Jan, 2026
GRINS DISCUSSION PAPER SERIES DP N° 78/2026 ISSN 3035-5567

GRINS

Studio di una Comunità Energetica in un Campus Universitario con Integrazione di Veicoli Elettrici

DP N° 78/2026

Authors:
Mattia Calabrese, Lorenzo Lusini, Carlo Carcasci

Jan, 2026
GRINS DISCUSSION PAPER SERIES DP N° 78/2026 **ISSN 3035-5567**

Studio di una Comunità Energetica in un Campus Universitario con Integrazione di Veicoli Elettrici

Mattia Calabrese, Lorenzo Lusini, Carlo Carcasci

KEYWORDS

Renewable Energy Communities | Collective Self-Consumption | Electric Vehicles (EVs) | Photovoltaics (PV) | Techno-Economic Analysis

JEL CODE

Q49

ACKNOWLEDGEMENTS

This study was funded by the European Union - NextGenerationEU, in the framework of the GRINS - Growing Resilient, INclusive and Sustainable project (GRINS PE00000018). The views and opinions expressed are solely those of the authors and do not necessarily reflect those of the European Union, nor can the European Union be held responsible for them.

CITE THIS WORK

Author(s): Mattia Calabrese, Lorenzo Lusini, Carlo Carcasci. Title: Studio di una Comunità Energetica in un Campus Universitario con Integrazione di Veicoli Elettrici. Publication Date: 2026.

l presente lavoro analizza la fattibilità tecnico-economica della costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) incentrata sul Design Campus dell'Università di Firenze, con l'obiettivo di incrementare l'autoconsumo locale dell'energia fotovoltaica e valutare il ruolo degli utenti residenziali e dei possessori di veicoli elettrici (EV) all'interno di una configurazione di autoconsumo collettivo. Il caso studio considera il Design Campus come prosumer principale, in grado di condividere il surplus di produzione rinnovabile con diversi partecipanti tramite la rete elettrica.
Il Design Campus presenta un consumo annuo di circa 304 MWh e una superficie disponibile pari a 1300 m2 per l'installazione fotovoltaica. L'analisi tecnico-economica ha individuato come configurazione ottimale un impianto da 150 kWp, con una produzione annua di 167.5 MWh, un autoconsumo pari al 67% e un livello di autosufficienza del 37%. Il surplus non autoconsumato fisicamente rappresenta la quota di energia potenzialmente condivisibile all'interno della CER. Sono state analizzate tre strategie di ricarica: incontrollata, notturna e integrata con fonti di energia rinnovabile (FER). I risultati mostrano che l'integrazione dei drivers EV consente di aumentare significativamente l'assorbimento del surplus fotovoltaico, con prestazioni fortemente dipendenti dalla strategia di ricarica adottata. La ricarica integrata con FER risulta la più efficace, permettendo di raggiungere fino al 90% di autoconsumo complessivo con 100 drivers e un incremento del Valore Attuale Netto del prosumer fino al 15% rispetto allo scenario senza CER.

Jan, 2026

GRINS DISCUSSION PAPER SERIES DP N° 78/2026 **ISSN 3035-5567**

L'inclusione congiunta di consumers domestici e drivers EV consente di sfruttare quasi totalmente il surplus disponibile, superando il 98% di energia condivisa, a fronte però di una riduzione dell'autosufficienza individuale all'aumentare del numero di partecipanti. Nel complesso, lo studio conferma il potenziale delle CER integrate con la mobilità elettrica come strumento efficace per la transizione energetica in ambito universitario.

Studio di una Comunità Energetica in un Campus Universitario con Integrazione di Veicoli Elettrici

Mattia Calabrese[1,*]
Lorenzo Lusini[1]
Carlo Carcasci[1]

[1] Università degli Studi di Firenze, Dipartimento di Ingegneria Industriale, Via di Santa Marta 3, Firenze (FI)
[*]Corresponding author: mattia.calabrese@unifi.it

ACKNOWLEDGEMENT
Lo studio pubblicato è stato finanziato dall'Unione Europea – *NextGenerationEU,* Missione 4, Componente 2, nell'ambito del progetto GRINS - *Growing Resilient, INclusive and Sustainable* (GRINS PE00000018 – CUP C93C22005270001). I punti di vista e le opinioni espresse sono esclusivamente quelle degli autori e non riflettono necessariamente quelle dell'Unione Europea, né può l'Unione Europea essere ritenuta responsabile per esse.

Abstract

I presente lavoro analizza la fattibilità tecnico-economica della costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) incentrata sul Design Campus dell'Università di Firenze, con l'obiettivo di incrementare l'autoconsumo locale dell'energia fotovoltaica e valutare il ruolo degli utenti residenziali e dei possessori di veicoli elettrici (EV) all'interno di una configurazione di autoconsumo collettivo. Il caso studio considera il Design Campus come prosumer principale, in grado di condividere il surplus di produzione rinnovabile con diversi partecipanti tramite la rete elettrica.

Il Design Campus presenta un consumo annuo di circa 304 MWh e una superficie disponibile pari a 1300 m^2 per l'installazione fotovoltaica. L'analisi tecnico-economica ha individuato come configurazione ottimale un impianto da 150 kW_p, con una produzione annua di 167.5 MWh, un autoconsumo pari al 67% e un livello di autosufficienza del 37%. Il surplus non autoconsumato fisicamente rappresenta la quota di energia potenzialmente condivisibile all'interno della CER.

Sono state analizzate tre strategie di ricarica: incontrollata, notturna e integrata con fonti di energia rinnovabile (FER). I risultati mostrano che l'integrazione dei drivers EV consente di aumentare significativamente l'assorbimento del surplus fotovoltaico, con prestazioni fortemente dipendenti dalla strategia di ricarica adottata. La ricarica integrata con FER risulta la più efficace, permettendo di raggiungere fino al 90% di autoconsumo complessivo con 100 drivers e un incremento del Valore Attuale Netto del prosumer fino al 15% rispetto allo scenario senza CER. L'inclusione congiunta di consumers domestici e drivers EV consente di sfruttare quasi totalmente il surplus disponibile, superando il 98% di energia condivisa, a fronte però di una riduzione dell'autosufficienza individuale all'aumentare del numero di partecipanti. Nel complesso, lo studio conferma il potenziale delle CER integrate con la mobilità elettrica come strumento efficace per la transizione energetica in ambito universitario.

Keywords

Comunità Energetiche Rinnovabili; Autoconsumo collettivo; Veicoli elettrici; Fotovoltaico; Analisi tecnico-economica

Highlights

- Analisi tecnico-economica di una Comunità Energetica Rinnovabile in ambito universitario
- Integrazione di fotovoltaico, utenti residenziali e veicoli elettrici
- Confronto tra diverse strategie di ricarica dei veicoli elettrici
- La ricarica integrata con FER massimizza autoconsumo e benefici economici
- L'aumento dei partecipanti migliora l'autoconsumo complessivo ma riduce l'autosufficienza individuale

1. Introduzione

La transizione energetica è oggi uno dei principali motori di innovazione tecnologica, trasformazione infrastrutturale e sviluppo normativo a livello europeo e nazionale. La necessità di ridurre in modo significativo le emissioni di gas climalteranti, aumentare la sicurezza e resilienza del sistema energetico e promuovere modelli di produzione e consumo più sostenibili ha portato all'adozione di strumenti e politiche che incentivano l'integrazione delle fonti rinnovabili e la partecipazione attiva degli utenti finali.

In questo scenario, le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rappresentano un elemento chiave del nuovo paradigma energetico distribuito. Le CER consentono la condivisione dell'energia elettrica prodotta da impianti rinnovabili tra più soggetti connessi alla stessa cabina primaria, favorendo il principio dell'autoconsumo collettivo e incrementando il valore della produzione locale. Oltre a migliorare l'efficienza complessiva dei sistemi energetici, tali configurazioni permettono di ridurre il carico sulla rete, limitare le perdite di trasmissione e potenziare la partecipazione attiva di cittadini, imprese ed enti pubblici.

Il presente lavoro valuta la fattibilità tecnico-economica della costituzione di una CER incentrata sul Design Campus di Calenzano (FI), integrando utenti residenziali e possessori di veicoli elettrici (EV). Il Design Campus, con il suo profilo di consumo elettrico e con la disponibilità di superfici adatte all'installazione fotovoltaica, rappresenta un candidato ideale per assumere il ruolo di prosumer all'interno di una comunità energetica locale.

La modellazione è stata condotta tramite il simulatore open-source MESS (Multi Energy System Simulator), sviluppato presso l'Università di Firenze, che consente la simulazione oraria dei flussi energetici, dell'autoconsumo collettivo e degli incentivi associati alle configurazioni di CER. Il dimensionamento del campo fotovoltaico è stato effettuato con Namirial Termo Energia, mentre la generazione dei profili di ricarica dei veicoli elettrici è stata realizzata con RAMP-Mobility, strumento che permette di simulare comportamenti di ricarica realistici basati su dati statistici e strategie di gestione differenti.

L'obiettivo principale del lavoro è analizzare, mediante un approccio integrato, l'impatto energetico, economico e operativo di diverse configurazioni comunitarie, valutando come la combinazione di produzione fotovoltaica, consumi domestici e mobilità elettrica possa contribuire ad aumentare l'autoconsumo locale, ridurre lo scambio con la rete e massimizzare i benefici economici derivanti dagli incentivi alla condivisione dell'energia.

2. Contesto energetico e quadro normativo

La decarbonizzazione del settore energetico rappresenta una delle principali priorità delle politiche europee e nazionali, in linea con gli obiettivi del Green Deal [1], del pacchetto Fit for 55 [2] e della Direttiva sulle Energie Rinnovabili (RED III) [3]. In questo quadro, le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) svolgono un ruolo strategico per incrementare la produzione distribuita da fonti rinnovabili, ridurre le emissioni climalteranti e favorire modelli energetici più partecipativi e resilienti.

Una CER è un soggetto giuridico autonomo composto da una pluralità di attori — cittadini, piccole e medie imprese, enti territoriali, enti del terzo settore — che collaborano per produrre, condividere e consumare energia rinnovabile. La condivisione avviene tra utenti connessi alla stessa cabina primaria della rete elettrica, utilizzando l'infrastruttura di distribuzione esistente. Il modello non prevede scambi fisici dedicati, ma uno scambio virtuale basato sulla simultaneità, su base oraria, tra energia immessa in rete dagli impianti della CER e energia prelevata dagli utenti che ne fanno parte.

Elemento centrale delle CER è il concetto di autoconsumo collettivo, definito come il valore minimo, per ciascuna ora, tra l'energia immessa nella rete dagli impianti rinnovabili e l'energia complessivamente prelevata dai membri della configurazione. L'autoconsumo può manifestarsi in due modalità:

- Autoconsumo fisico, quando gli impianti di produzione sono direttamente collegati alle utenze che consumano energia senza passare dalla rete pubblica.
- Autoconsumo virtuale, tipico delle CER, in cui la rete di distribuzione funge da mezzo di bilanciamento tra produzione e prelievo, senza necessità di connessioni dirette.

All'interno di una comunità energetica, i partecipanti si distinguono nelle seguenti categorie:

- Consumer: soggetti che consumano energia ma non la producono;
- Producer: soggetti che immettono in rete energia rinnovabile senza un proprio consumo elettrico associato;
- Prosumer: soggetti che producono e consumano energia.

2.1 Quadro normativo nazionale

L'Italia ha recepito il modello delle CER attraverso successive evoluzioni normative, culminate nel Decreto CACER [4], che stabilisce requisiti, procedure e incentivi attualmente in vigore.

Secondo il decreto, le configurazioni devono rispettare criteri specifici:

- impianti rinnovabili con potenza nominale fino a 1 MW;
- localizzazione all'interno della stessa cabina primaria;

- costituzione del soggetto giuridico secondo le forme previste (associazione, cooperativa, consorzio, ecc.);
- finalità non speculative e basate su benefici ambientali, sociali ed economici per la comunità.

Il decreto prevede due forme principali di supporto economico:

1) Tariffa incentivante (contributo in conto esercizio): applicata all'energia rinnovabile condivisa all'interno di configurazioni quali CER, gruppi di autoconsumatori e autoconsumatori a distanza. L'incentivo può essere richiesto fino al raggiungimento di 5 GW di potenza incentivata e comunque non oltre il 31 dicembre 2027.
2) Contributo a fondo perduto (contributo in conto capitale): finanziato dal PNRR, copre fino al 40% dei costi ammissibili per impianti situati in comuni con meno di 5.000 abitanti, per lo sviluppo di Comunità Energetiche Rinnovabili o configurazioni di auto-consumo collettivo. Le domande devono essere presentate entro il 30 novembre 2025 e gli impianti devono entrare in esercizio entro 18 mesi dall'ammissione al contributo, e comunque non oltre il 30 giugno 2026.

I benefici previsti dall'incentivo comprendono il rimborso delle componenti tariffarie in base a quanto stabilito dalle Delibere ARERA [5], da una tariffa premio sull'energia elettrica condivisa, e dal corrispettivo per l'energia immessa in rete, qualora venga richiesto il servizio di Ritiro Dedicato. La tariffa premio è composta da una quota fissa che dipende dalla potenza dell'impianto e da una quota variabile che dipende dall'andamento del prezzo di mercato dell'energia, come mostrato in Figura 1.

Potenza impianto	Tariffa incentivante
potenza < 200 kW	80 €/MWh + (0 ÷ 40 €/MWh)
200 kW < potenza < 600 kW	70 €/MWh + (0 ÷ 40 €/MWh)
potenza> 600 kW	60 €/MWh + (0 ÷ 40 €/MWh)

Zona geografica	Maggiorazione tariffaria
Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)	+ 4 €/MWh
Regioni del Nord (Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto)	+10 €/MWh

Figura 1: Tariffe premio per energia condivisa nelle CER.

3. Obiettivi

L'obiettivo generale di questo lavoro è valutare in maniera integrata la fattibilità tecnico-economica della costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) avente come nodo principale il Design Campus dell'Università di Firenze. In particolare, l'analisi mira a comprendere in che modo la produzione fotovoltaica installabile sulla copertura dell'edificio, i consumi elettrici del Campus, la domanda degli utenti residenziali e i profili di ricarica dei veicoli elettrici possano interagire all'interno di una configurazione comunitaria, massimizzando l'autoconsumo locale e i benefici derivanti dalla condivisione dell'energia.

A questo scopo, la prima parte del lavoro si concentra sul dimensionamento dell'impianto fotovoltaico del Design Campus, individuando la potenza installabile e le configurazioni più efficienti in funzione dell'orientamento, dell'inclinazione e della densità di installazione dei moduli. L'analisi si propone non solo di stimare la produzione elettrica ottenibile, ma anche di valutarne la redditività economica mediante indicatori quali il Valore Attuale Netto e il Tempo di Ritorno Attualizzato, così da identificare la configurazione più vantaggiosa in termini di produzione e sostenibilità finanziaria. Parallelamente, viene analizzata la domanda elettrica dei partecipanti alla CER. Il profilo di consumo del Campus viene studiato su base oraria e annuale, mentre quello degli utenti domestici viene derivato a partire dai dati ARERA relativi alla distribuzione dei consumi per fascia oraria nella regione Toscana. L'integrazione dei veicoli elettrici è trattata mediante la generazione dei relativi profili di ricarica, ottenuti attraverso lo strumento RAMP-Mobility, che permette di simulare comportamenti differenti a seconda della strategia di ricarica adottata e della probabilità di accesso alle stazioni di ricarica. Tale analisi consente di valutare in che misura la mobilità elettrica possa rappresentare un elemento flessibile capace di assorbire il surplus fotovoltaico della comunità.

Gli scenari vengono modellati con il simulatore MESS, che consente di riprodurre i flussi energetici tra i membri della CER e tra la comunità e la rete elettrica. Attraverso questo strumento vengono calcolati, su base oraria, l'energia autoconsumata, l'energia condivisa e i flussi complessivi del sistema nelle diverse configurazioni analizzate, comprendenti sia comunità composte esclusivamente da drivers di veicoli elettrici sia configurazioni miste con la presenza simultanea di utenti domestici e drivers, con variabilità nel numero di partecipanti. Infine, il lavoro mira a valutare la sostenibilità economica complessiva della CER applicando il quadro normativo vigente e integrando gli incentivi previsti dal Decreto CACER. L'analisi economica permette di stimare il beneficio associato alla condivisione dell'energia per il prosumer e per i membri della comunità, oltre a identificare gli scenari che garantiscono la massima convenienza in termini economici, energetici e operativi.

In sintesi, l'obiettivo finale del lavoro è individuare le configurazioni di comunità energetica più efficaci per massimizzare l'autoconsumo collettivo, ridurre gli scambi con la rete e garantire la sostenibilità economica del progetto, evidenziando il ruolo del Design Campus come fulcro energetico e la potenziale funzione dei veicoli elettrici come risorsa energetica flessibile all'interno della CER.

4. Metodologia

La metodologia adottata in questo studio integra l'analisi del Design Campus con la generazione dei profili energetici degli utenti della Comunità Energetica Rinnovabile. L'approccio seguito combina dati reali di consumo, modelli statistici di mobilità elettrica, un dimensionamento fotovoltaico basato su vincoli fisici e una modellazione oraria dei flussi energetici della CER. In particolare, il processo metodologico si articola in tre fasi principali: (i) caratterizzazione del caso studio e delle utenze partecipanti; (ii) definizione degli strumenti utilizzati e generazione dei profili di input; (iii) valutazione dei parametri economici e delle assunzioni fatte per l'analisi.

4.1 Caso studio e profili di consumo

Lo studio verte alla simulazione progettuale di diverse configurazioni di comunità energetiche che hanno come fulcro il Design Campus, uno dei distaccamenti dell'Università di Firenze. La struttura dispone di una superficie utile per l'installazione dell'impianto fotovoltaico pari a circa 1300 m^2. La Figura 2 riporta un'immagine satellitare del Design Campus.



Figura 2: Immagine satellitare del Design Campus.

I consumi attuali reali del plesso si attestano a circa 304 MWh/anno, con una distribuzione prevalente in fascia F1 (47%). L'andamento dell'energia consumata nei dodici mesi dell'anno suddivisa per fasce è riportato in Figura 3. I mesi con consumo maggiore sono quelli corrispondenti alle attività didattiche. Coerentemente, il mese con minor consumo elettrico è agosto.

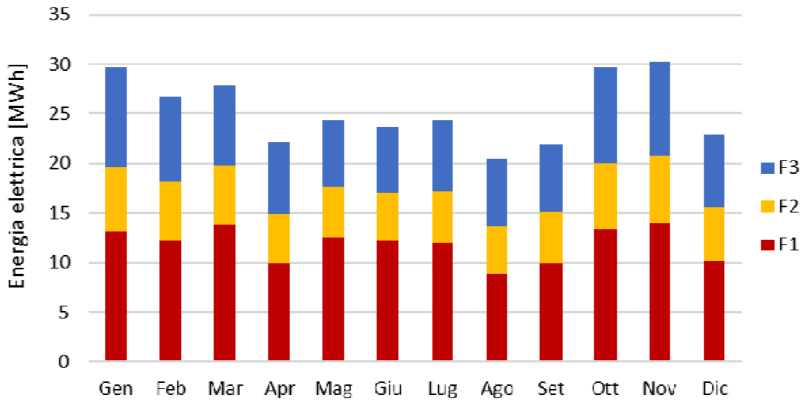


Figura 3: Domanda elettrica mensile Design Campus per fascia oraria.

In Figura 4, invece, si riporta l'andamento della potenza assorbita a livello orario in funzione del tempo. La potenza massima assorbita raggiunge circa 80 kW, mentre quella minima si attesta intorno ai 20 kW. Nel complesso, si possono evidenziare dei picchi di potenza durante le ore diurne dei giorni feriali.

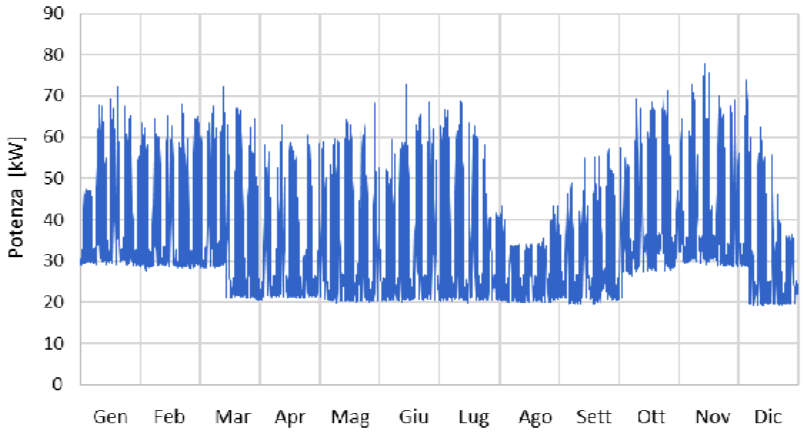


Figura 4: Profilo annuale di potenza oraria richiesta da Design Campus.

Accanto ai consumi del Campus, sono stati considerati i profili di consumo degli utenti domestici che possono potenzialmente aderire alla CER. I profili sono derivati dai dati ARERA 2022 [6] relativi alla Regione Toscana e si caratterizzano per un consumo medio annuo di 2800 kWh distribuito in modo equilibrato tra le tre fasce orarie (33% in F1, 32% in F2, 35% in F3). La Figura 5 mostra il profilo giornaliero medio settimanale, che permette di cogliere le variazioni del fabbisogno energetico in funzione del periodo dell'anno. Il profilo presenta regolarità giornaliere, con un picco serale ricorrente, e variazioni stagionali legate alle esigenze di riscaldamento e raffrescamento.

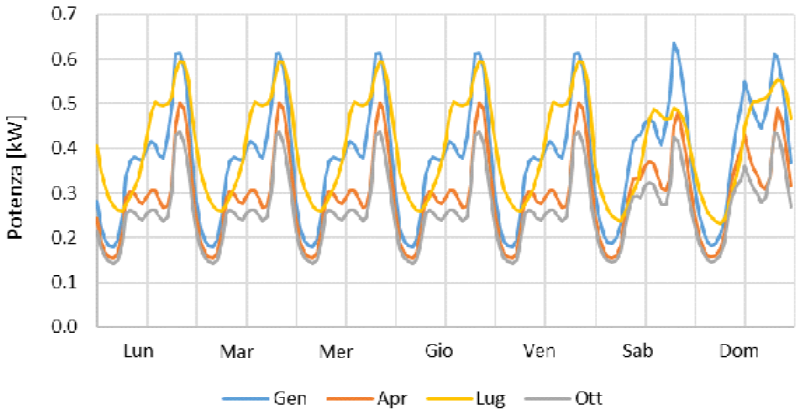


Figura 5: Profilo orario domanda elettrica consumer per quattro settimane tipo in funzione della stagione.

La CER considerata include inoltre utenti dotati di veicoli elettrici. I relativi profili di ricarica sono stati generati con uno strumento specifico e sono analizzati nel dettaglio nel paragrafo 4.2.

Il caso studio viene pertanto modellato come un sistema multiutente composto da prosumer, consumers residenziali e drivers EV, tutti connessi virtualmente tramite il meccanismo dell'autoconsumo collettivo.

4.2 Strumenti e generazione dei dati di input

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico è stato effettuato tramite Namirial Termo Energia [7], software utilizzato per valutare la producibilità e configurare la disposizione dei moduli in base alla geometria della copertura del Campus. Sono stati adottati modelli Canadian Solar Hiku7 Mono PERC da 675 W, con larghezza 1303 mm e altezza di 2384 mm, ed efficienza massima del 21.7%, e sono state analizzate diverse configurazioni di tilt e azimut, selezionando quella più performante in termini di resa annuale.

La simulazione energetica della Comunità Energetica è stata condotta utilizzando MESS (Multi Energy System Simulator) [8]. MESS è un software open-source sviluppato presso l'Università di Firenze, creato per l'analisi tecno-economica di sistemi energetici complessi. MESS consente di analizzare l'interazione tra i membri della comunità e la rete elettrica, valutando i flussi energetici, l'autoconsumo collettivo, e l'impatto dei meccanismi incentivanti. Il modello di simulazione è basato su un insieme di regole e priorità predefinite applicate ad ogni passo temporale.

Per la componente legata alla mobilità elettrica è stato utilizzato RAMP-Mobility [9], software open-source in grado di generare profili orari di ricarica realistici sulla base di statistiche nazionali e parametri personalizzabili. Lo strumento consente di simulare comportamenti differenziati a seconda della modalità di ricarica: incontrollata, notturna e

integrata con la produzione da fonti rinnovabili (FER). Ognuna di queste strategie rappresenta diversi comportamenti di ricarica e interazione con la rete. Le simulazioni sono state condotte variando il numero di drivers da 5 a 100. Per quanto riguarda le infrastrutture di ricarica, la simulazione ha considerato la distribuzione reale delle diverse tipologie presenti sul territorio nazionale. Le stazioni in corrente alternata (AC) risultano le più diffuse e sono state modellate con una potenza nominale pari a 11 kW, rappresentando circa il 78% del totale. Per le stazioni in corrente continua (DC) sono state distinte due categorie: le Fast a media potenza, caratterizzate da 75 kW e con una diffusione pari al 16%, e le Ultra-Fast ad alta potenza, da 175 kW, che rappresentano il rimanente 6%. Un elemento rilevante della simulazione è la probabilità di accesso all'infrastruttura di ricarica, ossia la probabilità che il veicolo trovi un punto libero nel momento in cui viene parcheggiato. Sono state considerate due condizioni opposte, pari al 20% e all'80%, per analizzare come la disponibilità dell'infrastruttura influenzi il profilo di ricarica. Per quanto riguarda la batteria del veicolo, ogni simulazione assume un valore iniziale dello stato di carica (SOC) generato in modo casuale, al fine di rappresentare la variabilità reale del comportamento degli utenti. La ricarica viene effettuata fino a un livello massimo del 90%, mentre il livello minimo è fissato al 20%; al di sotto di questa soglia la ricarica è forzata non appena il veicolo viene parcheggiato, indipendentemente dalla strategia adottata. L'efficienza del processo di ricarica è stata assunta pari al 90%, valore in linea con le prestazioni tipiche dei sistemi di conversione attualmente disponibili.

RAMP-Mobility è strutturato in due moduli principali che operano in sequenza. Il primo modulo genera il profilo di mobilità dei veicoli elettrici sulla base delle caratteristiche statistiche della popolazione e del parco veicolare della nazione scelta come riferimento (nel presente studio, l'Italia). Tale modulo produce una descrizione oraria degli spostamenti, degli orari di utilizzo del veicolo e degli episodi di parcheggio, che costituiscono la base comportamentale su cui si innesta la successiva simulazione di ricarica. Il secondo modulo utilizza il profilo di mobilità generato per identificare gli eventi di parcheggio e determinare, per ciascuno di essi, se e come avvenga la ricarica. Indipendentemente dalla strategia selezionata, quando il veicolo raggiunge uno stato di carica (SOC) inferiore al valore minimo prefissato (20%), la ricarica viene avviata automaticamente non appena il veicolo è parcheggiato. Al di sopra di tale soglia, invece, l'attivazione della ricarica dipende dalla disponibilità dell'infrastruttura e dalla modalità di ricarica adottata.

La ricarica incontrollata rappresenta il comportamento più semplice: se il punto di ricarica è disponibile e il SOC è superiore alla soglia minima, il veicolo inizia a ricaricare immediatamente all'inizio della sosta, fino a raggiungere il livello massimo impostato (90%), utilizzando la potenza nominale della stazione disponibile.
La ricarica notturna introduce un vincolo temporale specifico, mirato a concentrare la ricarica nelle ore comprese tra le 22:00 e le 7:00. In questa modalità, la ricarica viene attivata solo se il veicolo è parcheggiato all'interno di questa finestra e se il punto di ricarica è libero. In aggiunta, la potenza erogata non corrisponde necessariamente a quella nominale, ma viene modulata per garantire il completamento della ricarica entro la fine della finestra notturna, ottimizzando il carico elettrico.
La ricarica integrata con fonti rinnovabili (FER) utilizza un principio analogo a quello della ricarica notturna, ma sostituisce la finestra oraria fissa con periodi variabili in cui la produzione rinnovabile è elevata. Le finestre temporali vengono infatti derivate da profili di generazione forniti come input al modello. La ricarica è quindi consentita quando è disponibile una quota significativa di energia rinnovabile, permettendo una migliore integrazione tra mobilità elettrica e generazione distribuita.
La logica complessiva dell'algoritmo è sintetizzata nello schema riportato in Figura 6, che include anche una quarta modalità, denominata "Perfect Foresight", non trattata nell'ambito di questa analisi.

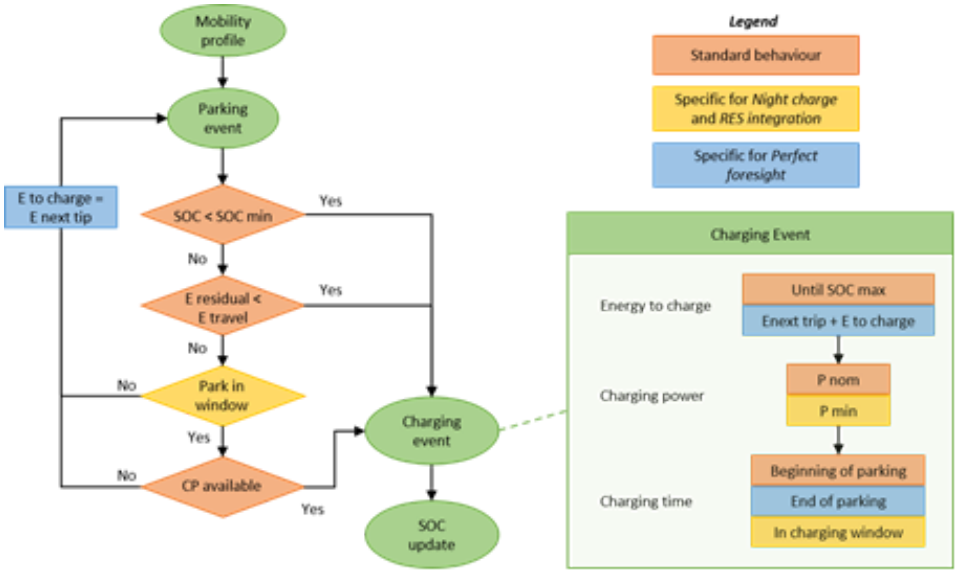


Figura 6: Algoritmo RAMP-Mobility.

In Figura 7, sono rappresentati i profili orari di ricarica per una settimana tipo per le tre strategie analizzate, con 50 utenti e con probabilità di trovare la colonnina di ricarica libera del 20% e dell'80%. Si può osservare come nella ricarica incontrollata non ci sia un pattern chiaro nonostante una tendenza a ricaricare nelle ore diurne. In questo caso, la probabilità

di trovare l'infrastruttura influisce sulla forma dei picchi, con 20% risultano infatti più elevati e meno frequenti. Nel caso di ricarica notturna, si vede chiaramente come la ricarica si concentri nelle ore della fascia 22:00-7:00. Con una probabilità di trovare la colonnina del 20%, però, alcune ricariche si spostano oltre la fascia notturna. Questo avviene nel caso in cui non si riesca a trovare la colonnina nella fascia notturna ma si abbia un livello di carica inferiore al minimo richiesto. La stessa considerazione si può fare nel caso di ricarica integrata con FER, in cui si osserva chiaramente come gli eventi di ricarica si concentrino nelle ore in cui si ha a disposizione surplus (curva verde). In generale, la domanda annua si attesta intorno ai 2000 kWh.
Per l'analisi della CER, sono stati utilizzati i profili di ricarica con probabilità del 20%, in quanto rappresentano meglio la condizione reale attuale.

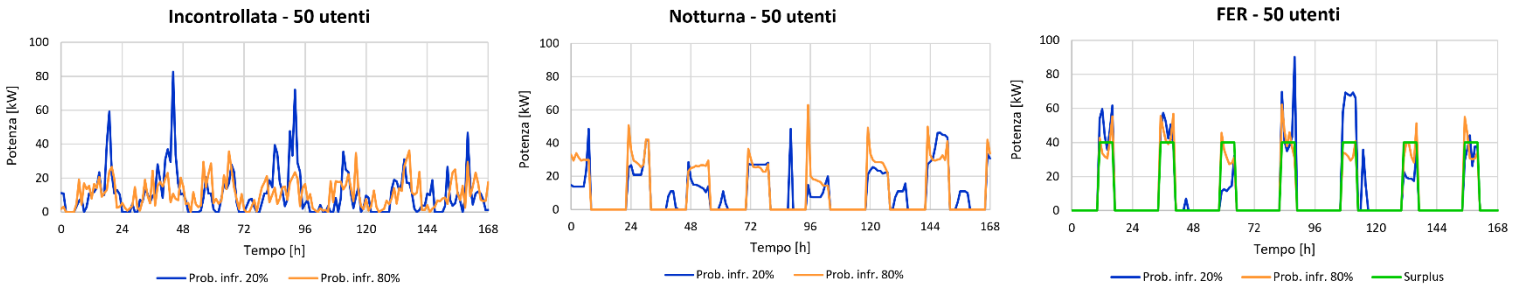


Figura 7: Profili di ricarica per le tre strategie per una settimana tipo con 50 utenti, e probabilità di infrastruttura del 20% (curve blu) e dell'80% (curve arancioni).

4.3 Parametri economici

Il parametro principale scelto per l'analisi tecno-economica è il Valore Attuale Netto (VAN). Il VAN si ottiene calcolando la differenza tra il valore attualizzato dei flussi di cassa futuri e il capitale inizialmente investito: se il VAN risulta positivo, significa che l'investimento genera valore e risulta profittevole; al contrario, un valore negativo evidenzia una potenziale perdita. Un ulteriore parametro di interesse è il Tempo di Ritorno Attualizzato (TRA). Il TRA indica il numero di anni necessari affinché i flussi di cassa futuri generati da un progetto, riportati al valore presente, coprano l'esborso iniziale dell'investimento. A differenza del tempo di ritorno semplice, il TRA tiene conto del principio del valore temporale del denaro, risultando quindi un indicatore più affidabile per stimare la convenienza economica, in particolare nei progetti caratterizzati da orizzonti temporali lunghi.
Il VAN può essere calcolato come riportato in Eq. (1):

$$VAN_{20} = -I_0 + \frac{\sum_{n=1}^{20} FC_n}{(1+i)^n} \quad (1)$$

Dove I_0 è l'investimento iniziale per l'installazione dell'impianto PV (in €), FC_n è il flusso di cassa dell'utente durante l'n-esimo anno di funzionamento della CER (in €) e i è il tasso di interesse dell'investimento, assunto pari al 5%, con un orizzonte temporale della simulazione di 20 anni.

Il flusso di cassa si può calcolare in modo diverso a seconda che l'utente sia un prosumer o un consumer. Per il prosumer, come riporta l'Eq. (2), il flusso di cassa comprende i contributi positivi del mancato acquisto di energia da rete (e dunque dell'autoconsumo di energia rinnovabile), della vendita del surplus alla rete, e della quota legata all'autoconsumo collettivo, e il contributo negativo delle spese operative annue. I consumers, invece, come riporta l'Eq. (3), hanno come vantaggio economico la sola quota di incentivo legata all'autoconsumo collettivo.

$$FC_{pros} = E_{sc} c_{en,acq} + E_{surplus} c_{en,RID} + E_{csc} c_{csc,pros} - C_{O\&M} \quad (2)$$

$$FC_{cons} = E_{csc} c_{csc,cons} \quad (3)$$

Dove E_{sc} è l'energia autoconsumata fisicamente dal prosumer (in kWh), $c_{en,acq}$ è il costo di acquisto dell'energia elettrica (in €/kWh), $E_{surplus}$ è il surplus di energia dell'impianto fotovoltaico immesso in rete (in kWh) e valorizzato al prezzo di vendita in Ritiro Dedicato $c_{en,RID}$ (in €/kWh), mentre E_{csc} è l'energia condivisa dalla CER come autoconsumo collettivo, che viene incentivata con un valore pari a c_{csc} (in €/kWh), che dipende dalla tipologia di utente in base alla metodologia di ripartizione degli incentivi. Infine, $C_{O\&M}$ rappresenta il costo annuo per le spese operative e di manutenzione (in €).

Risulta dunque fondamentale scegliere un prezzo dell'energia elettrica realistico sia in fase di acquisto che di vendita. Per garantire una stima affidabile, si è considerato il prezzo dell'energia elettrica degli ultimi venti anni, escludendo il 2022 che rappresentava evidenti anomalie [10]. In questo modo, si è ottenuto il prezzo di acquisto distinto in base alle fasce orarie (F1, F2, F3) e i prezzi di vendita in Ritiro Dedicato [11], distinti per fascia oraria e mese dell'anno. Questi dati sono riportati in Tabella 1.

Tabella 1: Prezzo di vendita e di acquisto energia elettrica divisi per fascia oraria e mese dell'anno.

Fascia	Acquisto [€/kWh]	Vendita RID [€/kWh]											
		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
F1	0.205	85.2	77.3	67.2	60.2	60.4	66.9	72.2	69.2	77.6	85.2	92.1	99.5

F2	0.206	79.2	73.8	66.1	61.1	58.6	62.0	66.8	68.4	72.0	79.7	82.8	91.3
F3	0.185	65.9	61.0	53.4	50.9	44.4	49.8	57.1	60.1	61.8	66.8	68.4	74.4

Il costo di installazione dell'impianto fotovoltaico è stato assunto pari a 1200 €/kW_p, in accordo con fonti autorevoli come il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [12] e il Fraunhofer ISE [13]. Sempre prendendo come riferimento le stesse fonti, si è considerato un costo operativo annuo pari all'1.8% del costo di investimento.

Per quanto riguarda la ripartizione dell'incentivo all'interno della CER, si è assunto che il 40% venisse destinato al prosumer, il 40% ai consumer, e il restante 20% al gestore della comunità energetica.

5. Risultati

5.1 Dimensionamento Impianto PV Design Campus

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico installabile sul Design Campus è stato effettuato attraverso una procedura combinata che utilizza Namirial Termo Energia per la valutazione della potenza installabile e della producibilità energetica, e MESS per l'analisi tecno-economica delle diverse configurazioni. Namirial consente di modellare la disposizione fisica dei moduli sulla copertura dell'edificio, valutando l'effetto di tilt, azimut e ombreggiamenti sulla producibilità effettiva. Sono stati analizzati quattro scenari installativi, che differiscono per orientamento e inclinazione dei moduli:

1) Scenario ottimale: orientamento allineato a sud (azimut = 0°) e inclinazione ideale rispetto alla superficie (tilt = 35°);
2) Orientamento a sud (azimut = 0°), e tilt ridotto a 15° per aumentare la densità dei moduli;
3) Orientamento conforme all'asse dell'edificio, con azimut 36° Ovest e tilt di 35°;
4) Orientamento che segue quello dell'edificio (azimut 36° Ovest) e tilt = 15°.

Dalla Figura 8, si può osservare che la potenza massima installabile si ottiene nel quarto scenario, ed è pari a 150 kW_p.

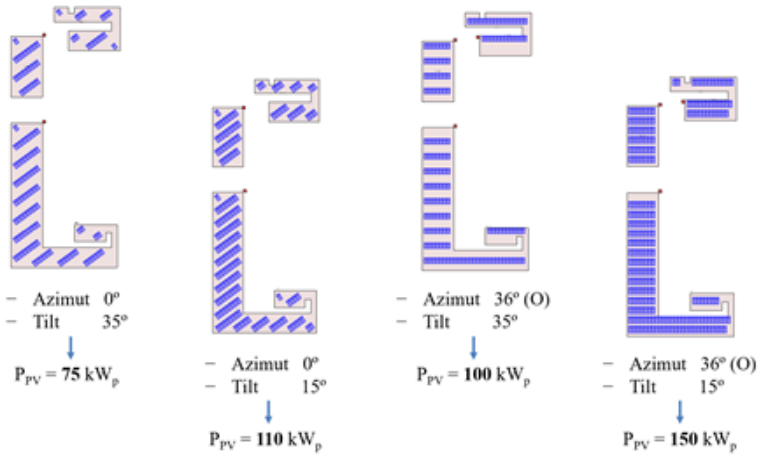


Figura 8: Scenari di installazione moduli fotovoltaici su Design Campus.

Una volta definite le potenze installabili, su MESS è stata svolta un'analisi tecno-economica finalizzata a identificare la combinazione più conveniente tra configurazione e taglia. Poiché il consumo elettrico del Campus è significativamente superiore alla potenza massima installabile, si è scelto di confrontare le configurazioni considerando la potenza massima installabile per ciascuna di esse. Come mostrato in Figura 9, sul piano energetico

la configurazione ottimale (azimut 0°, tilt 35°) presenta la migliore resa specifica, pari a circa 1.20 MWh/kW_p, sebbene consenta di installare una potenza complessiva minore. Al contrario, la configurazione con azimut 36° Ovest e tilt 15° mostra la resa specifica più bassa tra i quattro scenari (1.12 MWh/kW_p), ma consente di raggiungere la produzione annua più elevata, pari a circa 167 MWh/anno, grazie alla maggior superficie sfruttabile. A destra, si riporta l'andamento del VAN per le quattro configurazioni. La configurazione 4 offre un Valore Attuale Netto leggermente superiore alle alternative, pari a circa 166 k€ a fine vita dell'impianto, a fronte di un investimento iniziale di circa 180 k€. Il Tempo di Ritorno Attualizzato risulta pari a 8.9 anni. Sebbene una soluzione intermedia da 110 kW_p presenti un TRA più contenuto (inferiore di oltre un anno) e un VAN solo marginalmente inferiore (circa 158 k€), si è scelto di adottare la configurazione da 150 kW_p. Tale scelta privilegia la massimizzazione della produzione fotovoltaica e, di conseguenza, dell'energia potenzialmente condivisibile all'interno della CER, coerentemente con l'obiettivo principale del progetto.

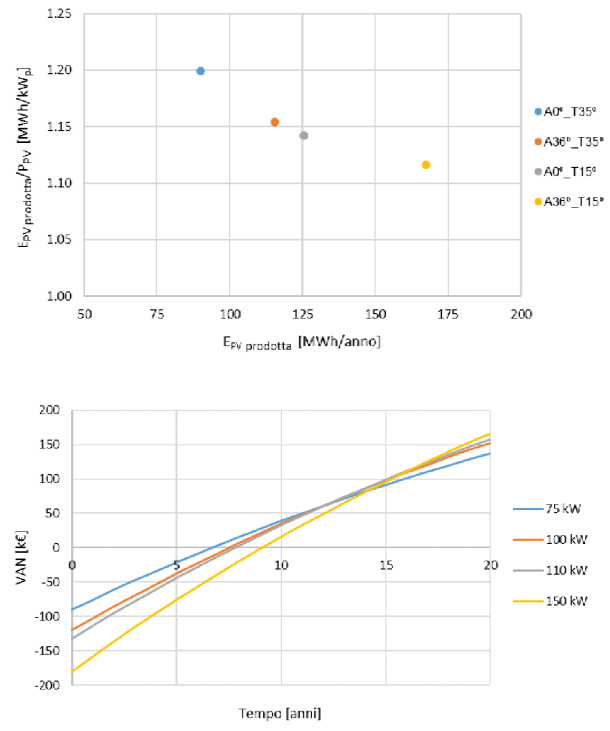


Figura 9: Confronto energetico (sx) ed economico (dx) tra le configurazioni analizzate.

Come mostrato in Figura 10, il confronto tra produzione e consumo evidenzia un surplus rilevante nei mesi primaverili ed estivi, mentre nelle stagioni autunnale e invernale la produzione risulta più contenuta e spesso insufficiente a coprire interamente il fabbisogno. Questo significa che gli utenti della CER non avranno possibilità di sfruttare l'eccesso di produzione del Design Campus in modo continuativo per tutto l'anno.

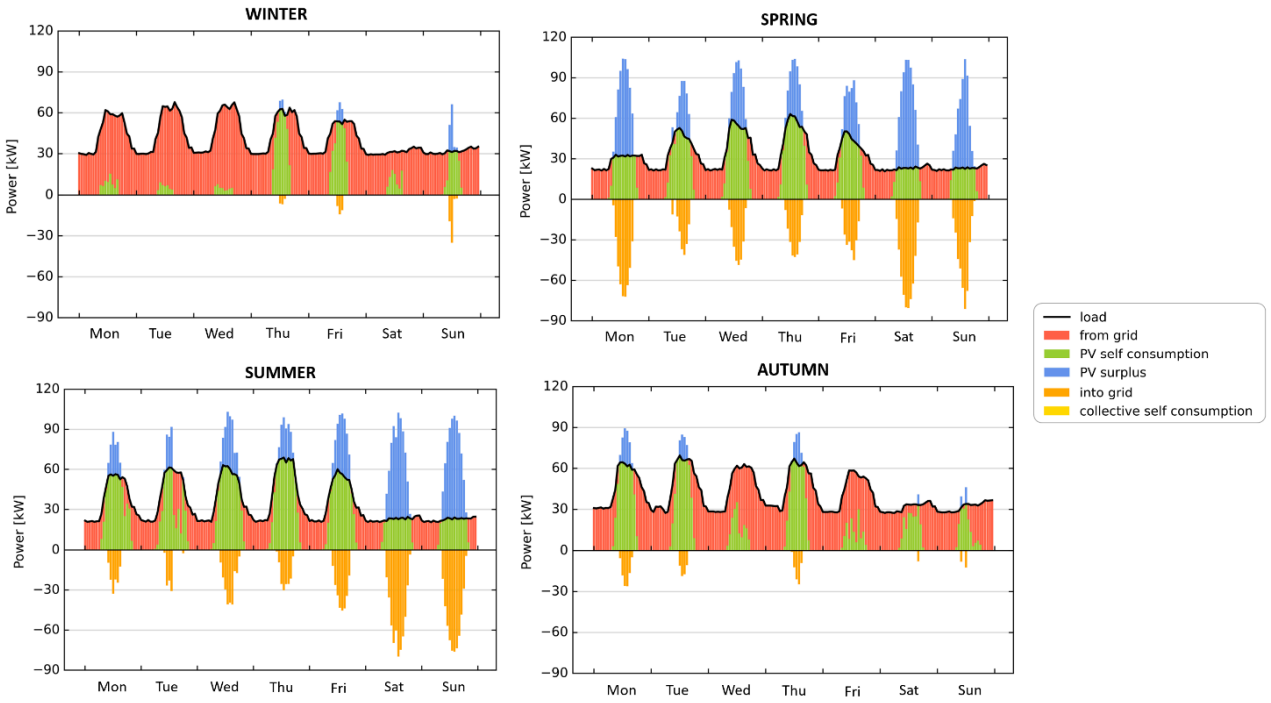


Figura 10: Bilancio energetico orario del Design Campus per quattro settimane per le diverse stagioni.

L'analisi stagionale riportata in Figura 11 mostra che l'autosufficienza del Campus varia da valori dell'ordine del 20% nei mesi invernali fino a raggiungere circa il 60% nei mesi estivi. La quota di energia prodotta che viene autoconsumata fisicamente al Design Campus presenta invece un comportamento opposto: risulta elevato nei mesi invernali (85–90%) grazie alla bassa produzione e alla forte coincidenza tra domanda e generazione, mentre scende a circa 50–55% nei mesi estivi, rendendo disponibile una maggiore quantità di surplus. Su base annuale, l'autosufficienza risulta pari al 37%, mentre l'autoconsumo si attesta intorno al 67%. Il restante 33% dell'energia prodotta costituisce la quota potenzialmente condivisibile all'interno della Comunità Energetica, rappresentando la leva principale attraverso cui il Campus può contribuire alla CER.

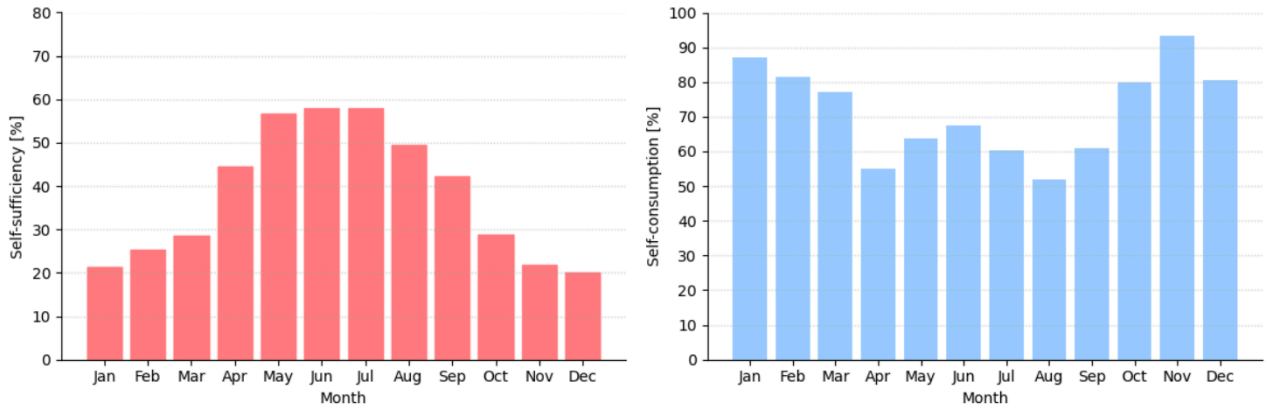


Figura 11: Percentuale mensile di auto-sufficienza (sx) e auto-consumo fisico (dx).

5.2 Comunità Energetica Rinnovabile

In questa sezione vengono presentati i risultati ottenuti simulando la partecipazione del Design Campus a una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) composta da utenti residenziali e da drivers di veicoli elettrici. Per entrambe le categorie sono stati analizzati scenari con diverso numero di partecipanti, al fine di valutare l'impatto della numerosità dell'utenza sulle prestazioni complessive della comunità.
La prima parte dell'analisi si concentra sulle configurazioni costituite esclusivamente dai drivers, con l'obiettivo di valutare in modo isolato l'effetto delle diverse strategie di ricarica sulla capacità della CER di assorbire il surplus fotovoltaico. Successivamente, verranno introdotti anche i consumers domestici per ottenere una valutazione più completa e realistica delle dinamiche di condivisione dell'energia.

5.2.1 CER con soli drivers di veicoli elettrici

L'integrazione dei drivers di veicoli elettrici all'interno della CER permette di utilizzare una quota del surplus fotovoltaico generato dal Design Campus per soddisfare la domanda di

ricarica dei veicoli stessi. La Figura 12 mostra, per una settimana tipo primaverile e per un numero di drivers pari a 50, come le diverse strategie di ricarica influenzino la copertura del fabbisogno energetico e il grado di autoconsumo collettivo. Nel caso della ricarica incontrollata, la maggior parte dell'energia richiesta è assorbita nelle ore diurne, quando il sistema dispone di surplus fotovoltaico; tuttavia, una parte significativa della domanda rimane non coperta nelle ore notturne, riducendo l'efficacia complessiva della strategia. La ricarica notturna, al contrario, concentra gli eventi tra le 22:00 e le 7:00, quando il surplus è assente, portando a una copertura minima della domanda tramite autoconsumo collettivo; in presenza di una bassa probabilità di accesso alla colonnina, una parte degli eventi viene infatti forzata nelle ore diurne, e in questo modo si ottiene una piccola quota di autoconsumo collettivo. La strategia integrata con FER, invece, permette quasi la completa copertura oraria grazie alla corrispondenza tra gli eventi di ricarica e le ore con elevata produzione fotovoltaica, risultando la più efficace nel favorire l'integrazione tra mobilità elettrica e generazione rinnovabile.

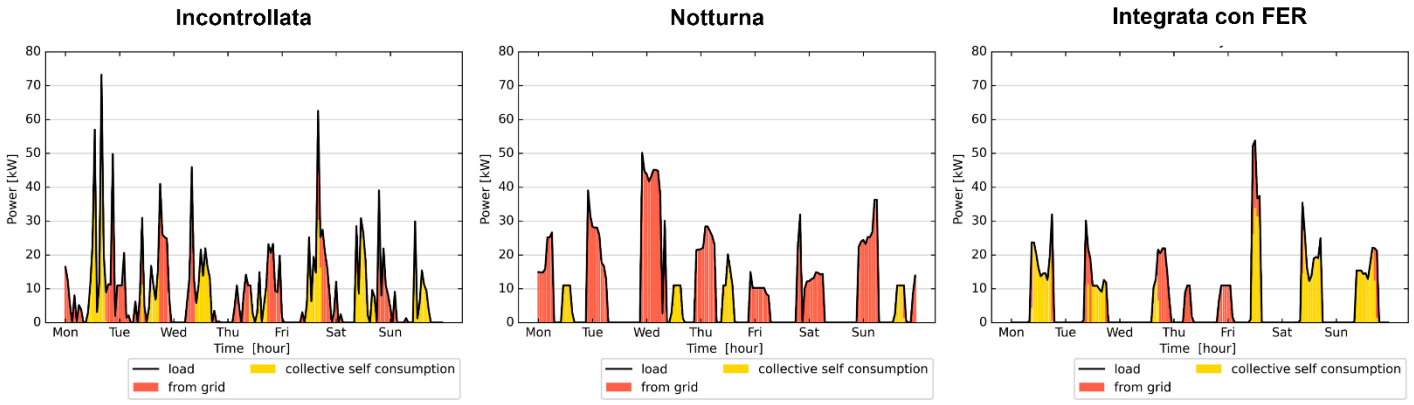


Figura 12: Bilancio energetico orario EV per settimana tipo primaverile nelle tre strategie di ricarica.

Su base annuale, queste differenze si traducono in livelli molto diversi di autoconsumo complessivo della CER. La Figura 13 mostra come, all'aumentare del numero di drivers, l'autoconsumo totale (dato dalla somma dell'autoconsumo fisico del Campus e di quello virtuale della CER) cresca sensibilmente, con differenze significative tra le strategie di ricarica. La modalità notturna determina il minor assorbimento del surplus, mentre la ricarica incontrollata garantisce prestazioni intermedie. La strategia integrata con FER rappresenta l'opzione più performante: con 100 drivers, essa consente di raggiungere un autoconsumo complessivo pari al 90% della produzione fotovoltaica del Campus.

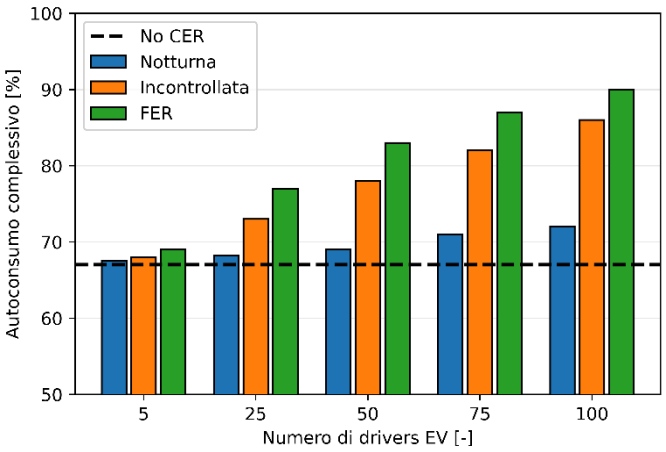


Figura 13: Autoconsumo complessivo nella CER con soli drivers per le tre strategie di ricarica.

L'aumento del numero di drivers presenta tuttavia un effetto opposto sull'autosufficienza del singolo partecipante, che tende a ridursi per effetto della "competizione" tra utenti nell'utilizzo del surplus comune. Come evidenziato in Figura 14, questo fenomeno è particolarmente evidente nella strategia basata su FER, in cui l'autosufficienza passa dal 41% con 5 drivers al 23% con 100 drivers. Nonostante ciò, tale strategia continua a garantire valori superiori rispetto alle altre modalità di ricarica a parità di numerosità dell'utenza. La Tabella 2 riassume i principali risultati energetici della CER.

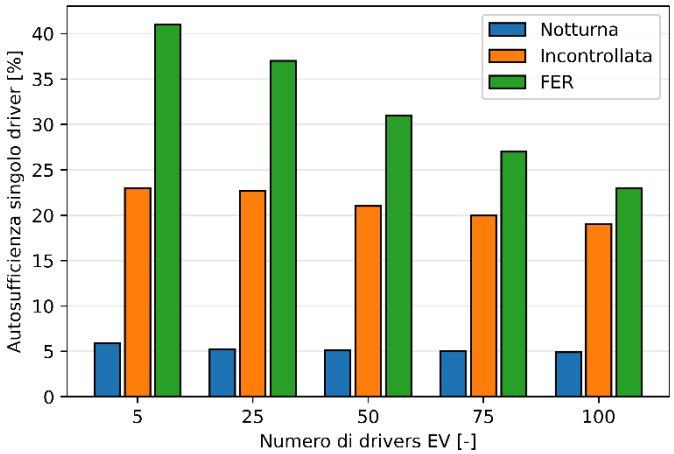


Figura 14: Autosufficienza singolo driver CER per le tre strategie di ricarica.

Tabella 2: Riepilogo principali parametri energetici CER.

Strategia di Ricarica	*Parametro*	*N° Drivers*					
		0	5	25	50	75	100
Incontrollata	Energia PV Condivisa [kWh]	0	2362	10302	18564	26286	32155
	Auto-consumo complessivo [%]	67	68	73	78	82	86
	Auto-sufficienza drivers [%]	0	23	23	21	20	19
Notturna	Energia PV Condivisa [kWh]	0	594	2275	4519	6349	8111
	Auto-consumo complessivo [%]	67	67	68	69	71	72

	Auto-sufficienza drivers [%]	0	6	5	5	5	5
FER	Energia PV Condivisa [kWh]	0	4133	16805	26621	34531	39034
	Auto-consumo complessivo [%]	67	69	77	83	87	90
	Auto-sufficienza drivers [%]	0	41	37	31	27	23

I risultati energetici hanno un impatto diretto sugli indicatori economici. In presenza di drivers, il prosumer beneficia di un incremento del Valore Attuale Netto dovuto all'aumento dell'energia condivisa e quindi del flusso di cassa associato all'incentivo sull'autoconsumo collettivo. Come mostrato in Figura 15, questo incremento è tanto maggiore quanto più elevato è il numero dei drivers e quanto più favorevole è la strategia di ricarica. Nel caso di 100 drivers, il VAN del prosumer passa da 166 k€ (assenza di CER) a 187 k€ con ricarica incontrollata (+12.4%), a 171 k€ con ricarica notturna (+3.1%), e a 191 k€ con strategia FER (+15.0%).

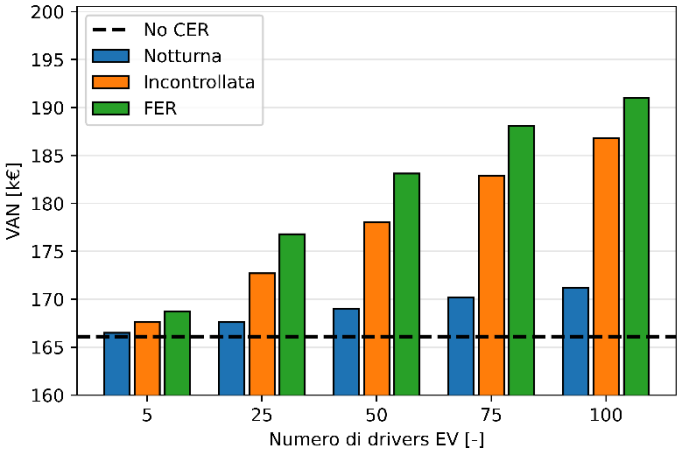


Figura 15: VAN prosumer nella CER con soli drivers per le tre strategie di ricarica.

Per i drivers, al contrario, si osserva una tendenza decrescente del beneficio economico all'aumentare del numero di partecipanti. Il flusso di cassa annuo del singolo utente diminuisce progressivamente, coerentemente con la riduzione dell'autosufficienza individuale, come riportato in Figura 16. I valori migliori si ottengono per un numero ridotto di partecipanti e per la strategia FER; ad esempio, con 5 drivers tale strategia garantisce un beneficio pari a 42.1 €/utente all'anno, contro i 24.2 €/utente di quella incontrollata e addirittura i 6.1 €/utente di quella notturna. La Tabella 3 riporta il riepilogo dei principali risultati economici.

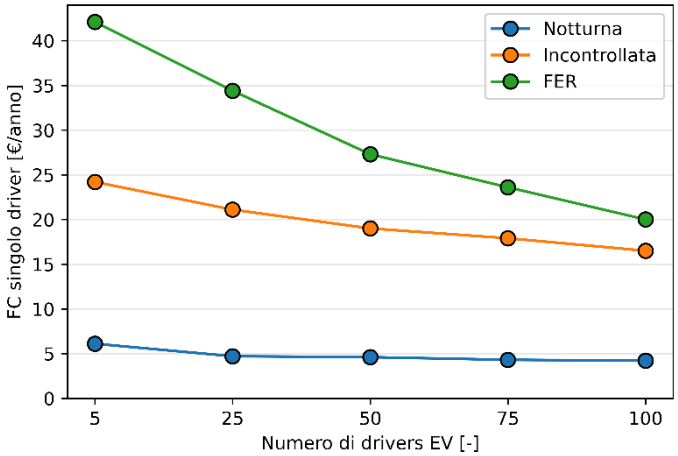


Figura 16: Flusso di cassa singolo driver CER per le tre strategie di ricarica.

Tabella 3: Riassunto parametri economici CER.

Strategia di Ricarica	*Parametro*	*N° Drivers*					
		0	5	25	50	75	100
Incontrollata	VAN [k€]	166.1	167.6	172.7	178.0	182.9	186.8
	ΔVAN [%]	0	+0.9	+4.0	+7.1	+10.1	+12.4
	FC singolo driver [€/anno]	0	24.2	21.1	19.0	17.9	16.5
Notturna	VAN [€]	166.1	166.5	167.6	169.0	170.2	171.2
	ΔVAN [%]	0	+0.2	+0.9	+1.7	+2.4	+3.1
	FC singolo driver [€/anno]	0	6.1	4.7	4.6	4.3	4.2
FER	VAN [€]	166.1	168.7	176.8	183.1	188.1	191.0
	ΔVAN [%]	0	+1.6	+6.5	+10.2	+13.3	+15.0
	FC singolo driver [€/anno]	0	42.1	34.4	27.3	23.6	20.0

5.2.2 CER con utenti domestici e drivers

Dopo aver analizzato la CER composta esclusivamente da drivers di veicoli elettrici, al fine di isolare l'effetto delle diverse strategie di ricarica, si passa ora alla valutazione di una configurazione più completa, in cui alla comunità partecipano anche utenti domestici. In questa seconda analisi sono stati considerati tre livelli di numerosità — 5, 50 e 100 partecipanti per ciascuna tipologia — mantenendo un approccio simmetrico tra drivers e consumers. Coerentemente con quanto mostrato nel paragrafo 5.2.1, è stata presa in esame unicamente la strategia di ricarica integrata con FER, risultata la più vantaggiosa sia in termini energetici che economici.

La Figura 17 mostra la quantità totale di energia condivisa all'interno della CER e la sua ripartizione tra drivers e utenti domestici. I risultati evidenziano come la presenza dei consumers consenta un assorbimento del surplus fotovoltaico molto elevato, con valori prossimi alla saturazione. Ad esempio, la configurazione con 100 consumers e 50 drivers permette di sfruttare circa il 97% del surplus complessivo, mentre la configurazione con 100 consumers e 100 drivers sale a circa il 98%. Questo incremento marginale conferma che, quando la quantità di surplus è quasi completamente assorbita, l'aggiunta di ulteriori partecipanti porta a benefici energetici limitati, pur riducendo la quota destinata al singolo utente. Nelle configurazioni in cui il numero di consumers e drivers è analogo, la ripartizione dell'energia condivisa tende a favorire lievemente gli utenti domestici. Ciò accade perché la loro domanda energetica è distribuita nell'arco della giornata e risulta mediamente superiore a quella associata ai profili di ricarica dei veicoli elettrici, determinando una maggiore probabilità di intercettare il surplus istantaneo generato dal fotovoltaico.

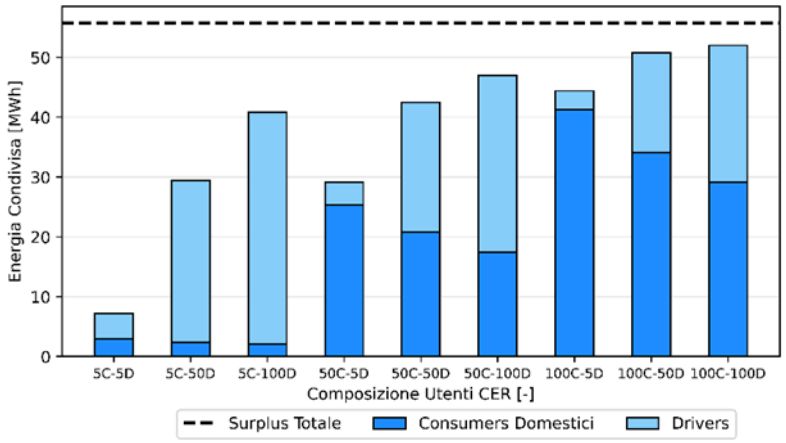


Figura 17: Ripartizione energia condivisa nella CER con consumers e drivers.

Per quanto riguarda gli indicatori di prestazione degli utenti, la Figura 18 mostra i valori di autosufficienza associati all'autoconsumo collettivo. I drivers EV, grazie al profilo di ricarica orientato verso le ore di surplus, mantengono livelli di autosufficienza più elevati rispetto ai consumers domestici. Ad esempio, nella configurazione minima con 5 drivers e 5 consumers, l'autosufficienza media dei drivers si attesta intorno al 42%, contro un valore del 21% per i consumers domestici. Con l'aumento del numero di partecipanti, l'autosufficienza diminuisce progressivamente per entrambe le categorie, arrivando a valori dell'ordine del 14% per i drivers e 10% per i consumers nella configurazione 100+100.

Il comportamento della comunità nel suo complesso segue una tendenza analoga: l'autosufficienza globale si riduce dal 30% nella configurazione più piccola fino a circa 12% in quella con il maggior numero di partecipanti. Questo conferma quanto osservato anche nel caso con soli drivers: l'aumento della numerosità della comunità favorisce l'assorbimento energetico complessivo, ma penalizza l'autosufficienza individuale per via della competizione per l'utilizzo del surplus disponibile.

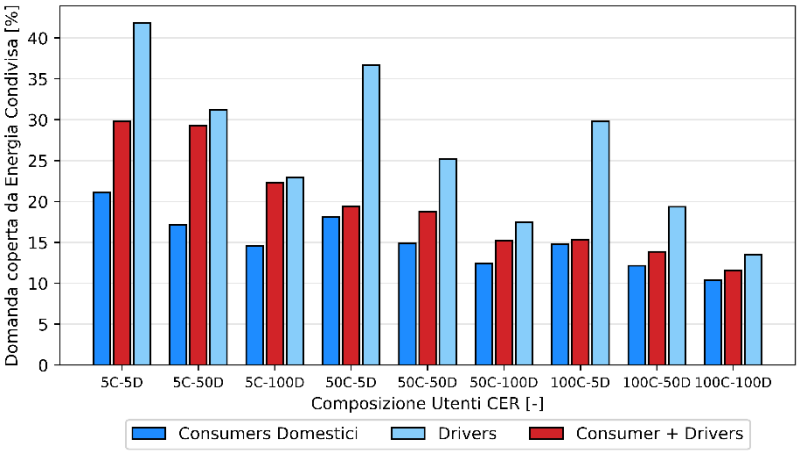


Figura 18: Quota di domanda coperta da energia condivisa nella CER.

L'analisi economica riflette nuovamente gli andamenti energetici descritti. Il VAN del prosumer cresce al crescere del numero di partecipanti, poiché una maggiore quantità di energia condivisa si traduce in un flusso di cassa più elevato legato alla tariffa premio riconosciuta per l'autoconsumo collettivo. Come visibile in Figura 19, ad esempio, a fronte di un VAN pari a 166 k€ in assenza di CER, la configurazione con 5+5 partecipanti porta a un incremento fino a circa 171 k€, mentre lo scenario 100+100 permette di raggiungere valori prossimi a 200 k€ (+20%).

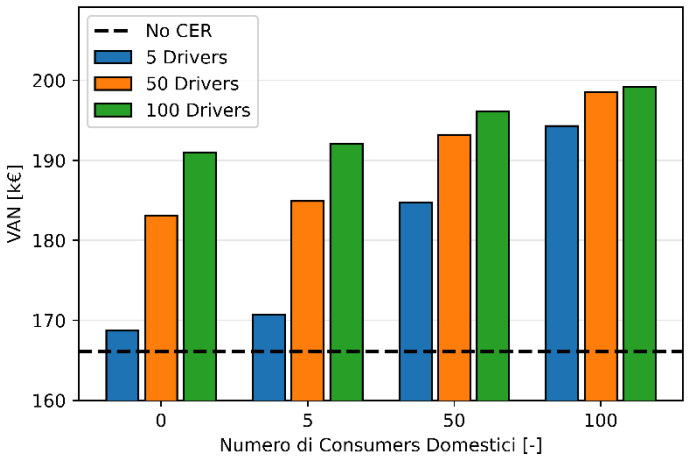


Figura 19:VAN prosumer nella CER con utenti domestici e drivers.

Al contrario, per i singoli utenti (drivers e consumers) il beneficio individuale tende a diminuire all'aumentare della numerosità della comunità, in linea con la riduzione dell'autosufficienza individuale già osservata. In generale, si può osservare in Figura 20 come i drivers siano molto più sensibili al numero dei consumers partecipanti che non il contrario. Il dato rispecchia la maggior riduzione di autosufficienza osservata in Figura 18.

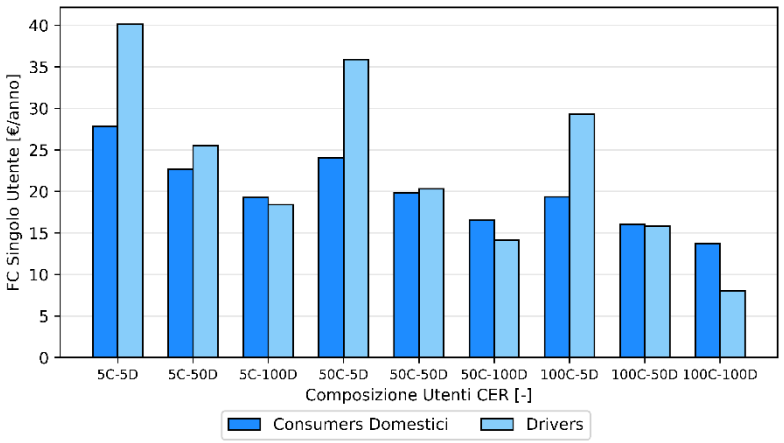


Figura 20: Flusso di cassa singolo utente CER con utenti domestici e drivers.

Nel complesso, l'integrazione simultanea di consumers e drivers permette di sfruttare quasi completamente il surplus fotovoltaico del Campus, massimizzando l'autoconsumo collettivo e incrementando i benefici economici del prosumer, sebbene con un graduale decremento dei vantaggi per il singolo partecipante all'aumentare della dimensione della CER.

6. Conclusioni

Il lavoro svolto ha permesso di valutare in modo completo la fattibilità tecnico-economica di una Comunità Energetica Rinnovabile applicata al Design Campus di Calenzano, con particolare attenzione all'integrazione dei veicoli elettrici e al loro ruolo nella valorizzazione della produzione fotovoltaica. Partendo dall'analisi del solo prosumer, i risultati hanno evidenziato come l'ingresso progressivo di consumers e drivers all'interno della comunità incrementi l'auto-consumo complessivo e la quota di energia rinnovabile condivisa, confermando la maggiore efficacia di un modello distribuito rispetto a uno individuale.

L'analisi energetica ha messo in luce una dinamica differenziata tra autoconsumo complessivo e copertura del carico del singolo utente. L'autoconsumo complessivo aumenta sensibilmente con la dimensione della comunità, passando dal 67% del prosumer isolato fino a oltre il 90% nei casi con un numero elevato di partecipanti, riducendo quasi completamente il surplus immesso in rete. Al contrario, l'autosufficienza mostra una tendenza decrescente: il valore del 37% in assenza di CER diminuisce progressivamente fino a circa il 20–22% nelle configurazioni più ampie, poiché la produzione fotovoltaica rimane costante mentre la domanda complessiva cresce. Ciò evidenzia che un elevato livello di autoconsumo non garantisce automaticamente una maggiore autonomia energetica e che tecnologie complementari — come l'accumulo o la gestione intelligente della domanda — diventano essenziali per bilanciare efficacemente produzione e carichi.

Un ruolo significativo è ricoperto dai drivers di veicoli elettrici, i quali offrono una domanda flessibile in grado di assorbire quote rilevanti del surplus rinnovabile. Tuttavia, la loro efficacia dipende fortemente dalla strategia di ricarica adottata: mentre la ricarica notturna sfrutta solo una modesta porzione dell'energia disponibile, le modalità incontrollata e soprattutto quella integrata con FER consentono di incrementare l'utilizzo del surplus fino a valori molto elevati. All'aumentare della dimensione della comunità, tuttavia, la competizione tra utenti riduce progressivamente i benefici individuali, pur mantenendo elevata la valorizzazione complessiva dell'energia fotovoltaica.

Dal punto di vista economico, i risultati confermano che la partecipazione alla CER incrementa la redditività dell'impianto del prosumer grazie alla maggiore energia valorizzata all'interno della configurazione. In particolare, il VAN cresce al crescere del numero di partecipanti, mentre per gli utenti non produttori il beneficio economico individuale tende a diminuire con l'espansione della comunità, poiché la quota di energia condivisa si distribuisce tra un numero maggiore di soggetti.

Nel complesso, il caso studio dimostra che una CER in ambito universitario rappresenta una soluzione concreta e vantaggiosa per migliorare l'autoconsumo, ridurre la dipendenza dalla rete e valorizzare la produzione rinnovabile. L'integrazione dei veicoli elettrici offre

un'opportunità ulteriore, ma il suo pieno potenziale può essere raggiunto solo attraverso tecnologie abilitanti come l'accumulo stazionario, lo smart charging e strategie di demand response, capaci di superare lo sfasamento temporale tra generazione e fabbisogno.

Gli sviluppi futuri potranno includere l'introduzione di sistemi di accumulo, modelli tariffari dinamici e forme di partecipazione collettiva come impianti fotovoltaici condivisi, in grado di estendere i benefici della CER anche a utenti privi di superfici idonee. Inoltre, l'applicazione della metodologia a contesti differenti — quartieri residenziali, distretti industriali, aree pubbliche — permetterà di valutare come diverse configurazioni di domanda e generazione influenzino le prestazioni energetiche ed economiche ottenibili.

In conclusione, le Comunità Energetiche Rinnovabili con integrazione dei veicoli elettrici rappresentano un percorso strategico e altamente promettente per la transizione energetica. Tuttavia, solo l'adozione di strumenti avanzati di gestione e di un approccio sistemico consentirà di trasformare i veicoli elettrici da semplici carichi a vere e proprie risorse attive al servizio della comunità e della rete elettrica nel suo complesso.

Riferimenti

1. Consiglio dell'Unione Europea, Green Deal europeo, 2024, https://www.consilium.europa.eu/it/policies/european-green-deal/#:~:text=Il%20Green%20Deal%20europeo%20%C3%A8,neutralit%C3%A0%20climatica%20entro%20il%202050.
2. Consiglio dell'Unione Europea, Fit for 55, 2022, https://www.consilium.europa.eu/it/policies/fit-for-55/
3. Commissione Europea , Renewable Energy Directive RED III, 2023, https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en?prefLang=it#new-measures-for-further-uptake-of-renewables
4. Gestore Servizi Energetici, Decreto CACER: Configurazioni per l'autoconsumo diffuso, https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/comunit%C3%A0-energetiche-rinnovabili
5. ARERA, Delibera 727/2022 per regolazione autoconsumo diffuso, 2022, https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/22/727-22
6. ARERA, Analisi dei consumi dei clienti domestici, 2023, https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici
7. Namirial Termo Energia, https://www.edilizianamirial.it/fotovoltaico/
8. MESSpy, https://github.com/pielube/MESSpy
9. RAMP-Mobility, https://github.com/RAMP-project/RAMP-mobility
10. Gestore dei Mercati Energetici, https://www.mercatoelettrico.org/
11. Gestore dei Servizi Energetici, Ritiro Dedicato, https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato
12. Gestore dei Servizi Energetici, Studio sul costo di generazione di impianti FER fino a 1 MW, 2025, https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/25/339-25
13. Fraunhofer ISE, Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies, 2025, https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html