RdS
RICERCA DI SISTEMA

ENEA
AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA

Ricerca di Sistema elettrico

Servizi energetici aggiuntivi: Microreti elettriche per aggregazioni di utenze finali

Cristina Moscatiello, Riccardo Loggia, Luigi Martirano

SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

RdS_PTR22-24_PR1.7_LA1.28_346

Servizi energetici aggiuntivi: Microreti elettriche per aggregazioni di utenze finali

Servizi energetici aggiuntivi: Microreti elettriche per aggregazioni di utenze finali (LA 1.28)

C. Moscatiello, R. Loggia, L. Martirano

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica -ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: Decarbonizzazione

Linea di attività: LA 1.28

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work Package: Angelo Frascella, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Prof. L. Martirano

Mese inizio previsto: 13

Mese inizio effettivo: 13

Mese fine previsto: 36

Mese fine effettivo: 36

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: Si ringrazia per la collaborazione alle attività svolte

Indice

1. Introduzione 4
2. Il Modello di ripartitore di potenza (Power Splitter Model PSM) 4
   2.1 Architettura di rete per il Power Splitter 5
   2.2 Il problema della ripartizione dell'energia 7
   2.3 Algoritmi di ripartizione della potenza 8
      2.3.1 "Democratic splitting function" 8
      2.3.2 "Enhanced democratic splitting function" 10
3. Modello di ripartizione power splitter applicato alle aggregazioni virtuali 10
   3.1 Load Management dei profili di assorbimento e produzione: Il "Power Alert" 12
   3.2 L'integrazione dell'algoritmo del PS al modello virtuale 13
   3.3 Simulazioni degli scenari proposti 14
4. Conclusioni 18
5. Bibliografia 19

Indice delle figure

Figura 1. Modello di Power Splitter 5
Figura 2. Modello di una smart microgrid completa per la condivisione dell'energia in un edificio 6
Figura 3. Esempio di comunità energetica a servizio prioritario degli utenti 8
Figura 4. Diagramma di flusso di "Democratic splitting function" 10
Figura 5 Diagramma di flusso di Enhanced democratic splitting function 10
Figura 6. Modello virtuale con due unità di cui una con energia assorbita nulla 11
Figura 7. Modello virtuale con due unità con assorbimenti diversi 12
Figura 8. Schema circuitale e Hardware del Power Alert 12
Figura 9. Prima e seconda interfaccia grafica dell'app di PowerAlert 13
Figura 10. Modello virtuale con l'algoritmo del PS 14
Figura 11. Carichi delle tre unità 15
Figura 12. Profili di carico complessivo delle tre unità 15
Figura 13. Integrazione profilo fotovoltaico alle tre unità 16
Figura 14. Andamenti carichi e fotovoltaico con il nodo di saldo istantaneo 17
Figura 15. Profili carichi, fotovoltaico, nodo di saldo istantaneo e orario 17
Figura 16. Nodo di saldo istantaneo e orario e profilo carichi in un'ora 18

Indice delle tabelle

Tabella 1. Caratteristiche dei principali componenti 7
Tabella 2. Colori PowerAlert nel modello virtuale 14

1. Introduzione

Il 40% del consumo energetico europeo è attribuibile agli edifici, in particolare residenziali e terziari [1]. Gli edifici plurifamiliari (MURBs) e le unità abitative (DUs) rappresentano un'importante quota del consumo energetico, ma la frammentazione dei sistemi energetici ne rende complessa la gestione. Le politiche recenti promuovono il modello Nearly Zero Energy Building (NZEB), basato sull'uso di energie rinnovabili, per nuove costruzioni e riqualificazioni [2]. Con l'aumento dei veicoli elettrici (EV), diventa cruciale integrarli nei sistemi energetici. Tuttavia, l'aggregazione degli utenti, specie in contesti frammentati, richiede soluzioni complesse [3]. La Direttiva Europea 2018/2001 introduce comunità energetiche che massimizzano l'uso delle rinnovabili e riducono i costi, ma le attuali regolamentazioni pongono limiti alla loro applicazione [4]-[7]. In Italia, il modello regolatorio virtuale (MRV) [8]. consente la condivisione dell'energia rinnovabile tramite la rete pubblica in corrente alternata (AC), evitando nuove infrastrutture ma generando potenziali problemi di sovraccarico e regolazione. Questo studio propone un'innovativa microrete intelligente basata su distribuzione in corrente continua a bassa tensione (LVDC) e un sistema di controllo condiviso, chiamato Power Splitter Model (PSM). Tale configurazione ottimizza l'uso delle rinnovabili, riduce i limiti della rete AC e promuove una gestione più efficiente dell'energia e dei servizi condivisi [9]- [10].

2. Il Modello di ripartitore di potenza (Power Splitter Model PSM)

La Figura 1 mostra la configurazione innovativa di una microrete intelligente basata sul Power Splitter Model (PSM), progettata per la gestione dell'energia in un edificio residenziale a più unità abitative. Lo schema mostra l'integrazione di un sistema fotovoltaico con un bus in corrente continua (DC) e una rete pubblica in corrente alternata (AC), evidenziando i punti di connessione e i dispositivi utilizzati per la gestione dell'energia. In particolare, gli elementi che la caratterizzano sono:

- Impianto fotovoltaico (PV Array): posizionato sul tetto dell'edificio, fornisce energia rinnovabile al bus DC attraverso un convertitore Boost DC-DC.
- Bus in corrente continua (DC): indicato in rosso, connette fisicamente tutte le unità abitative e i carichi comuni per la condivisione diretta dell'energia prodotta.
- Unità abitative: ogni piano dell'edificio rappresenta un'unità abitativa (Unit 1, Unit 2, Unit 3), dotata di un convertitore (FEC Unit) per gestire l'energia prelevata dal bus DC.
- Punti di connessione (POC): consentono l'interfaccia con la rete pubblica (indicata in verde) per ciascuna unità e per i carichi comuni.
- Carichi comuni dell'edificio: come illuminazione e ascensori, alimentati sia dalla rete pubblica che dal bus DC.

Questa configurazione rappresenta un modello efficace per ottimizzare l'uso delle fonti rinnovabili, migliorare la qualità dell'energia e promuovere l'autoconsumo locale in un contesto residenziale.

Nel PSM l'energia non viene condivisa virtualmente, come avviene nel Modello Regolatorio Virtuale (MRV), ma viene condivisa fisicamente attraverso un bus in corrente continua a bassa tensione (LVDC), all'interno dell'edificio, che collega tutti gli utenti finali. Uno studio precedente ha evidenziato che il PSM è più efficiente, conveniente e flessibile rispetto ai modelli virtuali esistenti, poiché gli utenti consumano fisicamente e condividono l'energia generata localmente [11].

Figura 1. Modello di Power Splitter

La gestione del PSM non richiede alcun tipo di calcolo o incentivi, come invece avviene nel MRV, poiché l'energia viene condivisa istantaneamente secondo regole predefinite. Sebbene questo modello non sia ancora stato considerato dalle autorità regolatorie, può essere tecnicamente considerato appropriato in tutti i quadri normativi nazionali, poiché si basa sul principio che l'energia condivisa è esclusivamente quella generata dagli impianti di produzione comuni. Non si tratta, dunque, di energia prelevata dalla rete di distribuzione.

La microrete intelligente proposta in questo studio integra una rete in corrente continua (DC) in un contesto residenziale, con uno degli obiettivi principali di migliorare la qualità dell'energia (Power Quality - PQ), aumentando il livello di sfruttamento delle fonti rinnovabili. Per affrontare i problemi legati alla qualità della tensione nelle reti a bassa tensione (LV), viene utilizzato un sistema elettronico di potenza chiamato Open Unified Power Quality Conditioner (Open UPQC) [11]-[15]. Questa soluzione consente una gestione più efficiente e stabile della rete, migliorando sia l'integrazione delle fonti rinnovabili sia la qualità dell'energia fornita agli utenti.

2.1 Architettura di rete per il Power Splitter

Il modello di microrete proposto (Figura 2) prevede un sistema di alimentazione in corrente continua (DC) comune a 500VDC, di tipo bipolare con linea di neutro. Questo sistema è collegato agli utenti finali tramite convertitori dedicati per la condivisione della potenza. Un impianto fotovoltaico (PV) comune, connesso tramite un convertitore DC/DC (DC_PV) per l'adattamento di tensione e il tracciamento del massimo punto di potenza (MPPT), alimenta il sistema. L'energia generata viene misurata dal contatore CPV e accumulata in un sistema BESS_G, che può essere caricato solo con energia fotovoltaica. Un nodo di saldo, dotato di un convertitore bidirezionale DC/AC (FEC_BN), gestisce l'immissione dell'energia in eccesso nella rete AC. I servizi comuni, come ascensori, ricarica di veicoli elettrici e pompe di calore, prelevano energia dal sistema e vengono monitorati tramite il contatore POC_BN. Per garantire il corretto flusso di potenza, è stato introdotto un dispositivo Diode_C, che divide il sistema in una rete unidirezionale (U-DC) e una bidirezionale (B-DC).

Gli utenti finali sono collegati alla rete U-DC tramite convertitori unidirezionali (C_PS o FEC_PS), consentendo solo il prelievo di energia. Ogni utente ha un punto di connessione (POC)

per misurare lo scambio energetico con la rete AC. Gli utenti attivi possono immettere energia in rete solo dal proprio impianto fotovoltaico, mentre gli utenti passivi hanno connessioni unidirezionali. Il sistema mira a ridurre la domanda di potenza dalla rete AC, impedendo l'iniezione di energia dagli utenti finali alla rete DC o dalla rete DC alla rete AC. Gli utenti agiscono come nodi passivi "spugna", favorendo una gestione democratica della condivisione di potenza[16]- [17].

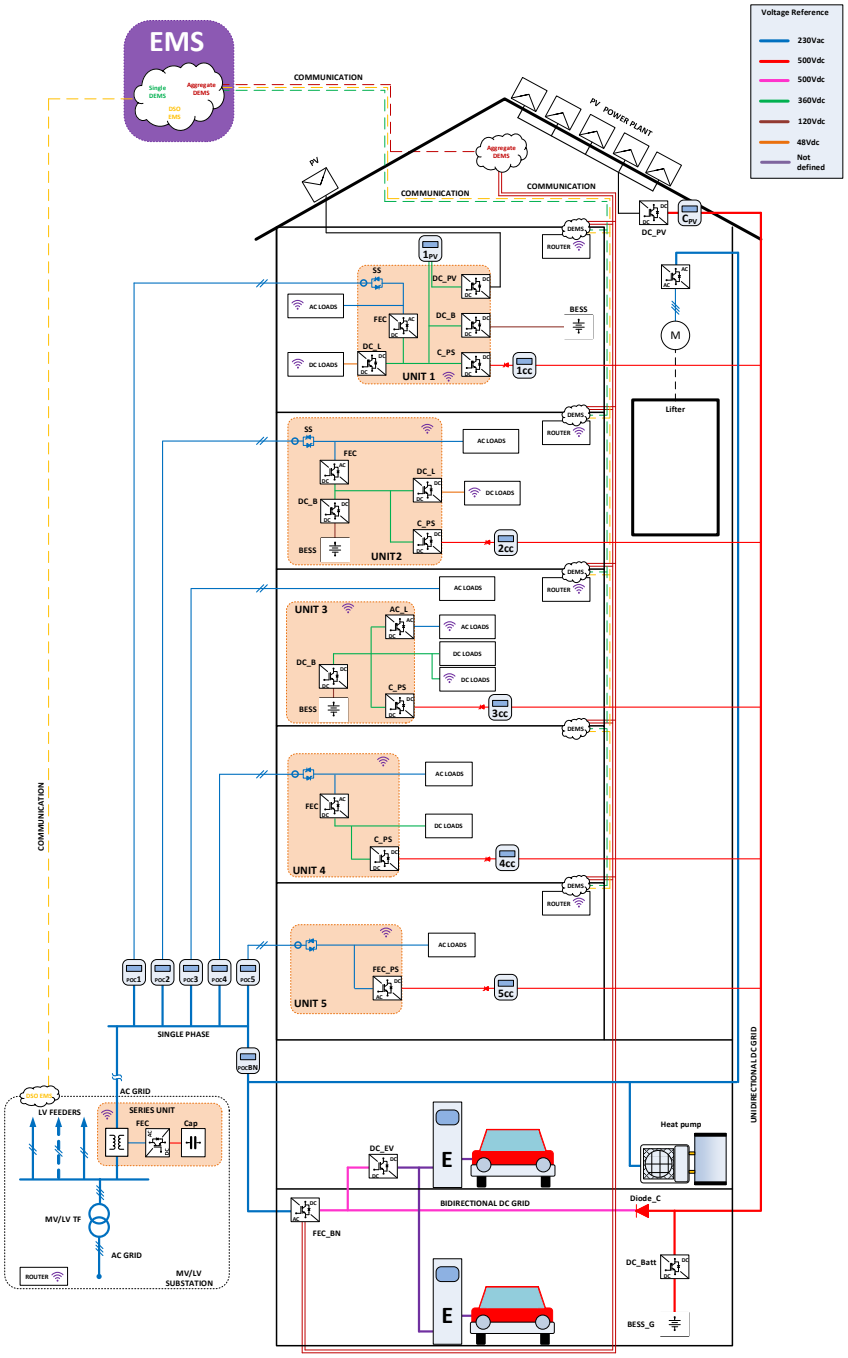

Figura 2. Modello di una smart microgrid completa per la condivisione dell'energia in un edificio

Tutti i componenti di queste configurazioni possono essere caratterizzati dai dati riportati in Tabella 1.

Tabella 1. Caratteristiche dei principali componenti

Nome	Tipologia	Tensione	Potenza
FEC	AC/DC Bidirectional	230V/350V 230V/500V	3kW
DC_C	DC/DC Unidirectional	500V/350V	3kW
DC_B	DC/DC Bidirectional	350V/120V	3kW
DC_L	DC/DC Unidirectional	350V/48V	1kW
DC_PV	DC/DC Unidirectional	500V/350V	3kW
Private PV	/	500V	3kW
BESS	2kWh	120V	3kW

2.2 Il problema della ripartizione dell'energia

Nel capitolo relativo alle comunità energetiche è stato menzionato qualche esempio di microrete residenziale, senza però entrare nello specifico su come sia possibile controllare la potenza trasferita dal sistema fotovoltaico verso i vari utenti che vogliono beneficiare direttamente della produzione di energia rinnovabile. La comunità energetica virtuale rende la microrete ad essa associata estremamente semplice in quanto assente da collegamenti con le utenze. L'unico convertitore necessario alla realizzazione dell'impianto è unicamente un convertitore MPPT (un inverter trifase con MPPT) di collegamento tra l'impianto fotovoltaico e la rete. L'unico schema di funzionamento possibile è quello seguente: il sistema fotovoltaico genera corrente e la corrente prodotta viene inviata alla rete tramite quell'inverter "grid following". Non vi sono logiche particolari di funzionamento da indagare ulteriormente. La questione diventa decisamente più interessante e complessa quando si pensa a una microrete che sia a servizio prioritario verso gli utenti e che solo in caso di eccesso invii corrente alla rete di distribuzione, come indicato in Figura 3. Una volta individuato il campo del problema, la prima soluzione immediata potrebbe essere quella di effettuare un semplice collegamento tra l'inverter MPPT e le utenze in corrente alternata, soluzione che oltre ad avere un costo molto basso risulterebbe anche concettualmente semplice. Immaginiamo quindi di realizzare un collegamento del genere fra le utenze, la rete e il sistema fotovoltaico, creando così una vera e propria microrete in AC.

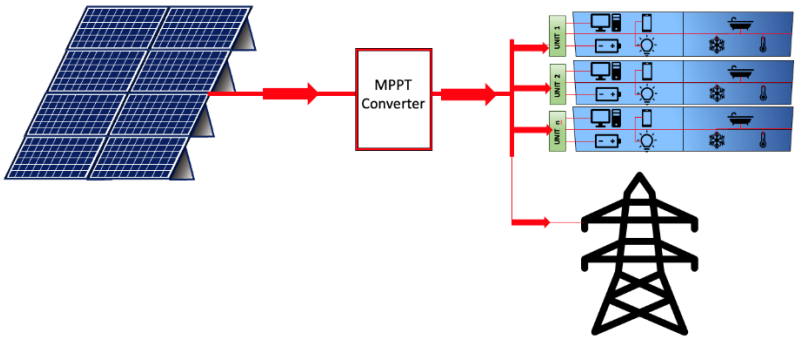

Figura 3. Esempio di comunità energetica a servizio prioritario degli utenti

Concettualmente la microrete funziona e i carichi delle utenze che stanno assorbendo potenza durante il funzionamento del sistema fotovoltaico assorbono potenza direttamente dal PV, beneficiando direttamente dell'impianto di generazione rinnovabile. Il problema principale di questa soluzione è che è altamente non democratica e non favorisce l'equa ripartizione della potenza rinnovabile che viene prodotta da un impianto di proprietà condivisa. Supponiamo di avere 4 utenti e un impianto di generazione rinnovabile fotovoltaica sul tetto di proprietà condivisa tra i 4 utenti. Se il collegamento venisse fatto come ipotizzato sopra si creerebbe un forte squilibrio nell'utilizzo dell'impianto che andrebbe a favore unicamente di chi consuma prima e in quantità maggiore. Chi consuma in orari "sbagliati" o chi consuma poco sarebbe fortemente sfavorito da questa microrete, pur avendo magari partecipato economicamente in maniera equalitaria per la sua realizzazione. La realizzazione di una microrete in AC con le condizioni viste precedentemente assume senso unicamente nella misura in cui l'utente servito sia soltanto 1 o che le diverse utenze facciano capo ad un unico proprietario. Vengono quindi effettuate delle ipotesi per realizzare una microrete residenziale che possa essere più democratica possibile e possa mettere in atto degli algoritmi di ripartizione della potenza diversi ma concentrandosi sull'aumentare la democrazia alla base dei ragionamenti.

2.3 Algoritmi di ripartizione della potenza

Prima di passare alle soluzioni proposte per risolvere il problema dell'assegnazione e controllo della potenza prodotta, ci si interroga su quali possano essere le considerazioni, le logiche e quindi gli algoritmi generale che debbano essere implementati in una microrete per assegnare la potenza generata dal PV in maniera equa e democratica. In questo capitolo verranno analizzate alcune logiche di programmazione e controllo che possono essere implementate nel modello proposto, andandone a verificare le potenzialità e i limiti, al fine di fornire più alternative a seconda delle esigenze.

2.3.1 "Democratic splitting function"

La filosofia dietro a questo primo algoritmo è quella di considerare tutti gli utenti come aventi gli stessi diritti di potenza rispetto all'impianto comune, ma privilegiando a parità di intenzione sempre e comunque l'autoconsumo. Entrando nel dettaglio, l'algoritmo presuppone che, se è giusto che tutti gli utenti abbiano diritto alla medesima parte di energia rinnovabile, è anche utile massimizzare l'autoconsumo e ridurre al minimo l'energia immessa in rete poiché valorizzata in maniera estremamente bassa rispetto a quella consumata.Fatte queste premesse, l'algoritmo chiamato "democratic splitting function" è espresso sottoforma di diagramma di flusso in Figura 4. Il diagramma di flusso di Figura 4 mostra l'algoritmo logico applicabile per qualsiasi tipologia di impianto fotovoltaico, chiamato nel diagramma in

funzione della potenza istantanea generata P_{PV}. Poiché il numero di utenti è variabile e dipende da quanto è grande la comunità energetica, e quindi la microrete da realizzare, vengono considerati N utenti, ciascuno contraddistinto dalla somma dei carichi del suo appartamento. Tale somma è indicata per ciascun utente con L_i con i che va da 1 ad N. Ciò significa che l'utente 1 è contraddistinto dalla somma dei suoi carichi attivi istantanei definita con L_1 (è molto semplicemente la lettura generale del proprio contatore elettrico). Gli input dell'algoritmo sono la potenza totale generata dal sistema fotovoltaico in ogni istante e gli assorbimenti degli N utenti (L_i) nel medesimo istante. Inizialmente, il controllore centrale assegna a ciascun utente una porzione di potenza AP_i di P_{PV} indipendentemente dall'entità del carico di ciascun utente come definito nella seguente equazione.

$$AP_i = \frac{1}{\mathrm{N}} \cdot P_{PV} \ (5)$$

Il controllore centrale calcola per ciascun utente la differenza tra la potenza richiesta dal carico L_i e quella assegnata da questa prima iterazione AP_i, come indicato nell'equazione.

$$\Delta_i = L_i - AP_i \ (6)$$

Se Δ_i è minore di un valore prefissato come soglia di chiusura ciclo, l'utente è soddisfatto. Dopo questa prima assegnazione vi saranno:

- Degli utenti completamente soddisfatti ($\Delta_i = 0 \ o \ meglio < \varepsilon$);
- Degli utenti che richiedono meno potenza rispetto a quella che gli è stata assegnata ($\Delta_i < 0$);
- Degli utenti che richiedono più potenza rispetto a quella che gli è stata assegnata ($\Delta_i > 0$).

A questo punto il sistema calcola:

- L'eccesso di potenza E (con E sommatoria di tutti gli eccessi $\Delta_i > 0$ della prima iterazione);
- Il numero di utenti non soddisfatti M.

Successivamente il sistema calcola un'aggiunta di potenza disponibile (m) da ripartire esclusivamente tra gli utenti che ne hanno bisogno e quindi che non erano soddisfatti in precedenza, come descritto nell'equazione:

$$m = \frac{7E}{M} \ (7)$$

Si passa ora ad una nuova iterazione. Per ciascun utente che non era soddisfatto (in numero di M) si ha un adeguamento di quota della potenza assegnata.

$$AP_i = AP_i + m \ (8)$$

A questo punto si ricalcola la differenza tra la potenza richiesta dal carico L_i dove AP_i risulta aggiornato con l'aggiunta di m, come da equazione:

$$\Delta_i = L_i - AP_i \ (9)$$

Chiaramente il numero di iterazioni dipende dal numero di utenti e dalla distribuzione della potenza. Si procede in questo modo a loop fintanto che l'eccesso E non diventa 0 o che, in alternativa, tutti i carichi siano pienamente soddisfatti. Se tutti gli utenti sono soddisfatti e vi è ancora un eccesso di potenza, essa viene venduta alla rete tramite un punto di connessione chiamato "nodo di saldo".

2.3.2 "Enhanced democratic splitting function"

La funzione di Democratic Splitting assegna equamente la potenza generata da un impianto fotovoltaico condiviso a tutti gli utenti, garantendo a ciascuno 1/N della potenza istantanea disponibile. Tuttavia, ciò può generare disparità se il costo dell'impianto è suddiviso in base ai millesimi e non in modo uniforme. Per affrontare questo problema, è stato introdotto l'algoritmo Enhanced Democratic Splitting Function. A differenza della versione base, questo algoritmo tiene conto dell'energia complessiva assorbita da ciascun utente nel tempo. In questo modo, è possibile monitorare chi ha effettivamente beneficiato di più dell'impianto e correggere eventuali squilibri. Ad esempio:

- Se un utente ha assorbito meno energia rispetto al suo diritto, l'algoritmo gli assegnerà priorità futura per l'accesso alla potenza condivisa.
- In alternativa, gli squilibri possono essere bilanciati in bolletta, favorendo chi ha utilizzato meno energia fotovoltaica o aumentando i costi per chi ne ha sfruttato di più.

Questa variante garantisce una gestione più equa e flessibile dell'energia condivisa, adattandosi alle esigenze degli utenti nel tempo. . Si riporta lo schema del diagramma di flusso in Figura 5.

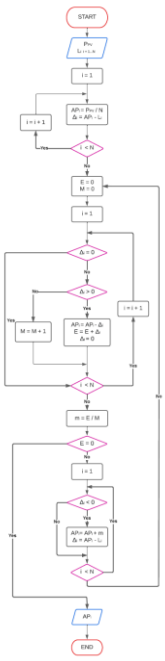

Figura 4. Diagramma di flusso di "Democratic splitting function"

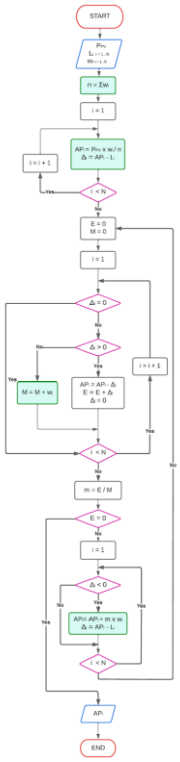

Figura 5 Diagramma di flusso di Enhanced democratic splitting function

3. Modello di ripartizione power splitter applicato alle aggregazioni virtuali

Arera ha stabilito il modello virtuale come unica modalità ammissibile per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso. Tuttavia, questo modello presenta una criticità fondamentale: non garantisce un'equa ripartizione della potenza tra i diversi utenti all'interno della stessa

configurazione. Figura 6 mostra un modello virtuale caratterizzato da due unità. In questo caso, ad esempio, dalle 13 alle 14 l'impianto fotovoltaico produce 100 kWh, la prima unità non assorbe nulla, mentre la seconda assorbe 80 kWh. Secondo il modello virtuale, l'energia incentivabile, ovvero quella condivisa, è pari a 80 kWh. Tuttavia, in questo modello, l'utente 1, che dalle 13 alle 14 non ha assorbito energia, beneficerebbe dell'incentivo senza aver effettivamente partecipato al consumo.

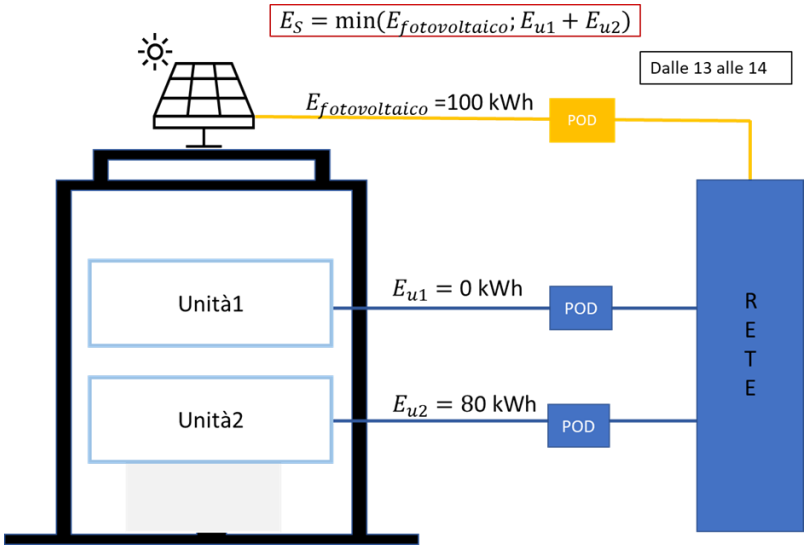

Figura 6. Modello virtuale con due unità di cui una con energia assorbita nulla

Nel secondo esempio presentato, a parità di condizioni, potrebbe accadere che entrambe le unità assorbano energia, ma in quantità diverse (Figura 7). Anche in questo caso, l'energia condivisa ammonta a 80 kWh. Come si può quindi distribuire equamente l'incentivo associato a questi 80 kWh? Attualmente, il modello prevede che l'incentivo venga suddiviso in parti uguali tra le due unità, indipendentemente dai rispettivi consumi.

Questi esempi evidenziano l'importanza di trovare un criterio equo per la ripartizione dell'energia condivisa. Per incentivare una partecipazione più attiva dei consumatori e garantire una reale condivisione dell'energia prodotta, è essenziale introdurre meccanismi che li trasformino da semplici utenti a protagonisti consapevoli e proattivi del processo.

Una possibile soluzione consiste nell'applicare il concetto di Power Splitter al modello ARERA. Questo approccio si basa su un sistema di strumenti che consentono di monitorare, misurare e controllare in tempo reale l'energia prodotta e consumata da ciascun utente, garantendo così una ripartizione equa e trasparente dei benefici economici derivanti dalla condivisione.

Grazie a questa applicazione, si otterrebbero due vantaggi principali:

- Ottimizzazione in tempo reale dell'autoconsumo, massimizzando l'uso dell'energia prodotta localmente.
- Ripartizione efficiente dell'energia, resa possibile da un controllore master che elabora calcoli basati sulla produzione e sui consumi, fornendo un consuntivo su base oraria.

In questo modo, gli utenti sarebbero incentivati a ottimizzare i propri consumi, anche grazie a un incentivo economico legato alla richiesta di energia dalla rete. Ciò contribuirebbe a bilanciare domanda e offerta, migliorando l'efficienza complessiva del sistema.

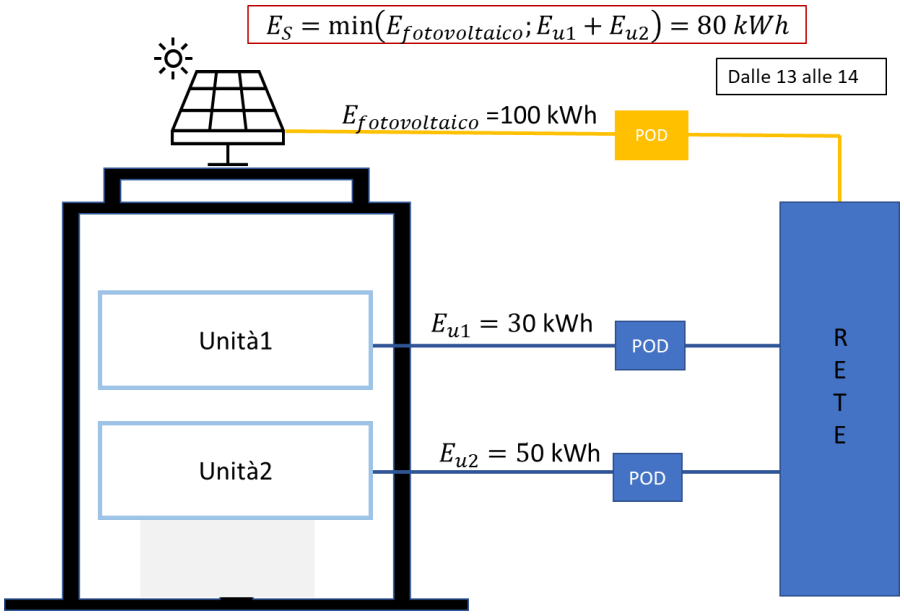

Figura 7. Modello virtuale con due unità con assorbimenti diversi

3.1 Load Management dei profili di assorbimento e produzione: Il "Power Alert"

L'elemento chiave che permette di applicare il Power Splitter al modello virtuale è un dispositivo chiamato "Power Alert", in grado di monitorare tutti i parametri elettrici essenziali di un appartamento ed integrarsi in maniera perfetta con le comunità energetiche al fine di massimizzare l'autoconsumo o, se si è in caso di una comunità energetica virtuale, di massimizzare l'energia condivisa. Il Power Alert proposto si presenta con uno schema elettronico e un hardware fisico come quelli riportati in Figura 8 [18]-[26].

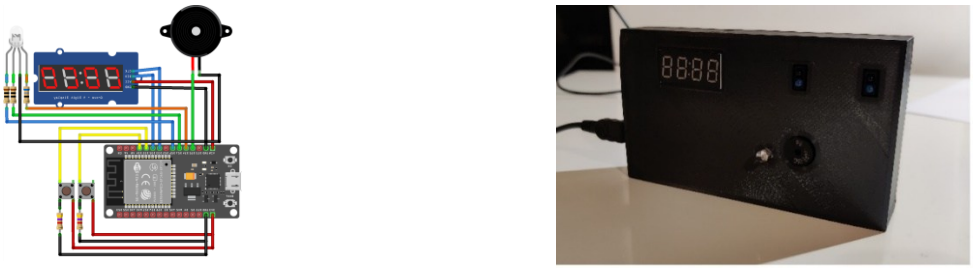

Figura 8. Schema circuitale e Hardware del Power Alert

Gli utilizzi legati a questo dispositivo possono essere davvero numerosi. Esso può fornire dei suoni o allarmi per avvisare gli utenti che stanno superando una determinata soglia di potenza prefissata, superata la quale potrebbe avvenire il distacco del carico.

Per chiarire l'utilizzo di Power Alert nelle comunità energetiche viene fornito il seguente esempio. Normalmente, è usanza comune da diverse decine di anni pianificare l'attivazione dei carichi programmati più energivori (lavatrice, asciugatrice, lavastoviglie…). In particolare, poiché il nostro sistema di acquisto dell'energia elettrica è basato sulle diverse fasce orarie, tale usanza risulta assolutamente fondata anche se in Italia la differenza fra le fasce di acquisto è davvero minima in termini economici (vi è molta più differenza in altri paesi dove le differenti tipologie di generazione fanno sì che di notte il prezzo di acquisto scenda molto).

Se si è utenti attivi di una comunità energetica, però, la questione diventa più complicata in quanto, a prescindere dalla tipologia di comunità, non si hanno informazioni concrete su quando convenga economicamente attivare i carichi. Infatti, se ad esempio siamo di fronte ad

una comunità energetica ibrida, o puramente virtuale, l'energia condivisa da valorizzare dipende contemporaneamente dalla generazione locale istantanea e dalla somma degli assorbimenti istantanea della comunità, rendendo impossibile per il singolo individuo sapere autonomamente quando effettivamente conviene fare la lavastoviglie piuttosto che la lavatrice, pagando il meno possibile.

Il dispositivo presentato offre, tra le sue funzionalità, la possibilità di risolvere questo problema attraverso l'implementazione di un'interfaccia uomo-macchina (Human Machine Interface). Installato su ogni unità abitativa, nonché sull'impianto di generazione, sui servizi comuni e su un eventuale sistema di accumulo, il dispositivo è in grado di elaborare simultaneamente tutti i consumi e monitorare il sistema di generazione rinnovabile, fornendo informazioni dettagliate, come illustrato in Figura 9.

L'integrazione delle informazioni fornite, accessibili pubblicamente agli utenti tramite un'app, consente a chiunque di conoscere in tempo reale la disponibilità della generazione rinnovabile e il quantitativo di energia che è possibile consumare in quel momento.

Per semplificare ulteriormente la lettura dei dati e rendere l'utilizzo di Power Alert intuitivo per qualsiasi tipologia di utenza, sono state implementate delle soglie cromatiche che guidano l'utente nel comprendere il momento più opportuno per assorbire energia o posticiparne l'uso:

- Luce verde: Massima convenienza ad assorbire energia. Le condizioni tra generazione e consumo sono favorevoli, incentivando l'utilizzo dell'energia disponibile. In termini pratici, significa che azionare un elettrodomestico come la lavastoviglie in quel momento risulterà economicamente vantaggioso.
- Luce blu: Convenienza parziale all'assorbimento. Sebbene le condizioni attuali permettano un certo risparmio sul consumo istantaneo, il trend suggerisce che a breve la convenienza potrebbe diminuire.
- Luce rossa: Scarsa o nessuna convenienza. Le condizioni indicano che è preferibile evitare l'assorbimento di carichi elevati e posticiparne l'uso. Se si decide di prelevare energia dalla rete in questo momento, gli incentivi saranno pressoché nulli e il costo sarà equivalente a quello di un sistema senza generazione rinnovabile.

Si stima che, grazie al basso costo del dispositivo e ai benefici ottenuti, l'adozione di Power Alert possa migliorare l'efficienza della comunità energetica fino al 50%, semplicemente sfruttando con regolarità le informazioni fornite. Questo si traduce in un ritorno sull'investimento più rapido e in una gestione energetica più sostenibile ed efficace.

Figura 9. Prima e seconda interfaccia grafica dell'app di PowerAlert

3.2 L'integrazione dell'algoritmo del PS al modello virtuale

L'edificio illustrato in Figura 10 segue il modello virtuale di Arera ed è composto da tre utenze, dai servizi comuni e da un impianto fotovoltaico. Ogni unità è dotata di un Power Alert, collegato

al router dell'unità, che è in grado di comunicare con il misuratore Shelly, installato sulla rete dell'unità stessa. Tutti i parametri elettrici vengono registrati su un cloud, permettendo al controllore master di stabilire come ripartire l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in quel momento. Il sistema informa l'utente della singola unità se è opportuno attivare i carichi per ottimizzare l'autoconsumo; in caso contrario, l'energia in surplus verrà immessa in rete, generando un minor ritorno economico, poiché non beneficerà dell'incentivo previsto per l'energia condivisa.

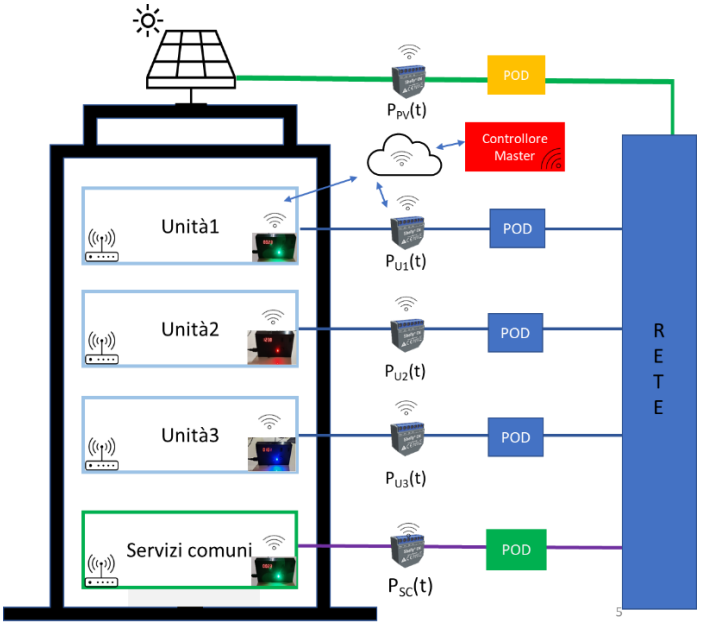

Figura 10. Modello virtuale con l'algoritmo del PS

Come descritto in precedenza, il Power Alert utilizza LED colorati per segnalare all'utente se è opportuno attivare un carico o posticiparne l'uso. Nel contesto delle comunità energetiche, questi LED assumono un ruolo più specifico: indicano se è conveniente collegare i carichi, sfruttando la produzione dell'impianto fotovoltaico per ottimizzare l'autoconsumo. La Tabella 2 riassume, in relazione all'edificio illustrato in Tabella 2, le condizioni che determinano la colorazione dei LED.

Tabella 2. Colori PowerAlert nel modello virtuale

ROSSO	$P_{U1}(t) + P_{U2}(t) + P_{U3}(t) + P_{SC}(t) > P_{PV}$	Autoconsumo scarso
BLU	$P_{U1}(t) + P_{U2}(t) + P_{U3}(t) + P_{SC}(t) = P_{PV}$	Autoconsumo limitato
VERDE	$P_{U1}(t) + P_{U2}(t) + P_{U3}(t) + P_{SC}(t) < P_{PV}$	Autoconsumo totale

Queste soglie possono essere personalizzate in base alla tipologia della comunità energetica. Nell'esempio considerato, il sistema è applicato a una comunità virtuale senza accumulo, permettendo un'ottimizzazione efficace sia della produzione energetica sia degli incentivi economici disponibili.

3.3 Simulazioni degli scenari proposti

La Figura 11 mostra i possibili andamenti dei consumi delle tre unità abitative che fanno parte del modello virtuale, i cui valori dipendono dalle abitudini degli utenti.

In particolare, durante le prime ore della giornata (00:00 - 06:00), il consumo è relativamente basso, con alcuni picchi sporadici. Dalle 07:00 alle 10:00 si osserva un forte aumento, con U2 che registra il consumo più elevato. Tra le 12:00 e le 14:00 si notano fluttuazioni, con U1 che presenta un consumo più significativo rispetto alle altre unità.

Nel pomeriggio (15:00 - 18:00), il consumo diminuisce ma continua a mostrare alcune variazioni. A partire dalle 19:00, si verifica un nuovo incremento, con picchi notevoli soprattutto per U1 e U2. Infine, durante la notte (dopo le 22:00), il consumo cala progressivamente, senza però azzerarsi completamente. La Figura 12, invece, mostra i grafici precedenti, ma con profili di carico complessivo delle tre unità.

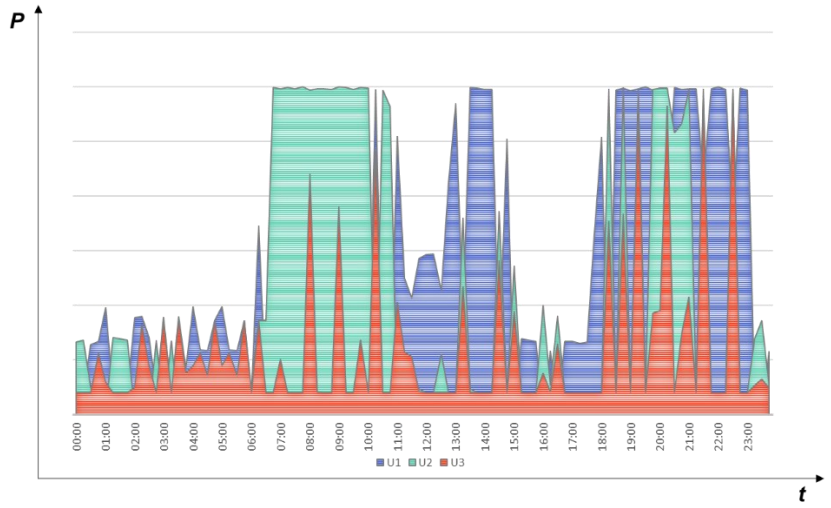

Figura 11. Carichi delle tre unità

Inoltre si valuta l'interazione con la produzione da fonti rinnovabili come mostrato in Figura 13. Analizzando il grafico, si evince che la produzione fotovoltaica non coincide perfettamente con i picchi di consumo serali, evidenziando la necessità di sistemi di accumulo o di strategie di gestione dei consumi. Durante il giorno, parte del fabbisogno energetico può essere coperto direttamente dalla produzione fotovoltaica; tuttavia, nelle ore serali e notturne, l'energia deve essere prelevata dalla rete. Quindi in gran parte della fascia centrale il Power Alert suggerirà agli utenti di aumentare i carichi in modo da ottimizzare l'autoconsumo.

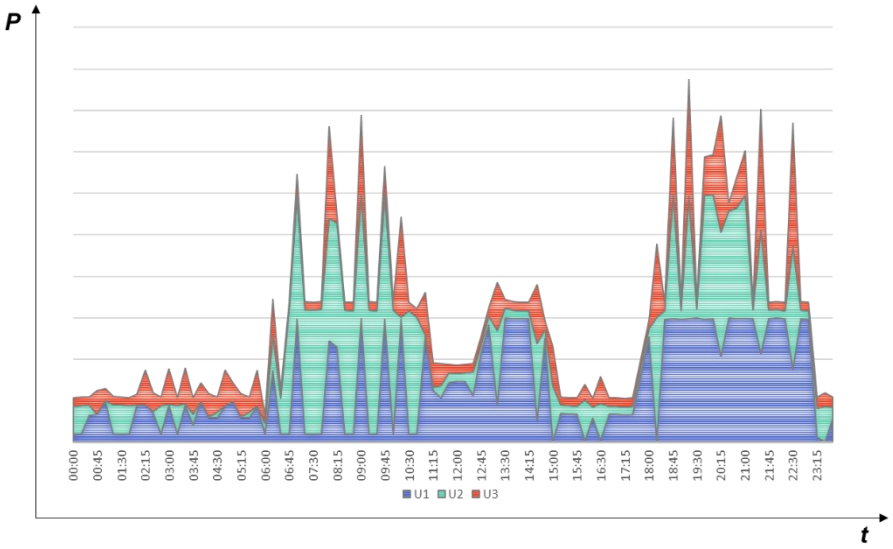

Figura 12. Profili di carico complessivo delle tre unità

Calcolando invece la potenza istantanea nel nodo di saldo con la formula:

$$P_{saldo}\,(t) = P_{pv}(t) - \sum_{i=1}^{n} P_{u_i}(t) (10)$$

Dove

$P_{saldo}\,(t)$ è la potenza nel nodo di saldo all'istante t;

$P_{pv}(t)$ è la potenza prodotta dal fotovoltaico all'istante t

$P_{u_i}(t)$ è la potenza assorbita dalle singole unità.

Quindi se

- $P_{saldo}\,(t) > 0$, tutti i carichi che stanno assorbendo stanno autoconsumando e il surplus viene immessa in rete;
- $P_{saldo}\,(t) = 0$, i carichi che stanno assorbendo sono al limite dell'autoconsumo;
- $P_{saldo}\,(t) < 0$, i carichi stanno prelevando dalla rete e l'autoconsumo è scarso.

La Figura 14 mostra i profili dei carichi, la produzione fotovoltaica e il nodo di saldo. L'andamento di quest'ultimo indica che, quando il suo valore è positivo, l'autoconsumo viene ottimizzato. In questa condizione, il Power Alert segnalerà all'utente l'opportunità di attivare carichi programmabili, sfruttando al meglio l'energia prodotta localmente.

Arera propone un modello virtuale basato su dati orari, pertanto è stata effettuata una simulazione su base oraria del nodo di saldo, mostrata in Figura 15 , in quanto Arera stessa fa riferimento "all'energia condivisa oraria", che rappresenta l'area sottesa alla curva delle potenze.

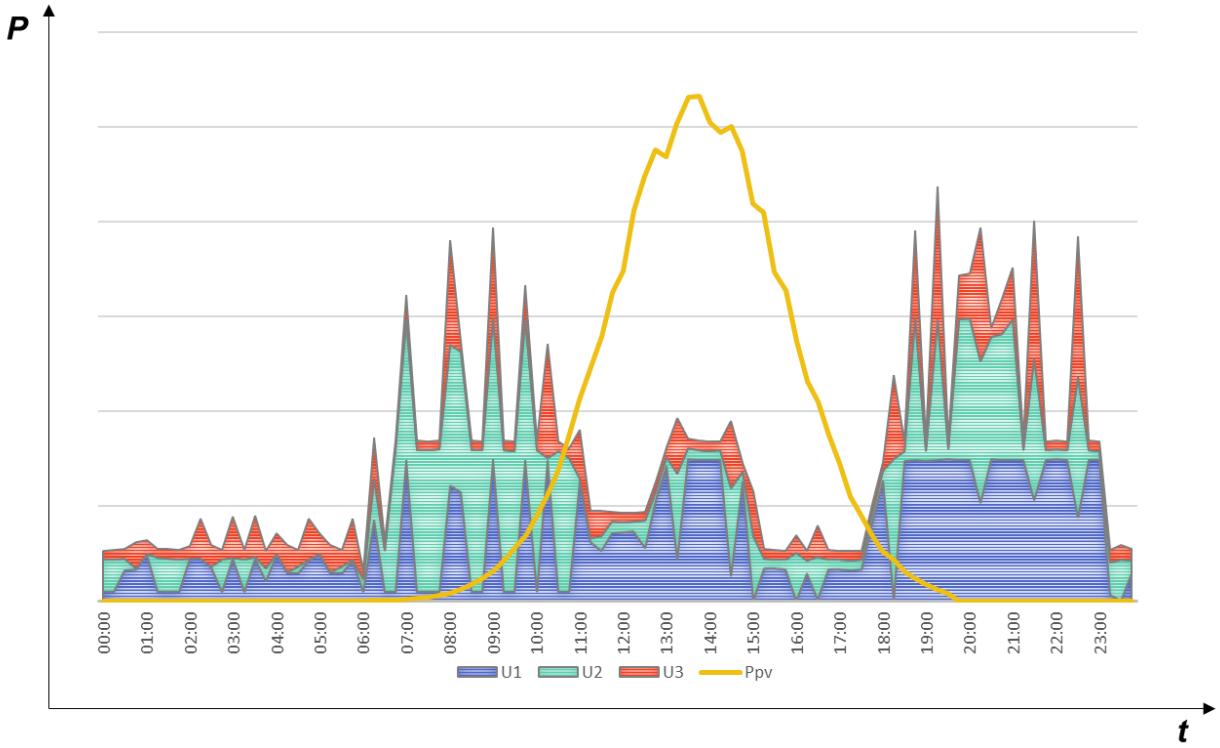

Figura 13. Integrazione profilo fotovoltaico alle tre unità

Un'ulteriore ottimizzazione che l'algoritmo del PS può effettuare consiste nell'avvisare l'utente sulla convenienza di attivare un carico in una determinata ora, inviando un segnale verde.

Questo perché, anche se in un determinato istante ttt il saldo istantaneo risulta negativo, il saldo orario complessivo potrebbe essere positivo.

Alle ore 10:00 l'U1 sulla base del saldo istantaneo, per ottimizzare dovrebbe ridurre i consumi. Considerando però che il modello Arera è basato sul saldo orario, l'algoritmo di ottimizzazione deve tenerne conto e prevedendo l'incremento della P_{pv}, con conseguente saldo orario maggiore 0 nella fascia 10-11, favorire i consumi in questa fascia oraria.

La Figura 16 mostra un esempio di come il saldo orario consenta di ottimizzare i consumi su base oraria.

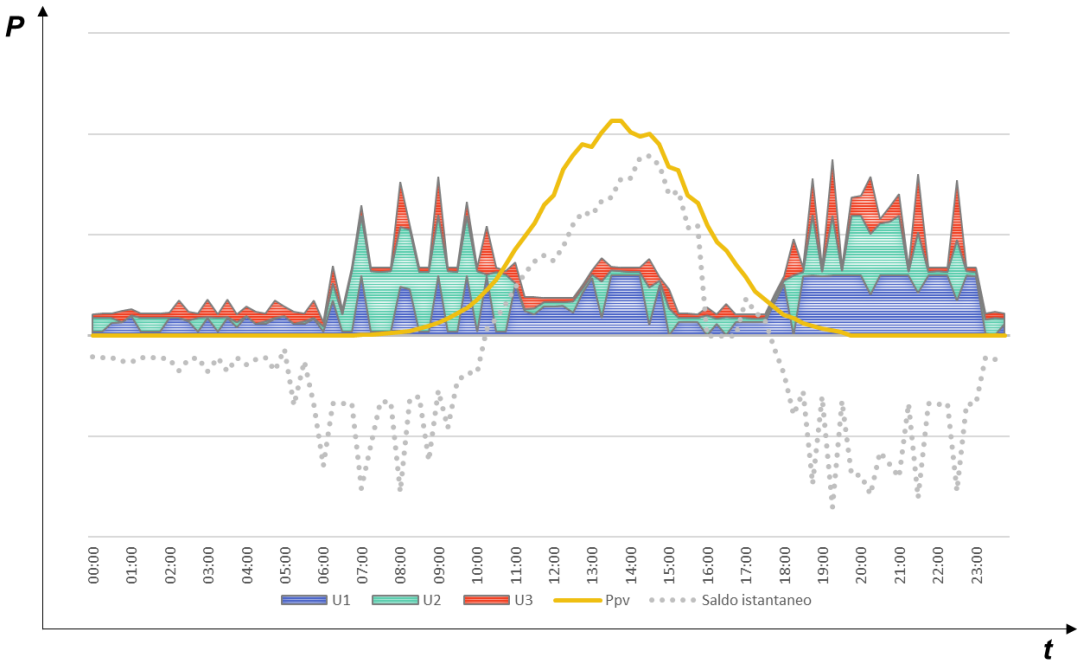

Figura 14. Andamenti carichi e fotovoltaico con il nodo di saldo istantaneo

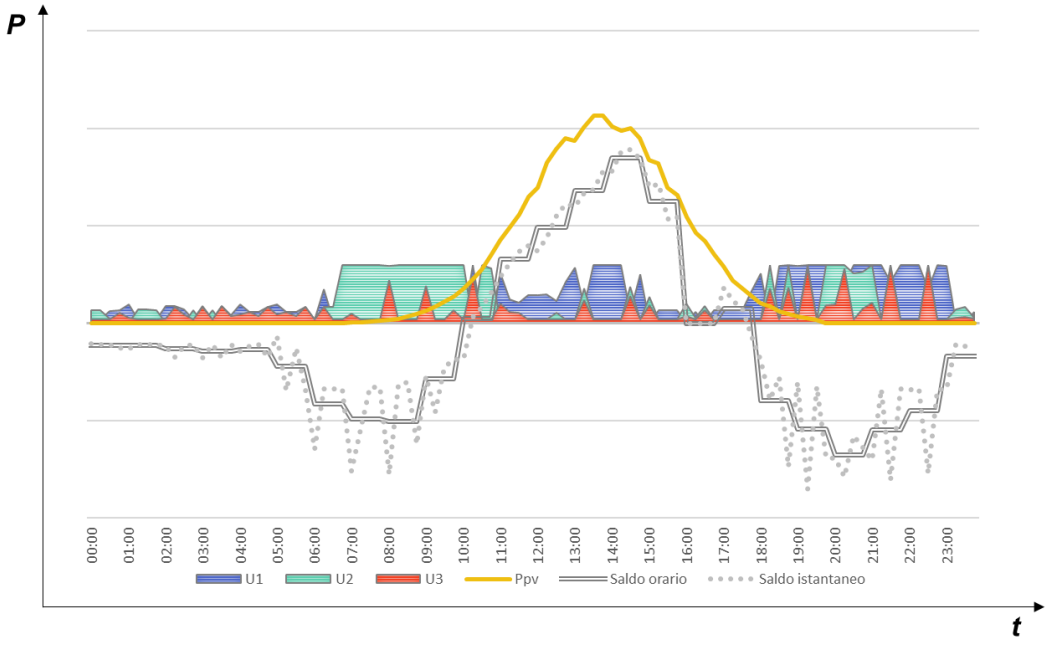

Figura 15. Profili carichi, fotovoltaico, nodo di saldo istantaneo e orario

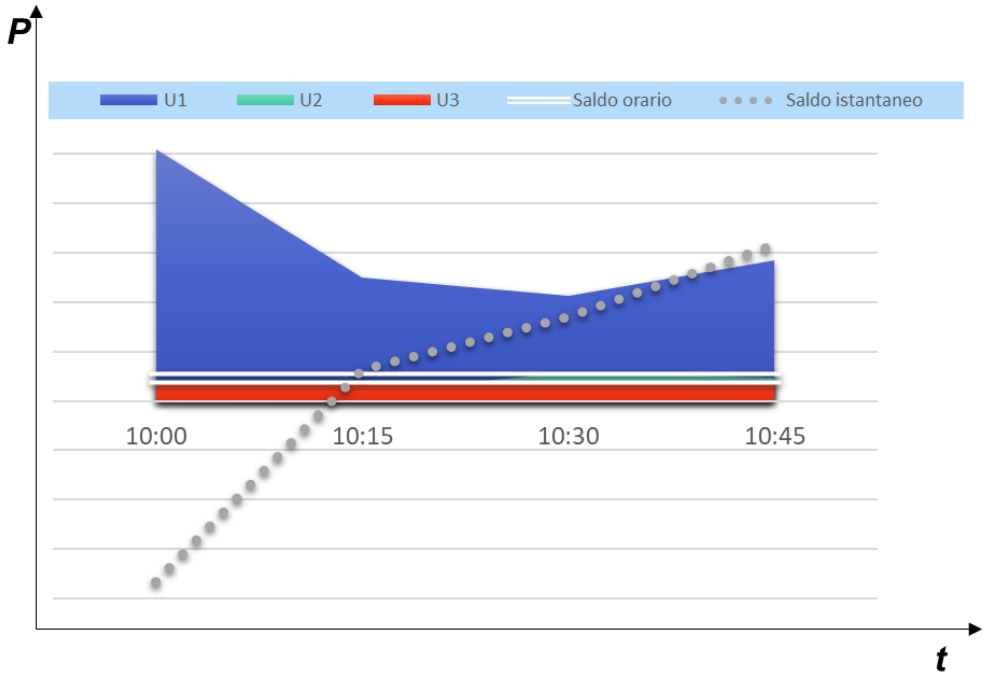

Figura 16. Nodo di saldo istantaneo e orario e profilo carichi in un'ora

4. Conclusioni

L'analisi condotta ha inoltre evidenziato l'importanza di una gestione intelligente dei consumi energetici in relazione alla produzione fotovoltaica e all'ottimizzazione dell'autoconsumo. I risultati mostrano che, in assenza di adeguate strategie di gestione o sistemi di accumulo, la produzione fotovoltaica non coincide con i picchi di consumo serali, rendendo necessario il prelievo di energia dalla rete. L'introduzione dell'algoritmo di Power Splitter e l'utilizzo del Power Alert hanno permesso di ottimizzare il consumo prima su base istantanea, poi su base oraria, migliorando così la gestione dell'energia condivisa in linea con il modello proposto da ARERA. Questo approccio consente di fornire all'utente indicazioni in tempo reale sulla convenienza di attivare determinati carichi, massimizzando l'autoconsumo e riducendo il ricorso alla rete elettrica.

Infine, l'implementazione di algoritmi predittivi e sistemi di monitoraggio avanzati rappresenta un ulteriore passo verso una gestione più efficiente e sostenibile dell'energia. L'adozione di strategie di ottimizzazione su base oraria può favorire una maggiore integrazione delle energie rinnovabili e una riduzione dei costi energetici per gli utenti finali.

5. Bibliografia

[1]. "An assessment of the intergovernmental panel on climate change synthesis report", 2007

[2]. M. Manganelli, G. Greco and L. Martirano, "Design of a New Architecture and Simulation Model for Building Automation Toward Nearly Zero Energy Buildings," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 6, pp. 6999-7007, Nov.-Dec. 2019.

[3]. A. Soldati, G. Pietrini, M. Dalboni and C. Concari, "Electric-vehicle power converters model-based design-for-reliability," in CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 3, no. 2, pp. 102-110, June 2018.

[4]. Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources, 11 December 2018, p. 128.

[5]. I. A. Sajjad, M. Manganelli, L. Martirano, R. Napoli, G. Chicco and G. Parise, "Net-Metering Benefits for Residential Customers: The Economic Advantages of a Proposed User-Centric Model in Italy," in IEEE Industry Applications Magazine, vol. 24, no. 4, pp. 39-49, July-Aug. 2018.

[6]. Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944, 2019.

[7]. A. Werth, N. Kitamura, I. Matsumoto and K. Tanaka, "Evaluation of centralized and distributed microgrid topologies and comparison to Open Energy Systems (OES)", 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, 2015, pp. 492-497.

[8]. ARERA resolution, 318/2020/R/eel, 2020.

[9]. L. Martirano, S. Rotondo, M. Kermani, F. Massarella and R. Gravina, "Power Sharing Model for Energy Communities of Buildings," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 57, no. 1, pp. 170-178, Jan.-Feb. 2021.

[10]. G. Di Lorenzo, S. Rotondo, R. Araneo, G. Petrone and L. Martirano, "Innovative power-Sharing model for buildings and energy communities," in Renewable Energy, Volume 172, 2021, p.p. 1087-1102.

[11]. R. Loggia, A. Flamini, A. Massaccesi, A. Capizzi, C. Moscatiello and L. Martirano, "Microgrids Models for the Aggregation of End-Users in Energy Communities," *2022 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, Rome, Italy, 2022.

[12]. G. D'Antona, R. Faranda, H. Hafezi, G. Accetta and D. D. Giustina, "Open UPQC: A possible solution for customer power quality improvement. Shunt unit analysis," 2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2014, pp. 596-600.

[13]. M. Brenna, R. Faranda, E. Tironi, A new proposal for Power Quality and Custom Power: OPEN UPQC, IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 24, n. 4, Oct. 2009, pp. 2107-2116.

[14]. G. Accetta, G. D'Antona, D. Della Giustina and R. Faranda "Power Quality improvement in LV smart grid by using the Open UPQC device" ICREPQ'13, Renewable Energy and Power Quality Journal, ISSN 2172-038 X, No.11, Bilbao March 2013.

[15]. G. D'Antona, R. Faranda, H. Hafezi, G. Accetta, D. Della Giustina "Open UPQC: a possible solution for power quality. Series unit analysis", 22th SPEEDAM 2014.

[16]. G. Di Lorenzo, L. Martirano, R. Araneo, L. Cappello, G. Mingoli, F. Ermellino, "Democratic Power Sharing in Renewable Energy Communities: Engaging Citizens for sustainable energy transition", IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Bari 2021.

[17]. P. Wang, L. Goel, X. Liu, F. H. Choo, “Harmonizing AC and DC,” IEEE power & energy magazine, pp. 76-83, May-June 2013.
[18]. A. Galasso, A. Flamini, R. Loggia, A. Massaccesi and L. Martirano, "A Prototype of Smart Clock and Load Consumption Buzzer: PowerAlert," 2024 IEEE/IAS 60th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), Las Vegas, NV, USA, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPS60943.2024.10563838
[19]. T. Shiming et al., "Research on New Business of Smart Power Consumption", 2020 5th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE), pp. 125-130, 2020
[20]. A. Boyadzhieva, B. Evstatiev, N. Mihailov and L. Mihailov, "Analysis of the Efficiency of a Stand-Alone PV System for Powering of a Detached House in the Village of Nikolovo Bulgaria", 2021 International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE), pp. 1-4, 2021
[21]. A. Barbato, A. Capone, G. Carello, M. Delfanti, M. Merlo and A. Zaminga, "House energy demand optimization in single and multi-user scenarios", 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp. 345-350, 2011
[22]. F. Liberati, A Di Giorgio, A Giuseppi, A Pietrabissa, E Habib and L Martirano, "Joint Model Predictive Control of Electric and Heating Resources in a Smart Building", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, 2019
[23]. Frieden et al, Collective self-consumption and energy communities, RESCoop Working Paper, 2019
[24]. Sokolowski M.M., Renewable Energy Communities in the Law of the EU, Astralia and NZ, in Eur. En. & Env. Law Rev., 2019
[25]. R. Loggia, A. Flamini, A. Massaccesi, A. Capizzi, C. Moscatiello and L. Martirano, "Microgrids Models for the Aggregation of End-Users in Energy Communities," 2022 AEIT International Annual Conference (AEIT), Rome, Italy, 2022, pp. 1-6, doi: 10.23919/AEIT56783.2022.9951814.
[26]. Loggia R., Kermani M, Araneo R., Borello D, Panella M, Martirano L., “A Hybrid Energy Hub Investigation with Renewables and Electric Vehicle in a Smart Microgrid Lab” 2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering.