



POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Architettura per il Progetto Sostenibile

Anno Accademico 2025–2026

Sessione di Laurea – Luglio 2026

Comunità Energetiche Rinnovabili

Aspetti energetici, economici e sociali

Relatore

Prof. Maurizio Repetto

Candidata

Eleonora Cane

Matricola: s288394

Correlatori

Prof. Diana Rolando

Dott. Gianmarco Lorenti

Arch. Giorgia Malavasi

Tesi di Laurea Magistrale

Abstract

L'attuale crisi climatica determina la necessità di un'urgente transizione ecologica; parte di questa è la transizione energetica con stringenti obiettivi di decarbonizzazione entro il 2030, come auspicato dall'Accordo di Parigi (2015). Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), alleanze volontarie tra cittadini, imprese ed enti pubblici che si uniscono per produrre, condividere e consumare energia pulita, rappresentano un reale contributo per vincere la sfida. A partire dal quadro legislativo e dai principali meccanismi che regolano le CER, la presente tesi propone un'analisi di scenari alternativi per la valutazione della sostenibilità economica, ambientale e sociale di una specifica CER a Torino. Il caso studio riguarda il complesso del Sermig di Torino notoriamente affine in termini di finalità sociali e solidaristiche al concetto di CER. Il Sermig è coinvolto in un progetto promosso dall'Arcidiocesi di Torino per la realizzazione di CER su tutto il territorio, sotto la Fondazione "Energie di Comunità ETS". L'approccio metodologico è sviluppato in step successivi. A partire da un'analisi dei fabbisogni energetici connessi alle attività del Sermig, la tesi si avvale di uno studio precedente dell'Ing. Hadi Mahdi sul potenziale di generazione fotovoltaica delle coperture potenzialmente coinvolte nella configurazione della CER. Attraverso l'utilizzo del simulatore *RECOpt*, sviluppato dal gruppo di ricerca CADEMA (@DENERG-PoliTO), la presente ricerca misura il bilancio dell'energia virtuale condivisa con la finalità di strutturare una Discounted Cash Flow Analysis (DCFA) mirata ad identificare i costi e i ricavi dell'impianto fotovoltaico. Successivamente, sono ipotizzati quattro scenari alternativi: i primi due di autoconsumo individuale (A-C) con rispettive differenti capacità generative (75 e 187 kWp) e altri due scenari con l'ipotesi di inclusione in una CER (B-D) con capacità generative equivalenti alle precedenti. Dalla valutazione energetica emerge la preferibilità dello scenario CER con maggiore potenza nominale (D), principalmente per due ragioni: un miglior trade-off tra autoconsumo (27,27%) e autosufficienza (93,60%) e un'ottimale sovrapposizione della curva di produzione e consumo di energia condivisa istantaneamente. Dalla valutazione economica risulta tecnicamente preferibile lo scenario CER (B) con capacità generativa di 75 kWp; questo per un maggior valore attualizzato netto (91.996,80 €), combinato con un periodo di ritorno dell'investimento più breve (5,38 anni), unito ad un

maggior tasso di rendimento percentuale (15,68%). Tuttavia, rispetto al fine sociale della CER, lo scenario preferibile risulta quello con maggiore potenza nominale in configurazione di autoconsumo diffuso (D) caratterizzato sì, da un più basso valore attualizzato netto (90.425,34 €) e un periodo di ritorno più lungo (8,17 anni, comunque garantito dalle allocazioni), un minor tasso di rendimento percentuale (8,88%), ma con il favore di un valore annuo fornito dall'incentivo estremamente favorevole e con ottime ricadute sociali. Lo scenario CER con maggiore capacità generativa si distingue anche per un'elevata performance nel contenimento delle emissioni climalteranti e di allocation destinate ai fini sociali.

Nonostante l'analisi rigorosa, il presente studio presenta due principali limiti. Il primo è dettato dalla necessità di dover scegliere un anno tipo per la configurazione dei carichi elettrici con il rischio che negli anni successivi essi non riscontrino più la perfetta corrispondenza. Il secondo è dato dal fatto che il simulatore *RECopt* utilizza un modello di stima dei costi in conto capitale semplificato che potrebbe determinare anche in questo caso variazioni rispetto ai dati reali.

Gli sviluppi futuri potrebbero indagare l'impatto sociale e territoriale che la CER è in grado di generare.

Si evince che la sostenibilità di una CER, declinata nei suoi diversi aspetti, non possa che essere garantita da approfonditi studi multidisciplinari.

Ringraziamenti

Intraprendere e portare a termine questo viaggio universitario è stato complesso e stimolante. Se oggi chiudo questo capitolo con soddisfazione, è anche merito delle persone che mi hanno accompagnata.

Desidero innanzitutto esprimere la mia gratitudine ai miei relatori e correlatori. Ringrazio il Prof. Maurizio Repetto e la Prof.ssa Diana Rolando per la loro guida, la disponibilità e la competenza con cui hanno indirizzato il mio lavoro. Un ringraziamento sentito all'Arch. Giorgia Malavasi per gli utili consigli ed il costante supporto metodologico. Un grazie speciale a Gianmarco Lorenti per il suo supporto tecnico e la condivisione dello strumento di simulazione *RECOpt*.

Un ringraziamento sincero e indispensabile è rivolto a Ivan Gentile. Grazie per il tempo che mi hai dedicato, il tuo aiuto è stato fondamentale.

Sul fronte professionale, esprimo gratitudine e stima a Manfred, a lui il merito di aver creato le condizioni per raggiungere i miei risultati. Grazie per il supporto e la comprensione. Un pensiero e un ringraziamento vanno a Stefanie e Fabian con i quali ho il piacere e la fortuna di condividere la quotidianità lavorativa.

Infine, un grande grazie ai miei affetti più cari, la mia famiglia, Enrico, Gordon, Futura e Popper.

Indice

Abstract	III
Ringraziamenti	V
1 Introduzione	1
2 Le Comunità Energetiche Rinnovabili - Quadro teorico	3
2.1 Il contesto globale e la sfida climatica	3
2.2 Il modello virtuale: definizione e funzionamento	11
2.2.1 Dal "Consumer" al "Prosumer" e l'evoluzione del sistema elettrico	11
2.2.2 Le Configurazioni di Autoconsumo (CACER): CER, AUD e AID	12
2.2.3 Autoconsumo fisico e Autoconsumo Virtuale	12
2.2.4 Energia Condivisa e bilancio orario	14
2.2.5 La Cabina Primaria	15
2.2.6 Gli attori della CER e la figura del Soggetto Referente	17
2.2.7 Vantaggi strategici e urbanistici del Modello Virtuale	18
2.3 Evoluzione del quadro normativo: dall'impulso europeo al Decreto CACER	20
2.3.1 Il contesto europeo e l'introduzione delle Comunità Energetiche	20
2.3.2 Dal regime sperimentale al recepimento strutturale in Italia .	20
2.3.3 L'infrastruttura regolatoria: il ruolo di ARERA e il TIAD .	21
2.3.4 L'assetto definitivo: il Decreto CACER e le Regole Operative del GSE	21
2.4 Il sistema incentivante	24
2.4.1 Valorizzazione (ARERA) e Incentivazione (MASE)	24
2.4.2 Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) e Valorizzazio- ne ARERA	24
2.4.3 Il Decreto CACER (D.M. 414/2023) e il calcolo della Tariffa Premio	25

2.4.4	Finanza agevolata: il fondo del PNRR e i vincoli della Cumulabilità	26
2.4.5	Il superamento dello Scambio Sul Posto (SSP) e la sinergia con il Ritiro Dedicato (RID)	27
2.4.6	I vincoli di redistribuzione: la Quota Eccedentaria e l'impatto sociale	27
2.5	Forme giuridiche e governance nelle CER	28
2.5.1	Inquadramento normativo e requisiti costitutivi	28
2.5.2	L'iter di costituzione e l'importanza dello Statuto	28
2.5.3	Modelli associativi: Associazioni non riconosciute e Associazioni riconosciute	29
2.5.4	Le cooperative a scopo mutualistico e le imprese sociali	30
2.5.5	La Fondazione di Partecipazione e il Terzo Settore	31
2.5.6	Coinvolgimento degli Enti Locali e Partenariato Pubblico-Privato (PPP)	33
2.5.7	Aspetti fiscali, ETS e vincoli di redistribuzione (Risoluzione 37/2024)	33
3	Metodologia di valutazione integrata	35
3.1	Architettura della simulazione: raccolta dati, strumenti e scenari operativi	35
3.2	Metodologia e metriche di fattibilità economica: DCFA e indicatori di prestazione NPV, TIR, PBP	39
3.2.1	Il metodo dei flussi di cassa attualizzati e il ciclo di vita del progetto	39
3.2.2	Fondamenti e struttura della Discounted Cash Flow Analysis (DCFA)	39
3.2.3	Il Valore Attuale Netto (VAN/NPV)	41
3.2.4	Il Tasso Interno di Rendimento (TIR/IRR)	42
3.2.5	Il Periodo di Ritorno dell'Investimento (Payback Period PBP)	44
3.2.6	Analisi dell'incertezza e determinazione del saggio di sconto	44
4	Il Caso Studio: Energie di Comunità ETS e il SERMIG	47
4.1	Il progetto dell' Arcidiocesi di Torino e il ruolo della Fondazione ETS	47
4.1.1	Contesto e nascita della Fondazione	47
4.1.2	Il modello giuridico Fondazione di Partecipazione	48
4.1.3	Governance: equilibrio tra centralizzazione e democrazia locale	49
4.1.4	Redistribuzione del valore: il regolamento di primo livello	50
4.1.5	Fase di avvio della Fondazione	51
4.2	Inquadramento territoriale e culturale: l'Arsenale della Pace e i poli funzionali	52

4.2.1	Il Servizio Missionario Giovani (SERMIG)	52
4.2.2	Configurazione della Comunità Energetica	53
5	Risultati	67
5.1	Fabbisogno energetico del complesso: analisi dei carichi elettrici e dei profili di consumo	67
5.2	Analisi del potenziale di produzione fotovoltaica e simulazione degli scenari	74
5.3	Analisi dei risultati energetici degli scenari	79
5.4	Analisi dei risultati economici degli scenari	89
5.5	Analisi dei risultati ambientali degli scenari	105
6	Conclusioni	111
	Elenco delle figure	113
	Elenco delle tabelle	117
	Bibliografia	119

Capitolo 1

Introduzione

Gli accordi di Parigi, che prevedono stringenti obiettivi di decarbonizzazione entro il 2030 mirano ad accelerare una transizione ecologica necessaria per contrastare l'emergenza climatica in corso. In questo panorama si inseriscono le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), entità costituite da un gruppo di soggetti, anche diversi tra loro, che decidono liberamente di unirsi per produrre, consumare e condividere energia da fonti rinnovabili. Grazie al loro contributo di energia verde, le CER rappresentano anzitutto un'interessante opportunità di abbattimento delle emissioni climalteranti, e inoltre possono anche rappresentare uno strumento di welfare territoriale.

Il presente lavoro di tesi si pone l'obiettivo principale di proporre un'analisi strutturata e multidisciplinare per valutare la sostenibilità tecnica, economica e ambientale di una possibile nascente configurazione di CER situata a Torino. Il caso studio ha come soggetto un complesso di grande rilievo territoriale, il Sermig (Arsenale della Pace) e si inserisce all'interno del progetto ideato e promosso dell'Arcidiocesi di Torino per lo sviluppo di una rete di CER, con il triplice obiettivo di solidarietà, benessere comunitario e cura dell'ambiente.

Per raggiungere il suo obiettivo, questa tesi si pone una serie di step metodologici consequenziali. Innanzi tutto risulta necessario ricostruire analiticamente i fabbisogni energetici relativi alle molteplici attività ospitate all'interno del Sermig. A seguire, si dovranno incrociare tali dati con quelli di generazione fotovoltaica delle coperture del complesso, forniti dallo studio di tesi di Hadi Mahdi. Questa operazione sarà resa possibile dal configuratore open-source *RECopt*, sviluppato dal gruppo di ricerca CADEMA (@DENERG-PoliTO), che produrrà un bilancio orario di consumo che rispecchia il reale comportamento degli utenti nell'anno analizzato (2022). La quantificazione dei flussi dei futuri utenti basata sull'anno tipo analizzato, potrà essere utilizzata come base per costruire l'analisi dei flussi di cassa attualizzati (DCFA) grazie alla quale si potranno identificare e quantificare i costi di investimento iniziale (CAPEX), i costi operativi (OPEX) e i ricavi attesi

dai risparmi in bolletta, dalla vendita di energia (RID) e dagli incentivi statali (tariffa premio). L'anno tipo verrà selezionato con l'obiettivo di realizzare delle stime il più possibile simili alla realtà anche se questa fase rappresenta un punto debole in quanto non è possibile prevedere con estrema certezza gli sviluppi futuri.

Un ulteriore step prevede la definizione ed il confronto di quattro ipotetici scenari operativi per identificare la configurazione più vantaggiosa per l'Ente. Si prevede di confrontare scenari con presenza di CER a scenari privi di CER per valutare il contributo che essa è in grado di fornire.

Infine si giungerà all'ultimo step, l'obiettivo conclusivo della tesi, che consiste nell'individuare grazie ad approfondite analisi energetiche, economiche e ambientali, lo scenario in grado di garantire il miglior compromesso tra la fattibilità tecnica, la sostenibilità finanziaria dell'investimento, il contenimento delle emissioni di gas serra, la massimizzazione dei fondi che potranno essere utilizzati con fini sociali confermando così l'assunto che il reale successo di una CER dipenda indissolubilmente da approfonditi studi multidisciplinari.

Capitolo 2

Le Comunità Energetiche Rinnovabili - Quadro teorico

2.1 Il contesto globale e la sfida climatica

La consapevolezza riguardo alla fragilità dell’ecosistema terrestre e ai limiti fisici dello sviluppo economico ha radici che risalgono alla seconda metà del Novecento. Un primo fondamentale campanello d’allarme fu lanciato nel 1962 dalla biologa Rachel Carson con la pubblicazione del saggio "The Silent Spring", un’opera pionieristica capace di coniugare il rigore dell’indagine scientifica con un’efficace divulgazione pubblica, mettendo in luce i danni sistemici causati dall’uso indiscriminato di sostanze chimiche e pesticidi. [1] Nel 1972, un gruppo di ricercatori del Massachusetts Institute of Technology (MIT), su commissione del Club di Roma, pubblica uno studio intitolato “I limiti dello sviluppo”, una dimostrazione dell’insostenibilità nel lungo periodo di una crescita basata sullo sfruttamento di risorse naturali finite. Per la prima volta si segnala la necessità di attivare delle azioni concrete, pena il collasso del sistema globale entro un secolo. [1]

La presa di coscienza della necessità di agire, di dover “fare qualcosa” è un fatto importante, da questo momento si comincia ad assistere a svariate iniziative che hanno coinvolto l’intero Pianeta, seppur con impegni concreti anche molto differenti tra i diversi stati.

Sempre nel 1972 la comunità internazionale partecipa alla Conferenza di Stoccolma, dove si discute di ambiente umano e dove si produce una dichiarazione che sancisce i principi fondamentali per la salvaguardia del Pianeta per le generazioni future. [2]

Nel 1987 con la pubblicazione del rapporto Burtland, redatto dalla Commissione Mondiale sull’ambiente e lo sviluppo, viene coniata la definizione universale di “sviluppo sostenibile”, un modello di progresso in grado di “soddisfare i bisogni

della generazione presente senza compromettere la possibilità che le generazioni future riescano a soddisfare i propri" [3].

Da questo momento in avanti risulta chiaro che senza la tutela dell'ambiente e senza il presidio dell'equità sociale, lo sviluppo non può essere considerato tale, consolidando in questo modo la moderna visione di sviluppo sostenibile. [1][4]

Nello stesso anno, la firma del Protocollo di Montreal per la protezione dell'ozono stratosferico, è ulteriore conferma della volontà di un'azione globale a favore di uno sviluppo sostenibile. In questa occasione viene anche istituito l'IPCC (Gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico), l'ente delle Nazioni Unite deputato a fornire valutazioni scientifiche rigorose sui rischi climatici.

Le basi per la moderna concezione climatica vengono gettate nel 1992 durante il Summit della Terra di Rio de Janeiro. Viene redatta la famosa Agenda 21 e sono stabiliti 27 principi cardine, tra cui la necessità di integrare la protezione ambientale nei processi di sviluppo (Principio 4), l'imperativo di sradicare la povertà come requisito per la sostenibilità (Principio 5) e il riconoscimento delle responsabilità "comuni ma differenziate" tra i Paesi industrializzati e quelli in via di sviluppo (Principio 7). [1] [5]

A seguire, il Protocollo di Kyoto del 1997 (COP3), impose ai Paesi firmatari una riduzione percentuale delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli preindustriali. La sua efficacia fu tuttavia parziale per via della mancata adesione di alcune tra le maggiori potenze inquinanti. [1]

Nel 2015 con la COP21 e la stipula dell'Accordo di Parigi, si gettano le basi per un reale cambio di paradigma. Abbandonando la logica delle quote percentuali, si fissa un obiettivo pratico fondamentale: mantenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali e invitando a compiere ogni sforzo possibile per limitare tale incremento a 1,5°C. Si introduce di fatto il concetto di "Carbon Budget", la quantificazione rigorosa del volume massimo di anidride carbonica che l'umanità può ancora immettere in atmosfera prima di dare il via ad alterazioni climatiche irreversibili. [1]

La gravità della situazione è stata confermata dal Sesto Rapporto di Valutazione (AR6) dell'IPCC, del 2023. Il documento dice espressamente che, in assenza di interventi seri e decisi, il superamento della soglia critica di 1,5°C entro la fine del decennio, è cosa certa. Quindi per evitare scenari catastrofici, l'IPCC prescrive la necessità di raggiungere le "zero emissioni nette" (Net-Zero) entro il 2050. [7]

Su queste basi scientifiche si è fondata la COP28 di Dubai (2023), dove si è raggiunto lo storico accordo per l'abbandono graduale (transition away) dei combustibili fossili. La determinazione è quindi di triplicare la capacità globale di energia rinnovabile entro il 2030 e si accetta e condivide l'istituzione di un fondo per le "perdite e i danni" a favore delle nazioni più vulnerabili.[8]

Dopo aver ripercorso le principali tappe del concetto di sostenibilità è importante soffermarsi sul cambiamento climatico e nello specifico, individuarne le cause e gli

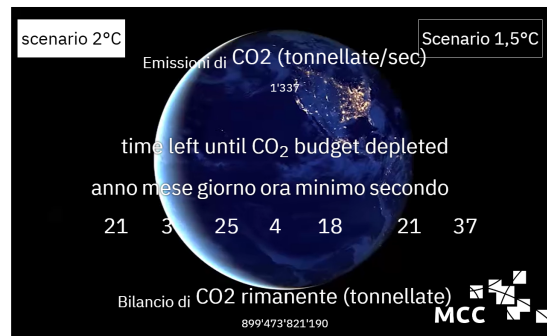


Figura 2.1: Carbon clock al 05/01/2026. Scenario 2°. Quantità di CO₂ che può ancora essere rilasciata in atmosfera per limitare il riscaldamento globale a 2° rispetto ai livelli pre-industriali. Fonte:[6]

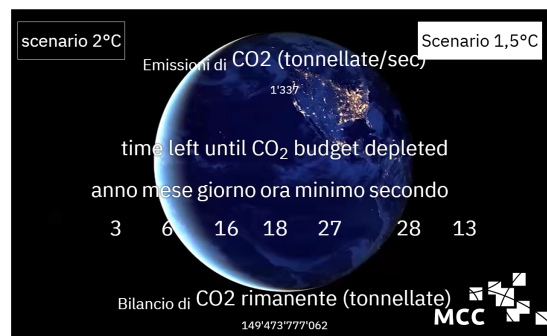


Figura 2.2: Carbon clock al 05/01/2026. Scenario 1,5°. Quantità di CO₂ che può ancora essere rilasciata in atmosfera per limitare il riscaldamento globale a 1,5° rispetto ai livelli pre-industriali. Fonte:[6]

effetti. Le ragioni vanno ricercate nell'alterazione per cause antropiche del naturale effetto serra. Di per sé, questo principio fisico, è indispensabile per l'esistenza umana sulla terra; la presenza di determinati gas in atmosfera permette infatti di trattenere una frazione della radiazione infrarossa riemessa dalla superficie terrestre e di conseguenza, di garantire una temperatura media globale superiore di circa 33°C rispetto a quella che si registrerebbe nell'ipotesi della loro assenza. Il problema risiede nel fatto che le attività umane hanno prodotto un'immissione aggiuntiva enorme di gas serra con il conseguente effetto di amplificazione del fenomeno a tal punto da raggiungere livelli che generano veri e propri cambiamenti del clima e che minacciano l'esistenza stessa dell'uomo sulla terra. I principali gas responsabili di questo fenomeno sono l'anidride carbonica (CO₂), dovuta quasi totalmente alla combustione di fonti fossili; il metano (CH₄), ricollegabile all'estrazione di idrocarburi e agli allevamenti intensivi di animali a scopo alimentare; l'ossido

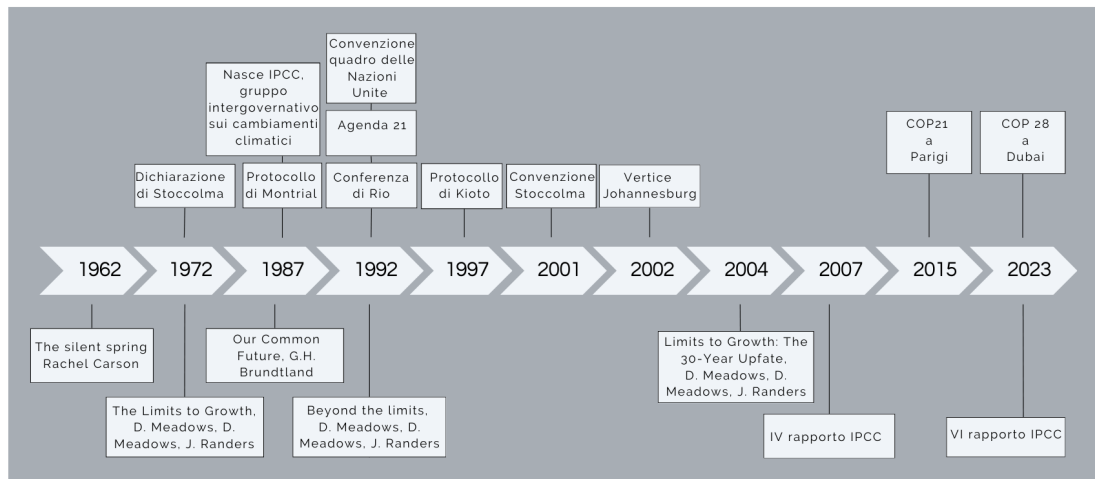


Figura 2.3: Timeline del concetto di sostenibilità. Elaborazione dell'autrice.

di azoto (N_2O), legato a doppio filo alla produzione di fertilizzanti agricoli; e infine i gas fluorurati (HFC, PFC, SF₆), indispensabili nei processi industriali e di refrigerazione. [9][1]

Come dimostrato dai carotaggi paleoclimatici, per millenni la concentrazione atmosferica di CO₂ ha subito oscillazioni naturali minime mentre, a partire della Rivoluzione Industriale, essa ha registrato una crescita verticale ed esponenziale mai verificatasi nella storia geologica recente della Terra; confermandone così anche la causa antropica. [1]

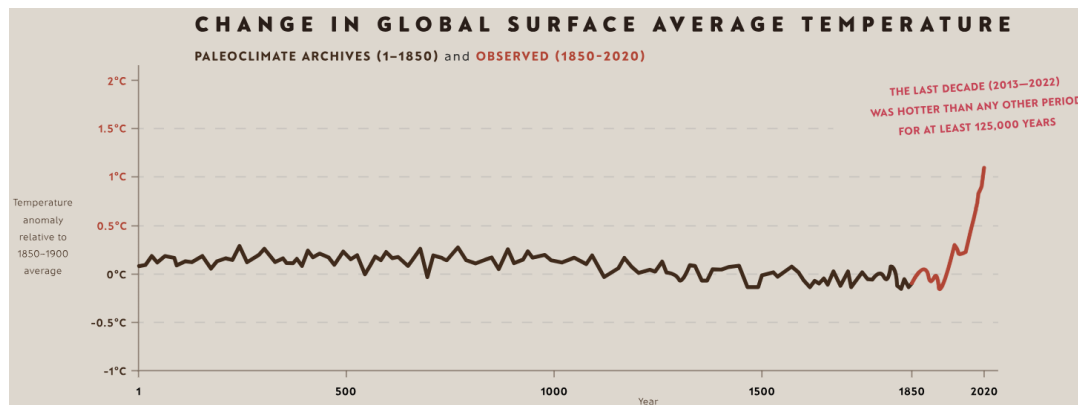


Figura 2.4: Variazione della temperatura media negli ultimi 2000 anni. Fonte:[7]

Per quanto riguarda gli effetti, il tema si fa estremamente serio poichè si sta assistendo ad una profonda destabilizzazione dei sistemi fisici, biologici e umani. Il disastro riguarda lo scioglimento delle calotte polari, l'innalzamento e acidificazione

degli oceani, l'intensificazione degli eventi meteorologici estremi: ondate di calore, siccità prolungate e precipitazioni alluvionali. Inoltre bisogna sottolineare che diversi di questi processi hanno già superato il punto di non ritorno, rendendo le strategie di "adattamento" urgenti almeno quanto quelle di "mitigazione". [1]

I cambiamenti climatici, come sottolinea L'Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica (OIPE) nel secondo rapporto sullo stato della povertà energetica, devono essere affrontati ponendo particolare riguardo al tema della giustizia. E' importante che avvenga una "Giusta Transizione" e che garantisca a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili e moderni, senza appunto penalizzare le famiglie più vulnerabili e in linea con l'Obiettivo 7 dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. [10]

Quest'ultima è un'osservazione per nulla scontata se si pensa a come i cambiamenti climatici incidano maggiormente in contesti geografici già di per sé più vulnerabili, in particolare i Paesi in via di sviluppo, dove le minacce si moltiplicano e i danni che le popolazioni locali possono subire sono molto pesanti. Popolazioni che per altro in ottica di responsabilità, hanno contribuito meno di altre alle emissioni di gas serra. [7]

La direttiva europea sull'efficienza energetica (UE 2023/1791) definisce per la prima volta il fenomeno problematico della "povertà energetica", descrivendola come l'incapacità strutturale di una famiglia o di un territorio di accedere a servizi energetici essenziali (riscaldamento, raffrescamento, illuminazione), rendendo difficile se non impossibile il raggiungimento di standard di vita e di salute dignitosi.

In questo contesto si inseriscono le comunità energetiche, un modo concreto per contribuire alla decarbonizzazione e che grazie ad un sistema studiato ad hoc per "non lasciare indietro nessuno" combattono la povertà energetica e promuovono l'equità sociale.

Per disinnescare la crisi climatica e avviare una concreta transizione ecologica, lo strumento principale che ha a disposizione l'umanità è la "transizione energetica".

Essendo il comparto energetico il principale responsabile delle emissioni globali di CO2 equivalente, la sua decarbonizzazione assume una priorità assoluta.

L'evoluzione tecnologica indica che l'integrazione di fonti rinnovabili rappresenta oggi l'opzione di mitigazione dotata del più alto potenziale di riduzione emissiva di fronte dei costi di implementazione più bassi in assoluto. [7]

A questa radicale trasformazione dell'offerta deve necessariamente affiancarsi l'elettrificazione dei consumi finali, un processo indispensabile per svincolare settori altamente inquinanti, come la mobilità e la climatizzazione, dalla dipendenza dai combustibili fossili.

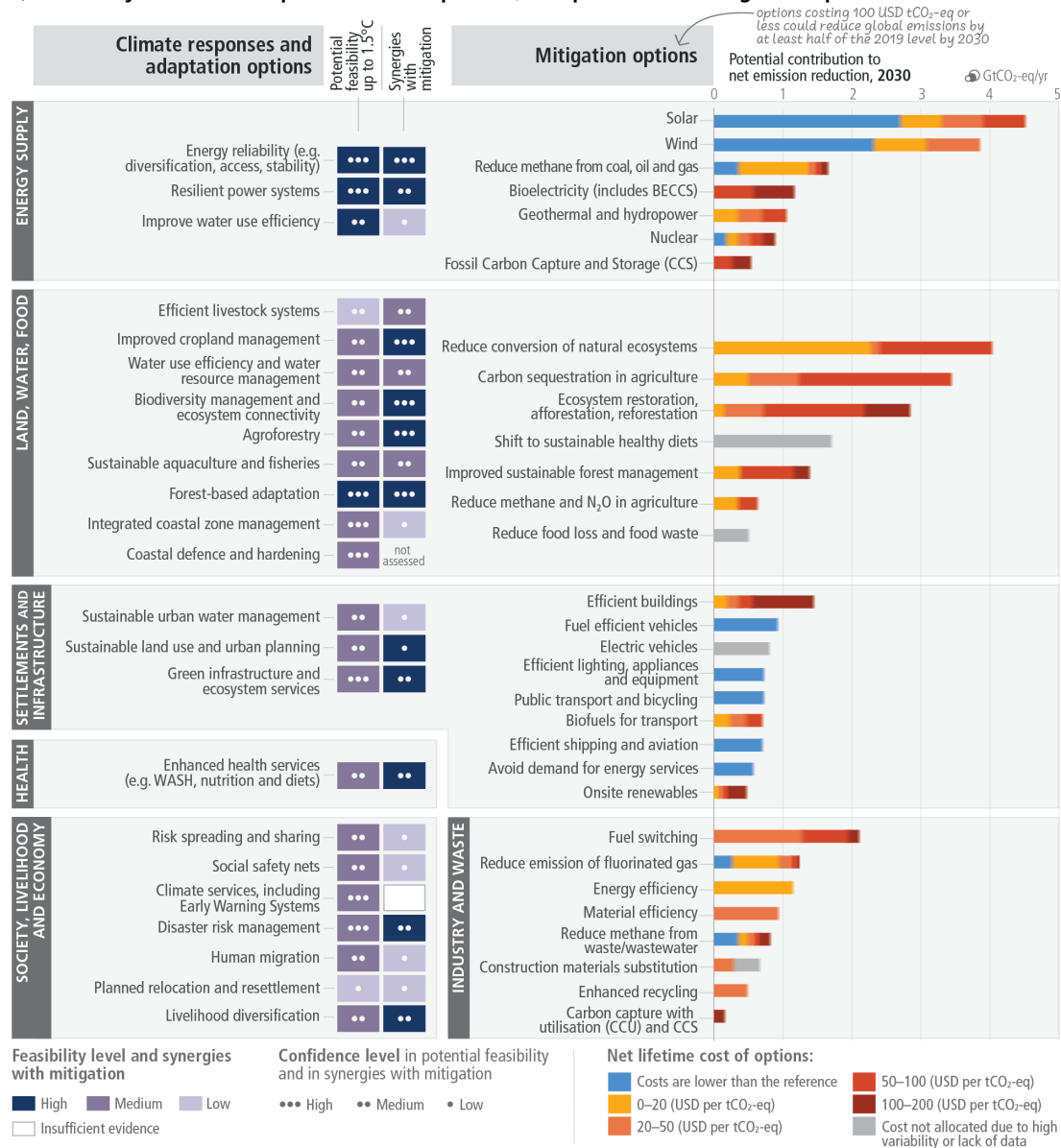
"Didascalia della figura 2.5 Figura SPM.7: Molteplici opportunità per intensificare l'azione per il clima. Il pannello a presenta opzioni selezionate di mitigazione e adattamento in diversi sistemi. Il lato sinistro del pannello a mostra le risposte climatiche e le opzioni di adattamento valutate per la loro fattibilità

multidimensionale su scala globale, nel breve termine e fino a un riscaldamento globale di 1,5 °C. Poiché la letteratura al di sopra di 1,5 °C è limitata, la fattibilità a livelli di riscaldamento più elevati potrebbe cambiare, il che al momento non è possibile valutare in modo affidabile. Il termine risposta viene qui utilizzato in aggiunta ad adattamento perché alcune risposte, come migrazione, ricollocazione e reinsediamento, possono o meno essere considerate adattamento. L'adattamento basato sulle foreste include la gestione forestale sostenibile, la conservazione e il ripristino forestale, la riforestazione e l'afforestazione. WASH si riferisce ad acqua, servizi igienico-sanitari e igiene. Sei dimensioni di fattibilità (economica, tecnologica, istituzionale, sociale, ambientale e geofisica) sono state utilizzate per calcolare la potenziale fattibilità delle risposte climatiche e delle opzioni di adattamento, insieme alle loro sinergie con la mitigazione. Per quanto riguarda la fattibilità potenziale e le dimensioni di fattibilità, la figura mostra una fattibilità alta, media o bassa. Le sinergie con la mitigazione sono identificate come alte, medie e basse. Il lato destro del Pannello a fornisce una panoramica delle opzioni di mitigazione selezionate e dei relativi costi e potenziali stimati al 2030. I costi sono i costi monetari netti attualizzati per l'intero ciclo di vita delle emissioni di gas serra evitate, calcolati rispetto a una tecnologia di riferimento. I potenziali e i costi relativi varieranno in base al luogo, al contesto e al tempo, nonché a lungo termine rispetto al 2030. Il potenziale (asse orizzontale) rappresenta la riduzione netta delle emissioni di gas serra (somma delle emissioni ridotte e/o dei pozzi potenziati), suddivisa in categorie di costo (segmenti di barre colorate) rispetto a una base di riferimento delle emissioni costituita dagli attuali scenari di riferimento politici (intorno al 2019) tratti dal database degli scenari AR6. I potenziali sono valutati in modo indipendente per ciascuna opzione e non sono additivi. Le opzioni di mitigazione del sistema sanitario sono incluse principalmente negli insediamenti e nelle infrastrutture (ad esempio, edifici sanitari efficienti) e non possono essere identificate separatamente. Il passaggio da un combustibile all'altro nell'industria si riferisce al passaggio a elettricità, idrogeno, bioenergia e gas naturale. Le transizioni di colore graduale indicano una ripartizione incerta in categorie di costo a causa dell'incertezza o di una forte dipendenza dal contesto. L'incertezza sul potenziale totale è in genere del 25-50%. Riquadro **b** mostra il potenziale indicativo delle opzioni di mitigazione dal lato della domanda per il 2050. I potenziali sono stimati sulla base di circa 500 studi bottom-up che rappresentano tutte le regioni del mondo. La linea di base (barra bianca) è fornita dalle emissioni medie settoriali di gas serra al 2050 dei due scenari (IEA-STEPS e IP-ModAct), in linea con le politiche annunciate dai governi nazionali fino al 2020. La freccia verde rappresenta i potenziali di riduzione delle emissioni dal lato della domanda. L'intervallo di potenziale è mostrato da una linea che collega i punti che mostrano i potenziali più alti e più bassi riportati in letteratura. Il settore alimentare mostra il potenziale dal lato della domanda di fattori socio-culturali e di utilizzo delle infrastrutture, nonché i cambiamenti nei

modelli di uso del suolo resi possibili dall'evoluzione della domanda alimentare. Misure dal lato della domanda e nuove modalità di fornitura di servizi per l'uso finale possono ridurre le emissioni globali di gas serra nei settori di uso finale (edifici, trasporti terrestri, cibo) del 40-70% entro il 2050 rispetto agli scenari di base, mentre alcune regioni e gruppi socioeconomici necessitano di energia e risorse aggiuntive. L'ultima riga mostra come le opzioni di mitigazione della domanda in altri settori possano influenzare la domanda complessiva di elettricità. La barra grigio scuro mostra l'aumento previsto della domanda di elettricità al di sopra del livello di riferimento del 2050 dovuto alla crescente elettrificazione negli altri settori. Sulla base di una valutazione bottom-up, questo aumento previsto della domanda di elettricità può essere evitato attraverso opzioni di mitigazione della domanda nei settori dell'uso delle infrastrutture e dei fattori socio-culturali che influenzano l'uso di elettricità nell'industria, nei trasporti terrestri e negli edifici (freccia verde)."

There are multiple opportunities for scaling up climate action

a) Feasibility of climate responses and adaptation, and potential of mitigation options in the near-term



b) Potential of demand-side mitigation options by 2050



Figura 2.5: Molteplici opportunità per intensificare l'azione per il clima. Fonte:[7]

2.2 Il modello virtuale: definizione e funzionamento

2.2.1 Dal "Consumer" al "Prosumer" e l'evoluzione del sistema elettrico

L'infrastruttura elettrica nazionale ed europea sta attraversando una trasformazione epocale mossa dall'urgenza di dover rispettare gli obiettivi di decarbonizzazione fissati dagli accordi internazionali. Il sistema elettrico è stato concepito secondo una logica unidirezionale e centralizzata, l'energia veniva generata in grandi centrali idroelettriche o termoelettriche, trasportata su reti ad altissima tensione e infine distribuita agli utenti finali. Oggi la transizione verso un sistema basato sulle fonti rinnovabili necessita di un modello differente definito "generazione diffusa".

In questo nuovo modello multidirezionale, l'utente della rete elettrica non è più solo un consumatore passivo (consumer) ma assume un ruolo proattivo, diventando prosumer (termine che fonde le due parole producer e consumer). Il prosumer, oltre a prelevare energia la produce localmente (ad esempio tramite impianti fotovoltaici sulle coperture), la autoconsuma istantaneamente, eventualmente immagazzina le eccedenze in sistemi di accumulo e immette il surplus nella rete pubblica.

Affinchè questo approccio decentralizzato non generi squilibri in rete (come le inversioni di flusso o i picchi di sovrapproduzione diurna), il legislatore ha introdotto strumenti per sincronizzare la produzione distribuita con i fabbisogni locali, dando vita al concetto di autoconsumo diffuso.[11]

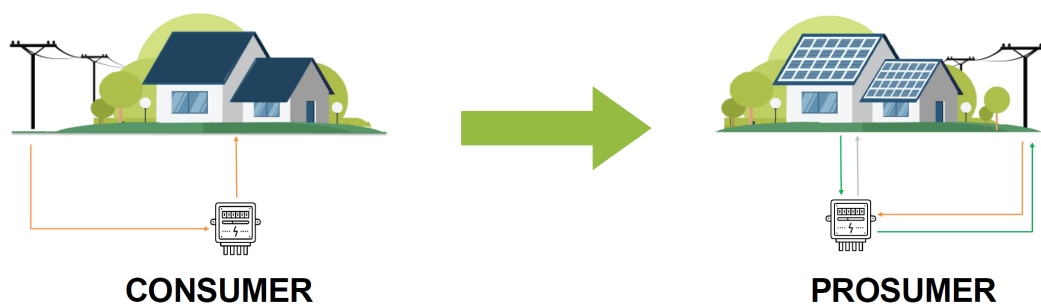


Figura 2.6: Rappresentazione grafica Consumer e del Prosumer. Fonte:[12]

2.2.2 Le Configurazioni di Autoconsumo (CACER): CER, AUD e AID

L'impianto normativo e regolatorio italiano, recependo le direttive europee, ha regolamentato le diverse modalità di condivisione dell'energia e le ha raggruppate tutte sotto un unico "ombrello": Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER) [13]. Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) definisce le CACER come aggregazioni di producer, consumer e prosumer che utilizzano l'esistente rete di distribuzione elettrica per condividere virtualmente l'energia generata da fonti pulite. All'interno del perimetro delle CACER, la legislazione distingue tre tipologie fondamentali, differenziate in base alla scala di intervento ed ai vincoli partecipativi [13] [12]:

- **Comunità Energetica Rinnovabile (CER):** oggetto principale del presente lavoro di tesi, costituiscono il modello aggregativo più complesso e ambizioso. Una CER richiede obbligatoriamente la costituzione di un soggetto giuridico autonomo (ad esempio associazione o cooperativa). Ad esse possono partecipare persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti del terzo settore, enti territoriali e amministrazioni comunali, a condizione che l'energia non costituisca il core business commerciale. Tutti i membri devono possedere Punti di Consegna (POD) sottesi alla medesima Cabina Primaria [14] [15] [16];
- **Gruppo di Autoconsumatori Collettivi (AUC):** rappresentano una configurazione su scala edilizia. Prevedono la presenza di almeno due soggetti distinti (clienti finali o produttori) che condividono l'energia rinnovabile prodotta all'interno dello stesso edificio o condominio. A differenza delle CER non richiedono la costituzione di un ente giuridico, rendendo così l'iter burocratico più snello. Inoltre permettono anche la partecipazione di grandi imprese [12] [15];
- **Autoconsumatori Individuali a Distanza (AID):** Questa configurazione è pensata per un singolo cliente finale (ad esempio un'azienda) che decide di condividere l'energia prodotta da impianti fotovoltaici situati in un'area esterna alla propria sede principale. I vincoli previsti sono in questo caso legati al fatto che tale area sia nella "piena disponibilità" e che ricada all'interno della medesima cabina primaria [12] [15].

2.2.3 Autoconsumo fisico e Autoconsumo Virtuale

Il concetto ingegneristico e normativo più rivoluzionario introdotto dalle CACER, e in particolar modo dalle Comunità Energetiche Rinnovabili, consiste nell'architettura di condivisione dei flussi. Per comprendere il funzionamento di questo sistema



Figura 2.7: Configurazione di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile (CACER). Rappresentazione grafica delle configurazioni CER, AUC e AID. Fonte:[17]

bisogna prima di tutto comprendere il significato di autoconsumo fisico (o "dietro il contatore") e autoconsumo virtuale (o "diffuso").

L'autoconsumo fisico si verifica quando l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici viene assorbita istantaneamente dai carichi elettrici della struttura su cui l'impianto è installato. In questo caso, l'energia viaggia direttamente dai pannelli ai macchinari dell'utente (ad esempio verso una pompa di calore o un apparecchio di illuminazione) senza mai transitare attraverso il contatore di scambio che collega l'edificio alla rete pubblica. Il beneficio di questa dinamica è semplice e immediato: ogni chilowattora autoconsumato fisicamente si traduce in un chilowattora non prelevato dalla rete. Questo meccanismo determina quindi un risparmio diretto sulla bolletta elettrica grazie all'abbattimento dei costi di materia prima, degli oneri di dispacciamento, di trasmissione e delle imposte. Tuttavia, gli impianti fotovoltaici di taglia rilevante generano spesso picchi di produzione nelle ore centrali della giornata, momenti in cui i carichi dell'edificio ospitante potrebbero non essere sufficienti per assorbire l'intera generazione.

Per risolvere questo limite, entra in gioco l'autoconsumo virtuale. L'energia in eccesso viene immessa fisicamente nella rete di distribuzione pubblica nazionale e a differenza del passato, quando tale immissione veniva semplicemente venduta, oggi grazie al modello virtuale, i membri della CER che utilizzano le proprie apparecchiature elettriche in quelle stesse ore diurne, prelevano dalla rete questa energia verde. Si parla di modello virtuale in quanto non esiste un collegamento privato diretto tra il produttore e il consumatore ma si usufruisce della rete pubblica. Grazie ai contatori intelligenti infatti, il GSE riesce a incrociare i dati e contabilizzare l'energia condivisa appunto virtualmente. Questo meccanismo

genera gli incentivi economici statali (Tariffa Premio) che la Comunità energetica potrà redistribuire o reinvestire in progetti sociali. [17] [18] [13]

AUTOCONSUMO FISICO

Risparmio in bolletta, perché l'energia prodotta dal proprio impianto riduce quella prelevata dalla rete



AUTOCONSUMO DIFFUSO

Benefici per l'energia «autoconsumata virtualmente» utilizzando la rete elettrica pubblica. Può autoconsumare virtualmente anche chi non ha un proprio impianto



Figura 2.8: Rappresentazione grafica autoconsumo fisico e autoconsumo virtuale.
Fonte:[17]

2.2.4 Energia Condivisa e bilancio orario

Il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) emanato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) regola l'intero sistema di condivisione e bilancio dell'energia. Il TIAD definisce rigorosamente le modalità con le quali il GSE deve calcolare i volumi energetici aventi diritto agli incentivi.

L'energia condivisa è la grandezza fondamentale su cui deve basarsi l'intero business plan di una CER. Essa non è una mera somma dell'energia immessa in rete o dell'energia consumata dai membri, l'energia condivisa viene calcolata come il valore minimo algebrico, rilevato per ogni singola ora (bilancio nodale orario), tra due grandezze:

- la sommatoria dell'energia elettrica immessa nella rete pubblica da tutti gli impianti di produzione a fonte rinnovabile appartenenti alla configurazione;
- la sommatoria dell'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica da tutti i clienti finali (i consumatori) associati alla Comunità Energetica.

In formula:

$$E_C = \min \left(\sum_h E_{imm,h}, \sum_h E_{prel,h} \right)$$

dove:

- E_C = energia condivisa;

- $E_{imm,h}$ = energia immessa nell'ora h ;
- $E_{prel,h}$ = energia prelevata nell'ora h .

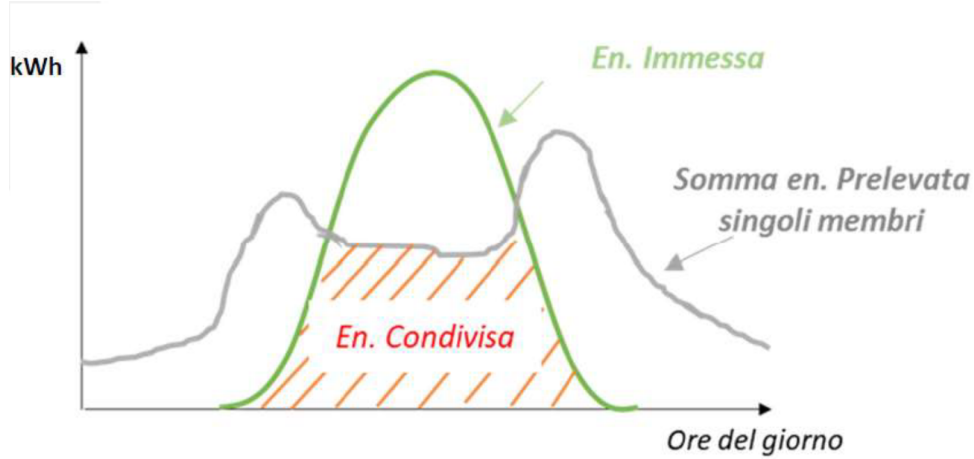


Figura 2.9: Rappresentazione grafica del principio del minimo algebrico orario. L'energia condivisa corrisponde, per ciascun intervallo orario, al valore minimo tra l'energia immessa e l'energia prelevata dai membri della CER. Fonte:[16]

Questa rigida imposizione oraria impone una necessità fondamentale: la sincronizzazione temporale. Facendo alcuni esempi, se un impianto fotovoltaico immette 100 kWh alle ore 13.00, ma i membri della comunità in quell'ora specifica prelevano solo 40 kWh, l'energia condivisa e incentivata si limiterà a 40 kWh mentre i restanti 60 kWh verranno considerati come semplice immissione sul libero mercato. Oppure, se i membri prelevassero energia alle ore 21.00 quando l'impianto solare non produce, tale prelievo non concorrerebbe in alcun modo alla generazione di energia condivisa. Per questa ragione la fase di simulazione e modellazione dei profili di carico (come quella tramite il codice Python utilizzata nel presente elaborato) risulta lo step cruciale per determinare l'effettiva fattibilità finanziaria del progetto. [18] [12] [16]

2.2.5 La Cabina Primaria

L'architettura virtuale appena descritta non ha un'estensione geografica illimitata ma è circoscritta entro un preciso perimetro, quello della cabina primaria.

La cabina primaria è un'infrastruttura nodale ad alta o altissima tensione, che riceve l'energia dalle grandi centrali attraverso la rete di trasmissione nazionale (RTN) gestita da Terna e grazie a dei trasformatori, la abbassa in media tensione per consegnarla alle reti di distribuzione locale che alimentano le città.

Il legislatore ha imposto come perimetro massimo per la realizzazione della CER, l'area sottesa alla cabina primaria al fine di ottimizzare il sistema elettrico.

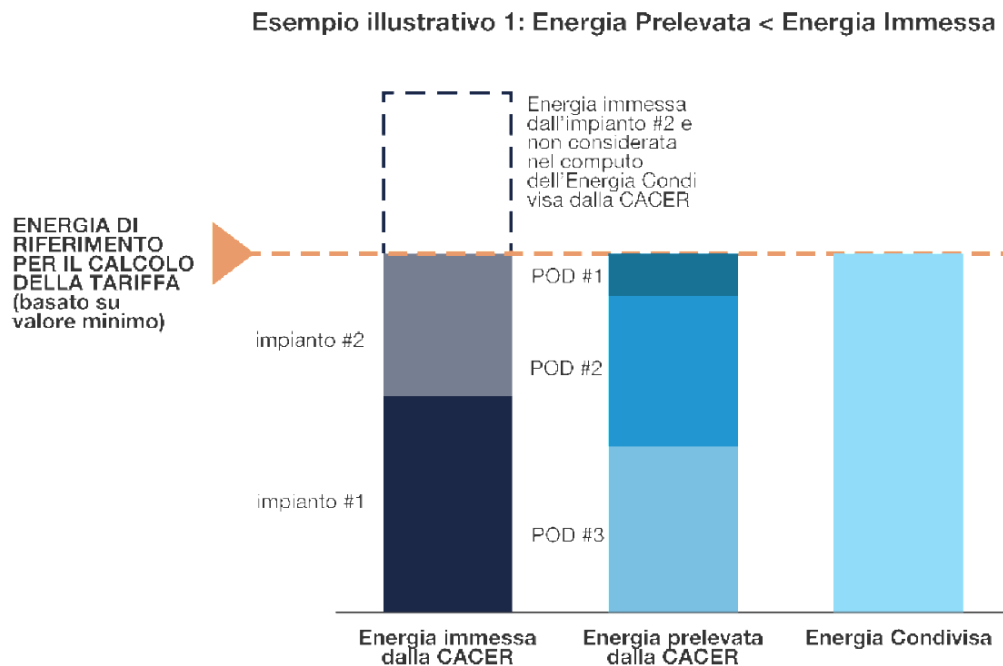
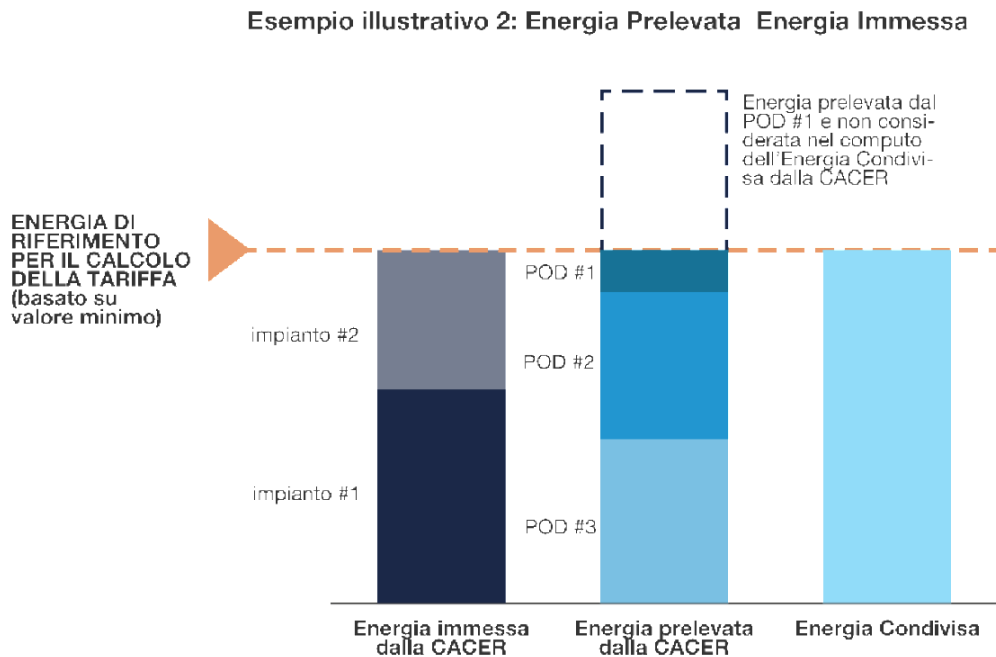


Figura 2.10: Esempio di rappresentazione grafica del calcolo orario di energia condivisa. Fonte:[12]

Incentivando la produzione e il consumo all'interno di quest'area circoscritta, l'energia non ha bisogno di risalire verso l'alta tensione e si evita in questo modo l'inversione dei flussi sui trasformatori e la decongestione della rete di trasmissione nazionale e di conseguenza si abbattano drasticamente le dispersioni per effetto Joule legate al trasporto a lunga distanza.

Per semplificare la verifica e l'idoneità delle utenze da coinvolgere all'interno delle CER, il GSE ha reso pubblica e accessibile una mappa interattiva geolocalizzata (Figura2.12). Digitando l'indirizzo o il codice POD, il portale restituisce il codice della cabina primaria di appartenenza, certificando rapidamente la possibilità di un utente di unirsi alla medesima configurazione. [18] [12] [16]



Fonte immagine: GSE

Figura 2.11: Esempio di rappresentazione grafica del calcolo orario di energia condivisa. Fonte:[12]

2.2.6 Gli attori della CER e la figura del Soggetto Referente

All'interno del modello virtuale si distinguono tre ruoli:

- **Producer (produttore puro):** è il soggetto che mette a disposizione una superficie, investe il capitale per installare l'impianto a fonti rinnovabili e immette l'intera produzione in rete, senza autoconsumarla direttamente;
- **Consumer (consumatore):** è il membro della CER (cittadino, famiglia, ente) che non possiede alcun impianto di produzione. Il suo ruolo è puramente passivo ma fondamentale: prelevare energia dalla rete, idealmente in perfetta sincronia con le ore di generazione, in modo da realizzare il "matching" con l'energia condivisa;
- **Prosumer (produttore-consumatore):** è la figura più completa. possiede l'impianto, gode dell'autoconsumo fisico abbattendo i propri costi operativi, e immette in rete le eccedenze a beneficio della Comunità.

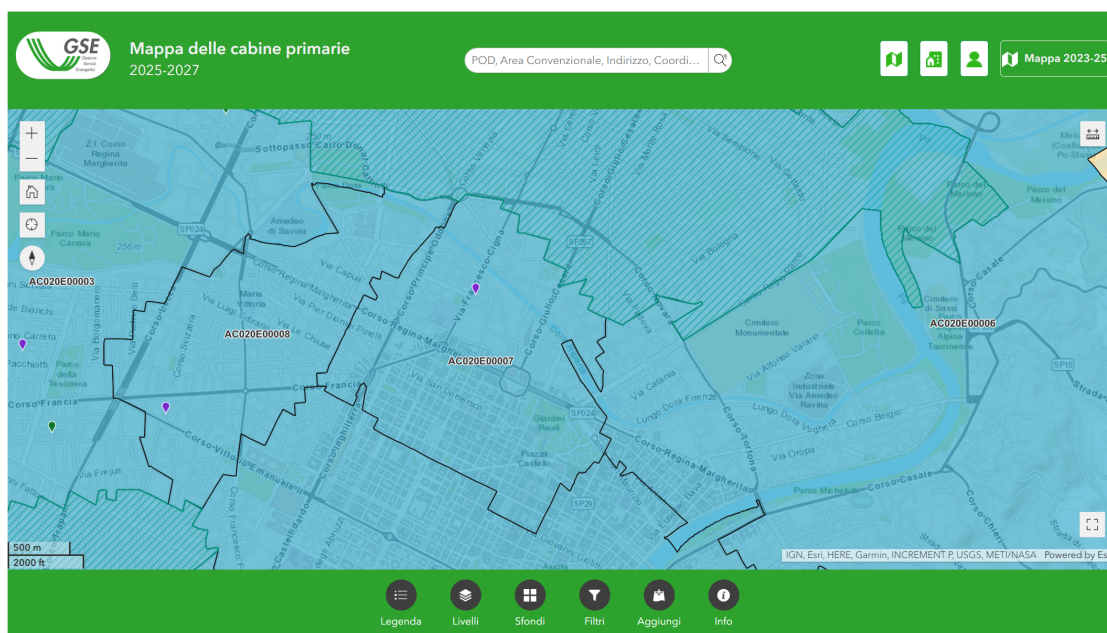


Figura 2.12: Mappa interattiva delle cabine primarie. La cabina posizionata al centro di questa immagine corrisponde a quella in cui è localizzato il polo dell'Arsenale della Pace, oggetto di studio di questo lavoro di tesi. Fonte:[19]

Il Soggetto Referente, funge da snodo tra questi molteplici attori e lo Stato. Secondo le Regole Operative del GSE, in una Comunità Energetica il referente può coincidere con il legale rappresentante della CER stessa, con un produttore membro, oppure con una ESCo (Energy Service Company) certificata UNI 11352.

Il referente è colui che agisce come interfaccia tecnica e amministrativa unica nei confronti del GSE, sottoscrive i mandati di rappresentanza di tutti i membri, formula le istanze di ammissione agli incentivi tramite il portale telematico istituzionale, riceve le ispezioni tecniche ed è il destinatario esclusivo dei flussi di cassa (Tariffa Premio e Valorizzazione ARERA) erogati dal GSE. Sarà poi compito del Referente, sulla base dei regolamenti statutari e di ripartizione interni, redistribuire tali proventi tra producer, consumer o incamerarli per finalità sociali. [18] [12] [17] [11] [14]

2.2.7 Vantaggi strategici e urbanistici del Modello Virtuale

Per concludere, è opportuno spiegare perchè il legislatore sia a livello europeo che italiano abbia scelto di privilegiare questo modello virtuale rispetto alla creazione di piccole reti indipendenti. La risposta sta nel fatto che il Modello Regolatorio Virtuale definito da ARERA presenta innumerevoli vantaggi infrastrutturali.

In primo luogo, l'utilizzo della rete di distribuzione pubblica esistente per simulare la condivisione "evita la realizzazione di nuove connessioni o di nuovi collegamenti elettrici privati". Questo aspetto azzerà alla radice gli immensi costi di scavo stradale, i vincoli urbanistici e l'impatto paesaggistico che la posa di nuovi cavi comporterebbe in un tessuto denso e storicizzato come quello italiano.

In secondo luogo, il modello virtuale garantisce un'assoluta libertà contrattuale. Poiché non esistono vincoli fisici permanenti tra gli edifici, ogni soggetto partecipante conserva la piena libertà di modificare le proprie scelte commerciali in qualsiasi momento, potendo cambiare liberamente il fornitore di energia sul libero mercato o recedere dalla CER senza che ciò comprometta la sicurezza fisica dell'approvvigionamento elettrico della sua abitazione.

Il D.Lgs 210/21 non preclude a una CER la possibilità di farsi affidataria e gestire porzioni di rete di distribuzione locali ma la complessità amministrativa rende il modello virtuale quello preferibile. [18]

2.3 Evoluzione del quadro normativo: dall'impulso europeo al Decreto CACER

2.3.1 Il contesto europeo e l'introduzione delle Comunità Energetiche

La transizione verso un modello di generazione elettrica diffusa affonda le proprie radici giuridiche nella strategia climatica dell'Unione Europea che con l'approvazione del pacchetto legislativo noto con il nome "Fit for 55" ha fissato obiettivi vincolanti e sfidanti per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. L'Italia ha recepito le indicazioni europee all'interno dell'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) prevedendo che, entro l'orizzonte temporale del 2030 il Paese debba coprire il 39% dei propri consumi finali lordi attraverso lo sfruttamento di fonti rinnovabili.

Per raggiungere tali obiettivi, l'Europa ha compreso l'importanza di coinvolgere attivamente i cittadini e le imprese nel mercato dell'energia e ha introdotto nel diritto comunitario la Comunità Energetica Rinnovabile (CER) e la Comunità Energetica dei Cittadini (CEC) con l'approvazione di due direttive cardine: la Direttiva UE 2018/2001 comunemente denominata RED II (Renewable Energy Directive), e la Direttiva(UE) 2019/944 nota come IEM (Internal Electricity Market). Una nota rilevante riguardo le novità introdotte da queste direttive riguardanti le nuove configurazioni di aggregazione è che esse debbano obbligatoriamente porsi l'obiettivo di fornire benefici ambientali, economici e sociali ai propri membri o al territorio ospitante, e non quello di realizzare solo profitti finanziari. [12] [18] [20]

2.3.2 Dal regime sperimentale al recepimento strutturale in Italia

La complessità introdotta dall'implementazione di un modello energetico decentralizzato ha fatto sì che il legislatore italiano adottasse un approccio a due fasi consecutive. Inizialmente, si è optato per un recepimento parziale della Direttiva RED II attraverso l'Articolo 42-bis del Decreto Legge 162/2019, noto come Decreto Milleproroghe che ha avviato un "Regime sperimentale". Il fine di questa prima fase, appositamente studiata per il breve termine, è stato quello di favorire la nascita dei primi progetti pilota e di testare la tenuta delle reti locali di fronte ai nuovi schemi di produzione e scambio di energia.

Il passaggio ad un "regime strutturale", concepito per porre le configurazioni di autoconsumo come pilastri a lungo termine della sostenibilità nazionale, si è concretizzata con il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n.199. Questo Decreto rappresenta un vero e proprio spartiacque normativo. Esso stabilisce che la Comunità debba costituirsi come un soggetto di diritto autonomo, aperto alla

partecipazione volontaria di persone fisiche, PMI, enti locali, istituzioni di beneficenza ed Enti del Terzo Settore. Impone il limite geografico per la condivisione dell'energia, la cabina primaria e consente l'inclusione di impianti di generazione a fonte rinnovabile fino alla potenza massima di 1 MW ciascuno. [12] [18] [20] [13]

2.3.3 L'infrastruttura regolatoria: il ruolo di ARERA e il TIAD

Parallelamente all'evoluzione legislativa primaria, come previsto dai decreti di recepimento, i ruoli istituzionali sono stati nettamente ripartiti. Al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) spetta la definizione degli strumenti incentivanti, mentre all'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente (ARERA) è demandato il compito di definire le regole per la valorizzazione dell'autoconsumo elettrico.

A fine 2022, ARERA ha promulgato la Delibera 727/2022 con la quale è stato approvato il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD). Questo documento disciplina il "motore contabile" delle configurazioni, istituendo il modello regolatorio di tipo virtuale. Scelta che ha reso possibile la valorizzazione dell'energia scambiata tra i membri della CER utilizzando l'infrastruttura della rete preesistente con tutti i vantaggi già visti in precedenza di non dover realizzare nuovi collegamenti fisici o installare contatori dedicati e garantendo a ciascun cliente finale la possibilità di mantenere il proprio fornitore sul libero mercato. Il TIAD definisce inoltre la restituzione delle componenti tariffarie legate ai benefici di rete (le perdite evitate), quantificate in un rimborso forfettario applicato al prezzo zonale dell'energia. [12] [18] [13] [16]

2.3.4 L'assetto definitivo: il Decreto CACER e le Regole Operative del GSE

Il quadro normativo ha raggiunto la completa maturazione con l'emanazione, da parte del MASE, del D.M. 414 del 7 dicembre 2023, comunemente definito "Decreto CACER" entrando definitivamente in vigore il 24 gennaio 2024.

Il Decreto CACER rappresenta lo strumento esecutivo e finanziario che garantisce la bancabilità dei progetti in quanto disciplina esplicitamente i meccanismi di incentivazione per le configurazioni di autoconsumo diffuso. Il provvedimento introduce tre principali leve di supporto economico:

- La Tariffa Premio (incentivo in conto esercizio): un contributo erogato per una durata garantita di venti anni. Il legislatore ha strutturato questa tariffa in modo inversamente proporzionale alla taglia dell'impianto, inserendo inoltre una correzione legata al prezzo del mercato dell'energia (Prezzo Zonale) e una

maggiorazione territoriale per riequilibrare i livelli di irraggiamento solare tra le diverse regioni italiane.

- Il Contributo in Conto Capitale (Fondi PNRR): Una misura di sostegno a fondo perduto, finanziata attraverso il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. Questo strumento mira a coprire una quota significativa dei costi iniziali di realizzazione degli impianti, ma è soggetto a un rigido vincolo, è accessibile solo alle configurazioni con una popolazione inferiore ai 5.000 abitanti, successivamente innalzato a 50.000.

La gestione operativa, tecnica e amministrativa di queste erogazioni è stata affidata al Gestore dei Servizi Energetici GSE che a febbraio 2024 ha pubblicato le "Regole Operative CACER", abilitando contestualmente i portali telematici per l'invio delle richieste. [12] [13] [20] [16] [17] [18]

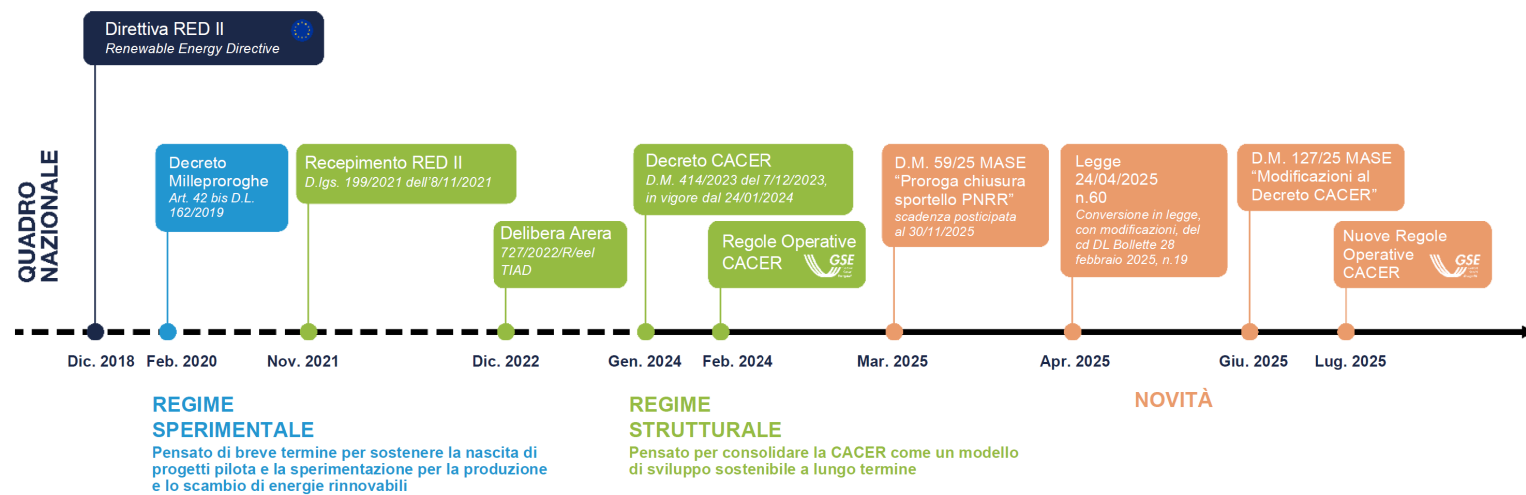


Figura 2.13: Timeline normativa. Fonte: [12].

2.4 Il sistema incentivante

2.4.1 Valorizzazione (ARERA) e Incentivazione (MASE)

Affinchè il modello teorico delle Comunità Energetiche Rinnovabili possa trasformarsi in interventi strutturali sul territorio, il legislatore ha affiancato all'impianto normativo un robusto quadro economico finanziario. Poichè la realizzazione di nuovi impianti di generazione richiede ingenti investimenti e per assicurare ai soggetti promotori adeguati tassi di rendimento, il legislatore ha introdotto i Decreti Legislativi 199/2021 e 210/2021, un meccanismo di supporto economico basato sui reali flussi di energia virtualmente condivisa. A tal proposito è necessario distinguere due flussi di cassa ben distinti e gestiti da enti differenti: la valorizzazione e l'incentivazione.

La valorizzazione dell'energia autoconsumata è uno strumento disciplinato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Essa non costituisce un incentivo statale bensì la restituzione contabile di una serie di costi (oneri e perdite) che il sistema elettrico nazionale risparmia grazie al fatto che l'energia viene consumata localmente, senza passare attraverso le linee di trasmissione ad alta tensione.

L'incentivo o Tariffa Premio, al contrario, è uno strumento di politica economica ed energetica definita dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE). Esso mira a promuovere l'installazione di nuovi impianti a fonte rinnovabile garantendo la bancabilità dei business plan sottesi alle CER. [18]

2.4.2 Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) e Valorizzazione ARERA

Il TIAD, approvato con Delibera ARERA 727/2022, sancisce l'operatività del modello "virtuale" stabilendo che il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) debba erogare al Referente della CER un importo economico in grado di monetizzare i benefici che l'autoconsumo di prossimità apporta alla rete elettrica nazionale. Tale valorizzazione si compone di due voci principali. La prima è la restituzione della quota unitaria variabile della tariffa di trasmissione, quantificata da ARERA per l'anno di riferimento. La seconda riguarda il ristoro per le perdite di rete evitate. ARERA riconosce infatti che il trasporto dell'elettricità dalle grandi centrali fino all'utente finale comporta inefficienze dissipative e di conseguenza se l'energia viene invece prodotta e consumata all'interno dello stesso quartiere, tali perdite vengono parzialmente annullate. Il rimborso è calcolato applicando una percentuale fissa al Prezzo Zonale orario dell'energia sul Mercato del Giorno Prima. Tale coefficiente è pari all'1,2% qualora l'impianto di produzione sia connesso in Media Tensione, e sale al 2,6% per le connessioni in Bassa Tensione, rispecchiando le maggiori dispersioni della rete capillare. [18] [12]

				
	PNRR Missione 2 Componente 2 Investimento 1.2 Comuni <50'000 abitanti	Contributo in conto capitale pari al 40% del costo di nuovi impianti o potenziamenti	✓	✓
IMPIANTI FER	Incentivo di condivisione	Tariffa Premio TIP	60÷120* + FCzonale €/MWh	60÷120* + FCzonale €/MWh
ENERGIA CONDIVISA (contributi spettanti riconosciuti per 20 anni)	Valorizzazione	Trasmissione definito annualmente da ARERA**	11,89 €/MWh	11,89 €/MWh
		Distribuzione definito annualmente da ARERA**		0,73 €/MWh
		Perdite di rete evitate		1,2% in MT e 2,6% in BT del prezzo zonale di mercato

* FCzonale: Fattore di correzione zonale, applicato solo per energia prodotta da impianti fotovoltaici, pari a 10 €/MWh nelle regioni del Nord Italia e a 4 €/MWh nelle regioni del Centro Italia
 ** i valori riportati si riferiscono al 2025

Figura 2.14: Tabella riepilogativa degli incentivi e della valorizzazione dell'energia.
Fonte:[12]

2.4.3 Il Decreto CACER (D.M. 414/2023) e il calcolo della Tariffa Premio

Il pilastro economico in grado di garantire l'effettiva redditività dei progetti di autoconsumo diffuso è rappresentato dal Decreto del MASE n. 414 del 7 dicembre 2023 (Decreto CACER). Questo provvedimento istituisce una Tariffa Premio (TIP) sull'energia virtualmente condivisa, garantita in conto esercizio per un orizzonte temporale di 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto. Per evitare sovra-remunerazioni a danno delle finanze pubbliche e adattare il sussidio alle reali economie di scala dei progetti, il legislatore ha strutturato la Tariffa Premio con una complessa architettura. La formula generale, espressa in €/MWh, decresce all'aumentare della taglia dell'impianto ed è inversamente proporzionale al Prezzo Zonale orario (P_z):

- Per impianti con potenza $P \leq 200$ kW: $TIP = 80 + \max(0, 180 - P_z)$ con un tetto massimo (cap) fissato a 120 €/MWh;
- Per impianti con potenza $200 \text{ kW} < P \leq 600$ kW: $TIP = 70 + \max(0, 180 - P_z)$ con un tetto massimo (cap) fissato a 110 €/MWh;

- Per impianti con potenza $600 \text{ kW} < P \leq 1 \text{ MW}$: $TIP = 60 + \max(0, 180 - P_z)$ con un tetto massimo (cap) fissato a 100 €/MWh.

L'inclusione del termine $\max(0, 180 - P_z)$ funge da sofisticato ammortizzatore contro la volatilità dei mercati energetici, infatti se il prezzo dell'energia all'ingrosso crolla, l'incentivo statale aumenta proporzionalmente (fino a raggiungere il tetto massimo), proteggendo il piano di rientro degli investitori. Viceversa, in caso di rialzo dei prezzi oltre la soglia dei 180 €/MWh, la componente variabile si annulla, lasciando alla CER la sola componente fissa di base.

Esiste poi un altro correttivo definito Fattore di Correzione Zonale (FC zonale). Poiché l'efficienza dei moduli fotovoltaici è strettamente dipendente dalla latitudine, gli impianti situati nel Nord Italia subiscono un deficit radiativo rispetto a quelli del Sud. Per rendere attrattivi gli investimenti sull'intero territorio nazionale, il GSE riconosce una maggiorazione fissa che si somma alla tariffa base:

- + 10 €/MWh per le Regioni del Nord Italia (inclusi Piemonte e Torino, area del caso studio in esame);
- + 4 €/MWh per le Regioni del Centro Italia.

[18] [12] [17]

2.4.4 Finanza agevolata: il fondo del PNRR e i vincoli della Cumulabilità

In affiancamento al meccanismo in conto esercizio, il quadro normativo prevede una massiccia misura di sostegno in conto capitale finalizzata all'abbattimento diretto dei costi iniziali di realizzazione. Attingendo alle risorse del PNRR, il GSE può erogare un contributo a fondo perduto fino al 40% delle spese ammissibili per la realizzazione o il potenziamento di impianti a fonte rinnovabile.

Questa agevolazione è riservata agli impianti localizzati all'interno di Comuni con una popolazione inferiore ai 50.000 abitanti. Per i territori che hanno accesso a tale fondo, il Decreto CACER impone inoltre un ricalcolo al ribasso della Tariffa Premio, al fine di evitare il divieto europeo di doppio finanziamento. La decurtazione applicata segue l'equazione: $TIP_{\text{Conto Capitale}} = TIP \cdot (1 - F)$. Il parametro F varia linearmente da 0 fino a un massimo di 0,50 nel caso in cui il contributo PNRR concesso raggiunga la quota limite del 40% dell'investimento. [12] [13] [17] [13] [20]

2.4.5 Il superamento dello Scambio Sul Posto (SSP) e la sinergia con il Ritiro Dedicato (RID)

A completamento del quadro di valorizzazione economica, è fondamentale delineare il rapporto tra le nuove configurazioni e i meccanismi commerciali preesistenti, quali il Ritiro Dedicato (RID) e lo Scambio sul Posto (SSP).

Lo scambio sul posto è attualmente oggetto di un progressivo superamento normativo: l'ARERA con la delibera 457/2024 ha definito che, l'accesso allo SSP è consentito esclusivamente agli impianti entrati in esercizio entro il 29 maggio 2025, avviando una transizione che impedirà il rinnovo delle vecchie convenzioni al raggiungimento del quindicesimo anno. Inoltre, la normativa vigente sancisce la totale incompatibilità e non cumulabilità dello Scambio sul Posto con la Tariffa Premio delle CER.

Il meccanismo del Ritiro Dedicato si pone invece in perfetta sinergia con l'auto-consumo diffuso. Tramite il RID, l'energia fisicamente immessa nella rete pubblica viene remunerata dal GSE sulla base del Prezzo Zonale Orario, godendo di un prezzo minimo garantito. All'interno di una Comunità Energetica, i singoli produttori mantengono la titolarità del proprio contratto RID, ma hanno la facoltà di delegarne l'incasso direttamente alla CER, incrementando così il flusso di cassa complessivo a disposizione della configurazione per la successiva redistribuzione. [13] [13] [12]

2.4.6 I vincoli di redistribuzione: la Quota Eccedentaria e l'impatto sociale

Una volta liquidati gli incentivi da parte del GSE, si apre il capitolo della redistribuzione della ricchezza (Revenue Allocation). Sebbene le Direttive Europee garantiscano flessibilità statutaria alle CER, il legislatore italiano ha introdotto specifiche clausole per salvaguardare la natura non speculativa di queste aggregazioni.

Il Decreto stabilisce specifici vincoli sui limiti di ripartizione degli utili a favore delle imprese private e che partecipano alla configurazione. Esiste infatti un "valore soglia", definito come Quota Eccedentaria: l'ammontare derivante dalla tariffa premio non può essere redistribuito alle Piccole e Medie Imprese (PMI) in misura superiore al 55% dell'energia condivisa (quota che si abbassa al 45% nel caso l'impianto abbia beneficiato dei fondi PNRR). Il GSE è incaricato di verificare il rispetto di tale soglia su base annuale.

La normativa impone che l'incentivo eccedente tale soglia debba essere obbligatoriamente destinato ai consumatori diversi dalle imprese (es. cittadini, famiglie) e/o utilizzato per finanziare finalità sociali e ambientali aventi ricadute dirette sul territorio in cui operano gli impianti. [20] [14] [15]

2.5 Forme giuridiche e governance

2.5.1 Inquadramento normativo e requisiti costitutivi

Quando un'associazione di cittadini, imprese ed enti pubblici ha l'obiettivo di essere riconosciuta formalmente dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e di conseguenza accedere ai meccanismi di incentivazione (Tariffa Premio e contributi PNRR), deve conformarsi a rigidi requisiti statutari imposti dal legislatore nazionale. Secondo quanto definito dalla normativa, una Comunità Energetica Rinnovabile (CER), deve costituirsi in un "soggetto di diritto autonomo" e basarsi sui principi della partecipazione aperta e volontaria, garantendo il meccanismo che viene definito della "porta aperta", ovvero offrendo ai membri la possibilità di aderire o recedere in qualsiasi momento e comunque mantenendo i propri diritti di cliente finale sul libero mercato.

L'appartenenza ad una CER è garantita a tipi diversi di soggetti: persone fisiche, Piccole e Medie Imprese (PMI), enti del Terzo Settore (ETS), istituti di ricerca, enti religiosi e amministrazioni pubbliche locali. Il legislatore pone però vincoli di natura dimensionale e commerciale. Le Grandi Imprese sono quindi tassativamente escluse dalla possibilità di diventare membri, e a proposito di Piccole e Medie Imprese (PMI) partecipanti, per quest'ultime l'adesione alla CER non può costituire l'attività principale.

Un ultimo aspetto importante riguarda il fine, la cosiddetta mission, che deve guidare la stesura dello statuto. Come richiesto dalle Direttive Europee, occorre perseguire i benefici ambientali, economici e sociali a livello comunitario o territoriale e non soltanto il profitto finanziario. [20] [14] [15] [13]

2.5.2 L'iter di costituzione e l'importanza dello Statuto

La creazione dell'entità giuridica, è cosa delicata, ed è il risultato di un processo in diverse fasi. Come, infatti, evidenziato dalle linee guida istituzionali, l'iter si articola generalmente in cinque step:

- la verifica preliminare di fattibilità;
- la definizione del modello organizzativo e la stesura dello Statuto;
- la costituzione legale del soggetto con la raccolta delle adesioni formali;
- la progettazione e l'entrata in esercizio degli impianti;
- la gestione ordinaria dei flussi informativi ed economici.

Al momento della stesura dello Statuto (o dell'Atto Costitutivo), i soci fondatori devono individuare e nominare il "Soggetto Referente": l'interfaccia unica designata

a interloquire con il GSE. Il Referente assume un ruolo di grande responsabilità amministrativa, operando con un mandato senza rappresentanza conferitogli dai membri della configurazione.

La scelta giuridica da conferire alla CER rappresenta uno momento delicato: perchè determina i costi iniziali, il regime di responsabilità patrimoniale degli amministratori e le modalità di accesso al credito. I modelli a disposizione possono essere di due tipi: i modelli societari (es. cooperative) e i modelli associativi (es. associazioni, fondazioni). [13] [20] [14]

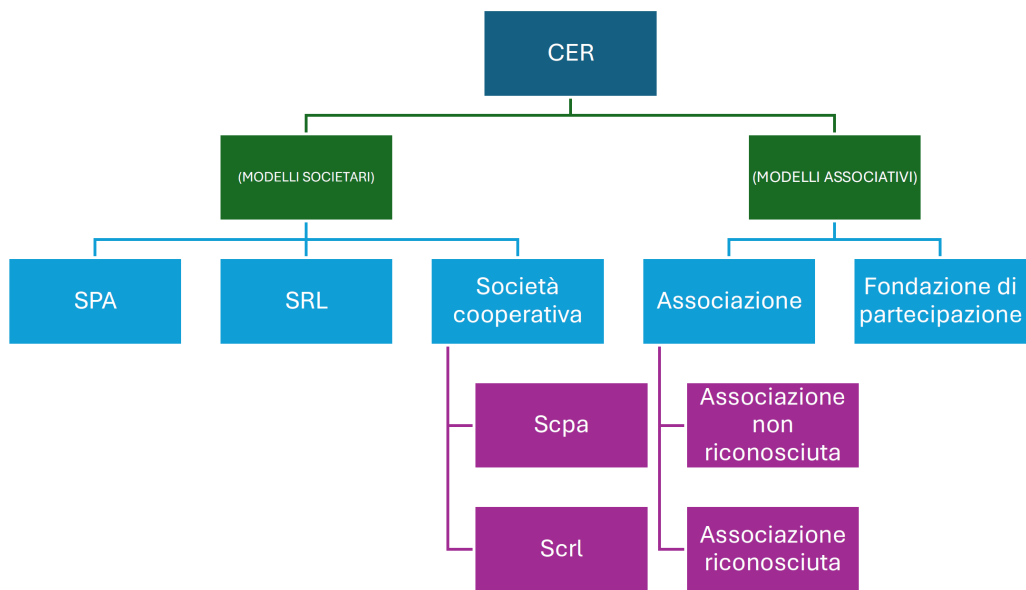


Figura 2.15: Modelli giuridici applicabili alle cer. Fonte:[14]

2.5.3 Modelli associativi: Associazioni non riconosciute e Associazioni riconosciute

In Italia, oggi il modello associativo rappresenta la forma giuridica maggiormente impiegata per la costituzione delle Comunità Energetiche, sia per la sua flessibilità, sia per la sua intima coerenza agli scopi senza fine di lucro richiesti dalla legge.

L'Associazione non riconosciuta costituisce il modello organizzativo più snello in assoluto, richiedendo costi di costituzione e di gestione estremamente contenuti (circa 350 € oltre alle eventuali spese professionali) e non necessitando di conferimenti di capitale minimi. Allo stesso tempo, il suo principale limite risiede nella mancanza di un'autonomia patrimoniale perfetta. In questo modello infatti, coloro

che agiscono in nome e per conto dell'associazione (come il Presidente o il Consiglio Direttivo) rispondono delle obbligazioni e dei debiti contratti dall'ente anche con il proprio patrimonio personale. Questi aspetti rendono questo modello altamente sconsigliato in situazioni che prevedano investimenti impiantistici notevoli. Inoltre, essi scoraggiano la partecipazione diretta di Enti Pubblici o Comuni che non possono evidentemente assumersi rischi finanziari illimitati.

Volendo superare queste criticità, è possibile optare per l'Associazione riconosciuta. Grazie alla stipula per Atto Pubblico notarile e la successiva costituzione di un fondo di dotazione (con un minimo nazionale di 15.000 €, ma variabile in base alle disposizioni regionali), l'ente acquisisce la personalità giuridica e, di conseguenza, l'autonomia patrimoniale perfetta.

Nel caso si optasse per questo modello, a fronte delle obbligazioni assunte dalla CER, risponde esclusivamente l'ente con il proprio patrimonio. Sempre questo modello garantisce poi una maggiore bancabilità, facilitando l'accesso a linee di credito o l'accesso a finanziamenti garantiti per la realizzazione degli impianti fotovoltaici. Inoltre rassicura sufficientemente le Pubbliche Amministrazioni coinvolte. [14][20]

2.5.4 Le cooperative a scopo mutualistico e le imprese sociali

Nel caso in cui la Comunità Energetica nasca con l'obiettivo di aggregare un numero molto ampio di cittadini e/o abbia l'intenzione futura di espandere i propri servizi (ad esempio: l'installazione diffusa di infrastrutture di ricarica, la fornitura di servizi di efficientamento energetico, car sharing, etc.), il modello della Società Cooperativa si rivela quello preferibile.

La cooperativa, per sua stessa natura civilistica, si fonda sullo scopo mutualistico, un principio perfettamente coerente alle direttive europee sulle CER che, infatti, impongono di fornire vantaggi diretti ai membri. Essa poi, garantisce un'autonomia patrimoniale perfetta e anche una governance profondamente democratica, regolata dal principio "una testa, un voto", indipendentemente dalla quota di capitale conferita da ogni socio.

E' importante ricordare inoltre che, a differenza dell'associazione, la cooperativa permette una maggiore leva finanziaria, potendo emettere titoli con l'obiettivo di raccogliere capitali e potendo godere della totale deducibilità dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA). Lo svantaggio è che la sua costituzione è piuttosto complessa e inoltre richiedendo un numero minimo di soci fondatori (normalmente nove, fino a un minimo di tre, in specifici casi). Essa infine impone oneri di gestione contabile e amministrativa (es. bilanci societari, revisioni) molto più impegnativi rispetto ad esempio alle forme associative. [14][20]

2.5.5 La Fondazione di Partecipazione e il Terzo Settore

Nei contesti di rigenerazione urbana in cui si contemperano interessi della Pubblica Amministrazione, di Privati e di Enti Religiosi, la forma giuridica della Fondazione di Partecipazione è senza dubbio lo strumento di governance migliore.

Si tratta di una forma particolare di fondazione che unisce l'elemento patrimoniale tipico delle fondazioni tradizionali con l'elemento personale delle associazioni (la presenza di un'assemblea dei partecipanti). Questo ibrido giuridico garantisce l'autonomia patrimoniale perfetta ma consente, contemporaneamente, un'estrema flessibilità nella definizione dei poteri di governance, permettendo ad esempio di riservare posti nel Consiglio di Amministrazione (CdA) ai "Soci Fondatori" pur concedendo molto spazio anche ai "Soci Partecipanti".

Il modello è poi considerato particolarmente idoneo per quanto riguarda la partecipazione pubblica.

Sebbene i costi di costituzione siano decisamente elevati (conferimenti nell'ordine dei 30.000 €), la solidità rende questo modello ideale per gestire patrimoni elevati e per interfacciarsi con il GSE. [14][20]

Tabella 2.1: Confronto tra le principali forme giuridiche adottabili per una Comunità Energetica Rinnovabile. Fonte: elaborazione dell'autrice, adattato da [14]

Parametro	Associazione non riconosciuta	Associazione riconosciuta	Cooperativa a scopo mutualistico	Fondazione di partecipazione
Costo di costituzione	€ 350,00 + eventuali spese professionisti. Può essere richiesta l'iscrizione al Registro Unico degli Enti del Terzo Settore (qualifica di ETS).	Almeno € 15.000 di conferimento per il riconoscimento della personalità giuridica (varia a seconda delle Prefetture e della singola disciplina Regionale) + eventuali spese professionisti. Può essere richiesta l'iscrizione al Registro Unico degli Enti del Terzo Settore (qualifica di ETS) (almeno 15.000 €).	Quota associativa minima = 25 €. È consigliabile costituire una Cooperativa con un capitale sociale di almeno € 3.000 più le spese per notaio, iscrizione al Registro delle Imprese presso la Camera di Commercio e all'Albo nazionale delle cooperative, apertura della partita IVA, acquisto e vidimazione dei libri sociali e dei registri contabili.	Minimo € 30.000 di conferimento per personalità giuridica (varia a seconda delle Prefetture e della singola disciplina Regionale) + spese professionisti (va costituita con atto pubblico). Può essere richiesta l'iscrizione al Registro degli Enti del Terzo Settore (qualifica di ETS) (almeno 30.000 €).
Numero minimo di soci fondatori	2 (ma si consiglia 3 per coprire tutte le cariche del Consiglio Direttivo, ossia Presidente, Vicepresidente e Segretario).	2 (ma si consiglia 3 per coprire tutte le cariche del Consiglio Direttivo, ossia Presidente, Vicepresidente e Segretario).	3 (se costituita solo da persone fisiche); 9 (se costituita da persone fisiche e persone giuridiche).	2, benché rimanga formalmente un atto unilaterale (costituzione congiunta).
Autonomia patrimoniale	Imperfetta (risponde delle obbligazioni assunte dall'associazione, oltre che l'associazione stessa, chiunque agisca in nome e per conto dell'associazione con il proprio patrimonio).	Perfetta (risponde delle obbligazioni assunte dall'ente solo l'ente stesso con il proprio patrimonio).	Perfetta (risponde delle obbligazioni assunte dall'ente solo l'ente stesso con il proprio patrimonio).	Perfetta (risponde delle obbligazioni assunte dall'ente solo l'ente stesso con il proprio patrimonio).

2.5.6 Coinvolgimento degli Enti Locali e Partenariato Pubblico-Privato (PPP)

Le amministrazioni comunali locali, fungono da fondamentale volano per la costituzione delle Comunità Energetiche territoriali. Un Comune può aderire alla CER come semplice consumer, scorporando poi dalla bolletta la quota di energia condivisa in tempo reale, sia come prosumer, mettendo a disposizione i tetti di alcuni suoi edifici, come per esempio le scuole, per l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici.

I Comuni hanno a disposizione diverse opportunità e procedure per superare il limite della disponibilità di risorse. Un ente locale può concedere ad esempio il diritto di superficie (Concessione di Suolo Pubblico) a un investitore privato o a una CER già costituita in cambio di un canone concessorio, vincolando contrattualmente l'energia prodotta alla condivisione comunitaria.

Tra le possibilità disponibili, l'approccio più avanzato si concretizza tuttavia nel Partenariato Pubblico-Privato (PPP). In questo caso, un operatore privato (per esempio una ESCo) finanzia integralmente, realizza e garantisce la manutenzione dell'impianto installato sulle coperture di proprietà del comune. Il Comune, da parte sua, remunera il privato attraverso un canone di "contratto di disponibilità", trasferendo sull'operatore la cosiddetta "matrice dei rischi". In particolare, il rischio di disponibilità (i guasti tecnici) e il rischio energia (le oscillazioni dei prezzi) gravano sull'operatore privato, mentre il rischio di partecipazione (la capacità di aggregare utenti per generare la Tariffa Premio virtuale) può essere mitigato da particolari clausole oppure rimane in capo al Soggetto Referente della CER. [15]

2.5.7 Aspetti fiscali, ETS e vincoli di redistribuzione (Risoluzione 37/2024)

A completamento del ragionamento, occorre porre l'attenzione sulla corretta gestione dei flussi di cassa (Tariffa Premio GSE, Valorizzazione ARERA e Ritiro Dedicato) e sulla loro redistribuzione (Revenue Allocation).

Come osservato in precedenza, il legislatore ha introdotto il concetto di Quota Eccedentaria che prevede l'impossibilità di redistribuire gli incentivi a favore delle imprese private (PMI) aderenti alla configurazione in misura superiore ad una certa soglia limite (55% o 45% dell'energia condivisa). La liquidità in eccesso infatti deve essere tassativamente riversata a favore dei consumatori "deboli" (famiglie e cittadini) oppure raccolta in fondi dedicati a finalità sociali e ambientali a beneficio del territorio ospitante.

Sotto il profilo strettamente tributario, l'inquadramento dei proventi è stato recentemente chiarito dall'Agenzia delle Entrate con la Risoluzione n. 37/2024. Il pronunciamento sancisce un principio fondamentale: per gli enti no-profit, e in

particolar modo per quelli iscritti al Registro Unico Nazionale del Terzo Settore (RUNTS) come gli Enti del Terzo Settore (ETS), la Tariffa Premio erogata dal GSE non è qualificabile come un ricavo commerciale o un "utile" tassabile. Essa viene inquadrata giuridicamente come un "contributo a fondo perduto" avente finalità solidaristica, risultando di conseguenza esente dell'IVA e non concorrendo alla formazione del reddito d'impresa. [15]

Capitolo 3

Metodologia di valutazione integrata

3.1 Architettura della simulazione: raccolta dati, strumenti e scenari operativi

Al fine di valutare la sostenibilità e l'impatto della Comunità Energetica oggetto di studio, la presente analisi adotta un quadro analitico multidimensionale. Tale impianto analitico permette un'interpretazione integrata dei benefici energetici, economici, ambientali e sociali generati dal progetto. L'iter metodologico è stato strutturato in quattro fasi operative consequenziali: l'analisi dei profili di domanda, il dimensionamento della capacità generativa, la simulazione degli scenari e l'elaborazione dei risultati. Nei sottoparagrafi seguenti verrà approfondito il percorso che ha guidato lo studio.

Step 1. Analisi della domanda e dei profili di consumo

Il primo pilastro analitico ha riguardato la caratterizzazione del lato "domanda", ovvero l'indagine sui fabbisogni elettrici preesistenti all'interno del perimetro di studio. Perché una simulazione di Comunità Energetica Rinnovabile risulti affidabile, risulta fondamentale partire dai dati storici reali delle utenze che andranno a comporre la configurazione.

La fase di raccolta ha riguardato un anno solare di riferimento, nello specifico il 2022, che viene considerato l'"anno tipo" per la stabilità delle attività ospitate all'interno dell'Arsenale. Inizialmente è stata condotta una mappatura anagrafica e tecnica dei Punti di Consegna (POD), è stato verificato che ognuno dei trentatré POD risultasse sotteso alla medesima Cabina Primaria.

Successivamente si è proceduto all'estrazione e all'organizzazione dei dati di consumo mensili ricavati dalle fatturazioni energetiche. Tali consumi sono stati scorporati e catalogati secondo le tre fasce orarie (F1, F2, F3), permettendo di identificare un primo profilo delle abitudini di prelievo di ciascun membro. L'analisi preliminare di questo imponente database ha fatto emergere caratteristiche di consumo fortemente asimmetriche: si è osservato che tre POD assorbivano la maggioranza del fabbisogno complessivo e che solo un piccolissima parte rappresentava la somma di tutte le restanti utenze. Per questa ragione e per la similarità della curva di consumo, si è deciso di trattare in modo aggregato tutte le utenze caratterizzate dai consumi più piccoli.

Step 2. Valutazione della capacità generativa

Una volta compresi i fabbisogni energetici, il secondo step ha spostato il focus sul lato "produzione", con l'obiettivo di quantificare la risorsa solare effettivamente intercettabile dalle coperture dell'ex Arsenale militare. Per questa fase, la tesi ha recepito e integrato i risultati della precedente analisi condotta dallo studente Hadi Mahdi sul medesimo sito.

Per il calcolo della produzione fotovoltaica, Hadi Mahdi si è avvalso di PV*SOL Premium, un avanzato software commerciale ampiamente riconosciuto. Il principio di funzionamento di questo programma si fonda sull'integrazione tra dati meteorologici e modellazione ottico-geometrica. In modo intuitivo il software permette di estrarre tridimensionalmente gli edifici a partire da mappe satellitari (Google Earth), ricreando fedelmente le altezze, le pendenze delle falde e la presenza di ostacoli fisici (come ad esempio camini o vani tecnici). Una volta disposti i pannelli sulle superfici dei tetti, PV*SOL utilizza un algoritmo che simula il percorso del sole nel cielo ora per ora, durante tutti i giorni dell'anno. Questa simulazione individua con estrema precisione quali pannelli verranno colpiti dalle ombre degli edifici circostanti, permettendo di scartare i moduli poco performanti e di calcolare la reale producibilità elettrica dell'impianto. Attraverso questo strumento, lo studio di Hadi Mahdi ha valutato sei diverse superfici di copertura del SERMIG ed ha esplorato differenti inclinazioni dei moduli per trovare il miglior compromesso, la cosiddetta frontiera di Pareto, tra la massima potenza installabile fisicamente sul tetto ed il massimo rendimento energetico per singolo pannello. [21]

A partire da questa base di dati, per il presente lavoro di tesi, sono stati selezionati inizialmente 5 impianti da sottoporre a verifica (75 kWp, 115 kWp, 150 kWp, 175 kWp e 187 kWp) e successivamente ne sono stati scelti due (75 kWp e 187 kWp).

Step 3. Simulatore *RECopt*

Per far dialogare i dati di consumo (le bollette) con i dati di produzione (il fotovoltaico), la metodologia ha richiesto l'impiego di uno strumento di calcolo superiore. In questa terza fase è entrato in gioco *RECopt*, un simulatore open-source sviluppato in linguaggio Python dal gruppo di ricerca CADEMA (@DENERG-PoliTO).

Il simulatore *RECopt* necessita come input di due flussi di dati principali: da un lato, le curve di produzione oraria del fotovoltaico (estratte da PV*SOL), dall'altro i profili di consumo degli utenti. *RECopt* attraverso l'utilizzo di algoritmi, elabora i dati mensili di energia delle bollette e li trasforma in una curva di carico oraria (8760 ore all'anno) che rispecchia i reali comportamenti delle utenze.

Una volta incamerati gli input, il simulatore esegue un bilancio energetico nodale orario e per ogni singola ora dell'anno, *RECopt* confronta l'energia prodotta dall'impianto con l'energia richiesta in quello stesso istante.

Il software calcola tre output fondamentali:

- Autoconsumo fisico;
- Energia immessa in rete;
- Energia condivisa.

Il flusso orario ha permesso di tradurre la teoria della Comunità Energetica in numeri tangibili alla base di tutte le successive valutazioni. Gli output di *RECopt* non sono solo energetici ma anche economici e ambientali.

Questa terza fase ha comportato la compilazione informatica iniziale dei codici specifici del caso SERMIG.

Step 4. Elaborazione e analisi dei risultati

L'ultima fase metodologica è stata l'interpretazione degli output forniti dal simulatore Python. Per comprendere a fondo l'effettiva convenienza del modello aggregato, la valutazione ha strutturato un confronto tra quattro scenari operativi distinti, due in configurazione CER e due in modalità di solo autoconsumo fisico senza la costituzione della CER.

I risultati di *RECopt* (file in formato CSV) sono stati raggruppati, ripuliti e analizzati seguendo una logica multidimensionale. Inizialmente, l'analisi si è concentrata sui flussi e sugli indicatori energetici (Autosufficienza e Autoconsumo), successivamente anche su quelli ambientali (quantificando la mitigazione dell'impronta carbonica) e indicatori socio-territoriali (valutando come i MWh condivisi virtualmente si trasformassero in strumenti concreti di sussidiarietà per il contrasto alla povertà energetica o di solidarietà sociale).

Infine l'attenzione si è spostata sull'analisi economica. I dati di output di *RE-Copt* comprendevano anche alcuni fondamentali indicatori finanziari utili per la stima dell'investimento: i costi in conto capitale per la realizzazione dell'infrastruttura (CAPEX) e le stime dei costi operativi e di manutenzione annua (OPEX). L'estrazione di queste voci di costo, unita alla valorizzazione monetaria dell'energia autoconsumata, venduta e incentivata, ha reso possibile la creazione di flussi di cassa che sono stati calcolati su un orizzonte temporale di anni venti (durata dell'incentivo sull'energia condivisa). Per quanto riguarda il tasso di sconto, è stato assunto pari al 4,5% ed è stato ricavato per confronto in letteratura da casi studio paragonabili. La somma di questi flussi non è tuttavia sufficiente per decretare la bancabilità e convenienza di un investimento. Per valutare correttamente l'erosione del valore del denaro nel tempo, l'ammortamento dei CAPEX e la profittabilità dell'iniziativa della Fondazione, i dati in uscita dal simulatore devono essere processati attraverso specifiche metriche economico-finanziarie. Tale necessità introduce il ricorso all'Analisi dei Flussi di Cassa Attualizzati (DCFA) e al conseguente calcolo del Valore Attuale Netto (NPV), del Tasso Interno di Rendimento (TIR) e del Periodo di Ritorno dell'investimento (PBP). Tutti indicatori che verranno trattati nel paragrafo successivo.

3.2 Metodologia e metriche di fattibilità economica: DCFA e indicatori di prestazione NPV, TIR, PBP

3.2.1 Il metodo dei flussi di cassa attualizzati e il ciclo di vita del progetto

La valutazione economico-finanziaria di un progetto complesso si configura come un processo sistematico e multidimensionale. Secondo il consolidato approccio anglosassone alla valutazione degli investimenti, il progetto deve essere concepito come una serie di passaggi organizzati e coordinati. In questa fase valutativa, lo scopo dell'investitore è quello di verificare se l'operazione sia in grado di soddisfare gli obiettivi che sono stati precedentemente fissati nel rispetto dei numerosi vincoli economici e operativi.

L'analisi di un investimento a lungo termine viene influenzata da una serie di variabili intrinseche alla natura stessa dei progetti edilizi ed energetici. In primo luogo, la non omogeneità dei flussi di reddito nel corso del tempo che possono manifestarsi con intensità e cadenze estremamente variabili. In secondo luogo, gioca un ruolo molto importante il concetto di "valore-tempo" del denaro (time value of money): i capitali impiegati oggi possiedono infatti un peso economico differente rispetto ai capitali recuperati in futuro. Inoltre si aggiunge l'incidenza della tassazione che rende variabile l'ammontare netto delle spese nel tempo e l'esposizione a svariati fattori di rischio e incertezza.

Per governare tutte queste complessità, gli strumenti di stima vengono declinati e adattati alle specifiche fasi del ciclo di vita del progetto e sono particolarmente utili a partire dalla fase Progettazione, costruzione e soprattutto esercizio e gestione.

In ottica di sostenibilità, lo strumento universalmente riconosciuto per condurre valutazioni preventive e gestionali è l'analisi dei flussi di cassa scontati o Discounted Cash Flow Analysis (DCFA). [4], [22], [23], [24]

3.2.2 Fondamenti e struttura della Discounted Cash Flow Analysis (DCFA)

La Discounted Cash Flow Analysis rappresenta l'approccio metodologico più diffuso, non solo nel mondo anglosassone ma oramai anche in Italia per la valutazione della fattibilità di un progetto. Rispetto ad altri approcci estimativi tradizionali, il vantaggio della DCFA è data dalla sua capacità di superare misurazioni statiche su un singolo periodo.

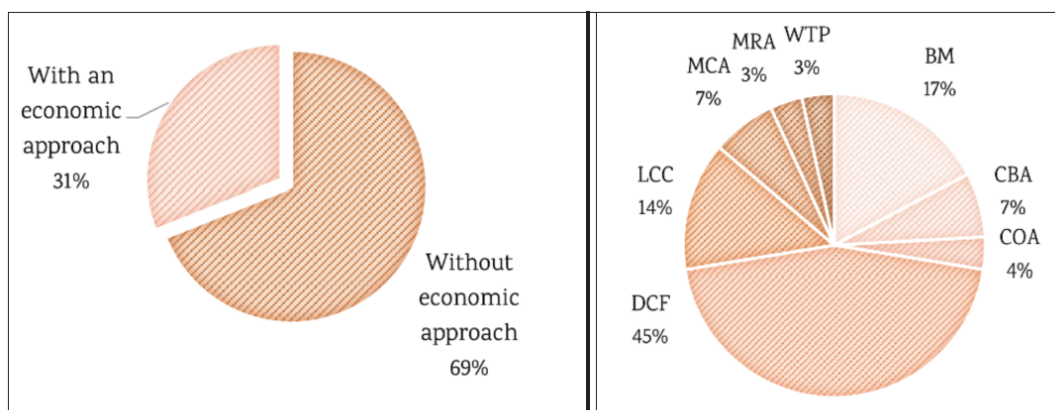


Figure 5. Economic approaches applied in the analysed papers. Source: authors' elaboration.

Figura 3.1: Panoramica delle metodologie utilizzate per l'analisi della fattibilità economica delle CER. Utilizzo della DCFA negli studi mondiali. Il grafico a torta dell'immagine di destra mostra l'elevata frequenza di utilizzo della DCFA negli studi mondiali (45%). Fonte:[23]

Il modello destruttura l'intero orizzonte temporale in intervalli definiti, solitamente annuali, e isola i singoli ammontare di costo e di ricavo andando a collocarli nel momento esatto in cui essi si manifestano. La rigorosa tempificazione che viene così realizzata permette di costruire un "cronoprogramma" finanziario in cui è possibile individuare: il capitale occorrente per avviare il progetto, la capacità degli introiti di recuperare il capitale investito e l'impatto delle variabili di rischio.

Per realizzare il modello DCF è necessario definire puntalmente tutte le voci di cassa. Sul fronte delle uscite (costi) i flussi comprendono:

- costi di realizzazione e costruzione: spese per le opere previste, valutate analiticamente e distribuite nel tempo.
- costi connessi e operativi: spese tecniche, costi di gestione continua, come manutenzione ordinaria/ straordinaria e assicurazioni.

Quindi sul fronte delle entrate (Ricavi), i flussi sono generati da:

- vendita o commercializzazione degli asset;
- ricavi di gestione;
- nel caso di investimenti energetici: i risparmi operativi generati nel tempo;
- eventuale valore di dismissione o valore residuo del bene al termine del periodo di analisi.

Sotto il profilo finanziario e contabile, a seconda che venga o meno considerato l'impatto del debito (leva finanziaria), è possibile calcolare due tipi di flussi.

Sul fronte delle entrate (ricavi), i flussi sono generati da:

- l'Unlevered Free Cash Flow (o flusso di cassa operativo) che rappresenta il flusso generato dal progetto per remunerare tutto il capitale investito, indipendentemente dalle fonti di finanziamento;
- il Flow to Equity (o Levered Cash Flow), quando si applica il modello dell'Equity Valuation, che depura i flussi dai rimborsi e dagli oneri finanziari legati ai prestiti bancari e rappresenta la liquidità netta a disposizione dei promotori diretti (il capitale proprio o equity). A questo proposito è bene ricordare infatti che la leva finanziaria gioca un ruolo determinante perchè il ricorso al capitale di debito può amplificare la redditività del capitale proprio investito, a condizione che il rendimento complessivo del progetto risulti stabilmente superiore al costo del debito contratto.

Una volta che i flussi sono stati strutturati, la DCFA ricorre agli indicatori di prestazione VAN, TIR e PBP. [4], [22], [23] [24]

3.2.3 Il Valore Attuale Netto (VAN/NPV)

Il valore attuale netto rappresenta la metrica fondamentale per misurare l'incremento di ricchezza monetaria generata da un investimento. L'*NPV* traduce in un unico valore numerico, riferito all'istante iniziale (Tempo 0), la somma di tutti i flussi di cassa differenziali che il progetto svilupperà nel futuro.

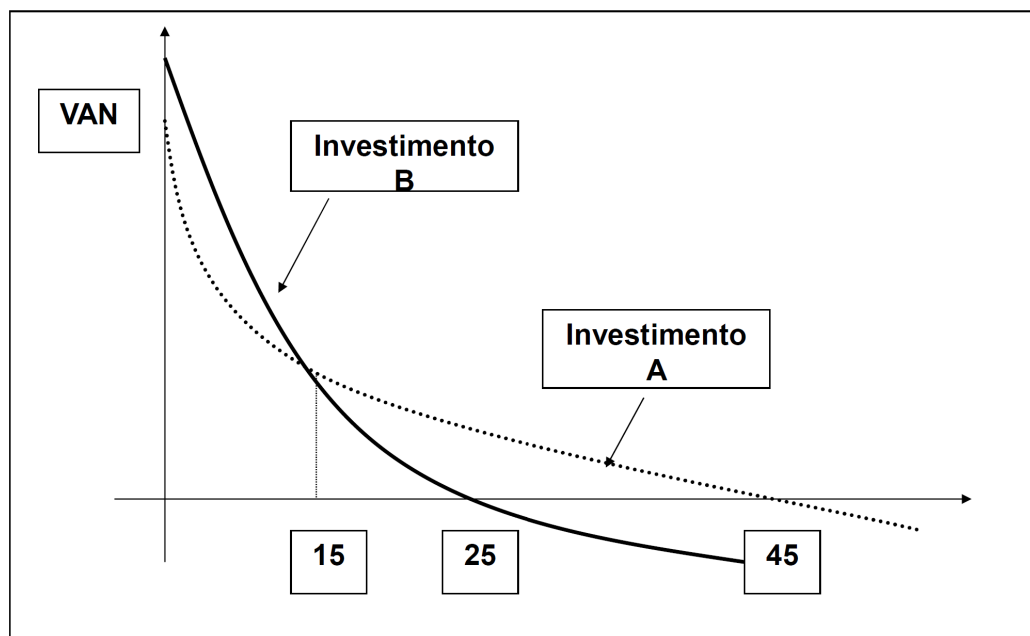
Dal punto di vista della formulazione matematica, l'*NPV* si esprime come la differenza tra la sommatoria dei flussi positivi (ricavi $-R-$) e dei flussi negativi (costi $-C-$), entrambi scontati attraverso un fattore di capitalizzazione dipendente dal saggio di sconto (r). La formula per calcolare il valore attuale netto è:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{R_t - C_t}{(1+r)^t} - CAPEX$$

dove t rappresenta l'intervallo temporale considerato, n la durata complessiva del progetto e CAPEX (spese in conto capitale) il capitale inizialmente investito. Il termine $\frac{1}{(1+r)^t}$ funge da fattore di sconto, "sgonfiando i flussi futuri per renderli omogenei e comparabili al momento della decisione. In una rappresentazione grafica, i costi di investimento iniziali si configurano come intensi flussi finanziari negativi nei primi periodi, seguiti da flussi operativi netti positivi che, attualizzati e cumulati anno dopo anno, tendono a risollevare la curva dell' *NPV*.

L'interpretazione di questo indicatore è lineare: perchè un progetto risulti economicamente accettabile e generi un ritorno superiore al costo del capitale, il VAN

deve essere maggiore di 0. Un VAN positivo infatti indica che le entrate, depurate del loro deprezzamento temporale, superino la totalità delle uscite. Trattandosi tuttavia di una grandezza assoluta e dimensionale espressa in valuta corrente, l' NPV presenta alcuni limiti, non consente di ordinare o comparare agevolmente investimenti alternativi caratterizzati da scale di capitale differenti. Per esempio, un NPV molto elevato potrebbe derivare semplicemente da una dimensione di progetto significativa, senza riflettere necessariamente un'efficacia ottimale nell'uso delle risorse. Per questa ragione esistono altre metriche come l' IRR . [4], [22], [23] [24]



Profili VAN e TIR di due investimenti alternativi

(Fonte: Elaborazione da M. Bravi, E. Fregonara, "Promozione e sviluppo immobiliare. Analisi dei processi e tecniche di valutazione", Torino, Celid, 2008, p. 167)

Figura 3.2: Profili NPV e IRR in due investimenti anternativi. Il grafico mostra come un investimento può essere migliore di un altro a tassi di sconto bassi ma peggiore a tassi di sconto alti. Fonte:[22]

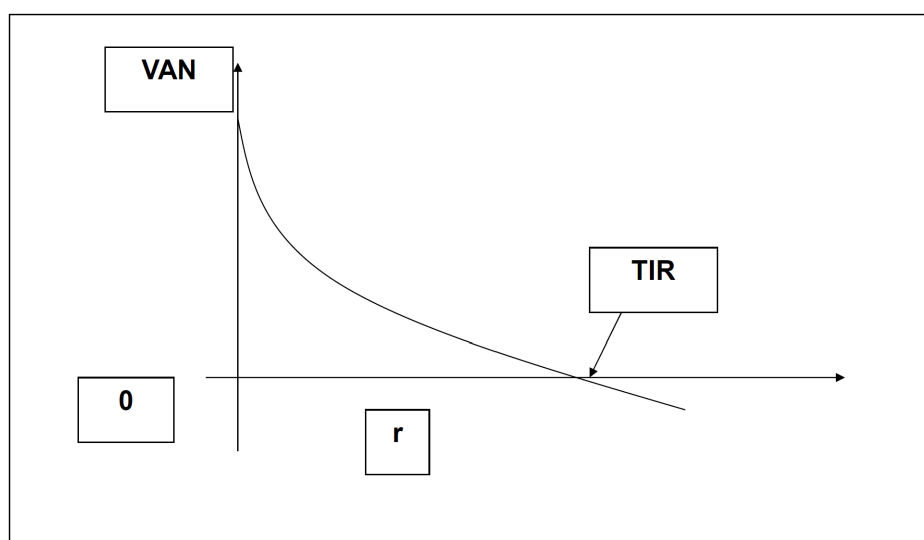
3.2.4 Il Tasso Interno di Rendimento (TIR/IRR)

Per superare i limiti di dimensionalità del Valore Attuale Netto, la DCFA fa ricorso al Tasso Interno di Rendimento o Internal Rate of Return (IRR). L' IRR si definisce come il saggio di sconto che, applicato all'equazione della DCFA, rende

nullo l' NPV , ovvero il tasso che genera una perfetta equivalenza tra il valore attuale dei costi e il valore attuale dei ricavi.

L' IRR viene utilizzato per la valutazione di progetti immobiliari ed energetici per due ragioni: rappresenta il rendimento massimo che il capitale impiegato è in grado di produrre e identifica la soglia massima di onerosità del capitale (costo dell'indebitamento) che l'investitore può sopportare prima che il progetto inizi a distruggere valore e incorrere in perdite.

Dal punto di vista grafico, analizzando la curva che mette in relazione l' NPV (sull'asse delle ordinate) e il saggio di sconto (sull'asse delle ascisse), l' IRR coincide con il punto esatto di intersezione in cui la curva decrescente taglia l'asse orizzontale.



Funzione VAN -Tasso di sconto e individuazione del TIR

(Fonte: Elaborazione da M. Bravi, E. Fregonara, "Promozione e sviluppo immobiliare. Analisi dei processi e tecniche di valutazione", Torino, Celid, 2008, p. 166)

Figura 3.3: Profili NPV e IRR in due investimenti alternativi. Il grafico mostra come all'aumentare del tasso di sconto l' NPV diminuisce e dove si posiziona l' IRR nel punto in cui l' NPV si annulla. Fonte:[22]

Un progetto può essere considerato profittevole solo se il calcolo dell' IRR risulta:

- maggiore del saggio di sconto globale r ;
- maggiore (o uguale) a un valore soglia di redditività preventivamente stabilito dall'investitore in base ai rendimenti attesi dal mercato;

- a tal punto elevato da compensare adeguatamente il premio per il rischio dell'operazione, l'inflazione e il tasso di opportunità di investimenti alternativi a parità di rischio.

[4], [22], [23], [24]

3.2.5 Il Periodo di Ritorno dell'Investimento (Payback Period PBP)

Il terzo pilastro dell'analisi economico-finanziaria si focalizza sulla variabile temporale. Il Payback Period (PBP) misura il numero esatto di periodi, generalmente anni, necessari affinché i flussi di cassa generati dal progetto, cumulati nel tempo, riescano a rimborsare integralmente il capitale iniziale esborsato durante le fasi di pianificazione e costruzione.

Dal punto di vista algebrico, il PBP si concretizza nell'istante temporale k in cui si verifica la seguente condizione:

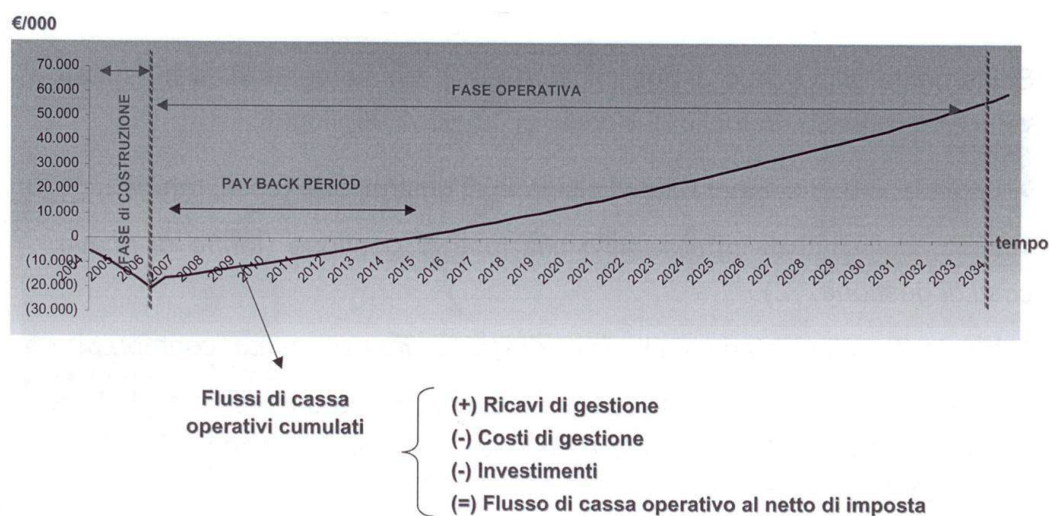
$$\sum_{t=1}^k \text{Flusso_di_cassa_cumulato} = 0$$

La rappresentazione grafica del PBP è estremamente intuitiva: tracciando su un piano cartesiano la curva dei flussi di cassa operativi cumulati (al netto delle imposte), essa partirà da un forte disavanzamento negativo pari all'esborso iniziale (fase di costruzione). Procedendo nel tempo durante la fase operativa, l'iniezione dei ricavi determinerà una risalita della curva. Il momento esatto in cui tale curva interseca l'asse delle ascisse (azzerando il debito) sancisce il completamento del PBP.

Questo indicatore seppur molto utile presenta un grande limite, non considera tutto quel valore generato dai flussi di cassa che si manifestano negli anni successivi al recupero degli esborsi iniziali. Esso può fornire un'indicazione di rischiosità dell'investimento: un PBP molto breve indica infatti una rapida liberazione dei capitali ed una minore esposizione alle incertezze del lungo termine. Inoltre, l'utilizzo del PBP è considerato particolarmente utile quando si valutano interventi di retrofit, al recupero del patrimonio edilizio esistente e alla comparazione tra alternative di efficientamento energetico.[4], [22], [23] [24]

3.2.6 Analisi dell'incertezza e determinazione del saggio di sconto

Il rigore di tutta la DCFA dipende inequivocabilmente dalla corretta definizione del saggio di sconto r . L'attualizzazione infatti incorpora la valutazione del rischio. Il tasso di sconto, definito anche "saggio aggiustato per il rischio" (RADR - Risk



Pay Back Period – rappresentazione grafica

Figura 3.4: Curva dei flussi di cassa cumulati e PBP. Il grafico mostra l'andamento del progetto nel tempo, parte sotto lo 0 per via del CAPEX per poi salire progressivamente durante la fase operativa grazie ai ricavi. Il punto in cui la linea incrocia l'asse X e passa in positivo è il Payback Period PBP. Fonte:[22]

Adjusted Discounted Rate), deve riflettere simultaneamente il rendimento di un investimento privo di rischio (free risk rate, associato ad esempio ai Titoli di stato a lungo termine) a cui sommare un congruo premio per il rischio (risk premium)

Il saggio di sconto può essere determinato analiticamente tramite due approcci: il Build-Up Approach e il Capital Asset Pricing Model (CAPM). Il Build-Up Approach (Approccio per scomposizione) si fonda sulla somma delle singole componenti di rischio che gravano sull'operazione immobiliare o infrastrutturale. L'equazione di riferimento è la seguente:

$$E(r) = r_0 + (r_p - r_0)\beta_j$$

Dove $E(r_i)$ rappresenta il premio per il rischio complessivo, il quale a sua volta può essere analiticamente scomposto in tre sub-componenti fondamentali:

- Rischio di business o commerciale (PR_{business}) : strettamente legato alle dinamiche di mercato, all'incrocio tra domanda e offerta, alle tempistiche

prolungate di realizzazione e alla natura stessa dell'immobile o dell'asset energetico (es. rischio di sfritto o obsolescenza).

- Rischio di sistema (PR_{sistema}) : un rischio sistemico associato alle fluttuazioni dello scenario macroeconomico, a carenze infrastrutturali del territorio, ai tassi di disoccupazione e all'instabilità del quadro normativo-urbanistico.
- Rischio finanziario ($PR_{\text{finanziario}}$) : dipendente dalla struttura del capitale del progetto e dal ricorso all'indebitamento (Leva). Maggiore è la quota di capitale presa in prestito, maggiore sarà il rischio di default associato alle fluttuazioni dei tassi di interesse praticati dagli istituti di credito.

Il Capital Asset Pricing Model (CAPM) rientra tra i modelli finanziari più evoluti, divide rigidamente il rischio in due macro-categorie: il rischio specifico (o diversificabile) e il rischio sistematico (o di mercato). Mentre il rischio specifico, intrinseco alla singola operazione, può essere abbattuto o annullato diversificando gli investimenti, il rischio sistematico (come le crisi globali o l'inflazione) non può essere eliminato. Il CAPM calcola il rendimento atteso di un progetto $E(r)$ mettendo in relazione il rendimento privo di rischio (r_0) con il rendimento medio del mercato (r_p), ponderati attraverso il coefficiente Beta (β):

$$r = r_{\text{free}} + r_{\text{inflazione}} + E(r_i)$$

Il coefficiente (β) funge da indicatore di reattività: esso misura quanto la redditività dell'investimento in esame sia sensibile alle oscillazioni sistemiche del mercato azionario di riferimento. Sebbene l'applicazione del CAPM nel settore immobiliare o dei progetti infrastrutturali puri presenti criticità legate alla determinazione esatta del (*beta*) (vista la non perfetta quotazione in borsa di tali asset), esso fornisce un paradigma rigoroso per comprendere che la diversificazione e lo studio dei portafogli sono elementi chiave per mitigare il rischio e ottimizzare le strategie di rientro del capitale.

In conclusione, l'integrazione strutturale della DCFA con l'analisi di sensitività sui saggi di sconto e sulle variabili critiche costituisce l'unico approccio metodologicamente solido per passare da una progettazione puramente termodinamica ed edilizia a una reale fattibilità economica e alla bancabilità del progetto.[4], [22], [23], [24]

Capitolo 4

Il Caso Studio: Energie di Comunità ETS e il SERMIG

4.1 Il progetto della Diocesi di Torino e il ruolo della Fondazione ETS

Il caso studio presentato nel capitolo analizza una delle configurazioni di CER che potrebbero nascere sotto il cappello della fondazione "Energie di Comunità".

4.1.1 Contesto e nascita della Fondazione

Il progetto dell'Arcidiocesi di Torino di realizzare Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) nasce dalla spinta fornita principalmente da due fatti pregressi.

In primo luogo rappresenta una risposta concreta agli appelli formulati da Papa Francesco nell'Enciclica "Laudato Sì" del 2015 e ribadite nella successiva esortazione Apostolica "Laudate Deum" del 2023 in cui secondo la visione del Pontefice, la transizione energetica non appare semplicemente come un adeguamento tecnologico ma piuttosto uno strumento di giustizia sociale e di responsabilità comunitaria, come si evince dall'articolo 179 della "laudato Sì" riportato integralmente di seguito.[25][26][27]

In alcuni luoghi, si stanno sviluppando cooperative per lo sfruttamento delle energie rinnovabili che consentono l'autosufficienza locale e persino la vendita della produzione in eccesso. Questo semplice esempio indica che, mentre l'ordine mondiale esistente si mostra impotente ad assumere responsabilità, l'istanza locale può fare la differenza. E' lì infatti che possono nascere una maggiore responsabilità, un forte senso comunitario, una speciale capacità di cura e una creatività più generosa, un profondo

amore per la propria terra, come pure il pensare a quello che si lascia ai figli e ai nipoti. Questi valori hanno radici molto profonde nelle popolazioni aborigene. Poiché il diritto, a volte, si dimostra insufficiente a causa della corruzione, si richiede una decisione politica sotto la pressione della popolazione. La società, attraverso organismi non governativi e associazioni intermedie, deve obbligare i governi a sviluppare normative, procedure e controlli più rigorosi. Se i cittadini non controllano il potere politico – nazionale, regionale e municipale – neppure è possibile un contrasto dei danni ambientali. D'altra parte, le legislazioni municipali possono essere più efficaci se ci sono accordi tra popolazioni vicine per sostenere le medesime politiche ambientali. [28]

L'impulso decisivo è giunto dalla 49° Settimana Sociale dei Cattolici Italiani tenutasi a Taranto nel 2021 in cui si è esortato l'intero tessuto parrocchiale italiano ad avviare la realizzazione di configurazioni di autoconsumo diffuso. Il contributo potenziale di tale operazione si quantifica in 5,2 GW.

Con l'obiettivo di rispondere a questi appelli la Curia di Torino, attraverso la Pastorale Sociale e del Lavoro insieme all'area Amministrativa, ha intrapreso un percorso di studio, monitoraggio normativo e coinvolgimento dei territori. Il processo si è distinto per il suo carattere multidisciplinare vedendo collaborazioni con il Dipartimento Energia (DenerG) del Politecnico di Torino per gli studi di pre-fattibilità e con professionisti in ambito giuridico e fiscale. La nascita formale della Fondazione Energie di Comunità Ente del Terzo Settore (ETS) è arrivata il 14 novembre 2024 con la stipula dell'Atto Costitutivo e l'iscrizione al Registro Unico Nazionale del Terzo Settore (RUNTS) avvenuta il 3 dicembre 2024.[25][26][27]

4.1.2 Il modello giuridico Fondazione di Partecipazione

L'adozione del modello della Fondazione di Partecipazione è stato accuratamente selezionato per superare le problematiche e le inefficienze tipiche delle iniziative "dal basso". La Fondazione di Partecipazione rappresenta un istituto ibrido e atipico: essa fonde l'elemento patrimoniale, tipico delle fondazioni tradizionali (ovvero la destinazione di un patrimonio vincolato ad un preciso scopo), con l'elemento personale e democratico tipico delle forme associative. Questa doppia anima permette all'Arcidiocesi di garantire all'Ente le finalità solidali originarie e contemporaneamente di aprire la partecipazione a soggetti pubblici e privati. La presenza di un unico ente aggregatore centrale consente anche numerosi vantaggi organizzativi e di scala. "Energie di Comunità ETS" si propone infatti come una macro struttura a ombrello che si occupa di tutte le questioni giuridiche, burocratiche, organizzative e legali con il conseguente effetto di ridurre i costi che avrebbero dovuto affrontare autonomamente le singole configurazioni. Altri

importanti aspetti sono riconducibili al fatto che l'ente incarna il principio di sussidiarietà territoriale garantendo massima autonomia alle singole realtà locali ed al fatto che la qualifica di Ente del Terzo Settore (ETS) blindava la natura no-profit e garantisce la trasparenza. L'insieme di tutte queste caratteristiche contribuisce a rendere attrattiva l'adesione alla Fondazione "Energie di Comunità ETS" anche per le Pubbliche Amministrazioni come per esempio i Comuni.[25][26][27]

4.1.3 Governance: equilibrio tra centralizzazione e democrazia locale

Per consentire la convivenza tra l'efficienza gestionale della macro-struttura con la partecipazione democratica delle realtà locali lo Stato della Fondazione prevede la classificazione dei soggetti coinvolti in diverse categorie ed il potere di indirizzo e controllo viene ripartito tra organi centrali e periferici. Le categorie sono di quattro tipi:

- i Fondatori (l'Arcidiocesi di Torino, e altre eventuali Diocesi partecipanti);
- i Partecipanti Ecclesiastici (Parrocchie ed enti religiosi);
- i Partecipanti Pubblici (amministrazioni comunali ed enti locali);
- i Partecipanti Ordinari (famiglie, PMI, esercizi commerciali, associazioni del terzo settore).

Gli organi ai quali è affidata la governance sono:

- Il Comitato dei Fondatori: traccia le direttrici strategiche di lungo periodo, detiene il potere di modifica statutaria e nomina membri in seno al CdA;
- Il Consiglio di Amministrazione (CdA): organo direttivo composto da 3 a 6 membri. Al CdA spetta l'onere della gestione operativa, dell'approvazione dei regolamenti interni e dell'ammissione formale delle nuove configurazioni;
- L'Assemblea dei Partecipanti: espressione della democrazia interna, raccoglie i rappresentanti di tutte le configurazioni territoriali (in ragione di un delegato per ogni cabina primaria), esprimendo pareri sui bilanci e concorrendo alla nomina degli organi di controllo.

Sono state inoltre introdotte a livello locale, le cosiddette Assemblee di Configurazione, organi caratterizzati da soci appartenenti territorialmente alla medesima Cabina Primaria, che detengono il potere di eleggere un portavoce e soprattutto di elaborare un Regolamento di Secondo Livello. Questa particolarità, pur nel rispetto della cornice fissata dallo Statuto centrale, consente di decidere autonomamente quali emergenze sociali del proprio quartiere o comune si desidera finanziare con i proventi della comunità.[25][26][27]

4.1.4 Redistribuzione del valore: il regolamento di primo livello

Il funzionamento finanziario della CER e la gestione dei flussi di cassa originata dalla condivisione virtuale dell'energia sono dettagliatamente definiti nel Regolamento Interno di Primo Livello ed ogni membro affida interamente alla Fondazione la gestione dei contratti e degli incentivi erogati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE). Il meccanismo della ripartizione della ricchezza generata è definito dall'Articolo 12 del Regolamento e stabilisce la seguente gerarchia allocativa:

- Quota istituzionale (25%): un quarto dei proventi viene trattenuto centralmente dalla Fondazione. Tale percentuale è vincolata alla copertura dei costi operativi (licenze delle piattaforme IoT d'analisi, consulenze legali, oneri fiscali) e al finanziamento di progetti sociali di respiro trasversale promossi dall'ente stesso.
- Ritorno dell'investimento infrastrutturale: la parte preponderante (75%) viene reimpressa nelle rispettive Configurazioni territoriali che l'hanno generata. All'interno di questa quota, la priorità assoluta è destinata al ripianamento delle spese vive (rate dei mutui, premi assicurativi, costi di manutenzione) sostenute dai Partecipanti Religiosi ed Ecclesiastici che hanno anticipato i capitali per l'installazione dei campi fotovoltaici sui propri immobili.
- L'impatto sul territorio (Quota Sociale > 45%): detratte le spese di rientro dell'investimento, una frazione non inferiore al 45% delle risorse rimanenti deve essere vincolata dalle assemblee locali al supporto di interventi contro le fragilità sociali e la povertà energetica del medesimo territorio.
- Premialità individuale: la liquidità residuale viene infine suddivisa tra i prosumer privati (a remunerazione della loro messa a disposizione degli asset) e i consumatori ordinari, premiando in maniera proporzionale quegli utenti virtuosi che hanno maggiormente contribuito, tramite l'allineamento dei propri carichi orari, ad accrescere il volume dell'energia condivisa.

A completare il quadro l'Articolo 15 del Regolamento introduce un'importante misura: "il fondo di contrasto alla povertà energetica". Si tratta di uno strumento finanziario che può essere alimentato non soltanto dagli incentivi ma anche da donazioni private, bandi, devoluzioni volontarie dei membri della CER. Questo fondo che è stato pensato per fornire supporto diretto, come per esempio per il pagamento delle utenze, o per finanziare interventi di efficienza per le famiglie fragili o in ristrettezza economica. I prosumer mantengono il diritto di incassare i proventi derivanti dalla vendita in rete (ritiro dedicato) in modo tale da garantire la bancabilità dei loro investimenti.[25][26][27]

4.1.5 Fase di avvio della Fondazione

Dal punto di vista operativo, lo sviluppo della Fondazione si è tradotto nell'avvio di quattro configurazioni pilota che vedono coinvolte le parrocchie di alcune aree territoriali:

- Piossasco, con circa 40 utenze aggregate;
- Settimo Torinese, con 40 utenze;
- Villarbasse, con 17 utenze e 10 prosumer;
- un polo urbano nella città di Torino, situato nel quartiere Vanchiglietta, con circa 50 utenze attive.

Questo sistema vede complessivamente la partecipazione di oltre 150 soci ed è sorretto da un parco di generazione fotovoltaica installata di circa 250 kW. L'ambiziosa previsione è quella di allacciare ulteriori 15 cabine primarie nel biennio 2025-2026.[25][26][27]

4.2 Inquadramento territoriale e culturale: l'Arsenale della Pace e i poli funzionali"

4.2.1 Il Servizio Missionario Giovani (SERMIG)

L'organizzazione denominata SERMIG (Servizio Missionario Giovani) nasce nel 1964 dal sogno di Ernesto Olivero e di sua moglie Maria Cerrato Olivero. Il cuore pulsante di questa realtà è costituito da una vastissima rete di volontari, la cosiddetta "Fraternità della Speranza". Nel corso dei suoi cinquant'anni di storia, la missione del SERMIG si è consolidata attorno ai principi di accoglienza, di promozione della pace, di dialogo interculturale e di aiuto delle fasce più vulnerabili della popolazione mondiale. Il raggio d'azione del SERMIG non si limita ai confini cittadini ma si estende in diverse aree geografiche con una rete costruita negli anni basata su poli funzionali denominati "Arsenali". Le quattro principali macro strutture sono:

- **Arsenale della Pace (Italia):** Situato nel capoluogo piemontese, con sede centrale in Piazza Borgo Dora. Esso rappresenta il quartier generale dell'organizzazione e al suo interno sono presenti molteplici servizi: centri di accoglienza (inclusa un'area di Accoglienza Sanitaria), poli formativi come la Scuola per Artigiani Restauratori e il Polo educativo del dialogo, spazi aggregativi come l'Arsenale della Piazza e l'Arsenale dello Sport, nonché il Laboratorio del Suono Academy. L'ente ha inoltre un legame funzionale con la Basilica di Superga.
- **Arsenale della Speranza (Brasile):** Una ramificazione internazionale sudamericana dedicata ai servizi di accoglienza e all'interazione con le realtà parrocchiali locali.
- **Arsenale dell'Incontro (Giordania):** Una struttura mediorientale fortemente vocata all'inclusione, che comprende una scuola dedicata alle persone con disabilità e spazi per l'aggregazione dei giovani del territorio giordano.
- **Arsenale dell'Armonia (Eremo):** Un polo socio-assistenziale che integra un centro diurno per disabili e il "progetto vita ai bambini", unendo la dimensione della cura alle attività legate alla natura, come la valorizzazione dei "sapori dell'Eremo".

Le iniziative del SERMIG sono svariate e sono diffuse a livello globale, tra quelle di maggior rilievo si ricorda "Re.Te. (Restituzione Tecnologica)", un progetto focalizzato sulla gestione delle emergenze, sullo sviluppo agricolo e sulla concretizzazione del concetto di Villaggio Globale. La struttura promuove anche la redazione del mensile "Nuovo Progetto", l'organizzazione dell'Università del Dialogo, la gestione

della "Biblioteca della Pace" e l'organizzazione dei raduni internazionali noti come "Mondiale dei giovani".

Il SERMIG è un ente estremamente efficace e diffuso con un impatto sociale molto elevato. L'ente riferisce di aver mobilitato oltre 28,3 milioni di ore di volontariato, erogato più di 17,6 milioni di notti di ospitalità e garantito continuativamente più di 3000 pasti quotidiani.[29]

4.2.2 Configurazione della Comunità Energetica

Il caso studio prevede l'analisi della configurazione della Comunità Energetica Rinnovabile del SERMIG, concepita per inserirsi sotto l'ombrello offerto della macro struttura realizzata della fondazione "Energie di Comunità" istituita dall'Arcidiocesi di Torino. Come visto in precedenza l'affiliazione del SERMIG a questa sovrastruttura gli consentirebbe di beneficiare di una serie di semplificazioni amministrative e gestionali a patto di allinearsi ai meccanismi prestabiliti dall'Arcidiocesi per la redistribuzione solidale degli introiti e per il contrasto alla povertà energetica. La configurazione, mappata in figura 4.1 è stata formulata includendo un insieme di fabbricati strettamente connessi alle attività dell'Arsenale. Il perimetro della Comunità si estenderebbe intorno a Piazza Borgo Dora ed alle vie limitrofe, garantendo che tutti i punti di prelievo (POD) ricadano sotto la medesima cabina primaria, condizione fondamentale dettata dalla normativa vigente.

Nello specifico, l'ecosistema edilizio che andrà a costituire la base di calcolo per i consumi della CER comprende molteplici destinazioni d'uso caratterizzate da consumi fortemente eterogenei. Questa scelta è stata fatta per garantire un consumo vario e complementare che consenta un'ottimizzazione della condivisione dell'energia. Nello specifico le strutture coinvolte in questo progetto sono le seguenti:

- I Locali dell'Arsenale della Pace
- L'Ospiteria dell'Arsenale
- La Chiesa di San Gioacchino
- I Condomini Solidali
- Gli appartamenti
- I Negozi del SERMIG

Si noti che gli edifici che costituiscono l'ecosistema dell'Arsenale torinese non sono solo a quelli previsti all'interno della configurazione appena elencata ma sono anche molti altri come per esempio la "Scuola per Artigiani Restauratori", il "Palasermig" e le unità immobiliari e ambulatoriali specificamente dedicate all'"Accoglienza Sanitaria".

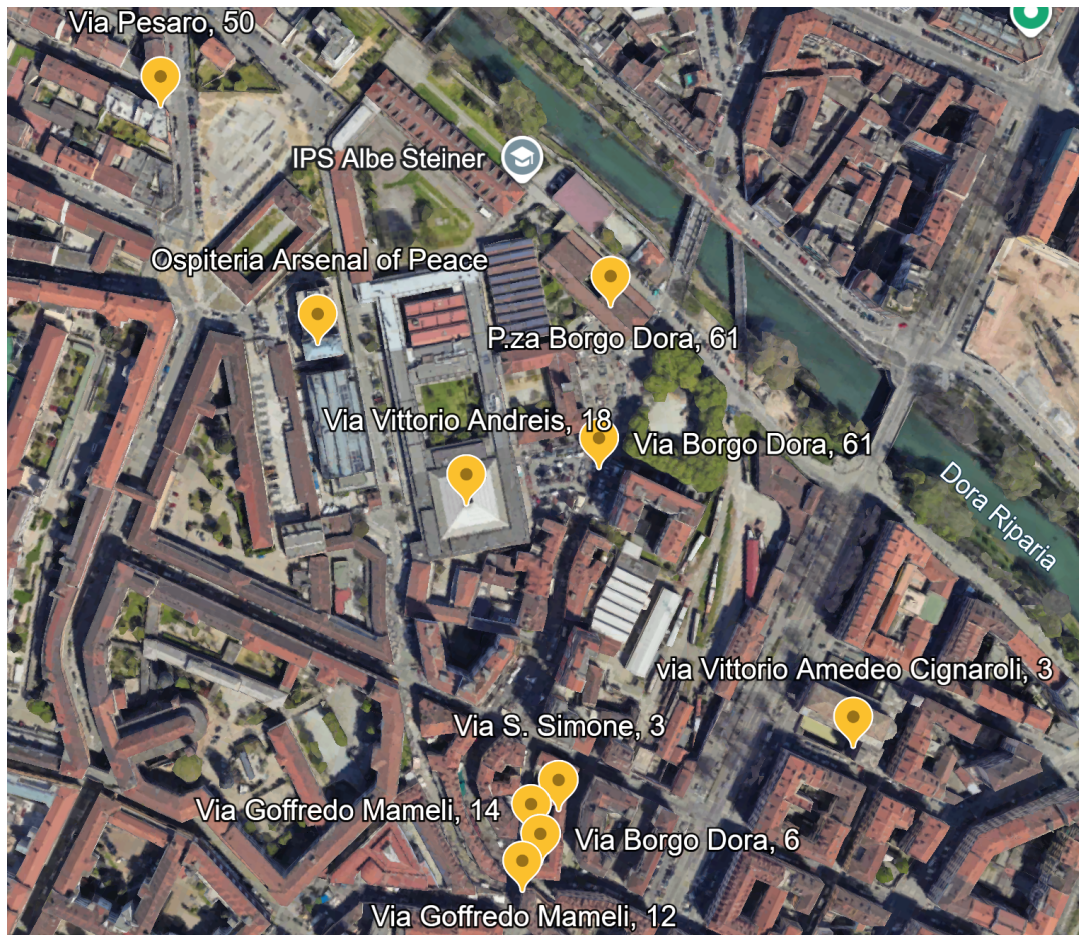


Figura 4.1: Mappatura degli edifici del complesso dell'Asenale della Pace di Torino coinvolti nel caso studio. Fonte: elaborazione dell'autrice da mappa Google Maps.

Il SERMIG è un ecosistema complesso e caratterizzato da una forte eterogeneità di attività che spaziano dall'ambito assistenziale a quello clinico, quello ricreativo ed educativo, con ripercussioni positive sui due diversi livelli, entrambi di interesse per questa tesi: l'impatto territoriale e la varietà di tipologie di prelievo elettrico che garantiscano una maggiore stabilità alla CER.



Figura 4.2: I locali dell'Arsenale della Pace si trovano in Piazza Borgo Dora 61 e costituiscono il fulcro nevralgico e operativo dell'intero complesso. L'edificio è stato trasformato nel corso dei decenni da antica fabbrica di armamenti a polo globale di pace e solidarietà. L'Arsenale non si configura come una singola struttura chiusa, bensì come un macro-contenitore permeabile che aggrega al proprio interno una pluralità di destinazioni d'uso e servizi specialistici. Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.3: I locali dell'Arsenale della Pace si trovano in Piazza Borgo Dora 61.
Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.4: L'Ospiteria dell'Arsenale si trova in via Vittorio Andreis 18/27. E' strettamente interconnessa alle dinamiche dei locali principali ed è la struttura deputata nello specifico alle attività di accoglienza residenziale, che rappresentano una delle direttrici storiche del SERMIG. Le aree dell'edificio dedicate all'Accoglienza e all'Ospitalità sono concepite per offrire un riparo immediato a chi si trova in condizioni di marginalità o di emergenza. Questi spazi non sono intesi come un semplice dormitorio, ma come veri e propri nodi di sussistenza e ripartenza. Fonte: elaborazione dell'autrice. Fonte: Google Earth.



Figura 4.5: Il polo religioso e lo Studentato della Chiesa di San Gioacchino sono collocati lungo l'asse viario di via Cignaroli e via La Salle. L'edificio di culto rappresenta il baricentro spirituale e liturgico della "Fraternità della Speranza" offrendo uno spazio di raccoglimento aperto alla cittadinanza. I fabbricati adiacenti ospitano la struttura dello Studentato che è progettato appositamente per accogliere giovani universitari fuori sede. Gli studenti che soggiornano in questi locali vengono coinvolti nell'organizzazione volontaristica stimolando lo scambio culturale e l'integrazione. Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.6: Il Condominio Solidale si trova in via San Simone 3 ed è stato inaugurato nel 2012, E' abitato da persone che condividono condizioni di necessità anche molto diverse ma che hanno deciso di sposare un progetto comune. Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.7: Appartamenti collocati in Via Borgo Dora 6. Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.8: Appartamenti collocati in Via Mameli 14. Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.9: Appartamenti collocati in Via Mameli 12. Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.10: Appartamento collocato in Via Pesaro 50. Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.11: Il Negozio del SERMIG situato in via Mameli 14 è una piccola attività commerciale alternativa alle logiche di massimizzazione del profitto. La sua funzione principale è quella di promuovere iniziative solidali, garantendo visibilità alle produzioni artigianali, ai progetti editoriali promossi dall'ente (come il mensile "Nuovo Progetto") e alle produzioni derivanti dall'Arsenale dell'Armonia (i "sapori dell'Eremo"), i cui ricavi vengono reimmessi nel circolo virtuoso delle attività umanitarie dell'organizzazione. Fonte: Google Earth.



Figura 4.12: Scuola Artigiani Restauratori. Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.13: Palasermig. Fonte: foto dell'autrice.



Figura 4.14: Locali dell'accoglienza sanitaria. Fonte: foto dell'autrice.

Capitolo 5

Risultati

5.1 Fabbisogno energetico del complesso: analisi dei carichi elettrici e profili di consumo

Il primo dato rilevante emerso dall'analisi dei profili di consumo è la marcata polarizzazione della domanda elettrica:

- Locali dell'Arsenale: rappresentano i consumi più elevati, assorbendo il 60,74% dell'energia elettrica totale richiesta.
- Ospiteria dell'arsenale della Pace: è classificata al secondo posto per rilevanza di consumi elettrici, assorbendo il 31,06% dell'energia elettrica totale richiesta.
- Chiesa di di San Gioacchino: è caratterizzata da carichi importanti, assorbendo il 4,79% dell'energia elettrica totale richiesta.
- Appartamenti dell'Arsenale della Pace: non sono tra i maggiori consumi assorbendo tutti insieme il 3,28% dell'energia elettrica totale richiesta.
- I negozi del Sermig: si distinguono per i consumi più marginali non riuscendo a totalizzare l'0,13% dell'energia elettrica totale richiesta.

Osservando la Figura 5.1 risulta chiaro al primo colpo d'occhio il grande impatto dei Locali dell'Arsenale della Pace e dell'Ospiteria dell'Arsenale della Pace sui consumi totali dei potenziali membri della configurazione.

L'analisi prosegue analizzando l'andamento dei consumi durante tutti i mesi dell'anno. la Figura 5.2 mostra un andamento abbastanza simile delle cinque curve di ognuno dei potenziali membri con picchi di consumo nei mesi più caldi ed in quelli più freddi.

Il passo successivo è stato quello di capire come fossero distribuiti i consumi nelle diverse fasce orarie:

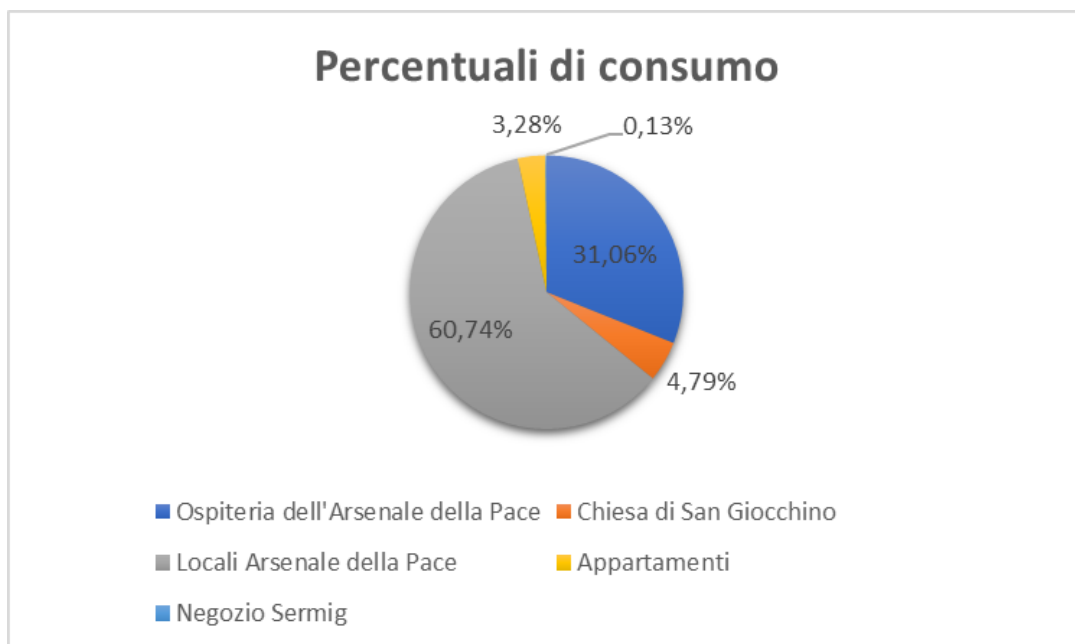


Figura 5.1: Percentuali di consumo dei potenziali membri della CER

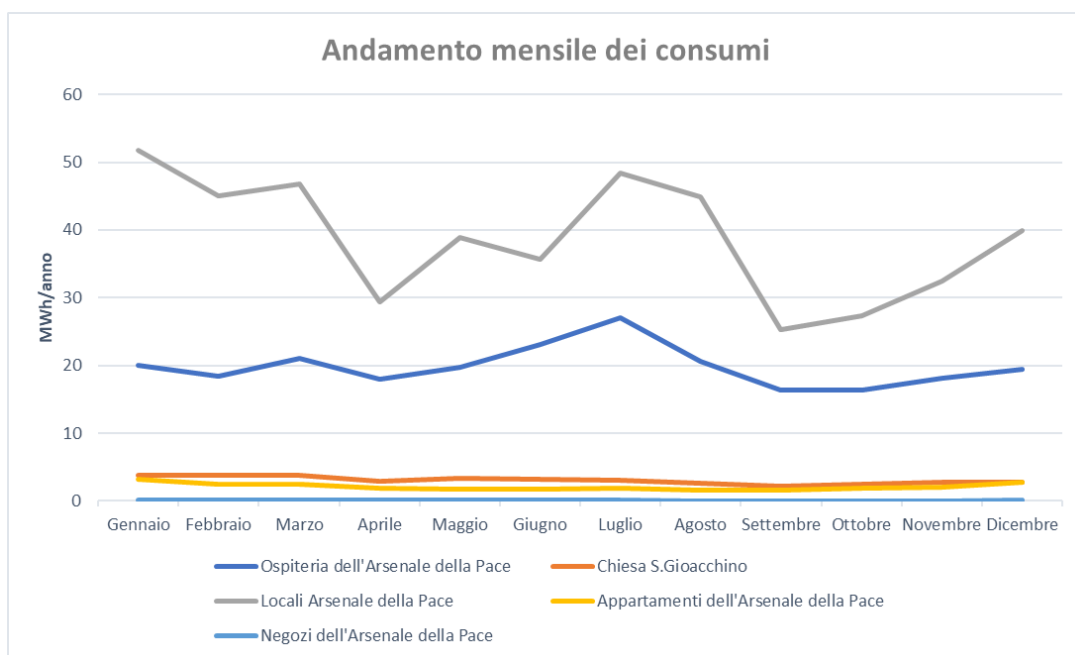


Figura 5.2: Andamento mensile dei consumi dei potenziali membri della CER

- F1: da lunedì a venerdì, dalle 8.00 alle 19.00, escluse le festività nazionali[30];
- F2: da lunedì a venerdì, dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 19.00 alle 23.00, escluse le festività nazionali; sabato, dalle 7.00 alle 23.00, escluse le festività nazionali[30];
- F3: da lunedì a sabato, dalle 00.00 alle 7.00 e dalle 23.00 alle 24.00; domenica e festivi, tutte le ore della giornata[30];

La Figura 5.3 mostra anche in questo caso dei profili abbastanza simili con picchi nella fascia F1 ed F3.

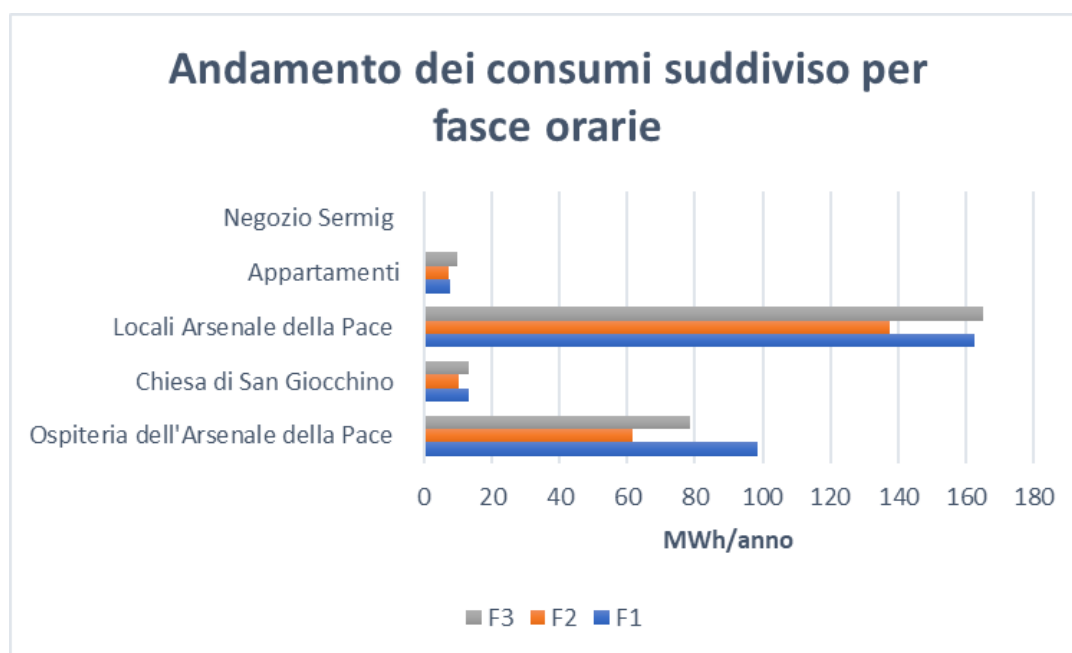


Figura 5.3: Andamento dei consumi dei potenziali membri della CER suddiviso per fasce orarie

Infine, per ciascun potenziale membro della CER, si è costruito un grafico che mette in luce i consumi mensili suddivisi nelle tre fasce orarie: le Figure 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8

Da questa prima parte di analisi emergono i seguenti elementi di lettura iniziale:

- Due dei potenziali membri, I locali dell'Arsenale della Pace e l'Ospiteria dell'Arsenale della Pace, insieme consumano il 92% dell'energia totale assorbita. (Figura 5.1).
- Le diverse tipologie di potenziali membri presentano curve uniformi registrando i principali picchi di consumo nei mesi con le temperature più alte e più basse(Figura 5.9)

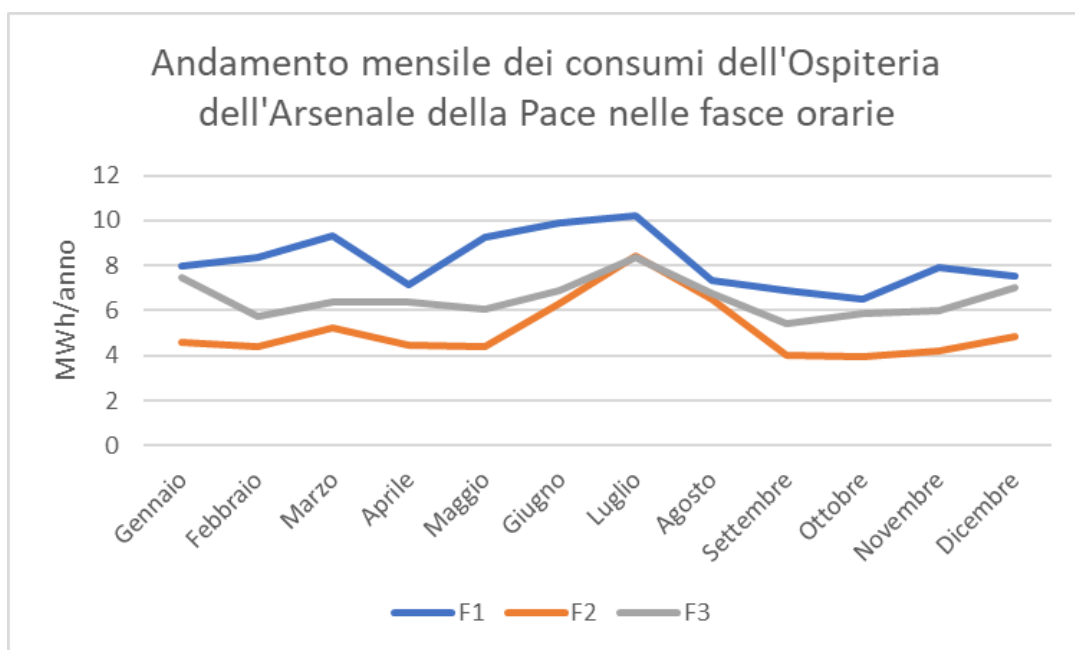


Figura 5.4: Andamento mensile dei consumi dell'Ospiteria dell'Arsenale della Pace nelle fasce orarie

- La fascia oraria F1 rappresenta la curva con i carichi maggiori (Figura 5.10)

I carichi molto elevati nei mesi estivi uniti e distribuiti principalmente nella fascia oraria diurna presentano una compatibilità elevata con le necessità richieste dagli impianti fotovoltaici.

Le elaborazioni dei dati di consumo che sono state eseguite rappresentano, insieme a quelle dei dati di produzione l'input per il simulatore di configurazioni di comunità energetiche open-source sviluppato dal gruppo di ricerca CADEMA (@DENERG-PoliTO).

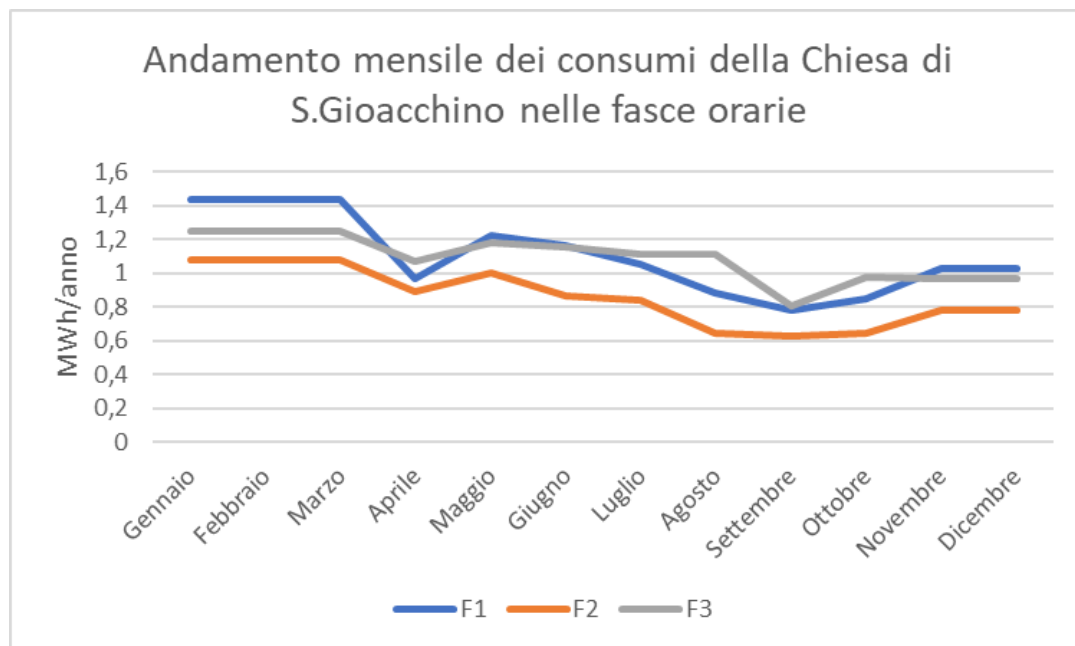


Figura 5.5: Andamento mensile dei consumi della Chiesa di San Gioacchino nelle fasce orarie

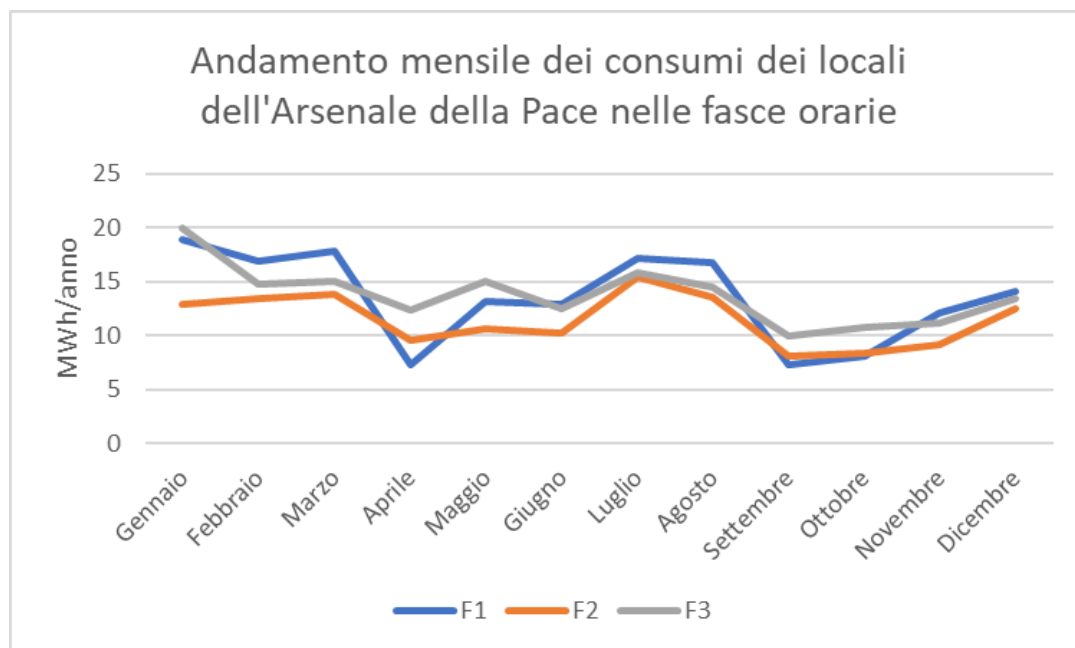


Figura 5.6: Andamento mensile dei consumi dei locali dell'Arsenale della Pace nelle fasce orarie

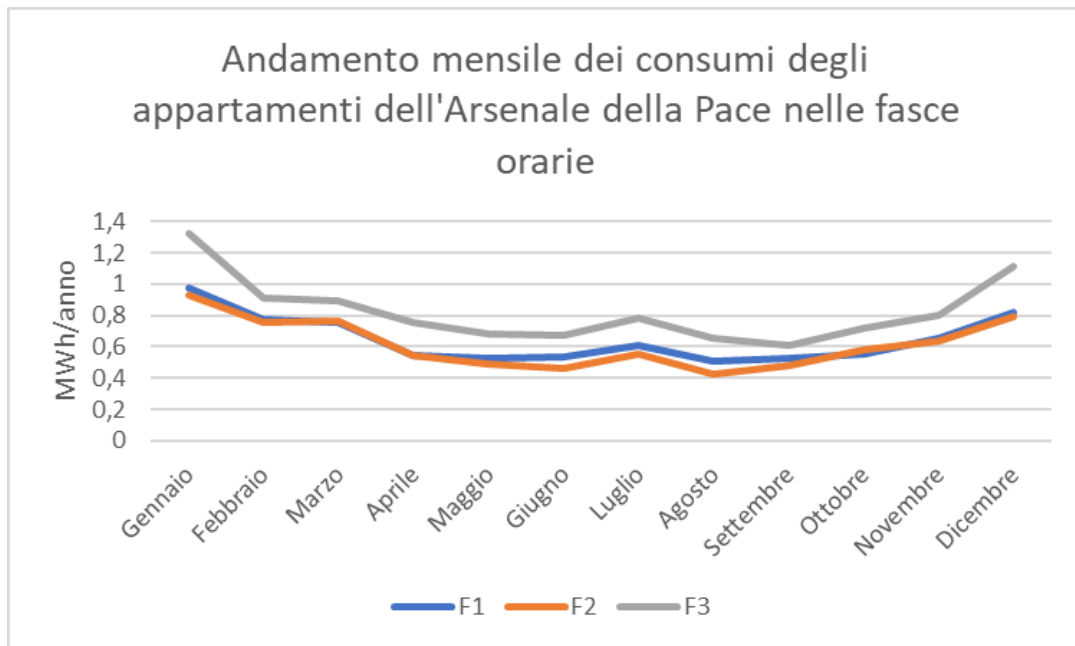


Figura 5.7: Andamento mensile dei consumi degli appartamenti dell'Arsenale della Pace nelle fasce orarie

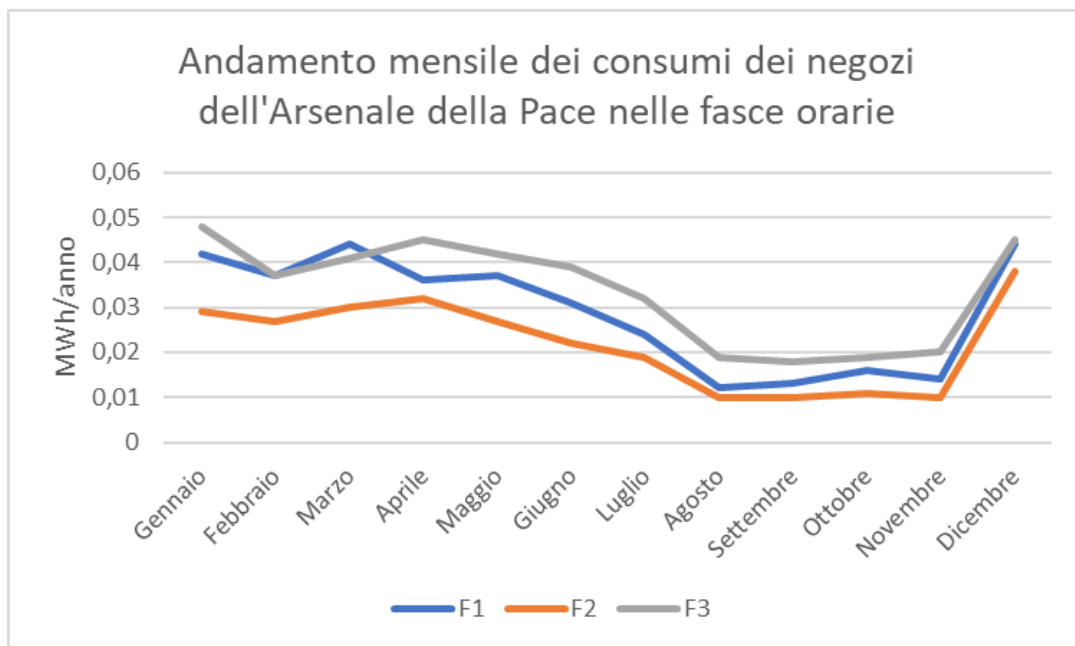


Figura 5.8: Andamento mensile dei consumi dei negozi dell'Arsenale della Pace nelle fasce orarie

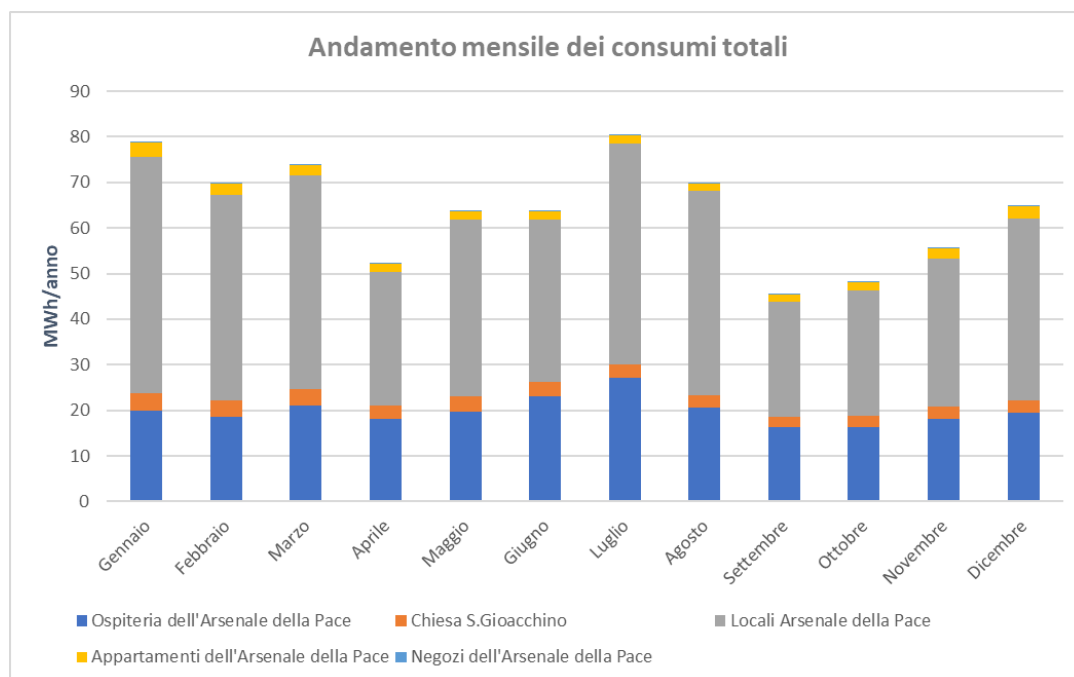


Figura 5.9: Andamento mensile dei consumi totali dei potenziali membri della CER.

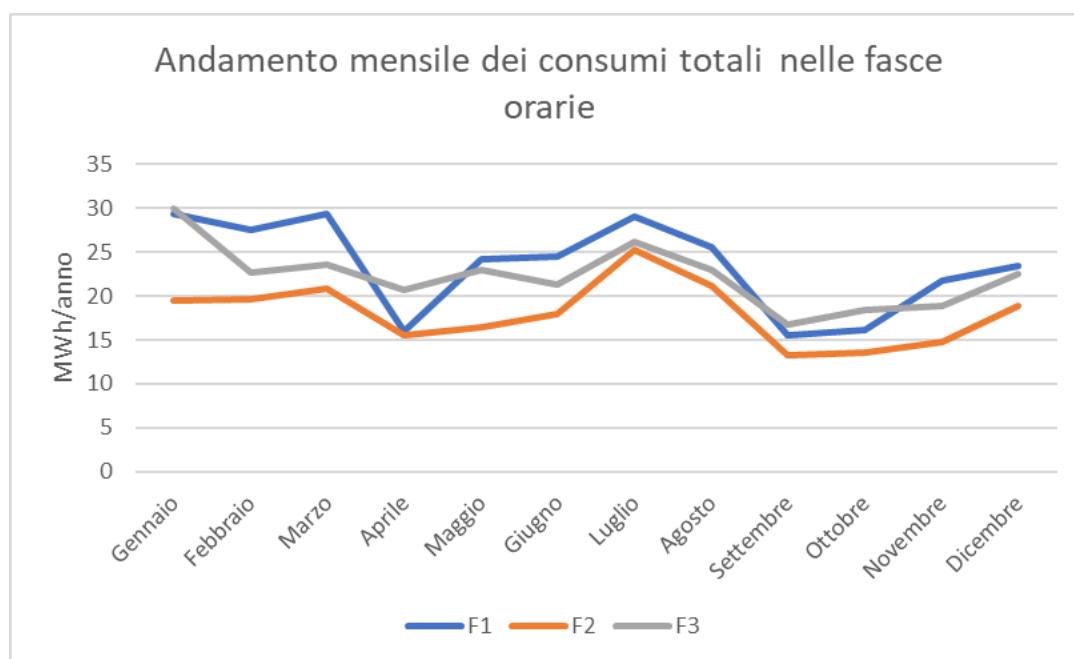


Figura 5.10: Andamento mensile dei consumi totali nelle fasce orarie.

5.2 Analisi del potenziale di produzione fotovoltaica: simulazione degli scenari

Al fine di quantificare il potenziale energetico del complesso del Sermig, Hadi Mahdi ha condotto un'approfondita analisi di producibilità fotovoltaica delle coperture. L'indagine si è avvalsa dell'ausilio del software di simulazione PV*SOL Premium, uno strumento che ha permesso di ricostruire un modello tridimensionale accurato degli edifici e di valutare nel dettaglio l'incidenza degli ombreggiamenti e le performance dei moduli in relazione al contesto urbano.



Figura 5.11: Modello 3D Sermig. Immagine tratta dalla Tesi di Hadi Mahdi

L'area di studio si è concentrata su cinque specifiche porzioni di copertura dell'Arsenale della Pace, preventivamente autorizzate per l'installazione e identificate in Figura 5.13 come tetti A, B, C, D ed F.

Dallo studio è stata esclusa la copertura "E", in quanto già provvista di un impianto fotovoltaico preesistente della potenza di 103 kW.

Per garantire il rispetto delle normative di sicurezza (in particolare quelle antincendio), il processo di modellazione ha imposto rigidi vincoli spaziali: i moduli sono stati posizionati mantenendo una distanza di rispetto di 0,6 metri dai bordi perimetrali delle coperture e di almeno un metro da elementi ostativi emergenti, come abbaini, lucernari e camini.

Per l'intera simulazione è stato selezionato il modulo fotovoltaico Trina Solar TSM-425-DE09R.08. Tale scelta è stata dettata dalla necessità di coniugare un'elevata potenza di picco in uscita con rigorosi standard di sicurezza, certificati dalla classe B1 di reazione al fuoco.

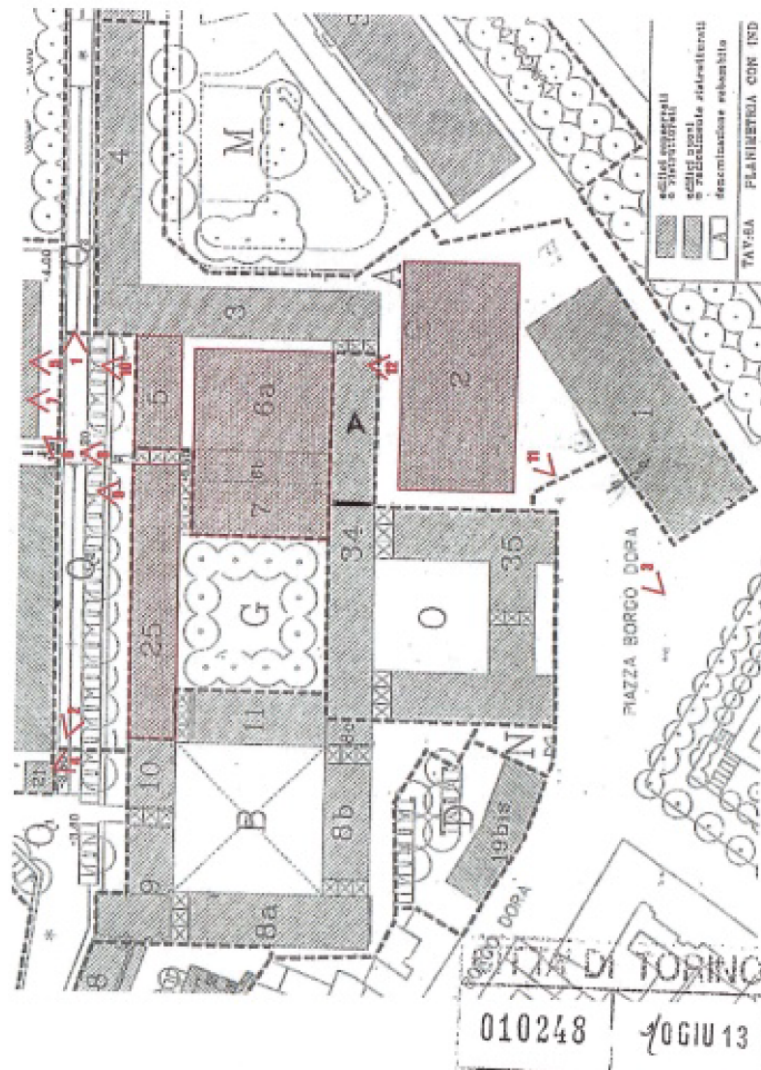


Figura 5.12: Mappa dei tetti Arsenale. Immagine tratta dalla Tesi di Laurea di Hadi Mahdi.

La modellazione ha considerato una stima delle perdite energetiche nei cavi di collegamento pari al 2%. Per massimizzare l'efficienza economica del sistema, la disposizione dei pannelli (effettuata automaticamente dal software) ha previsto l'esclusione a priori di tutti quei moduli che a causa delle ombre generate dai volumi architettonici circostanti, avrebbero subito una riduzione della radiazione superiore all'8%, risultando pertanto poco produttivi.

Per individuare la configurazione impiantistica ottimale, lo studio ha previsto la

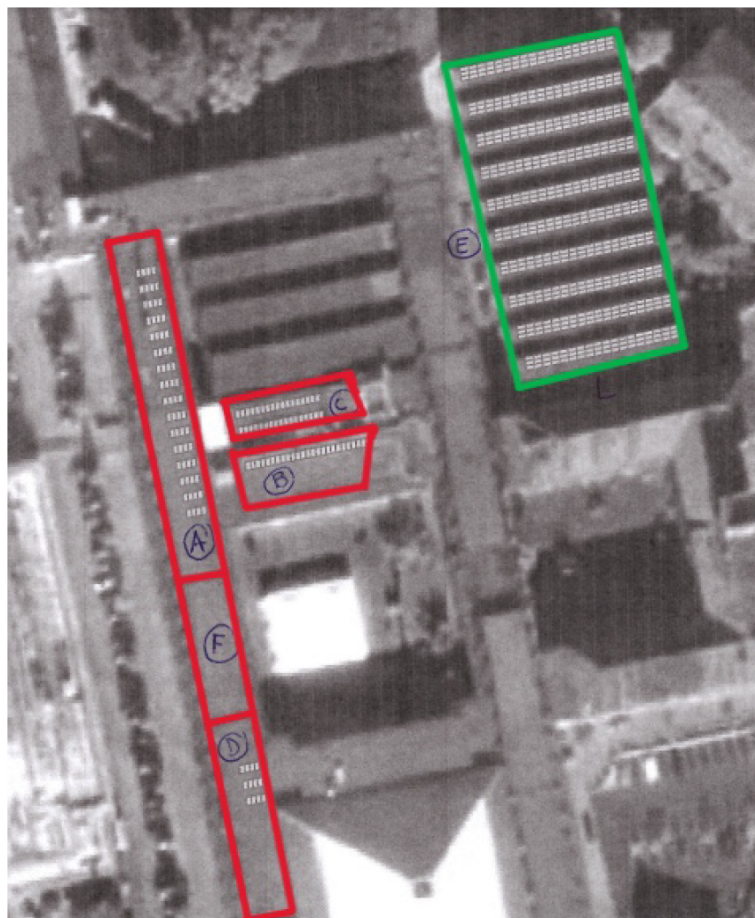


Figura 5.13: Coperture dell' Arsenal della Pace autorizzate ad ospitare impianti fotovoltaici. Immagine tratta dalla Tesi di Laurea di Hadi Mahdi.

generazione e il confronto di molteplici scenari di installazione. Per ogni singola copertura, le variabili di simulazione hanno esplorato diverse inclinazioni (tilt) dei pannelli: da una disposizione perfettamente orizzontale (tilt pari a 0°), fino a soluzioni montate su supporti inclinati con angoli crescenti da 10° a 40° (con scatti progressivi di 5°), orientando le strutture parallelamente al bordo del tetto maggiormente esposto verso sud. L'incrocio di queste variabili sulle cinque coperture analizzate ha generato un vasto numero di possibilità, portando all'elaborazione di ben 59.048 configurazioni impiantistiche complessive. L'analisi di questa imponente mole di dati ha evidenziato una dinamica di compromesso tipica della progettazione fotovoltaica: il bilanciamento tra la potenza totale installata (espressa in kWp) e la producibilità specifica dell'impianto (espressa in kWh/kWp). Infatti, se da un lato la disposizione orizzontale consente di massimizzare la densità dei moduli e di

conseguenza la potenza nominale complessiva; dall'altro, l'incremento dell'angolo di inclinazione migliora l'esposizione alla radiazione solare (aumentando la producibilità), ma impone un maggiore distanziamento tra le file per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento, riducendo di fatto la quantità di pannelli installabili.

Per risolvere questa problematica progettuale, i risultati sono stati filtrati attraverso il criterio dell'efficienza paretiana. La costruzione del cosiddetto "fronte di Pareto" ha permesso di scremare le decine di migliaia di simulazioni, isolando unicamente quelle configurazioni ottimali in cui risulta matematicamente impossibile incrementare la producibilità specifica senza dover necessariamente sacrificare una porzione della potenza installata, e viceversa (Figura 5.14).

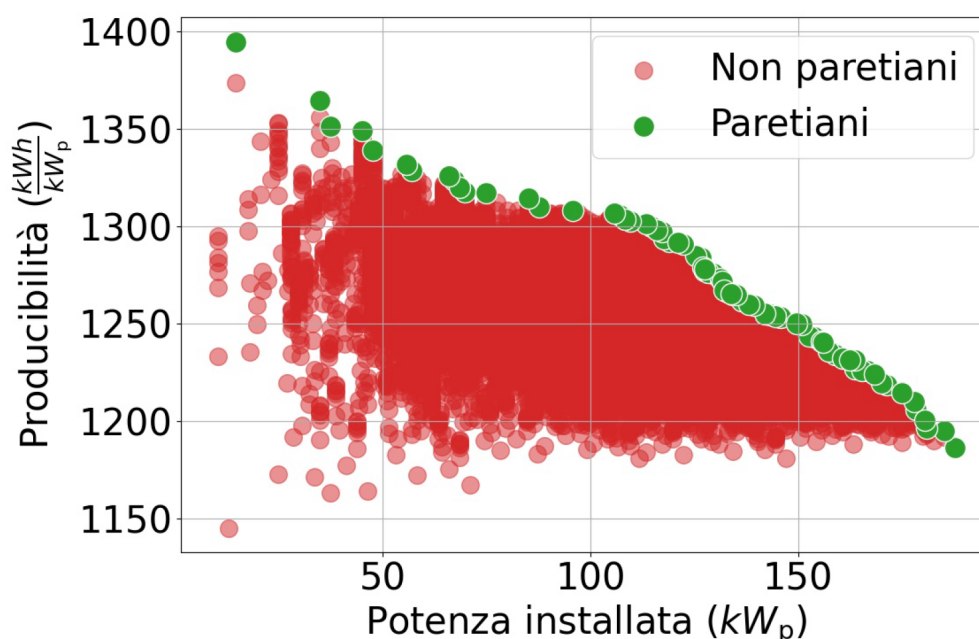


Figura 5.14: Grafico Fronte di Pareto. Immagine tratta dalla Tesi di Laurea di Hadi Mahdi.

L'approccio basato sulla frontiera di Pareto ha permesso quindi di scartare le configurazioni tecnicamente possibili ma economicamente inefficienti, convergendo verso scenari che garantiscano il miglior equilibrio tra potenza installata e capacità di assorbimento locale.

Questo processo di ottimizzazione multicriterio rappresenta la base tecnica fondamentale per valutare l'incrocio tra la curva di produzione rinnovabile e i reali profili di consumo del complesso, con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo locale e ridurre la dipendenza della struttura dalla rete elettrica nazionale. [21]

Si è deciso di procedere analizzando e confrontando quattro diverse configurazioni:

- Scenario A: realizzazione di un impianto fotovoltaico da 75 kWp installato sul tetto A, caratterizzato da puro autoconsumo individuale;
- Scenario B: realizzazione di un impianto fotovoltaico da 75 kWp installato sul tetto A, caratterizzato da autoconsumo diffuso ("CER");
- Scenario C: realizzazione di un impianto fotovoltaico da 187 kWp installato sui tetti A+B+C+D+F, caratterizzato da puro autoconsumo individuale;
- Scenario D: realizzazione di un impianto fotovoltaico da 187 kWp installato sui tetti A+B+C+D+F, caratterizzato da autoconsumo diffuso ("CER").

Questa scelta permette di comprendere i meccanismi alla base della CER e il contributo che essa può offrire.

5.3 Analisi dei risultati energetici degli scenari

Al fine di determinare la configurazione ottimale per il complesso del Sermig, lo studio di fattibilità ha previsto un'analisi comparativa basata sui quattro scenari descritti nel paragrafo precedente.

Questa analisi ha permesso di valutare l'impatto di due diverse variabili: da un lato quella legata alla capacità dell'impianto fotovoltaico installato, ovvero la potenza nominale (fissata a 75 kWp e 187 kWp); dall'altro, quella gestionale definendo il perimetro di condivisione dell'energia che contrappone l'autoconsumo fisico del singolo utente all'autoconsumo virtuale della Comunità Energetica Rinnovabile.

Il passaggio da un focus individuale ad uno comunitario determina una profonda mutazione del fabbisogno elettrico analizzato ("Energia consumata"). Negli scenari A e C, caratterizzati da autoconsumo individuale, la domanda è perimetrata alle sole utenze dei locali dell'Arsenale della Pace connesse fisicamente all'impianto con il medesimo contatore e quantificabile in 230,20 MWh/anno. Nelle configurazioni B e C, caratterizzate da consumo diffuso (CER), il perimetro di calcolo si espande inglobando virtualmente i profili di calcolo di tutti i potenziali membri della CER (Ospiteria dell'Arsenale della Pace, Chiesa di San Gioacchino, Appartamenti dell'Arsenale della Pace e negozi dell'Arsenale della Pace), tutti afferenti alla stessa cabina primaria, con il conseguente effetto di aumento del fabbisogno aggregato a 766,79 MWh/anno. Questa marcata differenza di scala rappresenta un elemento fondamentale per comprendere le dinamiche che regolano la CER, le logiche di assorbimento locale e di dispersione dell'energia prodotta dall'impianto (Figura 5.15).

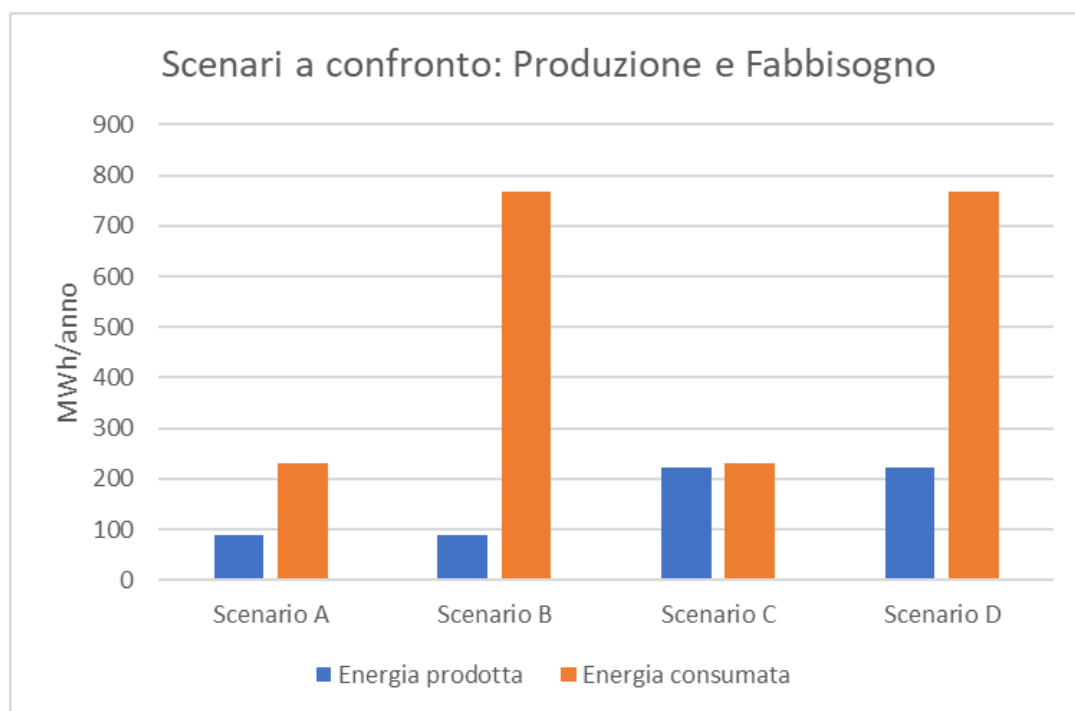


Figura 5.15: Scenari a confronto: Produzione e Fabbisogno.

Questo grafico vuole mettere in evidenza il divario di scala tra energia prodotta ed energia consumata nei quattro scenari e soprattutto mettere in risalto il netto aumento di energia consumata nella conformazione CER (Scenario B e D). Fonte: elaborazione dell'autrice.

Un secondo aspetto molto importante da comprendere è quello che riguarda le dinamiche di interscambio con la rete elettrica, il concetto di autoconsumo fisico e di condivisione virtuale. In primo luogo, l'energia fisicamente prelevata dalla rete al netto della generazione ("Energia prelevata dalla rete") corrisponde alla differenza tra il fabbisogno totale ("Energia consumata") e la quota di energia fisicamente autoconsumata in sito ("Energia autoconsumata"). Parallelamente, l'energia fisicamente immessa in rete ("Energia immessa in rete") è calcolata come l'eccedenza della produzione fotovoltaica ("Energia prodotta da PV") che non viene assorbita istantaneamente dai carichi dei locali dell'Arsenale della Pace. Nei due scenari (B e D) in cui è attiva la Comunità Energetica Rinnovabile, subentra il meccanismo di compensazione virtuale: l'energia condivisa ("Energia condivisa") viene determinata su base oraria come il valore minimo tra l'energia iniettata in rete dall'impianto del prosumer e la somma dell'energia prelevata dai consumer membri della comunità. Questo meccanismo permette di definire i saldi finali con la rete: l'energia netta richiesta alla rete ("Energia comprata dalla rete") si riduce sottraendo l'energia condivisa dai prelievi, mentre l'energia realmente immessa sulla

rete elettrica ("Energia venduta alla rete") si ottiene sottraendo la quota condivisa dalle immissioni lorde originali.

Fatte queste premesse, si procede con lo studio dei flussi energetici delle configurazioni in modalità autoconsumo individuale.

Tabella 5.1: Bilancio energetico dello Scenario A

Parametro	[MWh/anno]
Energia prodotta da PV	89.61
Energia consumata	230.20
Energia autoconsumata	78.66
Energia immessa in rete	10.95
Energia prelevata dalla rete	151.54
Energia condivisa	0.00
Energia acquistata dalla rete	151.54
Energia venduta alla rete	10.95

Esaminando lo scenario A, la generazione dell'impianto fotovoltaico si attesta a 89,6 MWh/anno. Grazie ad una sovrapposizione tra le curve di produzione e le abitudini di consumo diurne dei locali dell'Arsenale della Pace, l'autoconsumo fisico raggiunge i 78,66 MWh/anno. Conseguentemente, l'energia lorda prelevata dalla rete per soddisfare il fabbisogno notturno e invernale ammonta a 151,54 MWh/anno, mentre il surplus energetico iniettato in rete risulta essere del tutto marginale, limitandosi a soltanto 10,95 MWh/anno. Le principali conclusioni che si possono trarre dall'analisi di questa prima configurazione è che l'impianto viene utilizzato in modo intensivo ed efficiente ma che risulta ampiamente sottodimensionato rispetto ai bisogni della struttura.

Tabella 5.2: Bilancio energetico dello Scenario C.

Parametro	[MWh/anno]
Energia prodotta da PV	223,42
Energia consumata	230,20
Energia autoconsumata	102,47
Energia immessa in rete	120,95
Energia prelevata dalla rete	127,73
Energia condivisa	0
Energia comprata dalla rete	127,73
Energia venduta alla rete	120,95

Passando allo scenario C, si nota un'esplosione della produzione che si attesta a 223,41 MWh/anno a fronte di un fabbisogno immutato di 230,20 MWh/anno. Tuttavia, l'autoconsumo fisico si limita a 102,47 MWh/anno. Questo accade perchè, sebbene su base annua la generazione totale sia pressochè equivalente alla domanda totale, il disallineamento temporale tra la produzione ed il consumo fa sì che un'ingente quantità di energia, pari a 120,95 MWh/anno, non trovi alcuna domanda al momento in cui viene generata. Questa energia viene riversata nella rete e di conseguenza risulta necessario prelevare 127,73 MWh/anno nelle fasce orarie non coperte da irraggiamento solare.

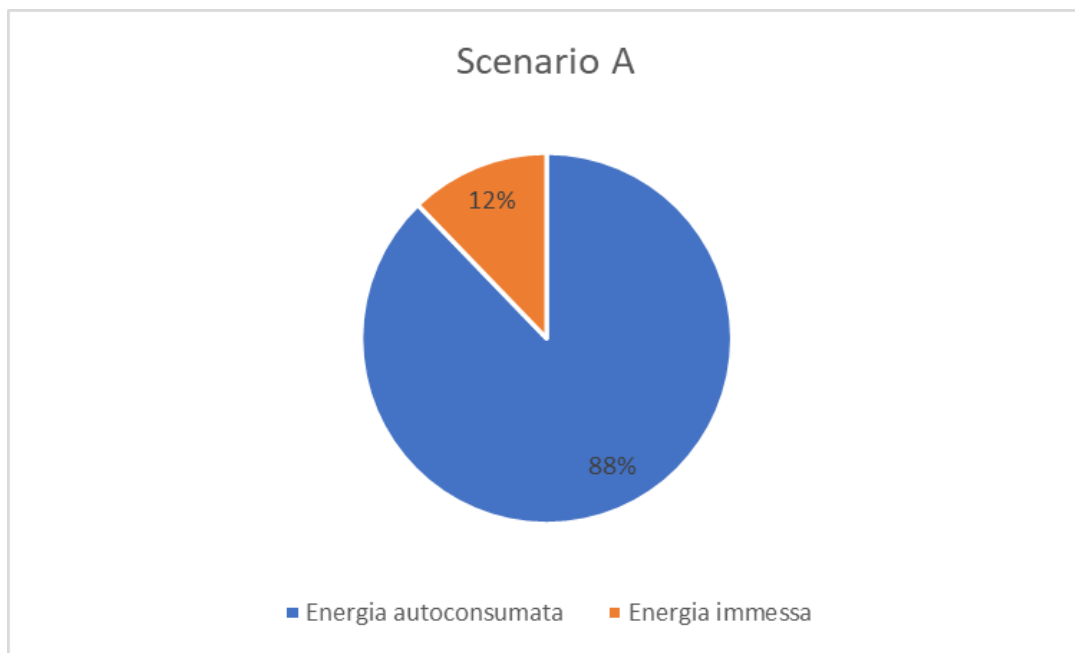


Figura 5.16: Destinazione dell'Energia prodotta nello scenario di autoconsumo individuale A. Il grafico mostra che l'88% del totale di energia prodotta viene autoconsumata.

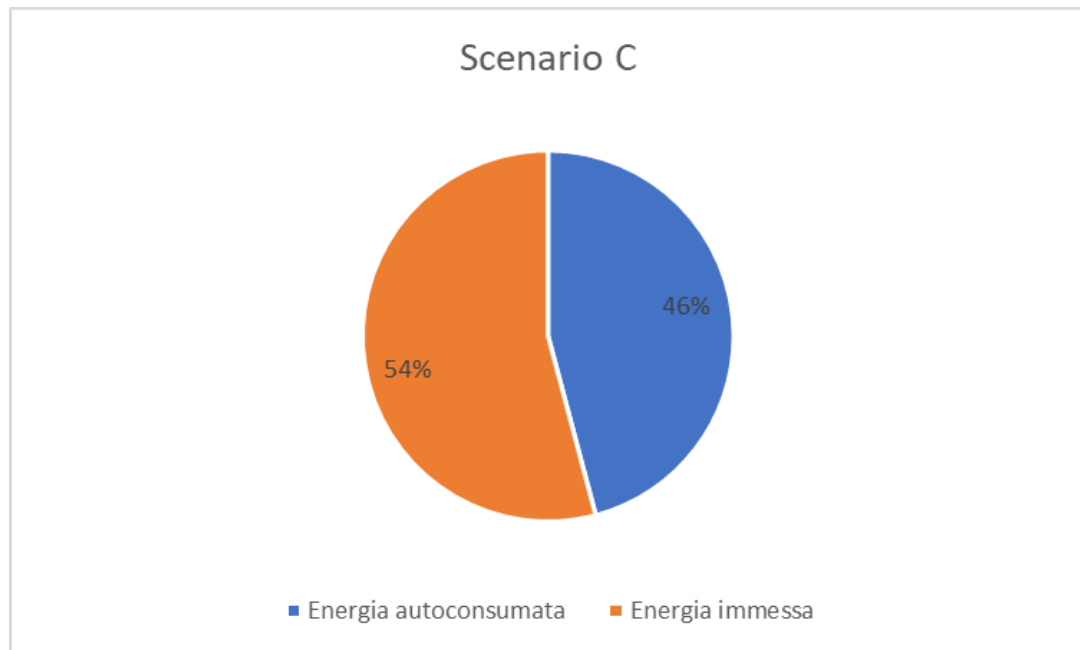


Figura 5.17: Destinazione dell'Energia prodotta nello scenario di autoconsumo individuale C. Il grafico mostra che il 46% del totale di energia prodotta viene autoconsumata.

Dopo aver analizzato i due scenari di autoconsumo individuale si prosegue con gli scenari CER, dove il perimetro virtuale comunitario risulta essere lo strumento indispensabile per mitigare le inefficienze emerse negli scenari di autoconsumo individuale.

Tabella 5.3: Bilancio energetico dello Scenario B.

Parametro	Valore [MWh/anno]
Energia prodotta da PV	89,61
Energia consumata	766,80
Energia autoconsumata	78,66
Energia immessa in rete	10,95
Energia prelevata dalla rete	688,14
Energia condivisa	10,95
Energia comprata dalla rete	677,19
Energia venduta alla rete	0

Nella configurazione B, il modesto esubero di 10,95 MWh/anno, che nel regime individuale veniva immesso in rete, viene ora integralmente intercettato dalla grande

domanda aggregata dei membri (766,80 MWh/anno). L'energia virtualmente condivisa eguaglia al decimale l'energia immessa (10,95 MWh/anno), azzerando virtualmente l'immissione in rete. Il limite di questa configurazione è di richiedere alla rete un apporto significativo di energia che si attesta a ben 677,19 KWh/anno per alimentare l'intera configurazione. Si può dedurre che la comunità, seppur perfetta nel recupero delle perdite, risulta dal punto di vista della generazione, energeticamente sottodimensionata.

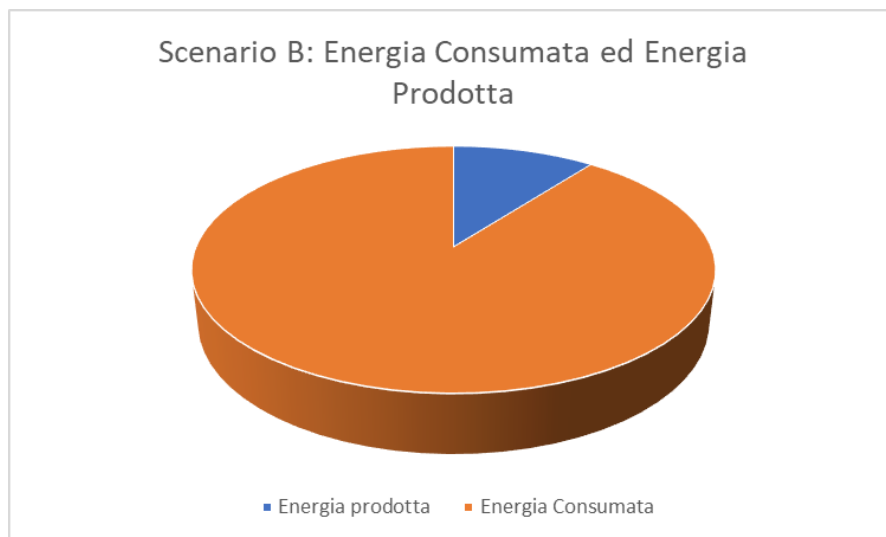


Figura 5.18: Scenari B: energia consumata e prodotta. Il grafico mostra qualitativamente la grandissima quantità di energia consumata rispetto a quella prodotta. Fonte: elaborazione dell'autrice.

Il risultato più significativo viene proposto nella configurazione D con la presenza della CER.

Tabella 5.4: Bilancio energetico dello Scenari D.

Parametro	Valore [MWh/anno]
Energia prodotta da PV	223,42
Energia consumata	766,80
Energia autoconsumata	102,47
Energia immessa in rete	120,95
Energia prelevata dalla rete	664,33
Energia condivisa	106,64
Energia comprata dalla rete	557,69
Energia venduta alla rete	14,31

In questo caso infatti, l'importante sovrapproduzione che nell'approccio individuale veniva riversato in rete (120,95 MWh/anno) si trasforma nel motore della comunità energetica. La pluralità e la diversificazione dei profili di carico dei membri della CER riescono ad assorbire quasi per intero la produzione generata condividendo 106,64 MWh/anno. Al termine del bilancio orario, solamente 14,31 MWh/anno sfuggono all'autoconsumo e vengono dispersi in rete. Analizzando i consumi, la domanda complessiva della CER al netto dell'autoconsumo locale richiede prelievi per 664,33 MWh che grazie all'ammortamento garantito dall'energia condivisa si riducono a 557,69 MWh/anno. Questa dinamica mette in risalto l'importanza di comporre un aggregato con destinazioni miste in caso di impianti fotovoltaici con dimensioni molto grandi che altrimenti risulterebbe sovradimensionato.

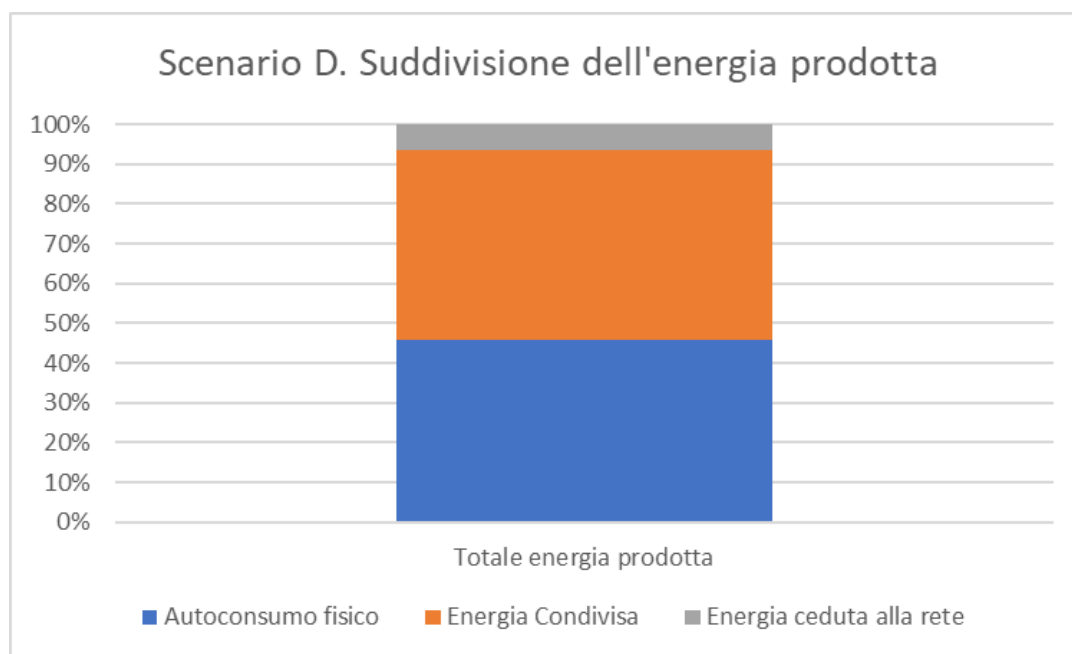


Figura 5.19: Scenario D: suddivisione energia prodotta. Il grafico, composto da una barra orizzontale che rappresenta il 100% dell'energia prodotta mette in evidenza l'elevata percentuale di energia condivisa e autoconsumata a dispetto della bassissima quantità di energia ceduta alla rete. Fonte: elaborazione dell'autrice.

Tabella 5.5: Confronto degli indici energetici dei quattro scenari.

	Indice SS (%)	Indice SC (%)
Scenario A	34,17	87,78
Scenario B	11,69	100,00
Scenario C	44,51	45,86
Scenario D	27,27	93,60

Per valutare l'efficacia di una configurazione di autoconsumo esistono poi due importanti indicatori percentuali: l'Indice di Autoconsumo (SC) e l'Indice di Autosufficienza (SS). Il primo quantifica la frazione di energia prodotta trattenuta all'interno del perimetro locale (fisicamente o virtualmente) mentre il secondo esprime quale porzione del fabbisogno è soddisfatta dall'energia rinnovabile autoprodotta. E' importante per la buona riuscita di una configurazione identificare il giusto compromesso tra queste due metriche.

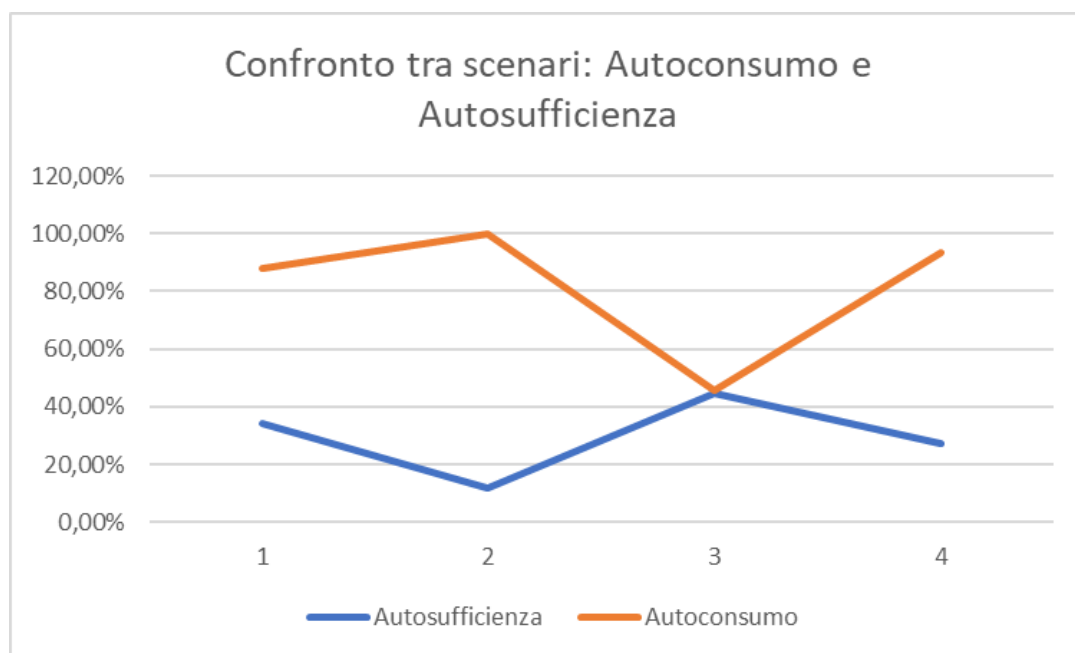


Figura 5.20: Confronto tra scenari: autoconsumo e autosufficienza. Il grafico mostra come la creazione della CER traini l'autoconsumo verso il 100% generando al contempo un abbassamento dell'autosufficienza. Fonte: elaborazione dell'autrice.

Nel caso dello scenario A l'autoconsumo è eccellente (87,78%) ma l'autosufficienza risulta estremamente lacunosa (34,17%). Considerando lo stesso caso ma con annessa la CER (Configurazione B), l'indice di autoconsumo raggiunge la perfezione

(100%), significando che non viene sprecato nemmeno 1 Wh; tuttavia la diluizione del fabbisogno fa crollare l'autosufficienza (11,69%), dimostrando un apporto irrisorio sull'ecosistema globale.

Se si considera ora lo scenario C, si osserva come entrambi gli indicatori si attestino su valori mediocri (45,86% per l'autoconsumo e 44,51% per l'autosufficienza). Si tratta infatti del caso in cui l'impianto produce volumi molto elevati di energia ma in forte asincronia rispetto ai bisogni della singola utenza. Gli indicatori confermano che, come già emerso dall'analisi qui sopra, la migliore prestazione si attesta per lo scenario D. La presenza della comunità energetica spinge l'indice di autoconsumo al formidabile valore del 93,60% garantendo un elevatissimo grado di trattenimento dell'energia verde all'interno dei confini della configurazione ed allo stesso tempo mantenendo in equilibrio la percentuale di Autosufficienza. Sebbene 27,27% possa sembrare un valore contenuto in termini assoluti, risulta un buon risultato per una configurazione in un contesto urbano denso in cui la prevalenza dei consumi serali rende l'autosufficienza totale impossibile da raggiungere.

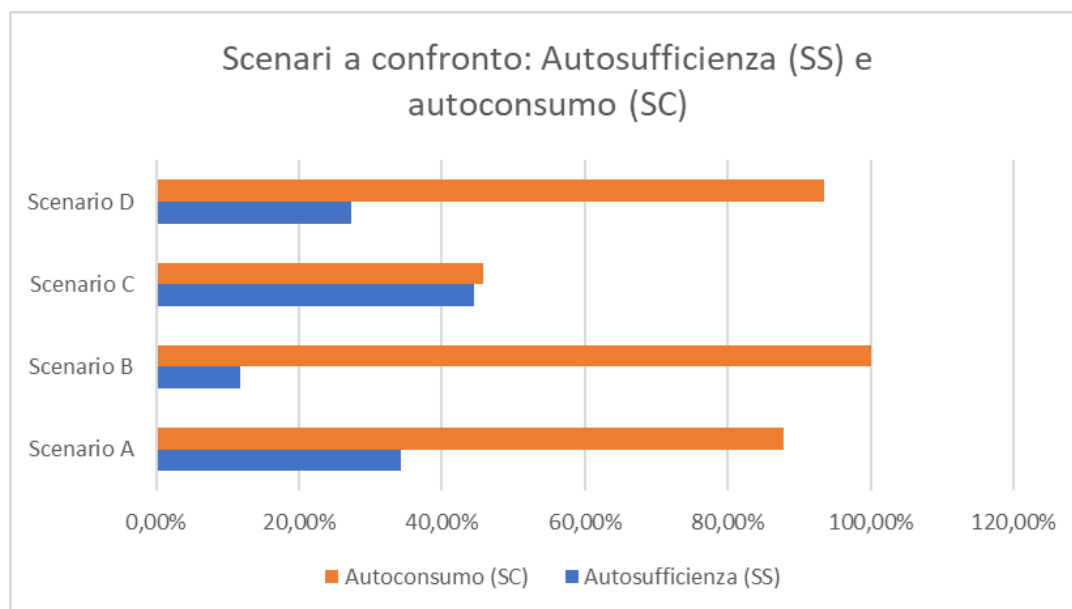


Figura 5.21: Scenari a confronto:autoconsumo e autosufficienza. Fonte: elaborazione dell'autrice.

Per concludere, si può affermare che i flussi energetici elevati giustificano l'implementazione del fotovoltaico su tutta la superficie di copertura dei locali dell'Arsenale della Pace e che la scelta preferibile risulta quella della CER ovvero lo scenario D. Qualora si optasse per lo scenario C, il sistema inietterebbe il 54% della propria generazione nella rete con la conseguenza di arrecare potenziali squilibri alla rete

stessa. Al contrario, lo schema della CER trasforma il gruppo dei membri in una grande batteria di accumulo virtuale istantaneo in cui la sovrapproduzione dell'utenza centrale viene assorbita in tempo reale dalle altre utenze realizzando un'efficienza della risorsa solare fino al 93% e concretizzando il principio di sussidiarietà energetica territoriale.

5.4 Analisi dei risultati economici degli scenari

L'analisi della fattibilità economica della configurazione legata al polo dell'Arsenale della Pace viene condotta secondo il punto di vista della Fondazione "Energie di Comunità". Si è partiti dalla quantificazione dei parametri di costo che definiscono l'esborso iniziale e i costi necessari al mantenimento in efficienza della struttura durante l'intero arco di vita utile.

I differenti scenari di configurazione propongono, come osservato nei precedenti paragrafi, due diverse taglie di impianto fotovoltaico e prevedono impegni finanziari decisamente differenti.

Per tutte e quattro le configurazioni si prevede l'impiego di capitale proprio (Equity) escludendo quindi l'ipotesi di fare ricorso alla leva finanziaria (debito bancario). L'orizzonte temporale dell'investimento è stato posto a 20 anni.

Tabella 5.6: Costi sostenuti nel primo anno per i quattro scenari analizzati.

Scenario	Costi del primo anno	
	CAPEX [€]	OPEX [€]
Scenario A	96075	4590
Scenario B	96075	4590
Scenario C	239547	11422
Scenario D	239547	11422

Gli scenari A e B, ipotizzano l'installazione di un impianto fotovoltaico da 75 kWp e prevedono delle spese in conto capitale (CAPEX) che ammontano a 96.075 €. Questi costi sono tutti concentrati all'anno 0 di esercizio. A fronte di questo investimento si stimano costi operativi (OPEX) per un totale di 4.590 €.

Gli scenari C e D prevedono invece l'installazione di un impianto di taglia maggiore che raggiunge i 187 kWp e che prevede lo sfruttamento dell'intera superficie utile delle coperture. Si assiste così, ad una lievitazione dei costi che nei sopra citati scenari C e D raggiungono un CAPEX di 239.547 € che, come detto, si prevede di coprire interamente con Equity. Parallelamente si stima un costo di esercizio (OPEX) di 11.422 € annui. Risulta qui evidente come l'intenzione di spingere al limite la capacità produttiva imponga un rischio di capitale decisamente più gravoso.

Va da sé quindi che, per una corretta ed esaustiva valutazione della sostenibilità finanziaria dei differenti scenari, in termini di impegno di capitale siano esiziali le diverse dinamiche incidenti a livello di cassa a partire dai flussi in ingresso (ricavi e risparmi).

Prima di iniziare l'analisi dei diversi scenari si evidenziano rapidamente le specifiche di metodo delle simulazioni, effettuate da *RECopt*, affinché gli output delle stesse possano essere compresi pienamente.

Composizione CAPEX

Essendo studiato per un'analisi di fattibilità, *RECopt*, attua un calcolo semplificato che include nelle spese in conto capitale soltanto il costo vivo dell'impianto fotovoltaico e dei suoi componenti, sommato alle spese d'installazione, senza però includere altre eventuali spese, come per esempio quelle di progettazione.

Nello specifico, stima un costo di 1050 € per ogni kWp di potenza dell'impianto, maggiorato di un'aliquota IVA del 22%. Quindi, a titolo di esempio, nel caso dell'impianto più piccolo da 75 kWp è necessario moltiplicare 75 per 1050 ottenendo 78.750 €, aggiungere l'IVA al 22% per un totale definitivo di 96.075 € (importo indicato in tabella).

Composizione OPEX

A livello di OPEX, questi ultimi si prevede che siano composti da tre differenti voci di costo:

- Assicurativo (2.250€ annui per gli scenari A e B con potenza nominale dell'impianto di 75 kWp; e 5.610 € annui per gli scenari C e D con potenza nominale dell'impianto di 186 kWp).
- Manutentivo ordinario e straordinario (pulizia e sostituzione dell'inverter per un importo di 2.250 € annui negli scenari A e B e 5.610 € annui per gli scenari C e D).
- Amministrativo (gestione pratiche verso GSE, 90 € annui per gli scenari A e B; 202 € annui per gli scenari C e D).

Composizione revenue

A livello di revenue, esistono differenze a seconda che si tratti di solo consumo individuale o di presenza di una CER.

Se si tratta di solo autoconsumo individuale, le revenue possono essere di due tipi:

- la principale viene calcolata moltiplicando il prezzo dell'energia per l'energia autoconsumata (esempio Scenario A: 78.657 MWh/anno x 300€/MWh = 23.597,22 €/anno). Essa corrisponde quindi al risparmio derivante dal mancato acquisto di energia che è stata sostituita dall'energia prodotta ed autoconsumata.

- secondariamente, da quella derivante dalla vendita di energia in rete tramite ritiro dedicato (RID), data dalla quantità di energia immessa in rete per la vendita moltiplicata per il prezzo del RID (esempio Scenario A: 10.948 MWh/anno x 110€/MWh = 1204,26 €/anno). In questo caso l'energia viene quindi remunerata, ma ad un prezzo contenuto, allo scopo di non voler incentivare questa pratica che può potenzialmente generare problematiche alla rete elettrica nazionale.

Se ci si trova in presenza di una CER, si somma una terza componente di revenue:

- l'incentivo o tariffa premio (TIP), è progettata con una complessa struttura e si compone di diverse voci che vengono calcolate secondo specifiche indicazioni della direttiva (DM 414/2023). Le tre componenti sono: la parte fissa, erogata per venti anni suddivisa per taglia degli impianti (più alta per gli impianti più piccoli, più bassa per gli impianti più grandi - $TIP = 80 + \max(0, 180 - P_z)$ con un tetto massimo (cap) fissato a 120 €/MWh; $TIP = 70 + \max(0, 180 - P_z)$ con un tetto massimo (cap) fissato a 110 €/MWh; $TIP = 60 + \max(0, 180 - P_z)$ con un tetto massimo (cap) fissato a 100 €/MWh), la parte variabile in funzione del prezzo del mercato dell'energia (che aumenta se il prezzo del mercato diminuisce e viceversa - nella formula, corrispondente al termine $\max(0, 180 - P_z)$), il massimale (in funzione della zona geografica - nord, centro o sud - e della taglia dell'impianto che varia da 100 € a 130 €).
- la valorizzazione, nel caso di CER solo per trasmissione, ovvero per le dispersioni di rete evitate non avendo dovuto trasportare l'energia che è stata prodotta e consumata localmente.

Fatte queste precisazioni è possibile entrare nel merito dei differenti scenari.

Tabella 5.7: Confronto delle componenti dei ricavi nei quattro scenari analizzati.

	Risp. da SC	Ricavi da RID	Incentivo	CER
	[€]	[€]	[€]	-
Scenario A	23597,22	1204,26	0	No
Scenario B	23597,22	1204,26	1538,96	Sì
Scenario C	30739,62	13304,51	0	No
Scenario D	30739,62	13304,51	14990,79	Sì

Analizzando lo scenario A, si osserva che la quasi totalità del valore economico è generata dal risparmio in bolletta che riesce a realizzarsi grazie ad un elevato grado di sovrapposizione tra la produzione solare e i carichi diurni del Sermig e si palesa con un risparmio dovuto all'autoconsumo pari a 23.597,22 €. Poichè l'impianto è

sottodimensionato rispetto ai consumi globali, le immissioni in rete sono minime e producono un ricavo tramite RID di appena 1204,26 € all'anno.

L'attivazione della Comunità Energetica Rinnovabile, ovvero lo Scenario B, mantiene inalterate le fonti di risparmio e di vendita ma aggiunge il contributo della Tariffa Premio anche se, a causa dello scarso surplus energetico a disposizione, l'incentivo generato risulta essere estremamente modesto e quantificabile in soli 1.538,96 €.

Con l'aumento della taglia dell'impianto fotovoltaico, scenari C e D, il panorama dei ricavi varia. Nel primo caso, la grande produzione fotovoltaica satura i bisogni diurni: il risparmio da autoconsumo cresce in termini assoluti raggiungendo i 30.739,62 € annui ma mostra un rendimento marginale rispetto alla taglia dell'impianto. Allo stesso tempo la sproporzionata energia in sovrapproduzione viene riversata in rete generando un ricavo da Ritiro Dedicato (RID) pari a 13.304,51 € all'anno.

Nel secondo caso, (scenario D) si realizzano i maggiori flussi in entrata per via della trasformazione del surplus energetico in energia condivisa che a sua volta permette di accedere alla Tariffa Premio per un totale di 14.990,79 € all'anno. Grazie a questa liquidità risulta possibile, oltre che coprire le spese operative (OPEX), generare un flusso di cassa positivo e costante che la Comunità Energetica potrà destinare direttamente alle politiche sociali e di contrasto alla povertà energetica sul territorio.

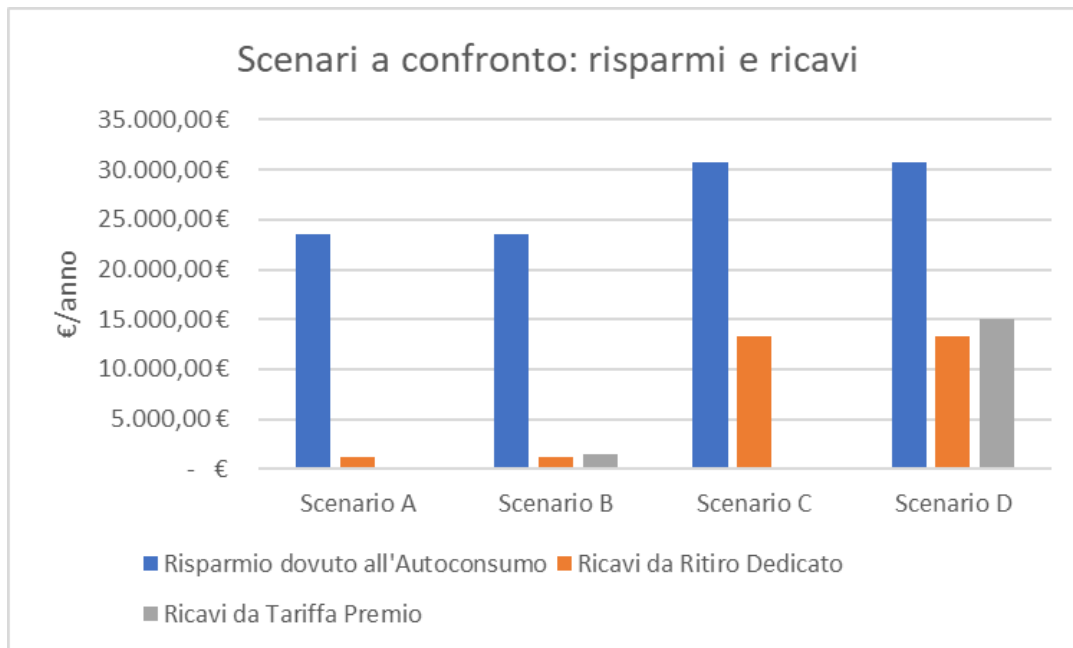


Figura 5.22: Scenari a confronto: risparmi e ricavi. Il grafico mostra la scomposizione dei flussi di cassa in ingresso per ciascuno scenario. Si possono notare due elementi principali: la crescita modesta del risparmio per l'Autoconsumo negli scenari C e D che è addebitabile ad una produzione asincrona rispetto al consumo e la presenza della Tariffa Premio nei due scenari che includono la CER. Fonte: elaborazione dell'autrice.

Tabella 5.8: Payback Period dei quattro scenari analizzati.

Scenario	PBP [anni]	Equivalente	
		Anni	Mesi
Scenario A	5,47	5	6
Scenario B	5,38	5	5
Scenario C	9,12	9	1
Scenario D	8,17	8	2

L'orizzonte temporale necessario per recuperare l'esborso iniziale è stato valutato attraverso il calcolo del Tempo di Ritorno dell'Investimento (PBP), espresso nei grafici a seguire, sia nella formula semplice (Payback Period Cumulativo) che in quella finanziariamente più rigorosa che considera l'effetto del deprezzamento del denaro nel tempo (Payback Period Cumulativo-Attualizzato).

Osservando le simulazioni relative all'impianto di piccola taglia, il grado di rischio finanziario risulta minimo. Lo scenario A presenta un PBP attualizzato di 5,47 ovvero 5 anni e 6 mesi. (figura 5.23)

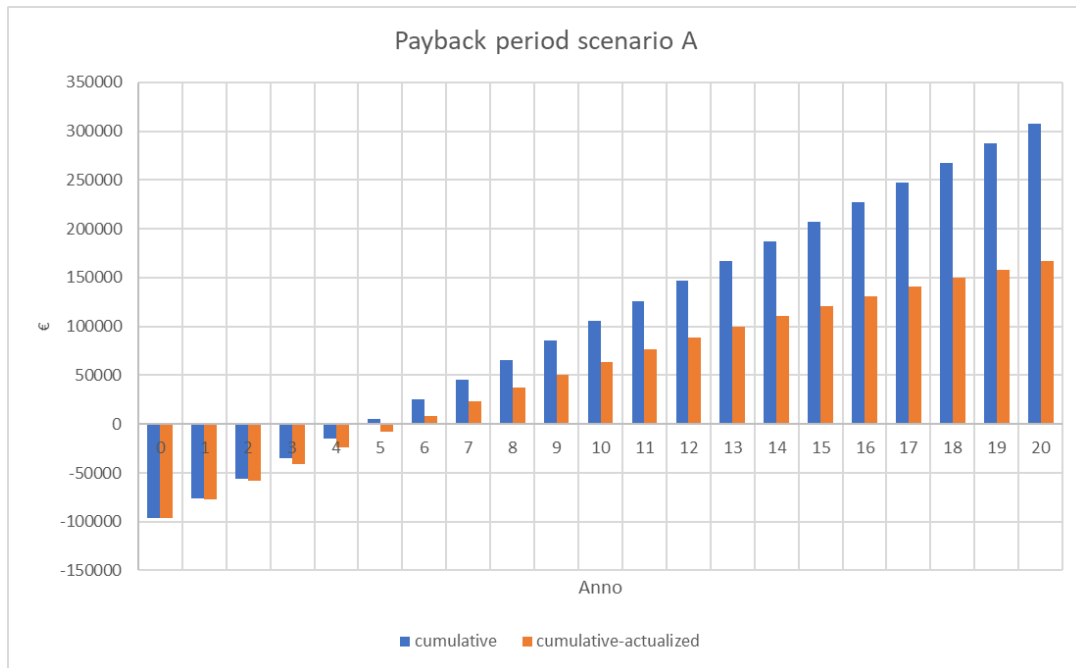


Figura 5.23: Payback Period Scenario A. Fonte: elaborazione dell'autrice, adattato da output simulatore *RECOpt*[31].

Lo scenario B restituisce valori molto simili registrando un PBP attualizzato di 5,38 ovvero di 5 anni e 5 mesi (figura 5.24).

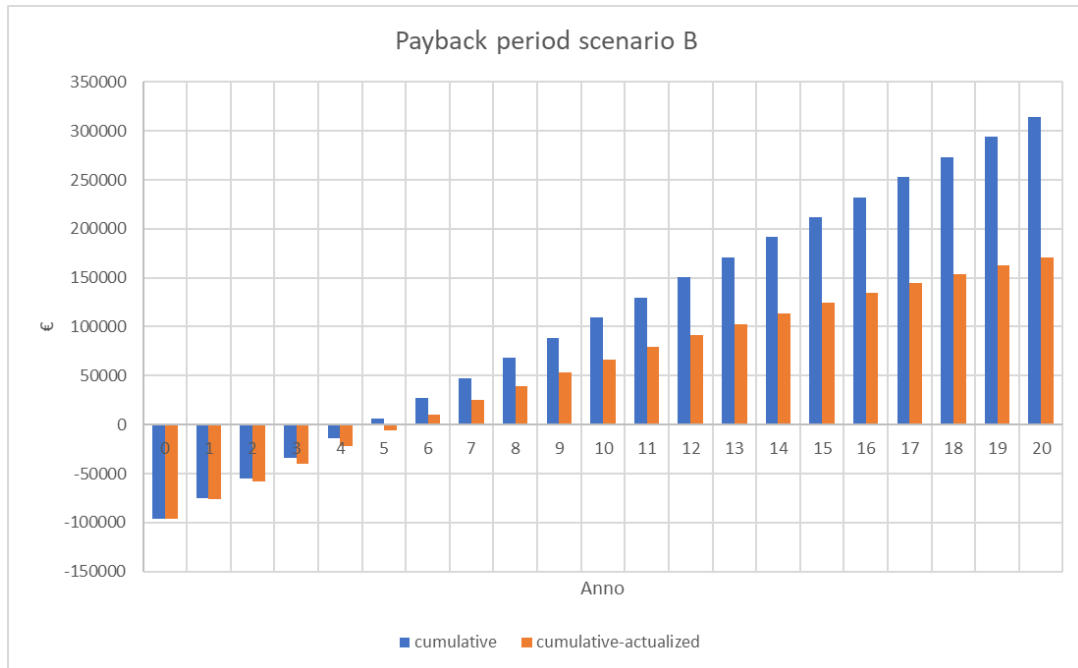


Figura 5.24: Payback Period Scenario B. Fonte: elaborazione dell'autrice, adattato da output simulatore *RECOpt*[31].

L'invarianza temporale tra lo scenario A e B (la differenza di break even è di appena un mese) dimostra che in impianti fortemente sottodimensionati, l'impatto economico della CER è talmente marginale sui flussi di cassa complessivi da non riuscire ad accorciare i tempi di rientro dell'investimento in modo significativo.

La panoramica cambia sostanzialmente negli scenari con la maggiore potenza installata. Nella configurazione C, il pesante costo d'investimento (239,547 €) fatica ad essere ammortizzato a causa della bassa remuneratività dell'energia venduta alla rete. Il PBP attualizzato tocca il valore peggiore dell'intera analisi, raggiungendo quota 9,12 ovvero 9 anni e 1 mese. (figura 5.25). Questo orizzonte temporale, pur accettabile in termini assoluti per un'infrastruttura energetica, evidenzia un'allocazione inefficiente del capitale.

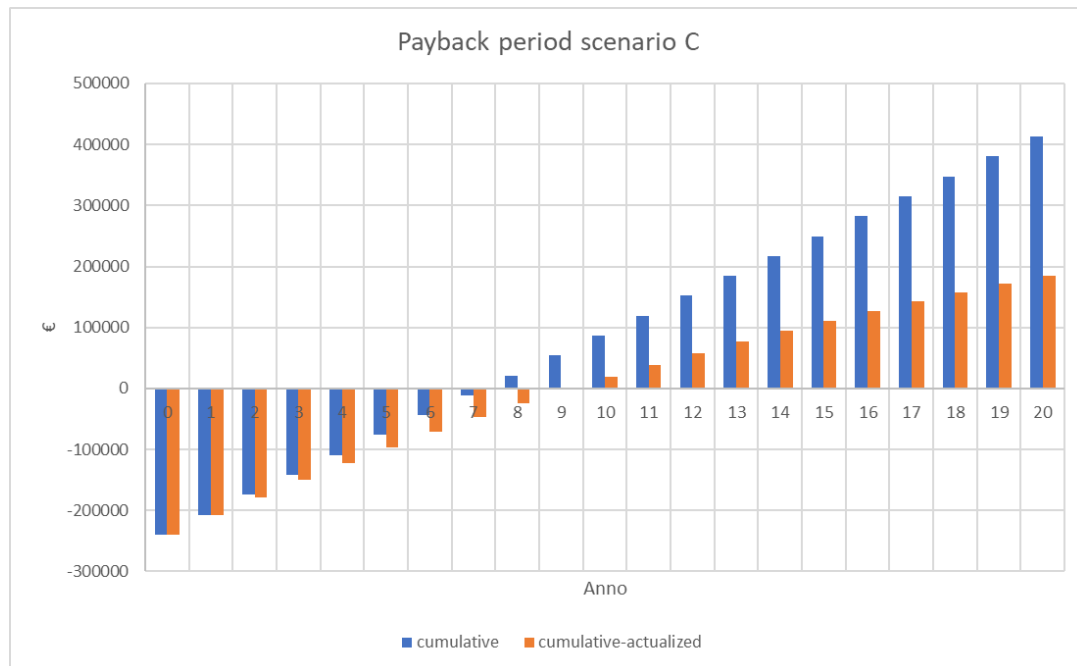


Figura 5.25: Payback Period Scenario C. Fonte: elaborazione dell'autrice, adattato da output simulatore RECuria[31].

Il modello comunitario, Scenario D accelera il periodo di rientro dell'investimento fornendo un'iniezione di quasi 15.000 € di incentivi e accorciando le tempistiche di recupero di un anno. Il PBP attualizzato si posiziona a 8,17 ovvero 8 anni e 2 mesi.(figura 5.26).

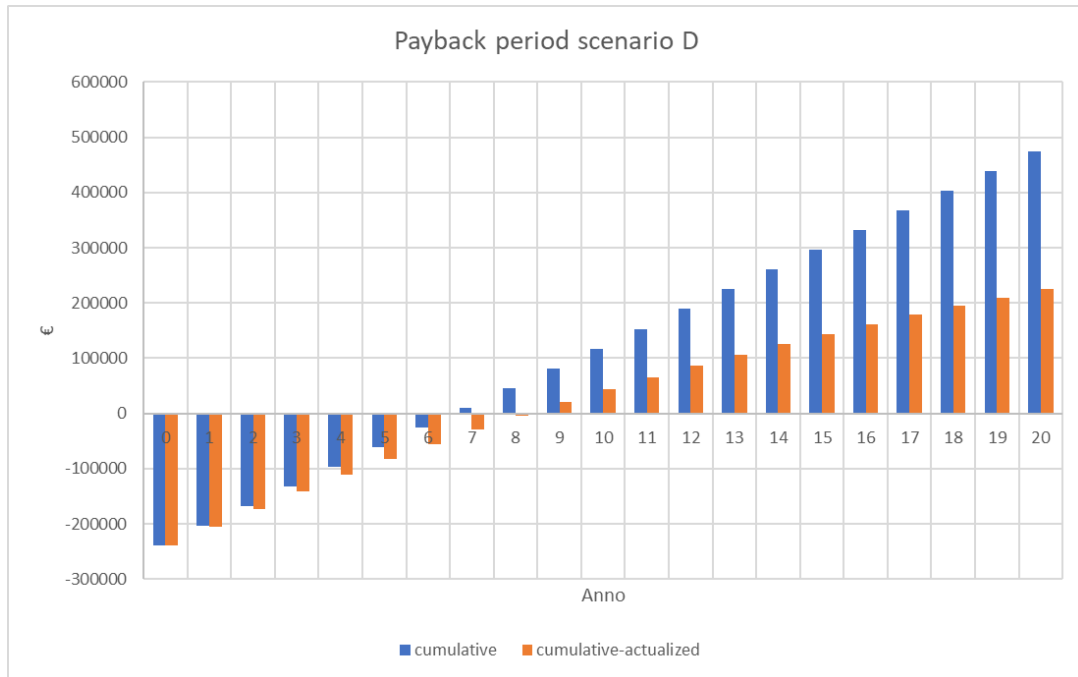


Figura 5.26: Payback Period Scenario D. Fonte: elaborazione dell'autrice, adattato da output simulatore *RECOpt*[31].

Tabella 5.9: Confronto degli scenari

	Costi		Ricavi			Indicatori			CER
	CAPEX [€]	OPEX [€/anno]	Risp. SC [€/anno]	RID [€/anno]	Incentivo [€/anno]	NPV [€]	IRR [%]	PBP [anni]	
Scenario A	96.075	4.590	23.597,22	1.204,26	0	89.146,03	15,34	5,47	NO
Scenario B	96.075	4.590	23.597,22	1.204,26	1.538,96	91.996,80	15,68	5,38	Sì
Scenario C	239.547	11.422	30.739,62	13.304,51	0	62.656,43	7,44	9,12	NO
Scenario D	239.547	11.422	30.739,62	13.304,51	14.990,79	90.425,34	8,88	8,17	Sì

La valutazione macroeconomica dell'operazione, valutata sull'intero orizzonte ventennale di vita utile dell'impianto fotovoltaico, è affidata al Valore Attuale Netto (NPV). Questo indicatore attualizza la sommatoria di tutti i flussi di cassa futuri (ricavi meno costi), sottraendovi l'investimento iniziale (CAPEX), e definisce oggettivamente l'entità della ricchezza assoluta creata dall'operazione.

Lo scenario A viene valutato con un eccellente NPV di 89.146.03 € e l'attivazione della CER (scenario B) eleva l'NPV a 91.996,80 €, confermando questa configurazione quella tecnicamente più redditizia in termini assoluti in rapporto al capitale investito e al PBP.

Nello scenario C, nella sua forma individuale, produce un collasso della performance finanziaria, precipitando ad un NPV di appena 62.656,43 €. Infatti nonostante il capitale investito sia due volte e mezzo superiore a quello del sistema con la minore generazione di energia, la ricchezza netta generata in vent'anni è inferiore di quasi 30.000 €. Questa è la prova che l'immissione passiva di energia in rete fa sì che si determini uno scenario con una redditività molto inferiore rispetto ad un'alternativa con condivisione, come per esempio il caso D. (figura 5.27).

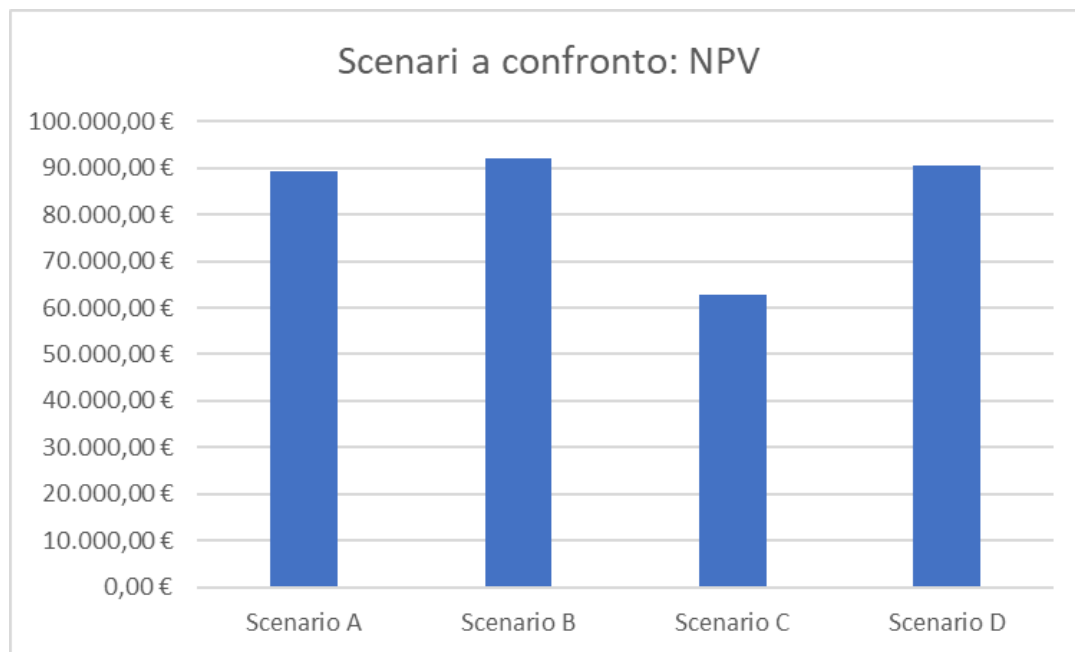


Figura 5.27: Scenari a confronto: NPV. Il grafico mostra il basso valore di NPV per lo scenario C. Fonte: elaborazione dell'autrice.

Il ripristino del modello comunitario riesce infatti a riprodurre la redditività perduta grazie all'incentivazione sui volumi condivisi, innalzando l'NPV a 90.425,34 €. Il differenziale creato dalla CER su questo impianto è straordinario, pari ad un recupero di valore di quasi 28.000 € rispetto allo scenario individuale.

Per completare l'analisi degli indicatori, si passa al Tasso Interno di Rendimento (IRR), grandezza che definisce il rendimento intrinseco dell'investimento, ovvero il tasso di sconto che rende nullo il Valore Attuale Netto al termine di progetto. Le simulazioni confermano che le configurazioni di piccola taglia massimizzano la resa percentuale: lo scenario A e B vantano i tassi migliori pari rispettivamente al 15,34% e al 15,68%. Il passaggio alla taglia più grande riduce pesantemente le rese: lo scenario C si caratterizza con un 7,44%, mentre lo scenario D riesce a sollevare l'indicatore a un 8,88%.

Ora che si è giunti ad una visione complessiva dei principali indicatori economici si possono fare alcune valutazioni di carattere generale. Un investitore orientato alla pura massimizzazione della resa del capitale opterebbe sicuramente per lo scenario B: minori CAPEX e minori OPEX che si traducono in minori rischi di capitale uniti alla migliore resa in assoluto con un NPV pari a 91.996,80 € ed un tasso di rendimento IRR del 15,68%. Tuttavia, inserendo questa valutazione all'interno del contesto della Fondazione "Energie di Comunità" e del SERMIG, le valutazioni mutano profondamente. Il fine imposto per legge nello statuto della CER non è infatti quello di generare il massimo rendimento speculativo ma piuttosto quello di mobilitare il massimo volume di flussi di cassa liquidi da reinvestire sul territorio per fini sociali. Rileggendo i dati in quest'ottica, lo scenario D è sicuramente quello preferibile come si può chiaramente leggere dal grafico 5.28:

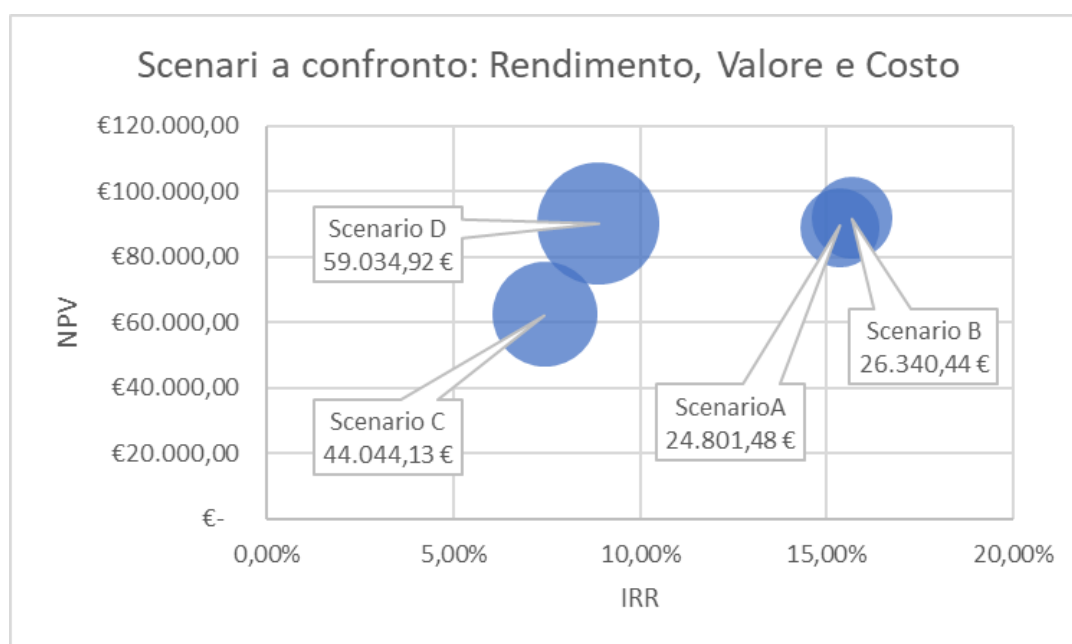


Figura 5.28: Scenari a confronto: Rendimento, Valore e Costo. Il grafico mostra le caratteristiche complessive del costo dei 4 possibili investimenti corrispondenti ai differenti scenari. Fonte: elaborazione dell'autrice.

- Lo scenario A è caratterizzato da bassi costi (CAPEX e OPEX) e da alti ricavi (o meglio, costi di energia evitati grazie alla produzione fotovoltaica, sommati alla vendita del surplus energetico). Queste variabili fanno sì che si riesca ad ottenere un altissimo valore attualizzato dell'investimento (89.146,03 €) in rapporto al capitale investito, con un tasso di rendimento percentuale quindi molto alto (15,34%) e un break even di appena 5 anni e 6 mesi. Osservando il grafico 5.28 si può notare infatti che questo scenario è collocato nella parte

con alto NPV e IRR. In aggiunta, si noti che la “bolla” che lo caratterizza ha un diametro inferiore rispetto a quello degli scenari C e D. Questo è dovuto dalla minore quantità di ricavi, in assoluto, che è possibile ottenere da questo investimento. Il diametro della “bolla” è infatti definito dalla somma dei risparmi ottenuti grazie all’autoconsumo e la vendita tramite RID per un totale di 24.801,48 €.

- Lo scenario B, come detto, quello preferibile da un investitore orientato alla sola massimizzazione del profitto, ha le stesse caratteristiche dell’investimento A, anche se leggermente superiori grazie alla quantità di energia condivisa con la CER, che pur essendo poca per i limiti dimensionali dell’impianto che caratterizza questa configurazione, riesce comunque a generare un aumento dei ricavi (incentivo 1.528,96 €), a diminuire di un mese il tempo di ritorno dell’investimento (PBP di 5 anni e 5 mesi), portare il VAN a 91.996,80 € e spingere il tasso di rendimento al suo massimo valore (15,68%). La “bolla” corrispondente allo scenario B, si trova infatti nel punto più alto ($>NPV$) e più a destra ($>IRR$) del grafico 5.28 ma il suo potenziale di generare ricavi (diametro della “bolla”) risulta inferiore rispetto a quelli degli scenari C e D.
- Lo scenario C, come visibile chiaramente dal grafico 5.28 risulta il peggiore in assoluto (oltre a rappresentare una potenziale problematica per la rete elettrica). La posizione in basso sinistra del grafico segnala un basso tasso di rendimento (IRR 7,44) ed un basso valore attualizzato dell’investimento (NPV 62.656,43); esso richiede un investimento quasi di tre volte maggiore, ed ha un rendimento di quasi 30.000 € inferiore rispetto allo scenario B. L’investimento iniziale molto elevato risulta ingiustificato infatti, il surplus prodotto dall’impianto viene riversato in rete con il meccanismo del RID che non riconosce all’energia un costo adeguato per rendere finanziariamente sostenibile un investimento così ingente. Aggrava la sua condizione anche il peggiore PBP di tutti gli scenari (9 anni e 1 mese). Migliore, rispetto agli scenari A e B la capacità di generare ricavi (44.044,13 €) ma comunque inferiore allo scenario D e comunque non sufficientemente significativa di giustificarne la preferibilità.
- Lo scenario D, rappresenta quello preferibile dalla Fondazione “Energie di comunità” e dal Sermig. In questo caso, è vero che i costi, soprattutto quelli iniziali (CAPEX), sono molto elevati (239.547 €); che il valore attuale netto è paragonabile a quello dello scenario B (90.425, 34€) ma a fronte di un investimento molto più elevato; che il tasso di rendimento (IRR) è soltanto dell’ 8,88% e quindi di poco maggiore rispetto a quello dello scenario C; che il PBP, sebbene accettabile si attesta a 8 anni e 2 mesi, migliorando soltanto di poco più di un anno il break even rispetto all’investimento C; ma la sua

solidità è rappresentata dalla capacità di generare valore, che nel grafico 5.28 si esplicita attraverso la dimensione della sua “bolla”. Grazie all’elevato risparmio garantito dalla produzione fotovoltaica, unito al consistente incentivo per la condivisione dell’energia (14.990,79 €/anno che generano il distacco sostanziale dallo scenario C) e la vendita del surplus tramite RID (13.304,51 €/anno), questo scenario assicura una dotazione finanziaria elevata che può essere messa a disposizione dei fini sociali della Fondazione e del Sermig oltre a garantire comunque la totale sicurezza e recuperabilità dell’ingente capitale investito.

Definito lo scenario D come il migliore per l’investitore rispetto a questo specifico caso studio, per la Fondazione “Energie di comunità” e per il Sermig, si è proseguito con un’analisi di sensibilità al fine di garantire una maggiore accuratezza dei risultati. La nuova analisi prevede di indagare le conseguenze che potrebbero generarsi al variare di un aspetto critico come il prezzo dell’energia. Sono quindi stati variati il prezzo dell’energia autoconsumata di 300 €/MWh e il prezzo dell’energia immessa in rete tramite RID di 110 €/MWh costruendo così due nuove prospettive per ogni scenario, una ottimistica nel caso in cui si registrasse un aumento del costo dell’energia del 15% e una pessimistica, nel caso in cui si registrasse una diminuzione del costo dell’energia del 15%.

Tabella 5.10: Valori del prezzo dell’energia adottati nell’analisi di sensitività.

	Scenario ottimistico (+15%) [€/MWh]	Scenario base – [€/MWh]	Scenario pessimistico (-15%) [€/MWh]
Prezzo energia SC	345,00	300,00	255,00
Prezzo energia RID	126,50	110,00	93,50

Tabella 5.11: Analisi di sensitività. Componenti dei ricavi nei quattro scenari.

Scenario	Variazione	Risp. SC [€/anno]	Δ Risp. SC [%]	RID [€/anno]	Δ RID [%]	Incentivo [€/anno]
Scenario A	-15%	20057,63	-15,00	1023,62	-15,00	–
Scenario A	Base	23597,22	–	1204,26	–	–
Scenario A	+15%	27136,80	15,00	1384,89	15,00	–
Scenario B	-15%	20057,63	-15,00	1023,62	-15,00	1538,96
Scenario B	Base	23597,22	–	1204,26	–	1538,96
Scenario B	+15%	27136,80	15,00	1384,89	15,00	1538,96
Scenario C	-15%	26128,68	-15,00	11308,84	-15,00	–
Scenario C	Base	30739,62	–	13304,51	–	–
Scenario C	+15%	35350,56	15,00	15300,19	15,00	–
Scenario D	-15%	26128,68	-15,00	11308,84	-15,00	14990,79
Scenario D	Base	30739,62	–	13304,51	–	14990,79
Scenario D	+15%	35350,56	15,00	15300,19	15,00	14990,79

Questa operazione ha ovviamente generato delle modifiche ai ricavi annui generati dagli investimenti. Nello specifico, come mostra la Tabella 5.11 sono variati i risparmi dovuti all’autoconsumo e i ricavi ottenuti dalla vendita di energia in eccesso alla rete che chiaramente variano in modo perfettamente lineare al costo dell’energia. Per quanto riguarda invece la quota dell’incentivo derivante dall’energia condivisa si può notare che non ci sono state variazioni e questo dipende dal fatto che essa non è legata al costo dell’energia ma dipende da fattori fissi come la taglia dell’impianto, l’area geografica, e l’energia condivisa. Questo significa che le CER (scenari B e D) partono da una “base sicura” di ricavi che non risente della volatilità del mercato.

Si è poi proseguito con l’analisi gli indicatori NPV, IRR e PBP:

Tabella 5.12: Analisi di sensitività. Indicatori economici nei quattro scenari.

Scenario	Variazione	NPV [€]	Δ NPV [%]	IRR [%]	Δ IRR [%]	PBP [anni]	Δ PBP [%]
Scenario A	-15%	55733,51	-37,48	11	-26,21	6,91	26,23
Scenario A	Base	89146,03	–	15	–	5,47	–
Scenario A	+15%	122558,55	37,48	19	25,37	4,53	-17,20
Scenario B	-15%	58584,28	-36,32	12	-25,56	6,76	25,69
Scenario B	Base	91996,80	–	16	–	5,38	–
Scenario B	+15%	125409,32	36,32	20	24,78	4,47	-16,94
Scenario C	-15%	3320,21	-94,70	4	-43,67	12,16	33,38
Scenario C	Base	62656,43	–	7	–	9,12	–
Scenario C	+15%	121992,65	94,70	10	40,87	7,30	-19,87
Scenario D	-15%	31089,12	-65,62	6	-35,34	10,51	28,76
Scenario D	Base	90425,34	–	9	–	8,17	–
Scenario D	+15%	149761,56	65,62	12	33,46	6,68	-18,15

Si può osservare che:

- Lo scenario A mostra una buona resilienza, infatti anche nella peggiore prospettiva (diminuzione del 15% del costo dell'energia), l'investimento risulta comunque profittevole, con un IRR dell'11% e un PBP che si dilata a 6,91 anni.
- Lo scenario B rimane il più performante in assoluto. Esso risente meno delle fluttuazioni del mercato rispetto allo scenario A grazie alla presenza dell'incentivo fisso.
- Lo scenario C risulta lo scenario più rischioso infatti se il prezzo dell'energia dovesse scendere del 15%, l'NPV (3.320€) crollerebbe addirittura del 94,7% arrivando quasi ad azzerarsi; l'IRR scenderebbe a solo il 4% e il PBP salterebbe a oltre 12 anni. Questo scenario è quasi totalmente soggetto alla variazione del costo dell'energia, come indicato dalla grande variazione dell'NPV (ben 94,7%) sia perché, come tutti gli impianti di taglia significativa, avendo una grande produzione annua risente maggiormente delle variazioni del prezzo, sia perché è sovradimensionato per l'autoconsumo e quindi i suoi ricavi dipendono unicamente dalla vendita dell'energia che è a sua volta indissolubilmente legata al prezzo dell'energia stessa.
- Lo scenario D, come lo scenario C risulta sensibile alla variazione del costo dell'energia (come messo in luce dall'alta variazione dell'NPV 65,62%) a causa della taglia elevata ma a differenza di quest'ultimo può contare sul contributo

ottenuto grazie alla presenza della CER, che rimane fisso e che contribuisce con un ricavo di 14.990,79 €/anno. Questo fa sì che il progetto mantenga un NPV solido di 31.89,12 €/anno salvandosi in questo modo dal collasso a differenza dello scenario C.

L'analisi di sensibilità ha dimostrato che se da un lato l'aumento della potenza nominale dell'impianto comporta un incremento dei benefici economici, dall'altro determina anche una maggiore dipendenza dal costo dell'energia. Questa caratteristica viene mitigata se è presente la CER grazie all'incentivo che risulta stabile in quanto non dipendente dalla variabile di costo dell'energia mentre si aggrava nel caso in cui la fonte principale dei ricavi sia il RID, come nello scenario C. Si può concludere affermando che lo scenario D, nel caso della Fondazione "Energie di Comunità" e del Sermig risulta il più adeguato anche a seguito dell'analisi di sensibilità per il fatto che il surplus energetico prodotto trova una richiesta istantanea di consumo da parte dei partecipanti alla CER stessa. quest'ultima andrebbe infatti a generare l'incentivo che renderebbe l'investimento sufficientemente solido anche nell'ipotesi pessimistica di una riduzione del prezzo dell'energia del 15%.

5.5 Analisi dei risultati ambientali degli scenari

La transizione ecologica e la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio nascono dalla necessità di mitigare l'impatto ambientale. Nel Caso studio della Fondazione "Energie di Comunità ETS", la vocazione alla sostenibilità integrale è prevista dallo statuto. Al fine di misurare in modo oggettivo tale beneficio, l'analisi si è concentrata sull'indicatore denominato "Delta Emissioni", espresso in percentuale. Questo parametro è strutturato per porre a confronto l'impronta carbonica (Carbon Footprint) dello scenario di riferimento (baseline), in cui la totalità del fabbisogno elettrico viene soddisfatta prelevando energia dalla rete, la quale è inevitabilmente gravata dal mix energetico nazionale ancora parzialmente dipendente da fonti fossili, con l'impronta carbonica degli scenari di progetto. In questi ultimi una buona parte dell'energia viene coperta dall'energia rinnovabile autoprodotta in situ e, ove previsto, condivisa virtualmente con le altre utenze della CER. L'indagine comparativa delle quattro configurazioni restituisce un quadro decisamente articolato che non può limitarsi alla semplice lettura del dato percentuale.

Per una corretta interpretazione dei risultati ambientali bisogna prima di tutto capire la scala volumetrica su cui l'indicatore viene calcolato. Il "Delta emissioni" è un rapporto che vede al numeratore la quantità assoluta di tonnellate di anidride carbonica equivalente (CO₂eq) evitate grazie all'uso di energia solare e al denominatore le emissioni totali che la comunità produrrebbe in assenza dell'impianto. Negli scenari che non prevedono la CER, il perimetro di calcolo, il denominatore, si riferisce alle sole utenze dei locali dell'Arsenale della Pace fisicamente connesse al sistema di generazione. Al contrario, l'attivazione della comunità Energetica Rinnovabile determina un'espansione sostanziale del volume di controllo: il denominatore non ingloba più soltanto i consumi dei locali dell'Arsenale della Pace, ma assorbe i profili di carico di tutti i membri afferenti alla medesima cabina primaria. Questa dilatazione del fabbisogno aggregato governa e giustifica le variazioni percentuali che si osserveranno passando dai modelli isolati a quelli di condivisione diffusa.

Tabella 5.13: Confronto delle emissioni di CO₂ nei quattro scenari analizzati.

Scenario	Emissioni CER [kgCO ₂ /anno]	Emissioni base [kgCO ₂ /anno]	Riduzione emissioni [%]
Scenario A	52.215,36	72.512,06	27,99
Scenario B	217.795,42	241.540,74	9,83
Scenario C	51.406,23	72.512,06	28,11
Scenario D	186.842,42	241.540,74	22,65

Osservando i risultati, si nota che gli scenari con gli impianti più piccoli palesano

chiaramente l'influenza del perimetro di aggregazione. Nello scenario di base (A), il Delta Emissioni risulta 27,99%, una performance importante per una sola utenza. Poichè l'impianto dello scenario A si caratterizza per una curva di produzione che si sovrappone quasi perfettamente a quella dei consumi, la quasi totalità dell'energia verde viene autoconsumata fisicamente. Essendo in questo caso le emissioni totali (ovvero il denominatore) riferite ai soli locali dell'Arsenale della Pace, il peso ecologico dell'energia prodotta da fotovoltaico risulta percentualmente molto incisiva, riuscendo a "neutralizzare" quasi un terzo delle emissioni del sito. Di contro lo scenario B, differenziato solo per la sua dimensione comunitaria, provoca il collasso dell'indicatore che si attesta al 9,83%.

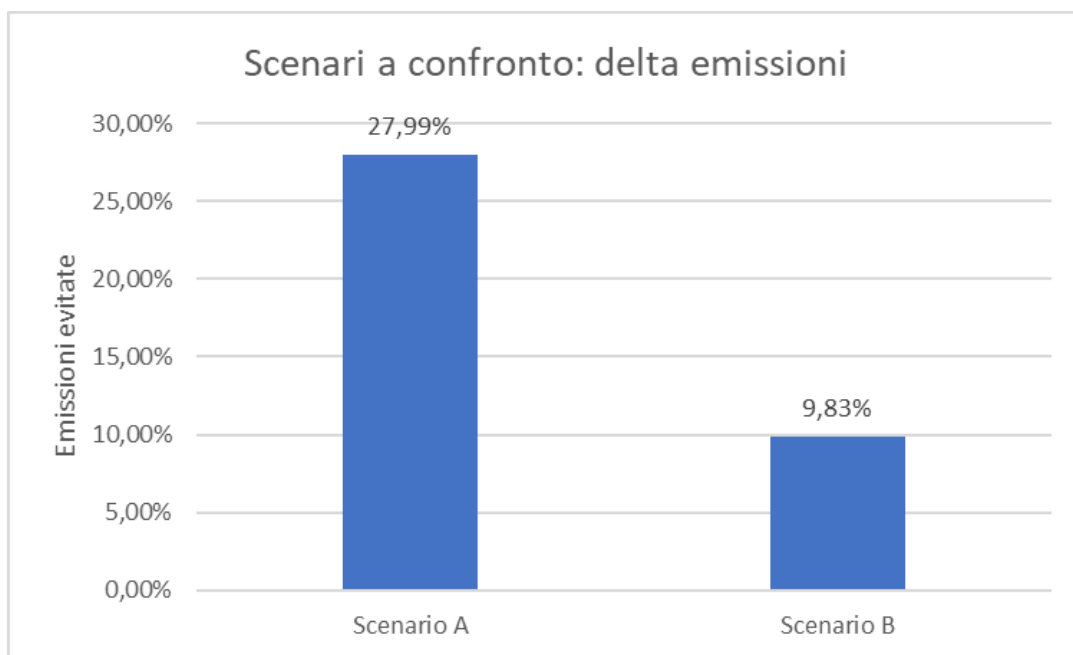


Figura 5.29: Scenari a confronto: delta emissioni. In questo grafico si osserva l'impatto dell'allargamento del perimetro di riferimento (dallo scenario A allo scenario B) causato da un "effetto di diluizione del fabbisogno della CER". Fonte: elaborazione dell'autrice.

A una prima lettura, la netta riduzione da 27% a 9,83% potrebbe erroneamente suggerire che il modello sia meno efficace dal punto di vista ambientale, in realtà si assiste ad un vero e proprio "Paradosso della diluizione ambientale". La riduzione dell'indicatore percentuale non è infatti dovuta allo spreco di energia rinnovabile ma soltanto alla conseguenza matematica dell'espansione del denominatore. Passando allo scenario comunitario, la modesta quantità di energia che veniva ceduta alla rete viene totalmente assorbita nello scenario B ma in questo caso la quantità di energia

pulita viene rapportata ad un'impronta carbonica complessiva molto più grande, quella appunto di tutta la CER. A fronte di un denominatore così imponente la medesima quantità di CO₂ evitata risulta così percentualmente marginale. Il modo corretto di leggere questo indicatore è che l'impianto da 75 kWp, pur lavorando in condizioni di perfezione operativa e non sprecando alcun kWh, è strutturalmente sottodimensionato per innescare una decarbonizzazione tangibile.

Per quanto riguarda invece gli impianti di taglia maggiore, la lettura dell'indicatore percentuale esplora i limiti fisici della generazione locale. Nello scenario C, il Delta Emissioni si attesta al 29,11%. Prima di tutto bisogna notare che un impianto la cui potenza nominale è stata aumentata di due volte e mezzo rispetto allo scenario A (passando da 75 a 187 kWp) genera un incremento del beneficio ambientale di poco superiore ad un punto percentuale, effetto dovuto al limite di assorbimento del singolo utente. In questo scenario infatti, nelle ore di massimo irraggiamento solare la produzione supera abbondantemente i consumi istantanei dei locali dell'Arsenale della Pace. L'energia in esubero viene riversata nella rete elettrica ma sebbene questa energia verde continui ad esistere e contribuisca, anche se marginalmente, a "pulire" il mix elettrico nazionale, non viene rendicontata a livello di utenza e quindi non viene tenuta in considerazione come riduzione dell'impronta carbonica del sito.

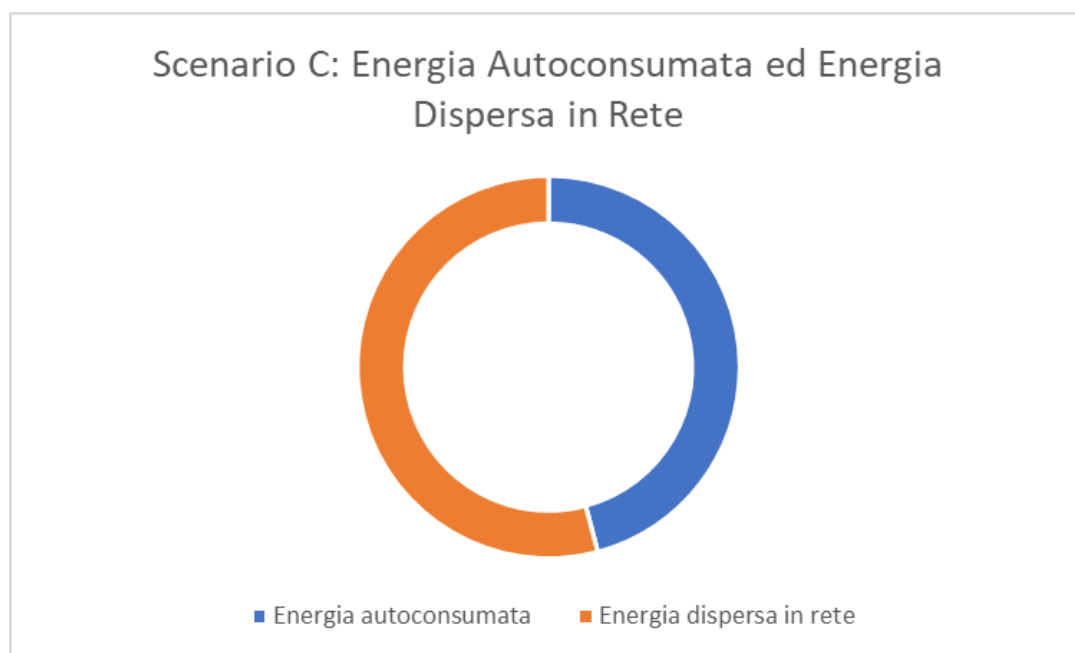


Figura 5.30: Scenario C: Energia Autoconsumata ed Energia Dispersa in rete. Questo grafico vuole mettere in luce che di tutta l'energia prodotta dallo scenario C, l'indicatore percentuale ambientale del 29% si riferisce solo alla parte di energia autoconsumata in luogo. Fonte: elaborazione dell'autrice.

Il Delta Emissioni per lo scenario D si attesta al 22,65% ed anche in questo caso è necessario fare le dovute considerazioni. Ancora una volta il dato percentuale risulta inferiore rispetto al corrispettivo scenario privo di CER per le ragioni già spiegate. Ciononostante, il volume assoluto di CO₂ non emessa in atmosfera raggiunge il picco massimo. Il modello virtuale della Comunità Energetica Rinnovabile agisce come una grande batteria di accumulo assorbendo il significativo surplus diurno che nella configurazione C andava disperso in rete e quindi perduto ai fini della rendicontazione dell'impronta carbonica. Raggiungere un Delta Emissioni del 22,65% su un denominatore così grande rappresenta un ottimo traguardo. La configurazione aggregata D riesce ad abbattere significativamente le proprie emissioni di gas serra risultando così quella preferibile anche dal punto di vista ambientale.

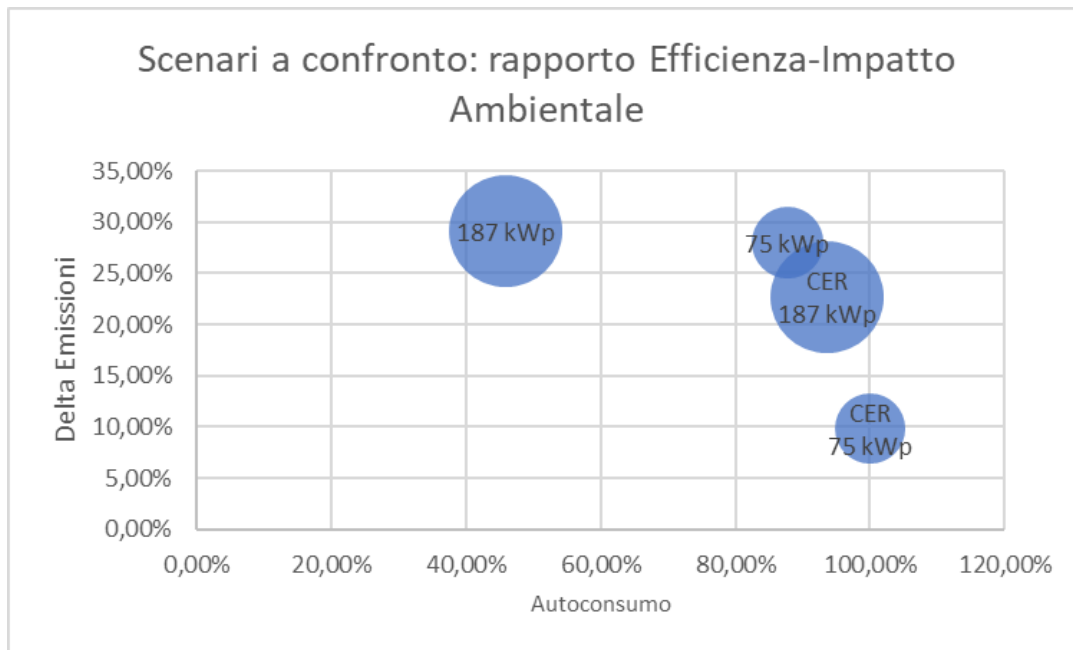


Figura 5.31: Scenari a confronto: rapporto efficienza-impatto. Il grafico mostra chiaramente la preferibilità dello scenario D che combina un formidabile autoconsumo di sistema ad un Delta Emissioni rilevante sulla scala della configurazione. Fonte: elaborazione dell'autrice.

In sintesi, l'attività della CER dello scenario D riesce a trasformare il sovradimensionamento fotovoltaico delle grandi coperture dei locali dell'Arsenale della Pace in un "polmone verde", condividendo energia infatti la configurazione offre grandi benefici abbattendo le emissioni climalteranti dell'intero complesso di edifici e allineandosi perfettamente con il fine di solidarietà, giustizia sociale e cura dell'ambiente promosso dalla Fondazione "Energie di Comunità ETS".

Capitolo 6

Conclusioni

Il presente studio di tesi ha dimostrato come le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) possano rappresentare non soltanto una risposta all'urgente transizione ecologica ma anche un interessante strumento di equità sociale e sussidiarietà territoriale.

Le analisi condotte sul caso studio, il Sermig di Torino, una possibile configurazione inserita all'interno del progetto dell'Arcidiocesi di Torino per realizzare Comunità Energetiche sul territorio, ha reso possibile quantificare gli impatti energetici, economici e ambientali derivanti dalla condivisione di energia.

Attraverso la modellazione dei carichi elettrici e la modellazione fotovoltaica di quattro differenti scenari, sono stati messi a confronto configurazioni caratterizzate da autoconsumo individuale con configurazioni caratterizzate da autoconsumo diffuso nelle due differenti potenze nominali degli impianti di generazione da 75 kWp e da 187 kWp.

Dal punto di vista energetico i risultati ottenuti mostrano che lo scenario D (impianto da 187 kWp in configurazione CER) rappresenta la migliore soluzione impiantistica. In questo caso, l'indice di autoconsumo è altissimo (93,60%), la curva di generazione si sovrappone infatti quasi perfettamente alla richiesta dei membri che costituiscono la CER, riuscendo a consumare la quasi totalità dell'energia condivisa.

Per quanto riguarda la sostenibilità economico-finanziaria, sebbene lo scenario B (impianto da 75 kWp in configurazione CER) garantisca il miglior tasso di rendimento (15,68%) ed un rapido periodo di recupero dell'investimento (poco più di 5 anni), considerando che l'obiettivo del Sermig non si limita a massimizzare il profitto ma mira piuttosto a generare il massimo valore possibile per la collettività, lo scenario D si distingue nuovamente come quello preferibile. Questa configurazione infatti, seppur con un investimento iniziale (CAPEX) nettamente superiore rispetto allo scenario B, è in grado di generare un valore attuale netto (VAN) di oltre 90.000 € sull'arco temporale di venti anni, generando infatti un consistente flusso di cassa

dato dalla somma di vendita di energia, risparmi in bolletta e soprattutto di quasi 15.000 €/anno d'incentivo statale per la condivisione di energia. Questo consistente volume di ricavi risulta fondamentale per il perseguimento dei fini statutari e per i vincoli normativi che prevedono la redistribuzione della quota eccedentaria a livello locale per attività solidaristiche e di contrasto alla povertà energetica.

I benefici ambientali confermano ancora una volta la superiorità di dello scenario D che assicura la massima mitigazione possibile dell'impronta carbonica. La condivisione di energia riesce infatti a ridurre le emissioni di CO₂ del 22,65% rispetto alla situazione di partenza.

Sebbene lo studio si basi su un'analisi rigorosa, è bene evidenziare alcuni limiti metodologici e operativi incontrati durante l'elaborazione del lavoro tesi. In primo luogo, la profilazione dei carichi energetici si basa su un anno tipo (2022) che potrebbe in futuro variare la sua domanda e di conseguenza non riuscire più a rispecchiare appieno la reale configurazione della CER. Inoltre il configuratore *RECOpt* utilizza un modello di stima semplificato per il calcolo delle spese in conto capitale (CAPEX) che potrebbe non rispecchiare perfettamente quello reale.

Il lavoro di tesi documenta l'inequivocabile necessità di combinare i fondamentali calcoli tecnici con approfonditi studi multidisciplinari al fine di identificare il migliore compromesso per l'ottimizzazione dell'autoconsumo, della necessità di solidità finanziaria e la massimizzazione delle ricadute ambientali, sociali e territoriali.

Il modello a ombrello promosso dalla Fondazione "Energie di Comunità" prevede un ambizioso piano di crescita, le indagini future potrebbero estendere l'impianto dell'architettura qui testata a nuove aggregazioni o ampliare il confine stesso del Sermig includendo ad esempio ulteriori edifici come la Scuola per Artigiani Restauratori o il Palasermig. In alternativa si potrebbero approfondire gli aspetti legati all'impatto sociale e territoriale che la CER riesce a generare.

Elenco delle figure

2.1	Carbon clock. Scenario 2°	5
2.2	Carbon clock. Scenario 1,5°	5
2.3	Timeline del concetto di sostenibilità.	6
2.4	Variazione della temperatura media negli ultimi 2000 anni.	6
2.5	Molteplici opportunità per intensificare l'azione per il clima.	10
2.6	Rappresentazione grafica del Consumer e del Prosumer.	11
2.7	Configurazione di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile (CACER).	13
2.8	Rappresentazione grafica autoconsumo fisico e autoconsumo virtuale.	14
2.9	Rappresentazione grafica del principio del minimo algebrico orario.	15
2.10	Esempio di rappresentazione grafica del calcolo orario di energia condivisa.	16
2.11	Esempio di rappresentazione grafica del calcolo orario di energia condivisa.	17
2.12	Mappa interattiva delle cabine primarie.	18
2.13	Timeline normativa. Fonte: [12].	23
2.14	Tabella riepilogativa degli incentivi e della valorizzazione dell'energia.	25
2.15	Modelli giuridici applicabili alle cer.	29
3.1	Panoramica delle metodologie utilizzate per l'analisi della fattibilità economica delle CER	40
3.2	Profili NPV e IRR in due investimenti anternativi	42
3.3	Profili NPV e IRR in due investimenti anternativi.	43
3.4	Curva dei flussi di cassa cumulati e PBP	45
4.1	Mappatura degli edifici coinvolti nel caso studio	54
4.2	Locali dell'Arsenale della Pace	55
4.3	Locali dell'Arsenale della Pace	56
4.4	Ospiteria dell'Arsenale	57
4.5	Polo religioso e lo Studentato della Chiesa di San Gioacchino	58
4.6	Condominio Solidale	59

4.7	Appartamenti del Sermig di Via Borgo Dora	60
4.8	Appartamenti del Sermig di Via Mameli	61
4.9	Appartamenti del Sermig di Via Mameli	62
4.10	Appartamenti del Sermig di Via Pesaro	63
4.11	Negozi del SERMIG	64
4.12	Scuola Artigiani Restauratori	65
4.13	Palasermig	65
4.14	Locali dell'accoglienza sanitaria	66
5.1	Percentuali di consumo dei potenziali membri della CER	68
5.2	Andamento mensile dei consumi dei potenziali membri della CER .	68
5.3	Andamento dei consumi dei potenziali membri della CER suddiviso per fasce orarie	69
5.4	Andamento mensile dei consumi dell'Ospiteria dell'Arsenale della Pace nelle fasce orarie	70
5.5	Andamento mensile dei consumi della Chiesa di San Gioacchino nelle fasce orarie	71
5.6	Andamento mensile dei consumi dei locali dell'Arsenale della Pace nelle fasce orarie	71
5.7	Andamento mensile dei consumi degli appartamenti dell'Arsenale della Pace nelle fasce orarie.png	72
5.8	Andamento mensile dei consumi dei negozi dell'Arsenale della Pace nelle fasce orarie	72
5.9	Andamento mensile dei consumi totali dei potenziali membri della CER.	73
5.10	Andamento mensile dei consumi totali nelle fasce orarie.	73
5.11	Modello 3D Sermig. Immagine tratta dalla Tesi di Hadi Mahdi . . .	74
5.12	Mappa dei tetti Arsenale. Immagine tratta dalla Tesi di Laurea di Hadi Mahdi.	75
5.13	Coperture dell' Arsenale della Pace autorizzate ad ospitare impianti fotovoltaici. Immagine tratta dalla Tesi di Laurea di Hadi Mahdi. .	76
5.14	Grafico Fronte di Pareto. Immagine tratta dalla Tesi di Laurea di Hadi Mahdi.	77
5.15	Scenari a confronto: Produzione e Fabbisogno.	80
5.16	Destinazione dell'Energia prodotta nello scenario di autoconsumo individuale A	82
5.17	Destinazione dell'Energia prodotta nello scenario di autoconsumo individuale C	83
5.18	Scenario B: energia consumata e prodotta.	84
5.19	Scenario D: suddivisione energia prodotta.	85
5.20	Confronto tra scenari: autoconsumo e autosufficienza.	86

5.21	Scenari a confronto: autoconsumo e autosufficienza.	87
5.22	Scenari a confronto: risparmi e ricavi.	93
5.23	Payback Period Scenario A	94
5.24	Payback Period Scenario B	95
5.25	Payback Period Scenario C	96
5.26	Payback Period Scenario D	97
5.27	Scenari a confronto: NPV.	98
5.28	Scenari a confronto: Rendimento, Valore e Costo.	99
5.29	Scenari a confronto: delta emissioni scenari A e B.	106
5.30	Scenario C: Energia Autoconsumata ed Energia Dispersa in rete. . .	108
5.31	Scenari a confronto: rapporto efficienza-impatto.	109

Elenco delle tabelle

2.1	Confronto tra le principali forme giuridiche adottabili per una Comunità Energetica Rinnovabile. Fonte: elaborazione dell'autrice, adattato da [14]	32
5.1	Bilancio energetico dello Scenario A	81
5.2	Bilancio energetico dello Scenario C.	81
5.3	Bilancio energetico dello Scenario B.	83
5.4	Bilancio energetico dello Scenario D.	84
5.5	Confronto degli indici energetici dei quattro scenari.	86
5.6	Costi sostenuti nel primo anno per i quattro scenari analizzati. . . .	89
5.7	Confronto delle componenti dei ricavi nei quattro scenari analizzati.	91
5.8	Payback Period dei quattro scenari analizzati.	93
5.9	Confronto degli scenari	97
5.10	Valori del prezzo dell'energia adottati nell'analisi di sensitività. . . .	101
5.11	Analisi di sensitività. Componenti dei ricavi nei quattro scenari. . .	102
5.12	Analisi di sensitività. Indicatori economici nei quattro scenari. . . .	103
5.13	Confronto delle emissioni di CO ₂ nei quattro scenari analizzati. . . .	105

Bibliografia

- [1] P. Palmero. *slide e appunti del corso "Sostenibilità di processi e prodotti nei materiali per l'architettura" A.A 2021/2022, corso di Laurea in "Architettura per il progetto sostenibile", Politecnico di Torino*. 2021 (cit. alle pp. 3, 4, 6, 7).
- [2] Dichiarazione di Stoccolma (1972). *I 26 principi*. 1972. URL: <https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/stoccolma-pdf> (cit. a p. 3).
- [3] Gro Harlem Brundtland. *Our common future*. 1987. URL: <https://oneplanetschool.wwf.it/pubblicazioni/our-common-future> (cit. a p. 4).
- [4] Elena Fregonara. «Valutazione sostenibilità progetto». In: *Life Cycle Thinking e indirizzi internazionali* (2015) (cit. alle pp. 4, 39, 41, 42, 44, 46).
- [5] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. *L'Agenda 21*. 1992. URL: <https://www.mase.gov.it/portale/1-agenda-21> (cit. a p. 4).
- [6] Dipartimento di Ricerca PIK "Klimaökonomie und Politik – MCC Berlin. *Carbon clock*. Ultimo aggiornamento 2021. URL: <https://www.pik-potsdam.de/en/institute/departments/climate-economics-and-policy/carbon-clock#:~:text=The%20Carbon%20Clock%20run%20by,is%20left%20in%20each%20scenario>. (cit. a p. 5).
- [7] IPCC. *L'ultimo rapporto IPCC: tutto AR6 in un'infografica*. 2023. URL: <https://ipccitalia.cmcc.it/lultimo-rapporto-ipcc-tutto-ar6-in-uninfografica/> (cit. alle pp. 4, 6, 7, 10).
- [8] Consiglio europeo. *COP 28*. 2023. URL: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/paris-agreement-climate/cop28/> (cit. a p. 4).
- [9] World meteorological organization. *Gas serra*. 2023. URL: <https://wmo.int/topics/greenhouse-gases> (cit. a p. 6).
- [10] Thomas Kourkounas, Ioannis Nikolaou e Costas Elmasides. «Approaching Energy poverty Through the Lens of Renewable Energy Integration – a Path towards Sustainability». In: *Circular Economy and Sustainability* 6.2 (2026). Cited by: 0; All Open Access, Hybrid Gold Open Access. DOI: 10.1007/s43615-026-00818-1. URL: <https://www.scopus.com/inward/record>.

- uri?eid=2-s2.0-105030583965&doi=10.1007%2fs43615-026-00818-1&partnerID=40&md5=3fe339c4f3d372af66308054b41447ad (cit. a p. 7).
- [11] Terna. *Piano di sviluppo 2025. Stato del sistema elettrico e scenari energetici*. 2025. URL: https://www.arera.it/fileadmin/allegati/operatori/pds/25/Stato_del_sistema_elettrico_e_scenari_energetici.pdf (cit. alle pp. 11, 18).
- [12] Petra Recchia - Agenzia per l'Energia Alto Adige - CasaClima. *Che cosa è una Comunità Energetica Rinnovabile e come funziona*. Presentazione al Convegno Le CACER: opportunità per il territorio, NOI Techpark Alto Adige Bolzano, Italia. 2025. URL: chrome-extension://efaidnbmninnibpcajpcgclclefindmkaj/https://www.klimahaus.it/smartedit/documents/_mediacenter/recchia_cer_e_autoconsumo_condiviso_materiale_informativo-071025.pdf (cit. alle pp. 11, 12, 15-18, 20-27).
- [13] Giuseppe Rivituso -GDL CNi Energie Rinnovabili). *Introduzione CACER*. Convegno on line, 15 ottobre 2024, Comunità energetiche rinnovabili e autoconsumo diffuso: aspetti giuridici, economici e progettuali. 2024 (cit. alle pp. 12, 14, 21, 22, 26-29).
- [14] Giacomo Loscalzo -AESS. *Aspetti giuridici per la costituzione e la governance delle CER*. Convegno on line, 15 ottobre 2024, Comunità energetiche rinnovabili e autoconsumo diffuso: aspetti giuridici, economici e progettuali. 2024 (cit. alle pp. 12, 18, 27-32).
- [15] Emilio Sani. *Inquadramento legislativo e giuridico CER*. Presentazione al Convegno Le CACER: opportunità per il territorio, NOI Techpark Alto Adige Bolzano, Italia. 2025. URL: chrome-extension://efaidnbmninnibpcajpcgclclefindmkaj/https://www.klimahaus.it/smartedit/documents/_mediacenter/recchia_cer_e_autoconsumo_condiviso_materiale_informativo-071025.pdf (cit. alle pp. 12, 27, 28, 33, 34).
- [16] Marco Raugi -Università degli Studi di Pisa. *Aspetti economici in fase di costituzione ed esercizio delle CER*. Convegno on line, 15 ottobre 2024, Comunità energetiche rinnovabili e autoconsumo diffuso: aspetti giuridici, economici e progettuali. 2024 (cit. alle pp. 12, 15, 16, 21, 22).
- [17] Francesco Forte -GSE. *Comunità energetiche rinnovabili novità nazionali e situazione in Trentino Alto Adige-Suedtirolo*. Convegno on line, 9 maggio 2025, Comunità energetiche rinnovabili novità nazionali e situazione in Trentino Alto Adige-Suedtirolo. 2025 (cit. alle pp. 13, 14, 18, 22, 26).
- [18] Andrea Galliani -ARERA. *La valorizzazione dell'autoconsumo nelle comunità energetiche*. Convegno on line, 9 maggio 2025, Comunità energetiche rinnovabili novità nazionali e situazione in Trentino Alto Adige-Suedtirolo. 2025 (cit. alle pp. 14-16, 18-22, 24, 26).

- [19] GSE. *Mappa interattiva delle cabine primarie*. 2025. URL: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie> (cit. a p. 18).
- [20] Raffaella Ferrai. *Forme giuridiche e trattamento fiscale delle CER*. Convegno on line, 9 maggio 2025, Comunità energetiche rinnovabili novità nazionali e situazione in Trentino Alto Adige-Suedtirolo. 2025 (cit. alle pp. 20–22, 26–31).
- [21] Hadi Mahdi. *Valutazione delle prestazioni di un impianto fotovoltaico su tetto destinato ad una comunità energetica rinnovabile*. Tesi di Laurea Triennale, Politecnico di Torino. 2024 (cit. alle pp. 36, 77).
- [22] E Fregonara e Diego Ferrando. *slide e appunti del corso "Valutazione della sostenibilità economica dei progetti" A.A 2020/2021, corso di Laurea in "Architettura per il progetto sostenibile", Politecnico di Torino*. 2021 (cit. alle pp. 39, 41–46).
- [23] Giorgia Malavasi, Alice Barreca, Elena Fregonara e Diana Rolando. «Economic evaluation methodologies for Renewable Energy Communities and the architectural heritage. A literature review; [Metodologie di valutazione economica per le Comunità Energetiche Rinnovabili e il patrimonio architettonico. Una review della letteratura]». In: *Valori e Valutazioni* 2025.37 (2025). Cited by: 1; All Open Access, Gold Open Access, Green Open Access, pp. 61–85. DOI: 10.48264/VVSIEV-20253705. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-105011149053&doi=10.48264%2fVVSIEV-20253705&partnerID=40&md5=09d24c6a87ebb23f88d306d2ea980655> (cit. alle pp. 39–42, 44, 46).
- [24] Lorenzo Giannuzzo, Francesco Demetrio Minuto, Daniele Salvatore Schiera, Samuele Branchetti, Carlo Petrovich, Nicola Gessa, Angelo Frascella e Andrea Lanzini. «Assessment of renewable energy communities: A comprehensive review of key performance indicators». In: *Energy Reports* 13 (2025). Cited by: 7; All Open Access, Gold Open Access, pp. 6609–6630. DOI: 10.1016/j.egy.2025.05.082. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-105007108148&doi=10.1016%2fj.egy.2025.05.082&partnerID=40&md5=46547575a03f2317b266fb70491b3f7e> (cit. alle pp. 39, 41, 42, 44, 46).
- [25] Arcidiocesi di Torino. *Costituita la Fondazione Diocesana per lo sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili*. 2025. URL: <https://www.diocesi.torino.it/site/constituita-la-fondazione-diocesana-per-lo-sviluppo-delle-comunita-energetiche-rinnovabili/> (cit. alle pp. 47–51).

- [26] Denergh Polito. *Energie di Comunità. Raccolta degli interventi durante l'evento dipartimentale "Energie di Comunità", dedicato al tema delle Comunità Energetiche Rinnovabili Solidali*. 2025. URL: <https://www.youtube.com/playlist?list=PLtoIHEtF7zUdzPnaAlFEX6fJu4lkzNr-8> (cit. alle pp. 47–51).
- [27] Alessandro Svaluto Ferro. *ENERGIE DI COMUNITÀ Le comunità energetiche solidali come modello di sviluppo ambientale, energetico e sociale. L'IMPEGNO DELLA FONDAZIONE ENERGIE DI COMUNITÀ AL SERVIZIO DELLA CONVERSIONE ECOLOGICA*. 2025. URL: https://www.diocesi.torino.it/wp-content/uploads/2025/01/SvalutoFerro_EdC_presentazione_T0_01-02-25.pdf (cit. alle pp. 47–51).
- [28] Santo Padre Francesco. *Lettera Enciclica Laudato Si*. 2025. URL: https://www.vatican.va/content/francesco/it/encyclicals/documents/papa-francesco_20150524_enciclica-laudato-si.html (cit. a p. 48).
- [29] SERMIG - Servizio Missionario Giovani. *Sito ufficiale del SERMIG*. 2025. URL: <https://www.sermig.org/> (cit. a p. 53).
- [30] ARERA. *Sito ufficiale ARERA*. 2026. URL: <https://www.arera.it/bolletta/glossario-dei-termini/dettaglio/fasce-orarie> (cit. a p. 69).
- [31] Gruppo di ricerca CADEMA (@DENERG-PoliTO). *Simulatore di comunità energetiche*. <https://github.com/cadema-PoliTO/RECOpt> (cit. alle pp. 94–97).