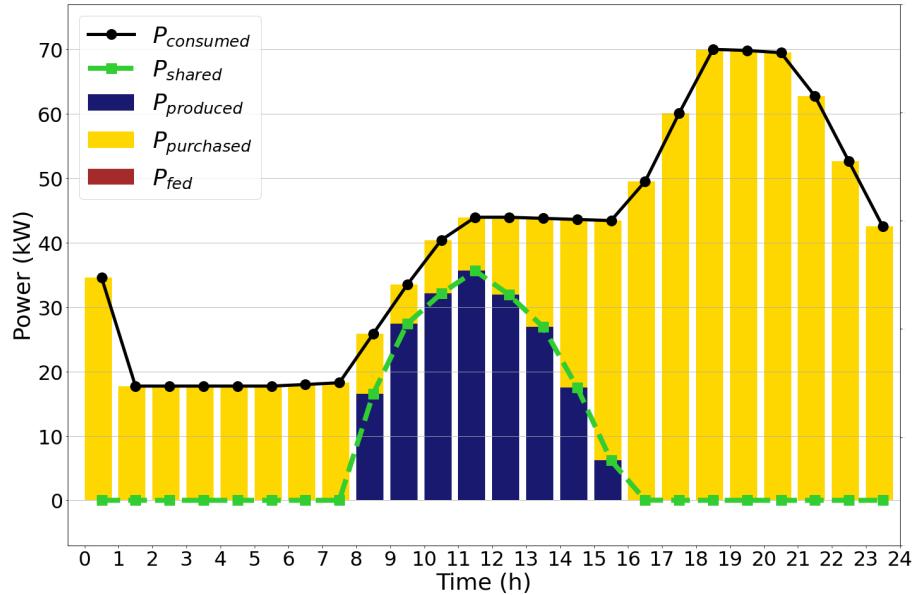


Figura 23: Flussi di potenza nella CER nel caso base (100 kW_p, 0 kWh), in un giorno tipo del mese di gennaio.
Ottenuto tramite RECOpt [7].

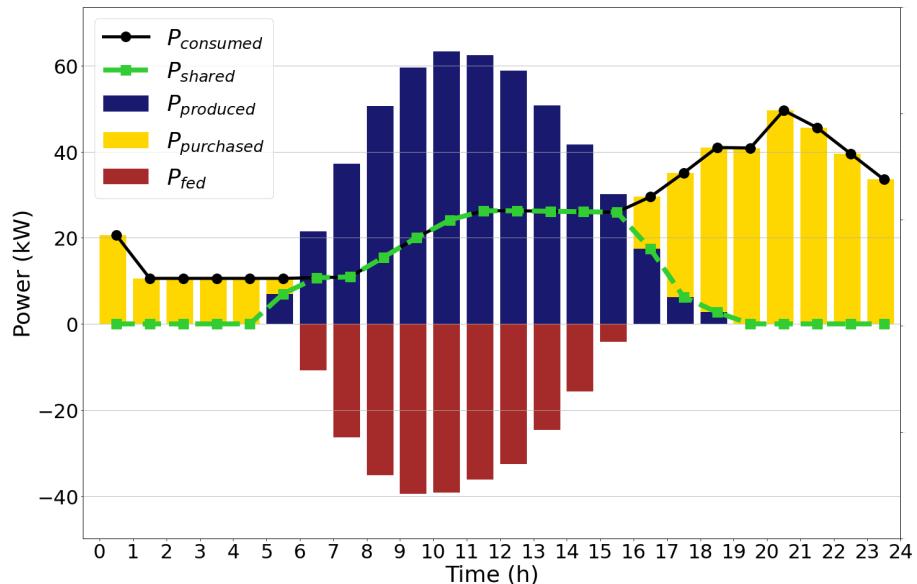


Figura 24: Flussi di potenza nella CER nel caso base (100 kW_p, 0 kWh), in un giorno tipo del mese di luglio.
Ottenuto tramite RECOpt [7].

In Tabella 4 sono riportate per completezza le performance energetiche mensili, e annue, della CER nella configurazione analizzata. Come si può vedere, nella configurazione base (impianto da 100 kW_p), sull'anno viene raggiunta un'autosufficienza del 30% e un autoconsumo del 73% circa. L'autosufficienza è maggiore nei mesi estivi, dove la produzione del fotovoltaico è più alta, e minore nei mesi invernali. L'autoconsumo ha invece un andamento opposto, per i motivi precedentemente esposti.

Tabella 4: Performance energetiche mensili della CER nel caso base (100 kW_p, 0 kWh). Ottenuto tramite [7].

Mese	SCI (%)	SSI (%)	Energia condivisa (kWh)	Produzione (kWh)	Consumo (kWh)
Gennaio	100	20.35	6021.8	6021.8	29593.6
Febbraio	100	23.6	6977.6	6977.6	29563.7
Marzo	90.91	32	9678.2	10646.4	30243.5
Aprile	79.34	35.91	9407.5	11856.9	26198
Maggio	73.38	38.1	10012	13643.3	26276.8
Giugno	53.32	41.52	7613.7	14278.3	18337.8
Luglio	48.16	40.89	7608.4	15797.6	18605.3
Agosto	42.65	38.91	6196.1	14527.9	15923.1
Settembre	68.61	34.02	7550.1	11004.3	22195.9
Ottobre	97.49	26.94	7941.6	8145.9	29473.8
Novembre	100	19.37	5804.8	5804.8	29975.5
Dicembre	100	22.53	5828.9	5828.9	25873.7
Anno	72.78	29.99	90640.6	124533.3	302260.6

3.2. Caso con sistema di accumulo

Sono ora presentati i risultati di un'analisi parametrica sulle taglie sia dell'impianto fotovoltaico che di un sistema di accumulo. Quest'ultimo è stato fatto variare nel range 0-160 kWh, con uno "step" di 40 kWh. In Figura 25 e in Tabella 5 sono riportati i risultati dell'analisi.

In Figura 25 sono mostrati gli andamenti dei due indici sia in funzione della taglia dell'impianto fotovoltaico, che di quella del sistema di accumulo (set di diverse curve dello stesso colore). Per semplicità, queste curve sono state condensate in un unico grafico. Nella legenda è specificata la taglia del sistema di accumulo rappresentata da ogni curva. Questa, in colore neutro, è valida per entrambi i set di curve che rappresentano i due diversi indici. Dall'analisi parametrica si può notare come la presenza di un sistema di accumulo di taglia via via superiore permetta di aumentare, a parità di taglia dell'impianto fotovoltaico, sia l'autosufficienza che l'autoconsumo della CER.

Anche in questo caso viene proposta la rappresentazione alternativa dei due indici, in modo da individuare le configurazioni più vicine al punto Utopia (Figura 26). Si noti come l'installazione di sistemi di accumulo più grandi consenta di "aumentare" la taglia dell'impianto fotovoltaico

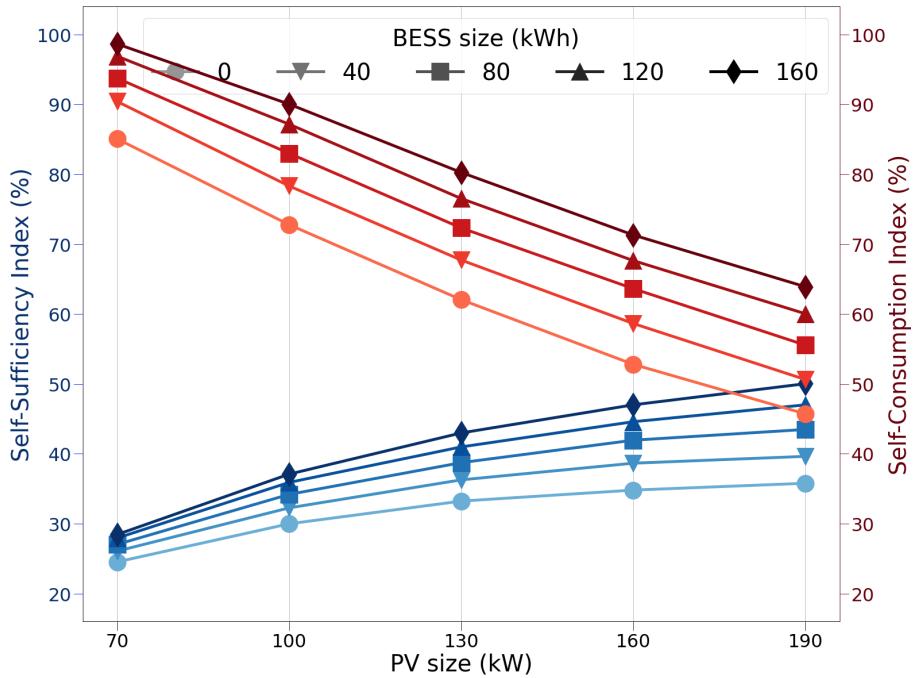


Figura 25: Indici di autosufficienza e autoconsumo in funzione della taglia installata dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo. Ottenuto tramite RECOpt [7].

Tabella 5: Performance energetiche annuali della CER in diverse configurazioni. Ottenuto tramite [7].

Taglia _{PV} (kW _p)	Taglia _{BESS} (kWh)	SCI (%)	SSI (%)	Energia condivisa (kWh)	Produzione (kWh)	Consumo (kWh)
70	0	85.07	24.53	74159.2		
	40	90.42	26.08	78818.2		
	80	93.76	27.04	81729.6	87173.3	302260.6
	120	96.9	27.95	84468.6		
100	160	98.65	28.45	86000.6		
	0	72.78	29.99	90640.6		
	40	78.32	32.27	97539.2		
	80	83	34.19	103357.9	124533.3	302260.6
	120	87.17	35.91	108550.5		
130	160	90.04	37.1	112123.8		
	0	62.05	33.24	100462.6		
	40	67.73	36.27	109644.4		
	80	72.32	38.74	117087.7	161893.3	302260.6
	120	76.53	40.99	123896.3		
160	160	80.26	42.99	129941.1		
	0	52.81	34.81	105219.1		
	40	58.65	38.66	116854.4		
	80	63.64	41.95	126800	199253.4	302260.6
	120	67.65	44.6	134796.6		
190	160	71.31	47.01	142097.4		
	0	45.72	35.79	108176.9		
	40	50.64	39.64	119813.7		
	80	55.55	43.49	131448.8	236613.4	302260.6
	120	60.05	47.01	142087.1		
	160	63.91	50.03	151223.9		

ottimale. In ognuno dei casi considerati, questa è comunque inferiore alla massima taglia installabile sulla base della disponibilità del tetto del palazzetto dello sport. Nel migliore dei casi analizzati (impianto fotovoltaico di 160 kW_p , sistema di accumulo da 160 kWh), nella CER viene raggiunta un'autosufficienza inferiore al 50%, con indice di autoconsumo del 71% circa.

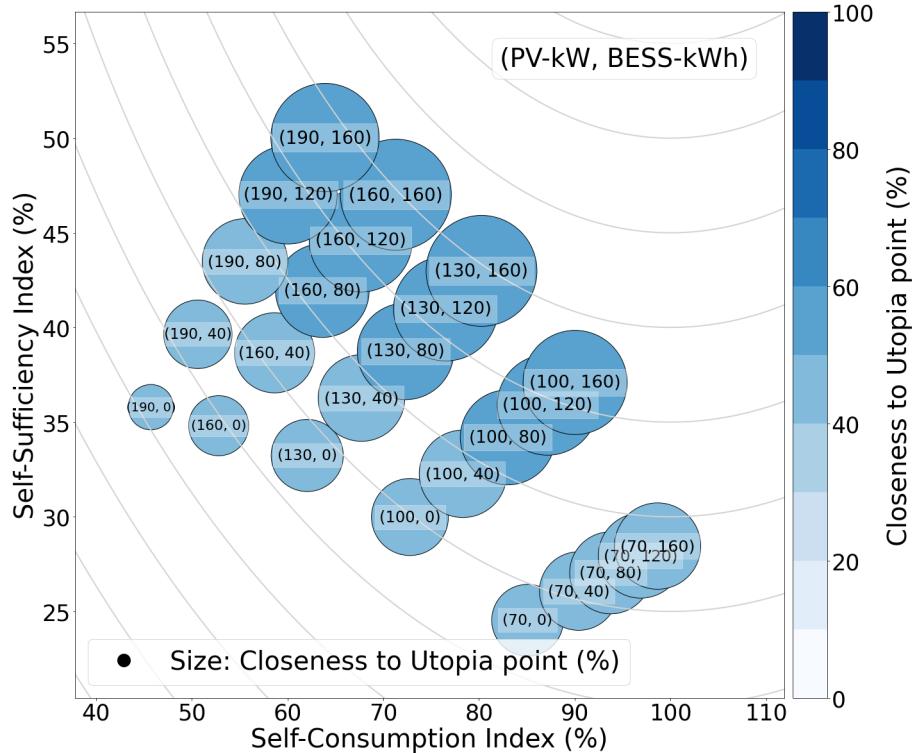


Figura 26: Rappresentazione alternativa delle performance energetiche delle diverse configurazioni, in presenza del sistema di accumulo. Ottenuto tramite RECOpt [7].

In Figura 27 è mostrato il risultato della stessa analisi condotta considerando l'illuminazione pubblica tra le utenze virtuali della CER. Si può notare, come anticipato, come la presenza di questa utenza non faccia aumentare l'energia condivisa. Gli indici di autoconsumo (energia condivisa su produzione) restano infatti invariati tra le analisi. Al contrario, gli indici di autosufficienza diminuiscono, a causa dell'aumento dei consumi a parità di energia condivisa. Nel resto dell'analisi, quindi, l'illuminazione pubblica non viene considerata tra le utenze della CER.

Per mostrare l'effetto del sistema di accumulo sull'energia condivisa nella CER, è stata effettuata un'analisi di tipo fixed-size, che fornisce risultati dettagliati sui flussi di potenza ottimizzati nei vari giorni tipo. Per l'analisi è stata utilizzata una delle configurazioni precedentemente individuate come “ottimali” in base agli indici di autosufficienza e autoconsumo. In Figura 28 e Figura 29 sono riportati i flussi di potenza ottimizzati in due giorni tipo di un mese invernale ed

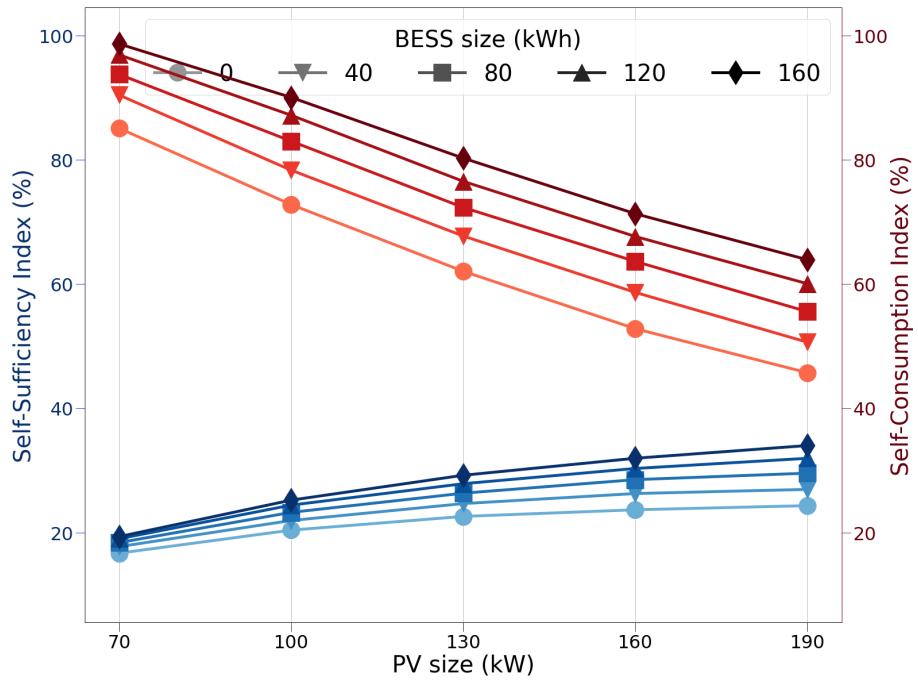


Figura 27: Indici di autosufficienza e autoconsumo in funzione della taglia installata dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo, includendo l'illuminazione pubblica tra le utenze della CER. Ottenuto tramite RECOpt [7].

estivo, per la configurazione con un impianto fotovoltaico da 100 kW_p , così come nel caso base, e un sistema di accumulo da 40 kWh . Nel mese invernale, come mostrato in precedenza, non vi è alcun eccesso nella produzione rispetto al carico. Pertanto, la presenza della batteria non ha alcun effetto sui flussi di potenza nella configurazione. Per quanto riguarda il mese estivo, invece, l'eccesso nella produzione può essere in parte immagazzinato nel sistema di accumulo, che raggiunge lo stato di carica massima. L'energia immagazzinata viene poi rilasciata durante le ore serali, quando non vi è produzione dall'impianto fotovoltaico, andando ad aumentare la quantità di energia condivisa dalle utenze che costituiscono la CER.

3.3. Conclusioni sull'analisi energetica

Riassumendo quanto presentato precedentemente, sono state simulate inizialmente una serie di configurazioni ottenute facendo variare la taglia dell'impianto di produzione, senza sistema di accumulo. Tra queste, quella “ottimale”, in termini di equilibrio tra autoconsumo e autosufficienza, è risultata essere quella con un impianto fotovoltaico da 100 kW_p . In questa configurazione, la CER è in grado di raggiungere un’autosufficienza del 30%, con un indice di autoconsumo del 73% circa. È stata quindi valutata la possibilità di abbinare all'impianto di produzione un sistema di

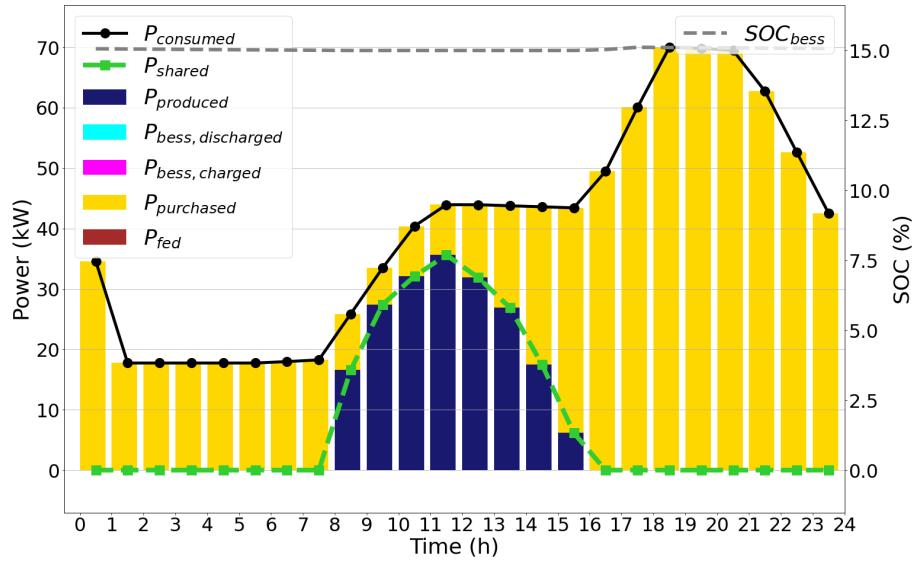


Figura 28: Flussi di potenza nella CER (100 kW_p , 40 kWh), in un giorno tipo del mese di gennaio. Ottenuto tramite RECOpt [7].

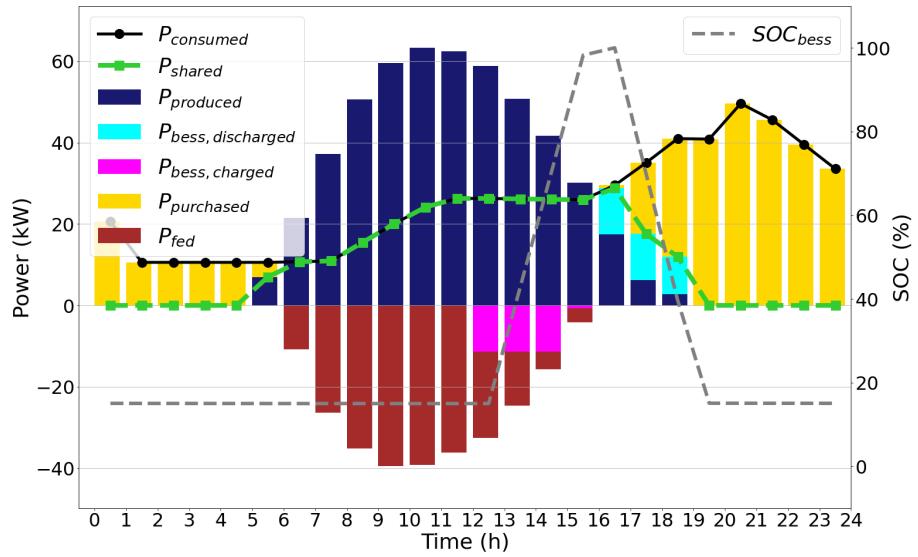


Figura 29: Flussi di potenza nella CER (100 kW_p , 40 kWh), in un giorno tipo del mese di luglio. Ottenuto tramite RECOpt [7].

accumulo. Sono state simulate una serie di configurazioni, facendo variare il primo nello stesso range, 70–190, il secondo nel range 0–160 kWh. Per il momento non è stato imposto alcun vincolo tecnico sulla taglia del sistema di accumulo. Questa analisi ha mostrato come poter accumulare gli eccessi di produzione, dilazionandone il consumo nel tempo, permetta di aumentare, a parità di taglia dell'impianto di produzione, sia l'autoconsumo che l'autosufficienza della CER. Sistemi di accumulo via via più grandi permettono quindi di avere una taglia “ottimale” dell'impianto fotovoltaico maggiore. Nelle configurazioni ottimali, l'indice di autosufficienza spazia tra il 32% e il 47% circa, l'indice di autoconsumo tra il 72% e il 78% circa. La stessa analisi, condotta in presenza e in assenza dell'illuminazione pubblica tra le utenze della CER, ha mostrato come quest'ultima non apporti alcun beneficio alla comunità in termini di energia condivisa. Infatti, i consumi legati a questa utenza sono interamente distribuiti tra le ore notturne e le prime ore del mattino, quando non vi è produzione dall'impianto fotovoltaico. In generale, i consumi delle utenze della CER sono molto elevati nelle ore serali. Le due utenze con un contributo più elevato (palestra e palazzetto dello sport) sono infatti caratterizzate da un consumo-tipo basso nelle ore mattutine, medio nelle ore centrali del giorno e alto di sera. Per questo motivo, la CER non raggiunge performance molto elevate, nei casi considerati.

4. KPI AMBIENTALI ED ECONOMICI

La scelta di una configurazione in base ai soli indici energetici non è univoca. È necessario, infatti, definire gli obiettivi della CER in termini di benefici ambientali e/o economici. L'analisi effettuata finora è di tipo puramente energetico, per cui non sono stati tenuti in considerazione altri indici di performance. Vengono quindi introdotti altri indicatori di performance (*Key Performance Index*, KPI), che tengano conto dei benefici ambientali ed economici dell'iniziativa di CER.

4.1. Analisi dei benefici ambientali

Per effettuare un'analisi di massima dei benefici ambientali della CER, sono state calcolate le emissioni di anidride carbonica (CO₂) legate al consumo di elettricità da parte delle utenze, in assenza ed in presenza del progetto di comunità energetica. Nel primo caso il computo è relativamente semplice, in quanto è sufficiente moltiplicare il fabbisogno totale annuo delle utenze, in kWh, per il fattore di emissione di CO₂ legato al consumo di elettricità dalla rete elettrica nazionale.

Nel secondo caso, è sempre necessario calcolare le emissioni legate al consumo di elettricità dalla rete elettrica, moltiplicando lo stesso fattore di emissione per l'energia **effettivamente** consumata dalla rete. Quest'ultima quantità si ottiene sottraendo al fabbisogno totale l'energia condivisa, ovvero la produzione fotovoltaica che viene consumata localmente, istantaneamente o attraverso il sistema di accumulo. Tuttavia, per un'analisi più completa possibile, è necessario considerare anche le emissioni di CO₂ legate alla fabbricazione di pannelli fotovoltaici e della batteria utilizzata come sistema di accumulo. Queste quantità possono essere calcolate attraverso fattori di emissione rintracciabili in letteratura, che legano le emissioni all'energia prodotta o alternativamente alla taglia del sistema. Si è scelto di seguire un approccio simile a quello seguito in [3], calcolando le emissioni di CO₂ della CER come:

$$E_{CO_2} = (E_{consumata} - E_{condivisa}) \cdot \epsilon_{rete} + \left(E_{prodotta} \cdot \epsilon_{PV} + \frac{Taglia_{BESS} \cdot \epsilon_{BESS}}{N} \right) \quad (3)$$

dove: ϵ_{rete} è il fattore di emissione di CO₂ legato al consumo di elettricità dalla rete elettrica nazionale, ϵ_{PV} e ϵ_{BESS} quelli legati alla produzione e smaltimento, rispettivamente, dei pannelli fotovoltaici e delle batterie agli ioni di litio. Tutti e tre sono misurati in kgCO₂/kWh, ma i primi due fanno riferimento all'energia prodotta/consumata, il terzo alla taglia del sistema.

Nel calcolo, sono omesse le emissioni (negative) legate alla produzione di energia elettrica evitata grazie all'immissione in rete dell'energia rinnovabile prodotta localmente e non condivisa. Si noti che la stessa equazione può essere utilizzata per calcolare le emissioni di anidride carbonica in assenza dell'iniziativa di CER, ponendo l'energia condivisa pari a 0, così come l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e la taglia del sistema di accumulo.

Tabella 6: Fattori di emissione di CO₂ utilizzati nell'analisi dei benefici ambientali [3].

Fattore di emissione	Valore (kgCO ₂ /kWh)
ϵ_{rete}^a	0.276
ϵ_{PV}^b	0.050
ϵ_{BESS}^c	175 ^d

^a ISPRA ^b NREL ^c IRENA ^d Riferito alla taglia del sistema

Si può infine calcolare un indicatore delle performance ambientali della CER, individuato nella riduzione percentuale delle emissioni di anidride carbonica, rispetto al caso in cui non si ha la CER. Quest'ultimo è calcolato come:

$$\Delta E_{CO_2} = \frac{E_{CO_2}^{(0)} - E_{CO_2}^{(CER)}}{E_{CO_2}^{(0)}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (4)$$

dove: $E_{CO_2}^{(0)}$ sono le emissioni totali di partenza, ovvero in assenza di CER, $E_{CO_2}^{(CER)}$ quelle in presenza.

L'indicatore è pari a 0 in assenza dell'iniziativa di CER ed arriva al 100% nel momento in cui si annullano le emissioni di anidride carbonica. Tuttavia, come si può notare in (3), a causa delle emissioni legate al ciclo di vita dell'impianto rinnovabile e del sistema di accumulo, pur raggiungendo un'autosufficienza del 100% le emissioni **non sono nulle**. In Figura 30 sono riportati i risultati dell'analisi dei benefici ambientali della CER. Nel grafico è mostrato l'andamento della variazione percentuale di emissioni di anidride carbonica in funzione delle taglie installate dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo. La riduzione varia tra un minimo del 19% circa ed un massimo del 34% circa. Dai risultati si risulta evidente che, per le configurazioni analizzate, aumentando la taglia del sistema di accumulo si ha una sempre maggiore riduzione delle emissioni della CER. Al contrario, all'aumentare della taglia dell'impianto fotovoltaico si ha un aumento iniziale e un successivo decremento, dopo aver raggiunto un punto di massimo. Questo avviene perché la riduzione di emissioni legata alla condivisione di energia rinnovabile

prodotta localmente non aumenta abbastanza da compensare le maggiori emissioni dovute alla produzione (e allo smaltimento) dei pannelli. Evidentemente, lo stesso accadrebbe per il sistema di accumulo, se venissero considerate taglie maggiori.

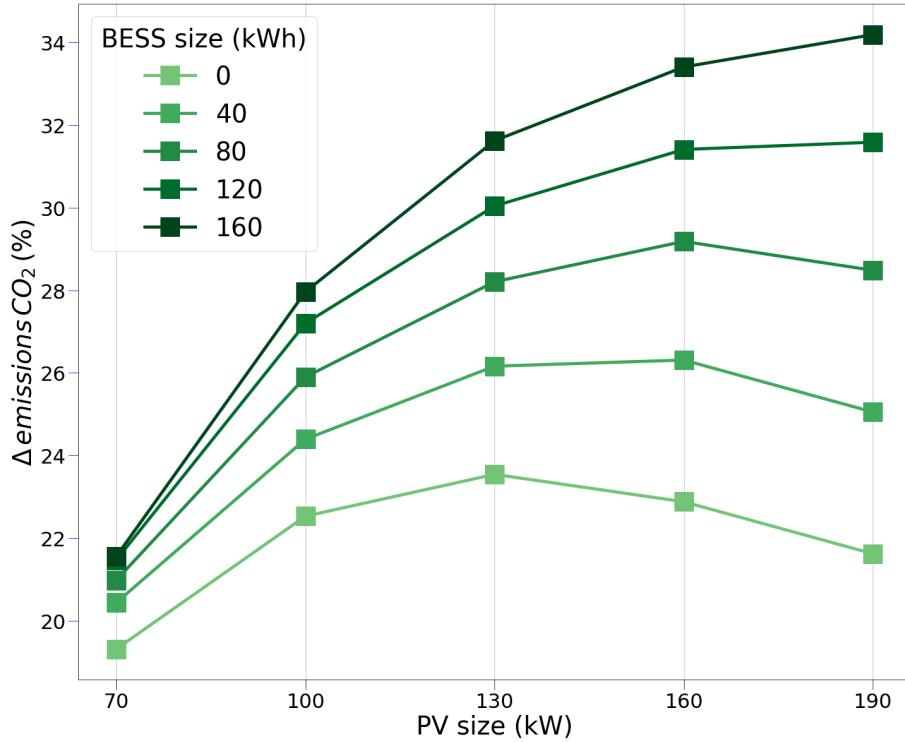


Figura 30: Riduzione percentuale delle emissioni di anidride carbonica della CER in funzione delle taglie installate. Ottenuto tramite RECOpt [7].

4.2. Analisi dei benefici economici

Nell’analisi economica della CER sono stati calcolate le uscite economiche legate alla realizzazione e manutenzione della comunità energetica e confrontati con le entrate legate al regime di incentivazione e regolazione economica introdotto dal governo italiano attraverso il decreto Milleproroghe del 28 febbraio 2020. Le uscite sono state suddivise in spese capitali (*Capital Expenditures*, CAPEX), e in costi operativi (*Operative Expenditures*, OPEX). I primi sono relativi all’acquisto degli asset della comunità, ovvero impianto rinnovabile e sistema di accumulo, i secondi alla manutenzione annuale degli stessi, nonché alla gestione operativa della comunità. Per quest’ultima è stata ipotizzata la presenza di un partner tecnologico che si occupi dei rapporti della CER con il GSE, delle misurazioni e delle ripartizioni interne dei benefici economici. Tra i costi di gestione sono considerati anche quelli legati ad un’eventuale piattaforma di gestione

in tempo reale della CER. In cambio del servizio, viene corrisposta una percentuale dei ricavi al partner tecnologico, in prima istanza fissata pari al 10% del totale. Per il calcolo dei costi della CER, capitali ed operativi, sono state adottate le seguenti equazioni:

$$CAPEX = c_{PV} \cdot Taglia_{PV} + c_{BESS} \cdot Taglia_{BESS} \quad [\text{€}] \quad (5)$$

$$OPEX = c'_{PV} \cdot Taglia_{PV} + c'_{BESS} \cdot Taglia_{BESS} + r_{MGMT} \cdot Ricavi \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] \quad (6)$$

dove: le taglie dei sistemi di produzione e accumulo sono espresse, rispettivamente, in kW_p e kWh . c_{PV} e c_{BESS} sono i costi di acquisto, rispettivamente, dei pannelli fotovoltaici e delle batterie; c'_{PV} e c'_{BESS} quelli legati alla manutenzione degli stessi. Infine, r_{MGMT} è la frazione di ricavi che viene fornita al partner tecnologico per la gestione della CER. In Tabella 7 sono riportati i valori utilizzati per i costi sopra esposti [3].

Tabella 7: Riepilogo delle voci utilizzate nel calcolo delle uscite della CER.

Voce	Valore	Unità di misura
c_{PV}	810	€/kW _p
c_{BESS}	350	€/kW _p
c'_{PV}	12.5	€/anno/kW _p
c'_{BESS}	8.75	€/anno/kWh
r_{MGMT}	10	%

Le entrate della CER sono invece costituite dall'incentivo sull'energia condivisa emanato dal MISE e corrisposto dal GSE, pari a 0.110 €/kWh, dal rimborso delle componenti variabili delle spese di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica consumata, pari a 0.00856 €/kWh nell'anno 2020 e dalla vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico ai mercati elettrici o attraverso il servizio di Ritiro Dedicato (RiD). Quest'ultima componente è stata posta in prima approssimazione pari a 0.042 €/kWh. Nel caso dell'energia rinnovabile prodotta e venduta alla rete è stata considerata anche una tassazione pari al 27.9% [3], più l'IVA al 22%. Inoltre, è stato considerato il meccanismo dell'Ecobonus al 50%. Questo prevede il rimborso del 50% del costo iniziale di acquisto dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo, fino ad una spesa massima di 96000 euro, in un totale di 10 anni. In alternativa, è possibile richiedere direttamente lo sconto in fattura, per cui si può dedurre l'intera somma dai costi di investimento. Nelle analisi successive, si è optato per questa seconda alternativa. Quindi, per il calcolo delle entrate della

CER sono state adottate le seguenti equazioni:

$$Ricavi = (c_{inc,MISE} + c_{rimb,GSE}) \cdot E_{condivisa} + c_{RiD,GSE} \cdot E_{immessa} \cdot \frac{1 - r_{tax}}{1 + r_{IVA}} \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] \quad (7)$$

$$Rimborso\ tasse = \frac{r_{rimb} \cdot \min(CAPEX; cap)}{N'} \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] \quad (8)$$

dove: i valori unitari utilizzati nel calcolo delle entrate sono quelli sopra esposti e riportati in Tabella 8; le voci relative al bonus fiscale sono riepilogate in Tabella 9.

Tabella 8: Riepilogo delle voci utilizzate nel calcolo delle entrate della CER.

Voce	Valore	Unità di misura
$c_{inc,MISE}$	0.110 ^a	€/kWh
$c_{rimb,GSE}$	0.00856 ^b	€/kWh
$c_{RiD,GSE}$	0.042 ^c	€/kWh
r_{tax}	27.9	%
r_{IVA}	22	%

^a da Decreto Ministeriale (2020) ^b da ARERA (2020) ^c da PUN medio (2020)

Tabella 9: Riepilogo delle voci utilizzate nel calcolo del rimborso fiscale dovuto all'Ecobonus al 50%.

Voce	Valore	Unità di misura
r_{rimb}	50	%
N'	1	anno
cap	96000	€

Tabella 10: Riepilogo delle entrate e uscite della CER, con relativo calcolo in base alla configurazione e alla performance energetica.

Tipo di entrata/uscita	Voce di entrata/uscita	Calcolo	Unità di misura
CAPEX	Acquisto impianto fotovoltaico Acquisto sistema di accumulo	$810 \cdot \text{TagliaPV}$ $350 \cdot \text{TagliaBESS}$	€
OPEX	Manutenzione impianto fotovoltaico Manutenzione sistema di accumulo Gestione della CER	$12.5 \cdot \text{TagliaPV}$ $8.75 \cdot \text{TagliaBESS}$ $0.10 \cdot \text{Ricavi}$	€/anno
Ricavi	Incentivo MISE Rimborso GSE Vendita energia prodotta di cui tasse sulle vendite	$0.110 \cdot E_{condivisa}$ $0.00856 \cdot E_{condivisa}$ $0.042 \cdot E_{immessa}$ $0.279 \cdot \text{Ricavi}_{vendite} + \text{IVA } 22\%$	€/anno
Rimborso tasse	Bonus al 50%	$0.5 \cdot \min(\text{CAPEX}, 96000)$	€

La valutazione di costi ed entrate ha permesso il calcolo di una serie di KPI economici. Attraverso il metodo dei flussi di cassa attualizzati (*discounted cashflows*) sono stati calcolati i classici indici

di valutazione degli investimenti (*Net Present Value*, NPV, *Internal Rate of Return*, IRR, *Pay-Back Time*, PBT). Per questo calcolo è stato assunto un tasso di sconto (r) pari al 8%. A questi indici è stato affiancato un indicatore che tenga conto del risparmio percentuale in bolletta per le utenze della CER (*Percentage Cost Reduction*, PCR). Quest'ultimo è dato dal rapporto tra la somma delle uscite e delle entrate annuali dei consumatori in presenza di CER e la spesa totale per l'acquisto di elettricità dalla rete.

Nel confrontare tra loro molteplici configurazioni, è stato valutato l'investimento in sé, senza preoccuparsi del business model adottato. Pertanto, tutti i costi e i ricavi sono stati attribuiti alla CER stessa, compreso l'investimento iniziale. Per il calcolo dei flussi di cassa è stata quindi adottata la seguente equazione:

$$CF = Ricavi - OPEX \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] \quad (9)$$

Nel calcolo dei *cashflows* negli anni successivi al primo, si è inoltre considerato un tasso di inflazione pari al 2%, che fa aumentare i prezzi di vendita (così come quelli di acquisto) dell'energia elettrica. Il calcolo del NPV è avvenuto secondo l'equazione:

$$NPV = -(CAPEX - Rimborso tasse) + \sum_{i=1}^N \frac{CF_i}{(1+r)^i} \quad [\text{€}] \quad (10)$$

dove: r è il tasso di sconto ed N la durata in anni dell'investimento posta pari a 20 anni..

L'IRR e il PBT sono invece per definizione, rispettivamente, il tasso di sconto ed il numero di anni per cui l'NPV assume valore nullo, ovvero si recupera l'investimento iniziale.

Anche il calcolo del PCR è stato effettuato considerando di attribuire alla CER la totalità dei costi e dei ricavi. L'indicatore è stato calcolato al primo anno, considerando un ammortamento "lineare" dei costi del capitale nella durata dell'investimento. Pertanto, è stato calcolato un flusso di cassa netto al primo, che è stato diviso per la spesa legata all'acquisto di energia elettrica dalla rete delle utenze parte della CER:

$$PCR = \frac{-\frac{CAPEX - Rimborso tasse}{N} + CF_0}{Spesa elettricità} \cdot 100 \quad (11)$$

Per quanto riguarda la spesa per l'elettricità questa è pari al consumo totale ($E_{consumata}$) per il costo unitario dell'elettricità acquistata da rete, assunto pari a 0.220 €/kWh.

Nell'andare ad analizzare la "bontà" dell'investimento, bisogna tenere conto che i costi iniziali dipendono dalle taglie dei sistemi installati. Allo stesso tempo, maggiore è l'energia condivisa

dalle utenze della CER, maggiori i ricavi legati agli incentivi. Come mostrato dall'analisi di performance energetica, impianti di produzione di taglia maggiore consentono di aumentare l'energia condivisa, ma con un andamento decrescente rispetto all'energia prodotta. Sistemi di accumulo più grandi, invece, consentono di aumentare la quantità di energia condivisa dai membri della CER, a parità di taglia di impianto fotovoltaico. L'analisi degli indici di performance energetica consente di valutare se, ed entro quali limiti, migliorare le performance energetiche della CER (in termini di autosufficienza e autoconsumo) sia compatibile con le performance economiche.

In Figura 31 e Figura 32 sono mostrati gli andamenti, rispettivamente, del tasso interno di rendimento, IRR, e della riduzione percentuale dei costi, PCR, in funzione delle taglie installate dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo.

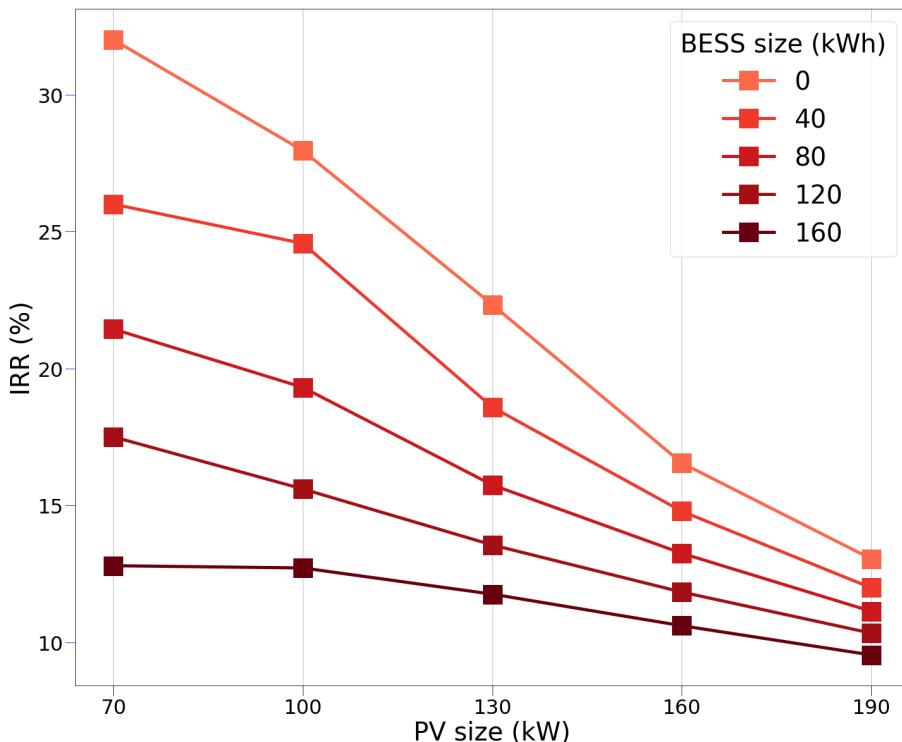


Figura 31: Tasso interno di rendimento della CER in funzione delle taglie installate. Ottenuto tramite RECOpt [7].

La bontà dell'investimento, rappresentata in questo caso dal tasso di ritorno che rende nullo l'NPV (che si vorrebbe più alto possibile) decresce all'aumentare delle taglie installate. A differenza degli altri indici visti finora, per l'IRR questo è valido sia per l'impianto fotovoltaico che per il sistema di accumulo. Questo significa che le maggiori entrate che si hanno all'aumentare dell'energia prodotta e condivisa non sono tali da bilanciare i maggiori costi di investimento neces-

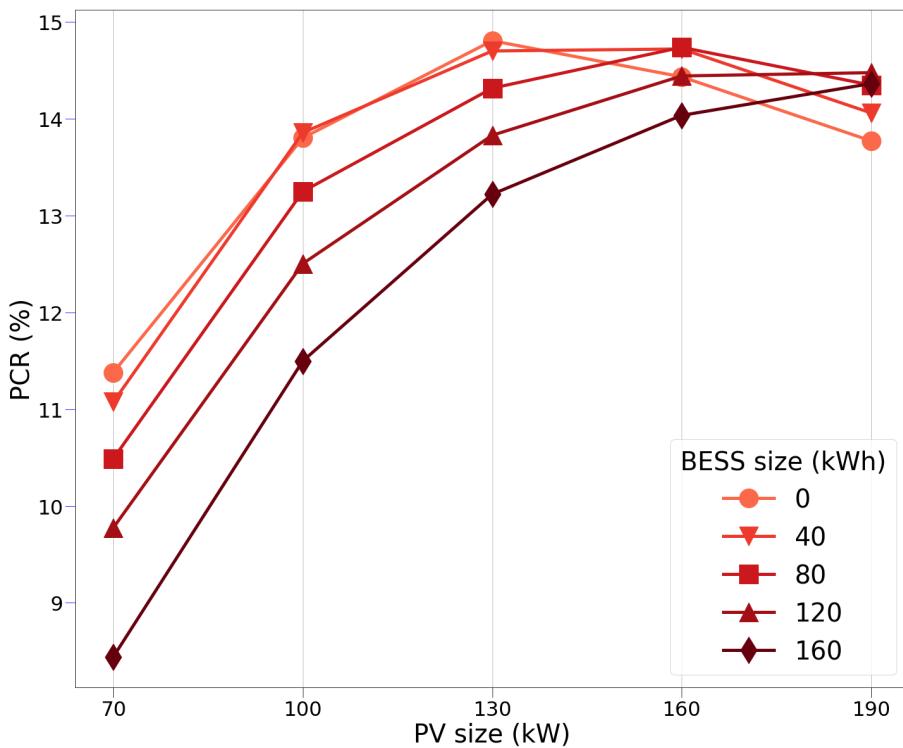


Figura 32: Riduzione percentuale dei costi per i membri della CER in funzione delle taglie installate (taglia impianto fotovoltaico lungo le ascisse). Ottenuto tramite RECOpt [7].

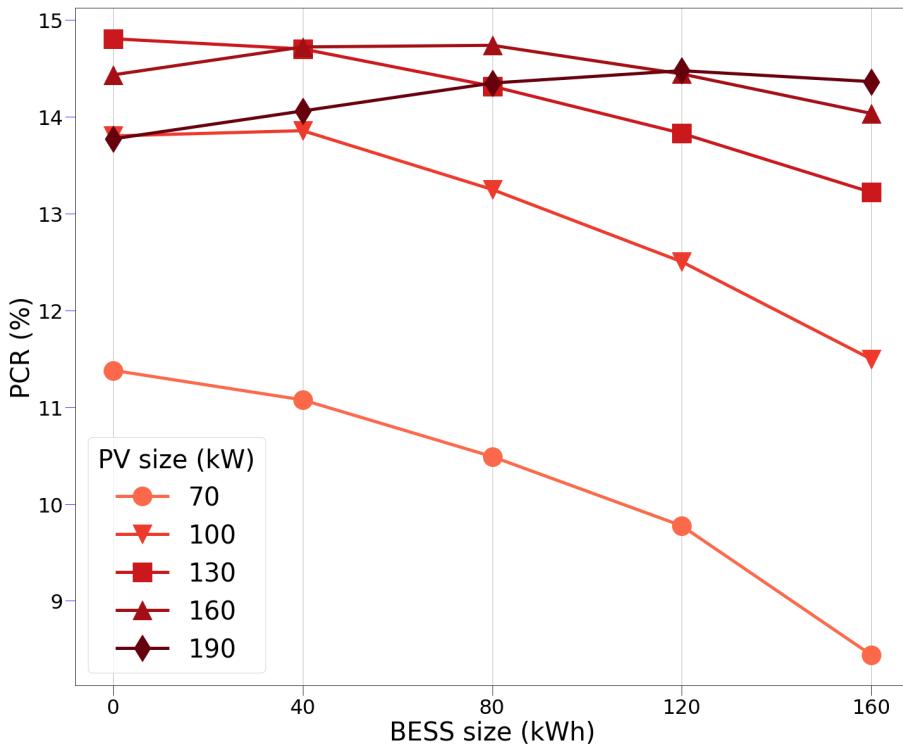


Figura 33: Riduzione percentuale dei costi per i membri della CER in funzione delle taglie installate (taglia sistema di accumulo lungo le ascisse). Ottenuto tramite RECOpt [7].

sari. Il PCR, invece, non presenta un andamento monotono, sia rispetto alla taglia dell'impianto fotovoltaico, che a quella del sistema di accumulo (Figura 33). In generale, l'IRR dell'investimento presenta valori compresi tra il 10 e il 33% circa. Il PCR presenta invece valori compresi tra l'8 e il 15% circa. Quest'ultimo indicatore tiene conto, oltre che della remuneratività dell'investimento (così come l'IRR), anche dell'entità dello stesso, poiché sono necessari investimenti maggiori per ottenere una riduzione dei costi sufficiente.

4.3. Vita utile del sistema di accumulo

Viene brevemente introdotta la problematica della vita utile del sistema di accumulo. Questa infatti potrebbe essere inferiore alla durata dell'iniziativa/investimento, assunta pari a 20 anni nelle analisi precedenti. Per i pannelli fotovoltaici il problema non si pone, poiché la loro vita utile è solitamente superiore a questa soglia. Per la batteria, invece, questo dipende dal numero di cicli di carica/scarica a cui è soggetta e dalla loro profondità. Si può stimare la vita utile della batteria a partire dai risultati in output a *RECOpt*. Tra questi sono presenti, infatti, i profili delle potenze di carica e scarica della batteria, ottimizzati in modo da massimizzare l'energia condivisa dalla CER. Da questi profili si possono ricavare le relative quantità annue, in termini di energia. Proiettando queste ultime sui 20 anni, è possibile stimare la quantità di energia che la batteria dovrebbe "processare" durante la durata dell'iniziativa/investimento.

Tuttavia, la batteria è in grado di processare una quantità massima di energia durante la sua vita utile, pari al cosiddetto *energy throughput*, ET. È possibile stimare l'ET a partire dai dati di targa della batteria, attraverso la relazione:

$$ET = Taglia_{BESS} \cdot DOD_{nom} \cdot N_{cycles}(DOD_{nom}) \quad (12)$$

dove: DOD_{nom} è la "profondità" nominale dei cicli di carica/scarica (*Depth of Discharge*), che può variare nell'intervallo $(0, 1]$; N_{cycles} è la vita in cicli della batteria, ovvero il numero di cicli di profondità nominale a cui questa può essere soggetta prima di esaurire la sua vita utile.

Piuttosto che utilizzare l'ET per stimare la vita utile della batteria, si è deciso di calcolare un indicatore percentuale che misuri l'utilizzo della capacità del sistema di accumulo nella CER. Questo è dato dal rapporto percentuale tra l'energia processata dalla batteria durante la durata della CER e l'ET della stessa (*BESS energy use* in Figura 34).

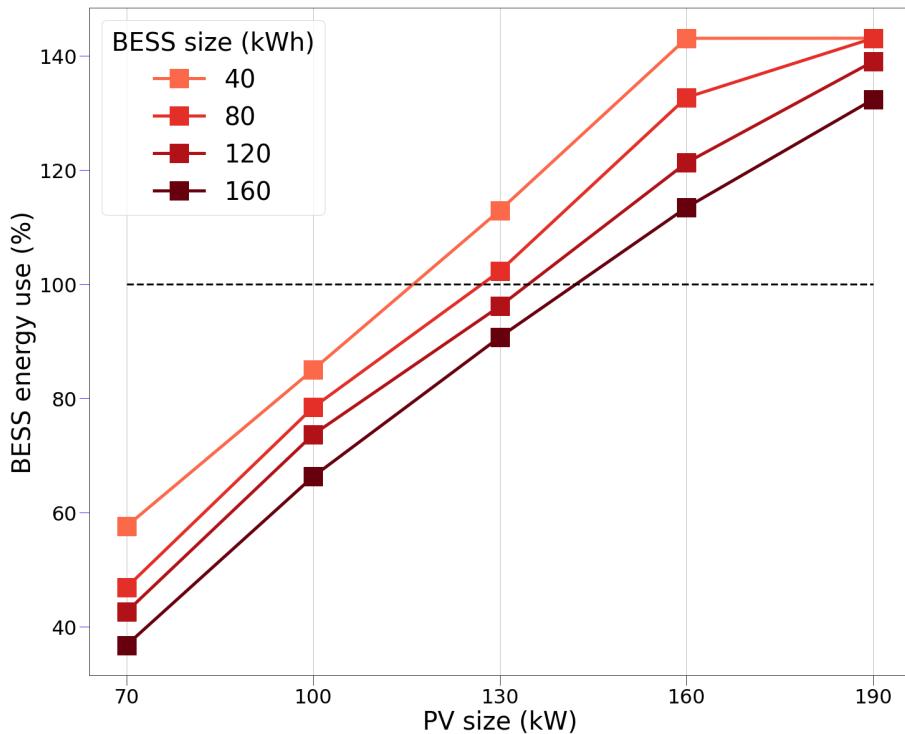


Figura 34: Indicatore dell'utilizzo della batteria nella CER in funzione taglie installate. Ottenuto tramite RECOpt [7].

Quando l'indicatore è molto inferiore al 100%, la capacità della batteria è utilizzata solo in parte. Se da un lato questo apporta un beneficio in termini di vita utile, dall'altro significa che la batteria è sovradimensionata per la configurazione. Dall'altro lato, quando l'indicatore è superiore al 100%, la batteria è utilizzata più del dovuto. In termini di vita utile, significa che questa potrebbe essere inferiore alla durata dell'investimento. Se ciò dovesse accadere, sarebbe necessario considerare l'acquisto di un secondo (eventualmente terzo, etc.) sistema di accumulo per sostituire il primo alla fine della sua vita utile. Questo avrebbe un impatto sia a livello di emissioni che a livello economico. Pertanto, i risultati relativi alle performance ambientali ed economiche potrebbero discostarsi da quelli presentati in precedenza, nelle configurazioni in cui l'indicatore eccede il valore di soglia del 100%.

5. ELABORAZIONE DEI RISULTATI

Come visto nelle sezioni precedenti, è possibile analizzare le performance della CER, in diverse configurazioni di taglie installate per l'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo, sotto diversi punti di vista. Per ogni analisi si possono utilizzare indicatori di facile comprensione che quantifichino le performance della CER. Per quanto riguarda l'analisi energetica, questi due indicatori sono stati individuati negli indici di autoconsumo e autosufficienza. In questo caso si è visto come taglie maggiori dell'impianto fotovoltaico migliorino l'autosufficienza della CER a scapito dell'autoconsumo, mentre taglie maggiori del sistema di accumulo migliorano entrambi gli indici contemporaneamente (Figura 25 e Figura 26). Già da quest'analisi si evince come la soluzione ottimale non sia unica, ma piuttosto sia rappresentata da un insieme di soluzioni che consentano di bilanciare i due indici in contrasto.

Attraverso un'analisi delle performance ambientali è stato possibile calcolare la variazione di emissioni di anidride carbonica della CER rispetto al "caso zero", in cui non si realizzzi la comunità. Anche qui (Figura 30), i risultati evidenziano che batterie di taglia maggiore consentono riduzioni più spinte delle emissioni, mentre la taglia dell'impianto fotovoltaico presenta un "massimo", oltre il quale la maggiore energia condivisa non è tale da bilanciare le emissioni legate al ciclo di vita dell'impianto fotovoltaico. L'analisi economica degli investimenti aggiunge un ulteriore punto di vista, in netto contrasto con le altre analisi. I risultati (Figura 31) mostrano infatti come investimenti maggiori nell'iniziativa di CER abbiano rendimenti minori. Tuttavia, l'indicatore del risparmio percentuale per i consumatori (Figura 32 e Figura 33) è in grado di tenere conto, oltre che della remuneratività dell'investimento in sé, anche della "entità" dello stesso, confrontando le entrate nette con i costi sostenuti per l'acquisto di elettricità dalla rete.

La presenza di vari indici di valutazione, KPI, che rappresentano obiettivi di diverso tipo (energetici, ambientali, economici) spesso contrastanti tra loro consente di analizzare il problema in un'ottica di un'ottimizzazione multi-obiettivo. Come già accennato, infatti, piuttosto che una soluzione unica, quale si avrebbe nel caso in cui si volesse massimizzare uno solo degli indici, si ha in questo caso un set di soluzioni ottimali. Per queste, il peggioramento nelle performance rispetto ad un indice di valutazione è "accompagnato" dal miglioramento rispetto ad un altro indice. Le soluzioni ottimali vanno quindi a formare un "fronte" (cosiddetto fronte di Pareto), che separa le soluzioni "impossibili" (o non analizzate, in questo caso) da quelle sub-ottimali. Per quest'ultime vi è infatti almeno un'altra soluzione migliore in tutti gli indici

di valutazione. Mentre in presenza di due sole “dimensioni” di valutazione (ad esempio in Figura 26), l’individuazione di un fronte di Pareto è piuttosto immediata, in presenza di più dimensioni, il compito diventa più complicato, quantomeno da un punto di vista grafico. È stato quindi utilizzato un semplice algoritmo che consente di individuare le configurazioni che fanno parte del fronte di Pareto dell’ottimizzazione multi-obiettivo rispetto ad un insieme degli indici considerati finora. Tuttavia, alcuni indici sono fortemente correlati, per via di come sono stati calcolati. Per evitare di tenere conto più volte dello stesso indice, sotto diverse “definizioni”, è stato calcolato il coefficiente di correlazione lineare (correlazione di Pearson), delle coppie dei principali indici considerati finora, come mostrato in Figura 35. Indici con coefficiente di Pearson prossimo all’unità sono fortemente correlati tra loro, per cui dei due ne è stato considerato uno solo per l’individuazione del fronte di Pareto. La variazione percentuale di emissioni di CO₂, fortemente correlata con l’indice di autosufficienza, è stata preferita a quest’ultimo. Allo stesso modo il PCR, mediamente correlato con entrambi i precedenti indici, è stato escluso per il momento.

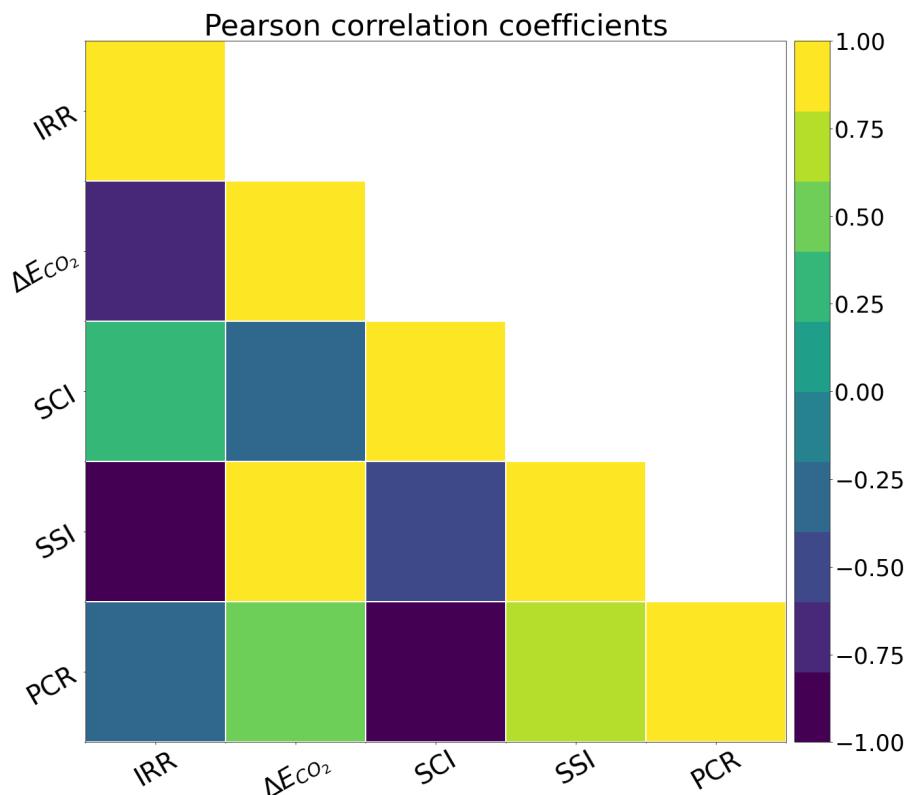


Figura 35: Coefficienti di correlazione lineare di Pearson tra i principali KPI considerati.

È stato quindi individuato il fronte di Pareto rispetto alla massimizzazione dell’indice di

autosufficienza (SCI), del tasso interno di rendimento dell'investimento (IRR) e della riduzione di emissioni di CO₂ della CER. In Figura 36 sono evidenziate le configurazioni che costituiscono tale fronte. In questo caso, sono state individuate come sub-ottimali quelle configurazioni caratterizzate da taglie di impianto fotovoltaico e sistema di accumulo più elevate. Infine, in Tabella 11 sono riportati i valori dei principali KPI analizzati, per le configurazioni simulate.

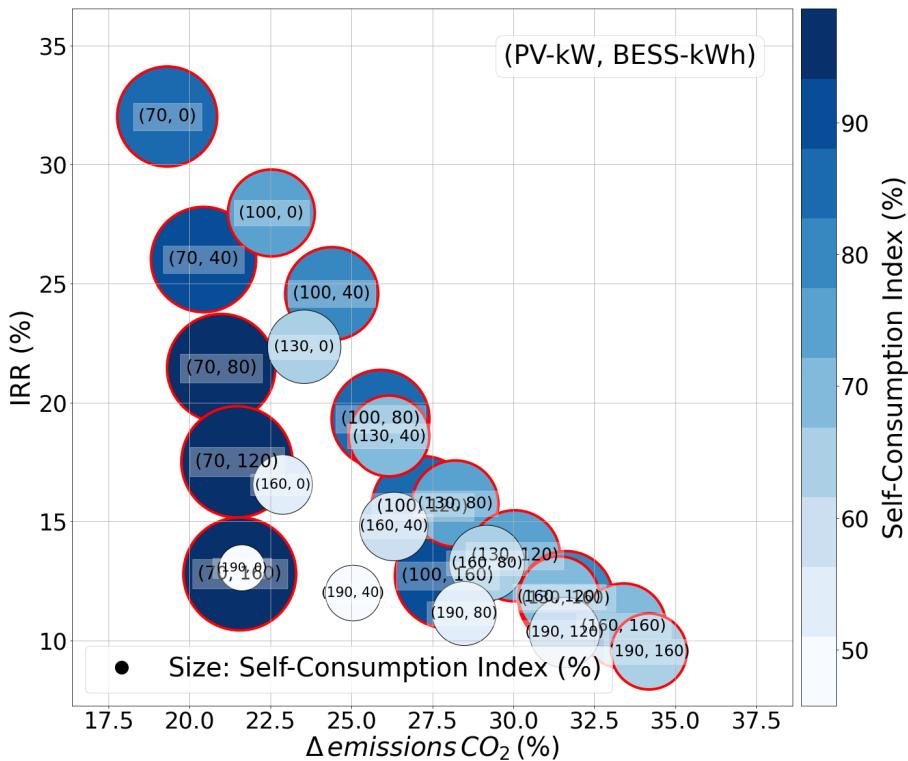


Figura 36: Posizionamento delle configurazioni in base agli indici di autoconsumo, di riduzione delle emissioni di CO₂ della CER e dell'IRR dell'investimento, e fronte di Pareto rispetto alla massimizzazione dei tre indici (configurazioni bordate).

L'ultimo tipo di analisi ha mostrato come sia possibile definire una strategia per selezionare una serie di configurazioni che permettano di tenere conto di più obiettivi contemporaneamente, anche diversi e contrastanti tra loro. È naturalmente possibile ripetere l'analisi considerando indici di valutazione diversi, a seconda degli obiettivi effettivamente inseguiti. Al fine di scegliere una singola configurazione, infine, è possibile definire un diverso peso ai vari obiettivi, trovando così la configurazione che più si adatta alle esigenze specifiche. Altrimenti, è possibile trovare la configurazione che massimizzi un obiettivo specifico, pur rispettando delle soglie minime rispetto agli altri.

Tabella 11: Indicatori di performance energetiche, ambientali ed economiche delle configurazioni analizzate.

Taglia _{PV} (kW _p)	Taglia _{BESS} (kWh)	SSI (%)	SCI (%)	ΔE _{CO₂} (%)	IRR (%)	PCR (%)
70	0	24.5	85.1	19.3	32.0	11.4
	40	26.1	90.4	20.4	26.0	11.1
	80	27.0	93.8	21.0	21.4	10.5
	120	27.9	96.9	21.5	17.5	9.8
	160	28.5	98.7	21.6	12.8	8.4
100	0	30.0	72.8	22.5	28.0	13.8
	40	32.3	78.3	24.4	24.6	13.9
	80	34.2	83.0	25.9	19.3	13.2
	120	35.9	87.2	27.2	15.6	12.5
	160	37.1	90.0	28.0	12.7	11.5
130	0	33.2	62.1	23.5	22.3	14.8
	40	36.3	67.7	26.2	18.6	13.6
	80	38.7	72.3	28.2	15.8	12.2
	120	41.0	76.5	30.0	13.6	13.8
	160	43.0	80.3	31.6	11.8	13.2
160	0	34.8	52.8	22.9	16.6	14.4
	40	38.7	58.6	26.3	14.8	13.7
	80	42.0	63.6	29.2	13.3	12.6
	120	44.6	67.7	31.4	11.8	11.3
	160	47.0	71.3	33.4	10.6	9.8
190	0	35.8	45.7	21.6	13.1	13.8
	40	39.6	50.6	25.1	12.0	13.0
	80	43.5	55.6	28.5	11.1	12.2
	120	47.0	60.1	31.6	10.3	11.3
	160	50.0	63.9	34.2	9.5	10.2

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] Santantonio, S. *Le Comunità Energetiche. L'esperienza nel Pinerolese,*» Politecnico di Torino, 2020.
- [2] Lorenti, G. *Evaluation and optimisation of an energy community: an open-source tool,* Politecnico di Torino, 2021.
- [3] Cielo, A., Lazzeroni, P., Margiaria, P., Mariuzzo, I., Repetto, M. *Renewable Energy Communities business models under the 2020 Italian regulation,* Journal of Cleaner Production, 2021.
- [4] JRC, PVIGS [Online]. Available at: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. [Consultato il giorno 18/10/2021].
- [5] Google Maps [Online]. Available at: <https://www.google.it/maps>. [Consultato il giorno 18/10/2021].
- [6] Google Earth [Online]. Available at: <https://www.google.it/intl/it/earth/>. [Consultato il giorno 18/10/2021].
- [7] Cadema, RECOpt [Online]. Available at: <https://github.com/cadema-PoliTO/RECOpt>. [Consultato il giorno 20/10/2021].