



Ricerca di Sistema elettrico

Modello di microgrid per “smart building” come energy community con gestione ottimizzata delle risorse energetiche Parte 2- Modello di energy community applicata a smart building

Luigi Martirano
Rodolfo Araneo
Gianfranco Di Lorenzo

MODELLO DI MICROGRID PER “SMART BUILDING” COME ENERGY COMMUNITY CON GESTIONE OTTIMIZZATA DELLE RISORSE ENERGETICHE - PARTE 2 - MODELLO DI ENERGY COMMUNITY APPLICATA A SMART BUILDING

Luigi Martirano, Rodolfo Araneo, Gianfranco Di Lorenzo

Con il contributo di: E. Habib, S. Rotondo, A. Ruvio

Aprile 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico (oggi Ministero della Transizione Ecologica) - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *3 - Componenti e impianti innovativi per incrementare l'efficienza energetica e l'uso delle fonti rinnovabili negli edifici*

Linea di attività: *LA3.11 - Modello di energy community applicata a smart building*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione “*Modello di microgrid per “smart building” come energy community con gestione ottimizzata delle risorse energetiche*”

Responsabile scientifico ENEA: Ing. Alessandro Lorenzo Palma



Responsabile scientifico Sapienza: Prof. Ing. Luigi Martirano



Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE	6
2 MODELLO DI POWER-SHARING	10
2.1 BARRIERE NORMATIVE.....	10
2.2 UN NUOVO MODELLO DI POWER-SHARING	11
2.3 MUB PER EDIFICI ESISTENTI.....	15
2.4 MODELLO MUBS PER NUOVI EDIFICI.....	17
2.5 STRATEGIA DI CONTROLLO.....	20
3 IL MODELLO MATLAB/SIMULINK	23
3.1 COMPONENTI DEL MODELLO.....	25
3.1.1 <i>Step-up/Boost converter e controller dell'MPPT</i>	25
3.2 VOLTAGE SOURCE CONVERTER	29
3.2.1 <i>Phase Locked Loop</i>	32
4 RISULTATI	35
5 CONSIDERAZIONI ECONOMICHE.....	45
6 CONCLUSIONI.....	52
7 RIFERIMENTI	53

Sommario

Le attività di ricerca svolte nell'ambito della linea di attività LA 3.11 hanno riguardato lo studio di fattibilità generale di un modello di comunità energetica implementabile sia in edifici esistenti sia in edifici di nuova realizzazione.

E' stato messo a punto e sviluppato in modo simulativo un modello innovativo di condivisione energetica di risorse comuni denominato "power sharing" basato su una rete fisica funzionante a corrente continua e collettore della potenza generata da un sistema di generazione collegata in modo unidirezionale a un gruppo di utenti.

Il modello può essere applicato sia ad edifici residenziali, sia ad edifici ad uso terziario o commerciale e può essere esteso anche a gruppi di edifici. Può essere applicato sia a impianti esistenti con un impatto modesto in termini di infrastruttura impiantistica sia in edifici o strutture di nuova realizzazione.

Il modello si basa su una rete elettrica in DC per la condivisione di generazione e accumulo, dalla quale alimentare con speciali inverter DC/AC le singole utenze connesse alla comunità mantenendo lo status di queste ultime di utenti passivi ed evitando il trasferimento di potenza ed energia da un utente all'altro.

Il flusso di potenza è previsto infatti esclusivamente dalla generazione verso le utenze, rendendo di fatto il sistema di generazione comune come una sorta di "multigeneratore" a servizio di più utenze.

Il meccanismo di funzionamento del modello si basa sul principio di fondo che gli utenti che partecipano alla comunità energetica mantengono il punto di allaccio indipendente con la rete del distributore pubblico DSO e restano utilizzatori passivi nei confronti del DSO. Al contatore classico di consegna, viene affiancata una seconda consegna unidirezionale proveniente dal sistema di power sharing, unidirezionale, proprio come se fosse un sistema di generazione locale dedicato all'utenza. Il controllo locale agisce con la funzione obiettivo di soddisfare al massimo la richiesta di potenza del singolo utente tramite il generatore condiviso mai consentendo immissione di potenza verso la rete del DSO. Il controllo al massimo consente l'immissione di potenza dal power sharing verso il singolo utente per soddisfare la piena potenza richiesta dall'utenza stessa.

A tal fine, gli utenti che partecipano alla comunità "power sharing" sono dotati di un inverter DC/AC dedicato con sistema di controllo gestito da un controllore locale di semplice costituzione che istante per istante decide la potenza da immettere verso l'utente dalla rete di sharing con l'obiettivo di annullare o ridurre il prelievo di potenza da parte dell'utente dalla rete del distributore avendo come vincoli: 1) il divieto di immissione di potenza da parte dell'utente verso la rete DSO, 2) la massima potenza prelevabile dalla rete di sharing sulla base di un controllore generale che decide la spartizione della potenza generata dai sistemi comuni secondo semplici regole democratiche.

Nel sistema di power sharing esisterà un unico utente con funzione di nodo di saldo che risulterà attivo nei confronti del DSO perché in tal modo si potrà immettere nella rete del DSO eventuali esuberanti di potenza non distribuita tra gli n utenti. In un edificio tale nodo potrà coincidere con l'utenza condominiale comune.

Nel caso di presenza di sistema di generazione del calore tramite pompa di calore comune, l'utenza di saldo condominiale alimenterà la centrale termica.

La comunità "power sharing" è costituita quindi da:

- n utenti "passivi rispetto al DSO" costituiti dalle unità abitative o terziarie o commerciali;
- 1 utente di saldo "attivo rispetto al DSO" costituito dall'utenza condominiale per i servizi comuni.

Il modello si presta ad integrare in modo ottimale sistemi di generazione di calore a pompe di calore elettrica centralizzati e sistemi di ricarica di veicoli elettrici.

Il sistema è gestito tramite un controllore a doppio layer: uno locale ed uno centrale.

Ciascun inverter speciali d'utenza è dotato di un controllore locale che gestisce localmente il flusso di potenza attiva dalla rete sharing all'utente evitando che l'utente possa immettere potenza nella rete del distributore.

La ricerca ha implementato il sistema di controllo centrale e i controllori locali in un modello che ha consentito di ottenere risultati incoraggianti grazie a diverse simulazioni svolte.

1 Introduzione

In Europa si stima che il 40% del consumo totale di energia sia riconducibile al settore commerciale, terziario e agli edifici residenziali. Le nuove politiche nazionali e internazionali sull'energia e la sostenibilità hanno introdotto l'uso di nuove tecnologie in diversi settori (e.g., internet of things, internet of energy, blockchains) per promuovere un uso razionale dell'energia.

L'approccio del modello di power sharing che si propone è basato sulle smart micro grid dove sistemi di accumulo a fonti rinnovabili e carichi lavorano in sinergia grazie a tecniche di Demand Side Management (DSM), con l'obiettivo finale di raggiungere la condizione di Nearly Zero Energy Buildings (NZEBS), cioè abitazioni con domanda energetica molto bassa e coperta per la maggior parte da fonti rinnovabili.

Il net-zero energy è un concetto trasversale e applicabile alle abitazioni e in maniera più ampia ai quartieri: per esempio nell'articolo [1] viene proposto un modello di tipo "multivariate regression" per la gestione di strutture residenziali di prova a energia netta zero; nell'articolo [2] viene fatta una revisione dei modelli di co-planning in sistemi multi-energetici per il dimensionamento e la programmazione delle risorse in quartieri prossimi alla condizione di zero-energy.

In questo contesto gioca un ruolo significativo la transizione nella generazione di calore da caldaie/stufe alimentate a gas a pompe di calore elettriche, che incrementa significativamente la domanda di carico elettrico per i servizi comuni dell'edificio.

Nell'articolo [3] viene usato un modello di tipo resistore-capacitore per sviluppare un modello di predizione del consumo di energia termica per smart buildings che sono modellizzate come risorse flessibili di reti di distribuzione attive.

Nell'articolo [4] è stato studiato e modellizzato come una gestione combinata del sistema termico e del sistema elettrico possa portare a benefici energetici complessivi potendo operare il sistema termico come un sistema di accumulo elettrico.

La diffusione di sistemi di accumulo appare come un'altra importante sfida che ormai sta coinvolgendo gli impianti anche di tipo residenziale [5].

Al giorno d'oggi una delle sfide più eccitanti è l'aggregazione di utenti in Energy Communities (ECs) [6], che permette un uso ottimizzato di potenza ed energia. In vari lavori è stato perlopiù studiato il modello ottimale per poter aggregare le utenze anche a livello residenziale sia con approcci basati su reti fisiche sia con approcci basati su aggregazioni virtuali (virtual power plant) [7], [8].

Il punto chiave di questa strategia risiede nell'includere nei Technical Building Systems (TBSs) la generazione da fonti rinnovabili per ridurre l'impatto degli utenti in termini di grid-power demand. Il principio alla base della creazione di sistemi virtuosi è rappresentato dal ruolo attivo che gli utenti devono svolgere per ottenere importanti vantaggi economici [5].

L'attività svolta si è concentrata su due importanti aspetti energetici:

- Una Multi-Unit Building (MUB) con capacità di aggregazione energetica;
- Un insieme di abitazioni vicine disposte a condividere le risorse energetiche come ECs.

L'edificio multifamiliare in quanto cluster costituito da più unità abitative costituisce un riferimento di comunità energetica sul quale si vuole indagare al fine di individuare nuovi modelli organizzativi e gestionali.

Le politiche europee sull'uso efficiente dell'energia hanno recentemente emanato due direttive (RED II e Elettrica) che offrono ampi spazi di apertura verso due aspetti fondamentali: l'autoconsumo e l'aggregazione. In particolare, sono proposte forme giuridicamente definite di comunità energetiche con particolare riferimento all'edificio come polo energetico di riferimento.

L'obiettivo del modello di power sharing che si propone è di applicare il modello di comunità a livello di edificio o di cluster di edifici. Già il modello nZEB ha aperto alla visione di edificio come cluster e non come multi-unità indipendenti. In più, lo studio dell'indicatore Smart Ready Indicator SRI valuta la prontezza dell'edificio a ospitare modelli di rete avanzati con impiego di tecnologie avanzate e smart.

La maggior parte delle costruzioni in Europa è composta da più unità. In funzione dell'uso finale delle unità è possibile distinguere tra:

- Costruzione multi unità residenziale, dove la struttura è formata solo da unità abitative.
- Costruzione multi unità residenziale e commerciale, dove la struttura è formata da unità abitative e unità per attività commerciali e terziarie.

L'accesso alle singole unità può essere interno o esterno ad un'area comune. L'insieme delle unità forma il condominio di cui è responsabile tutta la comunità per la gestione delle aree comuni e dei Common Services (CSs) (e.g., illuminazione, riscaldamento centralizzato, ascensori). Nei condomini i servizi comuni sono alimentati da un Punto di Connessione (POC) con il Distributor System Operator (DSO), che è indipendente da quello per gli utenti privati.

Secondo gli attuali standard europei, ogni struttura di nuova costruzione deve rispettare il modello NZEB. Le singole unità delle NZEBs richiedono l'adozione di sistemi di gestione dell'energia, specifici modelli di DSM e il funzionamento in configurazione microgrid. Il modello NZEB applicato a una MUB aumenta la complessità dell'intero sistema se comparato al sistema di una singola abitazione. L'applicazione del modello NZEB richiede la progettazione e il funzionamento degli impianti tecnici avendo in mente l'edificio nella sua totalità e non considerando solamente le singole unità [6].

In particolare le reti su piccola scala dovrebbero servire un cluster di unità, che introduce però problemi di natura legislativa ed economica. L'analisi svolta mostra una nuova soluzione per migliorare l'approccio alla rete su piccola scala: una MUB, sebbene riconosciuta come un gruppo di unità indipendenti, da un punto di vista tecnico deve essere considerata come un unico grande sistema.

Nel 2019, l'Unione Europea ha concluso la approvazione del pacchetto legislativo "Energia pulita per tutti gli europei" (CEP - Clean Energy Package), composto da otto Direttive che regolavano temi energetici, tra cui: prestazioni energetiche negli edifici, efficienza energetica, energie rinnovabili, mercato elettrico.

Le direttive UE, stabilite dal CEP, cercano di mettere in atto quadri giuridici adeguati a consentire la transizione energetica e dare un ruolo di primo piano ai cittadini nel settore dell'energia. Le direttive dovrebbero essere seguite dalle leggi nazionali sui rispettivi temi. Il termine per il recepimento delle direttive da parte degli Stati membri dell'UE e, di conseguenza, per la stesura di legislazioni nazionali, è giugno 2021. In particolare le due direttive del CEP si occupano di aggregazione e autoconsumo:

- la Direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva UE 2018/2001), in cui sono riportate le definizioni di autoconsumo collettivo e di Comunità di Energia Rinnovabile (CER),
- la Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva UE 2019/944) che definisce la Comunità Energetica dei Cittadini (CEC).

Le principali differenze tra le CER e CEC sono:

- a) la CER si basa sul principio di autonomia tra i membri e sulla necessità di prossimità con gli impianti di generazione. La CER può gestire l'energia in diverse forme (elettricità, calore, gas) a patto che siano generate da una fonte rinnovabile.
- b) La CEC non prevede i principi di autonomia e prossimità e può gestire solo l'elettricità, prodotta sia da fonte rinnovabile, sia fossile.

I modelli di comunità energetica proposti a livello comunitario e recepito a livello nazionale si basano su un approccio di tipo virtuale.

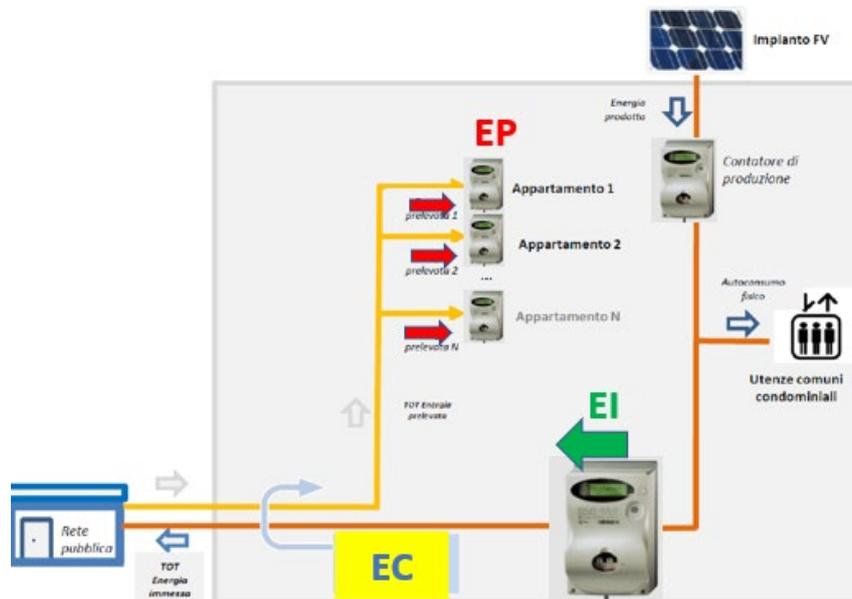
Il principio basilare delle EC introdotte si basa su un generatore comune allacciato alla rete del DSO con contatore dedicato e il mantenimento dello status di distribuzione. La costituzione della comunità energetica avviene su un layer virtuale.

L'energia condivisa nella EC in ogni ora è pari al valore minimo tra :

- L'energia immessa EI in rete dal generatore
- L'energia prelevata EP dalla rete somma delle utenze.

All'energia condivisa viene riconosciuto una tariffa incentivante da sommare alla remunerazione ottenuta per l'immissione nella rete del DSO dell'energia stessa.

Ad oggi tale tariffa incentivante è stata fissata in 10 centesimi di euro/kWh da sommare al prezzo zonale riconosciuto per l'immissione in rete (4 – 5 centesimi di euro /kWh).



L'introduzione delle ECs nell'attuale configurazione della rete elettrica può consentire uno sfruttamento migliore dell'energia rinnovabile prodotta [7] e una riduzione dell'energia prelevata dalla rete con conseguente riduzione dei costi per gli utenti.

Le ECs agiscono come MUBs (quando il cluster di unità corrisponde a strutture individuali) e il condominio diventa un aggregatore, che ha il compito di gestire la comunità energetica e lo scambio di energia [8]. In entrambi gli approcci i membri mantengono il loro diritto di utenti finali, anche se fanno parte di entità di aggregazione [9].

In letteratura sono presenti molte analisi sul consumo energetico cooperativo basato sulle comunità, con particolare attenzione alle reti.

Nell'articolo [10] viene proposto un gioco basato sulla comunità tra clienti che considera la natura dinamica dei membri della comunità, con l'obiettivo di ridurre per i clienti i costi relativi ai consumi energetici.

Nell'articolo [11] è stato sviluppato un modello per stimare il potenziale economico su larga scala, ottimale in termini di costi, per sistemi fotovoltaici condivisi sui tetti, basato su ECs di quartiere attraverso l'allocazione di edifici in modelli di insediamento caratteristici e poi in ECs con un approccio di upscaling. Il concetto di energy sharing viene ulteriormente esteso nell'articolo [12] dove l'autore propone un approccio di tipo peer-to-peer per lo scambio energetico negli edifici. Inoltre il concetto di community-cooperative è

stato esteso nel quadro di un mercato energetico transattivo alle microgrid multi-interconnesse [13] e ai cluster di microgrid. Il consumo energetico cooperativo è strettamente collegato al funzionamento ottimo della rete, in termini di gestione delle risorse energetiche distribuite (DERs), tema trattato nell'articolo [14] con metodi olistici e con un algoritmo di tipo Analytical Target Cascading (ATC) nell'articolo [15].

Infine, nell'articolo [16], gli autori applicano il sistema di gestione energetica anche a edifici, attraverso un approccio multi-agent. Nel contesto ben consolidato di consumo energetico cooperativo, seguendo l'idea di implementazione presentata in [17], introduciamo un nuovo approccio, definito Power Sharing Model (PSM), che promuove l'integrazione ottimizzata di fonti rinnovabili ed energetiche.

Il PSM può essere ben adattato a edifici multi-tenant e a gruppi di più edifici e può essere applicato indifferentemente a costruzioni esistenti o nuove.

Inoltre il PSM è scalabile per smart grid più grandi e consente una facile integrazione di sistemi di generazione e accumulo.

Il PSM proposto è basato su un'idea innovativa rispettando però anche quanto presente già in letteratura: l'energia prodotta da impianti rinnovabili comuni può essere condivisa tra gli utenti finali solo in modo unidirezionale ed ogni utente non può ricevere più della sua attuale domanda energetica; in questo modo ogni utente resta passivo nei confronti del DSO. Per immettere in rete l'eccesso di potenza prodotta nell'architettura del sistema è presente un nodo di bilancio (o saldo) il cui ruolo è rappresentato dai servizi comuni dell'edificio e agisce come un nodo attivo; questo nodo è denominato Balance User (BU).

Questa caratteristica chiave permette di implementare facilmente il PSM in MUBs esistenti e nuove, nel pieno rispetto dei regolamenti nazionali, con il supporto di appropriati contratti di power-sharing. In questa fase non progettiamo alcun programma di DSM per incoraggiare gli utenti finali a cambiare i propri profili di consumo energetico, ma analizziamo deliberatamente l'efficacia di un semplice PSM che condivide energia democraticamente, seguendo le naturali variazioni dei profili degli utenti finali in modo dinamico e reattivo. Ovviamente l'architettura proposta è in grado di sfruttare algoritmi di scheduling/shifting del carico per massimizzare il consumo di energia prodotta on-site dal sistema fotovoltaico e anche i profitti degli utenti.

In questo modo è possibile installare e integrare sistemi di generazione e accumulo a servizio dell'edificio e collegati a tutti gli inquilini/utenti. L'architettura del sistema comprende un dc bus denominato Power Sharing Link (PSL) che connette i generatori comuni agli utenti, che hanno un punto di connessione indipendente col DSO.

L'energia prodotta raggiunge gli utenti, provvisti di inverter unidirezionali, attraverso il PSL. Perciò l'intero sistema funziona come se avesse più generatori (uno per ogni utente) senza scambi energetici tra gli utenti. L'unico utente attivo verso la rete è il nodo di bilancio per i servizi comuni dell'edificio, dotato di un convertitore bidirezionale. Per investigare la fattibilità del PSM è stato sviluppato un modello dinamico in Matlab/Simulink utilizzato con il solo scopo di illustrare i dettagli fondamentali per l'implementazione del nuovo modello di EC e dimostrare le sue grandi capacità.

2 Modello di Power-Sharing

2.1 Barriere normative

Oggi, l'aspetto critico per la realizzazione di MUBs e ECs riguarda la normativa nazionale con particolare riferimento alla normativa regolatoria che, a parte le modifiche di ultimissimo recepimento che riguardano la costituzione di comunità energetiche virtuali, non incoraggia l'aggregazione di utenti in sistemi energetici comuni con condivisione fisica di parti di impianto di distribuzione.

Il codice normativo nazionale relativo alla rete elettrica non include una configurazione che riconosca un sistema composto da un singolo impianto di produzione e diversi consumatori, ma solo un singolo generatore con un unico consumatore.

Gli schemi attualmente presenti che riguardano i Sistemi di Efficienza di Utenza SEU e SSEU appaiono troppo rigidi.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Sono sistemi elettrici che possono essere ricondotti a una configurazione semplice in cui vi sia un unico punto di connessione di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale (cliente finale e produttore possono coincidere con lo stesso soggetto ovvero possono essere soggetti diversi).

Sono tutti gli impianti elettrici, direttamente o indirettamente collegati alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica alle unità di consumo che li costituiscono non costituisce un'attività di trasmissione e/o distribuzione, ma un'attività di autoapprovvigionamento. Tali sistemi comprendono:

- sistemi di autoproduzione (SAP);
- sistemi efficienti di utenza (SEU);
- altri sistemi esistenti (ASE);
- sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU).

Per quanto riguarda i SAP, si possono distinguere in:

- cooperative storiche con una propria rete;
- consorzi storici con una propria rete;
- altri sistemi di autoproduzione (altri sistemi di autoproduzione, ASAP).

Nel caso particolare delle MUBs, il sistema di generazione può essere installato nell'edificio ma può alimentare solamente i servizi comuni, rendendo questa configurazione economicamente sconveniente. Nell'attuale scenario legislativo ogni unità deve essere fornita di un POC e, di conseguenza, non può essere realizzato un sistema composto di più unità connesse alla rete elettrica con un solo POC. Inoltre, l'utilizzo della rete di distribuzione esistente per condividere l'energia prodotta in sistemi MUB, può creare problemi legati al pagamento delle spese generali incluse nella bolletta elettrica e che al momento non sono considerate nel caso di energia self-consumed.

Tuttavia i singoli stati stanno iniziando a riconoscere, come recepimento delle Direttive Europee, queste forme di aggregazione.

Per esempio in Italia è stata approvata il 28 febbraio 2020 la Legge n. 8 che riconosce le ECs a livello nazionale. Nonostante manchi ancora una legge che riconosca la Direttiva REDII, la Legge n. 8 apre opportunità a casi sperimentali dove l'energia può essere condivisa attraverso la rete di distribuzione esistente, pagando gli oneri elettrici sia sull'energia fornita dalla rete elettrica che su quella condivisa nell'edificio o nella comunità. In ogni caso, poiché gli scenari legislativi stanno iniziando a includere queste nuove forme di utente finale, è importante capire come dovrebbero funzionare e come ottimizzare lo scambio energetico.

2.2 Un nuovo modello di Power-Sharing

Il nuovo modello PSM che si propone è fortemente innovativo perché si basa sulla costituzione di una rete fisica di proprietà comune che utilizza la corrente continua e generatori comuni.

Il modello è basato sulla capacità degli utenti di consumare energia elettrica che è generata localmente e gestita da un Common Power-Sharing System (CPSS) basato su un dc bus, evitando scambi di energia tra le unità stesse.

Nell'architettura proposta gli utenti rimangono passivi nei confronti del DSO e il ruolo di utente attivo viene svolto solo dal BU per il quale la direzione dell'energia nel POC può essere invertita. Va notato che così facendo non viene infranto nessun limite normativo, rendendo questa la soluzione preferita per le ECs come introdotta dall'UE.

Come discusso in [18] per connettere un generatore a fonti rinnovabili alla rete è necessario diventare un utente di rete attivo. Questo può essere ottenuto solo interagendo con il DSO perché è necessario rispettare diverse condizioni tecniche richieste per l'accesso alle reti di distribuzione (l'accesso dovrebbe essere non discriminatorio).

I requisiti principali riguardano la limitazione della potenza attiva iniettata che potrebbe generare sovralfrequenze anomale, compensazione della potenza reattiva e resilienza a cadute di tensione, tramite la cosiddetta curva Low Voltage Fault Ride Through.

Nel modello proposto, i generatori e i sistemi di accumulo comuni agiscono come un generatore multiplo con potenza variabile.

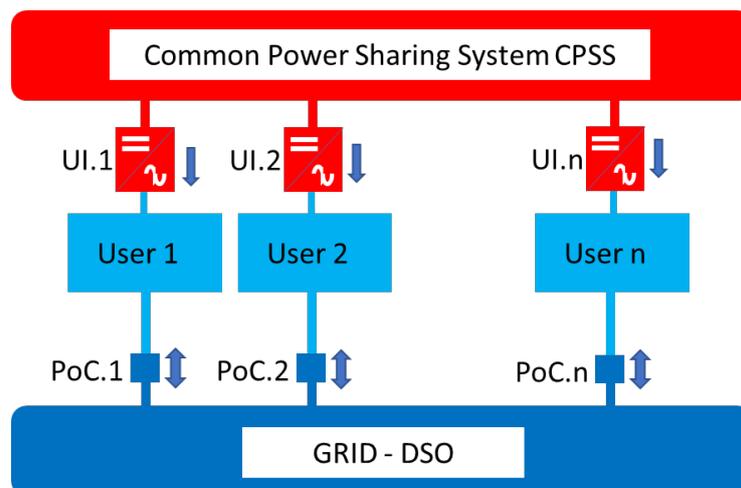


Figura 2: Schema di principio del modello di Power - Sharing

L'energia generata localmente può fluire solo dal generatore comune agli utenti e mai da utente a utente. Pertanto, per ogni utente e in qualsiasi momento, l'energia generata localmente e assorbita non potrà mai superare il carico.

Al POC con il distributore, la direzione dell'energia è sempre dalla rete all'utente e non può mai essere invertita, in modo che l'utente sia sempre passivo.

Poiché gli utenti hanno solitamente POC indipendenti dalla rete elettrica, il PSM può essere facilmente implementato in speciali contratti di condivisione dell'energia nel pieno rispetto dei sistemi normativi nazionali.

L'energia viene erogata alle utenze attraverso il PSL tramite punti di connessione secondari (punti di connessione condivisi) con inverter unidirezionale gestito da un controllo locale. La regola principale del PSM è che gli utenti possono consumare solo la potenza / energia proveniente dal CPSS e non possono mai fornire energia al CPSS (Figura 3).

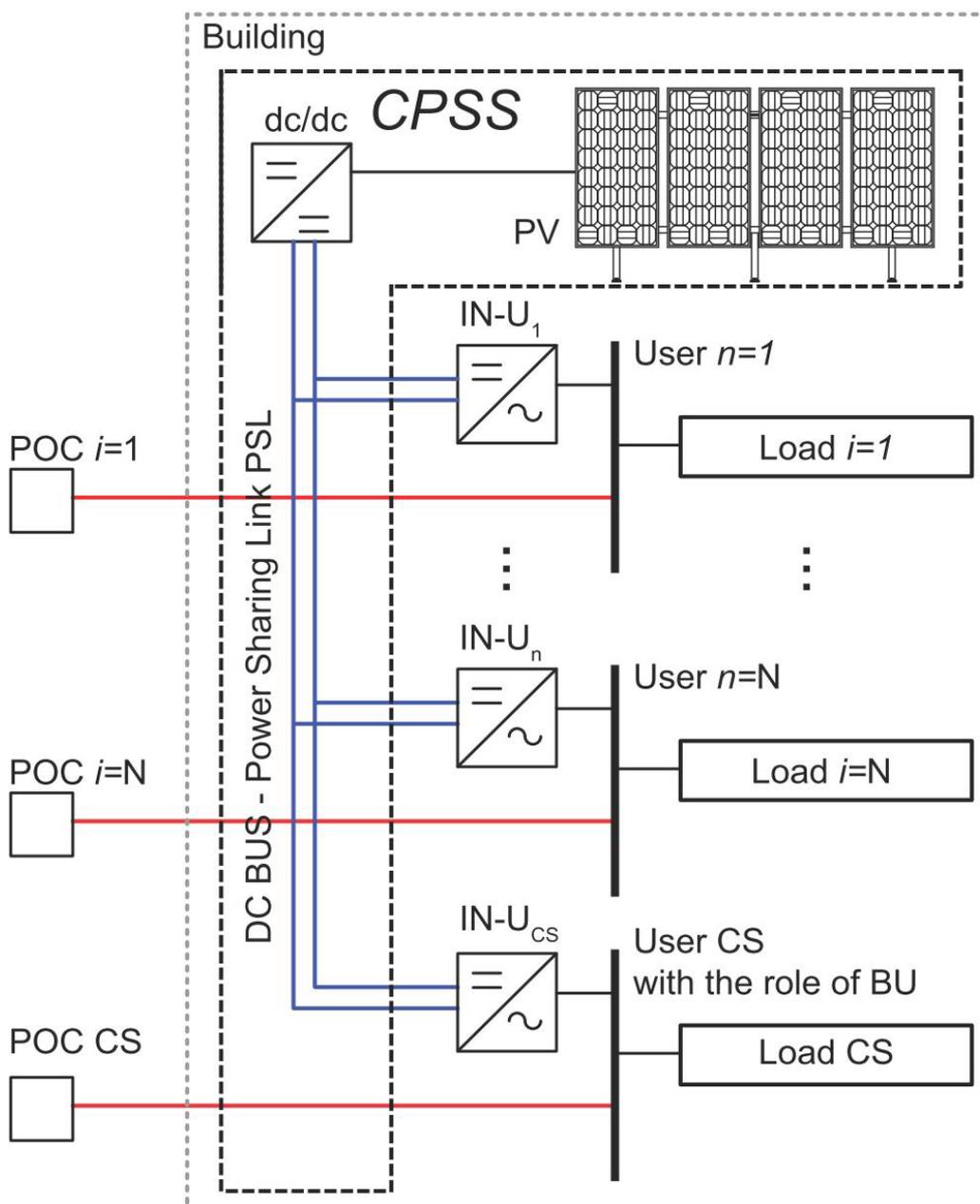


Figura 3: schema del modello di Power - Sharing

Lo schema della figura illustra meglio il principio di funzionamento della rete proposta, schematizzabile nei seguenti punti:

1. L'impianto fotovoltaico comune è di proprietà del condominio ed è collegato ad un inverter (DC/DC) che alimenta una rete BUS in DC comune alle utenze. Esso costituisce di fatto una risorsa energetica condivisa. A questa rete potranno essere allacciate ulteriori risorse energetiche come accumuli o stazioni di ricarica di veicoli elettrici.
2. Ciascuna mantiene il suo punto di allaccio con la rete pubblica (POC) tramite il quale preleva energia dalla rete. L'utente rimane passivo.
3. L'utenza condominiale è allacciata alla rete tramite il punto di connessione POC CS. A tale punto di connessione potranno essere collegate gli impianti comuni di edificio come , in particolare, la centrale termica con pompe di calore.

4. Le utenze che aderiscono al “power sharing” si dotano di un inverter speciale (DC/AC) controllato dal sistema centrale di gestione del “power sharing”.
5. L’inverter di utenza IN-U è dotato di controllo che non consente immissione in rete di potenza. Il collegamento dal punto di consegna di utenza POC1 al quadro di unità è monodirezionale.
6. Di conseguenza le unità singole non si comportano mai come utenze attive.
7. L’utenza condominiale è dotata di un inverter connesso al “power sharing” che svolge il compito di effettuare il saldo. Tale inverter è dotato di controllo locale che permette il passaggio di potenza dal BUS DC verso l’utenza condominiale a prescindere dell’entità del carico condominiale.
8. L’utenza condominiale è l’unico utente attivo della rete.
9. Ciascun utente è dotato di un contatore certificato sull’inverter in arrivo dal BUS DC. In questo modo il sistema è predisposto ad eventuali tariffazioni speciali.
10. L’impianto fotovoltaico costituisce una risorsa energetica condivisa e l’immissione verso le varie utenze in modalità “sharing” sono valorizzate come “ripartizione”. Non si configura alcuna situazione di vendita.

La logica di controllo è semplice: istante per istante la potenza viene divisa tra tutti gli utenti e, quando possibile, l’aliquota non consumata dagli utenti viene interamente immessa in rete attraverso il BU. Lo schema riportato nella Figura 3 spiega il funzionamento del sistema.

Un sistema fotovoltaico installato sul tetto dell’edificio è connesso al CPSS attraverso un convertitore dc/dc ed alimenta un dc bus per lo sharing energetico con tutti gli utenti.

A valle dell’impianto fotovoltaico è installato un convertitore dc/dc (step-up/boost converter), controllato per mezzo di un algoritmo di Maximum Power Point Tracking (MPPT) che permette di estrarre la massima potenza dall’impianto in ogni condizione ambientale.

Ogni utente (U_1-U_N) ha il proprio POC.

I servizi dell’edificio comuni a tutti gli utenti (i.e., illuminazione, ascensore, ecc.) hanno un POC indipendente collegato alla rete (POC-CS).

Gli utenti sono connessi al PSL attraverso uno speciale inverter dc/ac ($IN-U_N$) controllato da un CPSS che permette il flusso di potenza solo dal PSL agli utenti.

L’inverter installato per i servizi comuni ($IN-U_{CS}$) è identificato come il nodo di bilancio del sistema ed è l’unica utenza attiva per il DSO.

Il sistema di controllo del CPSS impedisce agli utenti (U_1-U_N) di immettere energia nella rete elettrica pubblica; di conseguenza le unità non sono componenti attive del sistema.

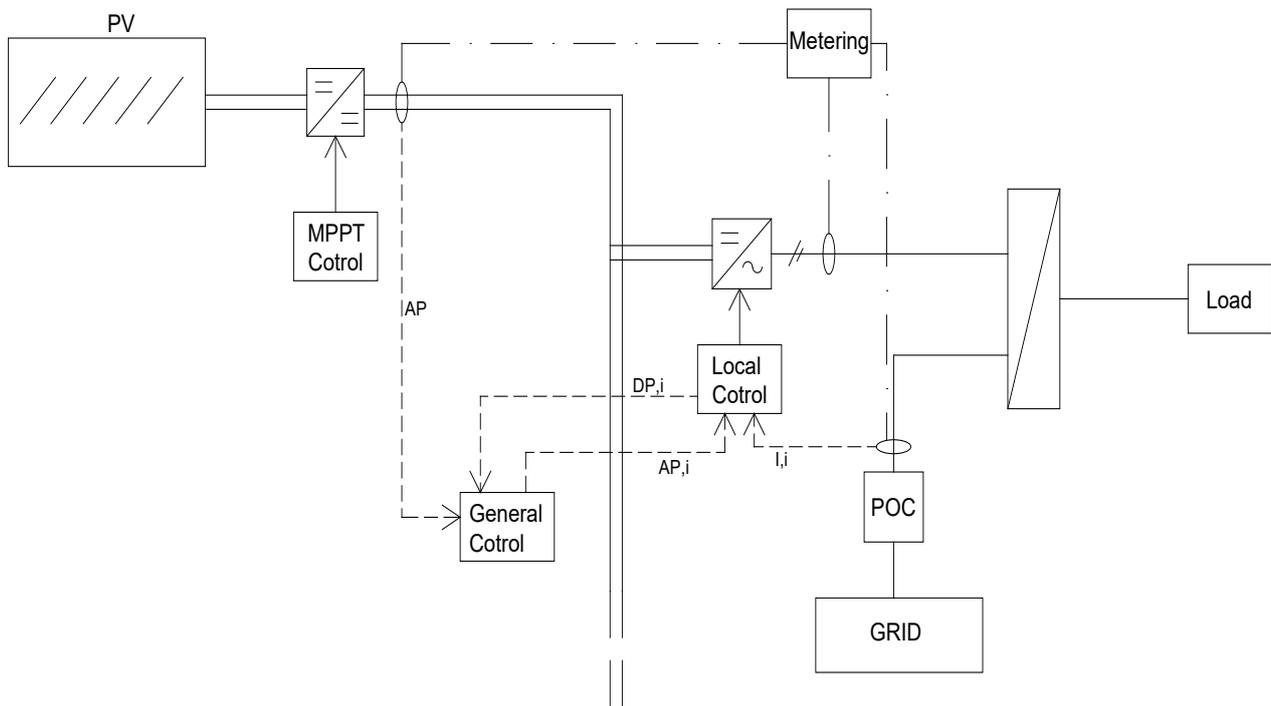


Figura 4: Schema del controllo del modello di Power - Sharing

La Figura 4 mostra come il sistema di controllo è costituito da:

- un controllo generale che gestisce la ripartizione della potenza tra gli utenti
- un controllo locale che gestisce l'immissione di potenza effettiva per ogni utente.

Per permettere al DSO di avere accesso ai dati necessari per i carichi elettrici, ogni utenza è fornita di un contatore elettrico all'inverter. Se il CPSS è di proprietà degli utenti questi possono stipulare un contratto di power-sharing con la community. Se invece il CPSS appartiene a terzi gli utenti possono stipulare un contratto di acquisto di energia elettrica con gli stessi. Il modello, in questo caso progettato per una MUB, può essere applicato se ci sono almeno due utenti (uno passivo e un BU) ed esteso a multi-buildings (con diversi nodi di bilancio attivi).

Le ragioni che incentivano gli utenti ad adottare il modello proposto sono diverse:

- Gli utenti possono sfruttare un unico generatore installato in un'area dell'edificio comune, senza la necessità di realizzare un proprio impianto, che dovrebbe essere posizionato in un'area privata molto spesso non disponibile, specialmente nei condomini esistenti;
- Lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili migliora quando più utenti, con differenti profili di carico, interagiscono tra loro con conseguente riduzione della potenza di picco installata e dello squilibrio;
- L'architettura del sistema, basata su un backbone dc link, permette l'integrazione di diverse risorse distribuite con un alto livello di efficienza.

2.3 MUB per edifici esistenti

Per quanto riguarda i sistemi di riscaldamento di edifici esistenti, il modello che sembra essere più promettente dal punto di vista energetico prevede l'installazione di generatori a pompa di calore alimentati da energia elettrica accoppiati con la caldaia a gas esistente.

Ancora più interessanti risultano i sistemi a pompa di calore geotermica.

Il sistema di riscaldamento centralizzato a pompa di calore può essere utilizzato anche in raffrescamento evitando i sistemi di aria condizionata locali.

Per la ventilazione meccanica degli ambienti l'architettura prevede aspiratori locali stand alone del tipo aspiratori-estrattori statici con recupero di calore. Tali aspiratori sono particolarmente adatti per il ricambio d'aria nelle abitazioni. Il rendimento dell'aspiratore/estrattore può essere anche molto elevato.

In alternativa si può realizzare un sistema con canalizzazioni.

In alcuni articoli sono stati presentati modelli di impianti tecnici che prevedono l'impiego della pompa di calore comune e la distribuzione alle unità del fluido riscaldato [20], [21], [22].

In un lavoro è stato dimostrato come sia possibile anche gestire il sistema di riscaldamento elettrico come speciale accumulo, in funzione della domanda e della generazione locale al fine di perseguire politiche di demand side management [23].

Nel modello proposto, la pompa di calore è collegata ai servizi comuni dell'edificio ed è connessa alla rete attraverso il POC-CSs.

Il sistema di riscaldamento diventa quindi ibrido in quanto composto da un accumulo termico centrale (i.e, un boiler) alimentato sia da una caldaia a gas che da una pompa di calore.

I terminali del sistema di riscaldamento, quindi i tradizionali radiatori, non vengono sostituiti.

La produzione di Acqua Calda Sanitaria (ACS) per uso domestico sarà supportata da pompe di calore elettriche che sostituiscono i tradizionali boiler a gas. In questa configurazione i piani di cottura (fornelli) rimarranno gli unici componenti alimentati a gas.

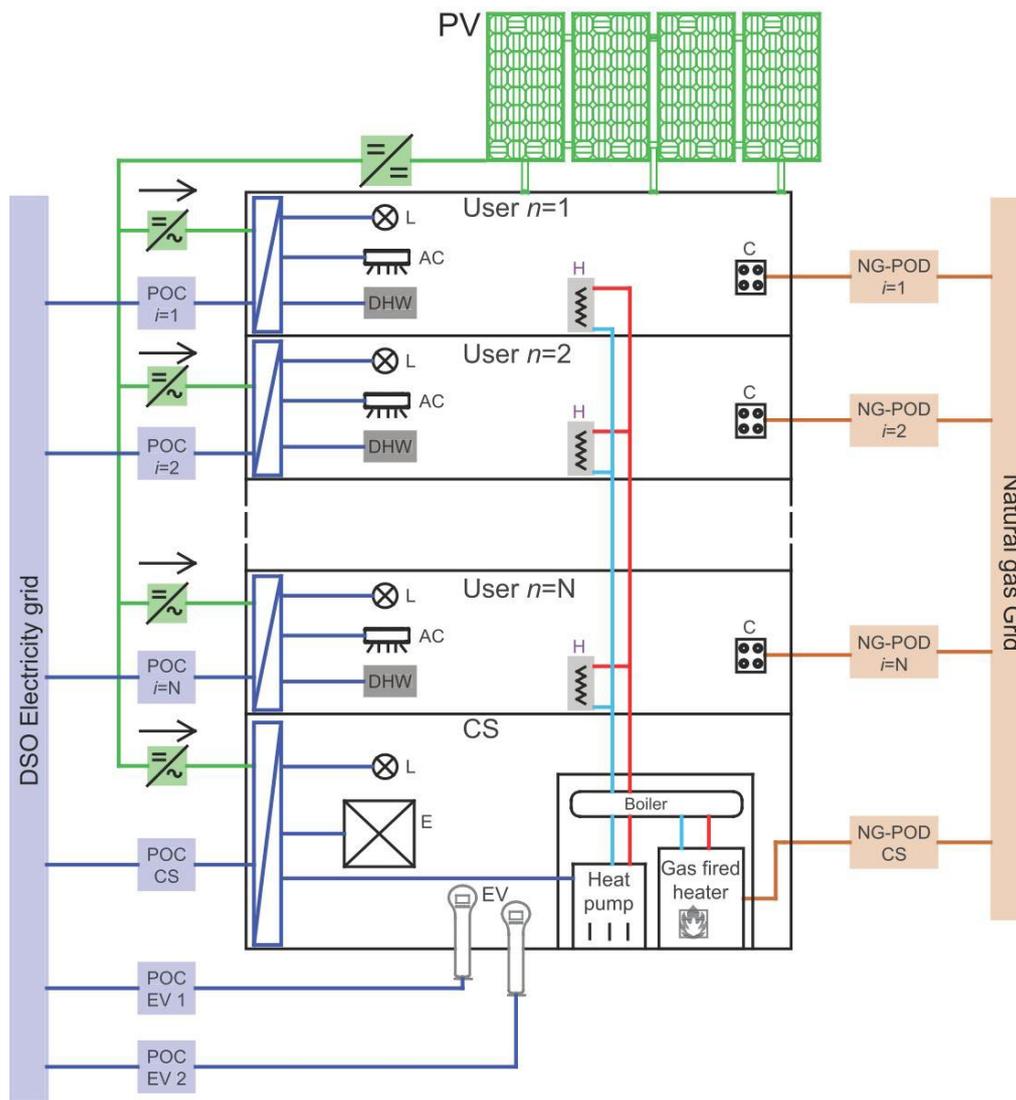


Figura 5: modello proposto per MUBs esistenti

Nella Figura 5 viene mostrata l'architettura energetica dell'edificio nella sua totalità e sono presi in considerazione anche i punti di connessione per eventuali stazioni di ricarica di veicoli elettrici (POC-EV1 e POC-EV2).

La parte innovativa del modello è rappresentata dall'implementazione di un sistema PV in assetto *power-sharing*.

Il sistema a corrente continua DC definito nella Figura 3 "PSL" permette la connessione del generatore PV ai diversi utenti e al quadro elettrico dei servizi comuni dell'edificio (e.g., illuminazione delle scale, ascensore, ecc.).

Il quadro costituisce il nodo di passaggio del sistema.

Ogni unità è alimentata dal PSL attraverso il proprio inverter dc/ac caratterizzato da un flusso di potenza limitato e unidirezionale e controllato da un sistema di gestione distribuito che definisce la quantità di potenza disponibile sulla base del consumo attuale del sistema. Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico è basato sulla produzione di calore dei dispositivi e sul consumo elettrico degli utenti. Quando la richiesta termica è bassa la potenza in eccesso generata dai moduli fotovoltaici viene condivisa tra gli utenti secondo le loro necessità o immessa in rete attraverso il nodo di saldo.

Come già analizzato in alcuni lavori il modello può essere realizzato sia su edifici esistenti sia su edifici di nuova realizzazione e anche per cluster di edifici [24].

In particolare l'applicazione a cluster di edifici appare come una soluzione molto interessante per la realizzazione di comunità energetiche basate su reti fisiche anche per la pubblica amministrazione.

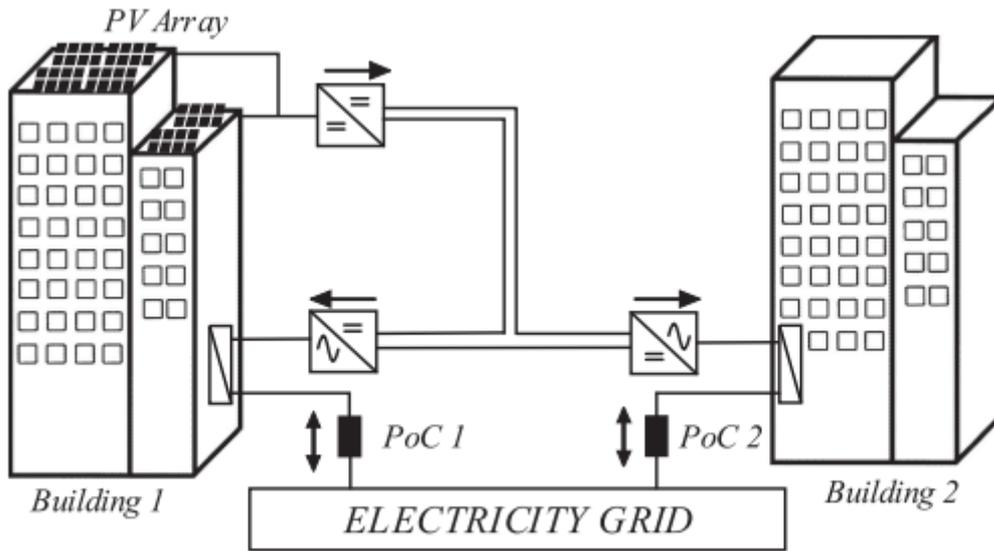


Figura 6: Modello power sharing per cluster di edifici.

2.4 Modello MUBs per nuovi edifici

Il modello proposto per nuovi edifici e costruzioni NZEB è basato sull'utilizzo esclusivo di energia elettrica, senza considerare alcun tipo di consumo e connessione alla rete del gas, come si nota nella Figura 7

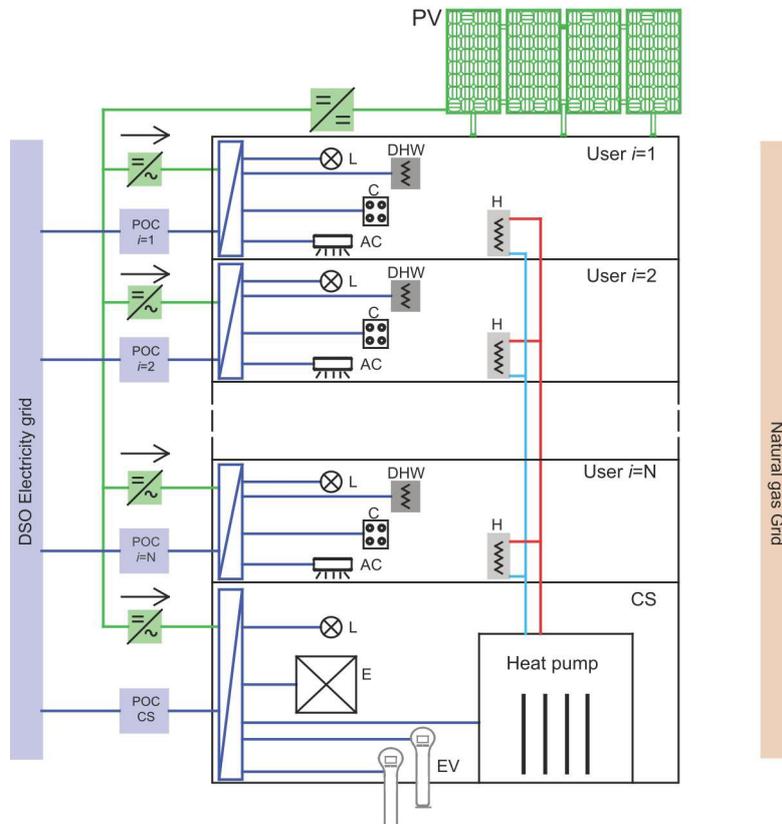


Figura 7: modello proposto per nuove costruzioni

Nel caso precedente i piani di cottura delle unità abitative erano a gas mentre in questo caso sono stati sostituiti da piani elettrici a induzione.

Tale soluzione appare sempre più richiesta dal mercato e determina un aumento considerevole del fabbisogno di potenza ed energia da parte delle unità abitative che sembra non essere più soddisfabile con le forniture classiche in bassa tensione monofase fino a 6 kW

Nella Figura 8 si evidenzia come per un appartamento di circa 180 mq completamente elettrificato, ipotizzando un approccio mono utenza, con sistema di riscaldamento elettrico locale, la richiesta in termini di potenza non può essere stimata inferiore ad almeno 10 kW.

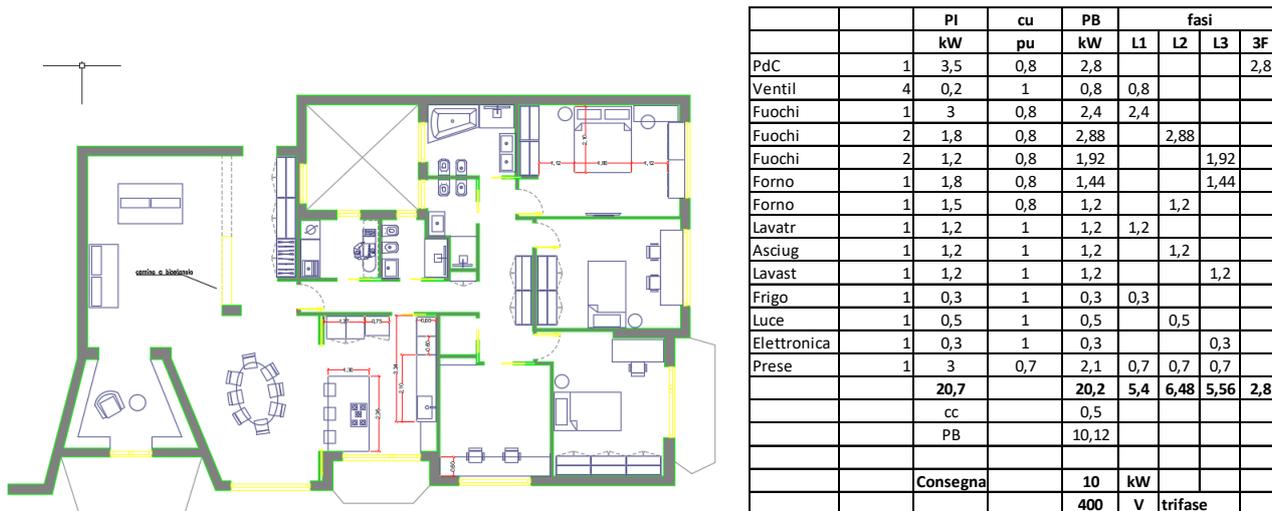
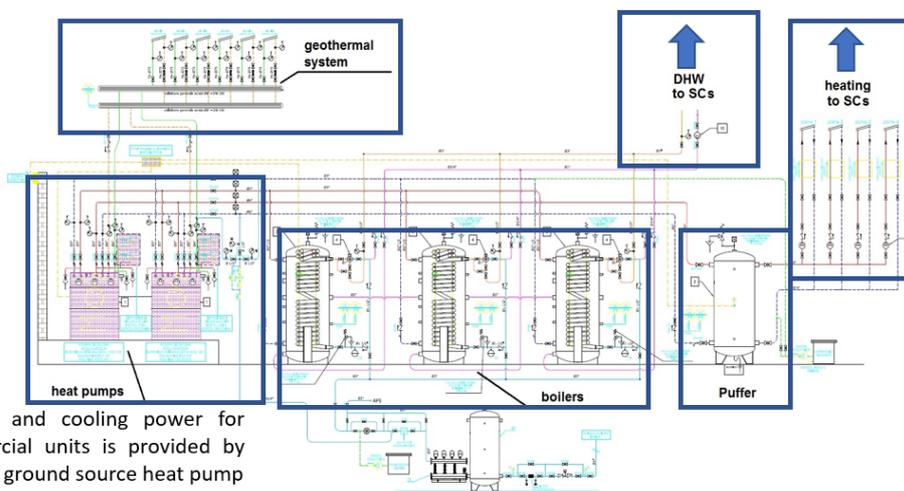


Figura 8: Appartamento full electric

Il sistema di riscaldamento, precedentemente costituito da caldaie a gas naturale pre-esistenti accoppiate a pompe di calore di nuova installazione, in questo modello full electric diventa totalmente elettrico con l'utilizzo di sole pompe di calore. Sarebbe anche interessante l'utilizzo di pompe di calore geotermiche in cui si potrebbe sfruttare la temperatura relativamente costante della terra.

In questa configurazione i servizi comuni dell'edificio sono connessi al quadro elettrico principale, includendo anche le stazioni di ricarica per i veicoli elettrici. Inoltre, la spinta più grande è data al power-sharing, perché il sistema PV può essere sovradimensionato per alimentare la pompa di calore geotermica e le unità private dell'edificio.



Central heating generation is provided by 2 source ground heat pumps (SGHPs*), each with 90 kWt rated thermal power.

Heating and cooling power for commercial units is provided by another ground source heat pump



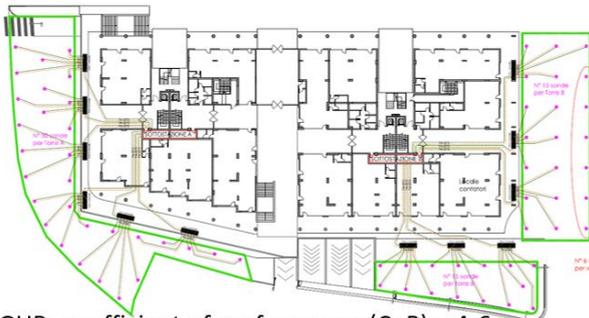
Figura 9: Sistema di riscaldamento elettrico

L'adozione di pompe di calore con sonde geotermiche può incrementare notevolmente il CoP della centrale e arrivare fino a valori pari a 6.

Nella si riporta l'esempio di dimensionamento di un sistema per una coppia di palazzine per un totale di circa 100 unità abitative.

The geothermal field consists in 36 probes grounded at 100 m:
equivalent thermal power = **172 kWt@14°C** = 48Wt/m*100m*36
Electric power absorbed by the 3x90kW SGHPs:

$$270\text{kWt} \leftarrow \begin{matrix} 70 \text{ kWe@CoP}=4.0 \\ 45 \text{ kWe@CoP}=6.0 \end{matrix}$$



SGHPs coefficient of performance (CoP) = 4-6

Air-source heat pumps CoP= 1.75–2.5

GSHPs are among the most energy efficient technologies for providing HVAC and water heating.

Figura 10: Pompe di calore geotermiche

L'impianto si completa con satelliti di smistamento dell'acqua calda delle unità e sistemi di diffusione a bassa entalpia come pavimenti radianti.

Under floor heating system
from a satellite center

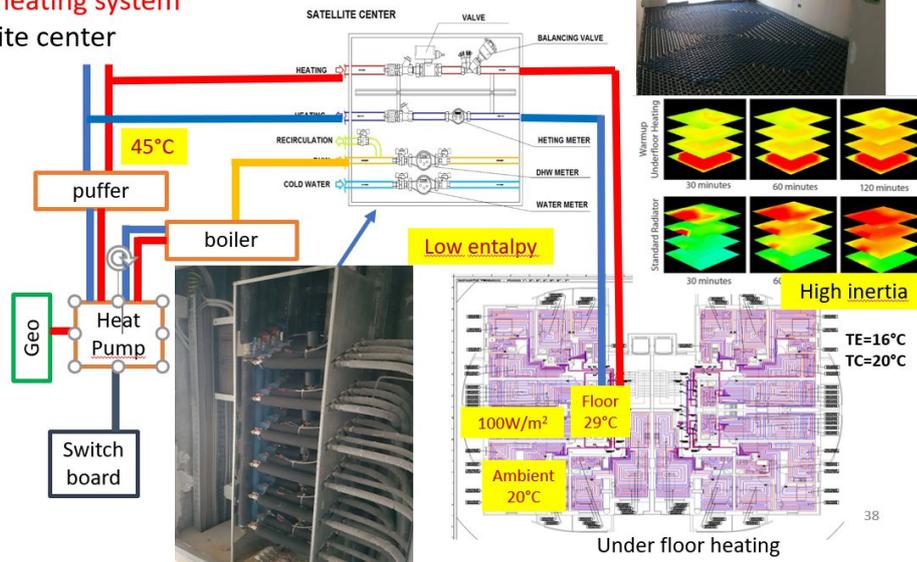


Figura 11: Sistemi di riscaldamento a bassa entalpia

2.5 Strategia di controllo

La potenza generata dalla sorgente fotovoltaica viene condivisa tra gli N utenti e la potenza in eccesso viene immessa in rete attraverso il BU. La potenza P_{PV} prodotta dai generatori comuni viene divisa, a ogni t_k del tempo di campionamento delle variabili misurate, secondo le seguenti regole:

- La potenza P_{PV} viene divisa tra le utenze in accordo con la potenza nominale dell'inverter $P_{n,i}$ e, per ogni utenza i , la potenza assegnata (AP_i) viene confrontata con l'attuale richiesta di carico L_i ;
- Se la richiesta di carico L_i è completamente soddisfatta dal dc-link ($AP_i \geq L_i$), la strategia di power-sharing viene arrestata per questo utente fino a che non è necessaria una nuova azione di controllo. La differenza di potenza ($AP_i - L_i$) sarà a disposizione degli altri utenti;
- Se c'è un surplus di potenza proveniente da carichi soddisfatti questo viene assegnato agli utenti il cui carico L_i non è ancora stato soddisfatto, ovviamente sempre secondo la potenza nominale degli inverter degli utenti che stanno ancora partecipando alla strategia di power-sharing;
- La potenza non assorbita dagli utenti alla fine del loop di controllo del power-sharing viene immessa in rete attraverso il BU.

Il sistema di controllo è stato implementato in modo vettoriale in Matlab e si è dimostrato essere, a livello computazionale, efficiente, robusto e affidabile. Infatti il codice non richiede risorse di calcolo elevate e può essere facilmente implementato in controller a logica programmabile commerciali.

La strategia può essere raggiunta con un sistema di controllo a due livelli: generale e locale. Il primo opera al livello del CPPS, il secondo lavora a livello del convertitore. Come detto prima, la massima potenza proveniente dal generatore PV viene trasferita al dc bus e costituisce la potenza totale disponibile (P_{PV}) al PSL. Questa viene monitorata dal CPPS con una frequenza di campionamento dell'ordine di un minuto per eseguire la logica di controllo.

Il controllore consiste in un controller a logica programmabile con input ed output. In questo schema il vincolo è la potenza nominale dell'inverter dell'utente $P_{n,i}$. I dati in input sono:

- La richiesta di carico L_i di ogni utente;
- La potenza generata dalla sorgente PV P_{PV} .

Gli output sono:

- La potenza assegnata a ciascun inverter AP_i ;
- La potenza inviata all'utenza di bilancio P_{BU} .

La flow-chart del sistema di controllo è rappresentata nella Figura 12.

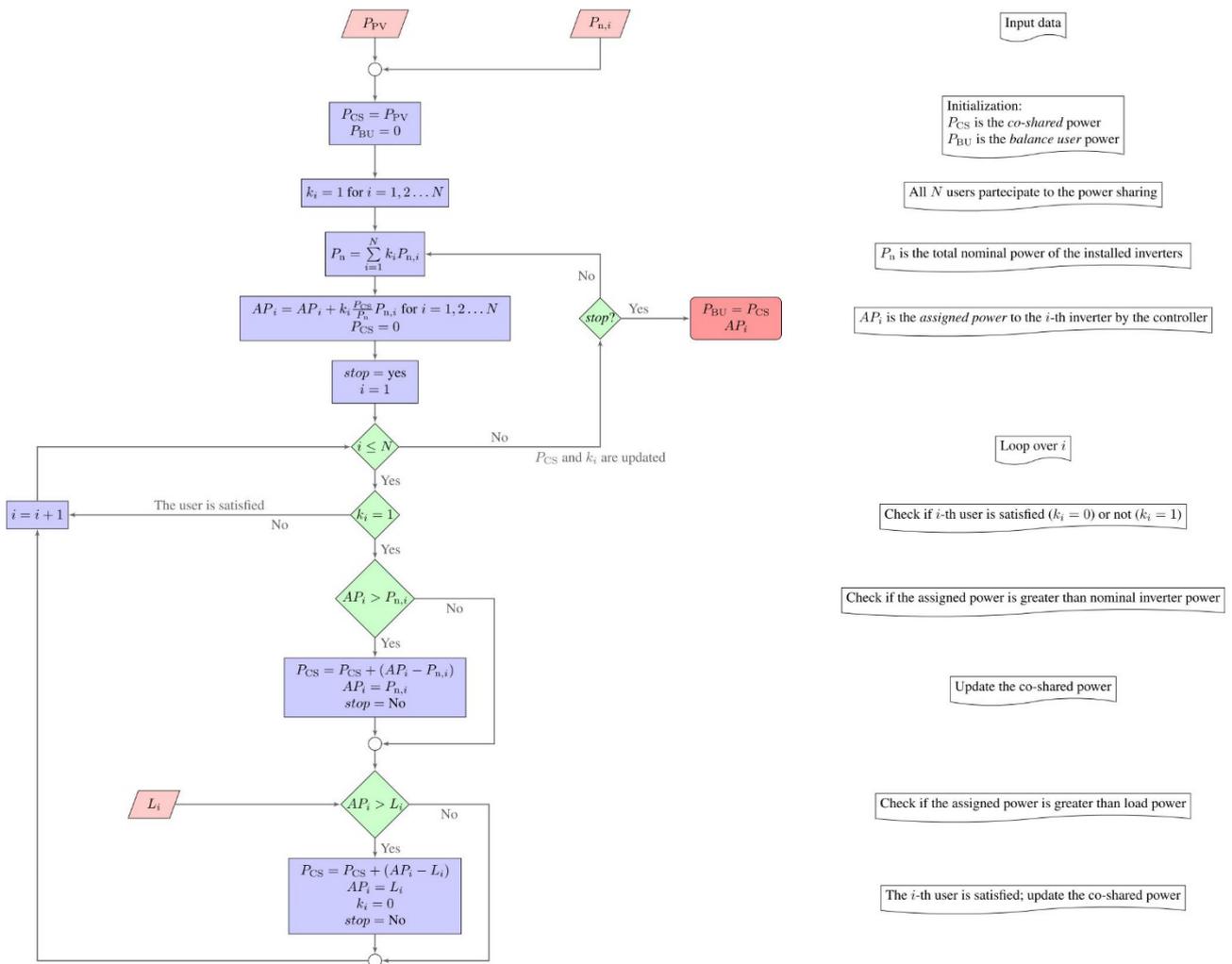


Figura 12: logica di Power-Sharing

È giusto notare che, in applicazioni reali, deve essere progettato un protocollo di comunicazione adeguato per lo scambio di dati tra i dispositivi per ottenere una strategia di controllo efficiente ed affidabile. Nell'articolo [19] è stato sviluppato un sistema di comunicazione low-cost basato sullo standard IEC 61850, con un protocollo client-server TCP/IP. Questo rappresenta una valida soluzione per la raccolta di dati relativi ai consumi degli utenti, alla produzione del PV e alla configurazione degli inverter. In altri lavori è stato considerato la possibilità di usare protocolli diffusi per la building automation come il protocollo KNX. In queste architetture come rappresentato nella Figura 13 coesistono un sistema di building automation di edificio (BES) con i sistemi di home automation locali (HES).

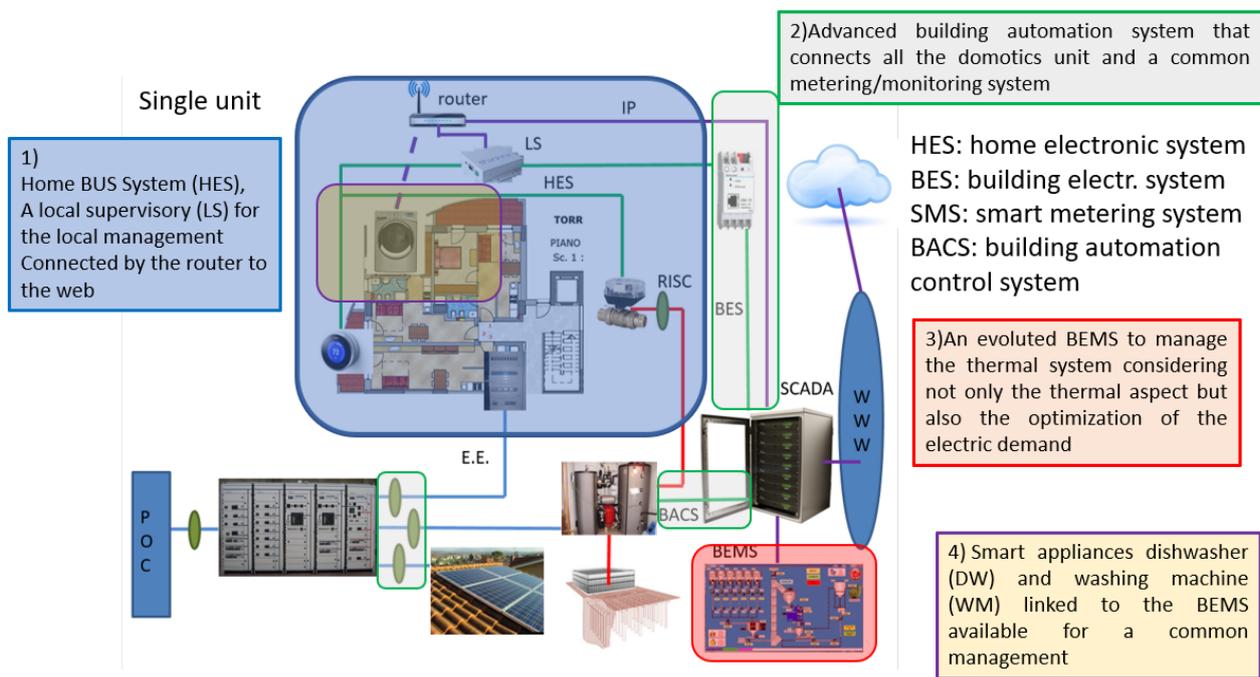


Figura 13: Sistema di building automation (BES) e home automation (HES)

3 Il modello Matlab/Simulink

Lo scopo principale del modello PSM proposto è mantenere il bilancio fornitura-domanda attraverso l'implementazione di programmi di energy-management, tenendo conto della flessibilità richiesta necessaria a inseguire l'intermittenza delle fonti energetiche rinnovabili. Inoltre, un tale schema può avere un ruolo attivo nel mitigare i problemi legati alla fattibilità finanziaria e ai problemi di installazione (e.g., l'utilizzo di una terrazza sul tetto dell'edificio) di sistemi fotovoltaici per piccoli consumatori residenziali [20].

Il principio di funzionamento del modello è descritto nella Figura 14.

La potenza generata dal sistema comune PG è ripartita democraticamente in n parti tra le utenze. Eventuali disponibilità non utilizzate istante per istante vengono rimesse in ripartizione.

Ciascun inverter locale trasferirà la massima potenza tra:

- quella disponibile dal sistema di power sharing;
- quella richiesta dall'utenza.

La massima potenza dal power sharing è pari al valore minimo di:

- potenza nominale dell'inverter di utente
- potenza resa disponibile dall'algoritmo di ripartizione.

Il controllore locale funziona quindi come un limitatore di potenza trasferita,

Il controllore generale funziona come un ottimizzatore di ripartizione.

Modello proposto di «Power Sharing» Impianto fotovoltaico comune

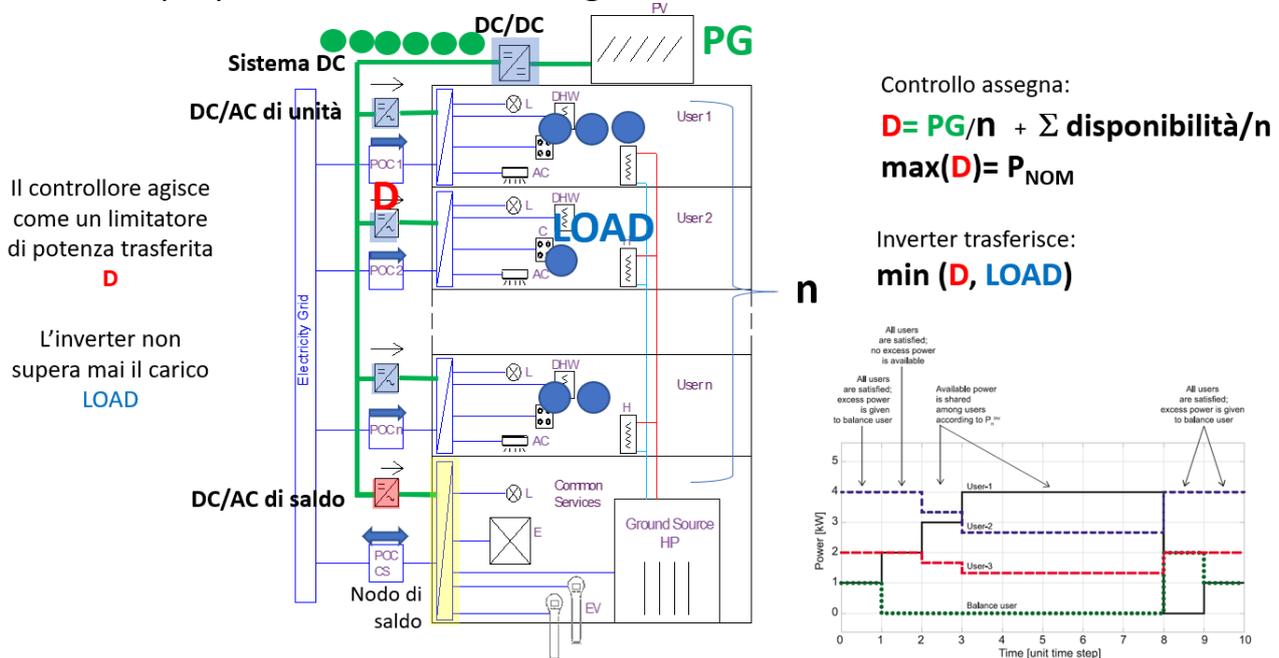


Figura 14: Principio di funzionamento del “power sharing”

La mostra un esempio di risoluzione di una ripartizione al tempo t1.

Dopo un tempo dt necessario alla risoluzione del problema di ripartizione, il controllore generale ripartisce la potenza disponibile per ogni utente.

Ipotizzando tre unità 1, 2 e 3 aventi rispettivamente una richiesta di 2, 1 e 5 kW, il ripartitore soddisfa tutti e tre gli utenti avendo capienza di potenza.

Il saldo 4 kW è immesso nell'utenza di saldo che avendo una richiesta di 2 kW, immetterà in rete la restante parte pari a 2 kW.

Modello proposto di «Power Sharing»

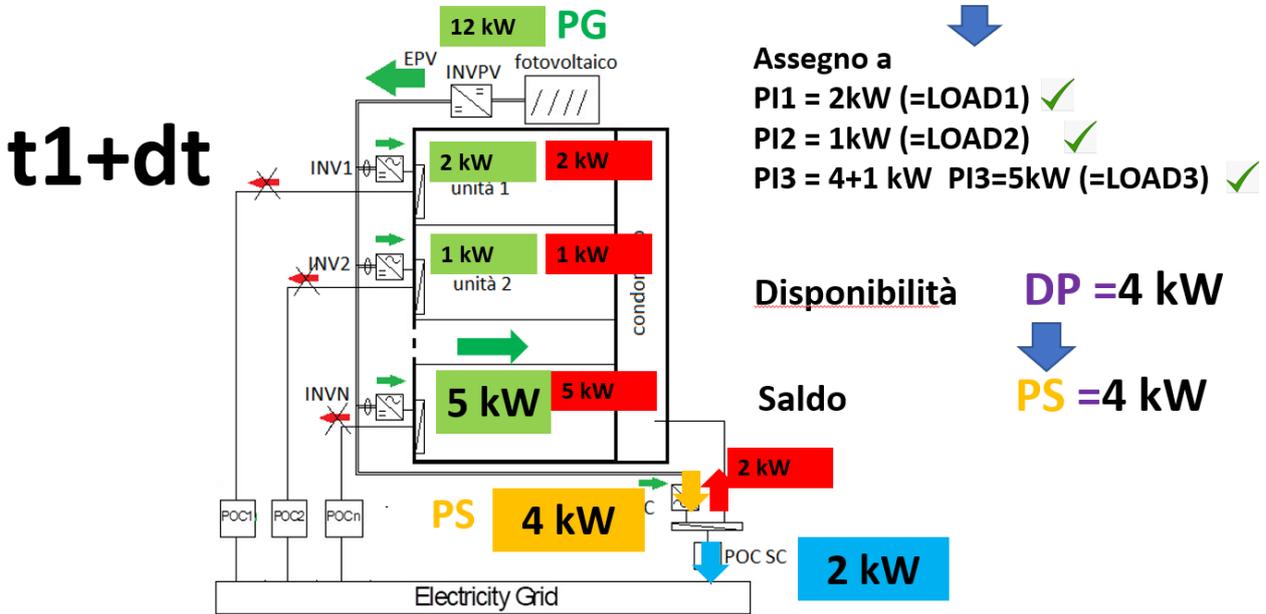


Figura 15: Esempio di funzionamento del “power sharing”

In questa sezione viene discussa, attraverso un modello Matlab/Simulink dinamico, una possibile implementazione del PSM mostrato nella Figura 16.

Il modello è stato sviluppato per valutare la fattibilità del PSM e per mostrare i reali vantaggi che offre.

Gli utenti sono equipaggiati con Voltage Source Converter (VSC) individuali [21] e connessi in parallelo a un dc bus a tensione costante alimentato da una sorgente PV attraverso un convertitore centralizzato dc/dc sul quale è implementata la strategia di MPPT [22].

L'architettura PSL è completata con un inverter connesso ai CSs dell'edificio e che funziona come nodo di saldo del sistema di alimentazione.

Il modello Matlab/Simulink implementato è mostrato nella Figura 16 e consiste in:

- Un sistema PV installato sul tetto di una costruzione. L'array fotovoltaico è costituito da 10 stringhe connesse in parallelo. Ogni stringa si compone di 5 moduli Sunpower connessi in serie e con potenza nominale di 305 Wp;
- Un convertitore dc/dc di tipo step-up che innalza la tensione in uscita dal campo portandola a 500V sul dc bus. Il convertitore è controllato da un algoritmo di Incremental Conductance (IC) per inseguire la massima potenza del sistema PV in condizioni variabili di temperatura e irraggiamento;
- Un dc bus che connette tutti gli utenti. È da notare che l'architettura del PSL mostrata in questo report può essere estesa a differenti soluzioni di dc bus (e.g., dc bus bipolare, dc bus ad anello) che dipendono dalla potenza del sistema, dall'estensione della rete su piccola scala, dalla sicurezza e dai vincoli di protezione da guasto [23];
- Quattro VSC: il primo opera come nodo di bilanciamento, gli altri forniscono potenza a tre carichi trifase variabili che rappresentano gli utenti. Ogni utente è anche connesso alla rete elettrica attraverso un trasformatore trifase da 10 kW. I VSC mantengono anche la tensione del dc bus costante grazie a un loop di controllo della tensione esterno. È possibile anche considerare utenze monofase con il loro punto di connessione al DSO e i loro inverter monodirezionali connessi al PSL.

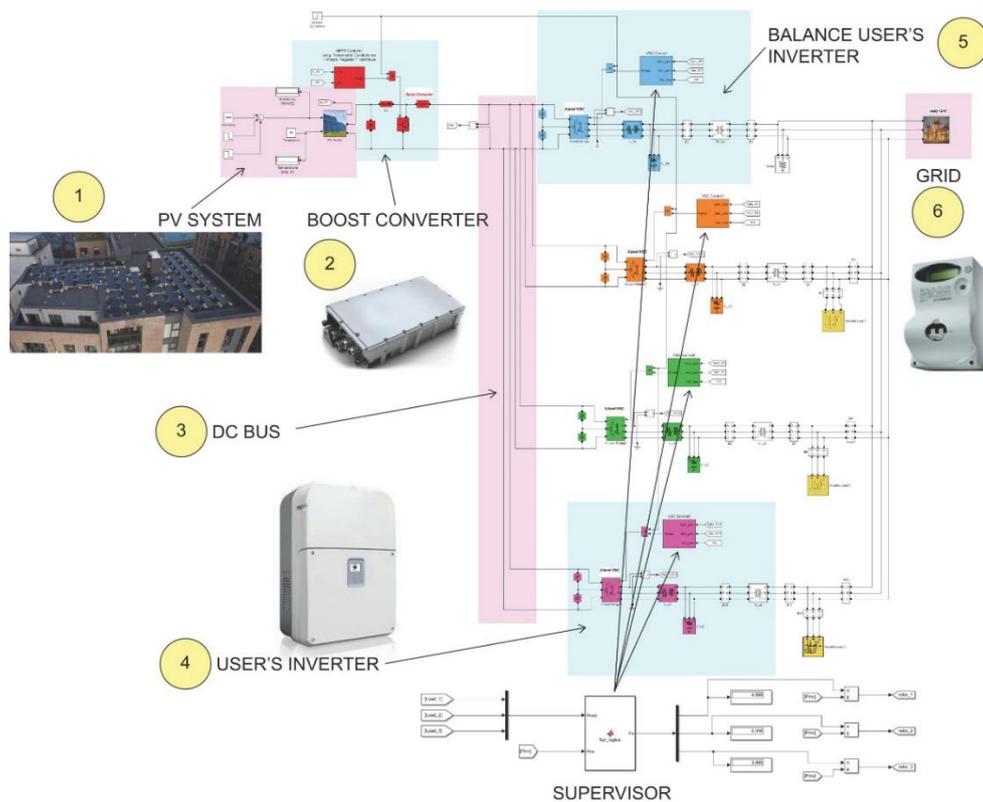


Figura 16: modello Matlab/Simulink

I convertitori sono controllati da un aggregatore centrale che gestisce lo sharing energetico tra i nodi mentre l'MPP tracker massimizza la potenza in uscita dal PV. Il VSC dell'*i*-esima utenza gestisce il proprio output in potenza $P_{VSC,i}$ per alimentare il carico variabile dell'utente finale $P_{l,i}$ minimizzando lo scambio di potenza con la rete $P_{g,i}$:

$$P_{l,i} - P_{VSC,i} = P_{g,i} \cong 0$$

Se la potenza necessaria a soddisfare tutte le utenze è più piccola della potenza in uscita dal campo, il surplus viene riversato in rete dal nodo di bilancio.

3.1 Componenti del modello

3.1.1 Step-up/Boost converter e controller dell'MPPT

Lo step-up converter è un convertitore del II ordine di tipo dc/dc e permette di innalzare la tensione in ingresso.

La sua struttura completa (Figura 17) comprende uno switch, un induttore, un diodo e un condensatore. Lo switch può essere costituito da un MOSFET (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor) o da un IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor).

Quando lo switch è chiuso il diodo è polarizzato inversamente e in questa fase l'induttore si carica. Il condensatore deve avere una capacità elevata per alimentare, nell'istante di tempo in cui lo switch è chiuso, tutto ciò che è a valle.

Quando l'interruttore viene aperto il diodo si polarizza direttamente per garantire la continuità della corrente attraverso l'induttore.

A causa della presenza del diodo la corrente in uscita sarà molto discontinua ma la capacità elevata del condensatore riesce ad assorbire le armoniche di corrente del diodo stesso. Nel modello sviluppato è stato utilizzato come switch un IGBT con frequenza di commutazione di 5 kHz.

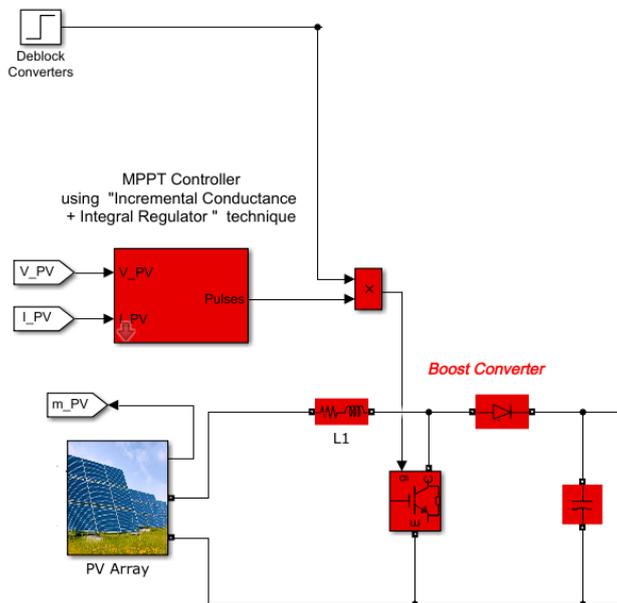


Figura 17: struttura di uno step-up/boost converter

L'efficienza dell'array fotovoltaico è fortemente influenzata dall'efficienza di tre componenti: (i) modulo PV, (ii) inverter, (iii) algoritmo di MPPT.

La curva caratteristica tensione-corrente di un array PV, come mostra la Figura 18, è non-lineare ed ha un singolo punto di massima potenza (MPP) se temperatura e irraggiamento sono gli stessi per tutti i moduli (condizioni uniformi) [24].

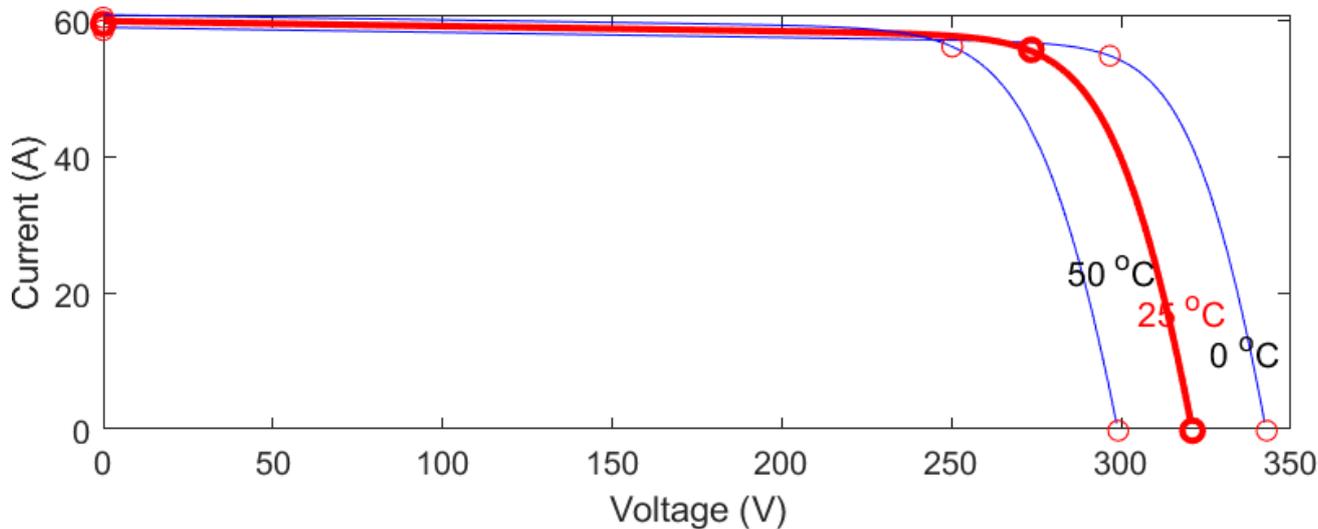


Figura 18: Curva caratteristica tensione-corrente dell'array fotovoltaico

Gli algoritmi di MPPT sono fondamentali per estrarre la massima potenza dal sistema PV.

Queste tecniche sono implementate nel boost converter variando il duty-cycle D .

Il valore iniziale del duty-cycle del nostro modello è 0.5. In questa analisi l'algoritmo usato per l'MPP tracker è l'IC, tecnica che permette di estrarre la massima potenza dall'array fotovoltaico anche in condizioni di funzionamento non uniformi.

L'algoritmo di IC è basato sulla condizione che la curva caratteristica tensione-potenza (Figura 19) ha pendenza nulla al punto di massima potenza. Differenziando la potenza $P = VI$ rispetto alla tensione otteniamo:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V}$$

Quando $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$ l'algoritmo trova l'MPP.

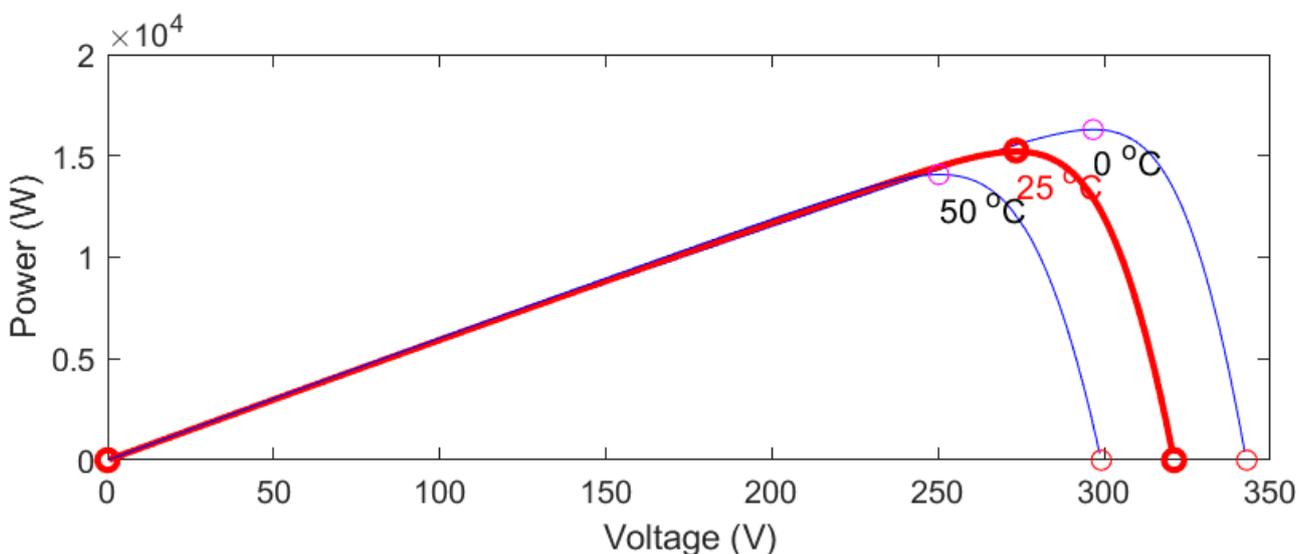


Figura 19: curva caratteristica tensione-potenza dell'array fotovoltaico

L'algoritmo di IC viene utilizzato insieme ad un Integral Regulator (IR) (Figura 20) per minimizzare l'errore e e il tempo richiesto all'individuazione del massimo globale. L'errore è dato dalla somma delle

conduttanze $\frac{I}{V}$ e delle conduttanze incrementali $\frac{dI}{dV}$, quindi avremo:

$$e = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV}$$

Come mostrato in Fig. 10 l'aggiunta dell'integral regulator rappresenta uno step in più tra l'algoritmo di MPPT e il generatore PWM. L'IR apporta delle correzioni al duty-cycle permettendo un maggior controllo e adattamento alle condizioni meteorologiche in continua evoluzione e che influenzano l'MPP. Questo metodo adattivo aumenta l'efficienza del sistema attraverso tre fattori chiave:

- riduce l'errore tra la conduttanza istantanea e quella incrementale,
- riduce il ripple e le oscillazioni nell'output di cui soffre non solo l'algoritmo di IC ma tutti gli algoritmi di tipo hill-climbing;
- aumenta l'accuratezza.

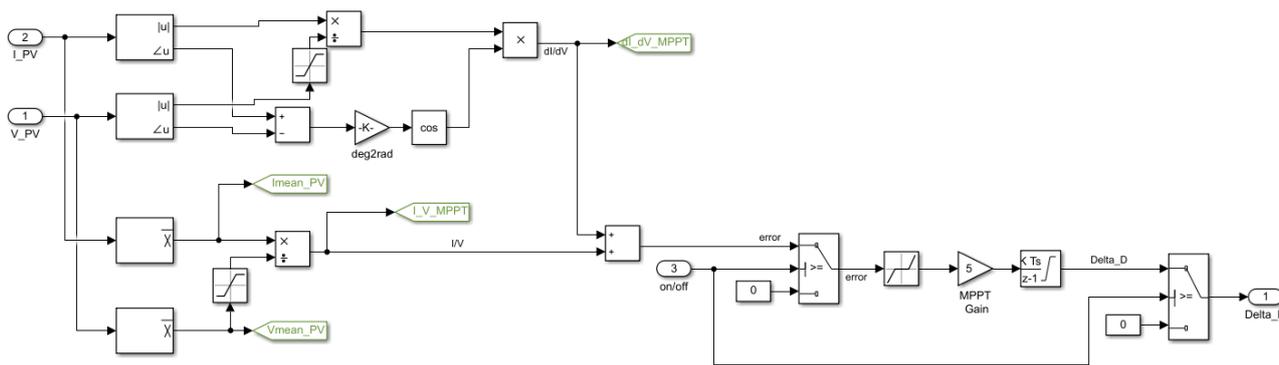


Figura 20: algoritmo di Incremental Conductance con integral regulator implementato in Matlab/Simulink

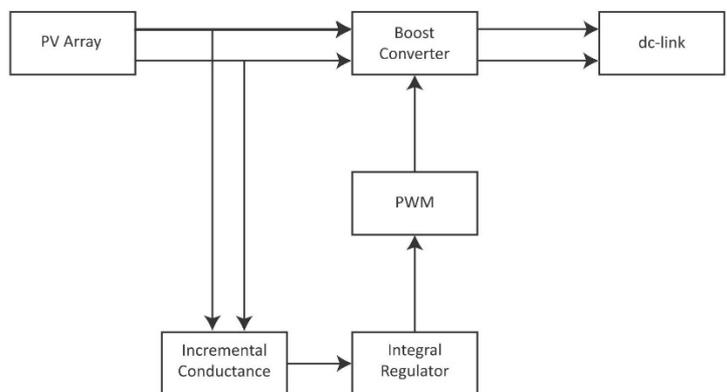


Figura 21: MPPT con integral regulator

Gli errori istantanei e vengono cumulati dall'integral regulator che li moltiplica per i guadagni integrali e infine li aggiunge all'output del controller.

In [25] sono fornite le linee guida per la scelta dei parametri ottimali dell'algoritmo di IC accoppiato all'integral regulator. Inoltre, per ridurre gli errori nel calcolo di $\frac{I}{V}$ e di $\frac{\Delta I}{\Delta V}$, sono stati aggiunti all'algoritmo di MPPT un filtro passa-basso e un filtro passa-banda [26]. I filtri aiutano a ridurre il rumore nelle misure di tensione e corrente del PV.

I dati principali del modello MPPT sono riportati in tabella 1.

Tabella 1: dati principali dell'algoritmo di MPPT

Block Name	Sub-Block Name	Parameter Name	Parameter Value
MPPT controller	PWM generator	f_c	5 kHz
	Duty cycle regulator	K_p	5
		$\delta D = K_p e + K_i \int e dt$	K_i
	Sampling time for MPPT	T_{MPPT}	200 μs

3.2 Voltage Source Converter

Il VSC implementato nel modello è rappresentato nella Figura 22.

Si tratta di un convertitore di tipo Three-Level Bridge che utilizza come interruttori degli IGBT con diodi in antiparallelo. Il VSC converte i 500 V del dc bus in 260 V_{rms} ac.

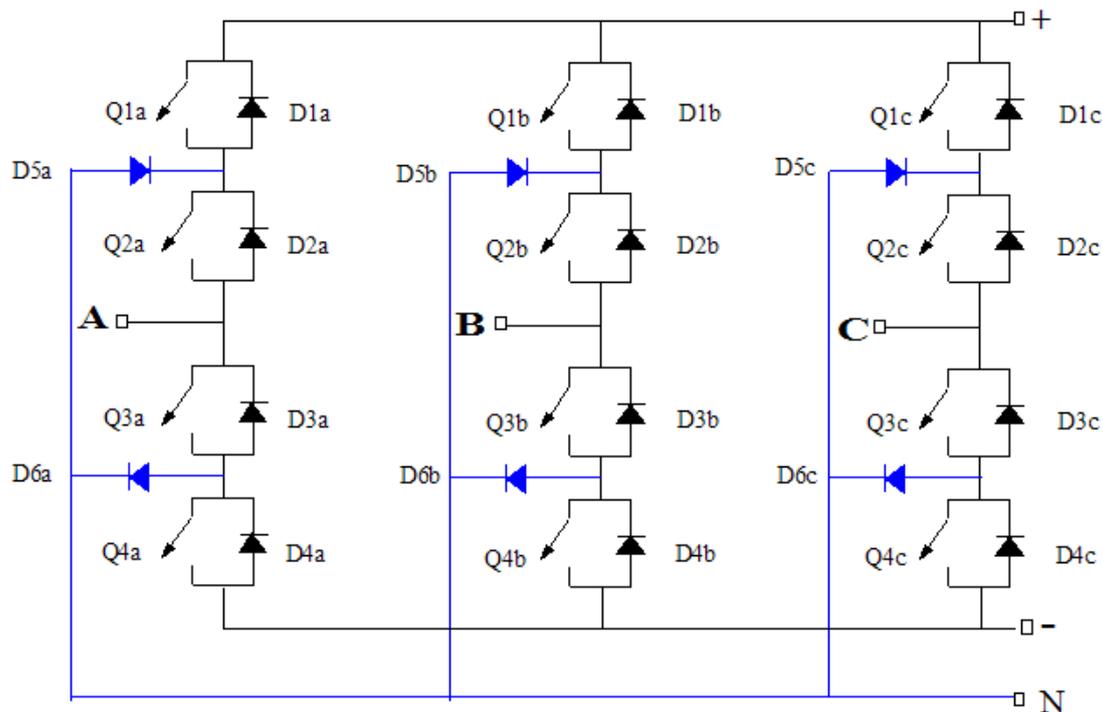


Figura 22: Voltage Source Converter three-level bridge

Il convertitore viene gestito attraverso un sistema di controllo vettoriale il cui schema è rappresentato nella Figura 23 e nella Figura 24.

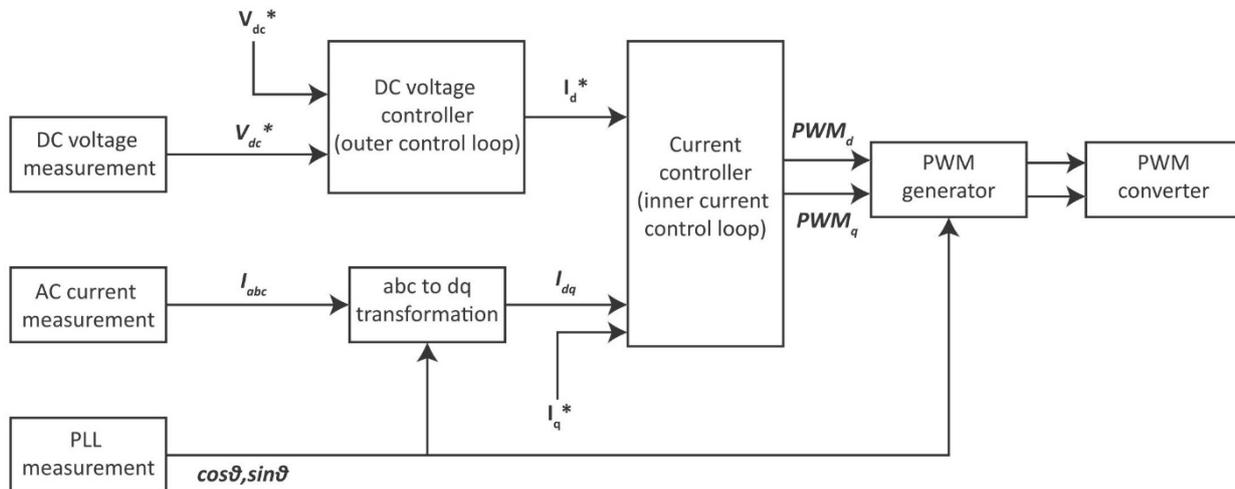


Figura 23: principio di controllo vettoriale applicato al VSC

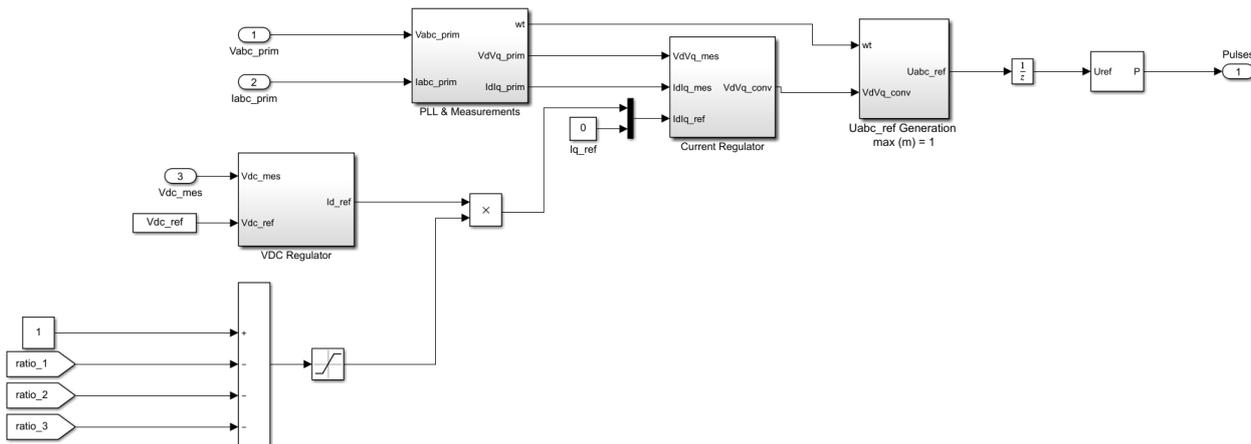


Figura 24: sistema di controllo del VSC implementato in Matlab/Simulink

Nello specifico la tecnica usata è il Vector Current Control (VCC) che permette di controllare in maniera indipendente la corrente di rete attiva e reattiva [27].

Il controllo della potenza attiva e reattiva è possibile utilizzando una rotazione sincrona del sistema di riferimento dq . Inizialmente correnti e tensioni di sistema sono rappresentate come vettori in un sistema di riferimento stazionario $\alpha\beta$, poi vengono trasformate in un sistema di coordinate ruotato dq (Figura 25).

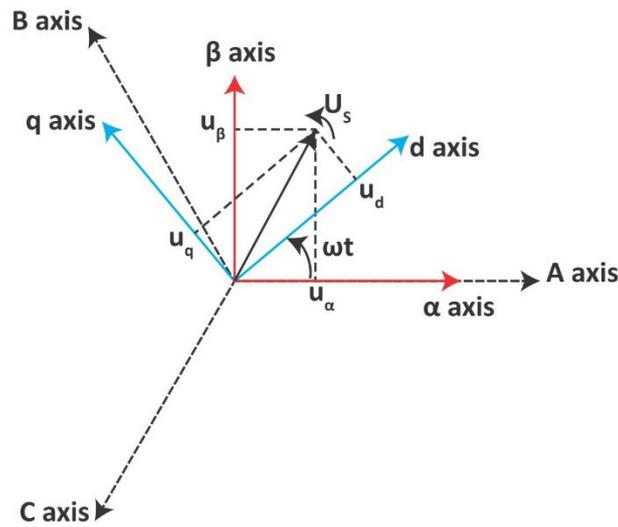


Figura 25: rappresentazione dei sistemi di riferimento stazionari trifase e $\alpha\beta$ e del sistema ruotato dq

Il primo step di trasformazione coordinate consiste nel rappresentare le componenti trifase $x_a(t)$, $x_b(t)$ e $x_c(t)$ come due vettori nel sistema $\alpha\beta$, usando la trasformazione di Clarke:

$$\begin{bmatrix} x_\alpha(t) \\ x_\beta(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a(t) \\ x_b(t) \\ x_c(t) \end{bmatrix}$$

Usando la trasformazione di Park, la relazione che lega il sistema $\alpha\beta$ a quello dq è rappresentata da:

$$X_{dq} = X_{\alpha\beta} e^{-j\vartheta}$$

I vettori $x_\alpha(t)$ e $x_\beta(t)$ stanno ruotando con la frequenza angolare $\omega(t)$ che rappresenta la frequenza angolare della tensione di rete in rad/s. Sia $\vartheta(t)$ l'angolo definito integrando $\omega(t)$ otteniamo che la matrice completa della trasformazione di Park sarà:

$$\begin{bmatrix} x_d(t) \\ x_q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\vartheta(t)) & \sin(\vartheta(t)) \\ -\sin(\vartheta(t)) & \cos(\vartheta(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha(t) \\ x_\beta(t) \end{bmatrix}$$

I vettori $x_d(t)$ e $x_q(t)$ rappresentano le correnti: $x_d(t)$ è la corrente che fornisce la potenza richiesta al dc bus e $x_q(t)$ è la corrente che definisce la potenza reattiva. Questa trasformazione permette di controllare in maniera ottimale il flusso di potenza. Una corretta trasformazione richiede un valore esatto dell'angolo $\vartheta(t)$ per disaccoppiare le componenti per un controllo separato della potenza. L'angolo ϑ è dato da:

$$\vartheta = \tan^{-1} \left(\frac{v_\beta}{v_\alpha} \right)$$

dove v_α e v_β sono le componenti di tensione nel sistema di riferimento $\alpha\beta$. Il valore dell'angolo ϑ viene determinato usando una tecnica di sincronizzazione definita Phase-Locked Loop (PLL)

3.2.1 Phase Locked Loop

Il PLL viene utilizzato per sincronizzare l'accensione/spengimento dei dispositivi di potenza e per calcolare e controllare il flusso di potenza attiva/reattiva, trasformando le variabili di feedback in un frame di riferimento adatto a scopi di controllo.

Le componenti fondamentali di corrente e tensione diventano delle variabili sfruttate da controller di tipo PI per ridurre gli errori in condizioni stazionarie.

Le componenti di riferimento della tensione vengono trasformate di nuovo in valori trifase dal controller PI e usati come input in un generatore PWM.

Il sistema di controllo è basato su loop interni e esterni: il loop interno controlla la potenza tra il dc-link e la rete mentre il loop esterno controlla la tensione sul dc-link.

Una caratteristica importante e necessaria per il controllo del convertitore lato rete è la sincronizzazione con la rete stessa.

L'algoritmo di sincronizzazione è in grado di individuare l'angolo di fase della tensione di rete in modo da sincronizzare la potenza immessa.

L'obiettivo di questo metodo è sincronizzare la corrente in uscita dall'inverter con la tensione di rete, ottenendo così un fattore di potenza unitario.

Il modello PLL richiede in input le tensioni trifase misurate lato rete, restituendo l'angolo di fase.

Il modello viene implementato in un sistema di riferimento sincrono dq dove viene usata una trasformazione di Park.

L'individuazione dell'angolo di fase si ottiene ponendo la tensione sull'asse q pari a zero attraverso l'utilizzo di un controller PI. Integrando la somma tra l'output del controller PI e la frequenza di riferimento si ottiene l'angolo di fase.

3.2.1.1 Loop di controllo interno ed esterno

Il sistema di controllo di corrente e tensione sfrutta due loop:

- La tensione del dc bus viene mantenuta costante al valore di 500 V da un loop di controllo esterno rappresentato nella Figura 26;
- Le componenti di corrente attiva I_d e reattiva I_q che alimentano la rete sono gestite attraverso un loop di controllo interno mostrato nella Figura 27.

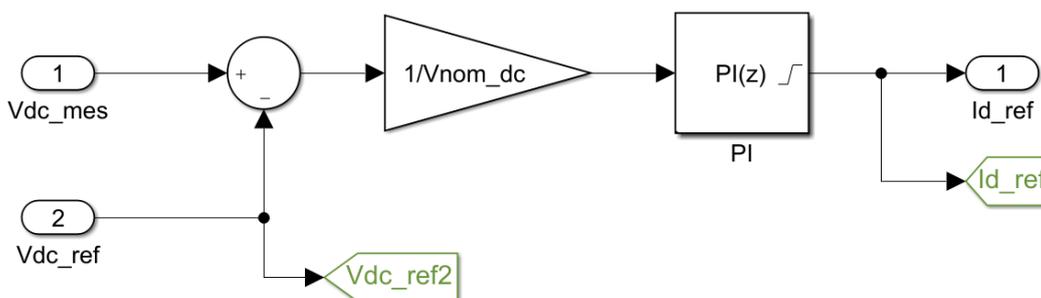


Figura 26: loop di controllo esterno implementato in Matlab/Simulink per il controllo della tensione sul dc-link

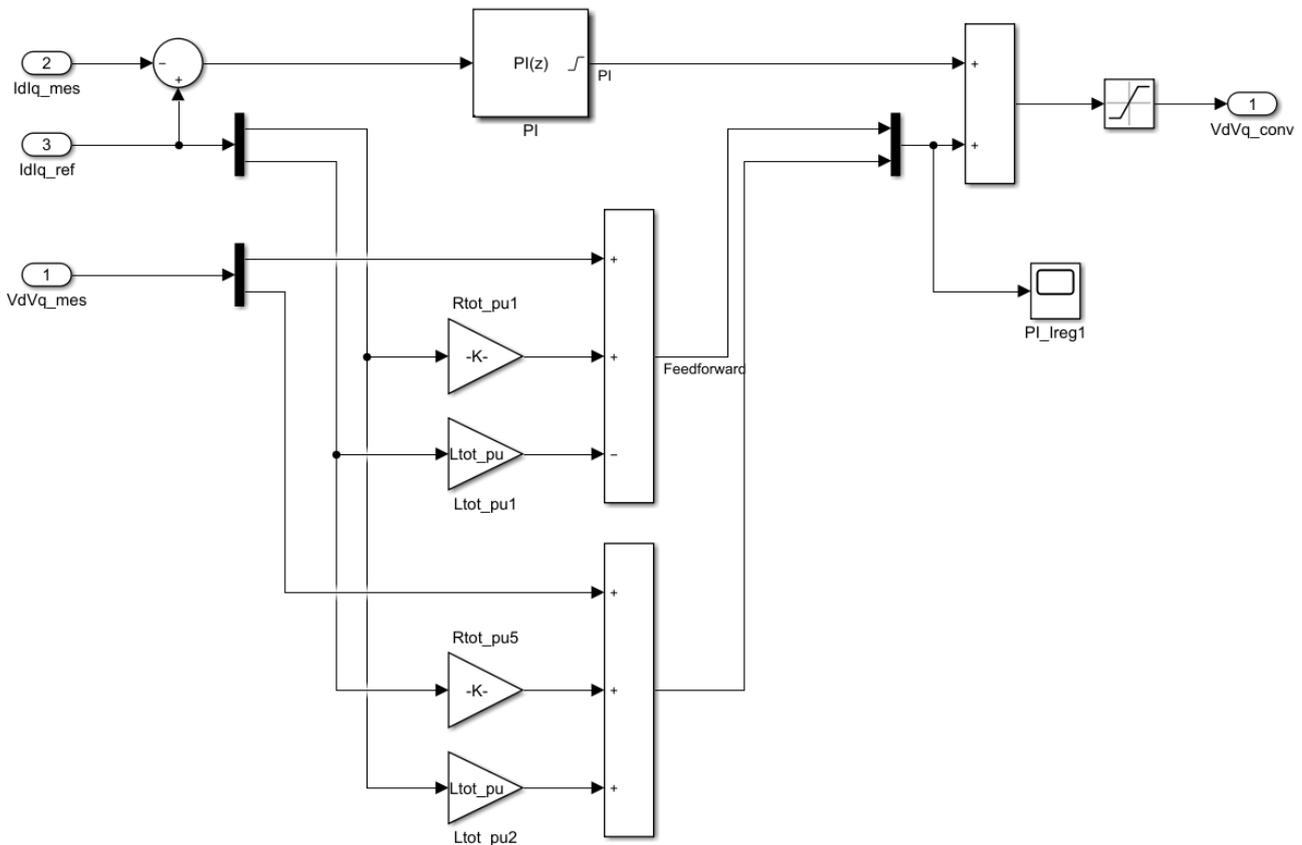


Figura 27: loop di controllo interno implementato in Matlab/Simulink per le componenti di corrente attiva e reattiva

Nel modello il VSC lavora con fattore di potenza unitario. La componente di corrente I_d permette la regolazione del flusso di potenza attiva basato sul carico richiesto dall'utente finale. La componente di corrente I_q viene considerata uguale a 0. Una caratteristica necessaria del controllo del convertitore lato rete è la sincronizzazione con la rete stessa, ottenuta attraverso un apposito algoritmo.

Questa tecnica sfrutta un PLL [28] che è in grado di individuare l'angolo di fase della tensione di rete per ottenere un fattore di potenza unitario.

Il tempo di campionamento utilizzato dai controller di tensione e corrente e dal sistema di sincronizzazione PLL è di 100 μ s, mentre i VSC e i pulse generator usano un sample time di 1 μ s.

Il flusso di potenza attiva e reattiva può essere controllato separatamente attraverso la trasformata di Park che permette la sincronizzazione con la tensione di rete attraverso la trasformazione da un sistema di riferimento stazionario abc ad uno ruotato dq .

La sincronizzazione con la tensione di rete implica che la componente di tensione V_q sia uguale a zero mentre la componente di tensione V_d è uguale alla tensione di picco della rete.

Prima di utilizzare la trasformata di Park è necessario stimare la fase della tensione di rete.

L'angolo di fase cercato è l'output di un modello PLL che utilizza come input le tre tensioni valutate lato rete elettrica.

Le correnti $I_{d,ref}$ e $I_{q,ref}$ rappresentano le componenti di riferimento della corrente mentre I_d e I_q sono le componenti della corrente di rete.

Nel loop di controllo interno della corrente è presente un PI-regulator che utilizza come dati in input la differenza tra le componenti di riferimento e quelle misurate e restituisce come output il segnale per un generatore PWM.

Il loop esterno per il controllo della tensione mantiene costante la tensione sul dc bus. La tensione del dc bus viene confrontata con la tensione di riferimento del bus e la differenza δ rappresenta l'input di un PI-regulator:

- Se $\delta > 0$ I_d viene incrementata per aumentare il flusso di potenza attiva immesso in rete;
- Se $\delta < 0$ I_d viene ridotta per diminuire il flusso di potenza attiva riversato in rete.

Nell'architettura proposta tutti i convertitori sono dotati di un regolatore di tensione che interviene per mantenere stabile la tensione la tensione del dc bus. Questa scelta progettuale permette di aumentare la resilienza del sistema globale a possibili guasti. I dati principali del modello Matlab/Simulink del VSC sono riportati in tabella 2.

Tabella 2: dati principali del modello del VSC

Block Name	Sub-Block Name	Parameter Name	Parameter Value
VSC control	Voltage regulator	K_p	7
		K_i	800
	Current regulator	K_p	0.3
		K_i	20
	Choke impedance	R	2 m Ω
		L	250 μ H
Output filters	Series connected	R	1.8850 m Ω
		L	250 μ H
	Parallel connected	P	100 W
		Q	10 kvar

4 Risultati

Come mostrato nella Figura 12, per l'analisi del comportamento dell'architettura proposta vengono considerati tre nodi utente e un nodo di bilancio.

Inizialmente è stato valutato il comportamento della strategia di controllo proposta per lo sharing energetico e mostrata nelle figure precedenti.

Per l'esempio mostrato nella Figura 28 consideriamo:

- un sistema PV con potenza in uscita pari a 8 kW, che alimenta i carichi di tre utenti
- tre utenti User-1, User-2, User-3 alimentati attraverso tre inverter
- inverter user 1 con potenza nominale di 7.5 kW,
- inverter user 2 con potenza nominale di 5 kW
- inverter user 3 con potenza nominale di 2.5 kW.

Si assume che

- la potenza assorbita dall'User-1 vari nel range 0-4 kW (linea nera nella Figura 28)
- la potenza assorbita dall'User 2 sia fissa a 4 kW
- la potenza assorbita dall'User 3 sia fissa a 2 kW.

Negli andamenti indicati nella figura è possibile sintetizzare che:

- Inizialmente, quando la domanda energetica dell'User-1 è uguale a 1 kW, tutte le richieste energetiche vengono soddisfatte (visto che la loro somma è pari a 7 kW) e la potenza di 1 kW in eccesso viene immessa nel nodo di saldo.
- Quando la potenza richiesta dall'User-1 raggiunge i 2 kW non ci sono eccessi di potenza da riversare nel nodo di bilancio.
- Quando la domanda dell'User-1 cresce ulteriormente raggiungendo i 3 kW, la richiesta totale è pari a 9 kW e quindi la produzione del sistema PV non è più sufficiente a soddisfare tutti i carichi.
- Allora gli 8 kW di potenza in uscita dal campo fotovoltaico vengono ripartiti, attraverso la logica di controllo del PSM, tra tutti gli utenti e secondo i seguenti step:

Secondo la potenza nominale degli inverter:

- l'User-1 ha 4 kW (i.e., $\frac{8}{15} \times 7.5$),

l'User-2 ha 2.66 kW (i.e., $\frac{8}{15} \times 5$),

l'User-3 ha 1.33 kW (i.e., $\frac{8}{15} \times 2.5$);

- Poiché la potenza assegnata all'User-1 (4 kW) è maggiore della potenza richiesta (3 kW), la potenza in eccesso (1 kW) viene condivisa tra gli altri due utenti secondo la potenza nominale dei loro inverter: 0.66 kW per l'User-2 (i.e., $\frac{1}{7.5} \times 5$) e 0.33 kW per l'User-3 (i.e., $\frac{1}{7.5} \times 2.5$);
- La potenza prodotta dal sistema PV viene quindi divisa come segue: 3 kW all'User-1, 3.33 kW all'User 2 e 1.66 kW all'User-3.

Con questo sistema di controllo è facile capire che:

- quando la domanda di potenza dell'User-1 aumenta a 4 kW, la strategia di sharing fornirà 4 kW all'User-1, 2.66 kW all'User-2, 1.33 kW all'User 3.
- quando le domande degli utenti saranno tutte soddisfatte, la potenza in eccesso verrà immessa nuovamente nel nodo di bilancio.

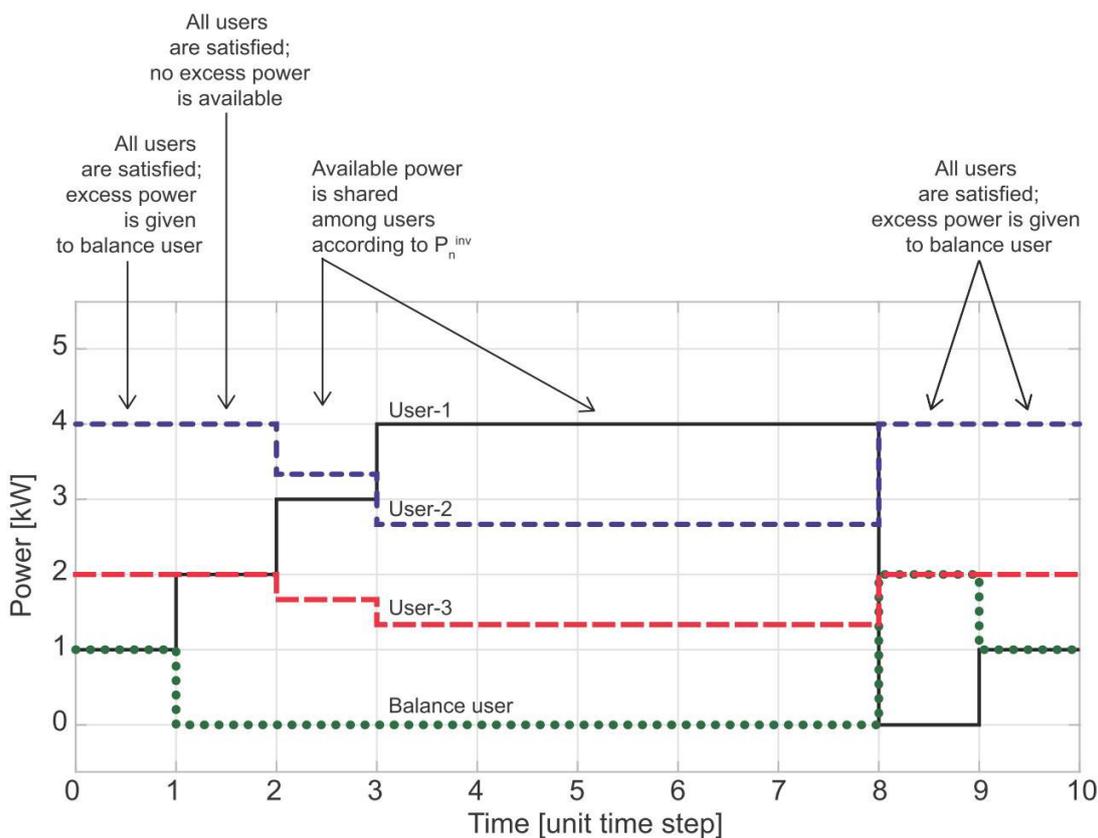


Figura 28: comportamento della strategia di controllo con potenza in uscita dal campo PV pari a 8 kW

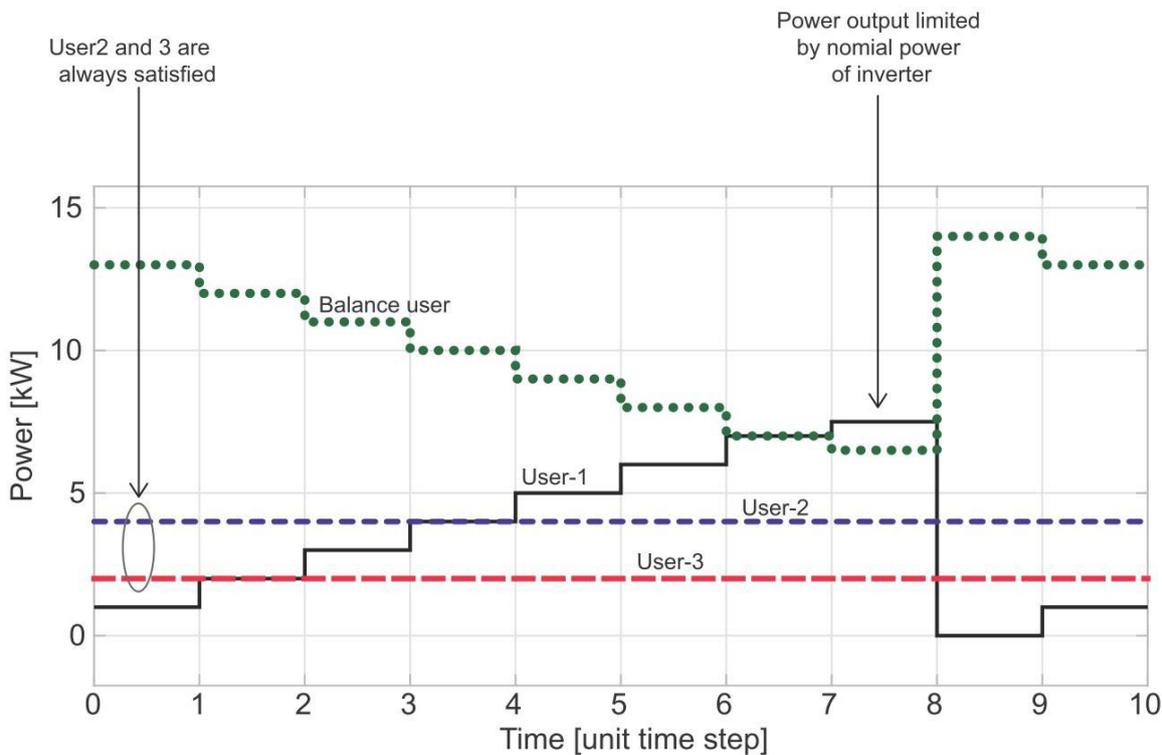


Figura 29: comportamento della strategia di controllo con potenza in uscita dal campo PV pari a 20 kW

Nella Figura 29 si analizza più a fondo la strategia di controllo assumendo una potenza in uscita dal campo PV pari a 20 kW e un carico per l'User-1 fortemente variabile.

Si osserva di nuovo che tutte le richieste di carico sono soddisfatte eccetto quando la richiesta energetica dell'User-1 è uguale a 8 kW.

In questo caso il limite è dato dalla potenza nominale dell'inverter (7.5 kW). Infatti la potenza massima che può essere immessa al nodo dell'User-1 è pari alla potenza nominale dell'inverter.

Il modello costruito consente di testare la risposta dinamica del nodo utente nel modello Matlab/Simulink: per motivi di chiarezza e semplicità viene considerato solo un utente oltre al BU.

L'andamento è riportato nella Figura 30.

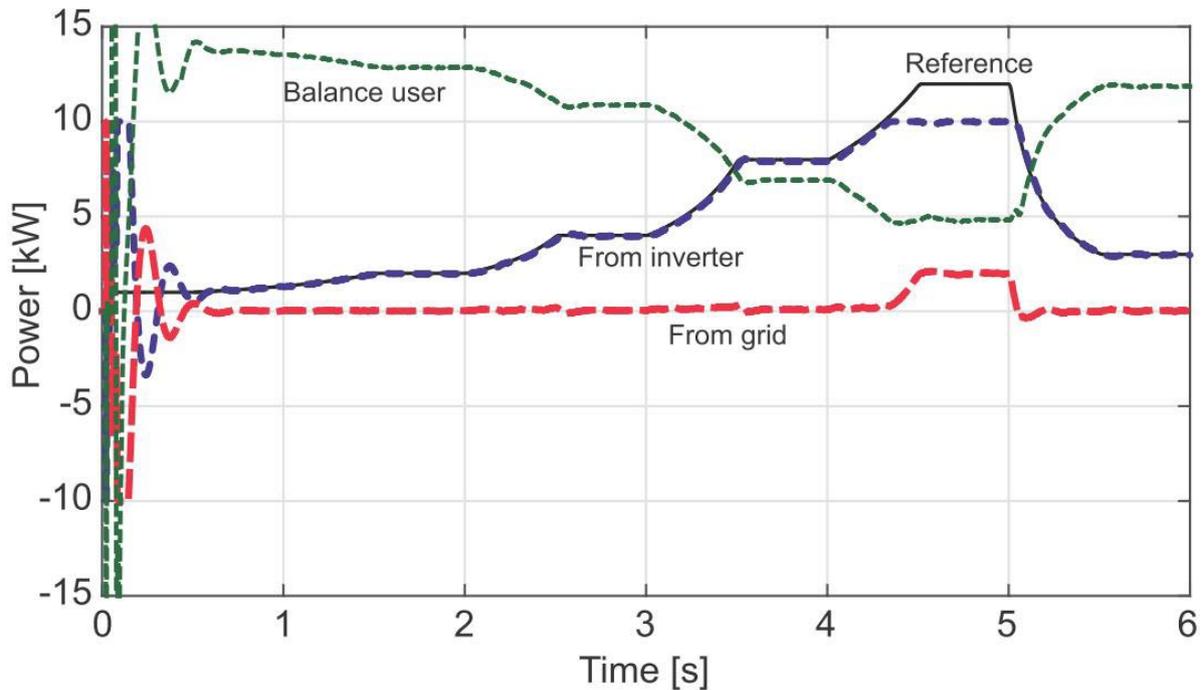


Figura 30: comportamento dinamico del modello Matlab/Simulink con un nodo utente e un nodo di bilancio per variazioni morbide del profilo di carico

Come è possibile notare dalla figura si va a considerare un profilo di carico di riferimento con variazioni lineari morbide, in uno scenario con potenza in uscita dal campo PV pari a 15.25 kWp (10 stringhe) e inverter dell'utente con potenza nominale di 10 kW.

Dopo il transitorio iniziale l'output dell'inverter utente (linea blu tratteggiata) insegue perfettamente il carico per minimizzare gli scambi di potenza con la rete elettrica.

Viene richiesta potenza alla rete solo quando il carico è più grande della potenza nominale dell'inverter che, in questo caso, non può ovviamente soddisfare la richiesta del carico. In questa architettura il nodo di bilancio interviene solo per immettere il flusso di potenza in eccesso in rete.

Nella Figura 31 il sistema viene stressato con forti variazioni nel profilo del carico.

Osserviamo sicuramente una buona stabilità del sistema di controllo dell'inverter che raggiunge lo stato stazionario per un input limitato di dati e riesce ad avere la risposta desiderata senza una variazione intollerabile, infatti è in grado di seguire la richiesta energetica del carico nel range della sua potenza nominale.

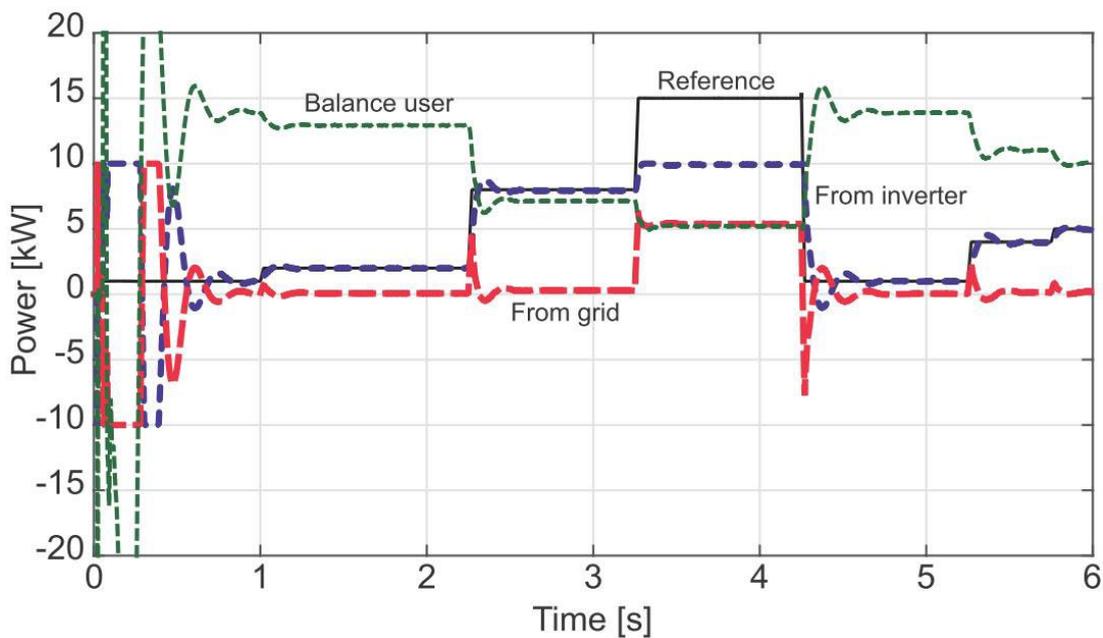


Figura 31: comportamento dinamico del modello Matlab/Simulink con un nodo utente e un nodo di bilancio per forti variazioni del profilo di carico

La rete elettrica scambia energia solo durante le variazioni di carico, per brevi intervalli di tempo e quando la potenza assorbita dal carico supera la potenza nominale dell’inverter.

La risposta dinamica del sistema è testata anche in condizioni di irraggiamento e temperatura variabile.

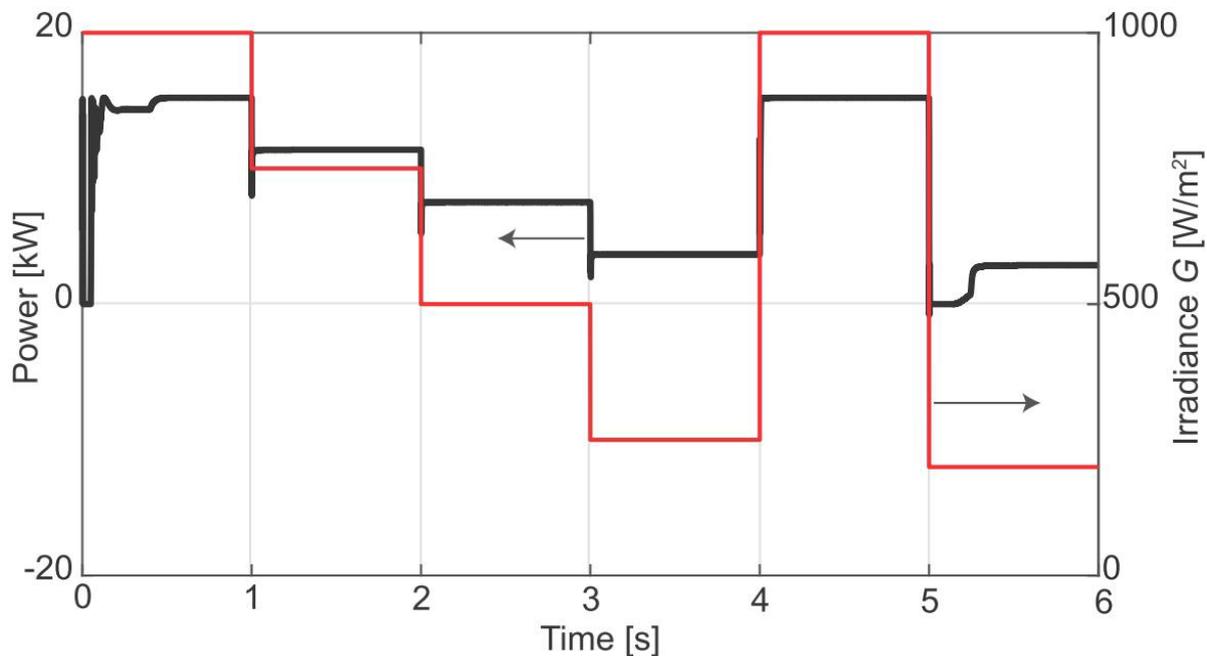


Figura 32: andamento della potenza in uscita dal campo PV al variare dell’irraggiamento

Nella Figura 32 è assunto che:

- il sistema PV lavori ad una temperatura di 25° C,
- l’irraggiamento viene ridotto da 1000 W/m² a 250 W/m² con step di 250 W/m²,
- l’irraggiamento viene riportato bruscamente a 1000 W/m² per poi tornare a 200 W/m².

Di conseguenza, la potenza in uscita dal campo PV decresce da 15.25 kW a 11.38 kW, a 7.22 kW e poi a 3.66 kW.

Nel momento in cui l'irraggiamento cresce bruscamente l'array torna a produrre 15.25 kW per poi scendere alla fine a 2.83 kW.

La risposta del sistema modellato sembra essere eccellente: l'MPPT riesce a seguire le variazioni di irraggiamento mantenendo stabilità e accuratezza.

L'effetto dell'MPPT è visibile nei piccoli picchi della potenza in uscita dal PV e nel ripple quando l'irraggiamento cresce bruscamente da 250 W/m² a 1000 W/m².

Nell'Figura 33 l'MPPT è stato testato anche per variazioni di temperatura.

L'irraggiamento è assunto uguale a 1000 W/m².

È possibile di nuovo osservare la capacità dell'MPPT di massimizzare la potenza in uscita dal PV, in risposta agli effetti di variazioni di temperatura. Vale la pena notare l'efficacia del metodo di IC.

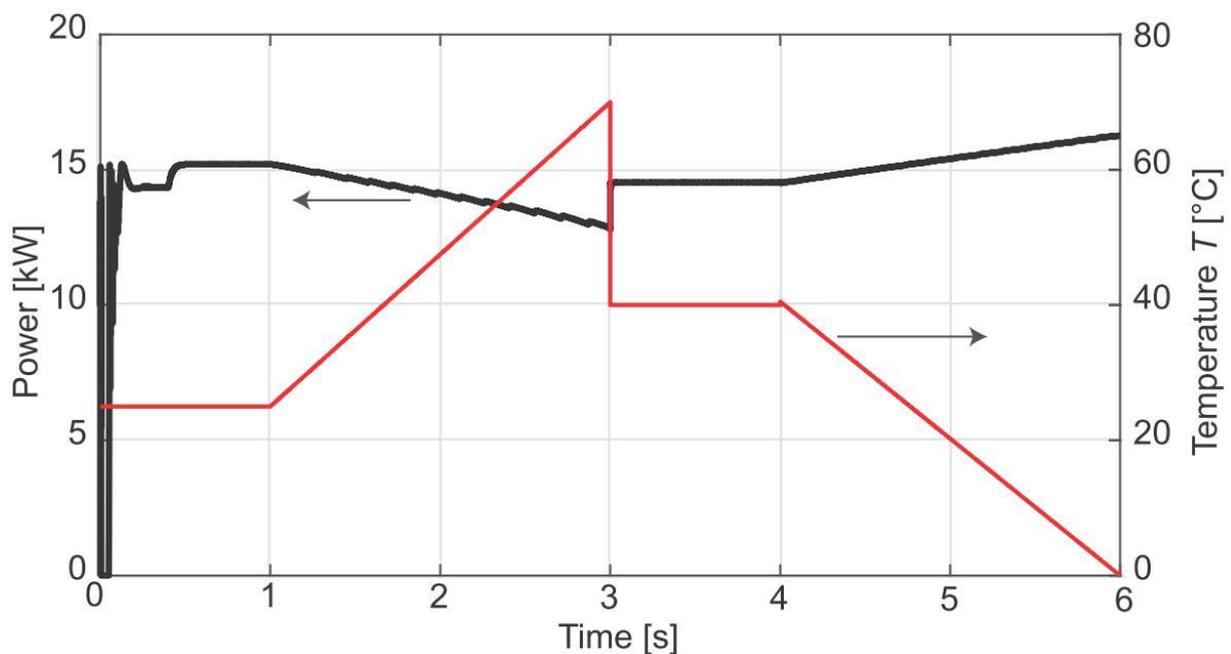


Figura 33: andamento della potenza in uscita dal campo PV al variare della temperatura

Rimandando una valutazione accurata della resilienza del PSM proposto a studi successivi, osserviamo che usando la quantificazione generale della resilienza dipendente dal tempo, proposta in [29] nell'equazione 1 e richiamata in un articolo più recente [30], la resilienza media del sistema (intesa come adattabilità e capacità di recupero del sistema) verso variazioni di irraggiamento e temperatura improvvisi, o anche il guasto dell'inverter di un utente finale, è superiore all'88%.

La principale vulnerabilità del PSM risiede nel fatto che il sistema non è in grado di far fronte ad interruzioni di funzionamento del boost converter o dell'inverter del BU, in quanto sono componenti fondamentali.

Si noti che quando il supervisore è fermo tutta l'energia generata viene immessa in rete attraverso il nodo BU e non viene erogata energia agli utenti finali, poiché la priorità è evitare che qualsiasi utente finale possa apparire attivo al DSO.

Nella Figura 34 è riportato il comportamento del modello Matlab/Simulink nella sua interezza, con tre nodi utente e un nodo di bilancio. In questo scenario assumiamo una potenza nominale per i tre inverter degli utenti pari a 10 kW.

Nella strategia di condivisione, ogni utente ha una potenza iniziale disponibile di 5.08 kW.

Quando un utente ha una richiesta di potenza inferiore, la potenza in eccesso sarà sempre condivisa tra gli altri due utenti.

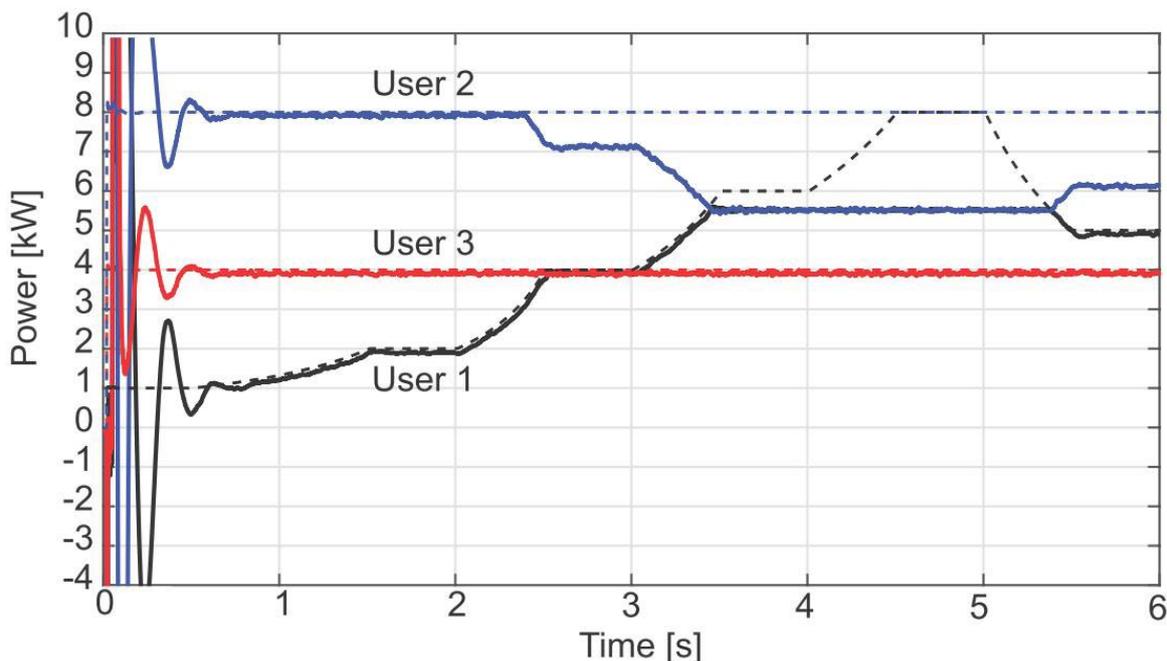


Figura 34: comportamento dinamico del modello Matlab/Simulink controllato dalla strategia democratica di power-sharing

La richiesta di energia viene assunta:

- variabile per lo User-1 (linea nera tratteggiata)
- costante per lo User-2 (8 kW, linea blu tratteggiata)
- costante per lo User-3 (4 kW, linea rossa tratteggiata).

Nella figura è riportato anche il trend nel tempo della potenza richiesta dagli utenti e dell'effettiva potenza consegnata (linee continue) calcolata attraverso il modello Matlab/Simulink (l'efficienza del VSC è del 0.98%). I risultati principali sono riportati in tabella 3.

Per chiarezza, le cifre sono state arrotondate senza considerare l'efficienza dell'inverter.

I risultati confermano la robustezza e l'efficacia della strategia di controllo che condivide l'energia prodotta dal PV tra tutti gli utenti, basandosi sulle richieste istantanee del loro carico e sulla potenza nominale degli inverter installati.

Tabella 3: sintesi dei risultati di figura 12

Time [s]	Requested power [kW]				Delivered power [kW]			
	U-1	U-2	U-3	Total	U-1	U-2	U-3	Total
1	1	8	4	13	1	8	4	13
2	2	8	4	14	2	8	4	14
3	4	8	4	16	4	7.25	4	15.25
4	6	8	4	18	5.625	5.625	4	15.25
5	8	8	4	20	5.625	5.625	4	15.25
6	5	8	4	17	5	6.25	4	15.25

Comments:

- 1: all Users' load demand satisfied
- 2: all Users' load demand satisfied
- 3: surplus power of User-1 and User-3 given to User-2
- 4: surplus power of User-3 shared between User-1 and User-2
- 5: surplus power of User-3 shared between User-1 and User-2
- 6: surplus power of User-1 and User-3 given to User-2

Successivamente è stato considerato un sistema costituito da:

- un generatore da 6 kW
- 3 utenze da 3 kW

Sono state svolte alcune simulazioni in ambiente Simulink relative ad una giornata tipo di riferimento, assumendo come diagrammi di assorbimento delle singole unità e di produzione fotovoltaico quelli riportati nella figura seguente.

Il modello simulato considera un generatore fotovoltaico della potenza nominale di 6 kW e 3 utenze domestiche da 3 kW di consegna oltre ad una utenza condominiale.

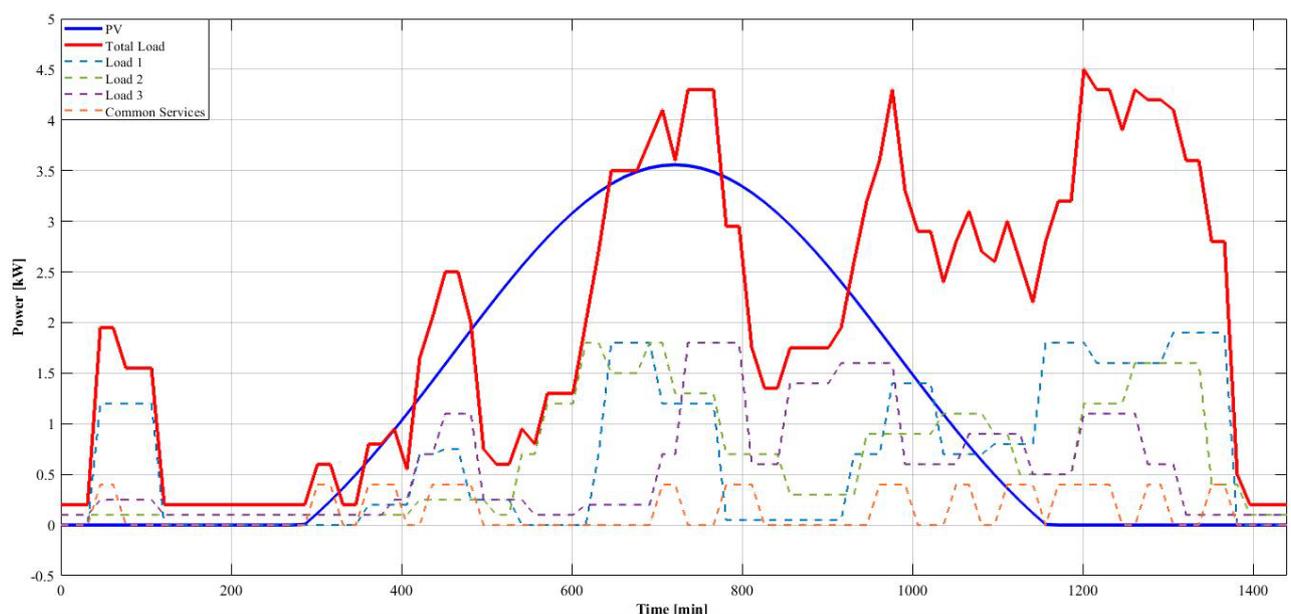


Figura 35: Profili di assorbimento e profilo di generazione

Nell'esempio di giornata considerata per le simulazioni si sono considerati:

- un profilo di generazione dell'impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a circa 3,5 kW;
- utenze 1, 2 e 3 (load 1, 2 e 3) con un profilo avente potenza di picco pari a circa 2 kW e andamento per come rappresentato in figura;
- una utenza condominiale con un assorbimento dell'ordine di 0,5 kW.

In figura è rappresentato, oltre ai profili singoli, anche il profilo di assorbimento aggregato dell'edificio.

I risultati mostrano che per una produzione giornaliera ipotizzata di 30 kWh, a livello di cluster complessivo ne vengono assorbiti 22 kWh, ovvero più del 70 %.

Di seguito sono riportati i risultati per il giorno tipo considerato per le varie utenze e per il nodo di saldo.

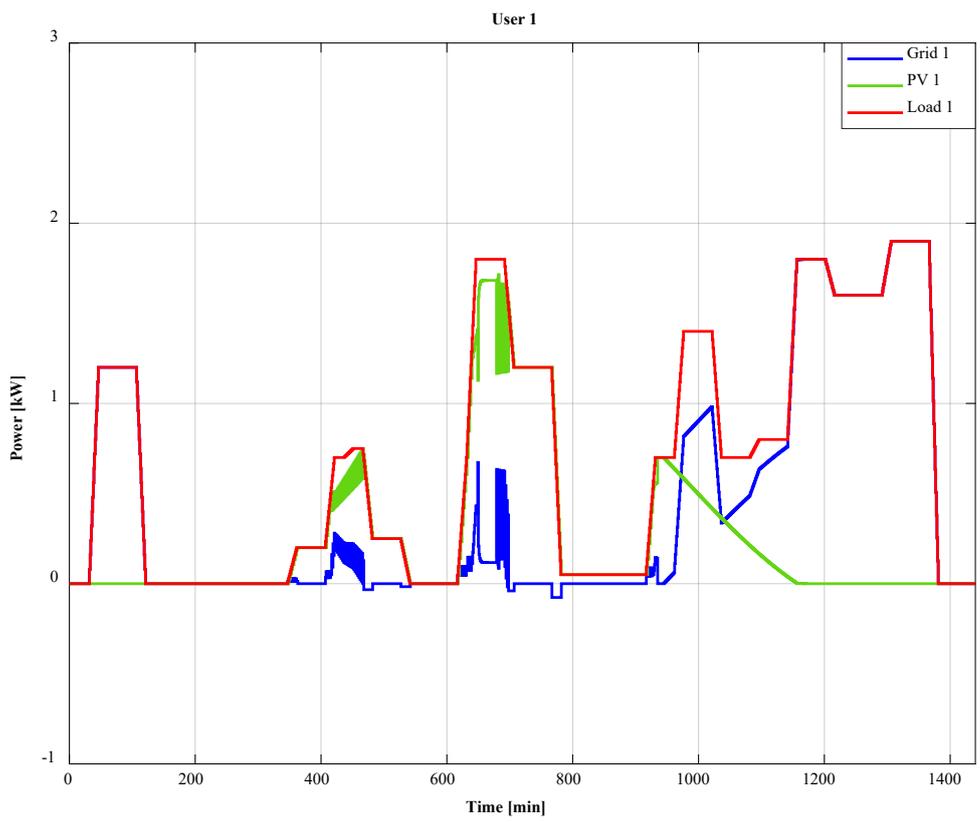


Figura 36: Profilo Utenza 1

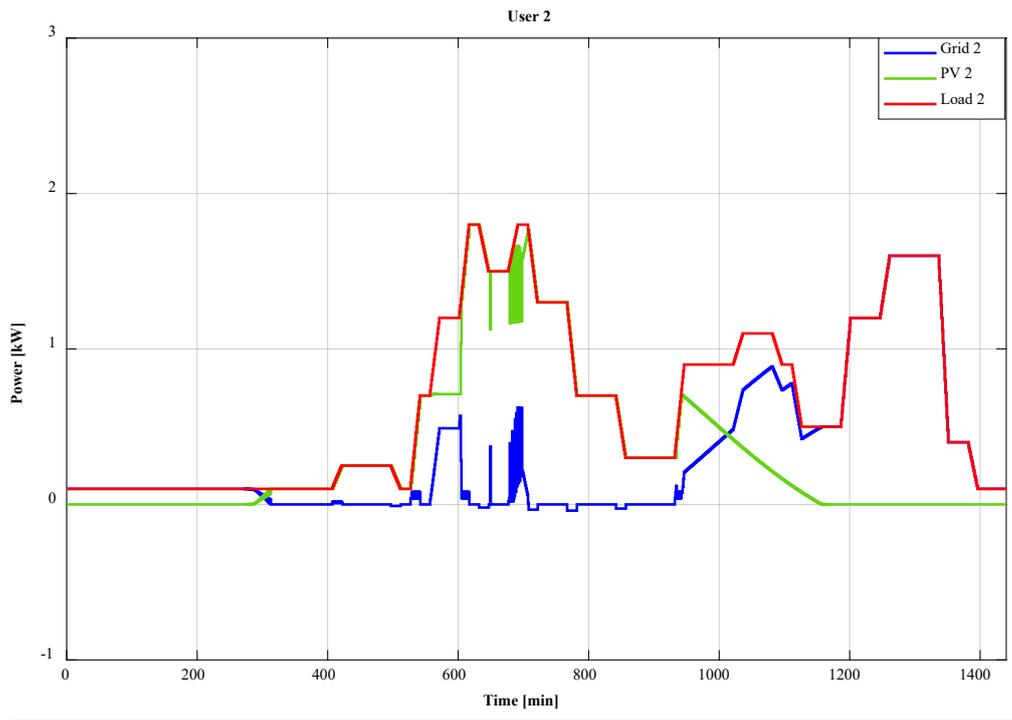


Figura 37: Profilo Utenza 2

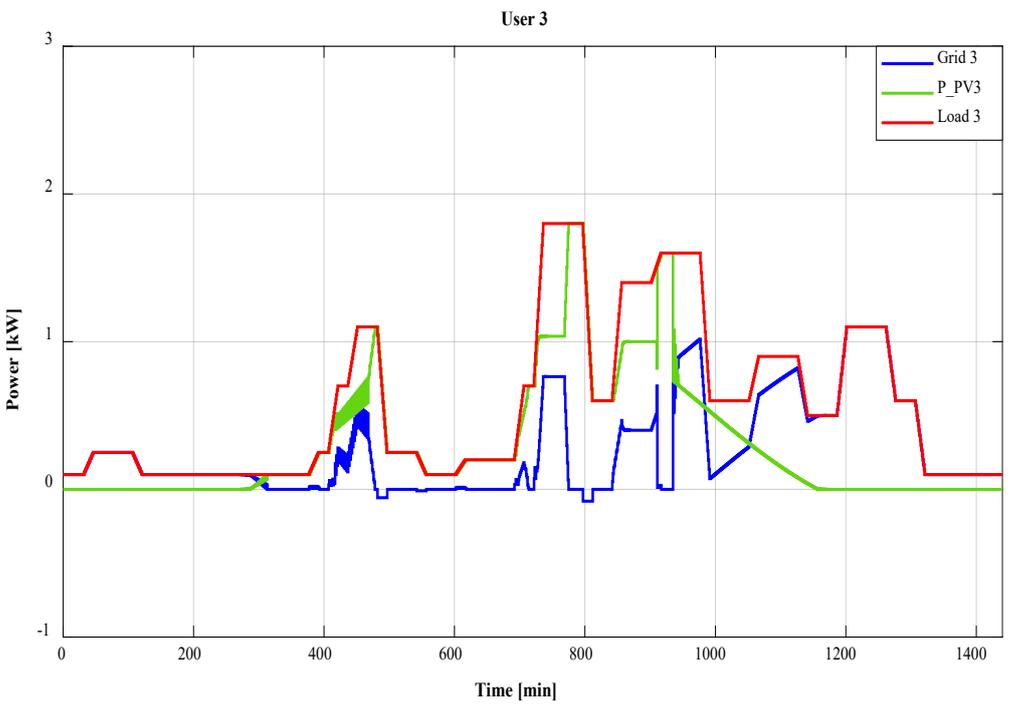


Figura 38: Profilo Utenza 3

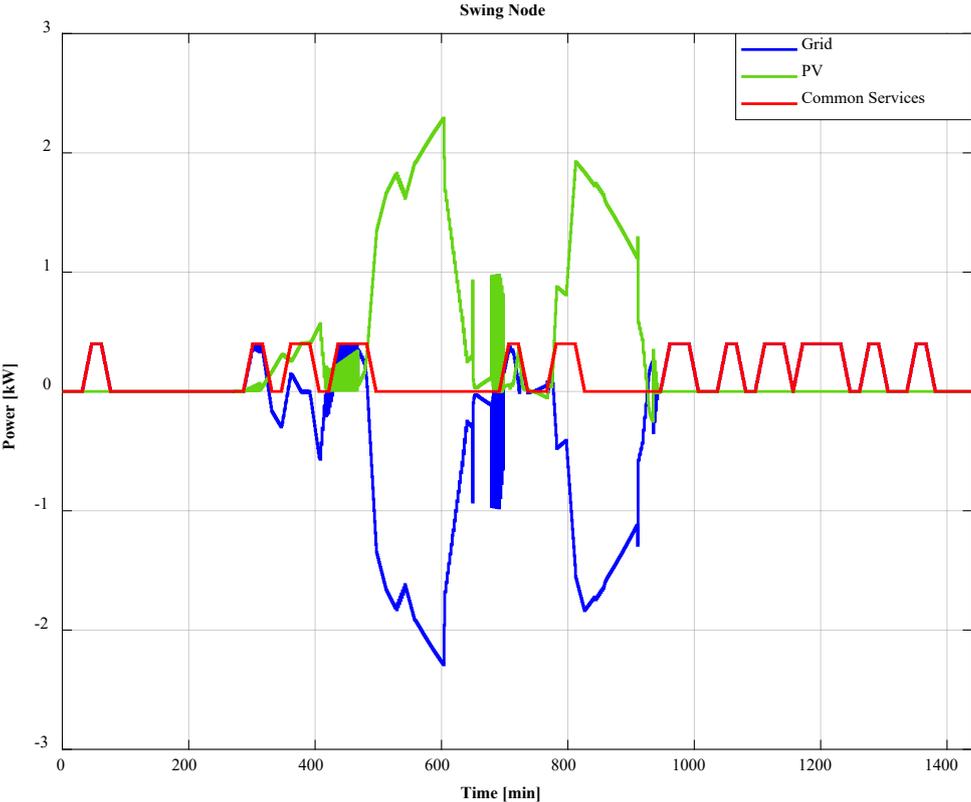


Figura 39: Profilo Nodo di Saldo

5 Considerazioni economiche

L'obiettivo dello studio è presentare un nuovo modello di aggregazione di utenze a livello di edificio basato su una rete fisica e realmente realizzabile.

Il modello è chiamato "Power Sharing Model" PSM proprio per evidenziare la caratteristica più significativa dell'approccio ovvero la condivisione istante per istante delle risorse energetiche comuni.

Lo studio deve quindi valutare la sua robustezza e le sue prestazioni come un intero sistema dinamico.

Ciò nonostante vengono comunque fatte delle considerazioni economiche.

Nella tabella 4 sono riportati i costi degli utenti finali per i più comuni impianti PV negli U.S. .

Il costo tiene conto di tutto l'hardware del sistema (accumulo non incluso) e dei costi di sviluppo del progetto. Il passaggio da singoli sistemi fotovoltaici residenziali a sistemi fotovoltaici commerciali riduce il costo del PV per l'utente finale di oltre il 30 %, mentre più del 20% di risparmio sui costi può essere ottenuto aumentando il Battery Energy Storage (BES) da 3 kWh a 18 kWh, come mostrato nelle tabelle seguenti.

Tabella 4: Costi di un PV per un utente finale [31]. I costi tra parentesi includono l'inverter

Sector	Description	PV size	Cost [\$/W]
Residential	rooftop-mounting	3-10 kW	2.70 (3.11)
Commercial	rooftop-mounted, ballasted racking	10 kW - 2 MW	1.83 (2.10)
Utility-Scale	ground-mounted, fixed-tilt	> 2 MW	1.06 (1.44)

Tabella 4: Costi di un sistema di accumulo a batteria per PV [32]

Storage capacity	Battery	Battery + inverter/charger
3 kWh	1140 \$/kWh	1920 \$/kWh
8 kWh	1060 \$/kWh	1470 \$/kWh
18 kWh	870 \$/kWh	1159 \$/kWh

Il costo del sistema comune di power sharing (includendo PSL e sistemi di controllo) è stimato a circa il 25% dei costi di installazione finali.

Queste cifre mostrano come i risparmi sui costi compensino ampiamente il costo dell'utilizzo di un'architettura di power-sharing più complessa, come quella proposta in questo documento.

Per cogliere meglio i benefici economici alla base del PSM proposto, si propone l'esempio di studio di una Energy Community con i tre utenti, denominati User-1, 2 e 3, aventi i profili di carico derivati dai dati misurati nel biennio 2018-2019.

Gli utenti vivono in un edificio con un generatore fotovoltaico comune sul tetto con una potenza nominale di 22 kWp. In questa analisi trascuriamo i costi energetici per i servizi comuni.

Nello scenario base (indicato come BS), il PV è connesso alla rete attraverso il POC dei servizi comuni (POC-CS) e i tre utenti hanno il proprio POC separato (POC-1, POC-2, POC-3), con potenza nominale $P_{n,i}$ pari rispettivamente a 3 kW, 4.5 kW e 6 kW.

Senza l'utilizzo del modello PSM, tutta l'energia (E_{PV}) prodotta dal generatore PV sarebbe immessa in rete attraverso i servizi comuni (CS) e venduta al prezzo unico nazionale orario c_2 con un ritorno totale R^{BS} per la comunità energetica:

$$CS = \begin{cases} E_{\text{sold}}^{BS} = E_{PV} & \text{Energy sold at balance node} \\ R_{BS} = c_2(h)E_{PV}(h) & \text{Ricavi per la vendita di energia prodotta dal PV} \end{cases}$$

dove h è l'indice orario durante l'anno.

Gli utenti acquistano energia E_i^{BS} dai providers con una tariffa fissa uguale a

$$c_2 = 0.159 \text{ €/kWh}$$

Tale tariffa è data dalla somma di:

- tariffa dell'energia (0.069 €/kWh),
- costi di misurazione e trasmissione (0.00861 €/kWh),
- costi generali di sistema (0.054343 €/kWh),
- tasse (0,0125 €/kWh)
- VAT (10%).

Così il conto totale (B_i^{BS}), il ricavo (R_i^{BS}) e l'effettiva spesa energetica (E_i^{BS}) per il singolo utente sono date da:

$$User_i^{BS} = \begin{cases} B_i^{BS} = c_1 E_i^{BS} & \text{Conto energia dell'utente} \\ R_i^{BS} = \frac{P_{n,i}}{P_n} R^{BS} & \text{Ricavi della vendita dell'energia del PV} \\ E_i^{BS} = B_i^{BS} R_i^{BS} & \text{Spesa effettiva per l'energia} \end{cases}$$

Nello scenario di power-sharing (indicato come PSM), ogni utente è connesso al sistema di generazione PV attraverso il dc-link con un inverter di potenza nominale $P_{n,i}$, uguale alla potenza nominale del POC. Il POC-CS agisce da nodo di bilancio, quindi avremo che POC-CS=POC-BU.

Il PSM condivide l'energia tra gli utenti che ricevono, attraverso il loro inverter, una quantità di energia rinnovabile $E_{sh,i}$; l'energia in eccesso viene riversata nella rete attraverso il nodo di bilancio e venduta al prezzo orario c_2 :

$$BU = \begin{cases} E_{\text{sold}}^{PSM} = E_{PV} - \sum_i E_{sh,i} & \text{Energia venduta al nodo di bilancio} \\ R^{PSM} = c_2(h)E_{\text{sold}}^{PSM}(h) & \text{Ricavi per la vendita dell'energia del PV} \end{cases}$$

Il costo totale (B_i^{PSM}), il ricavo (R_i^{PSM}) e il costo effettivo dell'energia (E_i^{PSM}) per ogni utente viene calcolato come prima. Rispetto allo scenario base l'utente preleva dalla rete una quantità di energia ridotta che comporta una riduzione del costo B_i^{PSM} .

$$\text{User}_i^{\text{PSM}} = \begin{cases} E_i^{\text{PSM}} = E_i^{\text{BS}} - E_{\text{sh},i} & \text{Energia acquistata ridotta} \\ B_i^{\text{PSM}} = c_1 E_i^{\text{BS}} & \text{Costo dell'energia per l'utente} \\ R_i^{\text{PSM}} = \frac{P_{n,i}}{P_{n,i}} R^{\text{PSM}} & \text{Ricavi per la vendita dell'energia del sistema PV} \\ E_i^{\text{PSM}} = B_i^{\text{BS}} - R_i^{\text{PSM}} & \text{Spesa effettiva per l'energia} \end{cases}$$

Con l'obiettivo di dimostrare i benefici dell'architettura PSM, le precedenti equazioni sono state usate per determinare il risparmio di ogni utente, calcolato come differenza del costo effettivo dell'energia nei due scenari, quindi $S_i = E_i^{\text{BS}} - E_i^{\text{PSM}}$ e $S_i^{\%} = \frac{S_i}{E_i^{\text{BS}}} 100$.

L'andamento nel tempo dei profili di carico degli utenti e della potenza in uscita dal campo PV sono mostrati nella Figura 40 (linea nera).

Il consumo di carico dei tre utenti dopo l'applicazione del PSM è riportato sempre nella Figura 40 (linea rossa).

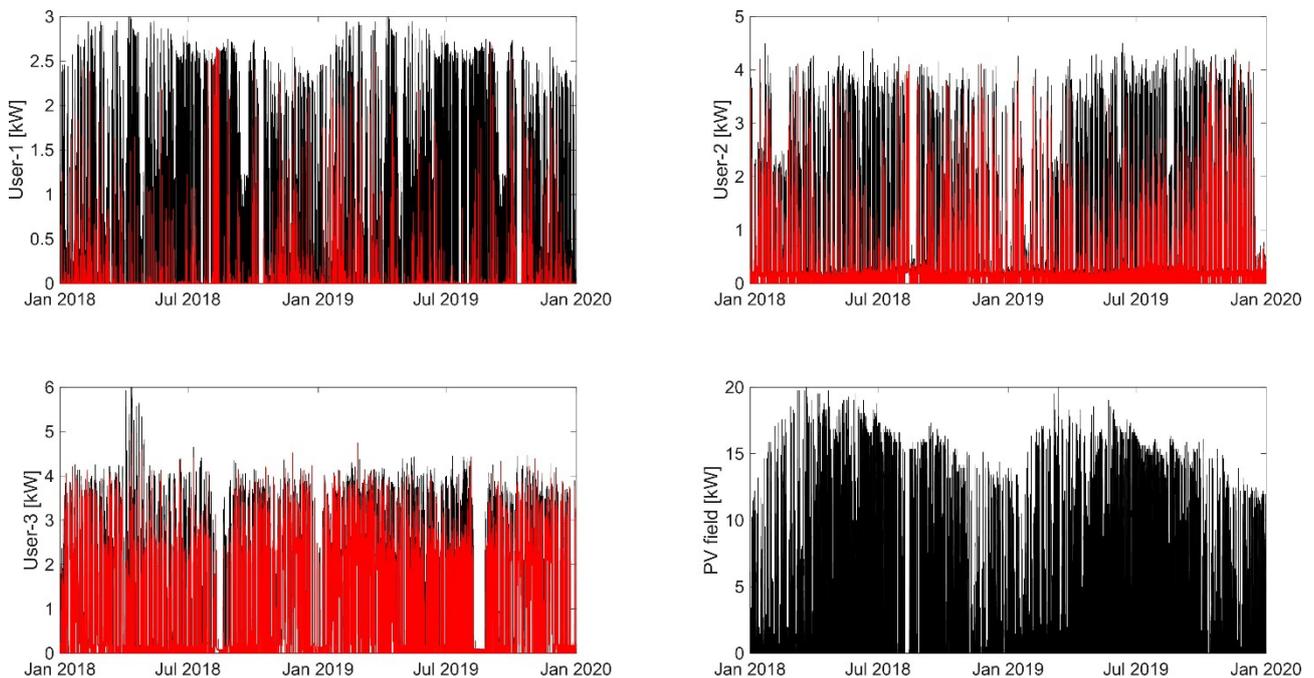


Figura 40: andamento nel tempo dei profili di carico degli utenti e della potenza in uscita dal campo PV

Nella Figura 41 viene mostrato l'andamento cumulato nel tempo dell'energia condivisa tra i vari utenti, dell'energia in eccesso immessa in rete attraverso il nodo di bilancio e dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico comune.

In tabella 6 sono rappresentati i risultati più rilevanti:

le ultime due colonne mostrano, in valore assoluto e percentuale, i risparmi per ogni utente calcolati come

la differenza tra i bilanci nei due scenari, quindi $S_i = BA_i^{\text{BS}} - BA_i^{\text{PSM}}$ e $S_i^{\%} = \frac{S_i}{BA_i^{\text{BS}}} 100$.

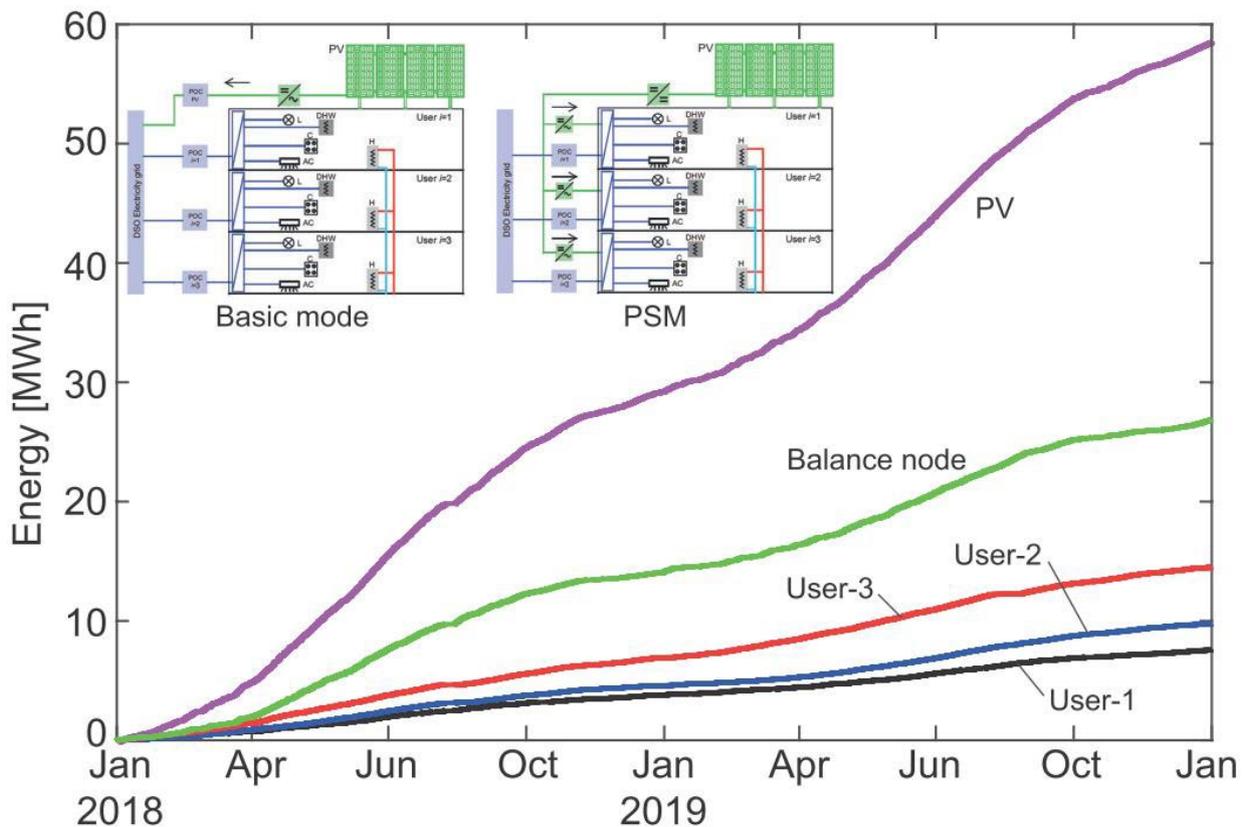


Figura 41: andamento nel tempo dell'energia cumulata prodotta dal generatore PV, condivisa tra i tre utenti e immessa in rete attraverso il nodo di bilancio

Tabella 5: Risparmio energetico ed economico con il PSM

User	POC	Energy produced	Basic scenario					Power sharing scenario					Savings
			Energy purchased	Bill	Energy sold	Revenues	Balance	Energy purchased	Bill	Energy sold	Total revenue	Balance	
	[kW]	[MWh]	[MWh]	[€]	[MWh]	[€]	[€]	[MWh]	[€]	[MWh]	[€]	[€]	€
U	3		8.57	1362		726	636	1.01	161		325	-164	
U	4.5		14.88	2364		1089	1275	5.16	820		486	334	
U	6		35.08	5575		1452	4123	20.58	3270		649	2621	
CS/BU	22	58.64			58.64	3267				26.85	1460		

Per concludere è stato ipotizzato un condominio costituito da 20 unità.

L'edificio sia dotato dei seguenti impianti:

- Unità abitative
- Allaccio elettrico da 4,5 kW per usi domestici e climatizzazione estiva
- Allaccio gas per acqua calda sanitaria a caldaia a condensazione e uso cottura

Servizi condominiali

Allaccio elettrico da 6 kW per usi condominiali e ascensore

Allaccio gas per riscaldamento invernale centralizzato con sistema a termosifoni tradizionale

Applicando tabelle di dimensionamento proposte in altra ricerca, risulta un quadro di consumi energetici pari a quello riportato nella seguente tabella.

Tabella 6: Spesa energetica nello scenario base

		Elettrico			Gas		
		KE	Energia anno		KT	Energia anno	
			kWh	Euro/anno		NMC	Euro/anno
Unità	Usi abitativi	4,5	3000	750,00 €			
	Cottura			- €		200	80,00 €
	ACS			- €	30	800	320,00 €
	Climatizzazione		1500	375,00 €			- €
Totale Unità			4500	1.125,00 €		1000	400,00 €
Totale Edificio			90000	22.500,00 €		20000	8.000,00 €
Servizi comuni	Usi condominiali	6	6000	1.500,00 €			
	Riscaldamento				300	50000	20.000,00 €
Totale Servizi condominiali				1.500,00 €			20.000,00 €
Totale			102000	24.000,00 €	300	71000	28.000,00 €
Totale singola unità	2.600,00 €						

Nel caso di scenario base con riscaldamento centralizzato a gas e unit elettriche indipendenti senza impianti fotovoltaici, la spesa energetica annuale per ogni condomino risulta essere pari a euro 2600,00.

L'analisi economica è stata condotta per confrontare diversi possibili scenari:

- Situazione base con riscaldamento a gas e unità indipendenti;
- Comunità energetica parziale con riscaldamento a pompa di calore centralizzato e fotovoltaico da 50 kW allacciato all'utenza condominiale.
- Comunità energetica (CER) con riscaldamento a pompa di calore centralizzato, fotovoltaico da 50 kW, ipotizzando il 50% dell'energia in condivisione
- Comunità energetica che adotta il modello proposto di «power sharing» con riscaldamento a pompa di calore centralizzato

Nel caso di "comunità energetica parziale" con riscaldamento a pompa di calore centralizzato e fotovoltaico da 50 kW allacciato all'utenza condominiale, la spesa energetica annuale per ogni condomino risulta essere pari a euro 2042,50 (Tabella 7).

Tabella 7: Spesa energetica nello scenario comunità energetica parziale

		Elettrico		
		KE	Energia anno	
		kW	kWh	Euro/anno
Unità	Usi abitativi	6	3000	750,00 €
	Cottura		300	75,00 €
	ACS		1000	250,00 €
	Climatizzazione		1500	375,00 €
Totale Unità			5800	1.450,00 €
Totale Edificio			116000	29.000,00 €
Servizi comuni	Usi condominiali	6	6000	1.500,00 €
	Riscaldamento	50	70000	17.500,00 €
Totale servizi condominiali				19.000,00 €
Totale			199300	48.000,00 €
Generazione	Fotovoltaico	50	65000	
	Autoconsumo	30%	19500	4.875,00 €
	Ceduto alla rete	70%	45500	2.275,00 €
	Flusso di cassa			7.150,00 €
Totale servizi condominiali				11.850,00 €
Totale pro unità	2.042,50 €			

Nel caso di “Comunità energetica (CER)” con riscaldamento a pompa di calore centralizzato, fotovoltaico da 50 kW, ipotizzando il 50% dell’energia in condivisione, la spesa energetica annuale per ogni condomino risulta essere pari a euro 1902,75 (Tabella 8).

Tabella 8: Spesa energetica nello scenario comunità energetica CER

		Elettrico		
		KE	Energia anno	
		kW	kWh	Euro/anno
Unità	Usi abitativi	6	3000	750,00 €
	Cottura		300	75,00 €
	ACS		1000	250,00 €
	Climatizzazione		1500	375,00 €
Totale Unità			5800	1.450,00 €
Totale Edificio			116000	29.000,00 €
Servizi comuni	Usi condominiali	6	6000	1.500,00 €
	Riscaldamento	50	70000	17.500,00 €
Totale servizi condominiali				19.000,00 €
Totale			199300	48.000,00 €
Generazione	Fotovoltaico	50	65000	
	Autoconsumo	30%	19500	4.875,00 €
	Condivisa	50%	32500	4.875,00 €
	Imnessa	20%	3900	195,00 €
	Flusso di cassa			9.945,00 €
Totale servizi condominiali				9.055,00 €
Totale pro unità	1.902,75 €			

Nel caso di comunità energetica che adotta il modello proposto di «power sharing» con riscaldamento a pompa di calore centralizzato, impianto fotovoltaico da 50 kW in condivisione, la spesa energetica annuale per ogni condomino risulta essere pari a euro 1902,75 (Tabella 9).

Tabella 9: Spesa energetica nello scenario comunità energetica con “power sharing”

		Elettrico		
		KE	Energia anno	
		kW	kWh	Euro/anno
Unità	Usi abitativi	6	3000	750,00 €
	Cottura		300	75,00 €
	ACS		1000	250,00 €
	Climatizzazione		1500	375,00 €
Totale Unità			5800	1.450,00 €
Totale Edificio			116000	29.000,00 €
Servizi comuni	Usi condominiali	6	6000	1.500,00 €
	Riscaldamento	50	70000	17.500,00 €
Totale servizi condominiali				19.000,00 €
Totale			199300	48.000,00 €
Generazione	Fotovoltaico	50	65000	
	Autoconsumo	30%	19500	4.875,00 €
	Power sharing	70%	45500	11.375,00 €
	Flusso di cassa			16.250,00 €
Totale servizi condominiali				2.750,00 €
Totale pro unità				1.587,50 €

Nel grafico della figura seguente si evince che il risparmio per ogni singola unità, adottando il modello di power sharing diventa pari al 39%.

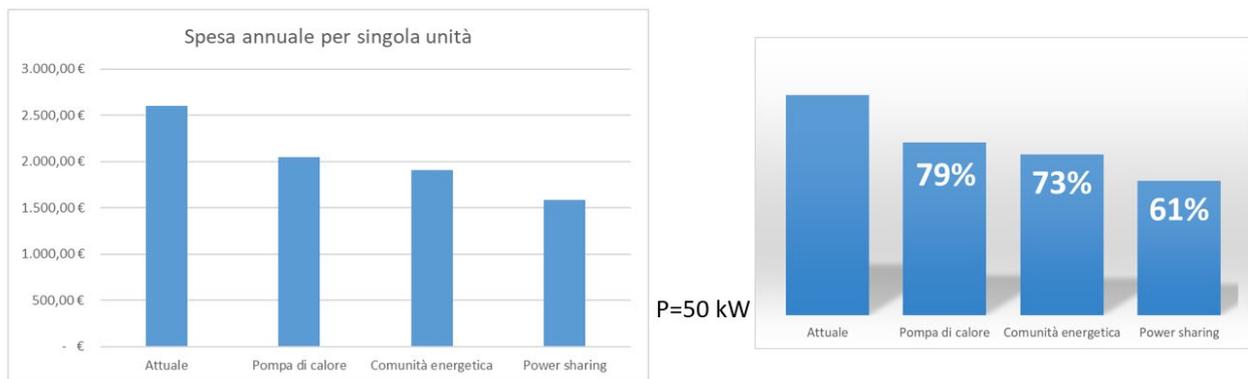


Figura 42: Confronto di scenari con fotovoltaico da 50 kW

Nel grafico della figura seguente si evidenzia che all'aumentare della consistenza in potenza dell'impianto fotovoltaico, ipotizzato fino a 100 kW, il risparmio per ogni singola unità, adottando il modello di power sharing diventa pari al 70% rispetto allo scenario base.

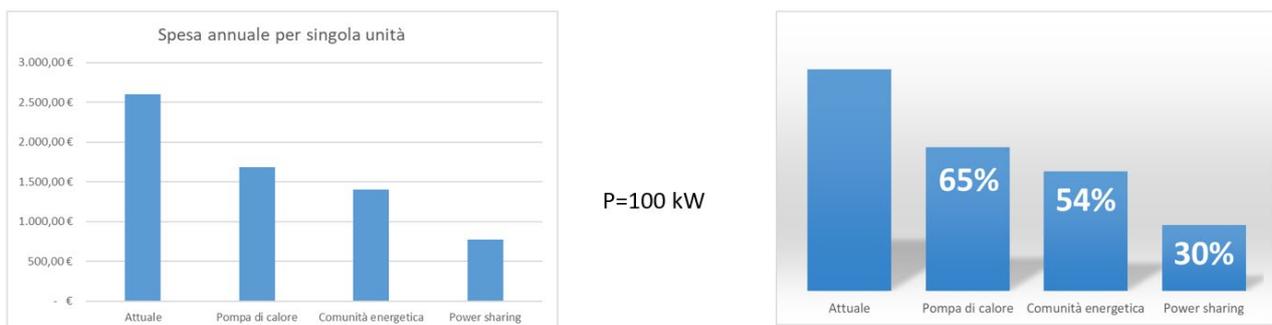


Figura 43: Confronto di scenari con fotovoltaico da 100 kW

6 Conclusioni

Le politiche europee sull'energia promuovono le ECs per edifici e gruppi di edifici come un'ottima strada per la transizione verso un'energia pulita. In questo nuovo scenario gli utenti giocano un ruolo attivo e diretto. L'abilità di integrare generatori comuni all'interno dei sistemi dell'edificio e la condivisione dell'energia prodotta, rispettando i sistemi di regolamentazione nazionale, sono punti chiave delle ECs.

In questo report è stato proposto un innovativo modello di power-sharing adatto per realizzare comunità energetiche basate su condivisione di rete fisica DC e generazione fotovoltaica, per edifici multi-utente e che può essere esteso a gruppi di edifici.

Il modello di sharing è direttamente applicabile sia a edifici esistenti che di nuova costruzione, indipendentemente dal sistema normativo nazionale adottato.

Il PSM si basa su tre caratteristiche distintive:

- L'architettura del sistema è basata su un dc bus comune che è usato per consegnare l'energia prodotta dal generatore a differenti utenti, con la presenza di un nodo di bilancio usato per immettere in rete l'eccesso di energia prodotto;
- La strategia di controllo prevede uno sharing democratico della potenza disponibile in uscita dal generatore comune, basato sulla domanda istantanea degli utenti e sulla potenza nominale degli inverter installati;
- L'architettura del sistema supporta solo un flusso di potenza monodirezionale che va dai generatori comuni agli utenti, evitando ogni scambio di potenza tra loro e impedendogli di fornire energia alla rete, rispettando così ogni quadro normativo.

La strategia di controllo è stata profondamente analizzata e è stato sviluppato un modello Matlab/Simulink per valutare la fattibilità dell'architettura proposta.

Il modello è definito "power sharing" perché evita lo scambio di potenza da una unità all'altra e consente solo l'uso in sharing della potenza di un generatore condiviso.

Dal punto di vista regolatorio, tale modello non impatta sui vincoli relativi alla concessione della distribuzione elettrica e sposa in pieno il modello di energy community in corso di attuazione.

7 Riferimenti

- [1] D. W. J. Kneifel, «Predicting energy performance of a net-zero energy building: A statistical approach,» *Applied Energy* 178, p. 468 – 483, 2016.
- [2] A. S. U. E. C. B. Heendeniya, «The multi-energy system co-planning of nearly zero-energy districts - Status-quo and future research potential,» *Applied Energy*, n. 267, 2020.
- [3] S. S. Y. Z. X. J. H. C. Y. L. R. Z. Z. Li, «Energy management strategy of active distribution network with integrated distributed wind power and smart buildings,» *IET Renewable Power Generation* 14 (12), p. 2255–2267, 2020.
- [4] L.M, a.
- [5] P. M. N. Good, «Flexibility in multi-energy communities with electrical and thermal storage: a stochastic, robust approach for multiservice demand response,» *IEEE Trans. Smart Grid* 10, pp. 503-513, 2019.
- [6] M. H. S. J. O. R. Aghamolaei, «Feasibility analysis of community-based pv systems for residential districts: A comparison of on-site centralized and distributed pv installations,» *Renewable Energy* 157, pp. 793-808, 2020.
- [7] M. P. R. A. A. A. Rosato, «A neural network-based prediction system of distributed generation for the management of microgrids,» *IEEE Trans. Ind. Appl.* 55 (6), pp. 7092-7102, 2019.
- [8] M. P. R. A. A. Rosato, «A distributed algorithm for the cooperative prediction of power production in PV plants,» *IEEE Trans. Energy Convers.* 34 (1), p. 497–508, 2019.
- [9] H. P. H. L. C. E. D. K. Bruninx, «On the interaction between aggregators, electricity markets and residential demand response providers,» *IEEE Trans. Power Syst.* 35, pp. 840-853, 2020.
- [10] M. C. B. R. Moura, «Prosumer aggregation policies, country experience and business models,» *Energy Policy* 132, pp. 820-830, 2019.
- [11] S. M. D. C. S. Bera, «C2C: Community-based cooperative energy consumption in smart grid,» *IEEE Trans. Smart Grid* 9, pp. 4262-4269, 2018.
- [12] H. A. W. F. B. Fina, «Cost-optimal economic potential of shared rooftop pv in energy communities: Evidence from austria,» *Renewable Energy* 152, pp. 217-228, 2020.
- [13] H. Mehrjerdi, «Peer-to-peer home energy management incorporating hydrogen storage system and solar generating units,» *Renewable Energy* 156, pp. 183-192, 2020.
- [14] B. M.-I. K. Z. S. A. A. M. M. Daneshvar, «A novel operational model for interconnected microgrids participation in transactive energy market: A hybrid IGDT/Stochastic approach,» *IEEE Trans. Ind. Informat.*, 2020.
- [15] K. P. Detroja, «Optimal autonomous microgrid operation: A holistic view,» *Applied Energy* 173, pp. 320-330, 2016.
- [16] S. X. Y. L. L. W. Y. X. J. L. H. Gao, «Decentralized optimal operation model for cooperative microgrids considering renewable energy uncertainties,» *Applied Energy* 262, 2020.
- [17] A. R.-K. M. S. M. J. M. G. A. Anvari-Moghaddam, «A multi-agent based energy management solution for integrated buildings and microgrid system,» *Applied Energy* 203, pp. 41-56, 2017.
- [18] S. R. M. K. F. M. R. G. L. Martirano, «Power sharing model for energy communities of buildings,» *IEEE Trans. Ind. Appl.* 57, p. 170–178, 2021.

- [19] M. D. E. F. V. O. L. Lo Schiavo, «Changing the regulation for regulating the change: Innovation-driven regulatory developments for smart grids, smart metering and e-mobility in Italy,» p. 506 – 517.
- [20] M. L. O. G. J. A. R. F. G. G. R. A. G. Burbano, «LED design for a small-scale microgrid using IEC 61850,» *IEEE Trans. Ind. Appl.* 55 (6), pp. 7113-7121, 2019.
- [21] U. G. S. C. R. Araneo, «Assessment of a practical model to estimate the cell temperature of a photovoltaic module,» *Int. J. Energy Environ. Eng.* 5, pp. 1-15, 2014.
- [22] S. K. L. G. F. J. R. B. W. J. I. Leon, «The essential role and the continuous evolution of modulation techniques for voltage source inverters in the past, present, and future power electronics,» *IEEE Trans. Ind. Electron.* 63, pp. 2688-2701, 2016.
- [23] S. H. T. Kawabata, «Parallel operation of voltage source inverters,» *IEEE Trans. Ind. Appl.* 24 (2), pp. 281-287, 1988.
- [24] S. A. T. I. S. M. S. M. Salehi, «A poverty severity index-based protection strategy for ring-bus low-voltage dc microgrids,» *IEEE Trans. Smart Grid* 10 (6), pp. 6860-6869, 2019.
- [25] C. A. R.-P. G. S. G. Petrone, «Photovoltaic Sources Modeling,» *Modeling, John Wiley & Sons, Chichester, West Sussex, United Kingdom*, 2017.
- [26] A. R. V. s. B. K. U. Chauhan, «A modified incremental conductance maximum power point technique for standalone pv system,» *2020 7th International Conference on Signal Processing and Integrated Networks (SPIN)*, p. 61–64, 2020.
- [27] M. S. V. G. M. M. B. Ashok Kumar, «Optimization of photovoltaic power using pid mppt controller based on incremental conductance algorithm,» *C. Kamalakannan, L. P. Suresh, S. S. Dash, B. K. Panigrahi (Eds.), Power Electronics and Renewable Energy Systems, Springer India, New Delhi*, pp. 803-809, 2015.
- [28] S. F. F. H. O. G.-B. A. Egea-Alvarez, «Advanced vector control for voltage source converters connected to weak grids,» *IEEE Trans. Power Syst.* 30, p. 3072–3081, 2015.
- [29] Y. A.-R. I. M. M. Davari, «Robust vector control of a very weakgrid-connected voltage-source converter considering the phase-locked loop dynamics,» *IEEE Power Electron. Lett.* 32, pp. 977-994, 2017.
- [30] L. D.-O. M. Ouyang, «Multi-dimensional hurricane resilience assessment of electric power systems,» *Structural Safety* 48, pp. 15-24, 2014.
- [31] S. M. B. N. B. S. L. Das, «Measuring smart grid resilience: Methods, challenges and opportunities,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 130, 2020.
- [32] D. F. R. M. R. Fu, «U.S. solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2018,» *National Renewable Energy Laboratory*, 2019.
- [33] «Battery storage price index – may 2020, <https://www.solarchoice.net.au/blog/battery-storage-price-index->,» Solar Choice, (2020). [Online].