

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Elettrica ed Energetica

**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare**

Tesi di Laurea Magistrale

**"Gestione energetica ottimale delle Comunità
Energetiche Rinnovabili: analisi comparativa di strategie
operative centralizzate e decentralizzate"**



Relatore

Prof. Marco Badami
firma del relatore (dei relatori)

Co-relatore

Andrea Franzoso

Candidato

Mattia Giuri
firma del candidato

Luglio 2026

Abstract

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rappresentano uno strumento rilevante per favorire la produzione locale di energia da fonti rinnovabili, l'autoconsumo diffuso e la partecipazione attiva degli utenti finali alla transizione energetica. Oltre alla gestione energetica degli asset, assume un ruolo centrale la ripartizione interna dei benefici economici riconosciuti alla comunità. Il contributo principale del lavoro consiste nello sviluppo di un modello di ottimizzazione in grado di confrontare due strategie operative per la gestione della comunità: una centralizzata, in cui le risorse energetiche sono coordinate a livello complessivo, e una decentralizzata, in cui viene data priorità alle decisioni locali dei singoli edifici. Il modello considera impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo, un edificio termicamente flessibile e una risorsa esterna alimentata a biogas. A valle dell'ottimizzazione energetica, viene proposta una procedura di post-processing economico per ripartire tra i membri l'incentivo riconosciuto alla CER e i costi associati, valutando gli effetti distributivi sui singoli partecipanti. Infine, attraverso un'analisi di sensitività, il lavoro analizza come diverse regole di allocazione influenzino la convenienza individuale e l'equità della ripartizione. La regola di allocazione introduce un parametro che consente di modulare il peso attribuito al contributo lato consumo rispetto a quello lato produzione dell'energia condivisa, permettendo di valutare come la diversa valorizzazione di tali contributi influenzi la distribuzione dei benefici individuali. La valutazione economica è effettuata attraverso il beneficio netto individuale, l'Individual Saving Rate e il Jain Index come indicatore di equità. I risultati mostrano che la gestione centralizzata riduce il costo netto della comunità di circa il 12% rispetto alla gestione decentralizzata, vantaggio derivato dalla maggiore capacità di coordinare gli asset e di valorizzare l'energia. La gestione decentralizzata rimane comunque una soluzione valida, pur risultando meno efficiente rispetto alla configurazione centralizzata. La configurazione genera un beneficio netto aggregato positivo in entrambe le stagioni analizzate. Il costo sostenuto per l'impianto a biogas nella gestione decentralizzata è circa il 72% dell'incentivo nello scenario estivo e l'81% in quello invernale. L'analisi di sensitività sul parametro di allocazione mostra che la distribuzione interna dei benefici è fortemente influenzata dalla regola adottata. Premiare chi consuma l'energia condivisa diventa più coerente con l'allocazione dei costi e consente di eliminare le penalizzazioni individuali. Tutti gli utenti riscontrano benefici economici rispetto alla baseline considerata con un Jain index superiore al 68% in entrambe le stagioni nel caso decentralizzato. Nel complesso, il lavoro evidenzia che la sostenibilità economica di una CER deve considerare anche la convenienza individuale dei membri e valutare la regola di settlement migliore per preservare la permanenza dei partecipanti. La metodologia proposta consente quindi di valutare congiuntamente prestazioni energetiche, benefici economici e distribuzione interna dei risultati, fornendo uno strumento utile per l'analisi e la progettazione delle CER.

Sommario

1. Introduzione.....	8
1.1 Contesto	8
1.2 Stato dell'arte	10
1.3 Inquadramento normativo e schema incentivante	14
2. Definizione del problema e ipotesi modellistiche.....	19
2.1 Obiettivo generale del problema	19
2.2 Struttura della CER considerata	20
2.3 Ipotesi sugli edifici, flessibilità e sugli asset individuali	21
2.4 Ipotesi temporali, profili di domanda e generazione.....	23
2.5 Ipotesi asset comunitari	23
2.6 Ipotesi sul modello termico e sul comfort	24
2.7 Flussi energetici fisici e virtuali	26
2.8 Ipotesi economiche	28
2.8.1 Prezzo energia elettrica	28
2.8.3 Contributi economici riconosciuti dal contratto sull'autoconsumo diffuso.....	29
2.8.3 Prezzo del gas e costo del biogas.....	30
3. Caso studio	32
3.1 Edifici considerati e caratteristiche principali	33
3.2 Profili temporali di domanda, generazione e condizioni climatiche	34
3.3 Dimensionamento preliminare degli Asset e configurazione finale	38
3.3.1 Scenario invernale	41
3.3.2 Scenario estivo	42
3.4 Parametri economici	43
4. Sviluppo del framework di ottimizzazione lineare	47
4.1 Formulazione generale del framework di ottimizzazione	48
4.1.1 Struttura generale del problema di ottimizzazione.....	49
4.1.2 Insiemi, dati di input e parametri	51

4.1.3 Variabili decisionali	52
4.1.4 Definizione dei vincoli	54
4.1.5 Funzione obiettivo generale	61
4.2 Logiche di gestione implementate	62
4.2.1 Gestione centralizzata	62
4.2.2 Gestione decentralizzata gerarchica	64
4.2.3 Confronto fra le due logiche	67
5. Risultati	69
5.1 Analisi di sensitività sulla taglia del generatore a biogas	69
5.2 Impostazione dell'analisi e confronto aggregato	74
5.3 Confronto energetico-operativo tra le logiche di gestione	77
5.3.1 Scenario estivo	78
5.3.2 Scenario invernale	82
5.4 Analisi operativa degli edifici e degli asset energetici	86
5.4.1 Flussi energetici degli edifici	86
5.4.2 Utilizzo della generazione rinnovabile locale, sistemi di accumulo e flessibilità termica	91
5.4.3 Utilizzo dei generatori comunitari	100
5.5 Allocazione dei benefici e costi comunitari fra gli utenti	106
5.5.1 Risultati dell'allocazione	113
6. Conclusioni.....	126
Bibliografia.....	131

Sommario delle figure

<i>Figura 1: Configurazione di allaccio alla rete dei sistemi di accumulo considerati [15]</i>	22
<i>Figura 2: Differenza fra configurazione di distribuzione fisica e virtuale [16]</i>	27
<i>Figura 3: Configurazione della CER considerata nel caso studio.</i>	32
<i>Figura 4: Profili di domanda elettrica degli edifici della CER.</i>	36
<i>Figura 5: Profilo di produzione fotovoltaica normalizzato nella settimana invernale e estiva.....</i>	37

<i>Figura 6: Profilo di produzione della turbina eolica normalizzato nella settimana invernale ed estiva ..</i>	<i>38</i>
<i>Figura 7: Risultati della pre-analisi di dimensionamento fotovoltaico e accumulo per gli edifici B1, B2, B3 e I4.</i>	<i>40</i>
<i>Figura 8: Confronto delle due logiche di gestione implementate.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 9: Costo netto e Energia condivisa totale in funzione della taglia del generatore a biogas nello scenario invernale.</i>	<i>73</i>
<i>Figura 10: Costo netto e Energia condivisa totale in funzione della taglia del generatore a biogas nello scenario estivo.</i>	<i>73</i>
<i>Figura 11: Profilo temporale dell'energia condivisa nello scenario estivo per gestione decentralizzata e centralizzata. La figura distingue il contributo degli edifici e quello dei generatori comunitari.</i>	<i>79</i>
<i>Figura 12: Profilo temporale dell'export non condiviso verso rete nello scenario estivo. Il grafico distingue la quota proveniente dagli edifici e quella proveniente dai generatori comunitari.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 13: Profilo temporale dell'autoconsumo locale nello scenario estivo. L'autoconsumo è scomposto tra energia rinnovabile direttamente utilizzata dai carichi e scarica delle batterie verso i carichi.</i>	<i>81</i>
<i>Figura 14: Profilo temporale dell'energia condivisa nello scenario invernale per gestione decentralizzata e centralizzata. La figura distingue il contributo degli edifici e quello dei generatori comunitari.</i>	<i>83</i>
<i>Figura 15: Profilo temporale dell'export non condiviso verso rete nello scenario estivo. Il grafico distingue la quota proveniente dagli edifici e quella proveniente dai generatori comunitari.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 16: Profilo temporale dell'autoconsumo locale nello scenario estivo. L'autoconsumo è scomposto tra energia rinnovabile direttamente utilizzata dai carichi e scarica delle batterie verso i carichi.</i>	<i>85</i>
<i>Figura 17: Scambi energetici condivisi e non condivisi degli utenti nello scenario estivo centralizzato. .</i>	<i>88</i>
<i>Figura 18: Scambi energetici condivisi e non condivisi degli utenti nello scenario estivo decentralizzato.</i>	<i>88</i>
<i>Figura 19: Scambi energetici condivisi e non condivisi degli utenti nello scenario invernale centralizzato.</i>	<i>89</i>
<i>Figura 20: Scambi energetici condivisi e non condivisi degli utenti nello scenario invernale decentralizzato.</i>	<i>89</i>
<i>Figura 21: Bilancio di potenza del gruppo residenziale B1 nella gestione centralizzata nello scenario invernale.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 22: Bilancio di potenza del gruppo residenziale B1 nella gestione decentralizzata nello scenario invernale.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 23: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario estivo centralizzato.....</i>	<i>93</i>

<i>Figura 24: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario estivo decentralizzato</i>	<i>94</i>
<i>Figura 25: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario invernale centralizzato ..</i>	<i>94</i>
<i>Figura 26: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario invernale decentralizzato</i>	<i>95</i>
<i>Figura 27: Profilo temporale di dispacciamento dell'unità fotovoltaica PV3 nello scenario invernale con gestione centralizzata.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 28: Profilo temporale di dispacciamento dell'unità fotovoltaica PV3 nello scenario invernale con gestione decentralizzata.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 29: Profilo di evoluzione della temperatura interna e della potenza termica di una singola unità residenziale appartenente al gruppo B3 – scenario invernale centralizzato.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 30: Profilo di evoluzione della temperatura interna e della potenza termica di una singola unità residenziale appartenente al gruppo B3 – scenario invernale decentralizzato.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 31: Confronto fra gli andamenti delle temperature interna ed esterna durante la settimana invernale nella gestione centralizzata.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 32: Confronto fra gli andamenti delle temperature interna ed esterna durante la settimana estiva nella gestione centralizzata.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 33: Andamento dello stato di carica della batteria BAT1 nello scenario estivo centralizzato.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 34: Profilo di carica e scarica della batteria BAT1 nello scenario estivo centralizzato.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 35: Dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario estivo con gestione centralizzata.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 36: Dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario estivo con gestione decentralizzata.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 37: Dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario invernale con gestione centralizzata.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 38: Dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario invernale con gestione decentralizzata.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 39: Profilo temporale di dispacciamento del generatore a biogas BIO1 nello scenario invernale con gestione centralizzata.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 40: Profilo temporale di dispacciamento del generatore a biogas BIO1 nello scenario invernale con gestione decentralizzata.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 41: Confronto del profilo temporale di dispacciamento del generatore eolico WG1 nello scenario invernale per gestione centralizzata e decentralizzata.....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 42: Schema di flusso del meccanismo di allocazione.....</i>	<i>106</i>

<i>Figura 43: metodo di valutazione del meccanismo e i valori target degli indicatori</i>	<i>111</i>
<i>Figura 44: Individual Rationality (IR) dell'allocazione per ogni α nello scenario invernale.</i>	<i>114</i>
<i>Figura 45: Individual Rationality (IR) dell'allocazione per ogni α nello scenario estivo.</i>	<i>114</i>
<i>Figura 46: Risparmio rispetto alla baseline (CSi) degli utenti per ogni α nello scenario invernale.</i>	<i>115</i>
<i>Figura 47: Risparmio rispetto alla baseline (CSi) degli utenti per ogni α nello scenario estivo.....</i>	<i>116</i>
<i>Figura 48: Risparmio rispetto alla baseline normalizzato (CSI) degli utenti per ogni α nello scenario invernale.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 49: Risparmio rispetto alla baseline normalizzato (CSI) degli utenti per ogni α nello scenario estivo.</i>	<i>117</i>
<i>Figura 50: Jain Index sull'incentivo allocato I_i, beneficio netto B_{inet} e Cost Saving Index CSI_i per ogni α nello scenario invernale.</i>	<i>118</i>
<i>Figura 51: Jain Index sull'incentivo allocato I_i, beneficio netto B_{inet} e Cost Saving Index CSI_i per ogni α nello scenario estivo.</i>	<i>118</i>
<i>Figura 52: Componenti economiche del beneficio netto allocato B_{inet} allocato agli utenti per $\alpha=1$ nello scenario invernale.</i>	<i>122</i>
<i>Figura 53: Componenti economiche del beneficio netto allocato B_{inet} allocato agli utenti per $\alpha=1$ nello scenario estivo.</i>	<i>122</i>
<i>Figura 54: Jain Index sull'incentivo allocato I_i, beneficio netto B_{inet} e Cost Saving Index CSI_i nel Percorso B.....</i>	<i>123</i>

Sommario tabelle

<i>Tabella 1: caratteristiche principali degli edifici del caso studio.</i>	<i>34</i>
<i>Tabella 2: Parametri tecnici degli asset energetici considerati.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabella 3: Principali caratteristiche energetiche e climatiche dello scenario invernale.</i>	<i>42</i>
<i>Tabella 4: Principali caratteristiche energetiche e climatiche dello scenario estivo.</i>	<i>43</i>

<i>Tabella 5: Componenti variabili aggiunte al PUN per la costruzione del prezzo di acquisto dell'energia elettrica.</i>	45
<i>Tabella 6: Componenti considerate per la costruzione del costo unitario del gas naturale nel caso studio.</i>	46
<i>Tabella 7: Differenze principali fra le due logiche di gestione</i>	68
<i>Tabella 8: Effetto della taglia del generatore a biogas BIO1 sui principali indicatori energetici ed economici nello scenario centralizzato invernale.</i>	70
<i>Tabella 9: Effetto della taglia del generatore a biogas BIO1 sui principali indicatori energetici ed economici nello scenario decentralizzato invernale.</i>	70
<i>Tabella 10: Effetto della taglia del generatore a biogas BIO1 sui principali indicatori energetici ed economici nello scenario centralizzato estivo.</i>	71
<i>Tabella 11: Effetto della taglia del generatore a biogas BIO1 sui principali indicatori energetici ed economici nello scenario decentralizzato estivo.</i>	71
<i>Tabella 12: Indicatori aggregati delle simulazioni considerate.</i>	75
<i>Tabella 13: Confronto energetico-operativo tra gestione centralizzata e decentralizzata nello scenario estivo.</i>	78
<i>Tabella 14: Confronto energetico-operativo tra gestione centralizzata e decentralizzata nello scenario invernale.</i>	82
<i>Tabella 15: Flussi energetici degli edifici nello scenario estivo centralizzato</i>	86
<i>Tabella 16: Flussi energetici degli edifici nello scenario estivo decentralizzato</i>	86
<i>Tabella 17: Flussi energetici degli edifici nello scenario invernale centralizzato</i>	87
<i>Tabella 18: Flussi energetici degli edifici nello scenario invernale decentralizzato</i>	87
<i>Tabella 19: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario estivo centralizzato.</i>	92
<i>Tabella 20: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario estivo decentralizzato.</i>	92
<i>Tabella 21: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario invernale centralizzato.</i>	92
<i>Tabella 22: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario invernale decentralizzato.</i>	93
<i>Tabella 23: Indicatori sintetici del comportamento termico dell'edificio B3 nello scenario invernale. La tabella confronta gestione centralizzata e decentralizzata in termini di temperatura interna media, temperatura esterna media, energia termica totale assorbita e</i>	99
<i>Tabella 24: Flussi di dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario estivo.</i>	101
<i>Tabella 25: Flussi di dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario invernale.</i>	101

Tabella 26: Valori di α_{op} per gli scenari del caso studio.....	113
Tabella 27: Confronto del Jain Index fra α_{op} e $\alpha_{ottimale}$ nei quattro scenari del caso studio.	120
Tabella 28: Sintesi dei risultati economici individuali per $\alpha_{op_invernale} = 0.9$ nello scenario centralizzato invernale.	120
Tabella 29: Sintesi dei risultati economici individuali per $\alpha_{op_invernale} = 0.9$ nello scenario decentralizzato invernale.....	120
Tabella 30: Sintesi dei risultati economici individuali per $\alpha = 0.9$ nello scenario centralizzato estivo.	121
Tabella 31: Sintesi dei risultati economici individuali per $\alpha = 0.9$ nello scenario decentralizzato estivo.	121
Tabella 32: Sintesi dei risultati economici individuali del percorso B nello scenario centralizzato invernale.	123
Tabella 33: Sintesi dei risultati economici individuali del percorso B nello scenario decentralizzato invernale.....	124
Tabella 34: Sintesi dei risultati economici individuali del percorso B nello scenario centralizzato estivo.	124
Tabella 35: Sintesi dei risultati economici individuali del percorso B nello scenario decentralizzato estivo.	124

1. Introduzione

1.1 Contesto

La progressiva decarbonizzazione del sistema energetico richiede una crescente integrazione di fonti rinnovabili distribuite. Entro il 2030 almeno il 42,5% del consumo finale lordo di energia dell'UE dovrà provenire da fonti rinnovabili [1]. Per raggiungere l'obiettivo è necessario oltre ad un aumento della capacità rinnovabile installata anche una gestione più efficiente e flessibile dell'energia prodotta localmente. In questo contesto, le Comunità Energetiche Rinnovabili possono assumere un ruolo rilevante perché permettono di coordinare produzione, consumo e accumulo ed affiancare all'aumento della capacità di generazione una migliore valorizzazione dell'energia prodotta localmente.

L'obiettivo principale di tali configurazioni non è esclusivamente la riduzione dei costi energetici, ma anche la generazione di benefici ambientali, sociali ed economici per i membri della comunità e per il territorio in cui essa opera.

La definizione di Comunità Energetica Rinnovabile è introdotta a livello europeo dalla Direttiva (UE) 2018/2001 [2], ma la sua applicazione concreta è demandata alle legislazioni nazionali di recepimento. In Italia, la disciplina delle CER è contenuta principalmente nel D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 [3], che recepisce la direttiva europea e ne specifica requisiti, condizioni operative e modalità di condivisione dell'energia.

Nel contesto italiano, il concetto di energia condivisa assume un ruolo centrale. La condivisione energetica non implica necessariamente uno scambio fisico diretto tra gli utenti, come avverrebbe in una microrete dedicata, ma viene definita in modo virtuale sulla base della contemporaneità tra l'energia immessa e l'energia prelevata dai membri della comunità [4]. Di conseguenza, gli utenti continuano a interagire fisicamente con la rete pubblica attraverso i rispettivi punti di connessione, mentre la Comunità Energetica riceve un beneficio economico legato alla quota di energia rinnovabile condivisa. Tale caratteristica rende necessario distinguere con chiarezza tra flussi fisici, come importazioni ed esportazioni dalla rete, e flussi virtuali, come energia condivisa in ingresso e in uscita.

La gestione ottimale di una Comunità Energetica Rinnovabile rappresenta un problema complesso, in quanto coinvolge diversi attori, diverse tecnologie e molteplici obiettivi. Da un lato, i singoli membri tendono a minimizzare i propri costi energetici, ottimizzando l'utilizzo di impianti rinnovabili, sistemi di accumulo e carichi flessibili. Dall'altro, la comunità nel suo complesso mira a massimizzare l'energia condivisa e i benefici economici associati. Questa duplice prospettiva rende

particolarmente rilevante il confronto tra approcci di ottimizzazione centralizzati e decentralizzati. Nel primo caso, la comunità viene gestita come un unico sistema coordinato; nel secondo caso, invece, si considera una gestione più aderente alla realtà operativa, nella quale gli edifici ottimizzano preliminarmente il proprio comportamento locale e la comunità interviene successivamente per valorizzare il surplus disponibile e coordinare la condivisione energetica.

Tuttavia, la sola massimizzazione dell'energia condivisa o del beneficio economico complessivo non è sufficiente per valutare in modo completo le prestazioni di una Comunità Energetica. Un sistema può infatti risultare conveniente a livello aggregato, ma generare una distribuzione disomogenea dei benefici tra i singoli membri. Alcuni utenti potrebbero contribuire in modo significativo alla produzione o alla flessibilità della comunità, mentre altri potrebbero beneficiare maggiormente dell'energia condivisa. Inoltre, la presenza di asset comuni, come un generatore comunitario a biogas, introduce costi operativi che devono essere allocati in modo coerente tra i partecipanti. Per questo motivo, il problema della ripartizione di costi e benefici costituisce un aspetto fondamentale nella valutazione della sostenibilità economica e dell'equità di una Comunità Energetica.

Il presente lavoro si inserisce in questo quadro e propone un modello di gestione di una Comunità Energetica Rinnovabile caratterizzata dalla presenza di edifici con domanda elettrica e termica, generazione rinnovabile locale, sistemi di accumulo e generatori comunitari. Inoltre il modello include la possibilità di modulare una pompa di calore per ottimizzare la gestione del comfort interno consentendo di rappresentare una flessibilità termica. In particolare, vengono sviluppati e confrontati due approcci di ottimizzazione: un modello centralizzato, nel quale la comunità viene ottimizzata come un unico sistema coordinato, e un modello decentralizzato, nel quale la gestione locale degli edifici precede la fase di ottimizzazione comunitaria. Il confronto tra i due approcci consente di valutare l'effetto della diversa architettura decisionale sui flussi energetici, sull'energia condivisa, sull'utilizzo delle batterie e sul ruolo dei generatori comunitari.

A valle dell'ottimizzazione energetica, viene implementata una procedura di post-processing economico finalizzata all'allocazione dei benefici e dei costi comuni. L'incentivo associato all'energia condivisa viene ripartito tra gli edifici mediante una chiave dinamica di allocazione basata sui flussi di energia condivisa in ingresso e in uscita. Il costo operativo del generatore comunitario a biogas viene invece allocato su base temporale in proporzione allo shared-in degli utenti, in modo da attribuire tale costo agli edifici che beneficino dell'energia condivisa nei diversi intervalli temporali. In questo modo, l'analisi non si limita alla valutazione del beneficio aggregato della comunità, ma permette di stimare il beneficio netto individuale dei singoli partecipanti.

Per valutare la qualità della ripartizione economica vengono inoltre introdotti specifici indicatori distributivi. In particolare, coerentemente con l'approccio adottato nel deliverable U2DEMO D2.3 [5] si calcolano il beneficio netto individuale, il Cost Saving Index (CSI) e il Jain Fairness Index (JFI). Il Cost Saving Index consente di esprimere il beneficio individuale in termini relativi rispetto al costo energetico di riferimento dell'edificio, mentre il Jain Fairness Index permette di valutare il grado di equità della distribuzione dei benefici. Tali indicatori vengono utilizzati anche nell'analisi di sensitività, al fine di studiare l'effetto del parametro di allocazione sulla distribuzione dei benefici tra i membri della comunità.

I principali contributi del lavoro possono essere sintetizzati come segue. In primo luogo, viene sviluppato un modello di ottimizzazione centralizzato per la gestione energetica di una Comunità Energetica Rinnovabile. In secondo luogo, viene implementato un modello decentralizzato, nel quale la gestione locale degli edifici e la successiva fase comunitaria sono trattate separatamente. In terzo luogo, viene proposta una procedura di allocazione ex-post di incentivi e costi comuni basata su chiavi dinamiche di ripartizione. Infine, viene condotta una valutazione distributiva dei risultati mediante indicatori economici e di equità, con particolare attenzione al confronto tra beneficio aggregato e beneficio individuale.

La relazione è organizzata come segue. Nel proseguo di questo capitolo viene esposto lo stato dell'arte, l'inquadramento normativo delle Comunità Energetiche Rinnovabili e descritto lo schema incentivante. Nel Capitolo 2 viene introdotto il problema con tutte le sue ipotesi modellistiche. Nel Capitolo 3 viene descritto il caso studio considerato. Nel Capitolo 4 sono descritti i modelli di ottimizzazione sviluppati distinguendo i due approcci e presentata la procedura di allocazione ed i kpi utilizzati. Nel Capitolo 5 sono presentati i risultati. Nel Capitolo 6 vengono discussi i risultati energetici ed economici ottenuti. Nel Capitolo 7 sono riportate le conclusioni del lavoro e i possibili sviluppi futuri.

1.2 Stato dell'arte

Le Comunità Energetiche Rinnovabili, attualmente poco diffuse ma in crescita in Europa, rappresentano un ambito di studi relativamente recente.

La loro quantificazione statistica risulta complessa a causa dell'eterogeneità delle definizioni normative e delle forme giuridiche adottate nei diversi Paesi.

In Europa il fenomeno delle comunità energetiche ha già raggiunto una scala significativa, REScoop.eu, federazione europea del settore, rappresenta circa 2.500 comunità energetiche e 2 milioni di cittadini coinvolti [6].

La prospettiva di ampliare l'impiego di questa configurazione come strumento aggiuntivo alla transizione energetica comporta numerose sfide che ricoprono aspetti sociali sensibilizzando i cittadini e temi economici, normativi, tecnici e gestionali.

Di conseguenza nella comunità scientifica ci si muove in queste direzioni con sempre più numerosi studi.

Fra questi si distinguono lavori che si concentrano sulla fase di pianificazione della CER, cioè sulla scelta degli utenti e delle tecnologie da installare, e lavori che invece analizzano la fase di management, cioè il funzionamento della comunità una volta che gli asset energetici sono già definiti.

Un primo filone della letteratura riguarda la progettazione e il dimensionamento ottimo delle Comunità Energetiche. In questo ambito, l'obiettivo principale è definire la configurazione ottimale della comunità, scegliendo quali membri includere, quali tecnologie installare e con quali taglie.

In particolare [7] presenta un modello di ottimizzazione matematica, per CER su un contesto reale, come piccoli comuni italiani o comunità pubbliche-private, per rappresentare il comportamento tecnico-economico di impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo, turbine eoliche, pompe di calore o altre tecnologie rinnovabili. Questo studio si sofferma su due diversi obiettivi, il primo minimizzazione del costo totale annualizzato ed il secondo massimizzazione dell'energia condivisa. I risultati evidenziano come il design ottimo di una CER dipende fortemente dall'obiettivo scelto. Una comunità progettata per minimizzare i costi non coincide necessariamente con una comunità progettata per massimizzare l'energia condivisa. Un altro aspetto che restituisce risultati interessanti è la scelta degli utenti. Lo studio afferma come l'inserimento di un utente industriale, influenzi positivamente i risultati.

La scelta degli utenti e eterogeneità dei profili di domanda in termini di forma e magnitudo è fondamentale per la condivisione dell'energia, per questo motivo nel presente lavoro è stato incluso un utente industriale.

In [7] però non viene valutato come allocare i benefit fra gli utenti, gli stessi autori indicano tra gli sviluppi futuri la necessità di considerare la distribuzione equa dei benefici economici della CER.

Un altro aspetto da non trascurare durante la progettazione delle Comunità Energetiche riguarda l'impatto sulla rete di distribuzione. In molti contesti nazionali, e in particolare in quello italiano, le CER sono configurazioni che utilizzano la rete pubblica esistente. Di conseguenza, la diffusione delle comunità energetiche può modificare i profili di carico e generazione sulla rete, influenzando perdite, congestioni, flussi inversi, caricamento di linee e trasformatori, e profili di tensione. In questo senso, [8] affronta questo problema con approcci probabilistici, ad esempio mediante simulazioni Monte Carlo, valutando molteplici configurazioni di comunità al variare del

numero e taglia di nuovi generatori, punti di connessione alla rete e del mix tecnologico di fonti rinnovabili. La metodologia viene applicata a due reti reali in Valle d'Aosta: una rete urbana, relativa alla città di Aosta, caratterizzata da alta domanda e limitata produzione locale, e una rete rurale, relativa alla valle di Cogne, caratterizzata da domanda più bassa e maggiore disponibilità di produzione rinnovabile. Il paper distingue chiaramente tra generazione distribuita classica e generazione installata all'interno di una CER. Nella generazione distribuita tradizionale, l'obiettivo può essere l'autoconsumo individuale o la vendita dell'energia. Nelle CER, invece, la generazione viene dimensionata e gestita con l'obiettivo di favorire l'energy sharing tra i membri. Anche il ruolo dei sistemi di accumulo cambia: in una configurazione tradizionale la batteria può servire per aumentare l'autoconsumo del singolo utente o per svolgere arbitraggio di prezzo, mentre in una CER può essere utilizzata per incrementare l'energia condivisa e l'autoconsumo diffuso nella comunità. Questo concetto è direttamente legato al management della comunità, una gestione centralizzata o decentralizzata influisce sull'utilizzo degli accumuli, ridurre l'export verso utenti esterni alla comunità ed aumentare lo sharing fra la comunità e verrà trattato nel presente lavoro come uno dei punti principali.

A differenza del design e sizing, che si concentra sulla scelta delle tecnologie e delle capacità installate, il management studia come utilizzare gli asset disponibili nel tempo. In questo caso, il problema consiste nel coordinare domanda, produzione rinnovabile, accumuli, carichi flessibili e interazione con la rete esterna, con l'obiettivo di ridurre i costi, aumentare l'autoconsumo, massimizzare l'energia condivisa e migliorare l'autosufficienza della comunità. La gestione operativa è particolarmente complessa perché le fonti rinnovabili sono intermittenti, i profili di domanda sono variabili e gli utenti possono avere obiettivi diversi.

Casella et al. [9] propongono un modello di ottimizzazione bilevel per la gestione operativa di una Comunità Energetica Rinnovabile nel contesto italiano. Il modello distingue tra il livello dei partecipanti, che minimizzano i propri costi energetici individuali, e il livello del gestore della comunità, che massimizza il beneficio associato all'energia condivisa incentivata. I problemi di livello inferiore vengono incorporati nel problema del gestore tramite condizioni KKT, consentendo di rappresentare simultaneamente obiettivi individuali e obiettivi comunitari. Lo studio risulta particolarmente rilevante perché considera lo schema incentivante italiano aggiornato, nel quale l'energia condivisa è calcolata ex-post come minimo tra energia complessivamente immessa e prelevata dai membri della comunità e gli scambi avvengono virtualmente tramite la rete di distribuzione esistente. I risultati mostrano che la partecipazione alla CER può generare una riduzione significativa dei costi energetici aggregati e che il beneficio effettivo dei singoli partecipanti dipende dalle regole di ripartizione adottate dalla comunità. Inoltre, il paper evidenzia che gli accumuli

possono ridurre i costi individuali, ma non necessariamente aumentare l'energia condivisa, confermando la possibile divergenza tra ottimizzazione locale e beneficio comunitario. Tale contributo è rilevante per il presente lavoro perché fornisce un riferimento metodologico per distinguere la prospettiva individuale da quella comunitaria; tuttavia, a differenza del modello bilevel proposto dagli autori, questa tesi confronta un approccio centralizzato e un approccio decentralizzato e approfondisce la fase di post-processing economico, allocando incentivo e costi comuni tra gli edifici e valutando la distribuzione dei benefici tramite indicatori individuali e di equità.

La gestione energetica e il settlement economico sono due problemi distinti. La normativa disciplina il calcolo dell'energia condivisa, la valorizzazione economica e l'erogazione dei contributi da parte del GSE al referente, ma non definisce una regola univoca per ripartire internamente tali benefici tra i membri della CER. La gestione energetica può mirare a massimizzare i benefici e poi il settlement economico richiede la definizione di una regola di ripartizione coerente con gli obiettivi della comunità.

Gasca et al. [10] analizzano il tema della fairness nelle energy communities confrontando framework centralizzati e decentralizzati per la gestione operativa e la ripartizione dei costi. Il lavoro adotta una metodologia a due stadi: nella prima fase viene effettuata la gestione energetica della comunità o dei singoli utenti, mentre nella seconda fase vengono applicati metodi di settlement e allocazione dei benefici. Nel framework centralizzato, la comunità è ottimizzata come un unico sistema coordinato e successivamente vengono confrontate diverse strategie di cost allocation, tra cui Shapley Value, Equal Allocation of Non-Separable Values, allocazione proporzionale e un metodo optimization-based. Nel framework decentralizzato, invece, gli utenti gestiscono autonomamente i propri asset e scambiano energia attraverso meccanismi di mercato locale, in particolare pool market e peer-to-peer trading, con diverse strategie di offerta. I risultati mostrano che il framework centralizzato consente i maggiori risparmi aggregati e una ripartizione generalmente più favorevole rispetto ai casi decentralizzati, mentre tra i mercati locali il pool market risulta più efficace del peer-to-peer. Un contributo particolarmente rilevante del paper riguarda la valutazione della fairness: gli autori mostrano che indicatori come il Jain Fairness Index misurano principalmente l'uniformità della distribuzione, ma non necessariamente il contributo marginale dei singoli utenti. Questo aspetto è importante per il presente lavoro, nel quale il Jain Fairness Index viene utilizzato come indicatore sintetico dell'equilibrio distributivo, affiancato da indicatori economici individuali come il beneficio netto e il Cost Saving Index. Il paper risulta quindi rilevante perché conferma l'importanza di separare la fase di gestione energetica dalla fase di allocazione economica e fornisce un riferimento metodologico per confrontare approcci centralizzati, decentralizzati e criteri di fairness.

In questo contesto si inserisce anche il progetto europeo U2DEMO – *Use of open-source P2P energy sharing platforms for energy Democratization*, finanziato nell’ambito del programma Horizon Europe. Il deliverable D2.3, *P2P trading matching and energy sharing models* [5], propone una classificazione dei principali modelli di energy sharing e peer-to-peer trading nelle comunità energetiche, analizzando l’effetto di diverse regole di allocazione, meccanismi di prezzo e algoritmi di clearing sui risultati economici, energetici e distributivi.

Il documento distingue tra schemi basati su asset collettivi e schemi di condivisione individuale dell’energia, ulteriormente suddivisi in configurazioni centralizzate e distribuite. Tale classificazione porta all’identificazione di sei modelli rappresentativi di local energy sharing e trading. Per il presente lavoro, il deliverable costituisce un riferimento metodologico soprattutto per la scelta delle *dynamic sharing keys* come meccanismo di ripartizione dei benefici e dei costi.

1.3 Inquadramento normativo e schema incentivante

Il quadro normativo europeo delle Comunità Energetiche Rinnovabili nasce con la Direttiva (UE) 2018/2001, nota come RED II, che riconosce ai cittadini, alle imprese e agli enti locali la possibilità di organizzarsi collettivamente per produrre, consumare, immagazzinare e condividere energia rinnovabile [2]. Successivamente, la Direttiva (UE) 2023/2413, nota come RED III, ha rafforzato il ruolo delle comunità energetiche all’interno delle strategie europee di decarbonizzazione, promuovendo una maggiore diffusione delle fonti rinnovabili e una partecipazione più attiva degli utenti finali [1].

In Italia, la disciplina delle CER è stata introdotta inizialmente in forma sperimentale dal Decreto-Legge 162/2019, convertito nella Legge 8/2020, che limitava la condivisione agli utenti connessi alla stessa cabina secondaria [4]. Il recepimento organico della RED II è poi avvenuto con il D.Lgs. 199/2021, che ha definito le CER come soggetti giuridici autonomi finalizzati alla generazione di benefici ambientali, economici e sociali per i membri e per il territorio [3]. Una delle principali novità introdotte dal decreto riguarda l’estensione del perimetro della comunità dalla cabina secondaria alla cabina primaria, ampliando così il potenziale di sviluppo delle configurazioni di autoconsumo diffuso.

Dal punto di vista tecnico-regolatorio, il funzionamento delle configurazioni di autoconsumo diffuso è disciplinato dal TIAD, approvato da ARERA con la Delibera 727/2022/R/eel e successivamente aggiornato con la Delibera 15/2024/R/eel a seguito del Decreto CACER [11][12][13]. Il TIAD stabilisce che i membri della CER continuano a essere connessi alla rete pubblica e che la condivisione dell’energia avviene in forma virtuale, sulla base della

contemporaneità tra energia immessa e prelevata. In ogni intervallo temporale, l'energia condivisa è infatti pari al minimo tra l'energia immessa in rete dai produttori della comunità e l'energia prelevata dai consumatori della stessa configurazione [13].

Il beneficio economico della CER non si traduce quindi in una riduzione automatica della bolletta dei singoli membri, che mantengono il proprio contratto di fornitura, ma in contributi aggiuntivi riconosciuti dal GSE al referente della comunità. Tali contributi devono poi essere ripartiti internamente tra i partecipanti o eventualmente destinati a un fondo comune. Il Decreto CACER ha reso operativo il nuovo regime incentivante, definendo le modalità di accesso agli incentivi, i requisiti degli impianti e le condizioni per il riconoscimento dei benefici economici [12].

Il Decreto CACER introduce due principali forme di sostegno economico:

- Contributo in conto di esercizio;
- Contributo in conto capitale.

La prima è un beneficio riconosciuto durante l'esercizio della configurazione mentre la seconda è un contributo sull'investimento finanziato attraverso le risorse del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), destinato a sostenere parte dei costi di realizzazione degli impianti.

Per poter accedere a questi contributi gli impianti devono rispettare specifici requisiti previsti dal decreto.

In particolare, in questo lavoro si concentra sui contributi in conto di esercizio, essendo l'obiettivo ottimizzare la gestione operativa della CER.

I requisiti principali che la configurazione deve rispettare per i benefici durante l'esercizio sono:

- utenti con allaccio alla rete sotto la stessa cabina primaria;
- il singolo impianto di generazione non deve avere una potenza non superiore a 1 MW per poter incentivare la sua produzione;
- entrata in esercizio dell'impianto successivamente al 16 dicembre 2021. Per le CER è inoltre necessario che la comunità sia stata formalmente costituita prima dell'entrata in esercizio degli impianti incentivati.

Le configurazioni ammesse possono accedere a tre contributi economici:

- incentivazione dell'energia condivisa incentivabile (CACI);
- valorizzazione dell'energia autoconsumata (CACV);
- ritiro dell'energia elettrica immessa in rete (RID).

L'incentivazione CACI e la valorizzazione CACV vengono riconosciuti per un periodo di 20 anni. Entrambi i contributi vengono calcolati dal GSE e corrisposti al referente della comunità.

Il quadro normativo definisce un meccanismo incentivante articolato. I contributi economici, avendo finalità differenti, necessitano l'introduzione di diversi energetici e componenti di remunerazione che compaiono nel calcolo degli stessi. Inoltre è necessario sottolineare che nei fini di questo lavoro verrà esposto in forma generale il metodo di calcolo della remunerazione, non sarà descritto il meccanismo utilizzato del GSE per definire acconto mensile e conguaglio destinato alla Comunità. Per una descrizione più accurata delle procedure si rimanda il lettore a consultare [14].

La prima grandezza fondamentale è l'energia elettrica condivisa nell'intervallo orario, indicata come EAC_h . Essa rappresenta, per ciascun intervallo temporale, la quota di energia immessa e prelevata che risulta contemporanea all'interno della configurazione. Nel caso di una CER, tale grandezza non descrive uno scambio fisico diretto tra i membri, ma una quantità virtuale calcolata sulla base delle misure di immissione e prelievo.

Energia condivisa (EAC_h)

$$EAC_h = \min(E_{immessa,h}, E_{prelevata,h}) \quad (1)$$

Dove: $E_{immessa,h}$ e $E_{prelevata,h}$ sono rispettivamente energia immessa e prelevata nell'intervallo orario h generico del mese, espresse in MWh.

Questo valore si distingue dall'energia condivisa incentivabile, indicata come $EACI_h$, che rappresenta la quota di energia condivisa sulla quale si applica la tariffa premio.

Energia condivisa incentivata ($EACI_h$)

$$EACI_h \leq EAC_h \quad (2)$$

Gli impianti della configurazione o le unità di produzione possono ricadere in regimi di incentivazioni diverse o non rispettare i requisiti necessari per accedere alla tariffa premio. Per questo motivo l'energia condivisa incentivabile nel caso generale va attribuita singolarmente agli impianti:

$$EACI_h = \sum_{i \in I^{inc}} EACI_{i,h} \quad (3)$$

Dove: I^{inc} è l'insieme degli impianti o delle unità di produzione incentivabili ed $EACI_{i,h}$ è la quota di energia condivisa attribuita all'impianto i nell'intervallo orario h .

Per il calcolo del contributo dell'energia elettrica incentivata $CACI$ è necessario introdurre la tariffa premio (TIP), espressa in €/MWh.

Tariffa premio (TIP)

$$TIP_{i,h} = [\min(CAP_i, TP_{base,i} + \max(0, 180 - P_{z_h})) + FC_{zonale,i}] \cdot (1 - F_i) \quad (4)$$

Dove: P_{z_h} è il prezzo zonale orario dell'energia elettrica, $TP_{base,i}$ è il valore base della tariffa premio associato alla potenza dell'impianto i , CAP_i è il valore massimo della tariffa, $FC_{zonale,i}$ è il fattore di correzione geografico previsto per gli impianti fotovoltaici e F_i è il fattore di decurtazione in caso di contributo in conto capitale.

In particolare $TP_{base,i}$ è definito in base alla potenza dell'impianto i come:

$$TP_{base,i} = \begin{cases} 60 \text{ €/MWh} & \text{se } P_i > 600 \text{ kW} \\ 70 \text{ €/MWh} & \text{se } 200 \text{ kW} < P_i \leq 600 \text{ kW} \\ 80 \text{ €/MWh} & \text{se } P_i \leq 200 \text{ kW} \end{cases} \quad (5)$$

Il valore di soglia massimo CAP_i è:

$$CAP_i = \begin{cases} 100 \text{ €/MWh} & \text{se } P_i > 600 \text{ kW} \\ 110 \text{ €/MWh} & \text{se } 200 \text{ kW} < P_i \leq 600 \text{ kW} \\ 120 \text{ €/MWh} & \text{se } P_i \leq 200 \text{ kW} \end{cases} \quad (6)$$

Il fattore $FC_{zonale,i}$ è:

$$FC_{zonale,i} = \begin{cases} 10 \text{ €/MWh} & \text{per le regioni del Nord} \\ 4 \text{ €/MWh} & \text{per le regioni del Centro} \\ 0 \text{ €/MWh} & \text{per le altre regioni} \end{cases} \quad (7)$$

Il fattore F_i tiene conto dell'eventuale contributo in conto capitale. In assenza di contributo in conto capitale si ha:

$$F_i = 0$$

Definiti energia condivisa incentivabile e tariffa premio si può procedere a calcolare il contributo $CACI$, espresso in €.

Contributo sull'energia elettrica incentivata (CACI)

$$CACI = \sum_h \sum_{i \in I^{inc}} T I P_{i,h} \cdot EACI_{i,h} \quad (8)$$

Per il calcolo del contributo di valorizzazione dell'energia autoconsumata (*CACV*), nel caso delle comunità energetiche rinnovabili, il GSE calcola mensilmente l'energia elettrica autoconsumata dalla configurazione, pari all'energia virtualmente condivisa, in ciascuna ora, tra gli utenti con punti di connessione sotto la stessa cabina primaria.

Energia autoconsumata (EACV)

$$EACV_h = EAC_h \quad (9)$$

Per calcolare il contributo si moltiplica l'energia autoconsumata per il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile $CUA_{f(a),m}$.

Contributo di valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (CACV)

$$CACV_m = CUA_{f(a),m} \cdot EACV_m \quad (10)$$

Dove il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile corrisponde alla parte unitaria variabile della tariffa di trasmissione ($TRAS_E$) definita per le utenze in bassa tensione:

$$CUA_{f(a),m} = TRAS_E \quad (11)$$

Tale corrispettivo varia ogni anno in funzione dei corrispettivi determinati da ARERA.

Il terzo contributo economico riguarda il ritiro dedicato (*RID*) da parte del GSE. Il referente della comunità energetica può fare richiesta di accesso al servizio, previo mandato di ogni produttore della configurazione.

Se il Ritiro Dedicato viene richiesto il contratto sull'autoconsumo diffuso regola anche la remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti rilevanti nella configurazione.

In alternativa, l'energia immessa può essere valorizzata secondo modalità diverse, definite dal produttore o dal soggetto titolare dell'impianto [14].

Tali contributi economici sono riconosciuti dal GSE al referente della configurazione, non direttamente ai singoli membri.

2. Definizione del problema e ipotesi modellistiche

Il presente lavoro considera il problema di una gestione operativa ottimizzata di una CER composta da edifici dotati di asset energetici individuali e comunitari. Gli asset sono considerati assegnati, l'obiettivo non è quindi il dimensionamento delle tecnologie, ma il confronto tra una modalità di gestione centralizzata e una decentralizzata e in seguito la valutazione della distribuzione economica dei benefici generati dall'autoconsumo diffuso dell'energia. Per far ciò è stato sviluppato un modello matematico deterministico che può essere applicato a scenari invernali ed estivi. In questo capitolo si descriveranno le assunzioni a monte del modello di ottimizzazione e la struttura generale della comunità energetica rinnovabile considerata, mentre la formulazione matematica verrà descritta nel capitolo 4.

2.1 Obiettivo generale del problema

L'obiettivo del lavoro è modellare la gestione operativa degli asset energetici disponibili e la valutazione degli effetti economici derivanti dalla condivisione dell'energia all'interno della comunità.

La CER considerata è costituita da edifici caratterizzati da profili di domanda elettrica e, ove presenti, da fabbisogni termici, impianti di generazione rinnovabile e sistemi di accumulo e tecnologie di conversione energetica. Gli asset sono assunti come già assegnati agli edifici o alla comunità; il problema consiste quindi nel determinarne l'utilizzo ottimale delle risorse nell'orizzonte temporale, tenendo conto dei bilanci energetici, dell'interazione con la rete pubblica con la possibilità di massimizzare la valorizzazione dell'energia condivisa secondo il quadro regolatorio previsto per l'autoconsumo diffuso.

Il lavoro confronta due differenti logiche di gestione. La prima è una gestione centralizzata, nella quale la comunità viene ottimizzata come un unico sistema coordinato. In questo caso, le decisioni relative agli asset energetici vengono prese considerando l'obiettivo complessivo comunitario della CER. La seconda è una gestione decentralizzata, nella quale gli edifici ottimizzano inizialmente la propria gestione locale e solo successivamente i flussi residui di immissione e prelievo vengono utilizzati per valutare la condivisione energetica a livello comunitario.

Il confronto tra i due approcci consente di analizzare il ruolo del coordinamento nella gestione della CER. Il modello centralizzato rappresenta un caso di riferimento in cui le risorse sono gestite in modo integrato, mentre il modello decentralizzato descrive una configurazione in cui le decisioni locali degli edifici precedono la valorizzazione comunitaria dell'energia condivisa. Tale confronto

permette di valutare non solo la prestazione energetica ed economica complessiva della comunità, ma anche le implicazioni sui benefici per i singoli membri.

A valle dell'ottimizzazione energetica viene introdotta una procedura di post-processing economico. Tale procedura ha lo scopo di trasformare il beneficio economico aggregato della CER riconosciuto dal contratto sull'autoconsumo diffuso stipulato con il GSE in benefici netti individuali, allocando tra gli edifici sia l'incentivo associato all'energia condivisa sia eventuali costi comuni legati all'utilizzo di asset comunitari. In questo modo, l'analisi non si limita alla convenienza complessiva della configurazione, ma considera anche la distribuzione dei benefici tra i partecipanti e il grado di equità della regola di allocazione adottata.

Il problema studiato può quindi essere articolato su due livelli. Il primo riguarda la gestione energetica ed il secondo riguarda la gestione economica dei benefici e dei costi tra i membri della comunità. Questa articolazione riflette la natura delle CER, nelle quali la gestione fisica dell'energia, la contabilizzazione virtuale della condivisione e la ripartizione economica dei benefici costituiscono aspetti distinti ma strettamente collegati.

2.2 Struttura della CER considerata

La comunità energetica considerata nel presente lavoro è costituita da un insieme di edifici prosumer e consumer, connessi alla rete pubblica di distribuzione.

Come previsto dal testo regolatorio di ARERA [13] gli edifici della configurazione sono connessi alla rete sotto la medesima cabina primaria.

Gli edifici denominati consumer agiscono prevalentemente come consumatori mentre i prosumer, sono in grado sia di consumare sia di produrre energia da immettere in rete.

Coerentemente con il regolamento operativo delle configurazioni di autoconsumo diffuso del GSE [14], gli utenti mantengono i diritti del cliente finale, compreso il diritto di scegliere il proprio fornitore e come valorizzare l'energia immessa dai loro impianti in rete. L'energia prodotta e non autoconsumata localmente viene immessa in rete, mentre l'energia necessaria a coprire la domanda non soddisfatta da risorse locali viene prelevata dalla rete. La condivisione energetica tra i membri viene quindi rappresentata come una grandezza virtuale, calcolata sulla base della contemporaneità tra energia immessa ed energia prelevata dai membri della configurazione [13].

Accanto agli asset individuali degli edifici, il sistema include anche due asset comunitari, ovvero un impianto biogas e un mini-eolico. Tali generatori sono considerati una risorsa comune a disposizione della CER e non appartenente a un singolo edificio. La sua produzione può contribuire alla copertura della domanda elettrica della comunità e alla formazione dell'energia condivisa.

2.3 Ipotesi sugli edifici, flessibilità e sugli asset individuali

Nel modello sviluppato, ciascun edificio della comunità energetica è rappresentato come un nodo energetico caratterizzato da propri profili di domanda e da un insieme di asset tecnologici. La CER è composta da edifici destinati a usi finali differenti, appartenenti ai settori residenziale, terziario e industriale conformi alla base normativa sui soggetti ammessi [3]. La scelta di considerare un'impresa PMI industriale per conferire eterogeneità sui fabbisogni energetici non è casuale, altri studi come [7] hanno dimostrato come inserire un'industria nella CER contribuisce a migliorare le prestazioni della comunità.

Gli edifici che svolgono un ruolo di prosumer hanno a disposizione un impianto fotovoltaico di loro proprietà ed in casi specifici un accumulo. Nel complesso, gli asset individuali sono considerati già assegnati e dimensionati attraverso una pre-analisi descritta nel Capitolo 3. Lo scopo del presente lavoro non consiste in un'analisi di investimento o determinare la taglia ottima delle tecnologie.

Come visto nel paragrafo 1.3, la taglia degli impianti rinnovabili installati influisce sul calcolo della tariffa premio *TIP* [14] e, sulla base di una pre-analisi di dimensionamento descritta nel paragrafo 3.3 del prossimo capitolo, tutti gli impianti sono stati scelti con una taglia inferiore a 200 kW, comportando delle semplificazioni sul calcolo del contributo sull'energia condivisa illustrate nel paragrafo 2.8.

Tutti gli impianti sono grid-connected e considerati, come inteso nella normativa [14], “nuova costruzione” ed entrati in esercizio dopo regolare costituzione della CER e quindi di conseguenza la totalità della produzione può rilevare nel calcolo dell'incentivazione sull'energia condivisa (*CACI*).

La presenza di una batteria può conferire in parte una forma di flessibilità all'edificio, con un modello che modula nel tempo la carica e la scarica.

Per la configurazione di allaccio alla rete dei sistemi di accumulo è stato fatto riferimento alle regole tecniche del GSE [15]. In particolare è stato assunto fra le configurazioni previste l'utilizzo della numero 1 ovvero “*sistema di accumulo lato produzione monodirezionale*”, rappresentato in Figura 1. Questa configurazione garantisce che le batterie vengano caricate esclusivamente da energia rinnovabile prodotta dall'impianto FER. Ai fini del calcolo dell'energia condivisa, l'energia immessa in rete da un sistema di accumulo deve essere trattata distinguendo fra la quota riconducibile a fonte rinnovabile da quella eventualmente prelevata dalla rete [15]. Assumendo l'implementazione della configurazione 1 si semplifica questo concetto, garantendo che l'accumulo elettrico sia totalmente derivante da fonte rinnovabile.

Un'altra forma di flessibilità modellizzata è la flessibilità termica. Il modello di ottimizzazione prevede che un edificio con flessibilità termica possa modulare la propria pompa di calore. La pompa di calore collega il dominio elettrico e quello termico, poiché consuma energia elettrica per produrre energia termica utile. La flessibilità deriva dal fatto che il fabbisogno termico dell'edificio non deve essere soddisfatto in modo istantaneo e rigido, ma può essere anticipato o posticipato entro i limiti di confort sulla temperatura interna assegnati. Grazie all'inerzia termica dell'edificio è possibile aumentare la potenza assorbita dalla pompa di calore negli intervalli favorevoli e viceversa, secondo la logica del modello di ottimizzazione. Tutto ciò è possibile grazie a un modello termico dell'edificio integrato nel modello di gestione della CER.

Configurazione 1: sistema di accumulo lato produzione monodirezionale

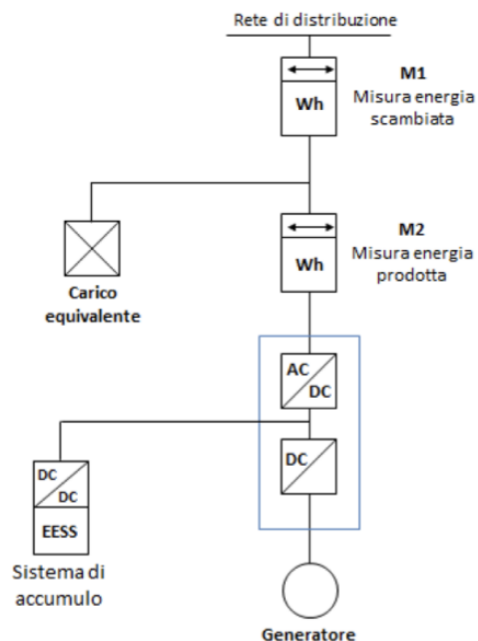


Figura 1: Configurazione di allaccio alla rete dei sistemi di accumulo considerati [15]

Le batterie possono scaricarsi per coprire parte della domanda dell'edificio o immettere in rete nel caso di deficit di domanda da parte di un membro della comunità e contribuire all'autoconsumo diffuso e l'energia condivisa.

Le tecnologie di conversione energetica, come pompe di calore e boiler, sono utilizzate per soddisfare i fabbisogni termici degli edifici. La pompa di calore collega il dominio elettrico e quello termico, poiché consuma energia elettrica per produrre energia termica utile. Il boiler, se previsto rappresenta invece una tecnologia di supporto per la copertura della domanda termica.

2.4 Ipotesi temporali, profili di domanda e generazione

Il modello è formulato su un orizzonte temporale discreto, suddiviso in intervalli di durata costante. Tutti i bilanci energetici, le decisioni operative e il calcolo dell'energia condivisa sono riferiti a ciascun intervallo temporale, condizione necessaria per la contemporaneità tra immissioni e prelievi.

Nel presente lavoro l'orizzonte di simulazione considerato è pari a una settimana. Questa scelta consente di analizzare il comportamento dinamico degli asset energetici su un periodo sufficientemente esteso da includere variazioni giornaliere dei profili di domanda e generazione, mantenendo al tempo stesso una complessità computazionale contenuta.

I profili di domanda elettrica sono assegnati per ciascun edificio e non è stata fatta distinzione di consumi fra le due stagioni simulabili, ipotizzando una probabile differenza trascurabile. La domanda elettrica deve essere soddisfatta in ciascun intervallo temporale, il modello non modifica direttamente il carico elettrico degli utenti ma decide come coprirlo attraverso le risorse disponibili, l'importazione dalla rete e, dove presente la generazione locale. Non è stata modellizzata una vera e propria demand response.

Per gli edifici privi di flessibilità termica ma con una domanda di calore, il fabbisogno termico è trattato come una richiesta da soddisfare nel relativo intervallo temporale e presenta un profilo di domanda stabilito.

Per quanto riguarda i profili di generazione da fonti rinnovabili non programmabili, ovvero fotovoltaico ed eolico, sono assunti noti in ogni intervallo temporale. Il modello può decidere la destinazione dell'energia prodotta, distinguendo tra autoconsumo locale, immissione in rete e contributo alla condivisione virtuale della CER, nel rispetto dei bilanci energetici dell'edificio e della comunità. Ciascuno di questi impianti ha il suo profilo di generazione e differiscono fra caso invernale ed estivo, a seconda dello scenario simulato il modello utilizza gli uni o gli altri.

L'impianto a biogas, essendo dispacciabile, non presenta un profilo di domanda stabilito, ma viene generato dal modello che può usufruirne per soddisfare il fabbisogno della comunità istante per istante.

2.5 Ipotesi asset comunitari

Gli asset comunitari sono risorse condivise a livello di CER e nel presente lavoro si sono considerate due risorse distinte. La prima è un impianto mini-eolico di proprietà della CER.

Il secondo asset comunitario è un impianto biogas messo a disposizione degli utenti della CER e quando necessario il modello può decidere accensione, spegnimento e potenza di esercizio dell'impianto per produrre e immettere energia elettrica in rete.

Nel presente lavoro, essendo l'obiettivo la gestione della comunità energetica con nessuna finalità di valutazione di un investimento da parte dei soci della comunità, è stato assunto che l'impianto a biogas sia di proprietà di un produttore terzo.

La normativa permette che all'interno della configurazione possono essere presenti anche impianti aventi produttori non necessariamente coincidenti con uno dei clienti finali della configurazione [14]. Il soggetto produttore terzo può conferire al referente della CER un mandato in modo tale che l'energia immessa in rete dal loro impianto sia rilevata ai fini del computo dell'energia condivisa della configurazione. Questa scelta è dettata da due motivi, uno economico ed uno più tecnico. Un impianto biogas rispetto a un impianto fotovoltaico richiede una gestione operativa più complessa ed è più realistico che sia gestito da un soggetto specializzato. Dal punto di vista economico comporterebbe un grosso investimento per la comunità invece un soggetto terzo che potrebbe svolgere come attività commerciale la produzione e scambio di energia è maggiormente incentivato a investire in una soluzione simile.

Si assume inoltre che l'impianto alimentato a biogas rispetti i requisiti, per l'accesso agli incentivi, elencati nell'appendice D delle regole operative del GSE [14]. In particolare sull'energia termica prodotta dall'impianto, essa viene recuperata e si assume possa essere consumata dagli edifici che hanno una domanda termica o immessa in una rete di teleriscaldamento efficace.

Si è assunto inoltre per entrambi gli impianti della community, come per gli impianti fotovoltaici, una taglia non oltre i 200 kW, “nuova costruzione” ed entrati in esercizio dopo regolare costituzione della CER [14].

2.6 Ipotesi sul modello termico e sul comfort

La flessibilità termica viene introdotta per rappresentare la possibilità di operare, entro limiti prestabiliti, una gestione ottimizzata delle tecnologie di climatizzazione di un edificio, quindi il carico elettrico associato, senza compromettere il comfort degli occupanti.

In questo modo si assegna, agli edifici con flessibilità termica, la caratteristica di poter modificare la propria domanda termica per ricavarne un beneficio sia economico individuale e a livello comunitario sia di efficienza energetica ed ecologico.

La flessibilità termica si può operare sia in condizioni di riscaldamento sia in condizioni di raffrescamento. A differenza degli edifici non flessibili termicamente, per i quali i fabbisogni termici

sono trattati come profili assegnati, gli edifici con modello termico previsto costruiscono il loro profilo di domanda termica nel modo ritenuto ottimale dalla risoluzione del modello, ed è descritto mediante un modello dinamico della temperatura interna.

L'edificio flessibile è rappresentato attraverso un modello lineare discreto a tre nodi e lo stato termico dell'edificio è descritto da un vettore di stato composto da tre variabili.

Il modello necessita come input la temperatura esterna, l'irradiazione sulle pareti opache, l'irradiazione sull'involucro trasparente e il carico endogeno interno all'edificio in ogni timestep dell'orizzonte temporale.

Nel presente lavoro si assume che tutti gli edifici dotati di flessibilità termica siano descritti mediante le stesse caratteristiche di involucro e gli stessi input termici di riferimento. Tale ipotesi consente di rappresentare gli edifici flessibili attraverso un archetipo comune, riducendo il numero di parametri da stimare e concentrando l'analisi sul ruolo della flessibilità termica nella gestione energetica della CER, piuttosto che sulla calibrazione dettagliata del comportamento termo-fisico di ciascun edificio.

La dinamica dell'edificio è descritta tramite matrici che regolano il passaggio da un intervallo temporale al successivo. La matrice di stato rappresenta la capacità dell'edificio di conservare memoria delle condizioni termiche precedenti, cioè la sua inerzia termica. La matrice associata all'input controllabile descrive invece l'effetto della potenza termica fornita o sottratta dal sistema di climatizzazione sull'evoluzione della temperatura interna. Infine, una matrice di disturbo tiene conto dell'influenza delle grandezze esogene, che non sono controllate dal modello ma contribuiscono all'evoluzione dello stato termico.

L'input controllabile è associato al funzionamento della pompa di calore reversibile installata negli edifici con flessibilità termica. La pompa di calore consuma energia elettrica per erogare il servizio termico richiesto e il suo funzionamento è limitato da una potenza massima e caratterizzato da un coefficiente di prestazione che lega l'energia elettrica assorbita alla potenza termica scambiata con l'ambiente interno. In questo modo, la flessibilità termica dell'edificio ha un impatto diretto anche sul bilancio elettrico, poiché la modulazione temporale della climatizzazione modifica il profilo di consumo elettrico associato alla pompa di calore.

La temperatura interna dell'edificio è ottenuta come variabile di uscita del modello dinamico. In particolare, essa viene ricavata a partire dal vettore di stato mediante una matrice di uscita che seleziona la componente rappresentativa della temperatura dell'ambiente interno. Il comfort degli occupanti viene garantito imponendo che tale temperatura rimanga entro un intervallo ammissibile, definito da un limite minimo e da un limite massimo. L'interpretazione di tali limiti dipende dalla stagione considerata: durante l'inverno essi garantiscono condizioni adeguate di riscaldamento,

mentre durante l'estate assicurano il mantenimento di condizioni accettabili di raffrescamento. I valori numerici e la formulazione adottati sono riportati nel capitolo 3 dedicato al caso studio.

Nel contesto della CER, questa modellazione permette di valutare se l'edificio possa adattare il proprio consumo elettrico ai momenti più favorevoli dal punto di vista energetico o economico. Ad esempio, il funzionamento della pompa di calore può essere concentrato in intervalli caratterizzati da maggiore disponibilità di produzione rinnovabile, minore costo dell'energia o maggiore possibilità di contribuire alla formazione dell'energia condivisa. In questo modo, l'inerzia termica dell'edificio diventa una risorsa di flessibilità per la gestione complessiva della comunità energetica come lo è un accumulo elettrico.

2.7 Flussi energetici fisici e virtuali

La rappresentazione dei flussi energetici costituisce un aspetto centrale del modello, poiché consente di distinguere tra il funzionamento fisico degli edifici e la contabilizzazione virtuale dell'energia condivisa. In una Comunità Energetica Rinnovabile, infatti, la condivisione dell'energia non implica necessariamente uno scambio fisico diretto tra i membri.

La configurazione non deve avere indispensabilmente un sistema di distribuzione chiuso ma gli utenti continuano a essere connessi alla rete pubblica di distribuzione e interagiscono con essa attraverso prelievi e immissioni. La condivisione viene calcolata sulla base della contemporaneità tra energia immessa e prelevata dalla configurazione dalla rete di distribuzione nazionale [13].

Per spiegare questo concetto può essere utile fare riferimento alla figura 2, dove a sinistra è rappresentata una configurazione fisica con gli utenti direttamente collegati all'impianto di produzione e a destra una configurazione virtuale con impianto di generazione e utenti della comunità non collegati fisicamente all'impianto di produzione attraverso una rete privata interna.

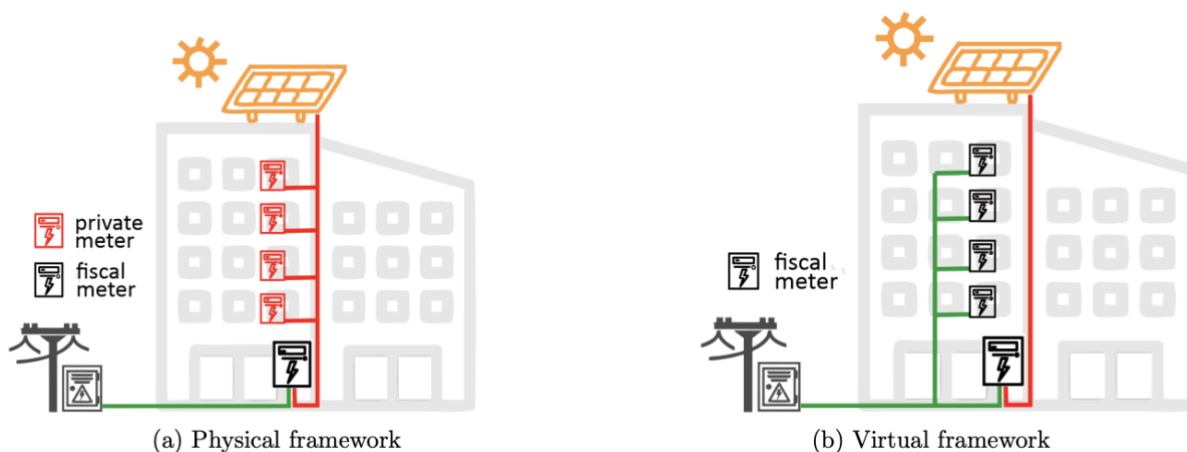


Figura 2: Differenza fra configurazione di distribuzione fisica e virtuale [16]

I contatori fiscali rilevano lo scambio con la rete pubblica, mentre in rosso sono rappresentati i contatori privati nel caso di distribuzione privata. La normativa italiana regola il framework virtuale e contabilizza l'energia condivisa sulla base della contemporaneità di prelievi e immissioni nella rete elettrica nazionale.

Nel modello sviluppato la formulazione matematica dei bilanci energetici presenta al suo interno le così dette grandezze virtuali di sharing. Questo lo rende idealmente simile al framework fisico in quanto calcola direttamente in ogni timestep i flussi di energia condivisa invece di contabilizzarli in seguito in base all'export e all'import contemporaneo degli utenti.

Questo è un concetto fondamentale per interpretare i risultati della gestione energetica che saranno esposti nel capitolo 6.

Questa scelta di architettura del modello non influenza i risultati finali ed è stata fatta in quanto funzionale all'ottimizzazione e l'esposizione dei risultati. Le grandezze di sharing non indicano un trasferimento fisico diretto di energia da un edificio all'altro e vanno interpretate come la ripartizione contabile che la normativa illustra.

In particolare, in ogni istante temporale il surplus immesso in rete, prodotto dagli asset di generazione individuali, ovvero i fotovoltaici, viene suddiviso dal modello in varie quote. Fra queste anche la quota di condivisione virtuale che è trattata come un export ordinario ma già contabilizzato come energia condivisa.

Per quanto riguarda i generatori comunitari vale lo stesso discorso ma con alcune differenze dovute al fatto che questi impianti non hanno un autoconsumo locale. In particolare gli asset comuni possono essere considerati come utenti produttori, a differenza dei prosumer non consumano energia

e la loro produzione viene indirizzata verso gli utenti (flusso virtuale) o esportata (quota del flusso reale di export non contabilizzata come condivisa).

2.8 Ipotesi economiche

La valutazione economica del modello si basa sulla distinzione tra costi e ricavi associati ai flussi fisici di energia e i benefici derivanti dai contributi economici riconosciuti dal contratto su l'autoconsumo diffuso della CER. I primi sono legati all'interazione dei singoli edifici e i generatori comunitari con la rete elettrica, mentre i secondi dipendono dalla quota di energia condivisa calcolata a livello comunitario. Per quanto riguarda i flussi energetici è necessario definire i costi di acquisto e vendita dell'energia.

2.8.1 Prezzo energia elettrica

Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica utilizzato nel modello è costruito come prezzo unitario variabile rappresentativo del costo sostenuto dai membri della CER per l'energia prelevata dalla rete. Tale prezzo non intende riprodurre una specifica bolletta contrattuale né una particolare offerta commerciale del mercato libero, ma fornisce un riferimento economico coerente con gli ordini di grandezza delle principali componenti applicate ai clienti finali.

Per questo motivo, nel modello sono considerate esclusivamente componenti proporzionali all'energia prelevata, espresse in €/kWh. Non sono invece incluse le quote fisse e le quote potenza, poiché tali componenti non dipendono dall'energia consumata nel singolo intervallo temporale e non influenzano le decisioni operative del modello di ottimizzazione. Analogamente, non viene considerato spread e dispacciamento poiché sono uno specifico margine commerciale del venditore, tali valori dipende dalle condizioni contrattuali della singola fornitura. Inoltre per semplicità è stato ipotizzato che il prezzo sia unico per tutti gli utenti.

Il prezzo di acquisto considerato è costruito a partire dal PUN Index GME del Mercato del Giorno Prima [17], assunto come componente di mercato dell'energia elettrica, a cui vengono aggiunte alcune componenti variabili ufficiali: una componente di rete c^{rete} , una componente relativa agli oneri generali di sistema c^{oneri} e l'accisa sull'energia elettrica c^{accisa} . Questa impostazione consente di mantenere il modello sufficientemente semplice e trasparente, utilizzando al tempo stesso valori riconducibili a fonti istituzionali [21][22][23][24][25].

Le componenti citate sono calcolate nel modo seguente:

$$c^{rete} = TRAS_E + DISTR_E \quad (12)$$

$$c^{oneri} = ASOS + ARIM + UC3 + UC6 \quad (13)$$

Le somma delle componenti aggiuntive diventa:

$$c^{add} = c^{rete} + c^{oneri} + c^{accisa} \quad (14)$$

Il costo variabile dell'elettricità è quindi rappresentato dalla seguente funzione:

$$c_t^{buy} = (PUN_t + c^{add})(1 + IVA) \quad (15)$$

Per semplicità è stata ipotizzata l'iva al 10% anche se le utenze si distinguono fra utenze residenziali, pubbliche e industriali e applicare un'unica IVA non è realistico. Nel capitolo 3 sono elencati i valori dei parametri economici utilizzati nel caso studio.

2.8.3 Contributi economici riconosciuti dal contratto sull'autoconsumo diffuso

Per il contributo economico sull'energia condivisa (*CACI*), in seguito alle assunzioni effettuate per taglia e data di entrata in esercizio degli impianti nei paragrafi 2.3 e 2.5, il calcolo della Tariffa Premio (TIP) si può semplificare come segue:

$$CACI = \sum_h TIP_h \cdot EAC_h \quad (16)$$

Dove TIP_h è:

$$TIP_{i,h} = [\min(120, 80 + \max(0, 180 - P_{Z_h})) + FC_{zonale,i}] \quad (17)$$

Per il contributo sulla valorizzazione dell'energia autoconsumata (*CACV*) è stato considerato il valore della tariffa $TRAS_E$, dalla pagina ARERA **Error! Reference source not found.**, per l'anno 2026 e nella voce d) "altre utenze in bassa tensione".

Per la vendita si è assunto di essere in regime di Ritiro Dedicato (*RID*) e si è fatto riferimento alla pagina GME dedicata al calcolo dei pagamenti del servizio [19]. Il prezzo riconosciuto all'energia immessa in rete nell'ambito del RID, nel caso in cui non si scelga il Prezzo Minimo Garantito PMG, il prezzo riconosciuto è il Prezzo Zonale Orario (PO). Per questo lavoro è stato esportato dalla pagina

GME l'andamento del prezzo zonale [20], con dettaglio quart'orario della zona nord, nella stessa settimana considerata per l'andamento del PUN index.

2.8.3 Prezzo del gas e costo del biogas

Un'ipotesi economica rilevante riguarda il generatore a biogas. Tale risorsa non è considerata di proprietà della CER, ma appartenente a un soggetto terzo che rende disponibile la produzione alla configurazione. Questa scelta consente di rappresentare una soluzione in cui gli utenti non sostengono direttamente l'investimento iniziale per la realizzazione dell'impianto, ma remunerano il soggetto proprietario o gestore attraverso un canone o un corrispettivo legato all'utilizzo della risorsa.

Questa impostazione può risultare più facilmente accettabile per i membri, poiché il costo viene percepito come una componente operativa legata all'energia effettivamente utilizzata o valorizzata, piuttosto che come un impegno finanziario iniziale. In questo modo si riduce il rischio economico diretto per gli utenti.

Nel caso di un investimento diretto da parte della CER, i membri dovrebbero definire quote di partecipazione, responsabilità di gestione, modalità di finanziamento e criteri di recupero del capitale investito. Inoltre, eventuali variazioni nella composizione della comunità potrebbero rendere necessario stabilire come trattare le quote già versate dagli utenti uscenti, ad esempio attraverso meccanismi di rimborso, cessione o perdita parziale dell'investimento. Tali aspetti dipendono dagli accordi contrattuali e dallo statuto della comunità, ma introducono comunque una maggiore complessità gestionale.

Quindi dal punto di vista economico, il suo utilizzo comporta un costo che deve essere riconosciuto al soggetto proprietario.

Il costo del gas è stato modellizzato mediante il valore $CMEM_m$ pubblicato da ARERA. Tale componente è aggiornata mensilmente dall'Autorità sulla base della media mensile del prezzo sul mercato all'ingrosso italiano, identificato nel PSV day-ahead [30].

Alla componente materia prima vengono aggiunte le componenti variabili relative all'uso della rete del gas e agli oneri generali di sistema [32].

Infine, sono considerate le componenti fiscali: accisa [25], addizionale regionale per il Piemonte [31] e IVA al 10%.

In fine convertito in €/kWh mediante il potere calorifico di riferimento (PCS) ARERA [30].

$$c_{gas}^{\frac{\text{€}}{\text{kWh}}} = \frac{CMEM_m + c_{smc}^{(rete)} + c_{smc}^{(oneri)} + c_{smc}^{(accisa)} + c_{smc}^{(add,reg)}}{PCS \times 1000} \quad (18)$$

I prezzi di acquisto e vendita dell'energia utilizzati nel modello devono essere interpretati come grandezze economiche rappresentative, introdotte allo scopo di modellizzare in modo semplificato i costi e i ricavi associati ai flussi energetici della CER. Essi non hanno l'obiettivo di riprodurre una specifica bolletta contrattuale né una determinata offerta commerciale applicata a un cliente finale.

3. Caso studio

Il presente capitolo descrive il caso studio utilizzato per applicare il modello di ottimizzazione sviluppato nel lavoro. Dopo aver introdotto nel Capitolo 2 le principali ipotesi modellistiche, in questa sezione tali ipotesi vengono tradotte in una configurazione specifica.

Il caso studio non ha l'obiettivo di rappresentare una CER reale già esistente, ma di costruire una configurazione rappresentativa utile a confrontare due logiche operative: gestione centralizzata e gestione decentralizzata. La scelta degli edifici, degli asset disponibili e degli scenari temporali è quindi finalizzata a creare una comunità nella quale siano presenti sia soggetti prosumer sia soggetti consumer, profili di carico differenti e complementari per ottenere buone prestazioni, generazione rinnovabile non programmabile, accumuli elettrici, flessibilità termica e una risorsa comunitaria programmabile alimentata a biogas.

La configurazione viene analizzata su due settimane rappresentative, una estiva e una invernale. Tale scelta consente di valutare il comportamento del modello in condizioni operative differenti, caratterizzate da diversa disponibilità di produzione fotovoltaica, diversa generazione eolica e differenti condizioni climatiche per l'edificio termicamente flessibile. La struttura della CER e gli asset installati rimangono invariati nei due scenari, mentre variano i profili temporali di generazione rinnovabile delle fonti non programmabili e le condizioni climatiche utilizzate come input del modello.

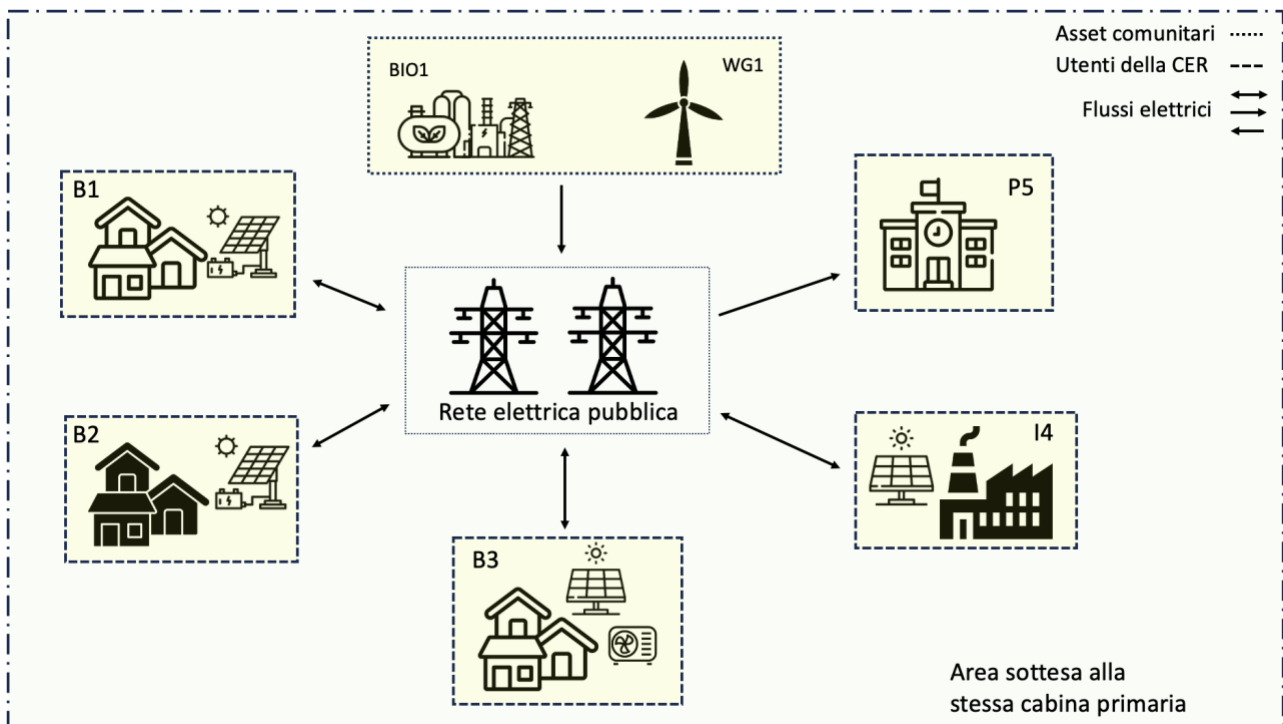


Figura 3: Configurazione della CER considerata nel caso studio.

3.1 Edifici considerati e caratteristiche principali

La CER considerata è composta da cinque edifici, caratterizzati da destinazioni d'uso e ruoli energetici differenti. La scelta di includere utenze eterogenee consente di rappresentare una configurazione in cui profili di consumo, disponibilità di generazione locale e possibilità di flessibilità non sono uniformi tra i membri. Tale eterogeneità è rilevante perché la formazione dell'energia condivisa dipende dalla complementarità temporale tra produzione rinnovabile disponibile e prelievi dei membri della comunità.

I cosiddetti edifici B1, B2 e B3 rappresentano aggregazioni di unità residenziali. Essi sono modellati come prosumer, in quanto dotati di impianti fotovoltaici e quindi in grado sia di consumare energia sia di immettere surplus in rete. I gruppi di edifici residenziali B1 e B2 dispongono inoltre di sistemi di accumulo elettrico, che permettono di trasferire nel tempo parte della produzione fotovoltaica disponibile. Il gruppo residenziale B3, invece, è caratterizzato dalla presenza di flessibilità termica, modellata attraverso una pompa di calore reversibile e un modello dinamico della temperatura interna.

L'edificio I4 rappresenta un'utenza industriale. Esso è incluso nel caso studio per introdurre nella CER un profilo di domanda più elevato e meno assimilabile a quello residenziale. La presenza di un carico industriale consente di aumentare l'eterogeneità della comunità e di valutare il ruolo di un grande consumatore nella formazione dell'energia condivisa. L'edificio I4 dispone anche di un impianto fotovoltaico, assumendo quindi il ruolo di prosumer.

L'edificio P5 rappresenta un'utenza pubblica, assimilata a una scuola. A differenza degli altri edifici, P5 non dispone di generazione locale né di asset flessibili ed è quindi modellato come consumer puro. La sua presenza permette di valutare il ruolo di un membro che contribuisce alla CER esclusivamente attraverso il proprio prelievo, favorendo la contemporaneità con le immissioni rinnovabili degli altri partecipanti.

La Tabella 1 riassume le principali caratteristiche degli edifici considerati nel caso studio.

Edificio	Settore	Ruolo nella CER	Domanda termica	Asset principali	Flessibilità termica
B1	Gruppo residenziale	Prosumer	No	-Impianto FV -Batteria	No
B2	Gruppo residenziale	Prosumer	No	-Impianto FV -Batteria	No

B3	Gruppo residenziale	Prosumer	Si	-Impianto FV	Si
I4	Industriale	Prosumer	Si	-Impianto FV	No
P5	Pubblico (Scuola)	Consumer	No	/	No

Tabella 1: caratteristiche principali degli edifici del caso studio.

3.2 Profili temporali di domanda, generazione e condizioni climatiche

In questo paragrafo verranno descritte le serie temporali che il modello usa come input. Sulla base delle ipotesi fatte nel Capitolo 2, l'orizzonte settimanale usato per questo lavoro è di una settimana. Tutti i profili temporali utilizzati nel caso studio sono discretizzati con passo quart'orario e ogni settimana simulata è quindi rappresentata da 672 intervalli temporali.

I profili di domanda elettrica utilizzati per la simulazione della CER sono stati ottenuti da dati reali di consumo relativi a edifici disponibili sulla piattaforma Open Power System Data [29]. Questa pagina fornisce una raccolta di dataset di serie temporali misurate di carico elettrico e generazione solare per abitazioni e piccole attività, con risoluzione da 1 minuto a 15/60 minuti.

Sono state scelte dopo alcune analisi le serie temporali con risoluzione di 15 minuti più complete e funzionali al presente lavoro, con particolare attenzione al carico elettrico.

Poiché il numero di edifici residenziali monitorati era limitato, settimane differenti dello stesso edificio sono state trattate come profili di utenze distinte, al fine di costruire uno scenario di comunità energetica con un numero maggiore di partecipanti e maggiormente bilanciata rispetto alle utenze non residenziali. I profili così ottenuti non rappresentano edifici reali aggiuntivi, ma utenze sintetiche con andamento realistico.

In particolare a partire dai profili di domanda elettrica reali di quattro edifici residenziali un codice sviluppato in Python genera utenze sintetiche mediante due trasformazioni principali, con il solo obiettivo di dare variabilità alle domande di consumo generate ma mantenere comunque un andamento realistico di un edificio residenziale.

La prima consiste nell'applicazione di un fattore di scala k casuale ($k \in [0.8, 1.3]$) al profilo di consumo, in modo da rappresentare utenze con livelli di domanda differenti. La seconda consiste in uno shift temporale di massimo 4 timestep avanti o indietro ($4 \text{ timestep} = 1 \text{ ora}$) del profilo, che permette di introdurre una variabilità negli orari di utilizzo pur mantenendo la forma complessiva del profilo originario.

Alla fine del pre-processing le serie temporali sintetiche vengono poi aggregate progressivamente fino al raggiungimento di una domanda elettrica settimanale prefissata. Tale approccio consente di costruire profili rappresentativi di gruppi di utenze residenziali, con una scala energetica coerente con gli edifici considerati nella CER.

Per l'utente B3 con flessibilità termica è stata utilizzata una procedura analoga ma con una leggera differenza pratica. Dalle serie temporali di consumo degli edifici residenziali reali considerati è stata preliminarmente rimossa la quota di consumo elettrico attribuibile alle eventuali pompe di calore presenti. Tale operazione è stata necessaria per evitare una doppia contabilizzazione del fabbisogno elettrico associato alla climatizzazione, poiché nel modello di ottimizzazione il funzionamento della pompa di calore viene determinato sulla base dei vincoli termici e delle condizioni di comfort.

Il profilo di domanda settimanale di I4 e P5 è stato scelto fra le serie temporali reali prese da Open Power System Data [29].

Il risultato ottenuto è rappresentato nella figura 4. La figura riporta, per ciascun edificio considerato nel caso studio, il profilo di domanda elettrica settimanale espresso in kW e rappresentato in funzione del time step della simulazione.

Profili di domanda elettrica degli edifici della CER

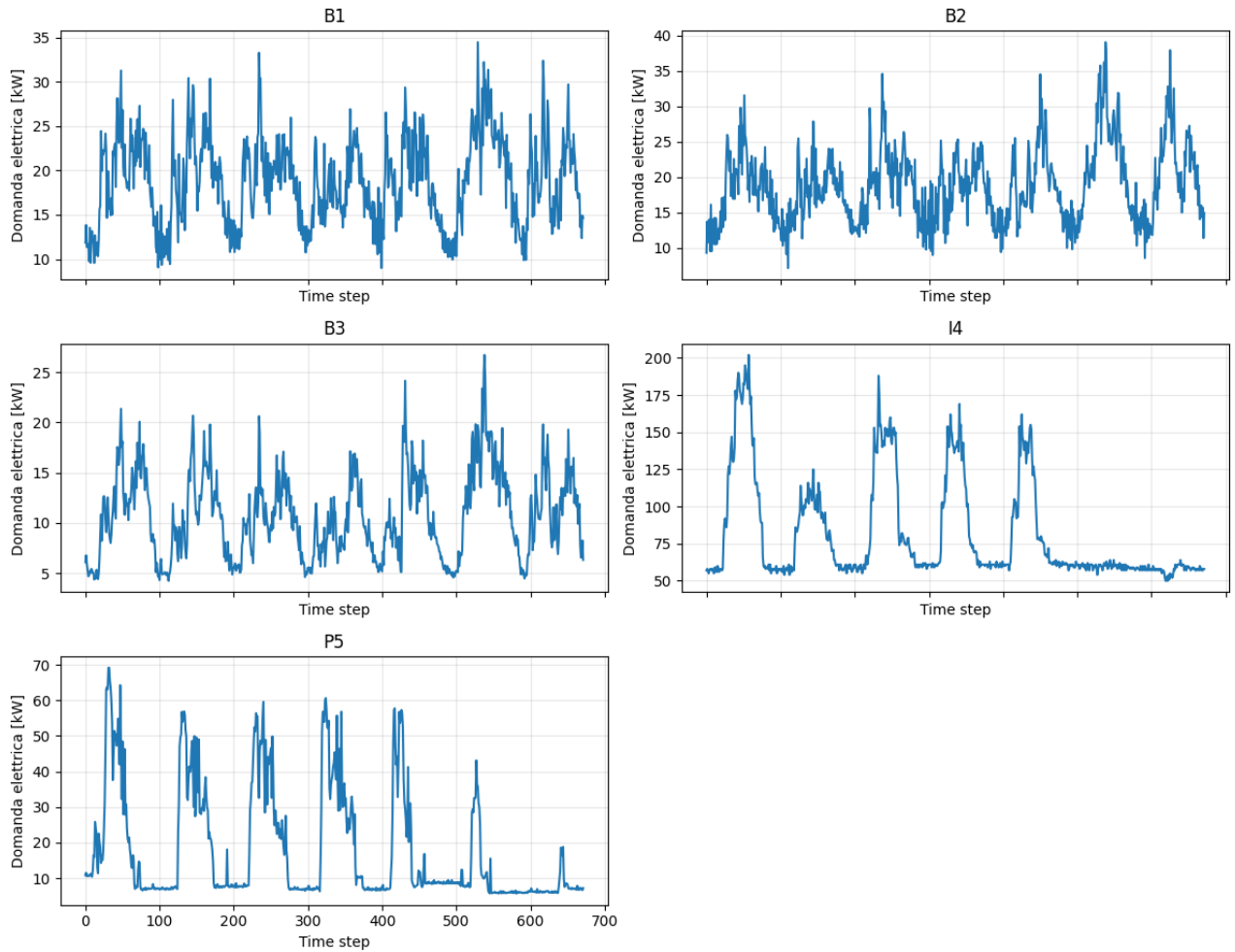


Figura 4: Profili di domanda elettrica degli edifici della CER.

I profili di generazione sono stati costruiti a partire da dati ottenuti tramite Renewables.ninja [28]. Tale piattaforma consente di simulare serie temporali di produzione fotovoltaica ed eolica a partire da dati meteorologici e modelli di conversione energetica. Nel presente lavoro sono stati utilizzati profili orari di produzione riferiti alla località di Torino, successivamente convertiti alla risoluzione temporale del modello.

Per il fotovoltaico, il file di input contiene la produzione oraria associata a 1 kWp installato con tilt di 35° e azimuth 180° (sud). Poiché il modello di ottimizzazione opera con timestep quart'orario, i dati orari sono stati interpolati a 15 minuti per ottenere un profilo con 672 intervalli temporali coerente con le altre serie temporali del modello. Il profilo finale assegna, per ciascun timestep, l'energia o potenza massima disponibile per ogni unità fotovoltaica.

Per l'impianto mini-eolico comunitario WG1 è stata adottata una procedura analoga. Il profilo di partenza, ottenuto da Renewables.ninja, è riferito a una turbina Vestas V27 225, con altezza al

mozzo pari a 30 m, normalizzata rispetto a una capacità di 1 kW. Il profilo orario è stato interpolato a 15 minuti e successivamente scalato alla potenza nominale dell'impianto considerato. In questo modo è stato ottenuto il profilo di generazione massima disponibile per WG1 in ciascun timestep.

Per entrambi i profili, fotovoltaico ed eolico, sono state selezionate due finestre temporali rappresentative: una settimana invernale e una settimana estiva. Tale scelta consente di valutare il comportamento della CER in condizioni stagionali differenti, mantenendo invariata la struttura della comunità e degli asset installati. I profili così ottenuti sono trattati dal modello come grandezze esogene non controllabili: il solver non decide la produzione rinnovabile disponibile, ma ne determina la destinazione tra autoconsumo locale, carica degli accumuli, condivisione virtuale ed esportazione verso la rete.

I profili rinnovabili inizialmente acquisiti in forma normalizzata, cioè riferiti a una potenza unitaria installata sono successivamente scalati in funzione della potenza nominale di ciascun impianto. Le dimensioni degli impianti sono riportate nel paragrafo successivo.

Le settimane selezionate invernali ed estive sono riportate nelle Figure 5 e 6.

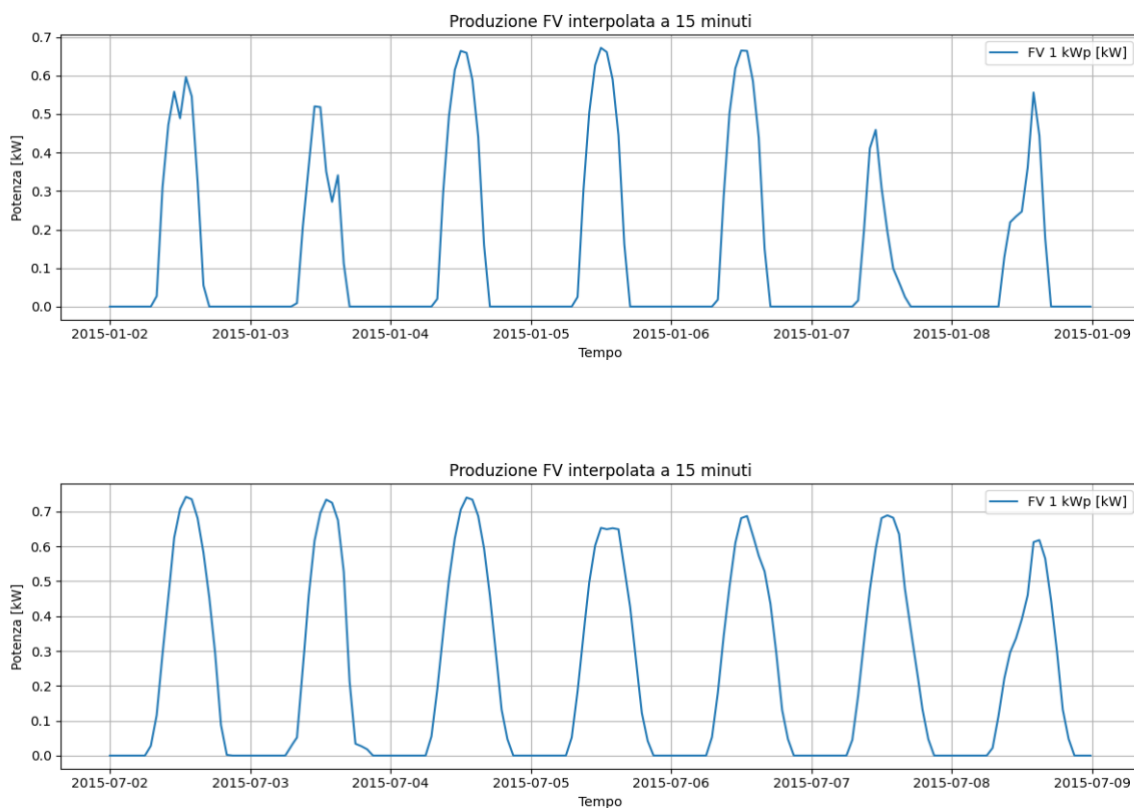


Figura 5: Profilo di produzione fotovoltaica normalizzato nella settimana invernale e estiva

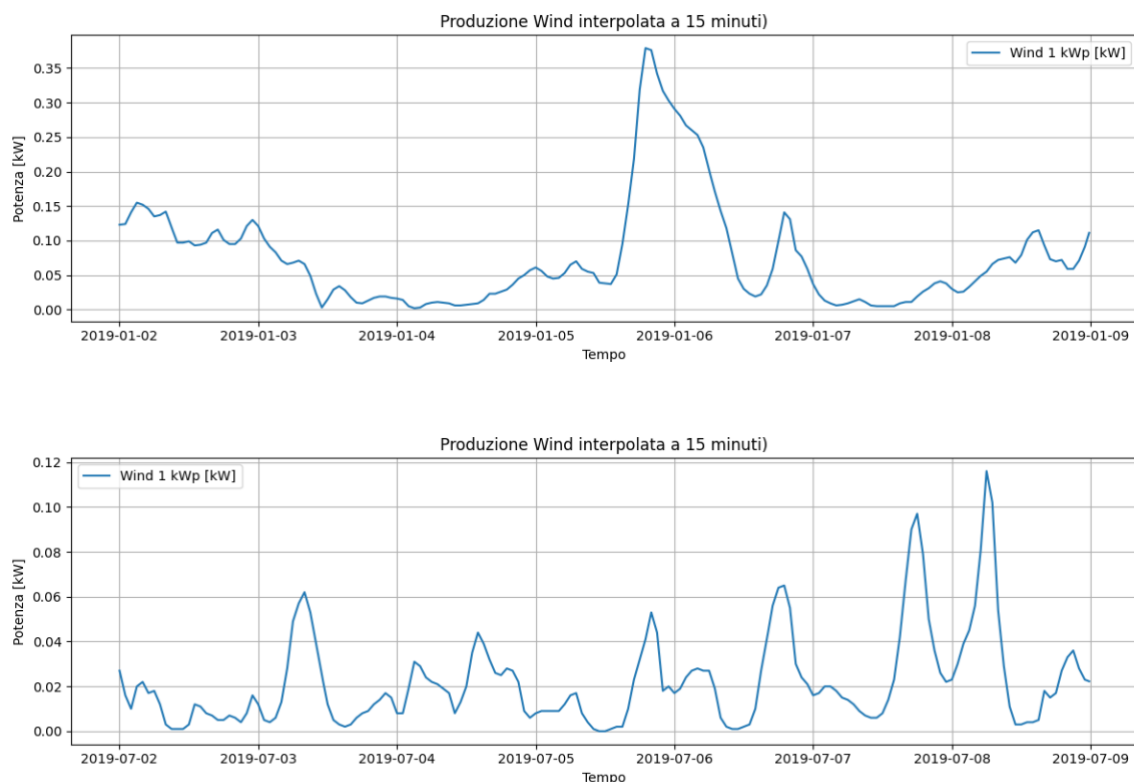


Figura 6: Profilo di produzione della turbina eolica normalizzato nella settimana invernale ed estiva

Le condizioni climatiche utilizzate come input del modello termico sono state ricavate tramite il software Renewables.ninja. In particolare, sono stati acquisiti i profili temporali di temperatura esterna e di irradianza solare, distinguendo tra componente diretta e componente diffusa. I valori di irradianza sono stati considerati per le quattro principali direzioni di esposizione (Nord, Sud, Est e Ovest), assumendo superfici verticali con angolo di inclinazione pari a 90° .

Questi valori sono poi stati utilizzati per calcolare l'irradianza totale sull'involucro opaco e sull'involucro trasparente. Anche queste serie temporali di temperatura, irradianza incidente sull'involucro opaco, irradianza incidente sull'involucro trasparente inizialmente con campionamento orari sono stati interpolati a 15 minuti per poter essere utilizzati dal modello in ogni timestep. Per i carichi endogeni è stato utilizzato un valore fisso di 892.8 W per tutta la serie temporale.

3.3 Dimensionamento preliminare degli Asset e configurazione finale

Come descritto nelle ipotesi modellistiche introdotte nel Capitolo 2, gli asset energetici della CER sono considerati già assegnati e dimensionati. Si sottolinea che il lavoro non ha infatti l'obiettivo

di determinare la taglia ottima degli impianti, per questo motivo, le taglie degli impianti fotovoltaici e dei sistemi di accumulo sono state definite tramite una pre-analisi energetica.

In particolare, per gli edifici prosumer è stata effettuata una simulazione parametrica al variare della potenza fotovoltaica installata e della capacità della batteria. Per ciascuna combinazione FV-accumulo sono stati calcolati il Self-Consumption Rate e il Self-Sufficiency Rate, in modo da valutare rispettivamente la quota di produzione fotovoltaica utilizzata localmente e la quota di domanda elettrica coperta dalla generazione locale. Tale approccio è coerente con la letteratura sui sistemi fotovoltaici con accumulo, nella quale autoconsumo e autosufficienza sono comunemente utilizzati come indicatori per analizzare il dimensionamento e l'efficacia energetica dei sistemi FV-batteria [26],[27].

La simulazione preliminare utilizza i profili di domanda e di generazione descritti nel paragrafo precedente, e assume che la produzione fotovoltaica copra prioritariamente il carico locale dell'edificio. L'eventuale surplus viene poi utilizzato per caricare la batteria, mentre la quota non accumulabile viene esportata. Nei periodi in cui la produzione fotovoltaica non è sufficiente a coprire il carico, la batteria viene scaricata per ridurre il prelievo dalla rete. La potenza massima della batteria è stata ricavata dalla capacità energetica assumendo un rapporto capacità/potenza pari a 4 ore, mentre il rendimento di carica e scarica è stato assunto pari a 0,95.

Nella Figura 7 sono plottati risultati ottenuti dall'analisi preliminare.

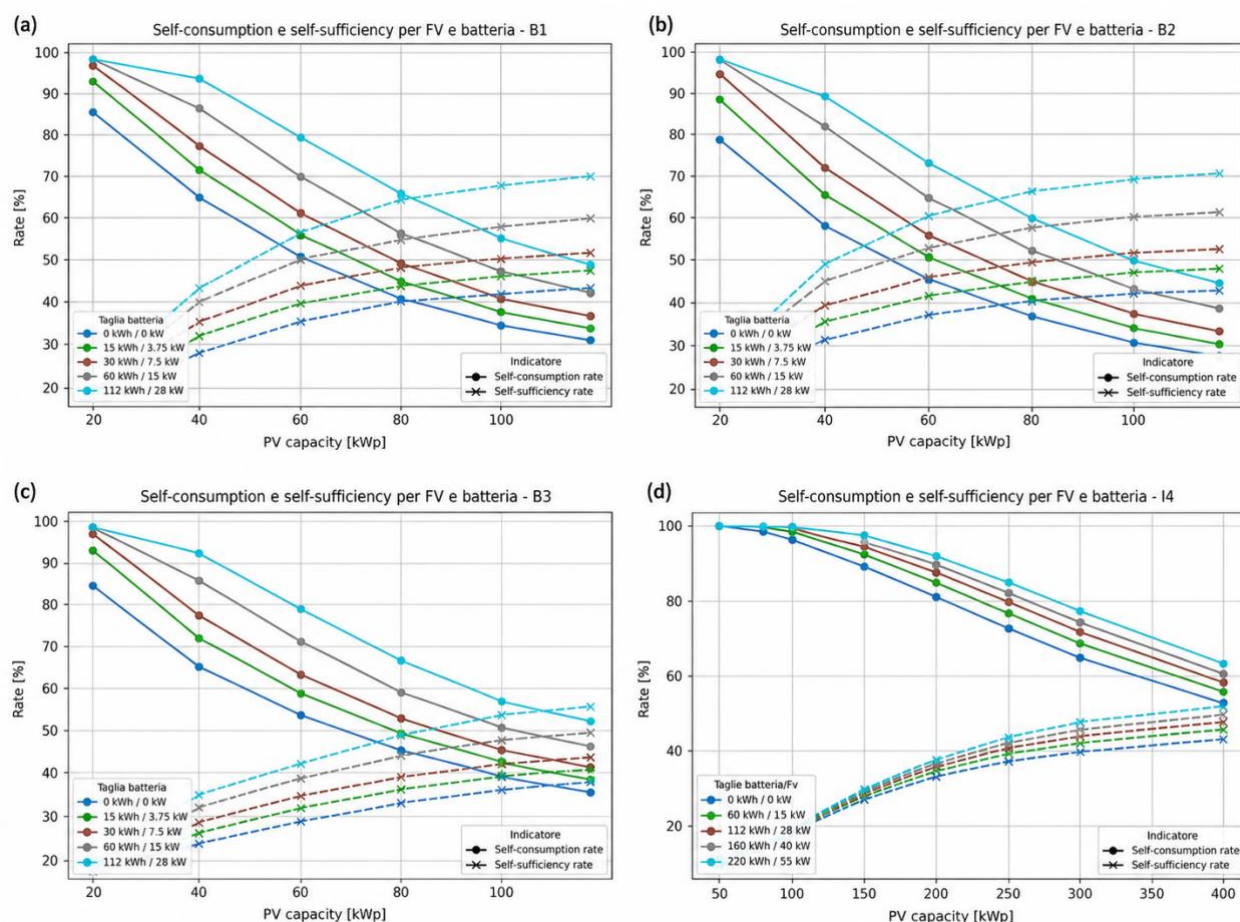


Figura 7: Risultati della pre-analisi di dimensionamento fotovoltaico e accumulo per gli edifici B1, B2, B3 e I4.

La scelta finale delle taglie è stata effettuata imponendo come criterio minimo un Self-Consumption Rate pari almeno al 50%, un valore che permetta agli utenti un ritorno dell'investimento [27]. Sulla base di questa pre-analisi sono state selezionate le seguenti configurazioni: 112 kWp di fotovoltaico e 112 kWh di accumulo per B1, 80 kWp di fotovoltaico e 60 kWh di accumulo per B2, 70 kWp di fotovoltaico senza accumulo per B3 e 200 kWp di fotovoltaico senza accumulo per I4. Le taglie così ottenute vengono quindi moltiplicate per il profilo di produzione fotovoltaica normalizzato per ottenere i profili di input del modello di gestione della CER.

Le caratteristiche tecniche degli asset disponibili sono riassunte nella Tabella 2. Oltre alla descrizione della tecnologia, la tabella riporta anche il codice identificativo utilizzato nel modello e nelle implementazioni numeriche. L'inclusione di tali codici facilita il collegamento tra la descrizione del caso studio, la formulazione matematica e i risultati presentati nei capitoli successivi, consentendo al lettore di associare in modo univoco ciascun asset alle variabili e ai parametri utilizzati nel codice.

Asset	Components id	Proprietario dell'asset	Potenza nominale	Capacità	Efficienza /COP	Note operative
			[kW]	[kWh]		
FV 1	PV1	B1	112	\	\	
FV 2	PV2	B2	80	\	\	
FV 3	PV3	B3	70	\	\	
FV 4	PV4	I4	200	\	\	
Batteria 1	BAT1	B1	28	112	0,95	-Rapporto capacità/potenza = 4 h -SOC_min=10% -SOC_max=90%
Batteria 2	BAT2	B2	15	60	0,95	-Rapporto capacità/potenza = 4 h -SOC_min=10% -SOC_max=90%
Pompa di calore	Hp	B3	5	\	2,8	Reversibile
Eolico	WG1	Community	50	\	\	
Biogas	BIO1	Soggetto terzo	max(100) min(40)	\	\	Heat to power ratio = 1,18

Tabella 2: Parametri tecnici degli asset energetici considerati.

3.3.1 Scenario invernale

Lo scenario invernale è caratterizzato da condizioni climatiche e di disponibilità rinnovabile differenti rispetto al caso estivo. In particolare, la minore radiazione solare determina una riduzione della produzione fotovoltaica disponibile, mentre le temperature esterne più basse influenzano il comportamento dell'edificio dotato di flessibilità termica. Per questo motivo, lo scenario invernale rappresenta una condizione operativa utile per valutare il funzionamento della CER in presenza di minore disponibilità fotovoltaica e di condizioni climatiche più gravose.

Al fine di descrivere quantitativamente lo scenario, la Tabella 3 riporta alcuni indicatori ricavati dai profili di input utilizzati nel modello. Tali grandezze non rappresentano risultati dell'ottimizzazione, ma descrivono le condizioni sulle quali il modello viene applicato. In particolare, sono riportate la domanda elettrica totale degli edifici, la produzione potenziale delle risorse rinnovabili non programmabili e le principali grandezze climatiche della settimana simulata.

Grandezza	Valore	Unità
Domanda elettrica totale CER	25181	kWh/week
Domanda elettrica totale B1	3152	kWh/week
Domanda elettrica totale B2	3163	kWh/week
Domanda elettrica totale B3	1800	kWh/week
Domanda elettrica totale I4	13732	kWh/week
Domanda elettrica totale P5	3334	kWh/week
Generazione FV totale disponibile	10195	kWh/week
Generazione eolica totale disponibile	2540	kWh/week
Generazione rinnovabile non programmabile totale	12735	kWh/week
Temperatura esterna media	2.15	°C
Temperatura esterna minima/massima	-2.8/11.8	°C

Tabella 3: Principali caratteristiche energetiche e climatiche dello scenario invernale.

3.3.2 Scenario estivo

La Tabella 4 riporta i principali indicatori descrittivi dello scenario estivo. Come per lo scenario invernale, tali grandezze rappresentano dati di input del modello e non risultati dell'ottimizzazione.

Grandezza	Valore	Unità
Domanda elettrica totale CER	25181	kWh/week
Domanda elettrica totale B1	3152	kWh/week
Domanda elettrica totale B2	3163	kWh/week
Domanda elettrica totale B3	1800	kWh/week
Domanda elettrica totale I4	13732	kWh/week
Domanda elettrica totale P5	3334	kWh/week
Generazione FV totale disponibile	17769	kWh/week
Generazione eolica totale disponibile	738	kWh/week
Generazione rinnovabile non programmabile totale	18507	kWh/week
Temperatura esterna media	25.4	°C
Temperatura esterna minima/massima	17.4/33.5	°C

Tabella 4: Principali caratteristiche energetiche e climatiche dello scenario estivo.

3.4 Parametri economici

Nel caso studio, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica è stato costruito a partire dal PUN Index GME del Mercato del Giorno Prima, riferito alla settimana che va dal 02/01/2026 al 8/01/2026 con dettaglio di 15 minuti.

A tale componente sono state aggiunte componenti variabili ufficiali rappresentative dei costi applicati ai clienti finali in bassa tensione. In particolare, sono state considerate la tariffa di trasmissione ($TRAS_E$), la quota energia della tariffa di distribuzione, gli oneri generali di sistema e l'accisa sull'energia elettrica. Le quote fisse e le quote potenza non sono state incluse, poiché il modello confronta strategie operative su base temporale e tali componenti non variano con l'energia prelevata nel singolo intervallo.

La componente variabile di rete è stata calcolata sommando la tariffa di trasmissione ($TRAS_E$), pari a 1,190 c€/kWh per il 2026 [21], e la quota energia della tariffa di distribuzione per le altre utenze in bassa tensione fino a 16,5 kW, pari a 0,068 c€/kWh [22]. La componente di rete complessiva risulta quindi pari a 0,01258 €/kWh. Applicando la formula (12):

$$c^{rete} = 0,01190 + 0,00068 = 0,01258 \text{ €/kWh} \quad (12)$$

Gli oneri generali di sistema sono stati calcolati come somma delle componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6. Per la categoria considerata, i valori assunti sono pari a 4,1766 c€/kWh per ASOS, 0,1616 c€/kWh per ARIM, 0,276 c€/kWh per UC3 e 0,007 c€/kWh per UC6 [23][24]. La somma di tali componenti corrisponde a 0,046212 €/kWh. Applicando la formula (13) diventa:

$$c^{oneri} = 0,041766 + 0,001616 + 0,002760 + 0,000070 = 0,046212 \text{ €/kWh} \quad (13)$$

Infine, è stata aggiunta l'accisa sull'energia elettrica, assunta pari a 0,0125 €/kWh [25], valore riferito agli usi diversi dalle abitazioni per i primi 200.000 kWh consumati mensilmente.

$$c^{accisa} = 0,0125 \text{ €/kWh}$$

Il prezzo di acquisto utilizzato nel modello è quindi dato, per ciascun intervallo temporale, dalla somma tra il PUN espresso in €/kWh e una componente aggiuntiva costante pari a 0,071292 €/kWh.

Applicando le formule (14) e (15) e (16):

$$c^{add} = 0,01258 + 0,046212 + 0,0125 = 0,071292 \text{ €/kWh} \quad (14)$$

$$c_t^{buy} = (PUN_t + 0,071292) \times (1 + 0,1) \quad (15)$$

Il costo risultante è stato maggiorato di 20 c€/Smq per considerare costi fissi e margini di guadagno del fornitore.

Il prezzo di vendita dell'elettricità è stabilito dall'andamento del Prezzo zonale (PZ_t) della zona nord riferito alla stessa settimana simulata per il PUN index con dettaglio di 15 minuti.

$$c_t^{sell} = PZ_t$$

Il prezzo del gas utilizzato in questo lavoro è stato calcolato con la formula (18) e sulla base ipotesi fatte nel paragrafo 2.8.3 del capitolo precedente.

La componente materia prima assunta pari al valore CMEM,m pubblicato da ARERA per gennaio 2026, pari a 0,403934 €/Smc [30].

Per i costi variabili di rete e oneri sono stati presi i valori di gennaio 2026, tabella “Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria”, scaglione 481–1.560 Smc/anno dal sito di ARERA[32], che corrispondono a 0,232667 €/Smc per la rete e 0,066009 €/Smc per gli oneri.

Il valore dell'accisa considerata è pari a 0,012498 €/Smc [25] e 0,025800 €/Smc per l'addizionale della regione Piemonte [31].

Per convertire in €/kWh il potere calorifico superiore di riferimento indicato da ARERA è pari a 0,038520 GJ/Smc [30], corrispondente a circa 10,7 kWh/Smc. Utilizzando la formula 18 il costo del gas risulta pari a: 0,06544 €/kWh.

Il costo risultante è stato maggiorato di 20 c€/Smq per considerare costi fissi e margini di guadagno del fornitore.

$$c^{gas} = 0,096 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Infine, per il generatore a biogas è considerato un costo associato al canone contrattuale con il produttore terzo di 0,12 €/kWh.

La Tabella 5 riassume i principali parametri economici utilizzati per il calcolo del prezzo di acquisto dell'energia elettrica nel caso studio.

Componente	Valore	Unità	Fonte
PUN Index GME	(PUN_t)	€/kWh	GME
Trasmissione (TRAS_E)	0,011900	€/kWh	[21]
Distribuzione, quota energia BT	0,000680	€/kWh	[22]
ASOS	0,041766	€/kWh	[23],[24]
ARIM	0,001616	€/kWh	[23],[24]
UC3	0,002760	€/kWh	[23],[24]
UC6	0,000070	€/kWh	[23],[24]
Accisa energia elettrica	0,012500	€/kWh	[25]
IVA	10	%	
Costo aggiunto per fornitore e costi fissi	0,20	€/Smc	stima

Tabella 5: Componenti variabili aggiunte al PUN per la costruzione del prezzo di acquisto dell'energia elettrica.

La Tabella 6 riassume i principali parametri economici utilizzati per il prezzo di acquisto del gas nel caso studio.

Componente	Valore	Unità	Fonte
CMEM,m gennaio 2026	0,403934	€/Smc	[30]
Rete gas	0,232667	€/Smc	[32]
Oneri generali gas	0,066009	€/Smc	[32]
Accisa gas naturale	0,012498	€/Smc	[25]
Addizionale regionale Piemonte	0,025800	€/Smc	[31]
Costo aggiunto per fornitore e costi fissi	0,20	€/Smc	stima
IVA	10	%	-
PCS di riferimento	0,038520	GJ/Smc	[30]
PCS equivalente	10,7	kWh/Smc	Valore calcolato
Costo gas finale	0,096	€/kWh	Valore calcolato

Tabella 6: Componenti considerate per la costruzione del costo unitario del gas naturale nel caso studio.

4. Sviluppo del framework di ottimizzazione lineare

In questo capitolo viene descritto il framework di ottimizzazione lineare, sviluppato per la gestione energetica della Comunità Energetica Rinnovabile considerata nel caso studio. Con il termine framework si intende l'insieme organizzato di formulazione del modello matematico, implementazione computazionale e procedure operative attraverso cui viene modellato, costruito e risolto il problema di ottimizzazione.

Il framework si pone l'obiettivo di determinare, su un orizzonte temporale discreto, il funzionamento ottimale degli edifici, degli asset individuali e degli asset comunitari, nel rispetto dei bilanci energetici, dei limiti tecnici delle tecnologie considerate nel caso studio e della logica di gestione scelta.

Il framework è stato implementato in ambiente Python e risolto mediante il solver Gurobi. Nel capitolo non viene riportato il codice sorgente, ma viene descritta la logica con cui il problema viene costruito e risolto. La formulazione matematica del modello viene presentata mediante equazioni e algoritmi descrittivi, che sintetizzano le principali operazioni svolte dal modello: definizione degli insiemi e dei dati di input, creazione delle variabili decisionali, assegnazione dei vincoli, costruzione della funzione obiettivo e risoluzione del problema.

La struttura del framework permette di simulare, sulla stessa configurazione della CER due differenti logiche di gestione: una gestione centralizzata e una gestione decentralizzata. Nella gestione centralizzata, tutti gli edifici e gli asset della comunità vengono ottimizzati simultaneamente in un unico problema decisionale. Nella gestione decentralizzata, invece, la procedura è articolata in due fasi: una prima fase locale, nella quale gli edifici ottimizzano il proprio comportamento individuale, e una seconda fase comunitaria, nella quale i profili residui vengono utilizzati per coordinare la condivisione energetica e l'impiego degli asset comuni.

Poiché le due logiche condividono una parte rilevante della formulazione, il capitolo è organizzato distinguendo tra gli elementi comuni del framework e le differenze introdotte dalle due diverse strategie di gestione.

Nel paragrafo 4.1 viene quindi presentata la formulazione generale del framework di ottimizzazione, comprendente insiemi, dati di input, variabili decisionali, vincoli principali e struttura economica del problema. Nel paragrafo 4.2 vengono invece descritte le logiche di gestione implementate, evidenziando come cambiano la sequenza decisionale, i blocchi di variabili e vincoli attivati e la funzione obiettivo nei due approcci.

4.1 Formulazione generale del framework di ottimizzazione

La struttura fisica della CER rimane invariata nelle diverse simulazioni. Ciò che cambia tra le logiche di gestione è il modo in cui le decisioni vengono assunte e coordinate.

Per questo motivo, in questa sezione vengono introdotti gli elementi comuni del framework ovvero gli insiemi, i dati di input, le principali famiglie di variabili decisionali, i vincoli fisici e operativi di base e la struttura generale del problema di ottimizzazione. Le differenze specifiche tra le due logiche di gestione sono invece discusse nel paragrafo 4.2.

In Figura 8 è riportato un confronto dei due sistemi di ottimizzazione:

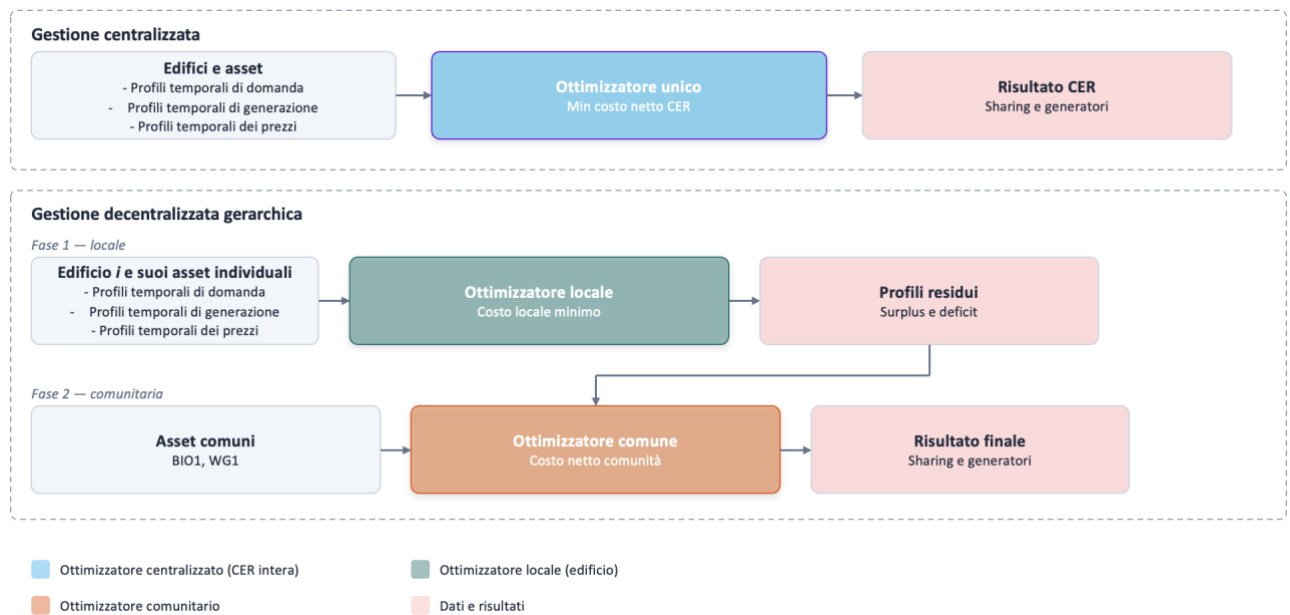


Figura 8: Confronto delle due logiche di gestione implementate.

Il diagramma mostra il confronto tra le due logiche:

- **Gestione centralizzata:** un unico ottimizzatore prende simultaneamente tutte le decisioni (gestione dei flussi energetici degli asset individuali degli edifici e generatori comunitari) minimizzando il costo netto complessivo della CER in un solo problema.
- **Gestione decentralizzata gerarchica:** in **Fase 1** ogni edificio ottimizza autonomamente i propri asset locali minimizzando il proprio costo, senza considerare la condivisione; l'output sono i **profili residui** (surplus/deficit). In **Fase 2** un ottimizzatore comunitario distinto prende questi profili come dato fisso e li coordina con i generatori comunitari per minimizzare il costo comunitario.

4.1.1 Struttura generale del problema di ottimizzazione

Il problema di ottimizzazione è costruito combinando i dati di input, le variabili decisionali, i vincoli e la funzione obiettivo. In termini generali, il framework determina il valore delle variabili decisionali che minimizza un costo netto complessivo, nel rispetto dei vincoli fisici e operativi del sistema.

Dal punto di vista implementativo, i dati di input vengono letti da file CSV e JSON e successivamente organizzate in un oggetto sistema. Questo passaggio consente di trasformare i dati grezzi in una struttura coerente con la formulazione del problema di ottimizzazione. In particolare, il sistema contiene gli insiemi, i parametri tecnici e i profili temporali necessari alla definizione delle variabili, dei vincoli e della funzione obiettivo.

Il costo netto (C_{net}), a seconda della logica di gestione implementata, è sempre costruito come differenza tra termini di costo e termini di beneficio. I costi comprendono l'acquisto di energia dalla rete, l'uso del gas per i fabbisogni termici e gli eventuali costi operativi dei generatori comunitari. I benefici comprendono invece i ricavi da esportazione, la valorizzazione dell'energia condivisa e l'incentivo riconosciuto alla CER.

L'assemblaggio generale del problema può essere riassunto mediante il seguente algoritmo descrittivo.

Algoritmo 4.1 – Costruzione generale del framework di ottimizzazione

Input: dati della CER, profili temporali, parametri tecnici, parametri economici, logica di gestione selezionata.

Output: problema di ottimizzazione costruito e pronto per la risoluzione.

1. Definire gli insiemi principali del problema:

$$B, T, R, A, G$$

2. Caricare i profili temporali di domanda, generazione e prezzi:

$$d_{b,t}^{el}, d_{b,t}^{th}, \bar{p}_{r,t}^{ren}, c_t^{buy}, c_t^{sell}, i_t^{shared}, c_t^{gas}$$

3. Caricare i parametri tecnici degli asset:

parametri batterie, generatori comunitari, pompe di calore e modello termico

4. Costruire la struttura del sistema CER:

$$\text{sistema} \leftarrow \text{edifici, asset, profili e parametri}$$

5. Selezionare la logica di gestione da simulare:

$$\text{gestione} \leftarrow \text{centralizzata oppure decentralizzata sequenziale}$$

6. Creare le variabili decisionali richieste dalla logica selezionata:

$$\text{variabili} \leftarrow \text{blocchi di variabili attivati}$$

7. Assegnare i vincoli fisici e operativi:

$$\text{vincoli} \leftarrow \text{bilanci, sharing, termico e vincoli logici}$$

8. Costruire la funzione obiettivo:

$$C_{net} \leftarrow \text{costi} - \text{ricavi} - \text{incentivi}$$

9. Assegnare la funzione obiettivo al modello:

$$\min C_{net}$$

10. Risolvere il problema di ottimizzazione tramite solver:

$$\text{soluzione} \leftarrow \text{ottimizzazione del modello}$$

11. Esportare i risultati e calcolare gli indicatori di valutazione:

La formulazione di base è comune, ma i blocchi di variabili, vincoli e funzione obiettivo effettivamente attivati dipendono dalla logica di gestione selezionata.

4.1.2 Insiemi, dati di input e parametri

Il modello matematico è formulato su un orizzonte temporale discreto, suddiviso in intervalli di durata costante pari a (Δt) . Tutte le decisioni operative, i bilanci energetici e i flussi economici sono riferiti a ciascun intervallo temporale. Tale rappresentazione consente di descrivere la contemporaneità tra produzione, consumo, immissione e prelievo, che costituisce l'aspetto principale per la valutazione dell'energia condivisa all'interno della CER.

Gli insiemi principali utilizzati nella formulazione sono:

$B \leftarrow$ insieme degli edifici della CER

$T \leftarrow$ insieme degli intervalli temporali

$R \leftarrow$ insieme delle unità rinnovabili

$A \leftarrow$ insieme dei sistemi di accumulo

$G \leftarrow$ insieme dei generatori comunitari

Sulla base degli insiemi e dei dati di input viene costruita una struttura dati centrale, indicata nel framework come sistema CER, per raccogliere in modo ordinato tutte le informazioni necessarie alla costruzione del problema di ottimizzazione, includendo gli intervalli temporali, gli edifici, gli asset energetici e le principali serie temporali economiche.

Il sistema CER funge da interfaccia tra i dati del caso studio e la formulazione del modello. Le informazioni contenute nella struttura sono utilizzate creare le variabili, i vincoli e la funzione obiettivo del modello. Inoltre è possibile di gestire in modo semplice l'associazione tra edifici e asset e i componenti. Questo approccio consente di formulare il modello in modo generale, senza dover specificare manualmente la configurazione della CER e di creare la raccolta dei dati e il sistema da ottimizzare a partire dai dati di input del caso studio, che vengono organizzati e resi coerenti dal punto di vista temporale e strutturale, garantendo una base solida per la successiva fase di ottimizzazione.

La costruzione del sistema CER non ha quindi soltanto una funzione di raccolta dei dati, ma consente anche di interrogare in modo automatico la struttura del sistema durante la costruzione del problema di ottimizzazione. Una volta creato il sistema, il framework può ad esempio individuare quali impianti rinnovabili o batterie siano associati a un determinato edificio, oppure distinguere i generatori comunitari in funzione delle loro caratteristiche operative.

Algoritmo 4.2 – Esempio dimostrativo delle funzionalità utilizzo della struttura del sistema

CER

Input: sistema CER, edificio (b), intervallo temporale (t)

Output: condizione energetica dell'edificio (b) nel timestep (t)

1. Selezionare l'edificio e l'intervallo temporale considerati:

$b \leftarrow$ edificio considerato
 $t \leftarrow$ intervallo temporale considerato

2. Recuperare la domanda elettrica dell'edificio nel timestep (t):

$d_{b,t}^{el} \leftarrow$ domanda elettrica dell'edificio b al tempo t

3. Individuare le unità rinnovabili associate all'edificio:

$R_b \leftarrow$ insieme delle unità rinnovabili associate all'edificio b

4. Calcolare la produzione rinnovabile disponibile dell'edificio nel timestep (t):

$$p_{b,t}^{ren,avail} \leftarrow \sum_{r \in R_b} \bar{p}_{r,t}^{ren}$$

5. Confrontare domanda elettrica e produzione rinnovabile disponibile:

$$\Delta p_{b,t} \leftarrow d_{b,t}^{el} - p_{b,t}^{ren,avail}$$

6. Se $(\Delta p_{b,t} > 0)$ l'edificio è in deficit, se $(\Delta p_{b,t} \leq 0)$, l'edificio è in surplus.
-

4.1.3 Variabili decisionali

Le variabili decisionali rappresentano le grandezze che il solver può modificare per determinare il funzionamento ottimale della comunità energetica. Esse vengono prima definite specificando un dominio di esistenza e gli indici rispetto i quali vengono generate. Questo permette di generare una famiglia di variabili che rappresentano la stessa grandezza fisica.

Ad esempio un primo gruppo di variabili riguarda i flussi elettrici degli edifici. Per ogni edificio ($b \in B$) e per ogni intervallo temporale ($t \in T$), vengono definite le variabili di importazione

dalla rete, esportazione verso la rete, energia condivisa ricevuta ed energia resa disponibile alla comunità:

$p_{b,t}^{import} \leftarrow$ potenza importata dalla rete dall'edificio b nell'istante t

$p_{b,t}^{export} \leftarrow$ potenza esportata verso la rete dall'edificio b nell'istante t

$p_{b,t}^{shared,in} \leftarrow$ potenza condivisa ricevuta dall'edificio b nell'istante t

$p_{b,t}^{shared,out} \leftarrow$ potenza condivisa dall'edificio b nell'istante t

Queste variabili permettono di descrivere sia l'interazione fisica dell'edificio con la rete esterna sia il suo contributo virtuale alla condivisione energetica della CER. Come riportato nel paragrafo 2.7 sulle ipotesi dei flussi energetici, le variabili $p_{b,t}^{import}$, $p_{b,t}^{export}$, $p_{b,t}^{shared,in}$ e $p_{b,t}^{shared,out}$ sono definite ipotizzando che la condivisione dell'energia avvenga tramite una rete fisica privata della CER. In realtà le potenze di *shared_in* e *shared_out* vanno interpretate come valori contabilizzati virtualmente. La potenza di *shared_in* è comunque prelevata dalla rete e acquistata al prezzo di acquisto dell'elettricità, stesso discorso per la potenza *shared_out* la quale è immessa in rete e valorizzata al prezzo di vendita. La potenza di export $p_{b,t}^{export}$ va intesa come la quota dell'export dell'edificio b al tempo t che non viene contabilizzato come condiviso.

Un altro gruppo di variabili riguarda la produzione rinnovabile degli asset di generazione individuali. Per ogni unità rinnovabile ($r \in R$) e per ogni timestep ($t \in T$), il framework genera variabili che rappresentano la destinazione della produzione disponibile. Tale produzione può essere utilizzata per coprire il carico locale dell'edificio, caricare una batteria, contribuire alla condivisione, essere esportata verso la rete:

$p_{r,t}^{ren,load} \leftarrow$ quota produzione rinnovabile destinata al carico locale

$p_{r,t}^{ren,batt} \leftarrow$ quota produzione rinnovabile destinata alla batteria

$p_{r,t}^{ren,shared} \leftarrow$ quota produzione rinnovabile destinata alla condivisione

$p_{r,t}^{ren,export} \leftarrow$ quota produzione rinnovabile esportata verso la rete

$p_{r,t}^{ren,curt} \leftarrow$ quota produzione rinnovabile eventualmente limitata

L'implementazione computazionale della generazione delle variabili può essere descritta dai seguenti algoritmi di generazione di alcune delle variabili utilizzate dal modello.

Algoritmo 4.3 – Generazione delle variabili elettriche dell’edificio

Input: modello di ottimizzazione (M), sistema CER, dizionario delle variabili

Output: variabili decisionali associate agli edifici

Definire l’insieme degli edifici:

$B \leftarrow$ insieme degli edifici presenti nel sistema CER

Definire l’insieme degli intervalli temporali:

$T \leftarrow$ insieme degli intervalli temporali

Per ogni coppia edificio-timestep, creare le variabili elettriche dell’edificio:

$p_{b,t}^{import}, p_{b,t}^{export}, p_{b,t}^{shared,in}, p_{b,t}^{shared,out} \quad \forall b \in B, \forall t \in T$

Salvare tutte le variabili generate nella struttura delle variabili del modello:

raccolta variabili del modello (M) $\leftarrow$ variabili generate

Algoritmo 4.4 – Generazione delle variabili elettriche di dispacciamento della generazione delle asset individuali

Input: modello di ottimizzazione (M), sistema CER, dizionario delle variabili

Output: variabili decisionali associate alle unità rinnovabili individuali

Definire l’insieme delle unità rinnovabili:

$R \leftarrow$ insieme delle unità rinnovabili presenti nel sistema CER

Per ogni coppia unità rinnovabile-timestep, creare le variabili di destinazione della produzione rinnovabile:

$p_{r,t}^{ren,load}, p_{r,t}^{ren,batt}, p_{r,t}^{ren,shared}, p_{r,t}^{ren,export}, p_{r,t}^{ren,curt} \quad \forall r \in R, \forall t \in T$

Salvare tutte le variabili generate nella struttura delle variabili del modello:

raccolta variabili del modello (M) $\leftarrow$ variabili generate

La stessa logica viene utilizzata per gli altri gruppi di variabili, come autoconsumo, batterie, generatori comunitari, flessibilità termica e condivisione termica.

4.1.4 Definizione dei vincoli

Dopo la generazione delle variabili decisionali e la loro assegnazione al modello, il framework assegna al modello un insieme di vincoli necessari a garantire la coerenza fisica e operativa della

soluzione. I vincoli collegano tra loro le variabili decisionali, i dati di input e i parametri tecnici degli asset, impedendo al solver di individuare soluzioni non compatibili con il funzionamento della CER.

Ogni vincolo descrive una specifica parte del sistema: bilanci energetici degli edifici, dispacciamento della produzione rinnovabile, funzionamento delle batterie, condivisione elettrica, generatori comunitari, flessibilità termica e condivisione termica. A seconda della logica di gestione selezionata, il framework utilizza solo i blocchi di vincoli necessari alla simulazione considerata.

L'obiettivo di questo paragrafo non è riportare in modo esaustivo tutti i vincoli implementati nel framework, ma descrivere la logica con cui essi vengono costruiti e il ruolo che assumono nella formulazione del problema. Una descrizione completa di ogni singolo vincolo renderebbe infatti la trattazione eccessivamente lunga e appesantirebbe la lettura.

Tra i vincoli definiti si trova quello del bilancio energetico dell'edificio, implementato nel seguente modo:

Algoritmo 4.5 – Assegnazione del vincolo di bilancio elettrico degli edifici

Input: modello di ottimizzazione (M), sistema CER, variabili decisionali

Output: assegnazione al modello dei vincoli di bilancio elettrico per ogni edificio e intervallo temporale

1. Definire l'insieme degli edifici della comunità:

$B \leftarrow \text{insieme degli edifici}$

2. Definire l'insieme degli intervalli temporali:

$T \leftarrow \text{insieme degli intervalli temporali}$

3. Per ogni edificio della comunità:

for $b \in B$

4. Individuare le batterie associate all'edificio (b):

$A_b \leftarrow \text{insieme delle batterie associate all'edificio } b$

5. Individuare le unità rinnovabili associate all'edificio (b):

$R_b \leftarrow \text{insieme delle unità rinnovabili associate all'edificio } b$

6. Per ogni intervallo temporale:

for $t \in T$

7. Calcolare la quota di produzione rinnovabile destinata al carico locale:

$$P_{b,t}^{ren,load} \leftarrow \sum_{r \in R_b} p_{r,t}^{ren,load}$$

8. Calcolare la quota di produzione rinnovabile destinata alla carica delle batterie:

$$P_{b,t}^{ren,batt} \leftarrow \sum_{r \in R_b} p_{r,t}^{ren,batt}$$

9. Calcolare la quota di produzione rinnovabile destinata alla condivisione:

$$P_{b,t}^{ren,shared} \leftarrow \sum_{r \in R_b} p_{r,t}^{ren,shared}$$

10. Calcolare la quota di produzione rinnovabile destinata all'esportazione:

$$P_{b,t}^{ren,export} \leftarrow \sum_{r \in R_b} p_{r,t}^{ren,export}$$

11. Calcolare la potenza complessiva di carica delle batterie dell'edificio:

$$P_{b,t}^{ch} \leftarrow \sum_{a \in A_b} p_{a,t}^{ch}$$

12. Calcolare la potenza complessiva di scarica delle batterie dell'edificio:

$$P_{b,t}^{dis} \leftarrow \sum_{a \in A_b} p_{a,t}^{dis}$$

13. Definire il consumo elettrico della pompa di calore, se presente:

$$P_{b,t}^{HP} \leftarrow p_{b,t}^{HP}/1000 \quad \text{se la variabile esiste converti in kW}$$

$$P_{b,t}^{HP} \leftarrow 0 \quad \text{altrimenti}$$

14. Imporre il bilancio elettrico dell'edificio:

$$\begin{aligned} p_{b,t}^{import} + p_{b,t}^{shared,in} + P_{b,t}^{dis} + P_{b,t}^{ren,load} + P_{b,t}^{ren,batt} + P_{b,t}^{ren,shared} + P_{b,t}^{ren,export} \\ = d_{b,t}^{el} + P_{b,t}^{HP} + p_{b,t}^{shared,out} + P_{b,t}^{ch} + p_{b,t}^{export} \end{aligned}$$

15. Terminare il ciclo sugli intervalli temporali:

end for

16. Terminare il ciclo sugli edifici:

end for

Il vincolo così costruito garantisce, in ogni timestep, l'uguaglianza tra sorgenti e usi dell'energia per ogni edificio, ma non è sufficiente, da solo, a definire correttamente il problema.

Per rendere coerente il vincolo di bilancio elettrico degli edifici è necessario introdurre ulteriori vincoli, associati alle variabili presenti nel bilancio.

In particolare, i principali vincoli necessari a rendere coerente il bilancio elettrico sono:

- *Vincolo sullo smistamento della produzione rinnovabile:*

$$p_{r,t}^{ren,load} + p_{r,t}^{ren,batt} + p_{r,t}^{ren,shared} + p_{r,t}^{ren,export} + p_{r,t}^{ren,curt} = \bar{p}_{r,t}^{ren}$$

- *Vincoli sulla condivisione e generatori comunitari:*

- $p_{b,t}^{shared,out} = P_{b,t}^{ren,shared} + P_{b,t}^{dis,shared}$

- $\sum_{b \in B} p_{b,t}^{shared,in} = \sum_{b \in B} p_{b,t}^{shared,out} + \sum_{g \in G} p_{g,t}^{com,shared}$

- $\forall g, t \in G, T \leftarrow p_{g,t}^{com,shared} + p_{g,t}^{com,export} + p_{g,t}^{com,curt} = p_{g,t}^{com,gen}$
 - $\forall b, t \in B, T \leftarrow no \text{ simultaneità fra } p_{b,t}^{shared,in} \text{ e } p_{b,t}^{shared,out}$
- *Vincoli sul funzionamento delle batterie.*

Un secondo esempio interessante riguarda il vincolo sulla flessibilità termica. L'algoritmo 4.4 descrive in che modo il modello di gestione lega la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore alla temperatura interna dell'edificio termicamente flessibile per mantenerla nel range di confort.

Algoritmo 4.6 – Assegnazione dei vincoli di flessibilità termica e comfort

Input: modello di ottimizzazione (M), sistema CER, variabili decisionali

Output: assegnazione al modello dei vincoli termici per gli edifici flessibili

1. Definire l'insieme degli intervalli temporali:

$$T \leftarrow \text{insieme degli intervalli temporali}$$

2. Individuare gli edifici dotati di flessibilità termica:

$$B^{th} \leftarrow \{b \in B : b \text{ è termicamente flessibile}\}$$

3. Per ogni edificio termicamente flessibile:

$$\text{for } b \in B^{th}$$

4. Recuperare i parametri del modello termico dell'edificio:

$$A_b, B_b, E_b, C_b, D_b, F_b, x_b^{init}, COP_b, p_b^{HP,max}$$

5. Per ogni intervallo temporale:

$$\text{for } t \in T$$

6. Collegare la potenza elettrica della pompa di calore alla potenza termica fornita all'edificio.

In modalità riscaldamento:

$$u_{b,0,t}^{th} = COP_b \cdot p_{b,t}^{HP,single}$$

7. In modalità raffrescamento, il segno del contributo termico viene invertito:

$$u_{b,0,t}^{th} = -COP_b \cdot p_{b,t}^{HP,single}$$

8. Imporre il limite massimo di potenza della singola pompa di calore:

$$p_{b,t}^{HP,single} \leq p_b^{HP,max}$$

9. Calcolare la potenza elettrica complessiva delle pompe di calore dell'edificio:

$$p_{b,t}^{HP} = N_b \cdot p_{b,t}^{HP,single}$$

10. Per ogni variabile di stato termico:
-

for $s = 1, \dots, n_x$

11. Imporre la dinamica dello stato termico dell'edificio:

$$x_{b,s,t}^{th} = \sum_j A_{b,s,j} x_{b,j,t-1}^{th} + \sum_k B_{b,s,k} u_{b,k,t}^{th} + \sum_m E_{b,s,m} d_{b,m,t}^{dist}$$

12. Nel primo timestep, sostituire lo stato precedente con lo stato iniziale:

$$x_{b,j,t-1}^{th} \leftarrow x_{b,j}^{init} \quad \text{se } t \text{ è il primo timestep}$$

13. Terminare il ciclo sulle variabili di stato:

end for

14. Calcolare la variabile di uscita associata al comfort termico:

$$y_{b,t}^{th} = \sum_j C_{b,j} x_{b,j,t}^{th} + \sum_k D_{b,k} u_{b,k,t}^{th} + \sum_m F_{b,m} d_{b,m,t}^{dist}$$

15. Imporre il limite inferiore di comfort:

$$T_{b,t}^{min} \leq y_{b,t}^{th}$$

16. Imporre il limite superiore di comfort:

$$y_{b,t}^{th} \leq T_{b,t}^{max}$$

17. Terminare il ciclo sugli intervalli temporali:

end for

18. Terminare il ciclo sugli edifici termicamente flessibili:

end for

dove:

- A_b è la matrice discretizzata di stato, che descrive l'evoluzione interna delle variabili termiche dell'edificio nel tempo;
- B_b è la matrice discretizzata di ingresso, che rappresenta l'effetto delle azioni di controllo (ad esempio la potenza termica fornita dalla pompa di calore) sullo stato termico;
- E_b è la matrice discretizzata delle perturbazioni, che tiene conto degli effetti delle variabili esogene, come temperatura esterna e apporti solari;

-
- C_b è il vettore di uscita, che consente di ricavare la variabile di interesse per il comfort (Temperatura interna) a partire dal vettore di stato;
 - D_b è la matrice che rappresenta l'eventuale contributo diretto degli ingressi sulla variabile di uscita;
 - F_b è la matrice che rappresenta il contributo diretto delle perturbazioni sulla variabile di uscita;
 - x_b^{init} è il vettore dello stato iniziale dell'edificio.
-

Gli esempi riportati mostrano la logica generale con cui il framework assegna i vincoli e come formulazione non viene quindi costruita manualmente per ogni singolo caso, ma generata automaticamente a partire dalla struttura del sistema CER, dagli asset presenti e dalla logica di gestione selezionata. Ciascun blocco traduce una specifica relazione fisica o operativa in equazioni e disequazioni indicizzate sugli elementi del sistema.

4.1.5 Funzione obiettivo generale

Dopo la definizione delle variabili decisionali e l'assegnazione dei vincoli, il framework completa la costruzione del modello attraverso la funzione obiettivo. Essa rappresenta il criterio economico rispetto al quale il solver valuta le soluzioni ammissibili e seleziona quella ottima.

In termini generali, la funzione obiettivo è formulata come minimizzazione del costo netto della CER o della porzione di sistema considerata. Il costo netto è ottenuto come differenza tra i costi sostenuti per il funzionamento del sistema, i ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia e gli incentivi riconosciuti all'energia condivisa:

$$C_{net} = C_{costs} - R_{revenues} - I_{shared}$$

I costi rappresentano le uscite economiche associate al soddisfacimento dei fabbisogni elettrici e termici della comunità.

I ricavi comprendono invece la valorizzazione dell'energia esportata verso la rete e la valorizzazione dei flussi resi disponibili alla condivisione. A questi si aggiunge il contributo economico associato all'energia condivisa, rappresentato dall'incentivo riconosciuto alla CER.

In forma compatta, la struttura economica della funzione obiettivo può essere rappresentata come:

$$\min C_{net} = C_{grid} + C_{gas} + C_{gen} - R_{export} - R_{shared} - I_{shared}$$

dove C_{grid} rappresenta il costo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete, C_{gas} il costo del gas, C_{gen} il costo operativo dei generatori comunitari, R_{export} i ricavi da esportazione, R_{shared} la valorizzazione economica dei flussi condivisi e I_{shared} l'incentivo sull'energia condivisa.

Nella gestione decentralizzata, la prima fase minimizza il costo netto locale degli edifici, mentre la seconda fase considera i costi e i benefici associati al coordinamento comunitario dei profili residui e i ricavi dall'incentivo maturato.

La funzione obiettivo svolge quindi un duplice ruolo. Da un lato guida il solver nella scelta della soluzione economicamente più conveniente tra quelle fisicamente ammissibili; dall'altro consente di confrontare in modo coerente le diverse logiche di gestione, poiché tutte vengono valutate secondo una struttura economica riconducibile al costo netto del sistema.

4.2 Logiche di gestione implementate

Dopo aver definito la formulazione generale del framework, è possibile descrivere come tale struttura venga utilizzata per rappresentare le due logiche di gestione considerate nel lavoro. La differenza tra gestione centralizzata e decentralizzata non riguarda la configurazione fisica della CER, che rimane la stessa, ma il modo in cui le decisioni vengono organizzate nel processo di ottimizzazione. La prima logica prevede la risoluzione di un unico problema di ottimizzazione, nel quale tutto il sistema viene coordinato simultaneamente. La seconda, invece, è articolata in due fasi: una prima ottimizzazione locale degli edifici e una successiva ottimizzazione comunitaria dei così detti 'profili residui'.

La nomenclatura adottata ha lo scopo di distinguere chiaramente il significato modellistico delle diverse fasi. In particolare, con il termine gestione centralizzata integrata ("full") si indica l'ottimizzazione simultanea dell'intera CER, mentre con ottimizzazione comunitaria si indica esclusivamente la seconda fase della procedura decentralizzata, nella quale la comunità coordina i profili residui derivanti dalle decisioni locali degli edifici.

4.2.1 Gestione centralizzata

Nella gestione centralizzata integrata, la CER viene rappresentata come un unico sistema energetico coordinato. Tutte le decisioni relative agli edifici, agli impianti locali, ai sistemi di accumulo, alla flessibilità termica, ai generatori comunitari e alla condivisione energetica vengono prese all'interno dello stesso problema di ottimizzazione.

Questa logica rappresenta il massimo livello di coordinamento tra i membri della comunità. Il modello incarna un energy management che dispone di una visione complessiva del sistema e totale autonomia di decisione, per ogni intervallo temporale, su utilizzo degli asset. In questo modo, le decisioni locali degli edifici e quelle comunitarie non sono separate, ma vengono ottimizzate congiuntamente.

Dal punto di vista economico, la funzione obiettivo minimizza il costo netto complessivo della CER. Tale costo netto è costruito secondo la struttura generale descritta nel paragrafo precedente, cioè come differenza tra costi sostenuti, ricavi ottenuti e incentivi associati all'energia condivisa. Nella gestione centralizzata integrata, però, tutti questi termini vengono valutati simultaneamente sul sistema complessivo.

La procedura è sintetizzata nel seguente algoritmo.

Algoritmo 4.7 – Procedura di ottimizzazione nella gestione centralizzata integrata

Input: sistema CER, dati tecnici ed economici, profili temporali

Output: soluzione ottima centralizzata e risultati energetici/economici della CER

1. Caricare il sistema CER:
 $sistema \leftarrow \text{edifici, asset, profili temporali e prezzi}$
 2. Scelta della gestione e costruzione del modello di ottimizzazione:
 $M \leftarrow \text{modello di ottimizzazione centralizzato}$
 3. Generare le variabili decisionali necessarie alla gestione centralizzata:
 $variabili \leftarrow \text{flussi edifici, produzione locale, sharing, generatori comuni, ...}$
 4. Assegnare i vincoli necessari alla gestione centralizzata:
 $vincoli \leftarrow \text{bilanci, dispatch, batterie, sharing, generatori, ...}$
 5. Definire la funzione obiettivo centralizzata:
 $C_{net}'^{full} \leftarrow \text{costi complessivi} - \text{ricavi complessivi} - \text{incentivi}$
 6. Risolvere il problema di ottimizzazione del modello centralizzato creato:
$$\min C_{net}'^{full}$$
 7. Esportare i risultati:
 $risultati\ 'full' \leftarrow \text{flussi energetici, valore obiettivo, indicatori}$
-

La gestione centralizzata integrata costituisce quindi un riferimento utile per valutare il potenziale massimo di coordinamento della comunità. Essa consente di stimare quali benefici possano essere ottenuti quando le risorse energetiche vengono gestite con una visione globale del sistema.

4.2.2 Gestione decentralizzata gerarchica

La gestione decentralizzata rappresenta una logica alternativa, nella quale il processo decisionale è suddiviso in due fasi. Questa impostazione permette di modellare un contesto in cui gli edifici mantengono una maggiore autonomia operativa e la comunità interviene solo successivamente per coordinare gli asset comuni sulle scelte dei singoli utenti. L'ottimizzazione segue quindi una struttura gerarchica, la prima fase quindi è l'ottimizzazione locale degli edifici. In questa fase, ciascun edificio ottimizza il proprio comportamento sulla base della domanda elettrica e termica, della produzione rinnovabile locale, degli eventuali sistemi di accumulo e della flessibilità termica se disponibile. La condivisione energetica comunitaria non viene considerata come risorsa disponibile

nella decisione locale: l'edificio può quindi utilizzare la propria produzione, caricare o scaricare le batterie, importare dalla rete ed esportare eventuale surplus, ma non può coordinarsi direttamente con gli altri membri della CER.

La funzione obiettivo della fase locale minimizza il costo netto degli edifici, considerando i costi di importazione dalla rete, e i ricavi derivanti dall'esportazione dell'energia. L'obiettivo di questa fase è quindi determinare il comportamento ottimale dei singoli edifici prima dell'intervento della comunità.

Al termine dell'ottimizzazione locale, il framework esporta i risultati ottenuti e costruisce i profili residui. Questi profili, così definiti, sono ciò che resta da ottimizzare a livello comunitario nella fase successiva. Rappresentano, in ogni timestep, flussi energetici disponibili o necessari (surplus o deficit locale) degli edifici dopo che ciascuno ha ottimizzato autonomamente il proprio funzionamento tramite i propri asset. Il surplus locale può essere reso disponibile alla comunità e il deficit locale può essere parzialmente coperto tramite condivisione del simultaneo surplus locale di un altro edificio o dalla disponibilità di generazione comunitaria.

Questi profili vengono quindi utilizzati nella seconda fase come dati fissati e non come variabili nuovamente ottimizzabili. In altri termini, l'ottimizzazione comunitaria non modifica retroattivamente le decisioni prese dagli edifici nella fase locale, ma opera sui risultati di tale fase per coordinare i flussi residui, valorizzare l'energia condivisa e gestire gli asset comuni della CER.

La procedura decentralizzata può essere sintetizzata dall'algoritmo 4.8.

Algoritmo 4.8 – Procedura di ottimizzazione nella gestione decentralizzata

Input: sistema CER, dati tecnici ed economici, profili temporali

Output: risultati locali, risultati comunitari e risultati combinati della gestione decentralizzata

1. Caricare il sistema CER:

$sistema \leftarrow \text{edifici, asset, profili temporali e prezzi}$

2. Avviare l'ottimizzazione locale degli edifici:

$M^{loc} \leftarrow \text{modello locale}$

3. Generare le variabili locali:

$variabili^{loc} \leftarrow \text{flussi edificio, rinnovabili, batterie, termico}$

4. Assegnare i vincoli locali:

$vincoli^{loc} \leftarrow \text{bilanci edificio, rinnovabili, batterie, termico}$

5. Disabilitare la condivisione energetica nella fase locale:

$$p_{b,t}^{shared,in} = 0$$

$$p_{b,t}^{shared,out} = 0$$

6. Definire la funzione obiettivo locale:

$C_{net}^{loc} \leftarrow \text{costi locali} - \text{ricavi locali}$

7. Risolvere l'ottimizzazione locale:

$$\min C_{net}^{loc}$$

8. Esportare i risultati locali e costruire i profili residui:

$profili\ residui \leftarrow \text{risultati dell'ottimizzazione locale}$

9. Avviare l'ottimizzazione comunitaria:

$M^{com} \leftarrow \text{modello comunitario}$

10. Utilizzare i profili residui come input fissati della fase comunitaria:

$input^{com} \leftarrow \text{profili residui}$

11. Generare le variabili comunitarie:

$variabili^{com} \leftarrow \text{sharing, generatori comunitari, flussi residui}$

12. Assegnare i vincoli comunitari:

$vincoli^{com} \leftarrow \text{condivisione, generatori comunitari, sharing}$

13. Definire la funzione obiettivo comunitaria:

$C_{net}^{com} \leftarrow \text{costi comunitari e residui} - \text{ricavi} - \text{incentivi}$

14. Risolvere l'ottimizzazione comunitaria:

$min C_{net}^{com}$

15. Combinare i risultati delle due fasi:

$risultati^{dec} \leftarrow risultati^{loc} + risultati^{com}$

4.2.3 Confronto fra le due logiche

Nella gestione centralizzata integrata, tutte le decisioni vengono prese contemporaneamente. Il modello può quindi coordinare direttamente l'utilizzo delle risorse locali e comunitarie, ottimizzando il costo netto complessivo della CER. Questa logica consente di sfruttare in modo più efficace le complementarità tra produzione, consumo, accumulo e flessibilità, ma presuppone un maggiore livello di coordinamento e una maggiore disponibilità informativa.

Nella gestione decentralizzata, invece, le decisioni locali degli edifici vengono prese prima del coordinamento comunitario. Questo significa che la comunità può valorizzare solo ciò che rimane disponibile dopo l'ottimizzazione locale. Tale logica riduce il grado di coordinamento complessivo, ma rappresenta meglio una configurazione in cui gli utenti mantengono una maggiore autonomia operativa.

La Tabella 7 riassume le principali differenze tra le due logiche implementate.

Logica	Gestione centralizzata	Gestione decentralizzata gerarchica
Sequenza decisionale	<i>Unica ottimizzazione</i>	<i>Due fasi successive</i>
Prima fase	<i>Ottimizzazione simultanea dell'intera CER</i>	<i>Ottimizzazione locale degli edifici</i>
Seconda fase	<i>Non presente</i>	<i>Ottimizzazione comunitaria dei profili residui</i>
Decisioni sugli edifici	<i>Coordinate insieme agli asset comunitari</i>	<i>Determinate nella fase locale</i>
Condivisione elettrica	<i>Attiva nel problema unico</i>	<i>Disabilitata nella fase locale e attiva nella fase comunitaria</i>
Batterie e flessibilità termica	<i>Coordinate con l'intera CER</i>	<i>Ottimizzate localmente dagli edifici</i>
Generatori comunitari	<i>Ottimizzati insieme al sistema</i>	<i>Ottimizzati nella fase comunitaria</i>
Funzione obiettivo	<i>Costo netto complessivo della CER</i>	<i>Costo netto locale nella prima fase e costo netto comunitario nella seconda</i>
Interpretazione	<i>Massima coordinazione</i>	<i>Autonomia locale e coordinamento successivo</i>

Tabella 7: Differenze principali fra le due logiche di gestione

Il confronto tra le due logiche permette di valutare il beneficio associato al coordinamento centralizzato rispetto a una gestione in cui le decisioni locali vengono preservate. La gestione centralizzata integrata può essere interpretata come un benchmark di coordinamento completo, mentre la gestione decentralizzata sequenziale consente di analizzare il comportamento della CER in una configurazione più vicina a un'organizzazione distribuita delle decisioni. L'ottimizzazione locale della fase decentralizzata rappresenta il benchmark individuale rispetto al quale valutare il beneficio della partecipazione alla CER: essa stima il costo netto dell'utente in assenza di coordinamento comunitario, mentre il confronto con i risultati finali decentralizzati consente di misurare l'eventuale risparmio ottenuto grazie alla comunità energetica.

5. Risultati

In questo capitolo vengono presentati i risultati ottenuti dall'applicazione del framework di ottimizzazione ad entrambe le stagioni, invernale ed estiva, del caso studio descritto nel Capitolo 3. L'analisi ha l'obiettivo di confrontare le due logiche di gestione implementate nel modello, ovvero la gestione centralizzata e la gestione decentralizzata gerarchica, valutandone gli effetti sui flussi energetici, sull'utilizzo degli asset, sull'energia condivisa e sui risultati economici della CER.

I risultati sono organizzati in modo comparativo. In primo luogo vengono presentati i principali indicatori aggregati ottenuti nelle quattro simulazioni considerate: gestione centralizzata invernale, gestione centralizzata estiva, gestione decentralizzata invernale e gestione decentralizzata estiva. Successivamente vengono analizzati i flussi energetici, l'utilizzo degli asset individuali e comunitari e i risultati economici. Infine, viene approfondita la fase di ripartizione interna dei benefici, con particolare attenzione all'effetto della regola di allocazione sui risultati individuali e sugli indicatori di equità.

L'interpretazione complessiva delle differenze tra le logiche di gestione, del ruolo degli asset comunitari e delle implicazioni economiche per i membri della CER sarà approfondita nel Capitolo 6.

5.1 Analisi di sensitività sulla taglia del generatore a biogas

In questa sezione viene condotta un'analisi di sensitività sulla taglia del generatore a biogas BIO1, al fine di valutare l'effetto della potenza installata sulle prestazioni energetiche ed economiche della CER.

L'analisi confronta quattro diverse taglie del generatore. Per ciascuna configurazione vengono valutati il costo netto complessivo della comunità, l'energia condivisa totale, il beneficio economico associato alla condivisione, il costo operativo di BIO1 e il rapporto tra costo operativo del generatore e beneficio generato dall'energia condivisa.

La taglia del generatore di 100 kW, utilizzata nel caso studio analizzato, confrontata con le altre taglie permette di verificare se una potenza installata diversa possa produrre un miglioramento delle prestazioni della CER.

Nelle Tabelle 8 – 11 sono riportati i risultati dell'analisi variando la taglia del generatore a biogas.

Centralizzata invernale					
Indicatore	Unità di misura	Taglia del generatore a biogas			
		50 [kW]	100 [kW]	150 [kW]	200 [kW]
<i>Costo netto complessivo</i>	<i>[€]</i>	3370	2459	1869	1794
<i>Energia condivisa totale</i>	<i>[kWh]</i>	11223	18611	23400	23742
<i>Beneficio energia condivisa</i>	<i>[€]</i>	1490	2460	3096	3144
<i>Costo operativo del BIO1</i>	<i>[€]</i>	1007	1976	2806	3190
<i>Costo BIO1 / Beneficio energia condivisa</i>	<i>%</i>	68	80	90	101

Tabella 8: Effetto della taglia del generatore a biogas BIO1 sui principali indicatori energetici ed economici nello scenario centralizzato invernale.

Decentralizzata invernale					
Indicatore	Unità di misura	Taglia del generatore a biogas			
		50 [kW]	100 [kW]	150 [kW]	200 [kW]
<i>Costo netto complessivo</i>	<i>[€]</i>	3502	2678	2141	1918
<i>Energia condivisa totale</i>	<i>[kWh]</i>	9928	15872	19863	21428
<i>Beneficio energia condivisa</i>	<i>[€]</i>	1228	2095	2619	2825
<i>Costo operativo del BIO1</i>	<i>[€]</i>	997	1897	2629	3153
<i>Costo BIO1 / Beneficio energia condivisa</i>	<i>%</i>	81	91	100	112

Tabella 9: Effetto della taglia del generatore a biogas BIO1 sui principali indicatori energetici ed economici nello scenario decentralizzato invernale.

Centralizzata estiva					
Indicatore	Unità di misura	Taglia del generatore a biogas			
		50 [kW]	100 [kW]	150 [kW]	200 [kW]
<i>Costo netto complessivo</i>	[€]	1145	593	481	432
<i>Energia condivisa totale</i>	[kWh]	9060	13590	14306	14396
<i>Beneficio energia condivisa</i>	[€]	1222	1819	1915	1927
<i>Costo operativo del BIO1</i>	[€]	976	1770	2211	2587
<i>Costo BIO1 / Beneficio energia condivisa</i>	%	80	97.3	115	134

Tabella 10: Effetto della taglia del generatore a biogas BIO1 sui principali indicatori energetici ed economici nello scenario centralizzato estivo.

Decentralizzata estiva					
Indicatore	Unità di misura	Taglia del generatore a biogas			
		50 [kW]	100 [kW]	150 [kW]	200 [kW]
<i>Costo netto complessivo</i>	[€]	1187	659	537	488
<i>Energia condivisa totale</i>	[kWh]	7950	12206	12708	12759
<i>Beneficio energia condivisa</i>	[€]	1067	1629	1695	1702
<i>Costo operativo del BIO1</i>	[€]	976	1750	2182	2544
<i>Costo BIO1 / Beneficio energia condivisa</i>	%	91	107	129	149

Tabella 11: Effetto della taglia del generatore a biogas BIO1 sui principali indicatori energetici ed economici nello scenario decentralizzato estivo.

Gli indicatori sono calcolati, variando la taglia del generatore, sull'intero orizzonte settimanale del caso studio e rappresentano:

- **costo netto complessivo:** soluzione della funzione obiettivo della gestione energetica della CER nello scenario considerato. Un valore più basso indica una gestione economicamente più conveniente per la comunità nel suo complesso.
- **beneficio energia condivisa:** contributo economico riconosciuto alla CER dal contratto sull'autoconsumo diffuso. Comprende la valorizzazione dell'energia condivisa tramite la componente incentivante e la componente di valorizzazione dell'autoconsumo. Questo indicatore permette quindi di quantificare il valore economico generato dalla contemporaneità tra energia resa disponibile alla condivisione e prelievi dei membri della comunità.
- **costo associato a BIO1:** costo attribuito all'utilizzo del generatore comunitario a biogas. Tale costo è rilevante perché BIO1 può aumentare la disponibilità di energia condivisibile, ma introduce una voce di costo.
- **energia condivisa totale:** indica la quantità complessiva di energia virtualmente condivisa all'interno della CER durante la settimana simulata.
- **costo BIO1 / beneficio condivisa:** rapporto fra il costo associato all'utilizzo del generatore a biogas e il beneficio economico generato dall'energia condivisa. Questo indicatore è utile per valutare se il contributo di BIO1 alla gestione della CER sia economicamente sostenibile: valori prossimi o superiori al 100% indicano che il costo del generatore assorbe gran parte, o anche più della totalità, del beneficio economico derivante dalla condivisione.

Nelle Figure 9 e 10 sono riportati gli andamenti del costo netto e dell'energia condivisa totale in funzione della taglia per negli scenari considerati.

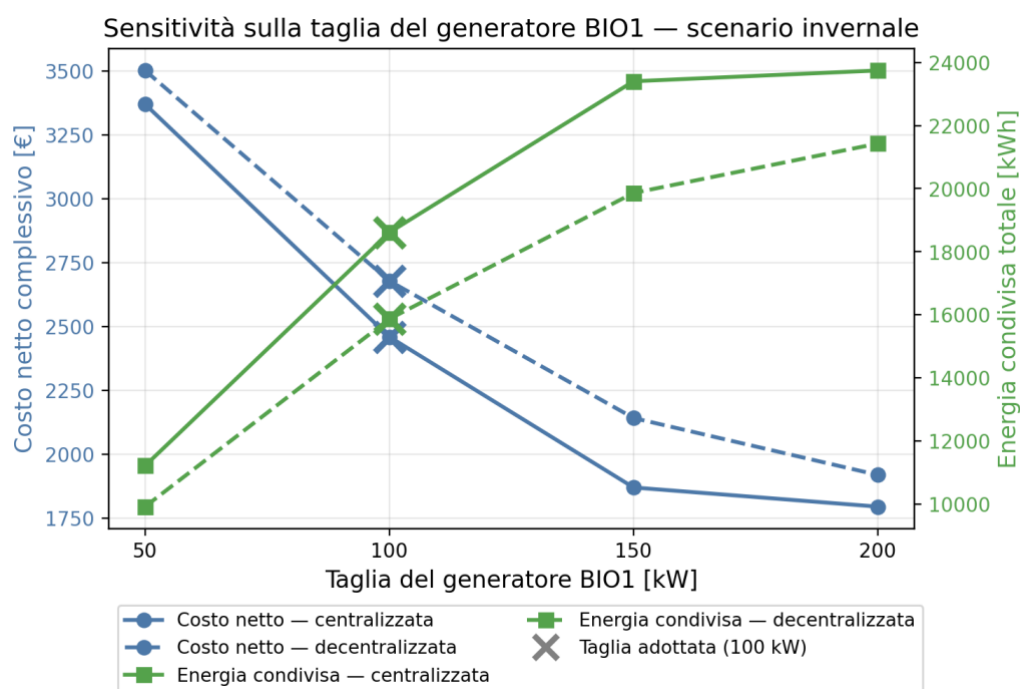


Figura 9: Costo netto e Energia condivisa totale in funzione della taglia del generatore a biogas nello scenario invernale.

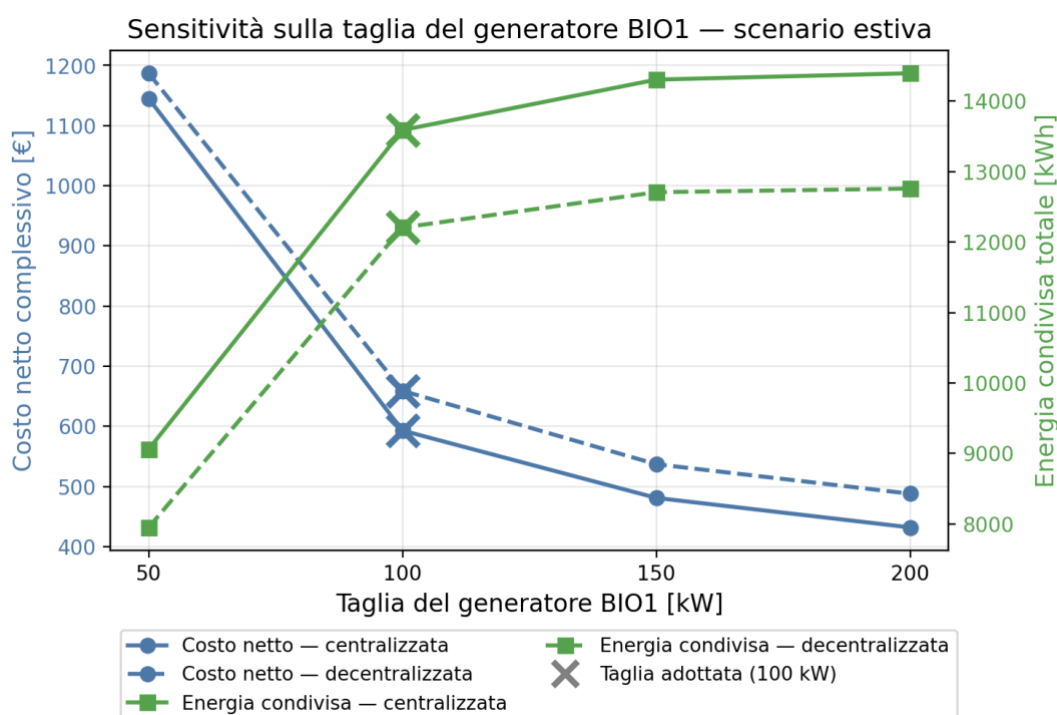


Figura 10: Costo netto e Energia condivisa totale in funzione della taglia del generatore a biogas nello scenario estivo.

Dai risultati riportati nelle tabelle emerge innanzitutto che una taglia del generatore pari a 50 kW risulta insufficiente a valorizzare pienamente il potenziale di condivisione della comunità. Rispetto al caso di riferimento da 100 kW, l'energia condivisa si riduce in modo significativo, in particolare di circa il 40% negli scenari invernali e di circa il 35% negli scenari estivi.

Nel periodo invernale, l'aumento della taglia a 150 kW risulta invece vantaggioso. Rispetto alla configurazione da 100 kW, l'energia condivisa aumenta di circa il 25% sia nella gestione centralizzata sia in quella decentralizzata. Una potenza installata maggiore può contribuire a coprire la minore produzione fotovoltaica della stagione invernale.

Di conseguenza, l'aumento dell'incentivo, ridurrebbe il costo netto complessivo della comunità rispetto al caso da 100 kW, con una diminuzione pari a circa il 25% nella gestione centralizzata e circa il 20% nella gestione decentralizzata. Inoltre, il rapporto tra costo operativo di BIO1 e beneficio economico associato all'energia condivisa rimane inferiore o pari al 100%, indicando che il beneficio generato dalla condivisione è in grado di compensare il costo operativo del generatore.

Nel periodo estivo, invece, l'aumento della taglia da 100 kW a 150 kW risulta meno conveniente. In questo caso l'energia condivisa cresce solo marginalmente, poiché la maggiore produzione fotovoltaica riduce il ruolo aggiuntivo del generatore a biogas.

Un ragionamento analogo vale per la taglia da 200 kW. Sebbene il costo netto complessivo continui a ridursi leggermente, l'aumento di energia condivisa rispetto alla configurazione da 150 kW è molto limitato, mentre il costo operativo del generatore cresce in modo più marcato. Di conseguenza, una taglia eccessiva tende a generare benefici marginali e un sovradimensionamento dell'asset rispetto alle esigenze della comunità. Come criterio finale per la scelta si è considerata la taglia massima che mantiene il *Costo BIO1 / Beneficio energia condivisa* nell'intorno del 100%.

5.2 Impostazione dell'analisi e confronto aggregato

L'analisi dei risultati dell'ottimizzazione della CER è condotta confrontando le due logiche di gestione e i due scenari stagionali considerati nel caso studio.

La scelta di confrontare entrambi gli scenari consente di osservare il comportamento della CER in condizioni differenti di disponibilità rinnovabile e di fabbisogno termico. Lo scenario estivo è caratterizzato da una maggiore produzione fotovoltaica potenziale, mentre lo scenario invernale presenta una minore disponibilità solare e condizioni climatiche più gravose per l'edificio dotato di flessibilità termica.

La Tabella 12 riporta i principali indicatori aggregati ottenuti nelle quattro simulazioni. I valori permettono di confrontare in modo sintetico le prestazioni energetiche ed economiche delle due logiche di gestione e costituiscono il punto di partenza per le analisi successive.

Indicatore	Unità	Centralizzata estate	Decentralizzata estate	Centralizzata inverno	Decentralizzata inverno
<i>Costo netto complessivo</i>	[€]	593	659	2459	2678
<i>Beneficio energia condivisa</i>	[€]	1819	1629	2460	2095
<i>Costo associato a BIO1</i>	[€]	1770	1750	1976	1897
<i>Energia condivisa totale</i>	[kWh]	13590	12206	18611	15872
<i>Import fisico totale dalla rete</i>	[kWh]	13863	12759	22883	22009
<i>Export fisico totale verso rete</i>	[kWh]	20980	19738	19136	17725
<i>Energia condivisa / import fisico</i>	%	98,0	95,6	81,3	72,1
<i>Energia condivisa / export fisico</i>	%	64,7	61,8	97,3	89,5
<i>Costo BIO1 / beneficio energia condivisa</i>	%	97,3	107,4	80,3	90,53
<i>Autoconsumo locale totale [kWh]</i>	[kWh]	11596	12697	8074	8817
<i>Produzione generatori comunitari [kWh]</i>	[kWh]	14935	14770	17105	16440

Tabella 12: Indicatori aggregati delle simulazioni considerate.

Gli indicatori sono calcolati sull'intero orizzonte settimanale e rappresentano:

- **costo netto complessivo:** soluzione della funzione obiettivo della gestione energetica della CER nello scenario considerato. Un valore più basso indica una gestione economicamente più conveniente per la comunità nel suo complesso.
- **beneficio energia condivisa:** contributo economico riconosciuto alla CER dal contratto sull'autoconsumo diffuso. Comprende la valorizzazione dell'energia condivisa tramite la componente incentivante e la componente di valorizzazione dell'autoconsumo. Questo indicatore permette quindi di quantificare il valore

economico generato dalla contemporaneità tra energia resa disponibile alla condivisione e prelievi dei membri della comunità.

- **costo associato a BIO1:** costo attribuito all'utilizzo del generatore comunitario a biogas. Tale costo è rilevante perché BIO1 può aumentare la disponibilità di energia condivisibile, ma introduce una voce di costo.
- **energia condivisa totale:** indica la quantità complessiva di energia virtualmente condivisa all'interno della CER durante la settimana simulata.
- **import fisico totale dalla rete:** energia complessivamente prelevata dalla rete pubblica dai membri della CER. Poiché la condivisione è virtuale, anche l'energia contabilizzata come condivisa corrisponde fisicamente a un prelievo dalla rete
- **export fisico totale verso rete:** energia complessivamente immessa nella rete pubblica dagli edifici prosumer e dai generatori comunitari. Anche in questo caso, l'energia contabilizzata come condivisa viene fisicamente immessa in rete, ma viene distinta contabilmente perché contribuisce alla formazione dell'energia condivisa. L'export fisico totale include quindi le quote esportate non condivise e le quote immesse e contabilizzate come condivise.
- **energia condivisa / import fisico:** quota del prelievo fisico complessivo della CER contabilmente coperta da energia condivisa. Valori elevati indicano che una parte rilevante dell'energia prelevata dai membri avviene in contemporaneità con energia resa disponibile alla condivisione.
- **energia condivisa / export fisico:** quota dell'energia complessivamente immessa in rete effettivamente valorizzata come energia condivisa. Valori elevati indicano che la maggior parte dell'energia immessa dagli impianti della configurazione trova un prelievo contemporaneo all'interno della comunità.
- **costo BIO1 / beneficio condivisa:** rapporto fra il costo associato all'utilizzo del generatore a biogas e il beneficio economico generato dall'energia condivisa. Questo indicatore è utile per valutare se il contributo di BIO1 alla gestione della CER sia economicamente sostenibile: valori prossimi o superiori al 100% indicano che il costo del generatore assorbe gran parte, o anche più della totalità, del beneficio economico derivante dalla condivisione.

A parità di scenario stagionale, il confronto tra centralizzato e decentralizzato consente di valutare il beneficio associato al maggiore coordinamento della CER. A parità di logica di gestione, il confronto tra estate e inverno permette invece di osservare l'impatto della diversa disponibilità di produzione rinnovabile e delle differenti condizioni climatiche.

Dalla tabella emerge una prima distinzione tra l'effetto della stagionalità e l'effetto della logica di gestione. Si nota come la differenza di produzione rinnovabile disponibile nelle due stagioni, dovuta alla maggiore generazione fotovoltaica in estate, influenzi il **costo netto complessivo** della CER e i rapporti **energia condivisa / import fisico** e **energia condivisa / export fisico**. Il costo netto è molto minore negli scenari estivi. La quota di energia condivisa dell'export fisico totale è maggiore in inverno in quanto il minore surplus totale di produzione fotovoltaica riesce a trovare un consumo contemporaneo dalla comunità. Vale il discorso inverso per il rapporto **energia condivisa / import fisico**. L'**import fisico** e l'**export fisico** nella gestione centralizzata sono maggiori rispetto alla decentralizzata, coerentemente col fatto che l'**energia condivisa** è maggiore nella gestione centralizzata. Un aumento dell'energia condivisa implica il fatto che vi siano maggiori scambi con la rete e meno autoconsumo della generazione locale degli utenti.

Va sottolineato che la domanda elettrica totale della comunità è pressoché uguale nelle due stagioni, in quanto la differenza è dovuta solo ai diversi consumi necessari al mantenimento del confort interno dell'edificio flessibile.

Nel paragrafo seguente vengono analizzate più dettagliatamente le differenze nei risultati riscontrati dalle due logiche di gestione, per entrambe le stagioni.

5.3 Confronto energetico-operativo tra le logiche di gestione

Dopo aver presentato gli indicatori aggregati delle simulazioni, in questa sezione viene analizzato il comportamento energetico della CER nei due scenari stagionali. Il confronto è condotto distinguendo tra scenario estivo e scenario invernale, in modo da valutare separatamente l'effetto della logica di gestione e quello della disponibilità stagionale di produzione rinnovabile.

L'analisi si concentra sui principali flussi energetici della comunità: prelievo fisico dalla rete, immissione fisica verso la rete, energia condivisa, produzione rinnovabile locale, contributo dei generatori comunitari e utilizzo degli asset flessibili.

Per ciascuno scenario viene confrontata la gestione centralizzata con la gestione decentralizzata gerarchica e consente quindi di valutare in che misura il maggiore coordinamento influisca sulla formazione dell'energia condivisa, sui flussi con la rete e sull'utilizzo delle risorse comunitarie.

5.3.1 Scenario estivo

Lo scenario estivo è caratterizzato da una maggiore disponibilità di produzione fotovoltaica rispetto al caso invernale. Questa condizione aumenta la possibilità di generare surplus locale negli edifici prosumer e rende particolarmente rilevante la capacità del modello di destinare tale surplus all'autoconsumo, alla carica degli accumuli, alla condivisione virtuale o all'esportazione verso la rete.

La Tabella 13 riporta un confronto dei principali indicatori energetici tra gestione centralizzata e gestione decentralizzata nello scenario estivo.

Indicatore	Unità	Centralizzata estate	Decentralizzata estate	Differenza
<i>Energia condivisa totale</i>	kWh	13590	12206	+11.3%
<i>Prelievo fisico totale dalla rete</i>	kWh	13863	12759	+8.7%
<i>Immissione fisica totale verso rete</i>	kWh	20980	19738	+6.3%
<i>Autoconsumo locale totale</i>	kWh	11596	12697	-8.7%
<i>Energia condivisa / import fisico</i>	%	98,0	95,6	+2.4 p.p.
<i>Energia condivisa / export fisico</i>	%	64,7	61,8	+2.9 p.p.
<i>Produzione generatori comunitari</i>	kWh	14935	14770	+1.1%
<i>Contributo generatori comunitari allo sharing</i>	kWh	10483	9918	+5.7%

Tabella 13: Confronto energetico-operativo tra gestione centralizzata e decentralizzata nello scenario estivo.

La variazione degli indicatori energetici è calcolata come $(\text{Centralizzata} - \text{Decentralizzata}) / \text{Decentralizzata} \cdot 100$. Per gli indicatori già espressi in percentuale, la differenza è riportata in punti percentuali.

Nel caso estivo, il confronto tra le due gestioni permette di osservare come il coordinamento centralizzato influenzi la valorizzazione del surplus rinnovabile. In questo paragrafo, l'analisi è condotta a livello aggregato di comunità, ponendo l'attenzione sul comportamento complessivo della CER piuttosto che sulle prestazioni dei singoli utenti o dei singoli asset.

In figura 11 è rappresentato l'andamento dell'energia condivisa nel tempo per tutto l'orizzonte temporale. In entrambe le gestioni, l'energia condivisa presenta un andamento fortemente condizionato dalla disponibilità dei generatori comunitari, che rappresentano la componente prevalente dello sharing lungo gran parte dell'orizzonte temporale. La quota di energia condivisa

proveniente dagli edifici emerge prevedibilmente nelle ore centrali della giornata, quando la produzione fotovoltaica locale genera surplus rispetto ai fabbisogni degli edifici.

Il confronto tra i due approcci mostra che la configurazione centralizzata riesce a raggiungere livelli di energia condivisa superiori del 11%. Questo risultato è coerente con la maggiore flessibilità decisionale della gestione centralizzata. Nel caso decentralizzato, la fase comunitaria opera sui profili locali già determinati nella prima fase, riducendo parzialmente il margine di riallocazione dell'energia disponibile.

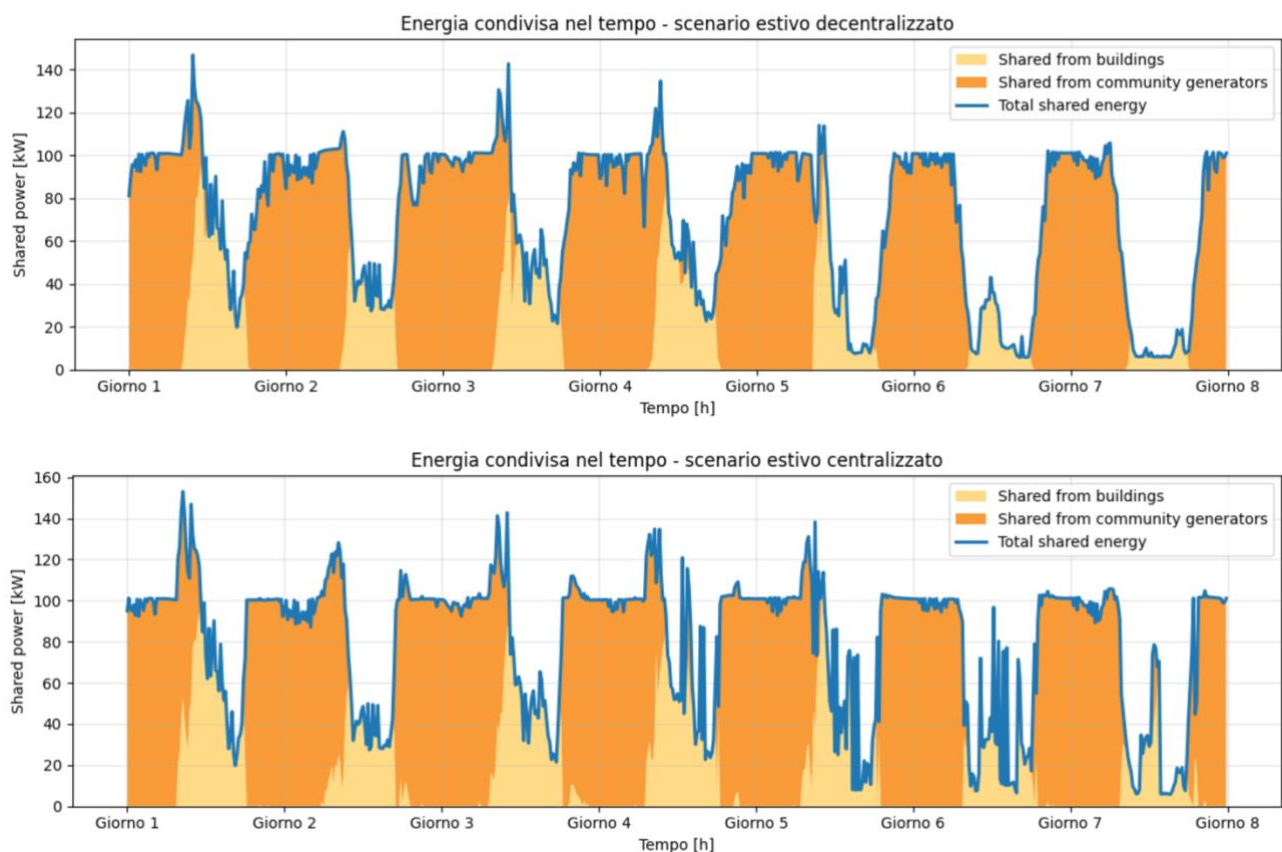


Figura 11: Profilo temporale dell'energia condivisa nello scenario estivo per gestione decentralizzata e centralizzata. La figura distingue il contributo degli edifici e quello dei generatori comunitari.

Dall'andamento dell'energia condivisa si può notare come nelle ore di produzione fotovoltaica la condivisione subisce un calo. Questo è coerente con il fatto che gli utenti prosumer soddisfano il loro fabbisogno autoconsumando l'energia prodotta dai loro impianti individuali e la domanda elettrica a cui si può sopperire con la condivisione è ridotta.

Nelle stesse ore è infatti presente la gran parte dell'esportazione verso la rete dell'energia non condivisa. L'andamento dell'export non condiviso è riportato in Figura 12 e l'autoconsumo locale aggregato dei prosumer in Figura 13.

Nella gestione decentralizzata si nota un rapporto energia condivisa/immissione fisica ridotto di circa il 3% rispetto alla gestione centralizzata. Il dato può essere spiegato dalla minore possibilità di coordinare i surplus da produzione non programmabile con i fabbisogni simultanei degli altri membri della CER.

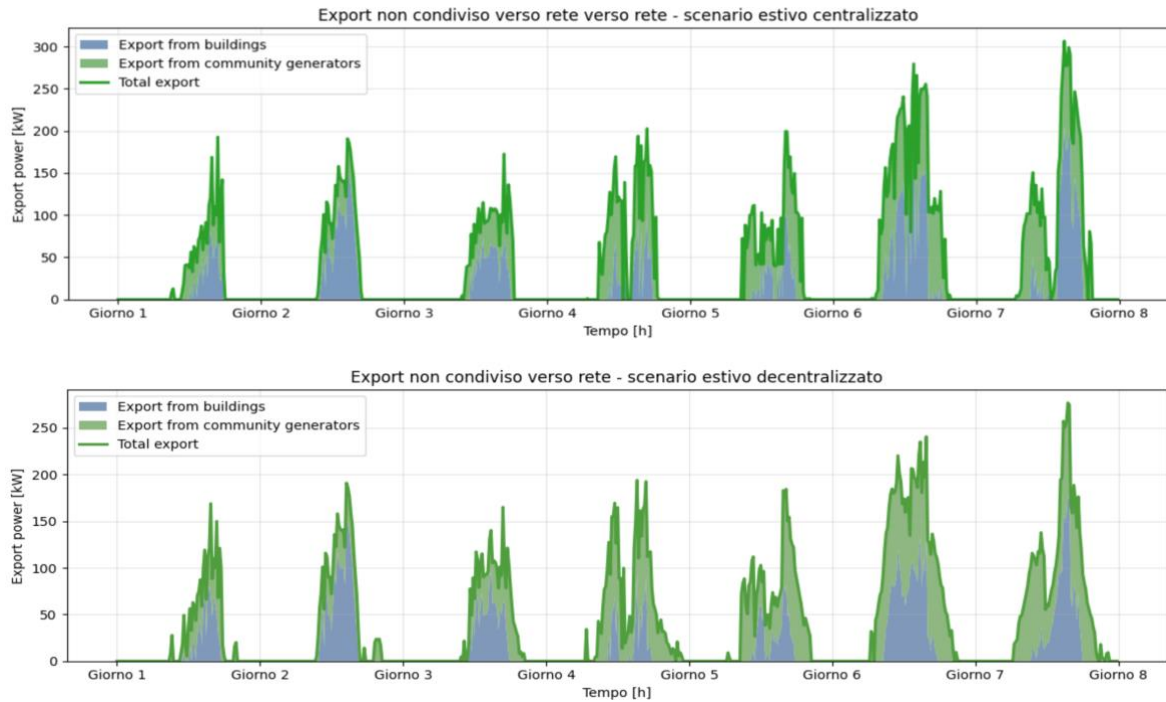


Figura 12: Profilo temporale dell'export non condiviso verso rete nello scenario estivo. Il grafico distingue la quota proveniente dagli edifici e quella proveniente dai generatori comunitari.

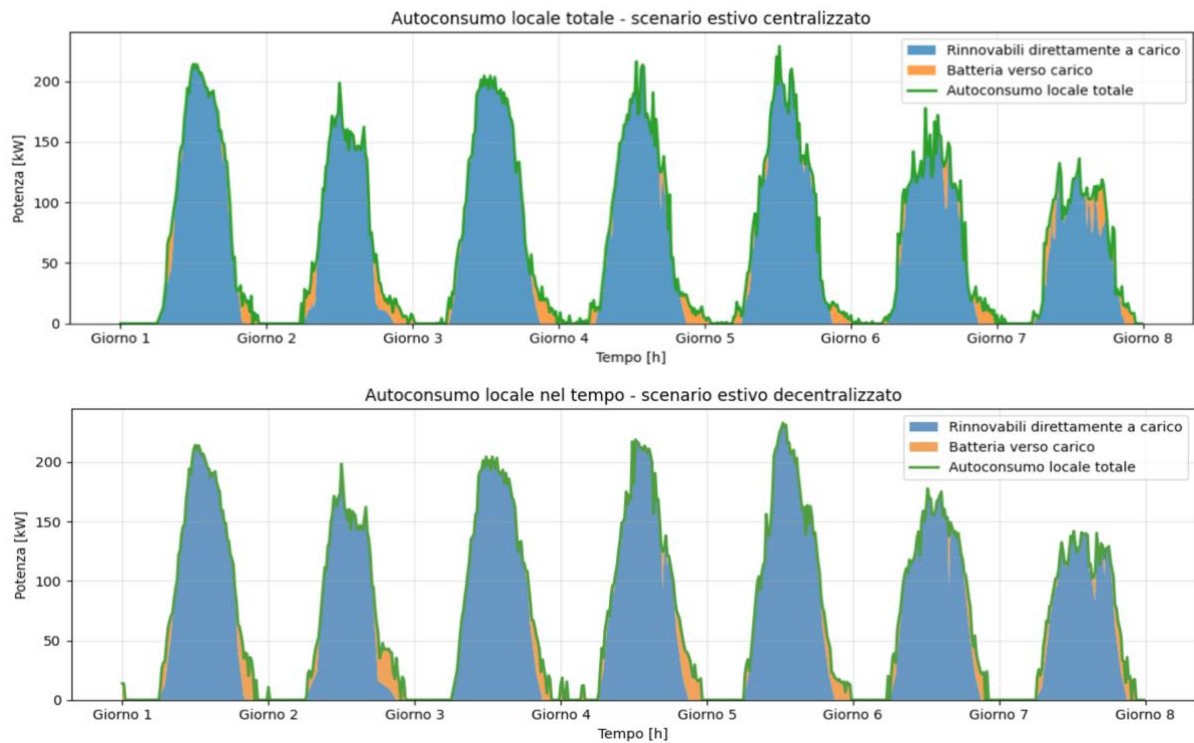


Figura 13: Profilo temporale dell'autoconsumo locale nello scenario estivo. L'autoconsumo è scomposto tra energia rinnovabile direttamente utilizzata dai carichi e scarica delle batterie verso i carichi.

L'autoconsumo locale totale invece presenta una differenza dell'8%. Nel caso decentralizzato è maggiore perché la batteria, non essendo coordinata a livello comunitario, non esporta verso la rete mettendo a disposizione l'energia accumulata per la condivisione.

5.3.2 Scenario invernale

Nella Tabella 14 sono confrontati i principali indicatori dello scenario invernale per le due logiche di gestione.

Indicatore	Unità	Centralizzata inverno	Decentralizzata inverno	Differenza
<i>Energia condivisa totale</i>	kWh	18611	15872	+17,3%
<i>Prelievo fisico totale dalla rete</i>	kWh	22883	22009	+4,0%
<i>Immissione fisica totale verso rete</i>	kWh	19136	17725	+8,0%
<i>Autoconsumo locale totale</i>	kWh	8074	8817	-8,4%
<i>Energia condivisa / import fisico</i>	%	81,3	72,1	+9,2 p.p.
<i>Energia condivisa / export fisico</i>	%	97,3	89,5	+7,8 p.p.
<i>Produzione generatori comunitari</i>	kWh	17105	16440	+4,0%

Tabella 14: Confronto energetico-operativo tra gestione centralizzata e decentralizzata nello scenario invernale.

In questo scenario stagionale si evidenzia molto meglio la diversa capacità di coordinamento dei flussi energetici, da parte delle due logiche di gestione, per andare a massimizzare la condivisione. La ridotta produzione fotovoltaica degli impianti individuali dei prosumer in questa stagione determina surplus locali meno consistenti, rendendo la loro gestione più complessa. In questo contesto, la maggiore capacità di coordinamento della gestione centralizzata comporta un maggior incremento dell'energia condivisa. Con una gestione centralizzata l'incremento dell'energia condivisa nello scenario invernale è circa il 17%, contro l'11% dello scenario estivo.

La differenza rispetto al caso estivo emerge con maggiore chiarezza dall'analisi dell'andamento dell'energia condivisa nel tempo, mostrato in Figura 5.6.

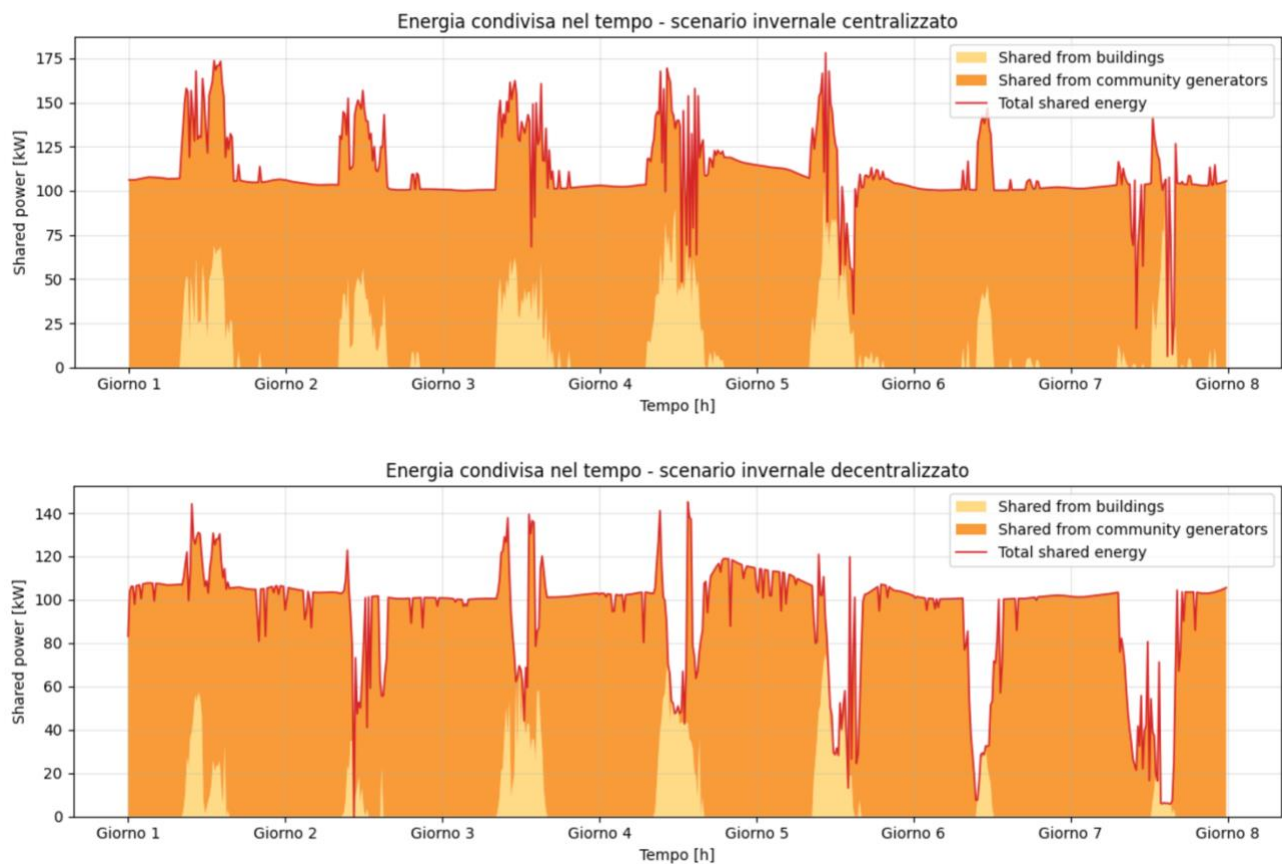


Figura 14: Profilo temporale dell'energia condivisa nello scenario invernale per gestione decentralizzata e centralizzata. La figura distingue il contributo degli edifici e quello dei generatori comunitari.

Dal grafico si evidenzia come, nel caso centralizzato, la curva dell'energia condivisa presenta livelli mediamente più elevati e una migliore continuità temporale, indicando una maggiore capacità di far coincidere la disponibilità energetica con i fabbisogni della comunità.

Il contributo degli edifici alla condivisione è minore nel caso decentralizzato, in cui l'ottimizzazione punta nella prima fase a ridurre i costi netti individuali. Questo si traduce in un autoconsumo locale nel caso decentralizzato maggiore del 8%.

L'export fisico totale, pur essendo maggiore nel caso centralizzato (8% circa), viene maggiormente utilizzato per condivisione, come dimostra l'indicatore *Energia condivisa / export fisico*, superiore di circa l'8 p.p. rispetto alla gestione decentralizzata.

L'andamento dell'export non condiviso nel tempo è riportato in Figura 5.7.

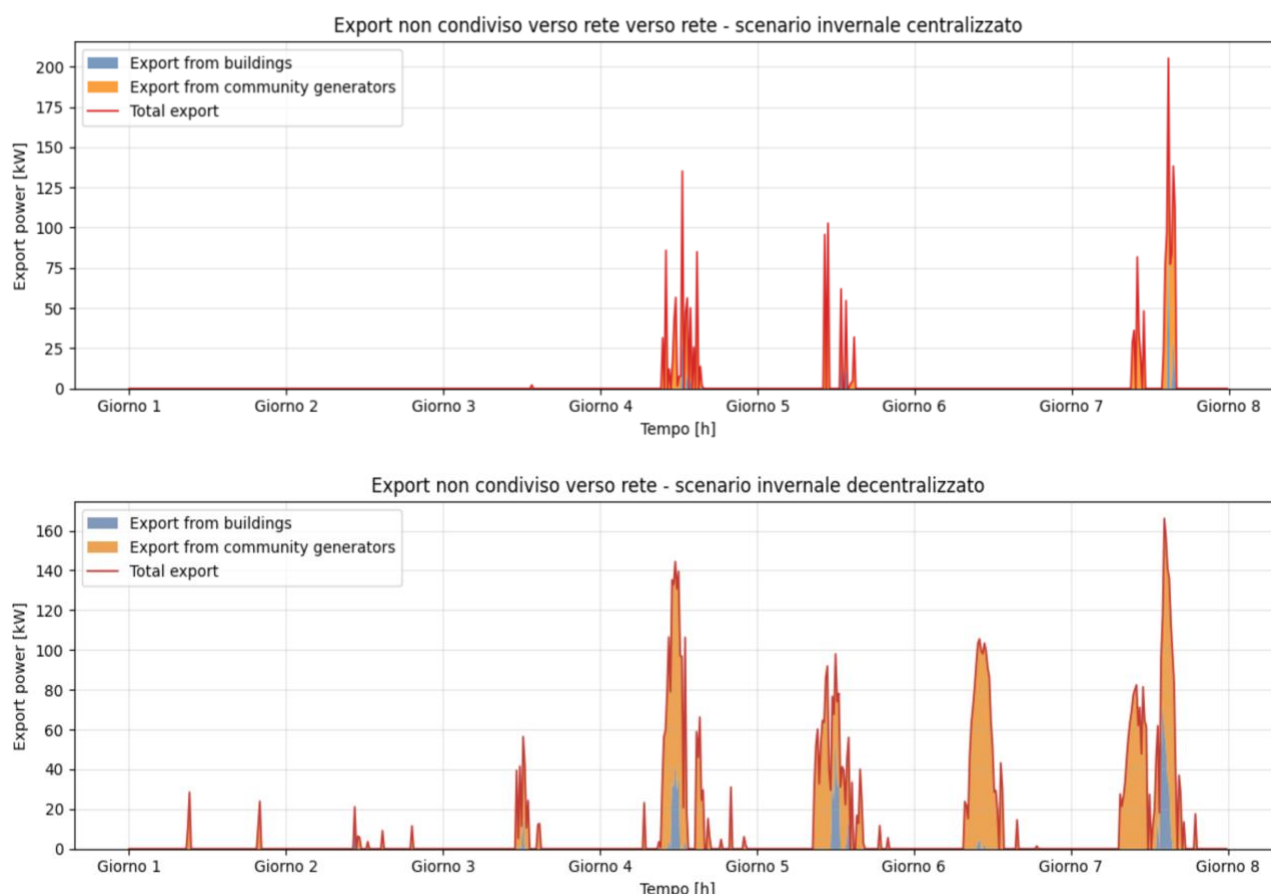


Figura 15: Profilo temporale dell'export non condiviso verso rete nello scenario estivo. Il grafico distingue la quota proveniente dagli edifici e quella proveniente dai generatori comunitari.

Dalla figura si nota chiaramente l'efficacia della gestione centralizzata rispetto a quella decentralizzata gerarchica

Nel caso decentralizzato, il rapporto più basso tra energia condivisa e immissione fisica può essere ricondotto alla natura sequenziale dell'ottimizzazione. Le decisioni locali sull'utilizzo degli accumuli e la gestione del confort della temperatura interna per gli edifici flessibili vengono infatti assunte prima della fase comunitaria e riducono la possibilità di coordinare in modo integrato i surplus disponibili con i fabbisogni simultanei degli altri membri della CER. Di conseguenza, una quota maggiore dell'energia fisicamente immessa in rete non viene contabilizzata come energia condivisa, ma rimane associata all'export residuo.

Rispetto al caso centralizzato l'indicatore *Energia condivisa / import fisico* scende di circa il 10%.

Nella Figura 5.8 è riportato l'andamento dell'autoconsumo locale nel tempo, scomposto tra energia rinnovabile direttamente utilizzata dai carichi e scarica delle batterie verso i carichi.

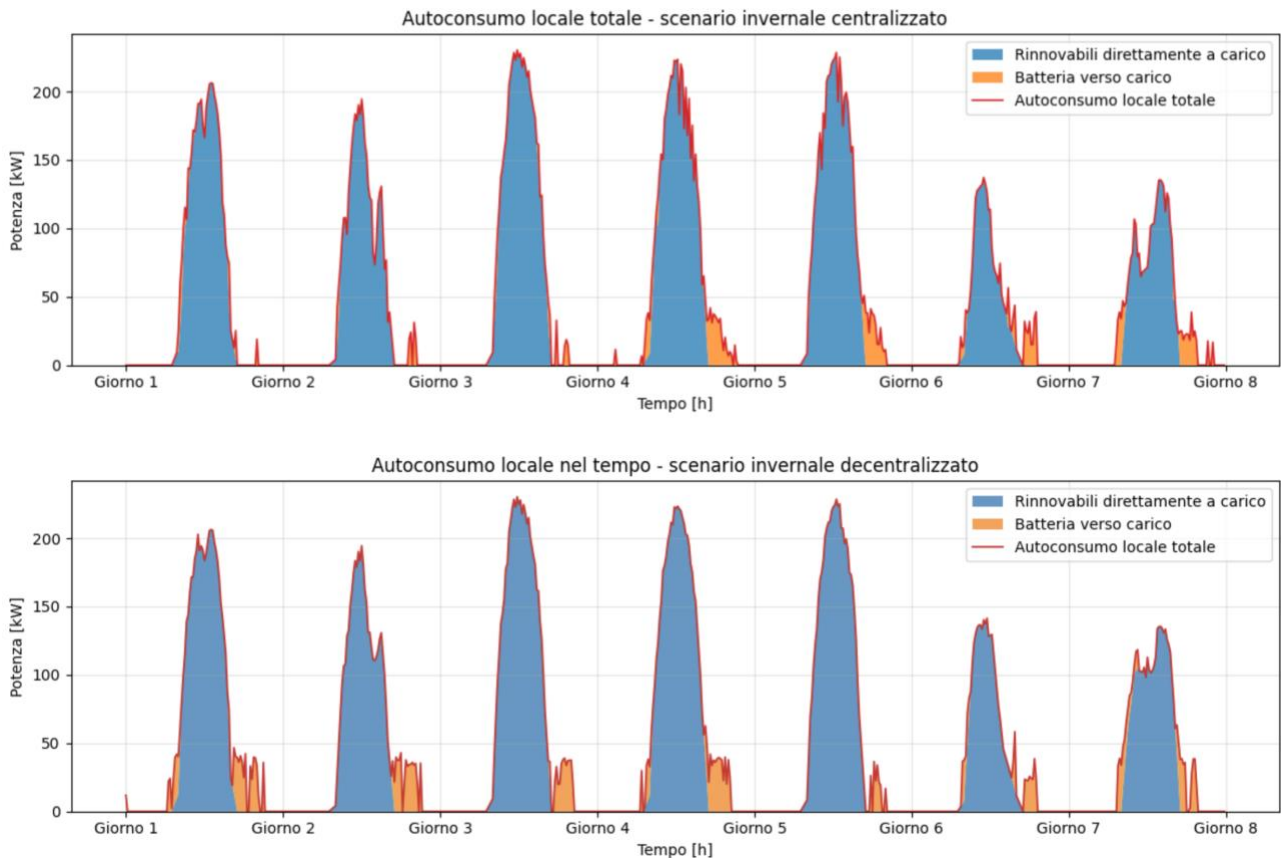


Figura 16: Profilo temporale dell'autoconsumo locale nello scenario estivo. L'autoconsumo è scomposto tra energia rinnovabile direttamente utilizzata dai carichi e scarica delle batterie verso i carichi.

Il valore di autoconsumo locale totale calcolato sull'intera settimana, è coerente con la logica locale della prima fase, nella quale gli edifici tendono a massimizzare l'utilizzo diretto delle proprie risorse prima dell'intervento della fase comunitaria. Nei profili temporali, l'autoconsumo locale è composto quasi interamente da energia rinnovabile direttamente utilizzata dai carichi.

È interessante notare come nella gestione decentralizzata, in cui le batterie sono gestite dall'ottimizzazione locale, vi è una quota maggiore di potenza verso il carico. non possono essere utilizzate per condividere energia, il contributo delle batterie verso il carico è maggiore.

Nella fase centralizzata, le batterie possono essere utilizzate per aumentare la condivisione esportando in rete l'energia accumulata. In questo scenario quindi il contributo verso il carico è meno evidente, indicando che l'energia accumulata viene esportata in rete per la condivisione.

5.4 Analisi operativa degli edifici e degli asset energetici

Dopo aver analizzato il comportamento aggregato della CER, l'analisi viene approfondita a livello operativo, considerando i flussi energetici degli edifici, l'utilizzo degli asset elettrici e il contributo della flessibilità termica. A differenza della sezione precedente, in cui i risultati sono stati discussi separatamente per scenario stagionale, in questa sezione il confronto è organizzato per tipologia di asset e di flusso energetico. Tale impostazione consente di evitare ripetizioni e di mettere in evidenza in modo più diretto le differenze operative tra gestione centralizzata e decentralizzata e tra periodo estivo e invernale.

5.4.1 Flussi energetici degli edifici

Le Tabelle 15 – 18 riportano i flussi energetici settimanali degli edifici e alcuni parametri utili all'analisi nei quattro casi analizzati.

Edificio	Demand	Import grid	Export grid	Shared in	Shared out	Generazione locale	Autoconsumo locale	Import rateo	Rateo di Generazione
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	%
B1	3152	69	602	1223	1768	4308	1861	2.2%	136.7%
B2	3163	52	653	1328	591	3077	1783	1.6%	97.3%
B3	1800 (2373)	29	1006	1100	443	2692	1244	1.2%	113.5%
I4	13732	52	705	6973	281	7692	6706	0.4%	56.0%
P5	3034	72	0	2962	0	0	0	2.4%	0.0%

Tabella 15: Flussi energetici degli edifici nello scenario estivo centralizzato

Edificio	Demand	Import grid	Export grid	Shared in	Shared out	Generazione locale	Autoconsumo locale	Import rateo	Rateo di Generazione
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	%
B1	3152	41	810	768	1086	4308	2343	1.3%	136.7%
B2	3163	77	571	1080	464	3077	2005	2.4%	97.3%
B3	1800 (2373)	103	500	630	551	2692	1641	4.4%	113.5%
I4	13732	56	795	6969	190	7692	6706	0.4%	56.0%
P5	3034	275	0	2759	0	0	0	9.1%	0.0%

Tabella 16: Flussi energetici degli edifici nello scenario estivo decentralizzato

Edificio	Demand	Import grid	Export grid	Shared in	Shared out	Generazione locale	Autoconsumo locale	Import rateo	Rateo di Generazione
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	%
B1	3152	830	9	1026	1106	2472	1296	26.3%	78.4%
B2	3163	714	8	1301	580	1765	1148	22.6%	55.8%
B3	1800 (7880)	1964	43	4502	87	1545	1414	24.9%	19.6%
I4	13732	457	9	9005	134	4413	4270	3.3%	32.1%
P5	3034	298	0	2736	0	0	0	9.8%	0.0%

Tabella 17: Flussi energetici degli edifici nello scenario invernale centralizzato

Edificio	Demand	Import grid	Export grid	Shared in	Shared out	Generazione locale	Autoconsumo locale	Import rateo	Rateo di Generazione
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	%
B1	3152	869	49	607	685	2472	1677	27.6%	78.4%
B2	3163	1081	78	756	330	1765	1325	34.2%	55.8%
B3	1800 (7745)	1171	0	5030	0	1545	1545	15.1%	19.9%
I4	13732	1897	63	7565	80	4413	4270	13.8%	32.1%
P5	3034	1114	0	1920	0	0	0	36.7%	0.0%

Tabella 18: Flussi energetici degli edifici nello scenario invernale decentralizzato

I valori sono riferiti all'intero orizzonte settimanale di simulazione e consentono di confrontare il ruolo assunto dai diversi edifici all'interno della comunità energetica. In particolare, vengono distinti i flussi energetici corrispondenti a prelievi e immissioni non contabilizzati come condivisi (rispettivamente *Import grid* ed *Export grid*), i flussi virtuali di energia condivisa in ingresso e in uscita dagli edifici (rispettivamente *Shared in* ed *Shared out*), la generazione locale, l'autoconsumo locale, l'*Import rateo* ($\text{Import grid} / \text{Demand}$) e *Rateo di generazione* ($\text{Generazione locale} / \text{Demand}$). Per il gruppo residenziale B3, che presenta flessibilità termica, il valore di *Demand* fra parentesi corrisponde alla domanda post-ottimizzazione, ovvero comprende il profilo di assorbimento elettrico delle pompe di calore.

Dalle tabelle emerge la distinzione tra i diversi contributi che gli edifici svolgono nella CER. I gruppi di edifici residenziali B1, B2 e B3 presentano sia produzione locale sia contributi di energia condivisa in uscita, assumendo quindi un ruolo da prosumer. Ai fini della trattazione, i gruppi di edifici residenziali B1, B2 e B3 saranno indicati nel seguito come edifici, pur rappresentando ciascuno un aggregato di unità residenziali.

L'edificio industriale I4, pur mostrando una significativa generazione locale e un elevato autoconsumo, risulta il principale utilizzatore di energia condivisa in ingresso a causa del suo elevato

fabbisogno energetico. Avendo un impianto fotovoltaico installato nei periodi di carico basso e produzione locale condivide il suo surplus con gli altri utenti della community.

L'edificio pubblico P5, non dispone di generazione locale e assume un ruolo esclusivamente da consumer, come evidenziato dall'elevato valore di import dalla CER e dall'assenza di export verso la stessa.

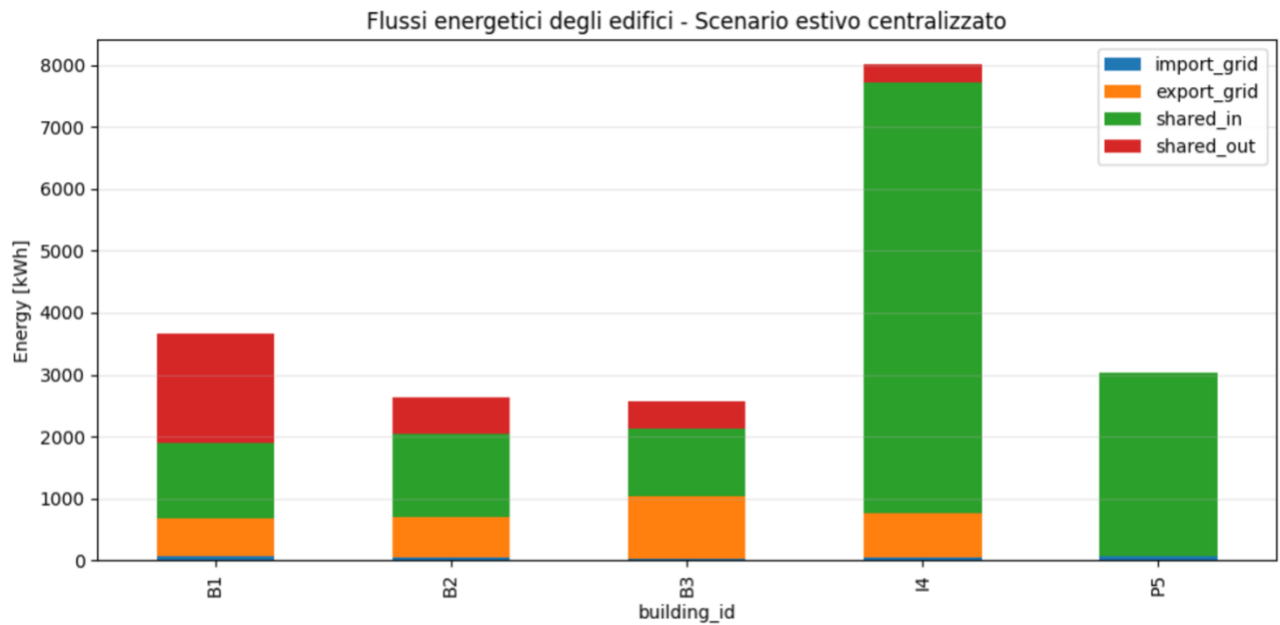


Figura 17: Scambi energetici condivisi e non condivisi degli utenti nello scenario estivo centralizzato.

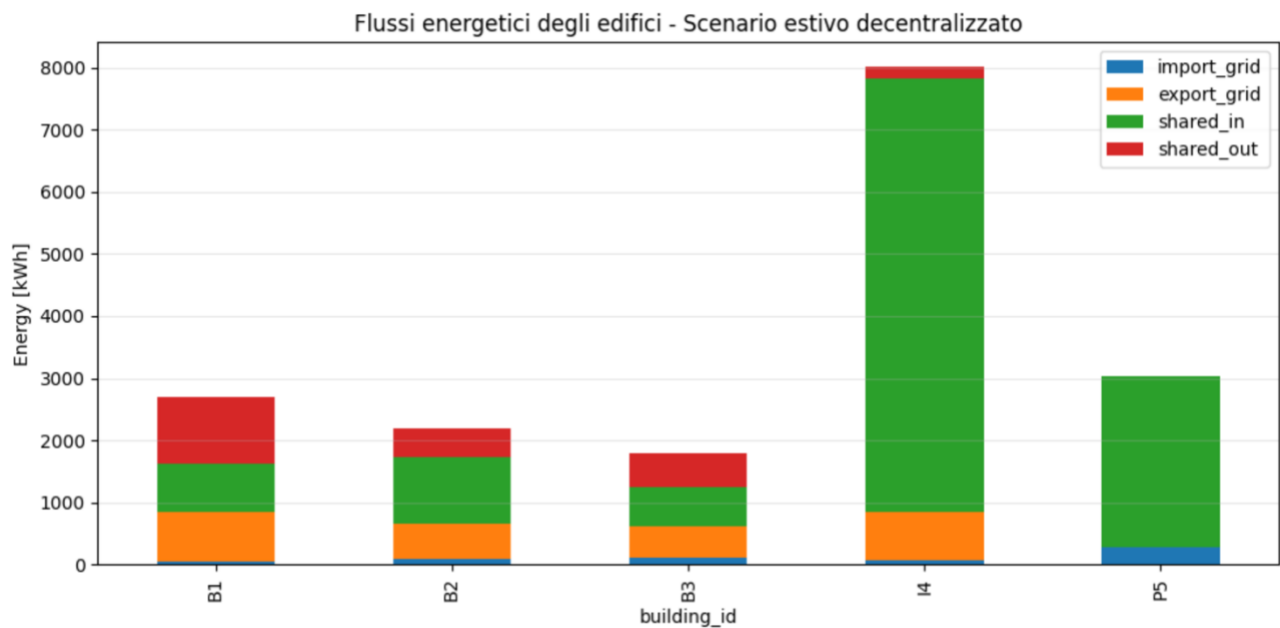


Figura 18: Scambi energetici condivisi e non condivisi degli utenti nello scenario estivo decentralizzato.

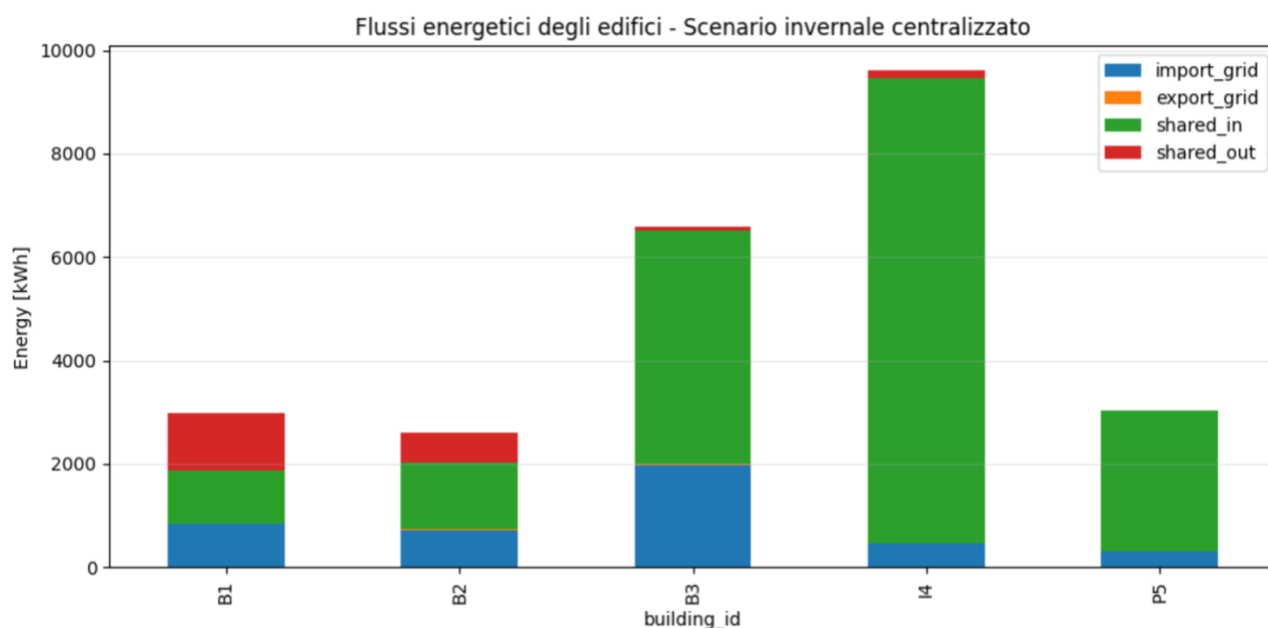


Figura 19: Scambi energetici condivisi e non condivisi degli utenti nello scenario invernale centralizzato.

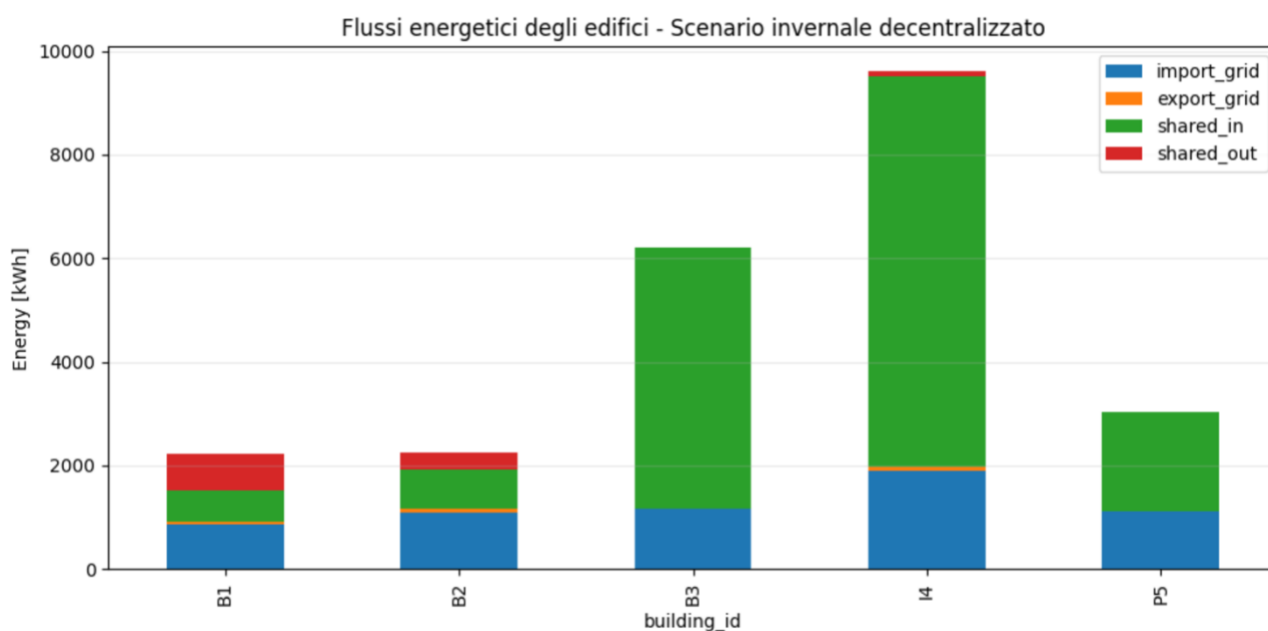


Figura 20: Scambi energetici condivisi e non condivisi degli utenti nello scenario invernale decentralizzato.

Le figure 5.9-5.12 permettono di visualizzare in modo immediato le diverse quote dei flussi energetici scambiati con la rete dagli edifici. In particolare, si osserva che la quota di energia condivisa in ingresso *shared in* è dominante per I4 e P5, mentre il contributo in uscita è più rilevante per gli edifici dotati di produzione locale. Questo risultato evidenzia la complementarità tra edifici prosumer e consumer, che costituisce un elemento fondamentale per la formazione dell'energia condivisa.

Per approfondire il comportamento operativo dei singoli utenti, sono stati analizzati i bilanci di potenza elettrica a livello di edificio. Questi grafici riportano, per ciascun timestep dell'orizzonte settimanale, i flussi in ingresso e in uscita dall'edificio, distinguendo tra prelievo dalla rete, energia condivisa in ingresso, generazione locale, scarica della batteria, domanda elettrica, energia condivisa in uscita, export verso rete e carica della batteria.

La rappresentazione consente di osservare in modo diretto il bilanciamento istantaneo tra domanda, produzione locale, accumulo e scambi con la CER. I contributi positivi rappresentano le sorgenti di energia disponibili per l'edificio, mentre i contributi negativi rappresentano gli assorbimenti o le destinazioni dell'energia prodotta localmente.

A titolo esemplificativo, le Figure 21 e 22 mostrano il bilancio di potenza dell'edificio B1 nello scenario invernale nelle due gestioni.

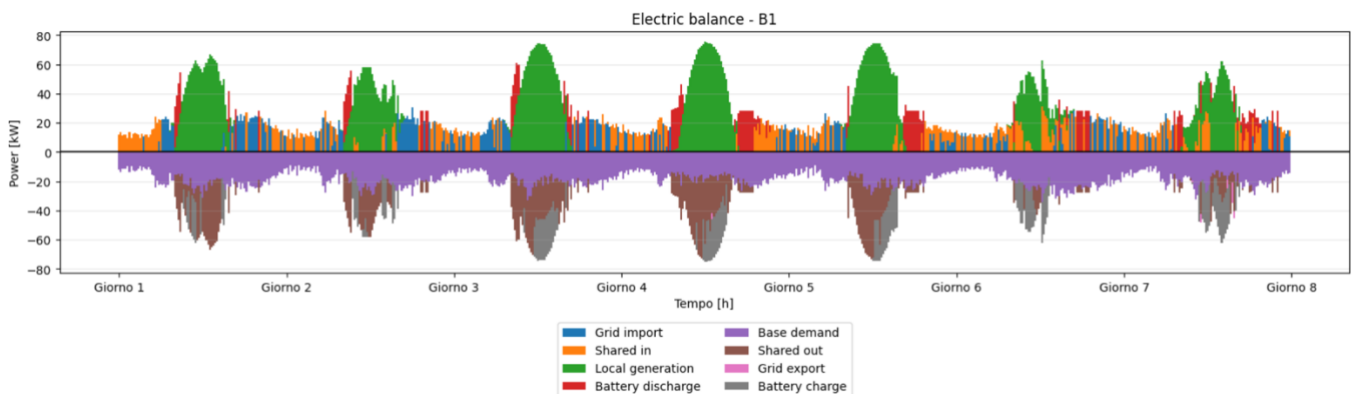


Figura 21: Bilancio di potenza del gruppo residenziale B1 nella gestione centralizzata nello scenario invernale.

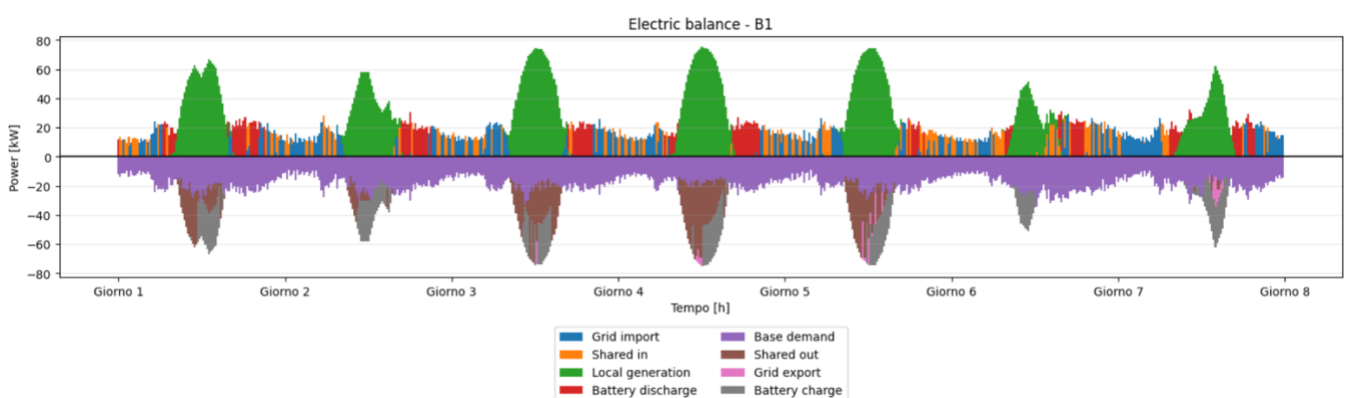


Figura 22: Bilancio di potenza del gruppo residenziale B1 nella gestione decentralizzata nello scenario invernale.

Si osserva come in corrispondenza dei picchi di generazione locale, nelle ore centrali della giornata, l'energia prodotta viene utilizzata per coprire il carico, caricare la batteria e, quando

eccedente, essere condivisa con la CER o esportata verso la rete. Nelle ore di minore produzione, il fabbisogno viene invece coperto tramite prelievo dalla rete, energia condivisa in ingresso e scarica dell'accumulo.

Si osserva inoltre come, nella gestione centralizzata mostrata in Figura 21, in molti intervalli la scarica della batteria coincide con i flussi di energia condivisa (*shared out*) in uscita dall'edificio. Questo indica come l'accumulo, a differenza del caso decentralizzato considerato, non viene utilizzato esclusivamente per incrementare l'autoconsumo locale, ma può essere coordinato dal modello anche per rendere disponibile energia alla comunità nei momenti in cui risulta conveniente o utile ai fini del bilancio complessivo della CER. Tale comportamento è coerente con la logica della gestione centralizzata, nella quale le decisioni relative a produzione locale, accumulo, autoconsumo e condivisione vengono ottimizzate simultaneamente. La batteria può essere sfruttata non solo per spostare nel tempo l'energia prodotta localmente, ma anche per aumentare la quota di energia resa disponibile alla CER.

5.4.2 Utilizzo della generazione rinnovabile locale, sistemi di accumulo e flessibilità termica

Dopo aver analizzato il comportamento degli edifici, in questo sotto paragrafo l'attenzione viene posta su come è stato analizzato il dispacciamento della produzione rinnovabile locale e l'utilizzo dei sistemi di accumulo.

L'analisi consente quindi di approfondire in che modo le diverse logiche di gestione valorizzino la produzione rinnovabile disponibile e sfruttino gli accumuli per coordinare i fabbisogni degli edifici con gli scambi energetici della comunità.

Nelle Tabelle 19 - 22 sono riportati i flussi di dispacciamento della produzione degli asset individuali degli utenti, con riferimento ai flussi destinati all'autoconsumo locale (*to_load*), a caricare la batteria (*to_battery*), alla condivisione (*to_shared*) e all'export non condiviso (*to_export*).

Unit id	Building	to_load	to_battery	to_shared	to_export	generation
		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
PV1	B1	1404	782	1520	602	4308
PV2	B2	1379	510	535	653	3077
PV3	B3	1244	0	443	1006	2692
PV4	I4	6706	0	281	705	7692

Tabella 19: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario estivo centralizzato.

Unit id	Building	to_load	to_battery	to_shared	to_export	generation
		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
PV1	B1	1709	702	1086	810	4308
PV2	B2	1670	372	464	571	3077
PV3	B3	1641	0	551	500	2692
PV4	I4	6706	0	190	795	7692

Tabella 20: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario estivo decentralizzato.

Unit id	Building	to_load	to_battery	to_shared	to_export	generation
		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
PV1	B1	931	616	916	9	2472
PV2	B2	906	307	543	8	1765
PV3	B3	1414	0	87	43	1545
PV4	I4	4270	0	134	9	4413

Tabella 21: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario invernale centralizzato.

Unit id	Building	to_load	to_battery	to_shared	to_export	generation
		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
PV1	B1	1113	624	685	49	2472
PV2	B2	1032	325	330	78	1765
PV3	B3	1545	0	0	0	1545
PV4	I4	4270	0	80	63	4413

Tabella 22: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario invernale decentralizzato.

Le Figure 23-26 permettono invece una visualizzazione grafica degli stessi flussi su un grafico a barre.

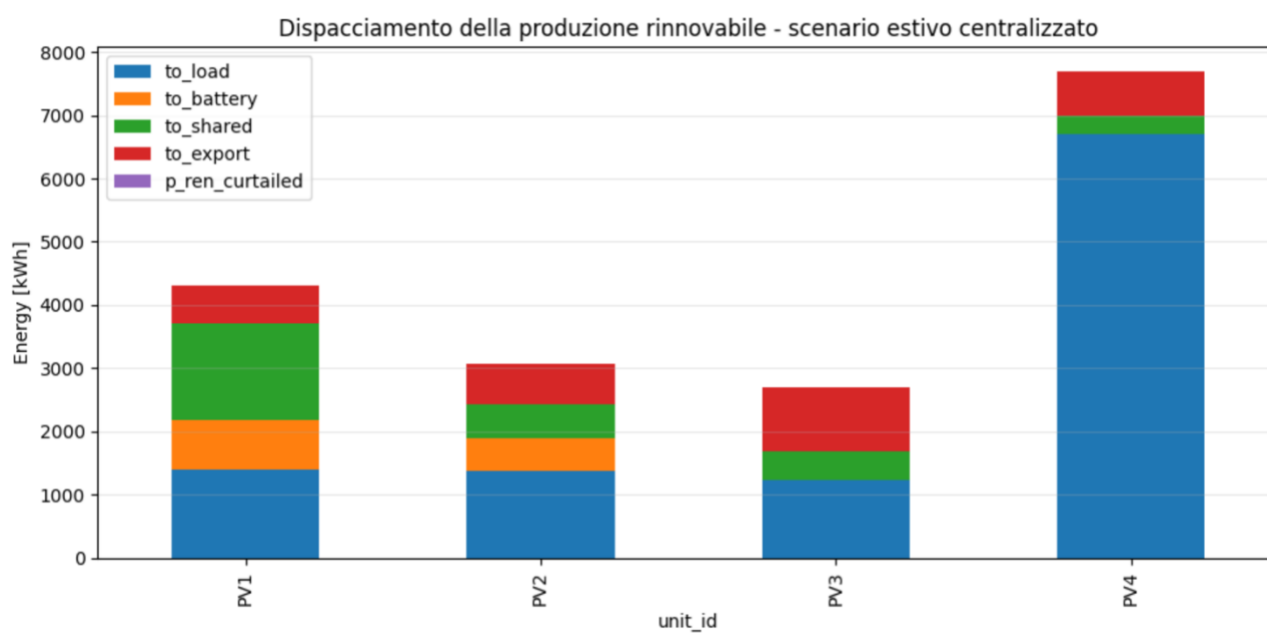


Figura 23: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario estivo centralizzato

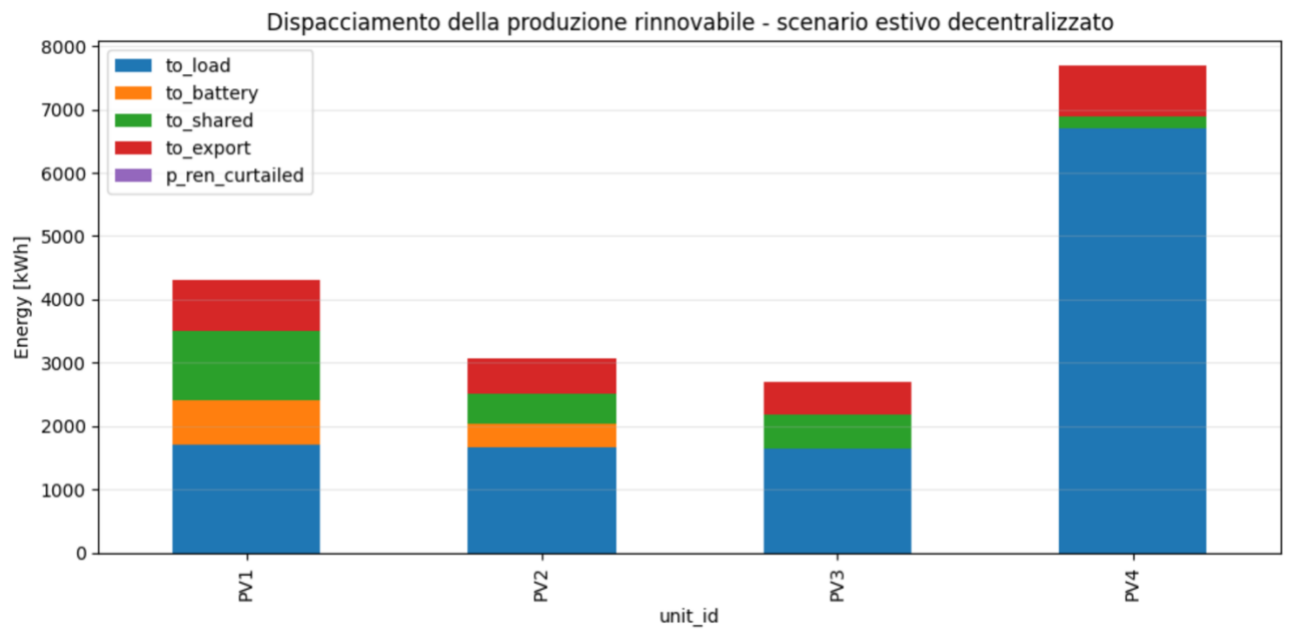


Figura 24: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario estivo decentralizzato

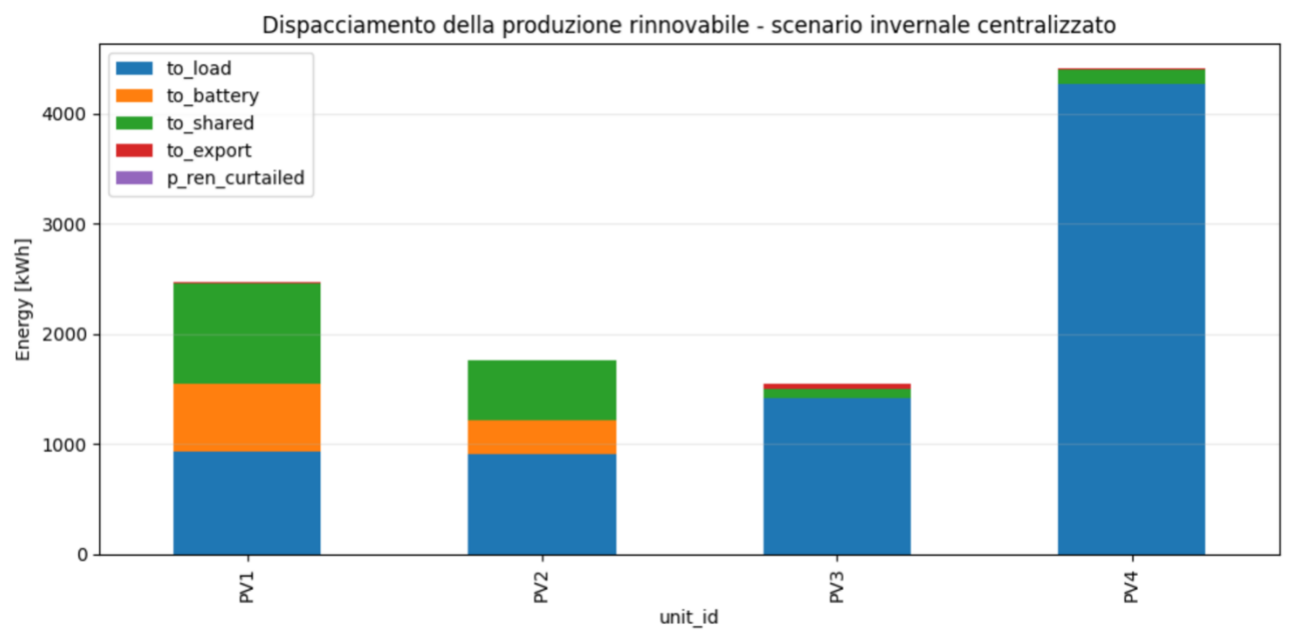


Figura 25: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario invernale centralizzato

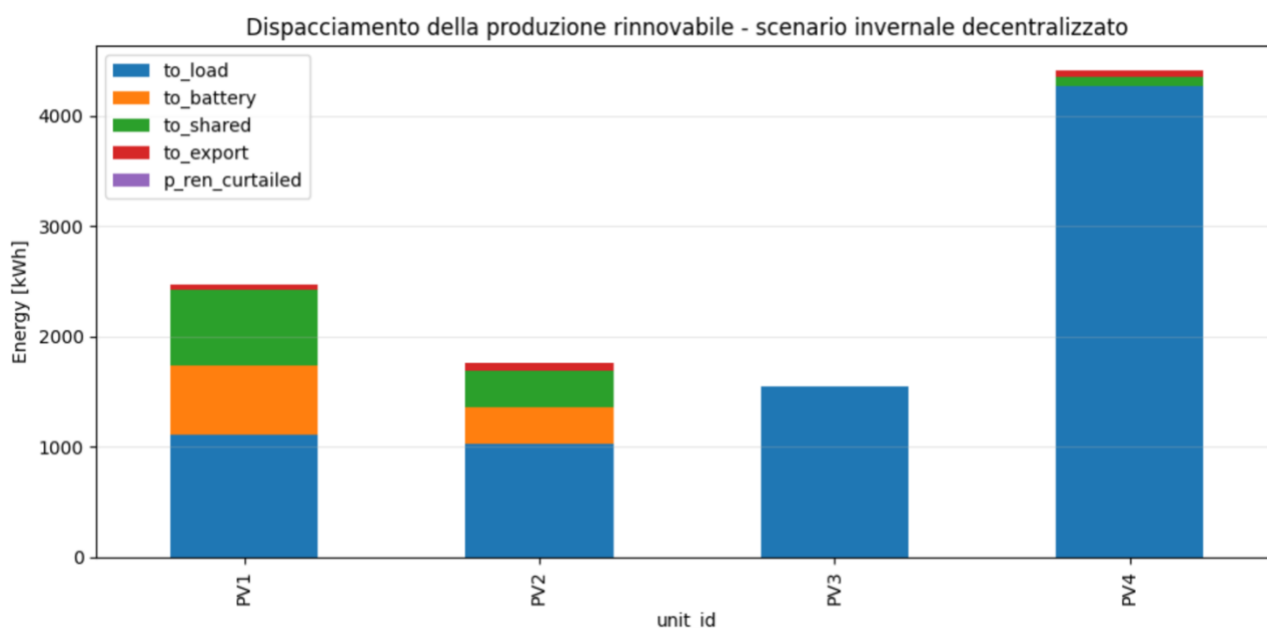


Figura 26: Flussi di dispacciamento degli impianti fotovoltaici nello scenario invernale decentralizzato

Questi grafici permettono di notare facilmente le differenze stagionali. La maggiore produzione estiva comporta un maggiore export non condiviso in entrambe le gestioni. Il confronto fra la gestione centralizzata e quella decentralizzata mostra la maggiore quota destinata alla condivisione.

Per approfondire il comportamento delle singole unità rinnovabili, oltre alla rappresentazione aggregata è utile osservare il profilo temporale di dispacciamento di una specifica unità. A tal fine, nelle Figure 27 e 28 è riportato il profilo di dispacciamento dell'unità PV3 nello scenario invernale, rispettivamente per la gestione centralizzata e per la gestione decentralizzata sequenziale.

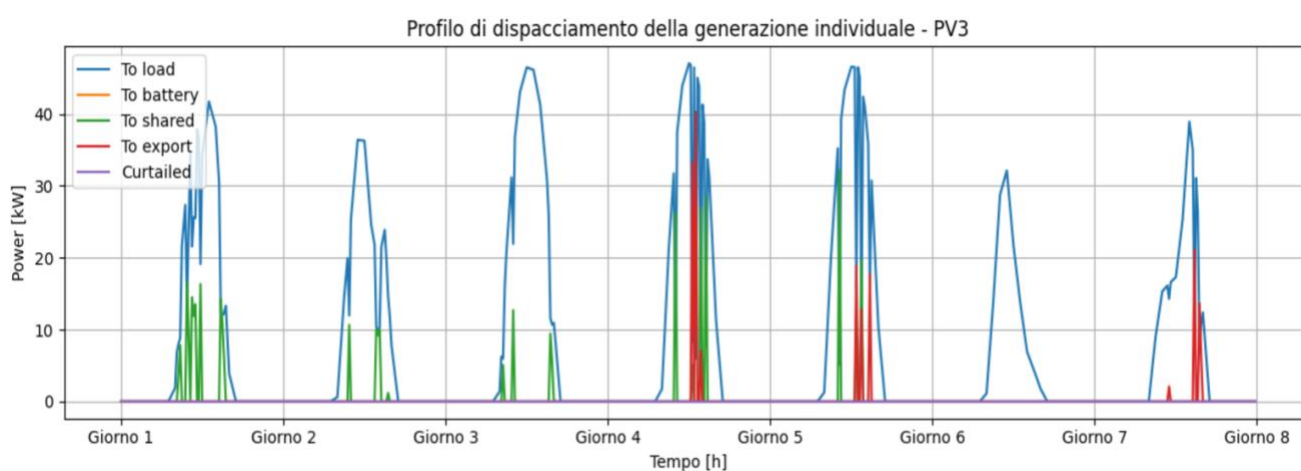


Figura 27: Profilo temporale di dispacciamento dell'unità fotovoltaica PV3 nello scenario invernale con gestione centralizzata.

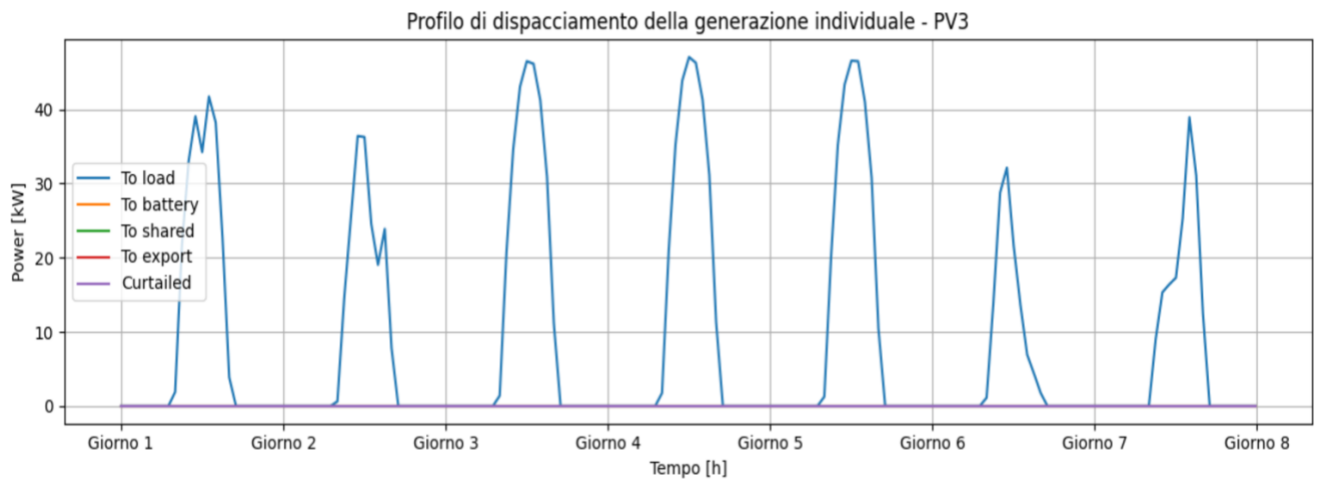


Figura 28: Profilo temporale di dispacciamento dell'unità fotovoltaica PV3 nello scenario invernale con gestione decentralizzata.

Nel caso invernale, PV3 rappresenta un esempio significativo delle differenze di gestione delle due logiche di gestione. Nello scenario centralizzato risulta conveniente condividere parte dell'energia prodotta dall'unità fotovoltaica in questione e importare maggiormente dalla rete energia non condivisa per soddisfare il fabbisogno dell'edificio. Dalle Tabelle 5.5 e 5.6 si può notare come l'import rateo è maggiore nello scenario centralizzato rispetto a quello decentralizzato.

La gestione decentralizzata gerarchica dà priorità a ridurre il costo individuale dell'edificio B3 massimizzando l'autoconsumo locale.

Il comportamento dell'unità PV3 è legato alle caratteristiche dell'edificio B3, che a differenza degli edifici B1 e B2, non dispone di un sistema di accumulo elettrico. La possibilità di spostare nel tempo l'utilizzo dell'energia prodotta localmente non avviene tramite batteria, ma attraverso la gestione flessibile del carico termico dell'edificio. In questo caso, la pompa di calore e l'inerzia termica dell'involucro consentono di modulare il fabbisogno elettrico associato alla climatizzazione, mantenendo la temperatura interna entro i limiti di comfort imposti nel modo in cui il modello ritiene ottimale.

Nelle Figure 29 e 30 è rappresentato l'andamento della temperatura interna e la potenza termica assorbita nel tempo. Per questa analisi sono stati utilizzati i valori di una singola unità residenziale appartenente al gruppo B3, in modo da rappresentare dei profili termici di un ordine di grandezza coerente con quelli di un edificio residenziale, e lo scenario invernale, in sono presenti le condizioni climatica più critiche rispetto allo scenario estivo.

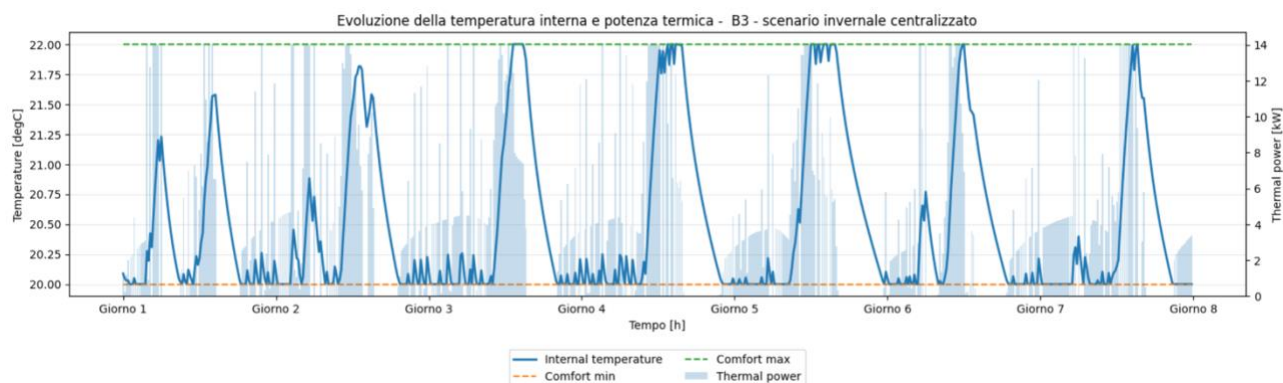


Figura 29: Profilo di evoluzione della temperatura interna e della potenza termica di una singola unità residenziale appartenente al gruppo B3 – scenario invernale centralizzato.

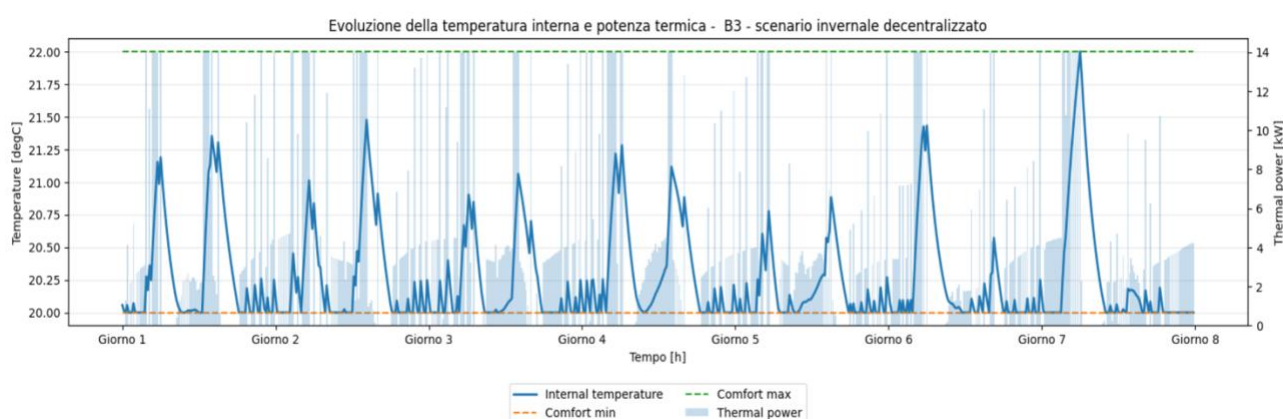


Figura 30: Profilo di evoluzione della temperatura interna e della potenza termica di una singola unità residenziale appartenente al gruppo B3 – scenario invernale decentralizzato.

Lo scenario raffigurato in Figura 29 rappresenta il profilo di temperatura interna dell'edificio B3 con gestione centralizzata. L'andamento evidenzia una gestione flessibile del carico termico: la pompa di calore non viene utilizzata per mantenere la temperatura interna su un valore costante, ma viene modulata in modo da sfruttare l'intervallo di comfort ammesso dal modello.

Si può notare come nelle ore centrali della giornata, dove è presente produzione fotovoltaica, il modello utilizza la pompa di calore per portare la temperatura interna verso valore massimo della temperatura di comfort a 22°C, poi la potenza termica viene ridotta o annullata e sfrutta la propria inerzia termica per mantenere la temperatura all'interno dell'intervallo di comfort. Nelle ore serali e notturne mantiene la temperatura nell'intorno superiore del limite minimo di 20°C. Questo comportamento è coerente con una logica di ottimizzazione centralizzata, nella quale il funzionamento della pompa di calore può essere coordinato con la disponibilità di produzione locale, con gli scambi energetici della CER e con l'obiettivo di riduzione del costo netto complessivo.

Nel caso decentralizzato, riportato in Figura 30, lo stesso fenomeno risulta meno marcato. La temperatura interna rimane comunque all'interno dell'intervallo di comfort, ma il profilo appare più

frammentato e meno orientato a sfruttare sistematicamente il limite superiore della banda ammessa. Questo comportamento è coerente con la natura gerarchica della gestione decentralizzata, nella quale la gestione locale dell'edificio viene determinata prima della fase comunitaria e risulta quindi meno integrata con le opportunità di condivisione energetica a livello di CER.

Tale differenza aiuta a interpretare anche il diverso dispacciamento dell'unità PV3 osservato in precedenza. Nel caso centralizzato, la flessibilità termica di B3 può essere coordinata con gli scambi comunitari mentre nel caso decentralizzato la produzione locale tende a essere utilizzata totalmente per la copertura del fabbisogno dell'edificio.

In Figura 31 e 32 viene mostrato il confronto fra l'andamento della temperatura esterna e quello della temperatura interna nelle due stagioni per il caso centralizzato.

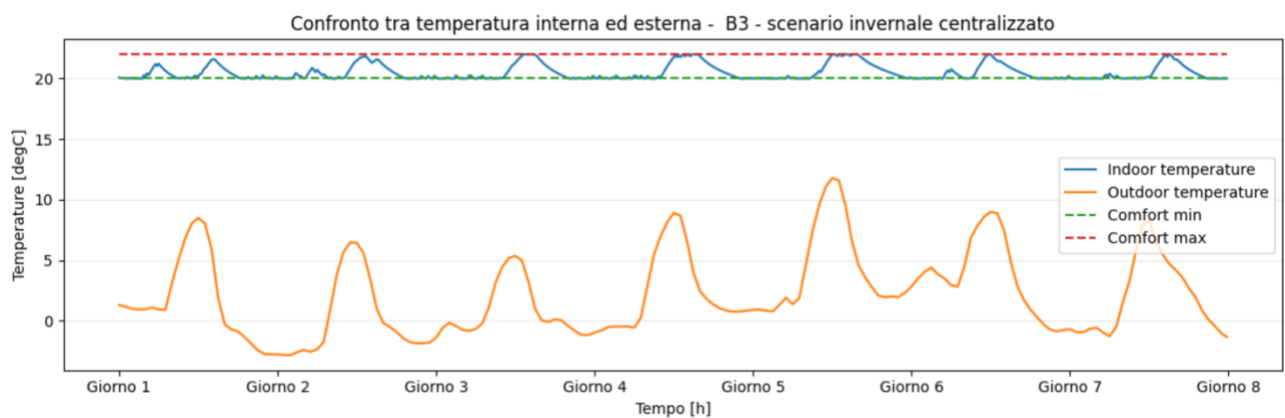


Figura 31: Confronto fra gli andamenti delle temperature interna ed esterna durante la settimana invernale nella gestione centralizzata.

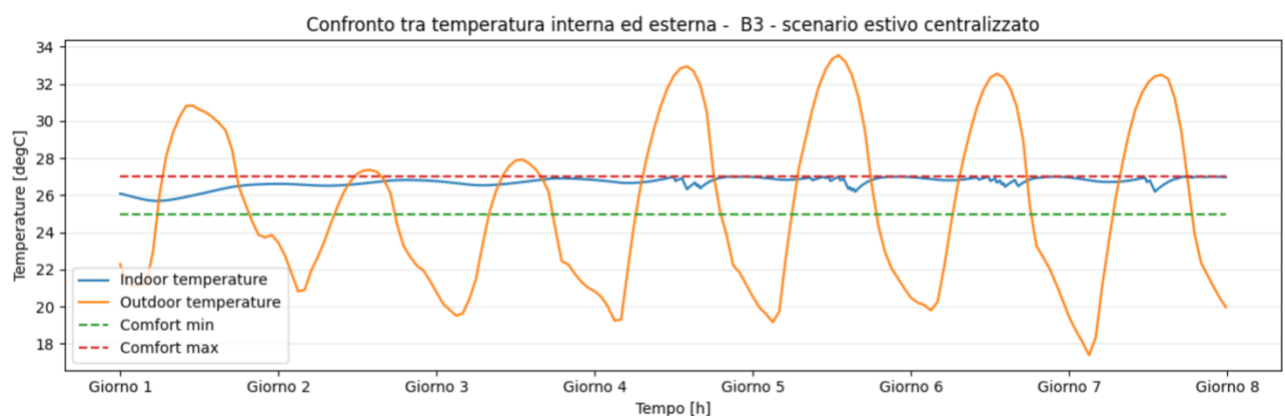


Figura 32: Confronto fra gli andamenti delle temperature interna ed esterna durante la settimana estiva nella gestione centralizzata.

Centralizzato invernale				Decentralizzato Invernale			
$T_{avg,in}$	$T_{avg,out}$	Energia termica totale	Potenza termica di picco	$T_{avg,in}$	$T_{avg,out}$	Energia termica totale	Potenza termica di picco
°C	°C	kWh _t	kW _t	°C	°C	kWh _t	kW _t
20,50	2	681	14	20,26	2	666	14

Tabella 23: Indicatori sintetici del comportamento termico dell'edificio B3 nello scenario invernale. La tabella confronta gestione centralizzata e decentralizzata in termini di temperatura interna media, temperatura esterna media, energia termica totale assorbita e

Dalla Tabella 23 si nota un maggiore utilizzo di energia termica nello scenario centralizzato, e di conseguenza una temperatura media interna durante l'orizzonte temporale superiore. Questo dato indica che l'utenza B3 importa energia condivisa disponibile ed accumula energia termica.

Per controllare il corretto funzionamento degli accumuli elettrici è stato monitorato l'andamento del SOC delle batterie nel tempo, e il profilo di carica e scarica durante l'orizzonte temporale.

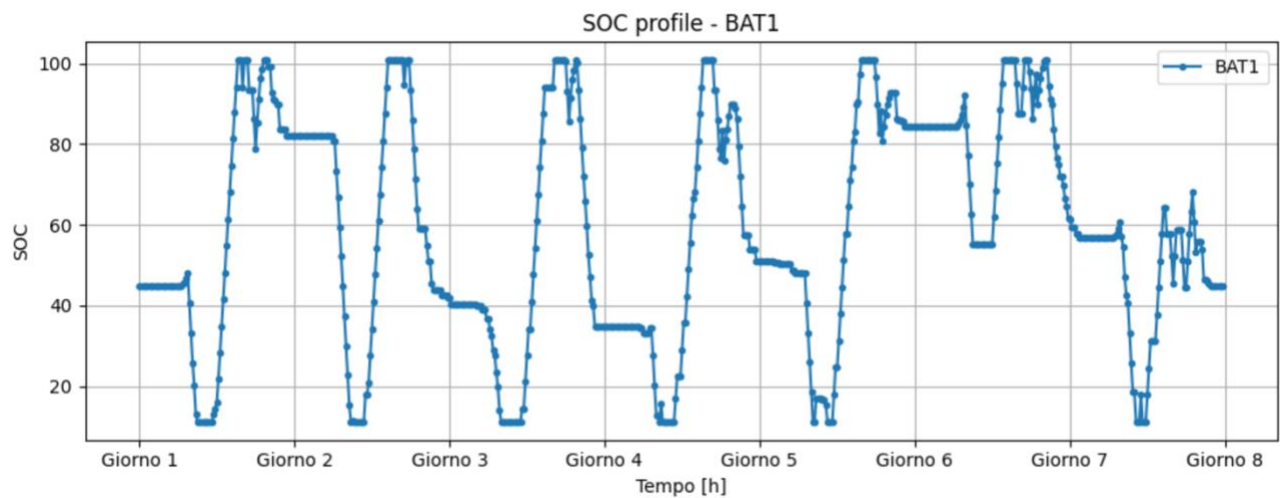


Figura 33: Andamento dello stato di carica della batteria BAT1 nello scenario estivo centralizzato.

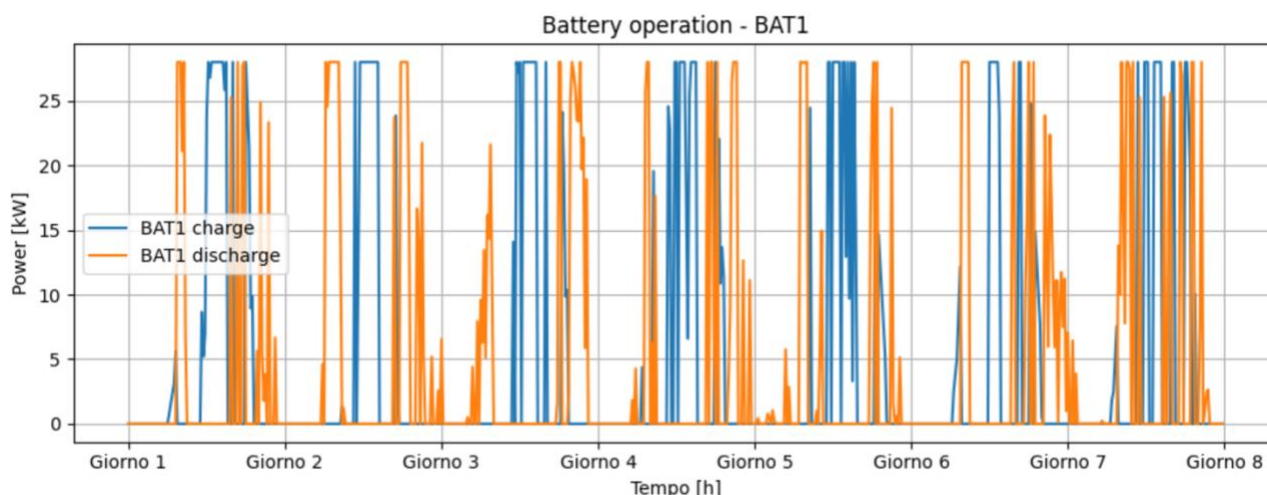


Figura 34: Profilo di carica e scarica della batteria BAT1 nello scenario estivo centralizzato.

Questi grafici consentono di verificare se le batterie vengano utilizzate in modo coerente con i vincoli. La Figura 33 permette di controllare che non venga superato il SOC massimo e minimo della batteria ed il profilo evidenzia il comportamento ciclico dell'accumulo, con fasi di carica e scarica coerenti con la disponibilità di produzione rinnovabile e con i fabbisogni energetici dell'edificio.

La Figura 34 permette di controllare che non venga superata la potenza di carica e scarica massima e che non ci sia contemporaneità fra esse.

5.4.3 Utilizzo dei generatori comunitari

Dopo aver analizzato il comportamento degli asset individuali degli utenti, l'attenzione viene ora posta sui generatori comunitari.

Le Tabelle 24 e 25 riportano, rispettivamente per lo scenario estivo e per quello invernale, la produzione complessiva dei generatori comunitari e la relativa ripartizione tra energia destinata alla condivisione all'interno della CER (*to_shared*) ed energia esportata verso la rete (*to_export*). In particolare, viene considerato il generatore programmabile a biogas BIO1 e il generatore eolico WG1, caratterizzato da una produzione non programmabile.

	Centralizzato estivo			Decentralizzato estivo		
	<i>Generation</i>	<i>to_shared</i>	<i>to_export</i>	<i>Generation</i>	<i>to_shared</i>	<i>to_export</i>
Unit id	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
BIO1	14898	10388	4511	14735	9798	4937
WG1	184	115	70	184	116	68

Tabella 24: Flussi di dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario estivo.

	Centralizzato invernale			Decentralizzato invernale		
	<i>Generation</i>	<i>to_shared</i>	<i>to_export</i>	<i>Generation</i>	<i>to_shared</i>	<i>to_export</i>
Unit id	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
BIO1	16514	16059	455	15944	14212	1732
WG1	635	603	32	635	572	63

Tabella 25: Flussi di dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario invernale.

Nel complesso, il confronto evidenzia che la gestione centralizzata tende a massimizzare l'utilizzo dei generatori comunitari a supporto della condivisione energetica, soprattutto nello scenario invernale. La gestione decentralizzata presenta invece un margine di coordinamento inferiore e una maggiore quota di produzione comunitaria destinata all'export, risultato coerente con quanto osservato nell'analisi aggregata della CER.

Nel caso estivo inoltre si può notare come si presenta un export non condiviso molto più elevato e una generazione dell'impianto a biogas più contenuta rispetto alla settimana invernale. Questo può essere spiegato dalla più elevata produzione locale degli asset individuali, che satura maggiormente il fabbisogno degli utenti.

Le Figure 35 – 38 riportano gli stessi risultati mediante grafici a barre impilate.

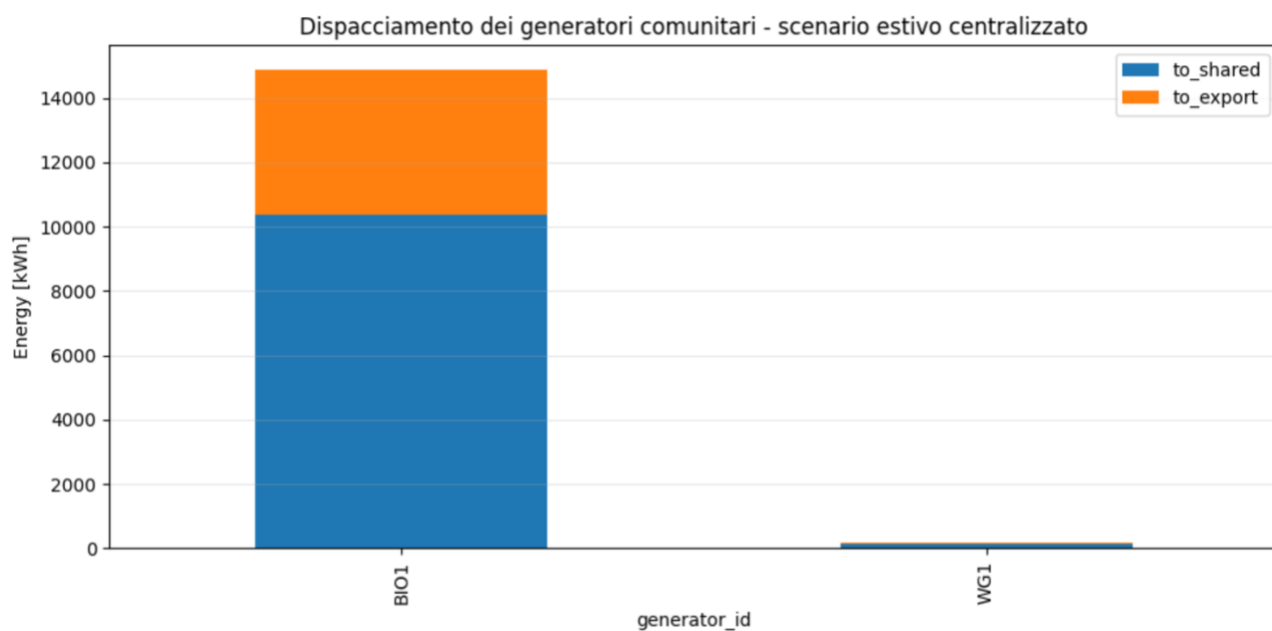


Figura 35: Dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario estivo con gestione centralizzata.

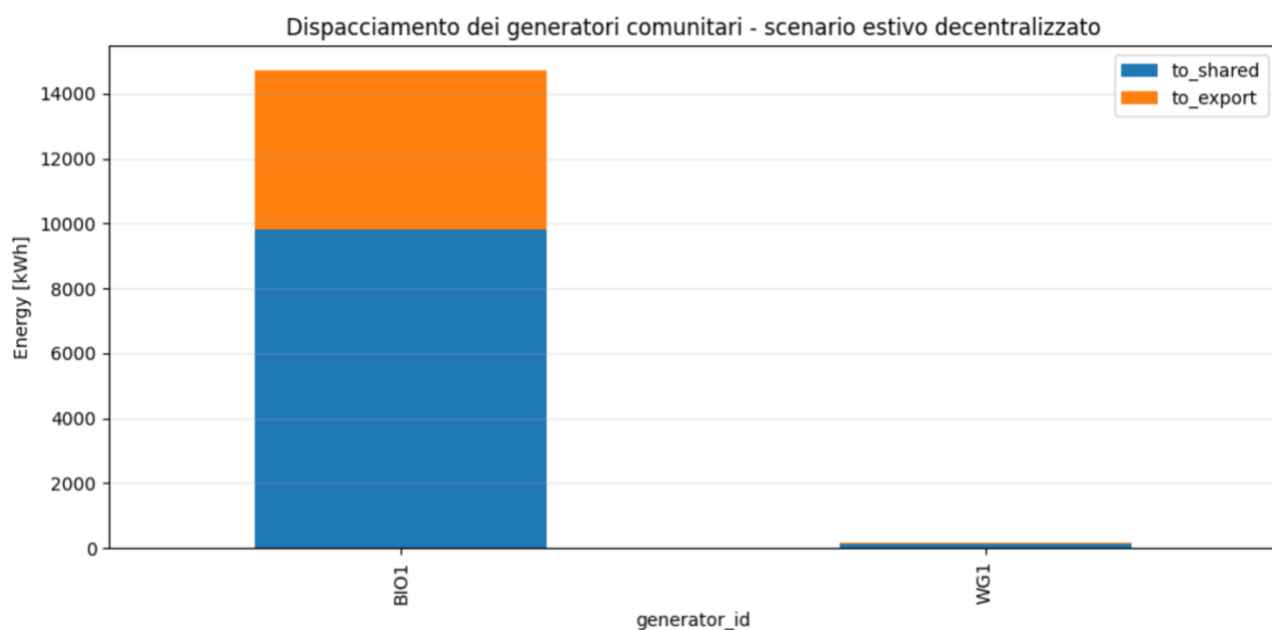


Figura 36: Dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario estivo con gestione decentralizzata.

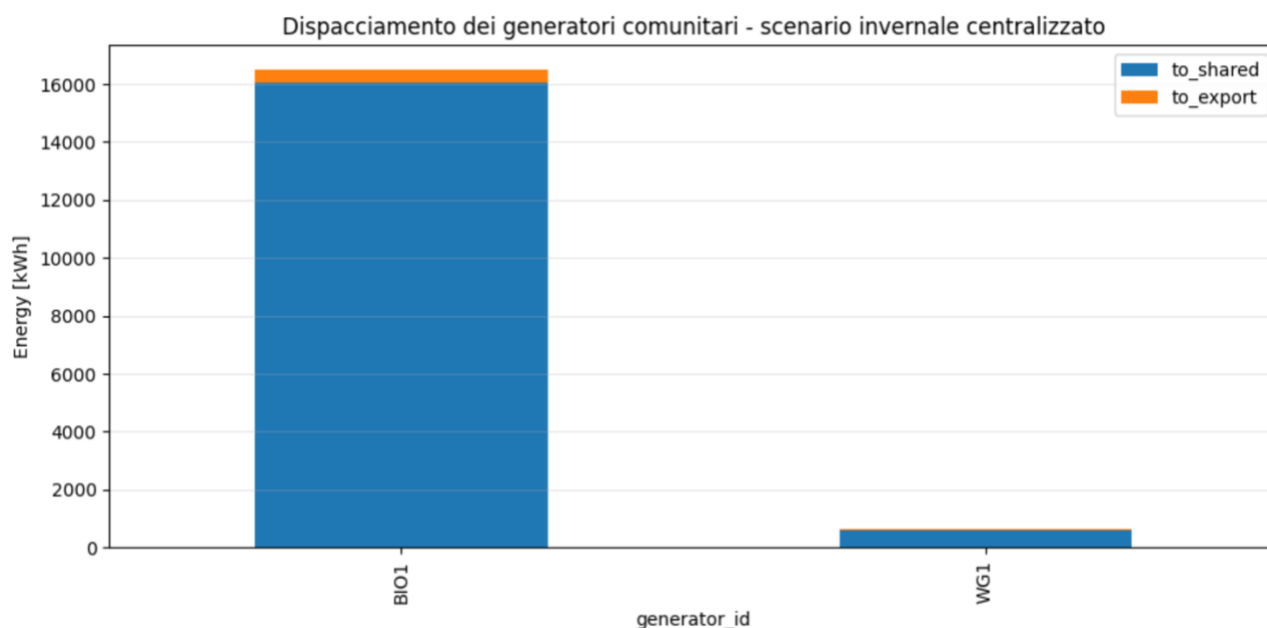


Figura 37: Dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario invernale con gestione centralizzata.

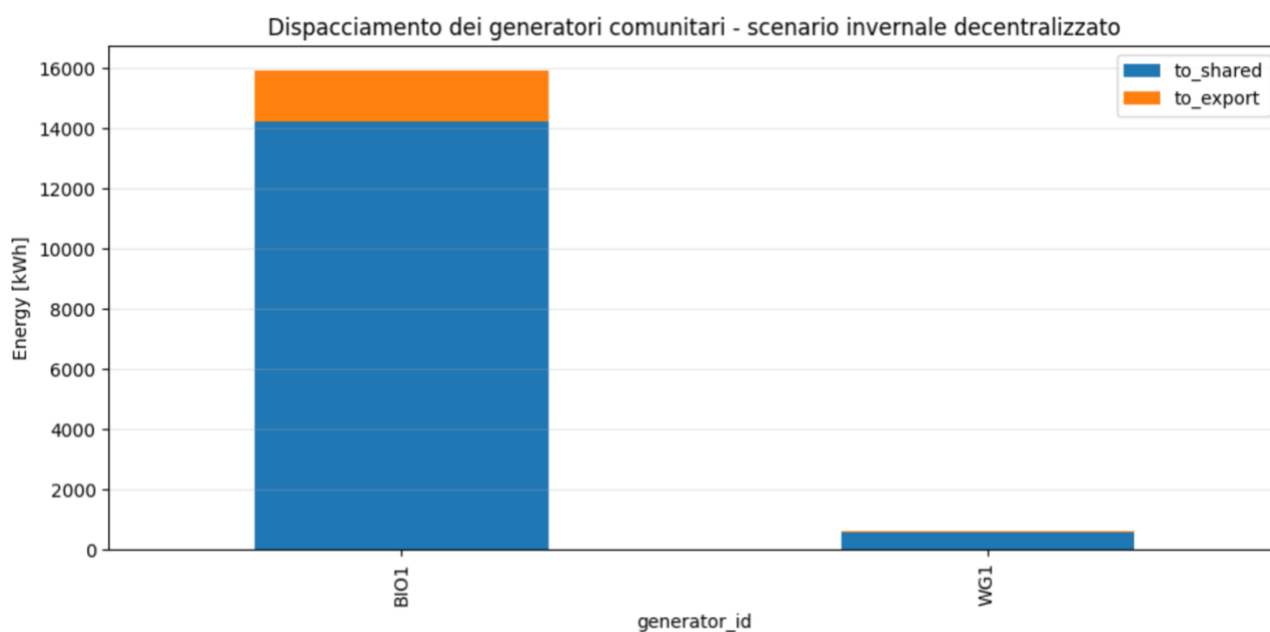


Figura 38: Dispacciamento dei generatori comunitari nello scenario invernale con gestione decentralizzata.

L'impianto a biogas rappresenta una risorsa dominante nel bilancio energetico della comunità, sia per la maggiore produzione complessiva sia per il contributo prevalente alla formazione dell'energia condivisa.

Oltre al dispacciamento complessivo dei generatori comunitari mediante valori aggregati settimanali sono riportati alcuni profili rappresentativi, di produzione istantanea dei generatori.



Figura 39: Profilo temporale di dispacciamento del generatore a biogas BIO1 nello scenario invernale con gestione centralizzata.

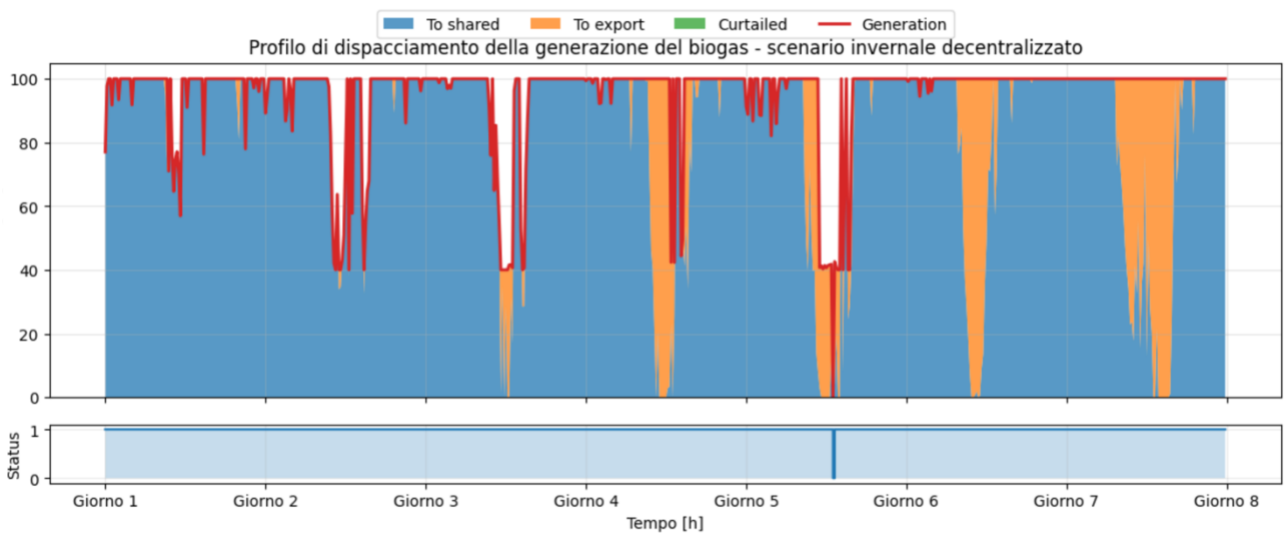


Figura 40: Profilo temporale di dispacciamento del generatore a biogas BIO1 nello scenario invernale con gestione decentralizzata.

Quando il generatore a biogas è in funzione, la produzione si colloca frequentemente in prossimità della potenza massima, con alcune modulazioni verso valori inferiori. La quota prevalente della produzione viene destinata alla condivisione, come mostrato dall'ampia area associata a "To shared". Si può inoltre notare come in alcuni periodi il modello ritiene conveniente produrre per esportare l'energia esternamente alla CER. Questo avviene in particolare negli intervalli in cui la contemporaneità tra produzione del generatore e prelievi della comunità è più limitata.

Nelle Figure 39 e 40 viene presentato anche lo stato di funzionamento dell'impianto a biogas, stato 1 impianto in funzione e stato 0 impianto spento.



Figura 41: Confronto del profilo temporale di dispacciamento del generatore eolico WG1 nello scenario invernale per gestione centralizzata e decentralizzata.

Il confronto tra i profili centralizzato e decentralizzato conferma quanto già osservato durante l'analisi. La gestione centralizzata consente una migliore valorizzazione della produzione comunitaria, destinando una quota maggiore dell'energia generata alla condivisione all'interno della CER e riducendo, di conseguenza, le immissioni non condivise verso la rete.

5.5 Allocazione dei benefici e costi comunitari fra gli utenti

Questa analisi economica viene effettuata con l'obiettivo di ripartire tra i membri della comunità i benefici derivanti dall'incentivo sull'energia condivisa e, allo stesso tempo, attribuire in modo coerente i costi associati agli asset energetici comuni che contribuiscono alla condivisione. Dato che la normativa attuale prevede solo l'erogazione del contributo economico al referente della CER e non regola questo specifico aspetto, la ripartizione dovrà essere gestita tramite un settlement interno alla comunità stessa. In letteratura sono stati condotti vari studi per valutare i metodi migliori in termini di equità e correttezza. Lo studio [10] distingue tra *equity* e *fairness*. Con il termine *equity* fa riferimento al grado di uniformità nella distribuzione dei costi e dei benefici tra gli utenti della comunità, indipendentemente dal contributo specifico di ciascun membro. La *fairness*, invece, rappresenta un concetto più ampio, poiché richiede che la ripartizione tenga conto dei diversi profili degli utenti, degli asset messi a disposizione e del contributo effettivo fornito alla formazione del beneficio comunitario.

La procedura proposta in questo lavoro è un metodo di settlement economico ex-post, coerente con la logica delle *dynamic sharing keys* [5]. In Figura 42 è rappresentata la logica seguita dal meccanismo.

Schema 1 — Meccanismo di allocazione: logica del metodo

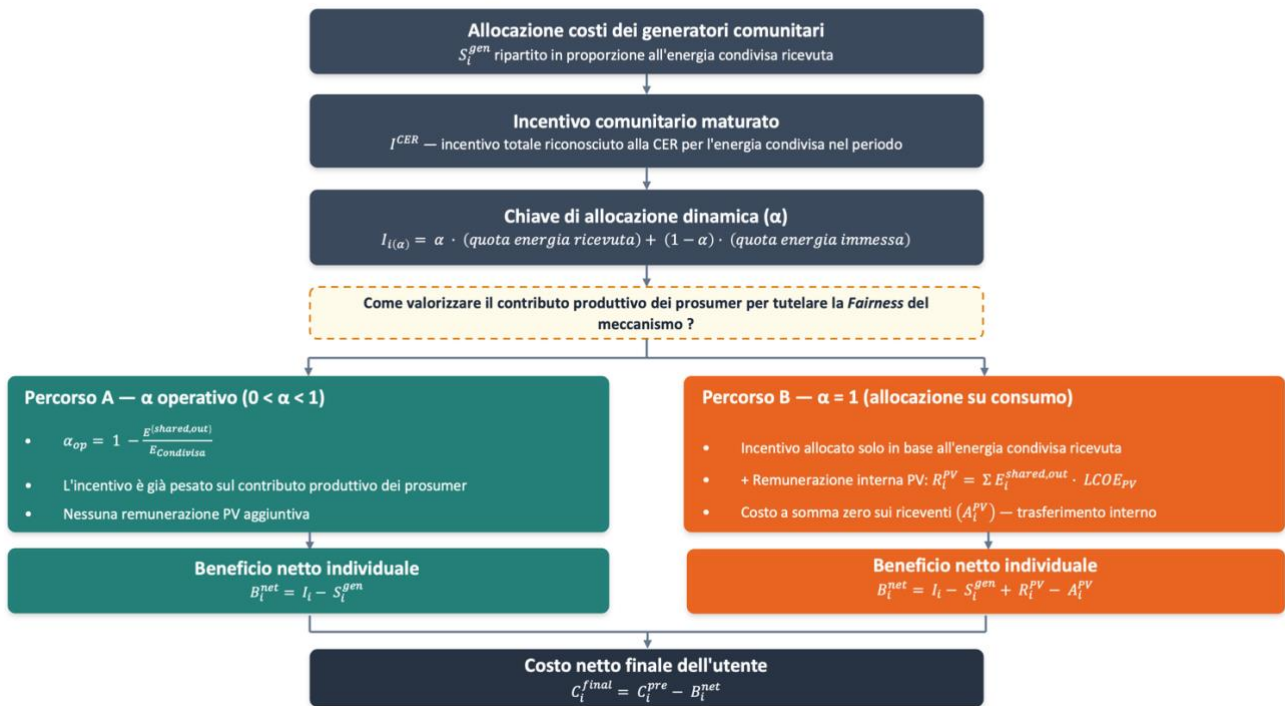


Figura 42: Schema di flusso del meccanismo di allocazione.

Allocazione costi dei generatori comunitari

Per i costi dell'impianto a biogas è stato ripartito fra gli utenti il saldo netto del generatore comunitario, calcolato considerando il costo effettivo dell'energia prodotta e i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete. Per il generatore comunitario g , il costo netto complessivo è dato da:

$$S_g = \sum_t [E_{g,t}^{gen} c_g^{eff} - E_{g,t}^{shared} c_t^{sell} - E_{g,t}^{export} c_t^{sell}] \quad (18)$$

dove $E_{g,t}^{gen}$ è l'energia prodotta dal generatore, $E_{g,t}^{shared}$ è la quota destinata alla condivisione, $E_{g,t}^{export}$ è la quota esportata non condivisa, c_t^{sell} è il prezzo di vendita dell'energia e c_g^{eff} è il costo unitario effettivo associato al generatore.

Il saldo netto dei generatori comunitari viene allocato agli utenti secondo la stessa logica energetica utilizzata per la condivisione. La quota associata all'energia destinata alla condivisione viene ripartita, timestep per timestep, in proporzione all'energia condivisa ricevuta dagli edifici:

$$S_{i,t}^{gen,shared} = S_t^{gen,shared} \frac{E_{i,t}^{shared,in}}{\sum_j E_{j,t}^{shared,in}} \quad (19)$$

Le quote associate all'energia esportata vengono ripartite in proporzione allo shared-in complessivo del periodo:

$$S_i^{gen,expot} = S^{gen,export} \frac{\sum_t E_{i,t}^{shared,in}}{\sum_t \sum_j E_{j,t}^{shared,in}} \quad (20)$$

Il saldo netto totale allocato all'edificio i :

$$S_i^{gen} = \sum_t S_{i,t}^{gen,shared} + S_i^{gen,export} \quad (21)$$

Per il costo effettivo del biogas si è considerato un valore indicativo del LCOE di un impianto a biogas con recupero del calore. Assunzione scelta in modo tale da tenere conto del prezzo di investimento sostenuto per l'impianto.

Il costo netto unitario del biogas può essere espresso quindi in questa forma:

$$s_g = LCOE_{CAPEX} + LCOE_{OPEX} - \bar{c}_{sell} \quad (22)$$

$$s_g = LCOE_{BIO} - \bar{c}_{sell} = c_g^{eff} - \bar{c}_{sell} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \quad (23)$$

Il valore per il LCOE del biogas è stato scelto sulla base del report Fraunhofer ISE 2024 [33].

$$c_g^{eff} = LCOE_{BIO} = 0.202 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (24)$$

Ripartizione dell'incentivo

In particolare, l'incentivo complessivo della CER viene ripartito tra gli utenti mediante un parametro α , che consente di variare il peso attribuito al lato consumo e al lato produzione dell'energia condivisa. Per ciascun edificio, l'incentivo allocato $I_i(\alpha)$ è calcolato come:

$$I_i(\alpha) = I^{CER} \left[\alpha \frac{E_i^{shared,in}}{\sum_j E_j^{shared,in}} + (1 - \alpha) \frac{E_i^{shared,out}}{\sum_j E_j^{shared,out}} \right] \quad (25)$$

dove I^{CER} è l'incentivo totale maturato dalla comunità, $E_i^{shared,in}$ è l'energia condivisa ricevuta dall'edificio i , mentre $E_i^{shared,out}$ è l'energia condivisa prodotta e immessa dall'edificio. Il parametro α varia tra 0 e 1: per $\alpha = 0$ l'incentivo viene allocato interamente in funzione dell'energia condivisa in uscita, mentre per $\alpha = 1$ viene allocato interamente in funzione dell'energia condivisa ricevuta.

Per tutelare la *Fairness* della distribuzione dell'incentivo maturato, in questo lavoro, vengono proposte due strade alternative, entrambe garantiscono una valorizzazione del contributo riservato alla comunità dagli utenti prosumer: l'utilizzo di un valore operativo di α , non unitario (*Percorso A*), oppure l'adozione di $\alpha = 1$ affiancata da una componente dedicata di remunerazione interna del fotovoltaico (*Percorso B*).

Percorso A – α operativo ($0 < \alpha < 1$)

Il valore adeguato da attribuire a questo parametro in prima approssimazione α_{op} può essere stimato con il rapporto fra l'energia totale condivisa in uscita dagli utenti $E^{shared,out}$ e l'energia condivisa totale $E_{Condivisa}$.

$$\alpha_{op} = 1 - \frac{E^{shared,out}}{E_{Condivisa}} \quad (26)$$

Tale rapporto fornisce un'indicazione del contributo relativo degli utenti alla formazione dell'energia condivisa, rispetto alla quota resa disponibile dai generatori comunitari. In questo percorso il contributo produttivo degli utenti risulta remunerato attraverso il parametro α . Per trovare

il valore ottimo di questo parametro ($\alpha_{ottimale}$) in termini di distribuzione dei risparmi degli utenti si può far variare il parametro nell'intorno di α_{op} e valutare i Jain Index della configurazione.

In questo percorso il beneficio netto individuale dell'edificio i è quindi dato da:

$$B_i^{net} = I_i - S_i^{gen} \quad (27)$$

Percorso B – $\alpha = 1$ e remunerazione interna del fotovoltaico

Nel Percorso B l'incentivo della CER viene allocato interamente in funzione dell'energia condivisa ricevuta, ponendo $\alpha = 1$. In questo caso il contributo produttivo dei prosumer non è remunerato attraverso il parametro α , e viene quindi introdotta una componente dedicata di remunerazione interna dell'energia fotovoltaica condivisa, basata sul LCOE del fotovoltaico. In questo modo si riconosce agli utenti prosumer, che hanno sostenuto un costo per i loro impianti fotovoltaici, un contributo economico che permetta loro di recuperare l'investimento.

In questo percorso, la remunerazione interna del fotovoltaico rappresenta quindi l'unico meccanismo con cui il metodo di allocazione riconosce esplicitamente il ruolo dei prosumer nella formazione dell'energia condivisa, tramite un trasferimento interno volto a riconoscere il costo dell'asset privato messo a disposizione della comunità, così da migliorarne la *fairness* rispetto a un'allocazione basata sul solo lato consumo.

L'energia condivisa in uscita dagli edifici viene valorizzata mediante una tariffa interna pari al LCOE fotovoltaico. La remunerazione ricevuta dall'edificio i è quindi:

$$R_i^{PV} = \sum_t E_{i,t}^{shared,out} LCOE_{PV} \quad (28)$$

Il costo complessivo di tale remunerazione viene ripartito tra gli utenti che ricevono energia condivisa nello stesso timestep, in proporzione al rispettivo shared-in:

$$A_{i,t}^{PV} = \left(\sum_j E_{j,t}^{shared,out} LCOE_{PV} \right) \frac{E_{i,t}^{shared,in}}{\sum_j E_{j,t}^{shared,in}} \quad (29)$$

e quindi:

$$A_i^{PV} = \sum_t A_{i,t}^{PV} \quad (30)$$

Questa formulazione è a somma zero, poiché la remunerazione complessivamente riconosciuta agli utenti prosumer coincide con il costo complessivamente allocato agli utenti che ricevono energia condivisa:

$$\sum_i R_i^{PV} = \sum_i A_i^{PV} = 0 \quad (31)$$

La compensazione fotovoltaica non modifica quindi il beneficio economico totale della comunità, ma ne modifica la distribuzione interna, riconoscendo un trasferimento economico verso gli utenti che mettono a disposizione energia prodotta da asset individuali.

Il valore per il LCOE del fotovoltaico è stato scelto sulla base del report Fraunhofer ISE 2024 [33].

$$LCOE_{PV} = 0.065 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (32)$$

In questo percorso il beneficio netto individuale dell'edificio i è quindi dato da:

$$B_i^{net} = I_i - S_i^{gen} + R_i^{PV} - A_i^{PV} \quad (33)$$

Costo netto finale dell'utente appartenente alla CER

Indipendentemente dal percorso di allocazione adottato, il costo netto finale dell'edificio i dopo il settlement economico è dato da:

$$C_i^{final} = C_i^{pre} - B_i^{net} \quad (34)$$

dove C_i^{pre} rappresenta il costo che l'utente deve sostenere prima della distribuzione dei benefici maturati dalla CER.

$$C_i^{pre} = C_i^{imp} - R_i^{exp} \quad (35)$$

dove C_i^{imp} è il costo dell'energia fisica totale importata dall'utente dalla rete pubblica e R_i^{exp} è il ricavo dovuto all'export fisico totale.

Questo costo è dipendente dalla gestione considerata e non va confuso con il costo di baseline C_i^{base} che invece è il costo di riferimento per la valutazione dei risparmi ed ha lo stesso valore in entrambe le gestioni.

Il costo di baseline considerato in questo lavoro corrisponde al costo netto risultante dalla fase di ottimizzazione locale della gestione decentralizzata C_i^{local} .

$$C_{i,centralizzato}^{base} = C_{i,decentralizzato}^{base} = C_i^{base} = C_i^{local} \quad (36)$$

Ovvero è il costo che l'utente sosterrrebbe gestendo autonomamente il proprio asset, senza partecipazione alla CER considerata in questo lavoro, quindi senza incentivo e senza allocazione benefici e costi comunitari.

Indicatori per la valutazione del meccanismo di allocazione

La valutazione del meccanismo di valutazione, in accordo con gli studi presenti in letteratura [5][10], si basa su indicatori che misurano la convenienza individuale degli utenti e l'equità dell'allocazione, ovvero l'uniformità della distribuzione dei benefici fra gli utenti.

In Figura 43 è rappresentato il metodo di valutazione del meccanismo e i valori target degli indicatori.

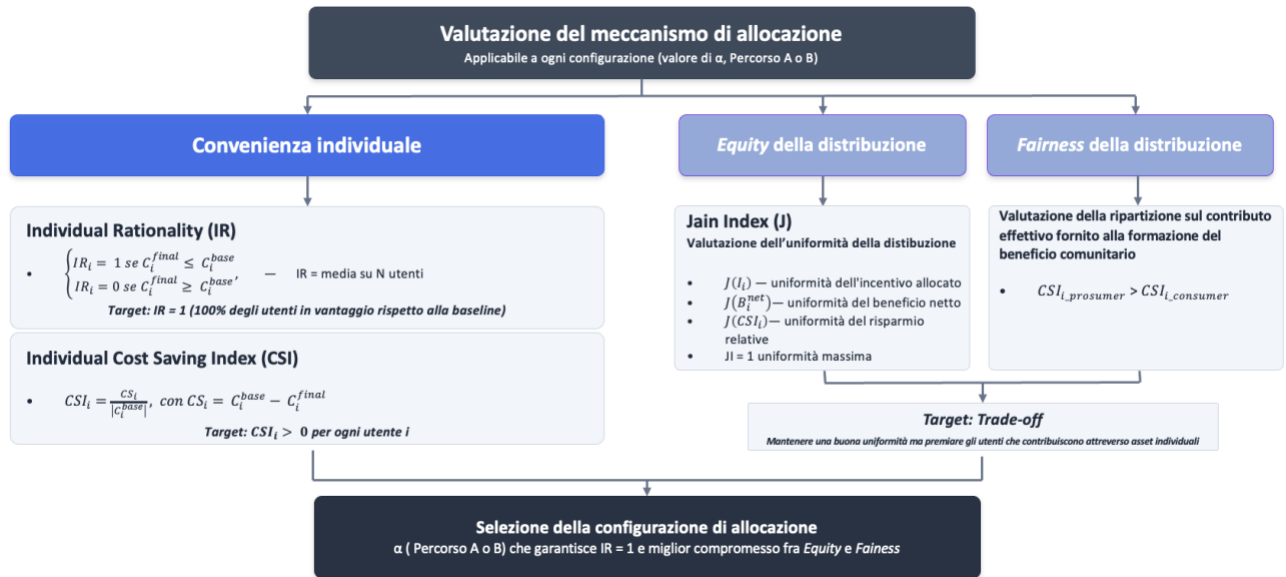


Figura 43: metodo di valutazione del meccanismo e i valori target degli indicatori

Gli indicatori utilizzati, anche detti Kpi sono:

- **Individual Rationality (IR):**

Questo Kpi valuta se il meccanismo è individualmente razionale, ovvero se tutti gli utenti ottengono risparmi rispetto al caso senza comunità. Se $IR = 1$ tutti gli utenti hanno ottenuto un

risparmio ed è il valore target per questo indice che il meccanismo deve raggiungere. Il target da raggiungere è $IR = 1$.

$$IR = \frac{1}{N} \sum_i IR_i \quad (37)$$

$$IR_i = \begin{cases} 1, & C_i^{final} \leq C_i^{base} \\ 0, & C_i^{final} > C_i^{base} \end{cases} \quad (38)$$

- **Individual Cost Saving (CS) e Individual Cost Saving Index (CSI):**

Il $CSI_{i,m}$ misura il risparmio economico dell'utente i normalizzato con la logica di gestione m rispetto alla baseline locale. Esso è calcolato come rapporto tra il $CS_{i,m}$ dell'utente, dato dalla differenza tra costo di baseline e costo finale dopo settlement, e il valore assoluto del costo di baseline.

$$CS_{i,m} = C_i^{base} - C_{i,m}^{final} = C_i^{base} - (C_{i,m}^{pre} - B_i^{net}) \quad (39)$$

$$CSI_{i,m} = \frac{CS_{i,m}}{|C_i^{base}|} \quad (40)$$

$CS_i > 0 \rightarrow$ l'utente risparmia rispetto alla baseline

$CS_i = 0 \rightarrow$ l'utente è indifferente

$CS_i < 0 \rightarrow$ l'utente è penalizzato rispetto alla baseline

- **Jain Index (J)**

Questo Kpi indicata l'uniformità di distribuzione di una misura e, in questo lavoro viene utilizzato per valutare l'uniformità di distribuzione dell'incentivo, dei benefici netti e del CSI ovvero l'*equity*. Il $J(x)$ può essere compreso fra $0 < J(x) < 1$, e un valore tendente a 1 di $J(x)$ indica una buona omogeneità della distribuzione fra gli utenti, della misura x considerata. Il target da raggiungere dal Jain Index è un valore alto ma che allo stesso tempo garantisca agli utenti che contribuiscono di più al beneficio della comunità un risparmio normalizzato (CSI_i) maggiore rispetto agli altri.

$$J(x) = \frac{(\sum_{i=1}^n x_i)^2}{n \sum_{i=1}^n x_i^2} \quad (40)$$

I valori su cui è misurato l'indice sono:

$$a) J(I_i) = \frac{(\sum_i I_i)^2}{N \sum_i (I_i)^2} \quad b) J(B_i^{net}) = \frac{(\sum_i B_i^{net})^2}{N \sum_i (B_i^{net})^2} \quad c) J(CSI_i) = \frac{(\sum_i CSI_i)^2}{N \sum_i (CSI_i)^2}$$

5.5.1 Risultati dell'allocazione

La valutazione del meccanismo di allocazione viene effettuata seguendo il metodo rappresentato in Figura 42, su entrambi i percorsi, illustrati in Figura 43, proposti del meccanismo.

Risultati percorso A – α operativo ($0 < \alpha < 1$)

Per il Percorso A, gli indicatori considerati sono stati applicati in seguito ai risultati generati da un'analisi di sensibilità effettuata sul parametro α . In modo da presentare come cambiano i benefici degli utenti al variare di questo parametro e validare il valore di α_{op} .

In Tabella 26 sono riportati i valori di α_{op} nei quattro scenari del caso studio.

	Invernale centralizzato	Invernale decentralizzato	Estivo centralizzato	Estivo decentralizzato
Unità di misura	[-]	[-]	[-]	[-]
$\alpha_{op} = 1 - \frac{E_{shared,out}}{E_{Condivisa}}$	0.90	0.93	0.77	0.81

Tabella 26: Valori di α_{op} per gli scenari del caso studio.

Un valore di α_{op} più basso nella stagione estiva indica uno scenario in cui una quota maggiore dell'energia condivisa totale della CER, durante l'intero orizzonte temporale, viene prodotta e messa a disposizione dai prosumer della comunità, rispetto allo scenario invernale.

Per permettere un'esposizione più fluida dei risultati, verrà considerato un valore unico $\alpha_{op_invernale} = 0.9$ per lo scenario invernale e $\alpha_{op_estivo} = 0.8$ per lo scenario estivo. I valori analizzati nell'analisi di sensitività sono $\alpha = [0, 0.25, 0.5, 0.75, 0.8, 0.9, 1]$.

A partire dai risultati dell'analisi di sensitività sul parametro α , è stata valutata l'accettabilità economica del meccanismo di allocazione mediante il KPI di Individual Rationality (IR). Per ciascun valore di α , il costo finale di ogni edificio dopo il settlement economico della CER viene confrontato con il costo di baseline locale. Un utente è considerato non penalizzato quando il costo finale risulta minore o uguale al costo che avrebbe sostenuto nello scenario di gestione autonoma.

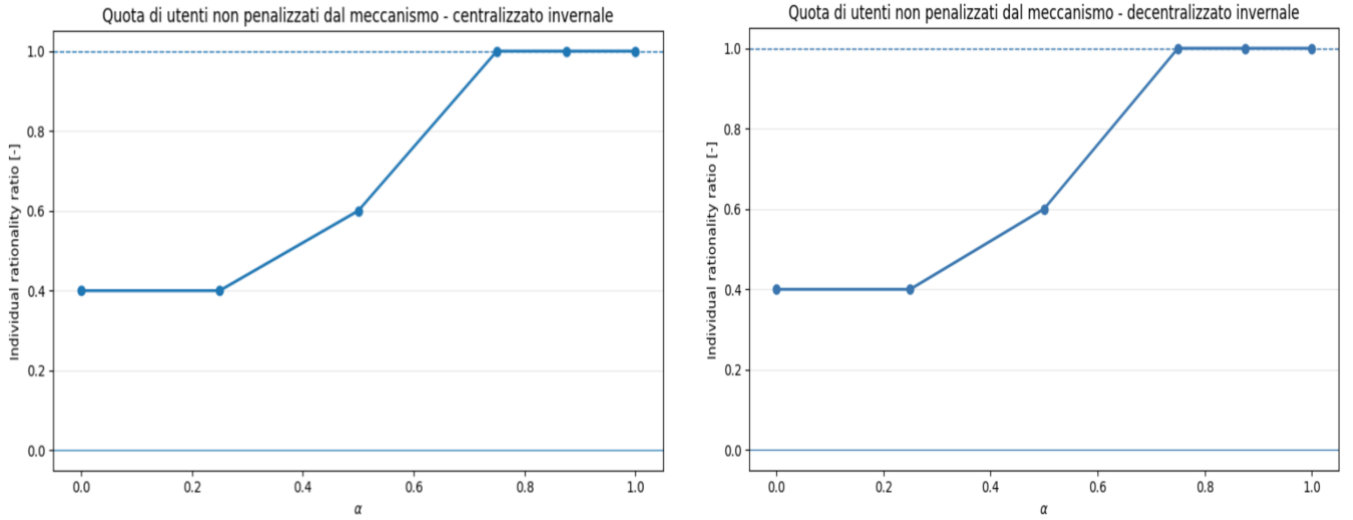


Figura 44: Individual Rationality (IR) dell'allocatione per ogni α nello scenario invernale.

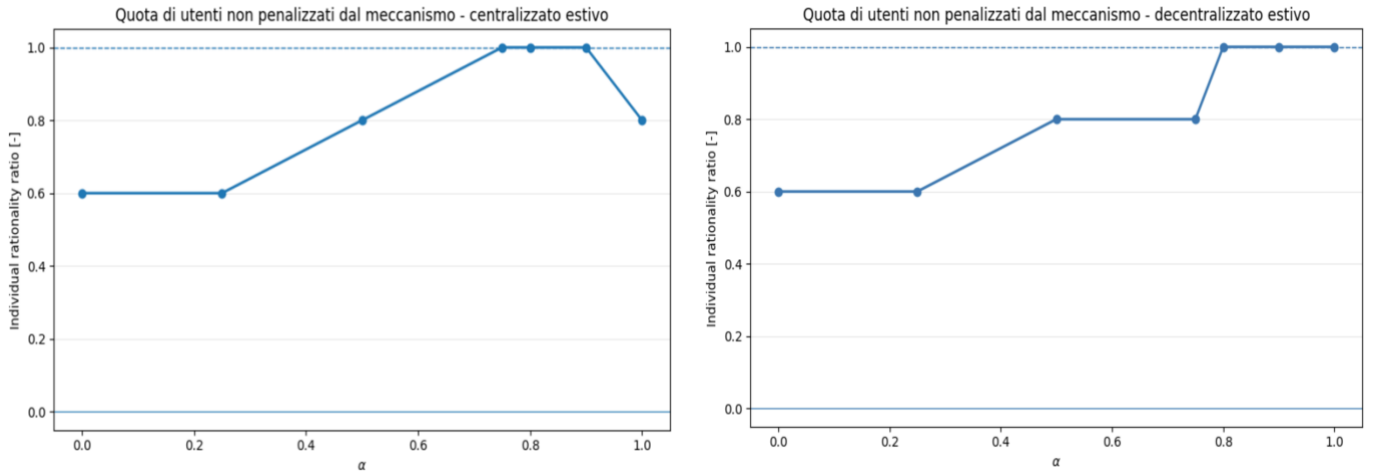


Figura 45: Individual Rationality (IR) dell'allocatione per ogni α nello scenario estivo.

Le Figure 44 e 45 riportano l'andamento dell'Individual Rationality ratio nei quattro scenari analizzati, distinguendo tra gestione centralizzata e decentralizzata e tra periodo invernale ed estivo. In tutti i casi si osserva che valori più elevati di α , quindi una maggiore attribuzione dell'incentivo al lato consumo della condivisione, migliorano l'accettabilità individuale del meccanismo.

Nel periodo invernale, i due modelli di gestione mostrano un comportamento analogo. Sia nel caso centralizzato sia in quello decentralizzato, il 100% degli utenti risulta non penalizzato ($C_i^{final} \leq C_i^{base}$) a partire da $\alpha = 0.75$, indicando che tutti gli edifici presentano un costo finale non superiore alla rispettiva baseline locale.

Nel periodo estivo centralizzato, tutti gli utenti sono non penalizzati per valori di $\alpha = 0.75$, $\alpha_{op_estivo} = 0.8$ e $\alpha = 0.9$. Nel caso decentralizzato invece, tutti gli utenti sono non penalizzati per $\alpha_{op_estivo} = 0.8$, $\alpha = 0.9$ e $\alpha = 1$.

Questi risultati evidenziano che l'allocazione dell'incentivo maggiormente orientata allo shared-in tende a rendere il meccanismo più accettabile per l'intera comunità. Valori bassi di α , infatti, premiano prevalentemente il lato produzione e lasciano penalizzati gli utenti caratterizzati da un ruolo prevalentemente di consumo e non sono adatti ad una CER nella quale l'energia condivisa è prevalentemente prodotta dai generatori comunitari.

Nelle Figure 46 e 47 si può osservare la distribuzione del risparmio complessivo individuale rispetto alla baseline, CS_i . Mentre l'Individual Rationality ratio fornisce una misura aggregata della quota di utenti non penalizzati, i grafici del CS_i permettono di identificare quali edifici risultano effettivamente avvantaggiati o penalizzati dal meccanismo di allocazione per ciascun valore di α .

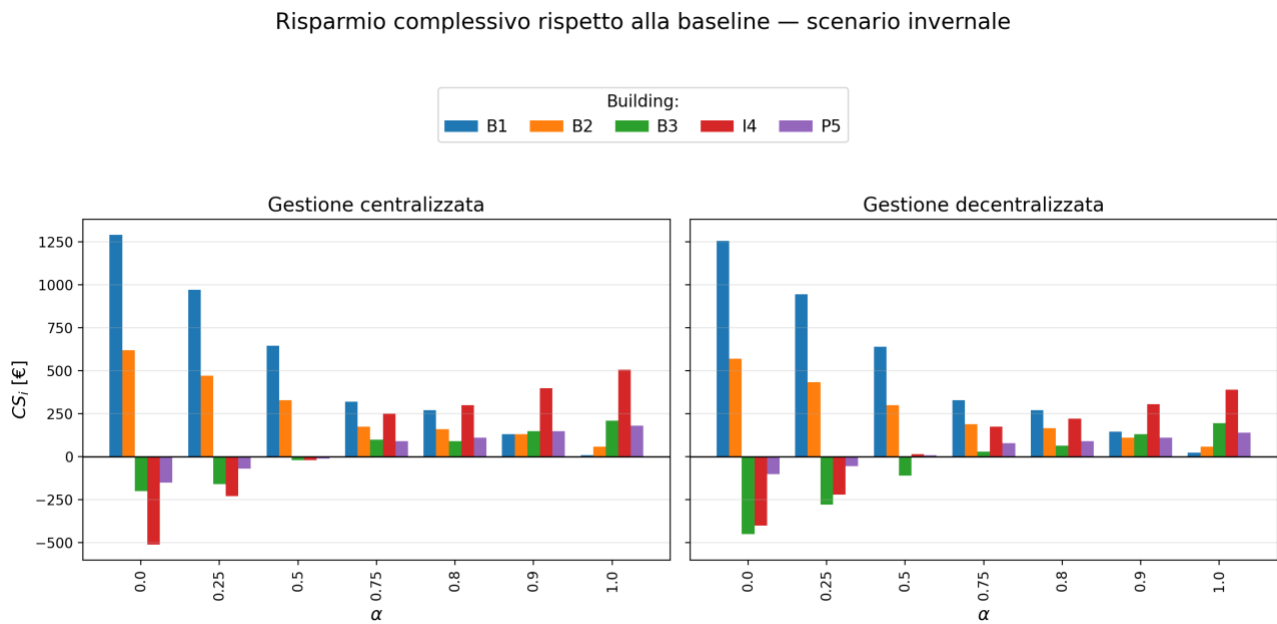


Figura 46: Risparmio rispetto alla baseline (CS_i) degli utenti per ogni α nello scenario invernale.

Risparmio complessivo rispetto alla baseline — scenario estivo

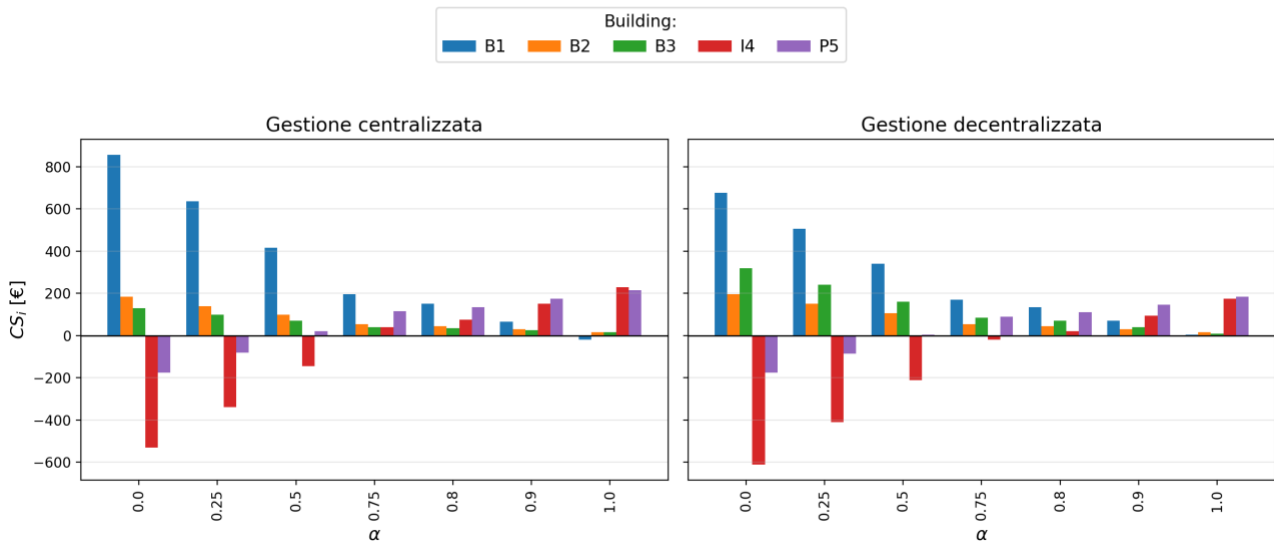


Figura 47: Risparmio rispetto alla baseline (CS_i) degli utenti per ogni α nello scenario estivo.

Si osserva che, per valori bassi di α , gli utenti consumer, in particolare I4 e P5, risultano penalizzati in tutti gli scenari analizzati. Questo comportamento è legato alla struttura del meccanismo di allocazione. Quando α assume valori prossimi a zero, la maggior parte dell'incentivo CER viene attribuita al lato produzione della condivisione, cioè agli utenti prosumer che immettono energia condivisa. Di conseguenza, gli edifici partecipano alla condivisione consumando l'energia ricevono una quota limitata dell'incentivo.

Tuttavia, tali utenti continuano a sostenere una quota dei costi associati agli asset comunitari, in particolare del generatore a biogas, poiché il saldo netto dei generatori viene ripartito in funzione dell'energia condivisa ricevuta. Questa componente di costo non dipende direttamente dal valore di α , ma dai profili temporali della produzione del biogas e dello shared-in attribuita a ciascun edificio. Pertanto, per bassi valori di α , la quota di incentivo riconosciuta ai consumer può risultare insufficiente a compensare il costo dei generatori comunitari e gli eventuali trasferimenti interni, generando un risparmio complessivo negativo rispetto alla baseline.

Nelle Figure 48 e 49 viene riportato il *CSI* (*Individual Cost Saving Index*) di ogni utente negli scenari considerati.

CSI al variare di α — scenario invernale

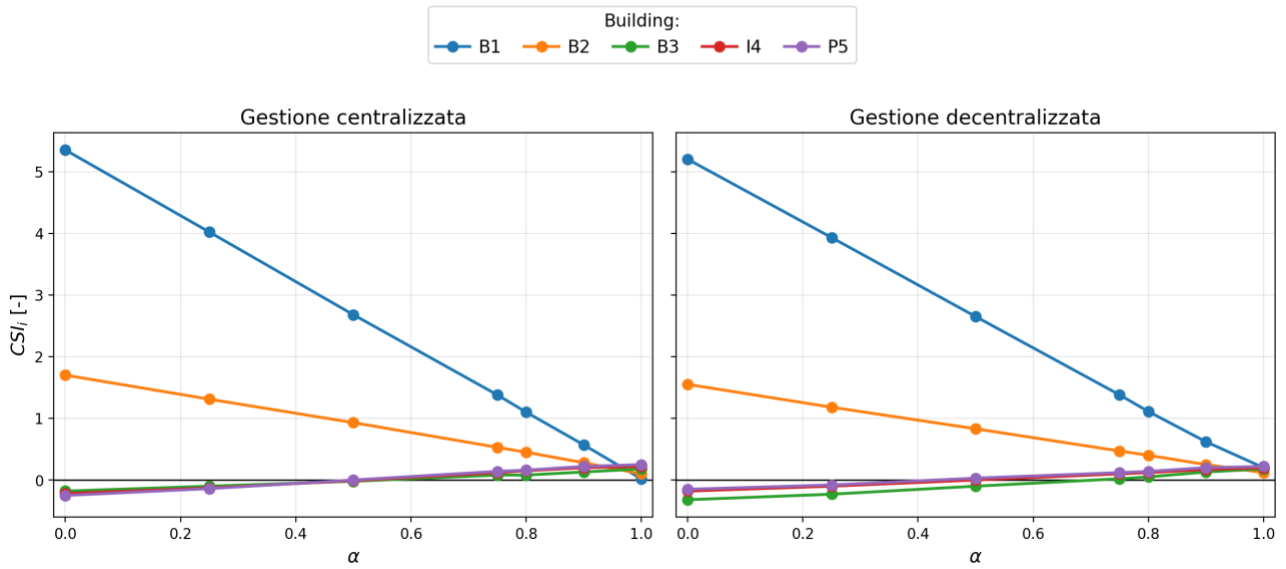


Figura 48: Risparmio rispetto alla baseline normalizzato (CSI) degli utenti per ogni α nello scenario invernale.

CSI al variare di α — scenario estivo

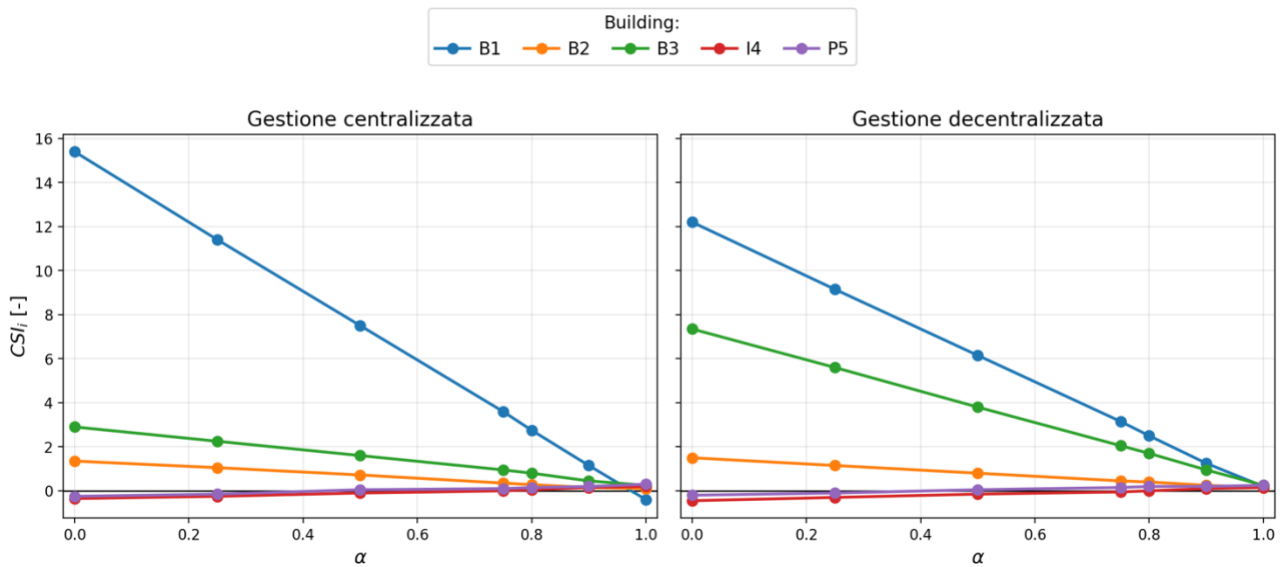


Figura 49: Risparmio rispetto alla baseline normalizzato (CSI) degli utenti per ogni α nello scenario estivo.

Dalla Figura 5.49, nello scenario estivo, si nota come per $\alpha_{op_estivo} = 0.8$ il CSI_i degli utenti prosumer B1, B2 sono marcatamente superiori rispetto agli altri utenti. La conferma di questo valore come scelta finale per l'allocazione tutelerebbe la fairness del meccanismo, ma comporterebbe un Jain Index sul risparmio normalizzato $J(CSI_i)$ molto basso, come si può notare dai grafici seguenti.

Per valutare come varia l'*equity* della distribuzione in funzione di α , nelle Figure 50 e 51, sono presentati i *Jain Index* calcolati sull' incentivo allocato I_i , beneficio netto B_i^{net} e Cost Saving Index CSI_i .

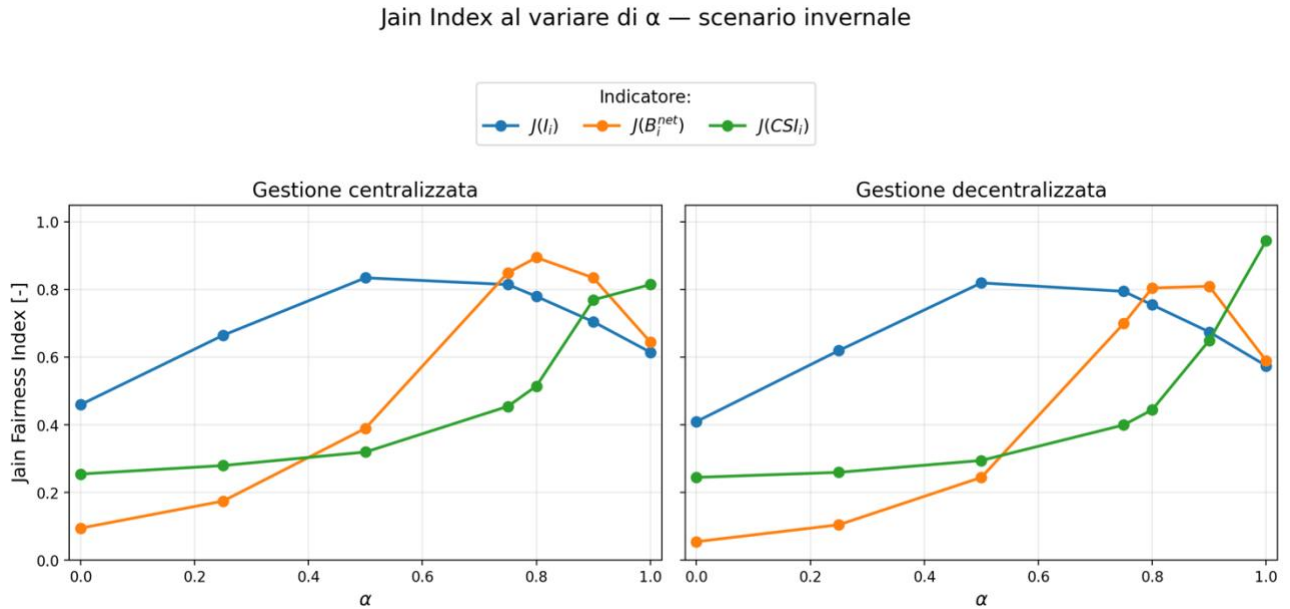


Figura 50: Jain Index sull' incentivo allocato I_i , beneficio netto B_i^{net} e Cost Saving Index CSI_i per ogni α nello scenario invernale.

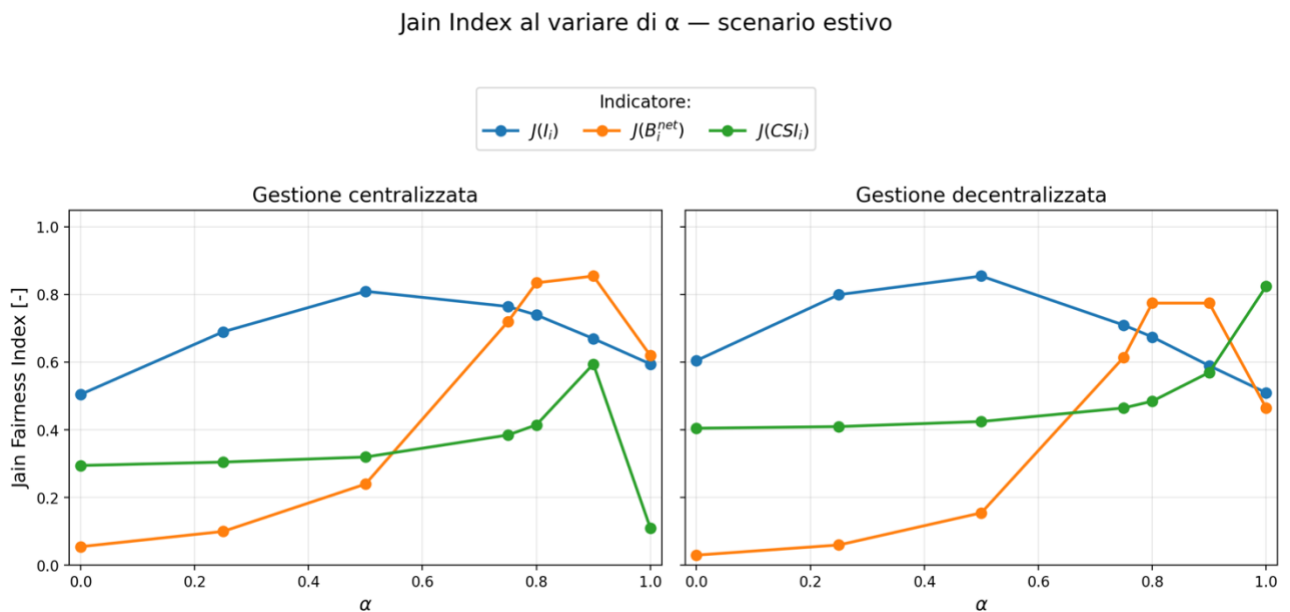


Figura 51: Jain Index sull' incentivo allocato I_i , beneficio netto B_i^{net} e Cost Saving Index CSI_i per ogni α nello scenario estivo.

Un valore elevato dell'indice indica che i benefici risultano distribuiti in modo simile tra gli utenti, mentre un valore più basso segnala una maggiore eterogeneità nella ripartizione. Tuttavia, nel contesto di una CER, in cui il metodo di allocazione mira a garantire il concetto di *fairness*, una distribuzione perfettamente uniforme non è necessariamente la più corretta, poiché gli utenti possono contribuire in misura diversa alla formazione dell'energia condivisa o mettere a disposizione asset energetici di proprietà.

Per questo motivo, il metodo di allocazione corretto è quello che garantisce una buona distribuzione dei benefici e allo stesso tempo valorizza chi contribuisce all'energia condivisa della comunità mettendo a disposizione i proprio asset, ovvero i prosumer.

In linea generale quindi il risparmio normalizzato di un'utente prosumer deve essere maggiore di quello di un utente consumer ($CSI_{i_prosumer} > CSI_{i_consumer}$) per poter definire che il meccanismo di allocazione garantisce la *fairness*.

Scelta finale di $\alpha_{ottimale}$ per il Percorso A

È stato analizzato l'andamento del Jain Index, in particolare sull'indicatore CSI_i , valutando come varia l'equità della distribuzione nell'intorno del valore operativo α_{op} .

Nello scenario invernale il valore $\alpha_{op} = 0.9$ calcolato in prima approssimazione, risulta già adeguato: in questo punto il Jain Index sul Cost Saving Index $J(CSI_i)$ raggiunge un valore elevato, pari a 0.77 nel caso centralizzato e a 0.65 nel caso decentralizzato. Si è pertanto scelto $\alpha_{ottimale_invernale} = \alpha_{op_invernale} = 0.9$, senza necessità di discostarsi dal valore stimato analiticamente.

Nello scenario estivo, invece, il valore operativo $\alpha_{op_estivo} = 0.8$ non rappresenta ancora il punto di migliore equità: aumentando α a 0.9 il Jain Index sul CSI_i cresce sensibilmente in entrambe le logiche di gestione, passando da 0.42 a 0.60 nel caso centralizzato e da 0.49 a 0.57 nel caso decentralizzato. Questo miglioramento è accompagnato da un risparmio normalizzato CSI_i agli utenti prosumer B1, B2 e B3, che a $\alpha = 0.9$ che tutela comunque la Fairness del metodo.

In Tabella 27 sono si trova un sommario dei parametri di scelta IR e $J(CSI_i)$ ogni configurazione finale.

Scenario	α	IR	J(CSI)
Invernale centralizzato	0.90 ($\alpha_{ottimale_invernale} = \alpha_{op_invernale}$)	1	0.770
Invernale decentralizzato	0.90 ($\alpha_{ottimale_invernale} = \alpha_{op_invernale}$)	1	0.650
Estivo centralizzato	0.80 (α_{op_estivo})	1	0.415
	0.90 ($\alpha_{ottimale_estivo}$)	1	0.595
Estivo centralizzato	0.80 (α_{op_estivo})	1	0.485
	0.90 ($\alpha_{ottimale_estivo}$)	1	0.570

Tabella 27: Confronto del Jain Index fra α_{op} e $\alpha_{ottimale}$ nei quattro scenari del caso studio.

Nelle Tabelle 28 – 31 sono riportati, per i quattro scenari del caso studio, i principali risultati economici con il valore di α più prestante.

Edificio	$\alpha_{ottimale_invernale}$	C_i^{base}	C_i^{pre}	B_i^{net}	C_i^{final}	CS_i	CSI_i
	[-]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[%]
B1	0.9	242	287	182	105	137	57
B2	0.9	368	390	131	259	109	30
B3	0.9	1356	1419	239	1179	176	13
I4	0.9	2117	2117	403	1713	403	19
P5	0.9	686	686	145	541	145	21

Tabella 28: Sintesi dei risultati economici individuali per $\alpha_{op_invernale} = 0.9$ nello scenario centralizzato invernale.

Edificio	$\alpha_{ottimale_invernale}$	C_i^{base}	C_i^{pre}	B_i^{net}	C_i^{final}	CS_i	CSI_i
	[-]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[%]
B1	0.9	242	242	150	91	150	62
B2	0.9	368	368	93	275	93	25
B3	0.9	1356	1356	133	1222	133	10
I4	0.9	2117	2117	309	1808	309	15
P5	0.9	686	686	112	574	112	16

Tabella 29: Sintesi dei risultati economici individuali per $\alpha_{op_invernale} = 0.9$ nello scenario decentralizzato invernale.

Edificio	$\alpha_{ottimale_estivo}$	C_i^{base}	C_i^{pre}	B_i^{net}	C_i^{final}	CS_i	CSI_i
	[-]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[%]
B1	0.9	-55	-4	117	-121	65	118
B2	0.9	132	160	58	103	29	22
B3	0.9	43	84	66	19	25	57
I4	0.9	1438	1438	154	1284	154	11
P5	0.9	686	686	177	509	177	26

Tabella 30: Sintesi dei risultati economici individuali per $\alpha = 0.9$ nello scenario centralizzato estivo.

Edificio	$\alpha_{ottimale_estivo}$	C_i^{base}	C_i^{pre}	B_i^{net}	C_i^{final}	CS_i	CSI_i
	[-]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[%]
B1	0.9	-55	-55	72	-128	72	131
B2	0.9	132	132	32	99	32	24
B3	0.9	43	43	42	1	42	98
I4	0.9	1438	1438	97	1340	97	7
P5	0.9	686	686	151	535	151	22

Tabella 31: Sintesi dei risultati economici individuali per $\alpha = 0.9$ nello scenario decentralizzato estivo.

Risultati percorso B – $\alpha = 1$ e remunerazione interna del fotovoltaico

L' Individual Rationality (IR) per $\alpha = 1$ e remunerazione interna del fotovoltaico è $IR = 1$ per tutti gli scenari, quindi tutti gli utenti sono non penalizzati dal meccanismo di allocazione ed ottengono un risparmio rispetto ad una gestione autonoma fuori dalla CER.

La remunerazione dell'energia condivisa prodotta dagli impianti fotovoltaici degli utenti, rappresenta lo strumento utilizzato per tutelare la *fairness* del meccanismo di allocazione e garantire, che gli utenti prosumer vengano premiati per il loro contributo all'energia condivisa.

Nel Percorso B il beneficio netto è calcolato come $B_i^{net} = I_i - S_i^{gen} + R_i^{PV} - A_i^{PV}$, e nelle Figure 52 e 53 viene riportato il beneficio netto allocato agli utenti insieme alle componenti economiche che lo compongono.

Componenti del beneficio netto di settlement — scenario invernale

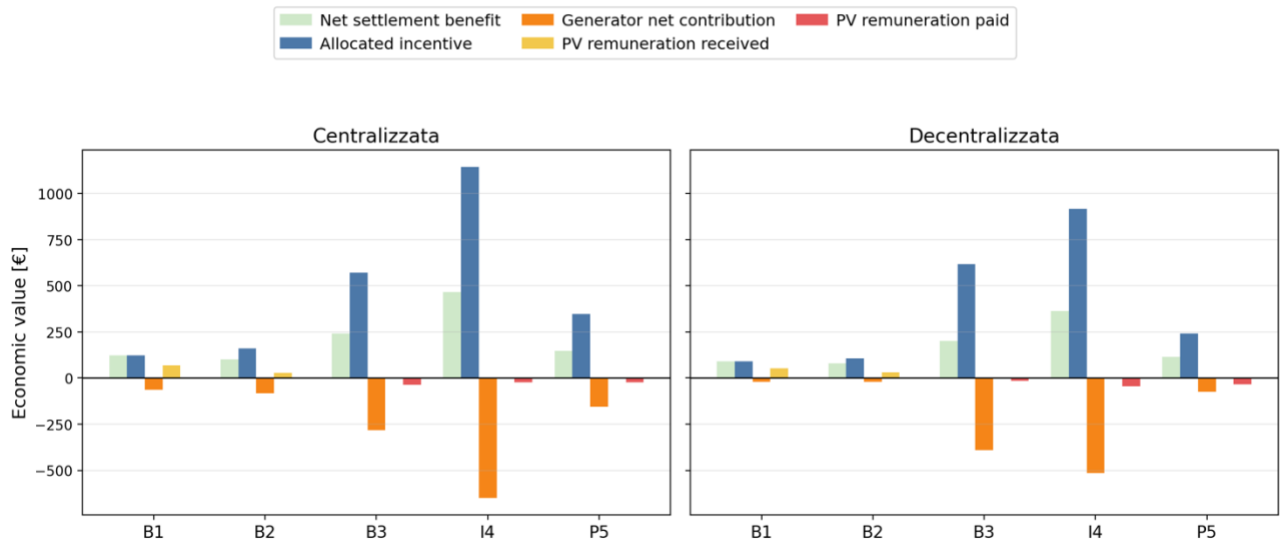


Figura 52: Componenti economiche del beneficio netto allocato B_i^{net} allocato agli utenti per $\alpha=1$ nello scenario invernale.

Componenti del beneficio netto di settlement — scenario estivo

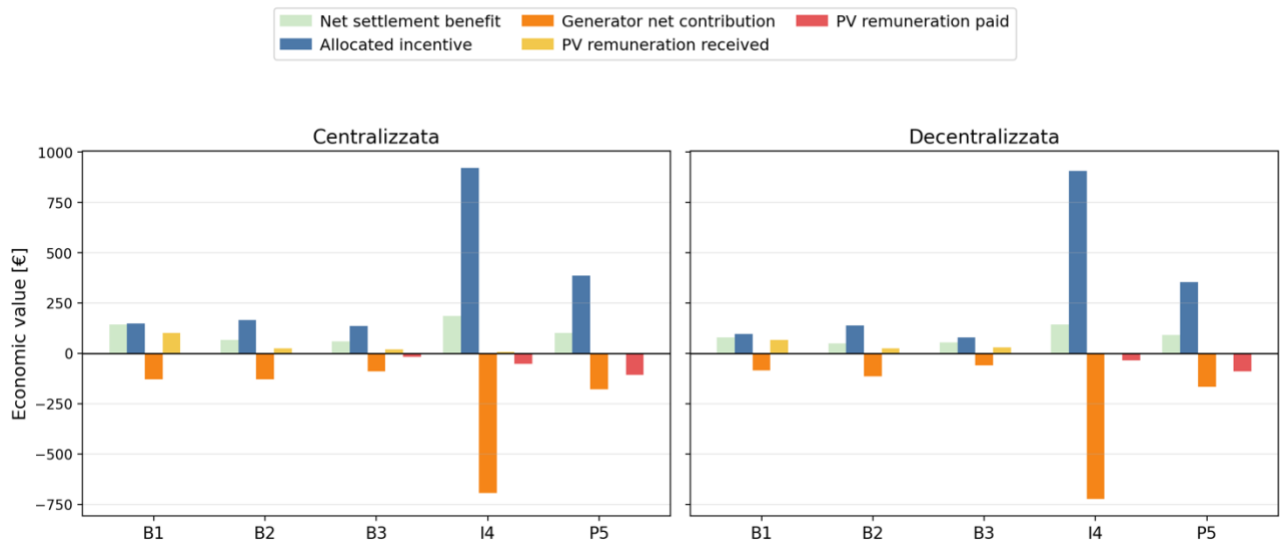


Figura 53: Componenti economiche del beneficio netto allocato B_i^{net} allocato agli utenti per $\alpha=1$ nello scenario estivo.

Per quanto riguarda l'equity del meccanismo nelle Figure 54 sono rappresentati i Jain Index calcolati sui quattro scenari.

Jain Index — Percorso B

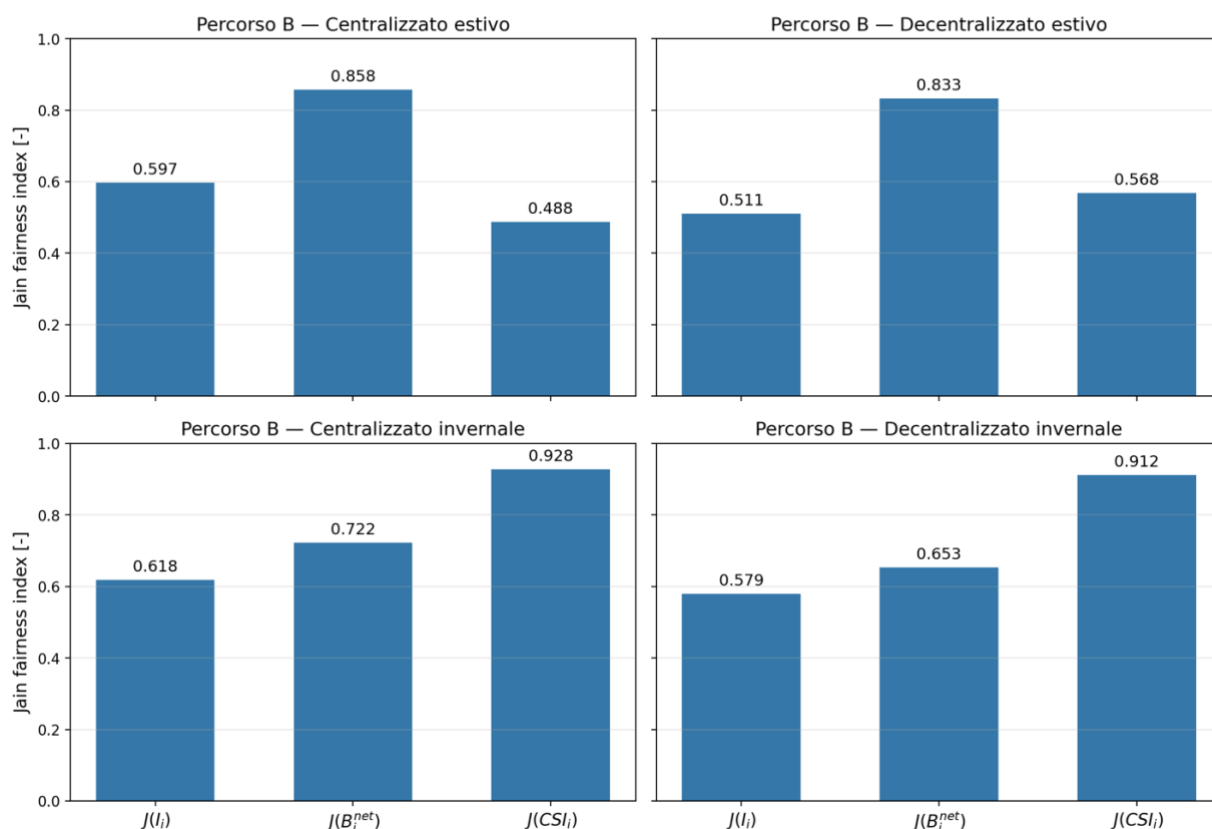


Figura 54: Jain Index sull' incentivo allocato I_i , beneficio netto B_i^{net} e Cost Saving Index CSI_i nel Percorso B.

Nelle Tabelle 32 – 35 sono riportati i principali risultati economici individuali per gli utenti in tutti gli scenari.

Edificio	α	C_i^{base}	C_i^{pre}	B_i^{net}	C_i^{final}	CS_i	CSI_i
	[-]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[%]
B1	1	242	287	125	162	80	33
B2	1	368	390	110	280	88	24
B3	1	1356	1419	242	1176	180	13
I4	1	2117	2117	477	1640	477	23
P5	1	686	686	146	540	146	21

Tabella 32: Sintesi dei risultati economici individuali del percorso B nello scenario centralizzato invernale.

Edificio	α	C_i^{base}	C_i^{pre}	B_i^{net}	C_i^{final}	CS_i	CSI_i
	[-]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[%]
B1	1	242	242	72	170	72	30
B2	1	368	368	61	307	61	17
B3	1	1356	1356	194	1162	194	14
I4	1	2117	2117	373	1744	373	18
P5	1	686	686	99	588	99	14

Tabella 33: Sintesi dei risultati economici individuali del percorso B nello scenario decentralizzato invernale.

Edificio	α	C_i^{base}	C_i^{pre}	B_i^{net}	C_i^{final}	CS_i	CSI_i
	[-]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[%]
B1	1	-55	-4	143	-147	91	164
B2	1	132	160	71	89	43	33
B3	1	43	84	62	22	21	49
I4	1	1438	1438	187	1250	187	13
P5	1	686	686	107	579	107	16

Tabella 34: Sintesi dei risultati economici individuali del percorso B nello scenario centralizzato estivo.

Edificio	α	C_i^{base}	C_i^{pre}	B_i^{net}	C_i^{final}	CS_i	CSI_i
	[-]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[%]
B1	1	-55	-55	76	-132	76	137
B2	1	132	132	43	88	43	33
B3	1	43	43	47	-4	47	9
I4	1	1438	1438	142	1296	142	10
P5	1	686	686	87	600	87	13

Tabella 35: Sintesi dei risultati economici individuali del percorso B nello scenario decentralizzato estivo.

Considerazioni sull'analisi dei risultati

L'analisi dei risultati dimostra la validità del meccanismo di allocazione dei benefici e costi comunitari proposto. Entrambe le varianti (Percorso A e Percorso B) garantiscono un risparmio individuale per ogni utente e quindi la convenienza ad essere soci della CER. Il meccanismo inoltre risulta valido in termini di *equity* e *fairness* in entrambe le varianti.

Dal punto di vista dei risultati entrambi i percorsi appaiono fortemente dipendenti dallo scenario considerato. Nello scenario invernale il Percorso A tende a premiare di più gli utenti consumer ($CSI_{B1} = 57\%$ nel centralizzato e $CSI_{B1} = 63\%$ nel decentralizzato) a discapito dell'uniformità della distribuzione ($J(CSI) = 0.770$ nel centralizzato e $J(CSI) = 0.650$ nel decentralizzato). Il percorso B, sullo scenario invernale, invece ha un trade-off più tendente all'equity ($J(CSI) = 0.928$ nel centralizzato e $J(CSI) = 0.912$ nel decentralizzato) rispetto alla fairness ($CSI_{B1} = 33\%$ nel centralizzato e $CSI_{B1} = 30\%$ nel decentralizzato).

Nello scenario estivo invece, avendo scelto il parametro α ottimale maggiore rispetto a quello operativo si è verificato lo scenario inverso rispetto all'invernale, ottenendo un trade-off più tendente all'equity nel Percorso A e risparmi maggiori per i prosumer nel Percorso B.

Il Percorso A appare più flessibile, perché permette di calibrare attraverso α , il compromesso che si vuole ottenere fra *equity* e *fairness* dell'allocazione. Tuttavia richiede una scelta del parametro che dipende dallo scenario stagionale e dalla composizione della comunità e va valutato caso per caso.

Il Percorso B risulta invece più immediato ed interpretabile, poiché utilizza $\alpha = 1$ come regola base e introduce una voce separata per valorizzare gli impianti fotovoltaici individuali. Nel complesso, il Percorso A può essere preferibile quando si vuole mantenere un meccanismo facilmente parametrizzabile in base allo scenario e struttura della CER considerata. La trasparenza con cui il meccanismo lavora e riconosce ai diversi ruoli svolti dagli utenti nella CER è importante per gli utenti a cui viene presentato il meccanismo di allocazione utilizzato.

Nel complesso, la gestione centralizzata consente di ottenere benefici economici individuali maggiori rispetto alla gestione decentralizzata. Sebbene il costo pre-settlement risulti inferiore nel caso decentralizzato, coerentemente con il fatto che tale configurazione parte da una gestione locale degli asset, il risultato finale dopo l'allocazione economica mostra CSI generalmente più elevati nella gestione centralizzata, in entrambe le stagioni considerate.

Questo indica che la gestione centralizzata, pur potendo generare costi operativi iniziali più elevati per alcuni edifici, produce un beneficio complessivo maggiore una volta considerati incentivo, saldo dei generatori comunitari e trasferimenti interni. In altri termini, il confronto rilevante non è dato dal solo costo pre-settlement, ma dal costo finale dopo settlement rispetto alla baseline locale.

6. Conclusioni

Il presente lavoro ha affrontato il problema della gestione operativa ottimizzata di una Comunità Energetica Rinnovabile composta da edifici con la propria domanda elettrica, generazione rinnovabile individuale e comunitaria, sistemi di accumulo, flessibilità termica e un generatore programmabile a biogas. L'obiettivo non era il dimensionamento ottimo degli asset, ma il confronto tra due logiche operative, centralizzata e decentralizzata gerarchica, e la successiva valutazione della distribuzione economica dei benefici generati dall'autoconsumo diffuso tra i membri della comunità.

A tale scopo è stato sviluppato un modello di ottimizzazione deterministico lineare applicato a due scenari stagionali rappresentativi, estivo e invernale. Il modello consente di descrivere i flussi energetici fisici e virtuali della CER, l'utilizzo degli accumuli, la flessibilità termica di un edificio dotato di pompa di calore reversibile e gestire gli asset comunitari. A valle dell'ottimizzazione è stata inoltre implementata una procedura di post-processing economico per allocare tra gli utenti l'incentivo riconosciuto all'energia condivisa, il saldo economico dei generatori comunitari e, nel secondo percorso di analisi, una remunerazione interna dell'energia fotovoltaica condivisa.

I risultati ottenuti mostrano che la gestione centralizzata consente una migliore valorizzazione delle risorse disponibili rispetto alla gestione decentralizzata. Il coordinamento simultaneo degli edifici, degli accumuli, della flessibilità termica e dei generatori comunitari permette infatti di aumentare la quantità di energia condivisa e di ridurre il costo netto complessivo della CER. Nello scenario estivo l'energia condivisa aumenta di circa l'11,3% rispetto alla gestione decentralizzata, mentre nello scenario invernale l'incremento raggiunge circa il 17,3%. Anche dal punto di vista economico la gestione centralizzata risulta più vantaggiosa, con una riduzione del costo netto complessivo pari a circa il 10% in estate e circa l'8% in inverno.

Il beneficio del coordinamento risulta particolarmente evidente nello scenario invernale. In questa stagione la minore disponibilità di produzione fotovoltaica rende più importante la capacità del modello di far coincidere nel tempo la disponibilità energetica con i fabbisogni della comunità. La gestione centralizzata riesce quindi a sfruttare in modo più efficace le risorse programmabili e i flussi di sharing, migliorando la contemporaneità tra immissioni e prelievi. In estate, invece, la maggiore produzione fotovoltaica individuale riduce parzialmente il margine di miglioramento ottenibile tramite il coordinamento, poiché una quota più elevata della domanda viene già soddisfatta tramite autoconsumo locale.

L'analisi evidenzia inoltre una differenza importante tra prestazione comunitaria e prestazione locale dei singoli edifici. Nella gestione decentralizzata gli asset individuali, in particolare batterie e flessibilità termica, vengono utilizzati prioritariamente per ridurre il costo locale dell'edificio. Nella

gestione centralizzata, invece, gli stessi asset sono coordinati con l'obiettivo complessivo della CER e possono quindi contribuire in modo più diretto alla formazione dell'energia condivisa. Questo comporta una riduzione dell'autoconsumo locale in alcuni casi, ma un miglioramento del risultato comunitario complessivo. Il confronto tra le due logiche mostra quindi che la gestione decentralizzata rappresenta una configurazione più aderente all'autonomia decisionale dei singoli utenti, mentre la gestione centralizzata rappresenta il potenziale massimo ottenibile attraverso un coordinamento integrato delle risorse.

Un'analisi di sensitività sulla taglia del generatore a biogas ha mostrato che la configurazione da 100 kW rappresenta un compromesso ragionevole tra beneficio dell'energia condivisa e il costo operativo sostenuto dalla comunità. Una taglia inferiore risulta insufficiente a sfruttare pienamente il potenziale della CER, soprattutto nel caso invernale. L'aumento della taglia avrebbe comportato un peggioramento del rapporto fra costo operativo e beneficio economico associato alla condivisione rispetto ai reali benefici sulla condivisione e costo netto della CER.

I risultati dell'ottimizzazione mostrano il ruolo centrale dei generatori comunitari nella formazione dell'energia condivisa. In particolare, il generatore a biogas rappresenta la risorsa dominante, sia per la maggiore produzione complessiva rispetto al mini-eolico, sia per la sua natura programmabile. La possibilità di modulare accensione, spegnimento e potenza erogata consente infatti di sostenere la condivisione energetica soprattutto negli intervalli in cui la produzione rinnovabile non programmabile non è sufficiente a coprire il fabbisogno contemporaneo della comunità.

La gestione centralizzata sfrutta il generatore a biogas in modo più efficace rispetto alla gestione decentralizzata, destinando una quota maggiore della produzione alla condivisione e riducendo la quota esportata senza essere valorizzata come energia condivisa. Questo risultato è particolarmente rilevante nello scenario invernale, dove il biogas compensa la minore disponibilità fotovoltaica e contribuisce in modo determinante al miglioramento degli indicatori energetici ed economici.

La procedura di post-processing economico sviluppata evidenzia come il beneficio aggregato riconosciuto alla CER non si traduca automaticamente in un vantaggio uniforme per tutti i membri della comunità. L'analisi di sensitività condotta sul parametro di allocazione α mostra che valori bassi del parametro, che premiano prevalentemente il lato produzione della condivisione, tendono a penalizzare gli utenti con un ruolo prevalentemente di consumo, in particolare l'edificio industriale I4 e l'edificio pubblico P5. Poiché nella CER analizzata la maggior parte dell'energia condivisa è generata dal generatore comunitario a biogas piuttosto che dagli impianti individuali, i risultati indicano che valori del parametro di allocazione spostati verso il lato consumo risultano più coerenti

con la struttura della comunità e consentono di ottenere una condizione di Individual Rationality per la totalità dei membri.

In particolare entrambi i percorsi praticabili del meccanismo consentono di raggiungere l'accettabilità economica per tutti i membri in tutti gli scenari. Nel *Percorso A*, valori più orientati allo shared-in, in particolare $\alpha = 0,9$, consentono di eliminare le penalizzazioni individuali e di raggiungere l'Individual Rationality per tutti i membri e ottenere un buon compromesso fra equity e fairness. Il valore $\alpha = 0,9$ è coerente con il caso studio considerato, nel quale una quota rilevante dell'energia condivisa deriva dai generatori comunitari e non esclusivamente dagli impianti individuali dei prosumer. La scelta del parametro α ottimale si è dimostrata determinante, e fortemente dipendente dallo scenario considerato e dalla configurazione della CER.

Nel *Percorso B*, invece, si adotta una logica più esplicita: l'incentivo CER viene allocato interamente sul lato consumo, mentre il contributo dei prosumer viene riconosciuto tramite una remunerazione interna dell'energia fotovoltaica condivisa. Questa soluzione permette di distinguere il beneficio associato alla ricezione di energia condivisa dalla compensazione degli asset privati messi a disposizione della comunità. Anche in questo caso l'Individual Rationality, equity e fairness risultano garantiti in tutti gli scenari.

La componente di remunerazione interna dell'energia fotovoltaica condivisa, basata sul relativo costo livellato di produzione, si è dimostrata efficace nel migliorare la fairness del meccanismo anche nella configurazione con α pari a 1, poiché consente di riconoscere un beneficio economico agli utenti prosumer indipendentemente dalla quota di incentivo regolatorio loro attribuita.

Il confronto fra gestione centralizzata e decentralizzata a livello di singolo utente conferma che, una volta considerato il settlement economico completo, la gestione centralizzata risulta generalmente più conveniente anche per i singoli edifici, nonostante talvolta presenti un costo operativo pre-settlement più elevato rispetto alla gestione decentralizzata. Fa eccezione l'edificio B3, dotato di flessibilità termica, che risulta più conveniente nella gestione decentralizzata. Questo risultato evidenzia un limite del meccanismo di allocazione proposto: la regola adottata non introduce un riconoscimento economico esplicito per la flessibilità termica messa a disposizione della comunità, penalizzando implicitamente l'utente che la fornisce nella configurazione centralizzata, dove tale flessibilità viene sfruttata a beneficio collettivo senza un compenso proporzionato.

Limiti dello studio

Il presente lavoro presenta alcuni limiti che è opportuno evidenziare. Il modello sviluppato è di tipo deterministico e assume una conoscenza perfetta dei profili di domanda, di generazione rinnovabile e delle condizioni climatiche sull'intero orizzonte temporale di ottimizzazione. Questa

ipotesi consente di isolare l'effetto della logica di gestione e dell'allocazione economica, ma non tiene conto dell'incertezza previsionale che caratterizza la gestione operativa reale di una CER, in particolare per quanto riguarda la produzione fotovoltaica ed eolica.

L'orizzonte di simulazione adottato è pari a una settimana rappresentativa per ciascuna stagione. Questa scelta consente di contenere l'onere computazionale e di analizzare in dettaglio il comportamento dinamico degli asset, ma non consente di valutare l'effetto della durata ventennale prevista per l'incentivo sull'energia condivisa.

I profili di domanda elettrica dei gruppi residenziali sono stati costruiti a partire da un numero limitato di serie temporali reali, opportunamente scalate e traslate per generare utenze sintetiche. Sebbene tale approccio consenta di ottenere profili con un andamento realistico, esso non riproduce la piena variabilità comportamentale che caratterizzerebbe un insieme più ampio di utenti reali.

Gli asset energetici individuali e comunitari sono stati assunti come già dimensionati sulla base di una pre-analisi descritta nel Capitolo 3, coerentemente con l'obiettivo del lavoro, orientato alla gestione operativa piuttosto che alla pianificazione. Di conseguenza, il modello non consente di valutare in modo integrato le interazioni fra scelte di dimensionamento e logiche di gestione, che potrebbero condurre a configurazioni di asset diverse da quelle qui considerate.

Le ipotesi economiche adottate, in particolare il prezzo unico dell'energia elettrica per tutti gli utenti, l'assenza di quote fisse e di potenza nella bolletta elettrica e il costo del biogas basato su un valore indicativo di costo livellato di produzione, rappresentano semplificazioni funzionali alla trasparenza del modello, ma non riproducono la piena eterogeneità delle condizioni contrattuali reali dei singoli membri della comunità.

Infine, il meccanismo di allocazione economica proposto, pur consentendo di analizzare l'effetto del parametro α sulla distribuzione dei benefici, non introduce un riconoscimento esplicito per la flessibilità termica messa a disposizione della comunità, come evidenziato dal caso dell'edificio B3, e non è stato confrontato con altri metodi di allocazione presenti in letteratura, quali il Shapley Value o approcci basati sul mercato interno.

Sviluppi futuri

A partire dai limiti individuati, è possibile identificare alcune direzioni di sviluppo futuro del presente lavoro. Un primo sviluppo riguarda l'introduzione dell'incertezza previsionale nel modello di ottimizzazione, ad esempio tramite approcci di ottimizzazione stocastica o robusta, in grado di rappresentare in modo più realistico la gestione operativa di una CER in presenza di errori di previsione sulla produzione rinnovabile e sulla domanda.

Un secondo sviluppo consiste nell'estensione dell'orizzonte di simulazione a un intero anno, in modo da rappresentare più compiutamente la variabilità stagionale e valutare l'effetto della durata

pluriennale dell'incentivo sull'energia condivisa sulla sostenibilità economica della comunità nel tempo.

Un ulteriore sviluppo riguarda l'integrazione tra la fase di dimensionamento degli asset e la fase di gestione operativa, in modo da valutare congiuntamente l'effetto delle scelte di investimento e delle logiche di gestione sulle prestazioni energetiche ed economiche della CER, superando l'ipotesi di asset già assegnati adottata nel presente lavoro.

Per quanto riguarda la procedura di allocazione economica, un possibile sviluppo consiste nell'introduzione di una componente di remunerazione esplicita per la flessibilità termica e, più in generale, per gli asset di flessibilità messi a disposizione della comunità, analogamente a quanto sviluppato per la remunerazione dell'energia fotovoltaica condivisa. Sarebbe inoltre utile confrontare la regola di allocazione dinamica adottata con altri metodi presenti in letteratura, quali il Shapley Value o meccanismi di mercato interno peer-to-peer, al fine di valutarne le differenze in termini di equità e accettabilità individuale.

Infine, un ulteriore sviluppo potrebbe riguardare l'applicazione del modello a un caso studio basato su dati di una Comunità Energetica Rinnovabile realmente costituita, così da validare le assunzioni modellistiche adottate, e l'estensione dell'analisi economica con tariffe elettriche differenziate per tipologia di utenza e con la valutazione dell'impatto della configurazione sulla rete di distribuzione, aspetto non trattato nel presente lavoro ma rilevante, come evidenziato nello stato dell'arte, per una valutazione complessiva della sostenibilità delle Comunità Energetiche Rinnovabili.

Bibliografia

- [1] «Direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio».
- [2] «DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO - dell'11 dicembre 2018 - sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili».
- [3] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, “Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 — Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili,” *Gazzetta Ufficiale*, Serie Generale n. 285, 30 novembre 2021. [Online]. Disponibile su: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/11/30/21G00214/sg>
- [4] Repubblica Italiana, “Decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, art. 42-bis, introdotto dalla Legge 28 febbraio 2020, n. 8,” *Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana*, Serie Generale, n. 51, Feb. 29, 2020.
- [5] U2DEMO Project, “Deliverable D 2.3: P2P trading matching and energy sharing models,” Horizon Europe, Grant Agreement No. 101160684, Version 1.0, Dec. 2025.
- [6] REScoop.eu, “About us,” REScoop.eu. [Online]. Available: <https://www.rescoop.eu/about-us>. [Accessed: Jun. 21, 2026].
- [7] Laurini B, Bonvini B, Bracco S. Optimal design model for a public-private renewable energy community in a small Italian municipality. *Sustainable Energy, Grids Networks* 40 (2024) 101545.
- [8] A. Dimovski, M. Moncecchi, M. Merlo, Impact of energy communities on the distribution network: An Italian case study, *Sustainable Energy, Grids Networks* 35 (2023) 101148.
- [9] V. Casella, G. Ferro, L. Parodi, e M. Robba, «Maximizing shared benefits in renewable energy communities: A Bilevel optimization model», *Applied Energy*, vol. 386 (2025) 125562.
- [10] M.-V. Gasca, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, e Y. Sidqi, «Fairness in energy communities: Centralized and decentralized frameworks», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 208 (2025) 115054.
- [11] ARERA, “Deliberazione 27 dicembre 2022, 727/2022/R/eel: Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. Approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso,” Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Milano, Italy, Dec. 27, 2022.

- [12] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, "Decreto 7 dicembre 2023, n. 414: Disciplina delle modalità di incentivazione per sostenere l'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile," Roma, Italy, Dec. 7, 2023.
- [13] ARERA, "Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD), Allegato A alla Deliberazione 727/2022/R/eel, come integrato e modificato dalla Deliberazione 15/2024/R/eel," Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Milano, Italy, 2024.
- [14] Gestore dei Servizi Energetici, "Decreto CACER e TIAD – Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR," Allegato 1, Versione del 16 luglio 2025.
- [15] Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A., *Regole tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel e s.m.i.*, 22 gennaio 2021. [Online]Disponibile:
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SISTEMI%20DI%20ACCUMULO/regole%20e%20procedure/REGOLE%20TECNICHE%20SISTEMI%20ACCUMULO.PDF.
- [16] A. Awerkin, P. Falbo, and T. Vargiolu, "Optimal Investment and Fair Sharing Rules for Incentives in Virtual Renewable Energy Communities," arXiv:2311.12055v2, Mar. 2025. [Online]. Available: <https://arxiv.org/abs/2311.12055>
- [17] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., "MGP - Esiti - PUN Index GME," *Mercato Elettrico*. [Online]. Disponibile: <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricit/MGP/Esiti/PUN>. [Accesso: 24-apr-2026]
- [18] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, "Prezzi e tariffe," *ARERA*. [Online]. Disponibile: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe>. [Accesso: 24-apr-2026]
- [19] Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A., "Pagamenti Ritiro Dedicato: calcolo, fatture e dichiarazioni fiscali," *GSE*. [Online]. Disponibile: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato/regolazione-economica-del-servizio>. [Accesso: 24-apr-2026]
- [20] Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., "MGP - Esiti - Prezzi Zonali," *Mercato Elettrico*. [Online]. Disponibile: <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricit/MGP/Esiti/PrezziZonali>. [Accesso: 24-apr-2026]

- [21] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, “Tariffa per il servizio di trasmissione,” *ARERA*. [Online]. Available: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/tariffa-per-il-servizio-di-trasmissione>
- [22] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, “Tariffe di distribuzione,” *ARERA*. [Online]. Available: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/distr>
- [23] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, “Oneri generali di sistema e ulteriori componenti,” *ARERA*. [Online]. Available: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/oneri-general-di-sistema-e-ulteriori-componenti>
- [24] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, “Delibera 30 dicembre 2025, 588/2025/R/com,” *ARERA*. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/25/588-25>
- [25] Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, “Aliquote accisa nazionali,” *ADM*. [Online]. Available: <https://www.adm.gov.it/portale/aliquote-accisa-nazionali>. [Accessed: Jun. 25, 2026].
- [26] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028
- [27] A. Ciocia, A. Amato, P. Di Leo, S. Fichera, G. Malgaroli, F. Spertino, and S. Tzanova, “Self-consumption and self-sufficiency in photovoltaic systems: Effect of grid limitation and storage installation,” *Energies*, vol. 14, no. 6, Art. no. 1591, 2021, doi: 10.3390/en14061591.
- [28] Renewables.ninja, “Renewables.ninja,” 2026. [Online]. Disponibile: <https://www.renewables.ninja> ; [Accesso: 22-apr-2026].
- [29] Open Power System Data, “Data Package Household Data. Version 2020-04-15,” 2020. [Online]. Disponibile: https://data.open-power-system-data.org/household_data/2020-04-15/ . [Accesso: 25-giu-2026].
- [30] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, “Valore CMEMm - Servizio di tutela della vulnerabilità,” *ARERA*. [Online]. Available: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/valore-cmemm-vulnerabili>. [Accessed: Jun. 25, 2026].
- [31] Regione Piemonte, “Addizionale regionale all’accisa sul gas naturale,” Regione Piemonte. [Online]. Available: <https://www.regione.piemonte.it/web/temi/tributi/addizionali-regionali/addizionale-regionale-allaccisa-sul-gas-naturale>

- [32] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, “Valori dei corrispettivi per l’uso della rete e gli oneri generali di sistema - Gas,” *ARERA*. [Online]. Available: <https://www.arera.it/consumatori/valori-rete-oneri-domestici-gas>
- [33] C. Kost, P. Müller, J. Sepúlveda Schweiger, V. Fluri, and J. Thomsen, “Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies,” Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, Study, Jul. 2024.