

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea Magistrale

**Studio di fattibilità tecnico-economica di una  
comunità energetica a livello residenziale**

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Corelatori:

Prof. Paolo Di Leo

Ing. Angela Amato

Candidata:

Edith Clarizia

**Dicembre 2022**

Anno Accademico 2021/2022



## *Ringraziamenti*

Innanzitutto, ringrazio il Prof. Filippo Spertino per l'infinita disponibilità e gentilezza e per i preziosi consigli tecnici, all'evidenza frutto della sua grande competenza ma anche del qualificato e lungo periodo di esperienza nel settore. Un ringraziamento alla Dott.ssa. Ing. Angela Amato ed al Prof. Paolo Di Leo, per la disponibilità, gli indispensabili consigli e per avermi spronato nei momenti adatti durante il percorso di stesura della tesi.

Un ringraziamento all' Ing. Luca Pannier Suffait ed al Dott. Andrea Leone per i preziosi consigli tecnici e per l'empatia e la simpatia con cui hanno saputo innalzarmi il morale in qualche momento difficile. Un ringraziamento a tutti i colleghi dello Studio i4, che mi hanno supportata fin dal primo periodo di stage. È un grande piacere essere entrata a far parte di questo fantastico gruppo in cui non mancano mai i momenti per una sana risata.

Ringrazio i compagni di avventura conosciuti al Politecnico ed il gruppo dei progetti con i quali abbiamo sempre lavorato in sintonia raggiungendo gli obiettivi prefissati.

Ringrazio le mie amiche di sempre Anastasia ed Angelita per esserci sempre state a qualsiasi costo. Nonostante la distanza il nostro rapporto non è mai cambiato e sono certa che non accadrà mai.

Ringrazio il mio ragazzo Nicolò per avermi sopportata e supportata in tutte le difficoltà incontrate in questo percorso ed avermi sempre spronato a dare il meglio ed a credere in me stessa. Inoltre, ringrazio tutta la sua famiglia che mi è sempre stata vicina.

Ringrazio i miei fratelli Andrea e Luigi. Grazie per i vostri insegnamenti e consigli, crescere con voi mi ha reso la persona che sono. Siete una sicurezza e so che in qualsiasi caso posso contare sui miei fratelloni. Grazie anche ad Ana e Sara, oltre che fidanzata e moglie di Luigi e Andrea siete due amiche e so di poter sempre contare sui vostri consigli. Un ringraziamento speciale ad Andrea e Sara per avermi donato la gioia di diventare zia di una piccola peste a cui voglio un bene immenso. Inoltre, ringrazio l'intera famiglia.

Infine, uno speciale ringraziamento va ai miei genitori, mamma Jacqueline e papà Nunzio, per il supporto morale ed economico durante l'intero percorso accademico e per non avermi mai fatto pesare nulla. Siete e sarete sempre il mio punto di riferimento e fonte di ispirazione. Questo importante traguardo lo dedico a voi che lo avete reso possibile. Grazie per aver sempre creduto in me.



# Contenuti

<b>Contenuti .....</b>	<b>1</b>
<b>Lista delle figure.....</b>	<b>4</b>
<b>Lista delle tabelle .....</b>	<b>6</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>8</b>
<b>Introduzione .....</b>	<b>10</b>
<b>1. Lo sviluppo sostenibile .....</b>	<b>12</b>
1.1. Strategie dell'Unione Europea.....	12
1.2. Piani strategici in Italia .....	15
<b>2. Le Comunità Energetiche .....</b>	<b>19</b>
2.1. Inquadramento legislativo europeo .....	19
2.1.1. Direttiva 2018/2001/UE .....	19
2.1.2. Direttiva 2019/944/UE .....	19
2.2. Contesto legislativo nazionale italiano .....	20
2.2.1. Decreto Milleproroghe 2019 .....	20
2.2.2. Delibera ARERA 318/2020/R/EEL .....	23
2.2.3. Decreto Ministeriale MISE.....	23
2.2.4. Decreto Legislativo 199/2021 .....	24
2.2.5. Regole tecniche GSE.....	25
2.3. Stato dell'arte in Italia .....	26
<b>3. Caso studio: nuova comunità energetica a Volpiano.....</b>	<b>30</b>
3.1. Stato di progetto dei complessi residenziali .....	30

## Contenuti

3.2. Obiettivi della tesi.....	34
<b>4. Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico .....</b>	<b>35</b>
4.1. Determinazione della radiazione globale incidente sui pannelli fotovoltaici 36	
4.2. Determinazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico.....	43
4.3. Validazione della metodologia .....	47
<b>5. Determinazione dei fabbisogni termici .....</b>	<b>49</b>
5.1. Simulazione dinamica.....	49
5.1.1. Software utilizzato .....	49
5.1.2. Air Heat Balance Manager .....	51
5.1.3. Surface Heat Balance Manager .....	53
5.2. Modellazione geometrica .....	55
5.2.1. Costruzione.....	56
5.2.2. Aperture .....	58
5.3. Ulteriori input della simulazione .....	59
5.3.1. Attività.....	59
5.4. Fabbisogni termici per il riscaldamento e il raffrescamento .....	61
5.5. Fabbisogno termico per l'ACS .....	64
<b>6. Determinazione dei fabbisogni elettrici .....</b>	<b>67</b>
6.1. Determinazione dei consumi elettrici delle utenze domestiche.....	67
6.2. Conversione dei fabbisogni termici in elettrici.....	69
6.3. Fabbisogni elettrici totali .....	71
<b>7. Analisi economica .....</b>	<b>75</b>
7.1. Quantificazione costi .....	76
7.2. Analisi energetica .....	77
7.3. Analisi dei flussi di cassa.....	79

## Contenuti

7.4. Risparmio in bolletta .....	82
<b>8. Best fitting impiantistico .....</b>	<b>86</b>
8.1. Variazione della taglia dell'impianto FV .....	86
8.2. Ottimizzazione Autoconsumo .....	90
8.2.1 Gestione del carico elettrico.....	90
8.2.2 Integrazione di un sistema di accumulo .....	93
8.3. Variazione della configurazione della CER .....	99
<b>9. Conclusioni.....</b>	<b>101</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>104</b>

# Lista delle figure

<i>Figura 1.1: Obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia [7]</i>	16
<i>Figura 1.2: Crescita della potenza installata delle diverse fonti rinnovabili in Italia [8]</i>	17
<i>Figura 1.3: Installazioni medie annue delle FER [8]</i>	17
<i>Figura 1.4: Asseverazioni, investimenti e detrazioni fiscali ammessi e realizzati a settembre 2021 [9]</i>	18
<i>Figura 1.5: Risparmi annui (Mtep/anno) da detrazioni fiscali [9]</i>	18
<i>Figura 2.1: Schemi di autoconsumo [13]</i>	21
<i>Figura 2.2: Flusso del procedimento di ammissione al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa [17]</i>	26
<i>Figura 2.3: Distribuzione delle CER e degli AUC nel suolo nazionale [8]</i>	27
<i>Figura 3.1: Delimitazione area di intervento</i>	30
<i>Figura 3.2: Planimetria Stato di Progetto Piano Terreno</i>	31
<i>Figura 3.3: Planimetria Stato di Progetto Piano Primo</i>	31
<i>Figura 3.4: Planimetria Stato di Progetto Piano Secondo</i>	32
<i>Figura 3.5: Planimetria Stato di Progetto Piano terzo</i>	32
<i>Figura 3.6: Planimetria stato di progetto piano copertura</i>	33
<i>Figura 3.7: Prospetto Nord</i>	33
<i>Figura 4.1: componenti della radiazione solare [20]</i>	36
<i>Figura 4.2: Angoli per la descrizione del moto del sole [19]</i>	37
<i>Figura 4.3: Angolo orario</i>	38
<i>Figura 4.4: Funzione sinusoidale della declinazione solare [19]</i>	39
<i>Figura 4.5: Coefficiente di albedo [21]</i>	41
<i>Figura 4.6: Irradianza annua</i>	41
<i>Figura 4.7: Irradianza nel giorno 4 gennaio</i>	42
<i>Figura 4.8: Irradianza nel giorno 20 luglio</i>	43
<i>Figura 4.9: Produzione media mensile Impianto FV</i>	44
<i>Figura 4.10: Produzione Totale mensile impianto FV</i>	44
<i>Figura 4.11: Produzione annua impianto FV</i>	45
<i>Figura 4.12: Heat Map</i>	46
<i>Figura 4.13: Producibilità giornaliera impianto FV</i>	46
<i>Figura 4.14: Box-Plot della deviazione</i>	48
<i>Figura 5.1: Bilancio energetico superficie interna [23]</i>	54
<i>Figura 5.2: Bilancio energetico superficie esterna [24]</i>	54
<i>Figura 5.3: Design Builder-Pannello aperture</i>	58
<i>Figura 5.4: Design Builder – Programma occupazione</i>	59
<i>Figura 5.5: Design Builder - Pannello attività (riscaldamento/raffrescamento)</i>	60
<i>Figura 5.6: Design builder - pannello attività (illuminazione)</i>	60
<i>Figura 5.7: temperatura operativa</i>	62

## Lista delle figure

<i>Figura 5.8: fabbisogno termico e frigorifero monolocale</i>	62
<i>Figura 5.9: fabbisogno termico e frigorifero trilocale</i>	63
<i>Figura 5.10: fabbisogno termico e frigorifero quadrilocale</i>	63
<i>Figura 6.1: Profilo di consumo giornaliero utenze domestiche</i>	68
<i>Figura 6.2: Fabbisogno elettrico annuo utenze domestiche</i>	68
<i>Figura 6.3: EER in funzione della temperatura esterna e della percentuale di carico</i>	69
<i>Figura 6.4: COP in funzione della temperatura esterna e della percentuale di carico</i>	70
<i>Figura 6.5: Heat map monolocale</i>	71
<i>Figura 6.6: Heat map trilocale</i>	72
<i>Figura 6.7: Heat map quadrilocale</i>	72
<i>Figura 6.8: Ripartizione carico elettrico totale – monolocale</i>	73
<i>Figura 6.9: Ripartizione carico elettrico totale – trilocale</i>	74
<i>Figura 6.10: Ripartizione carico elettrico totale – quadrilocale</i>	74
<i>Figura 7.1: Profili di potenza del 4 gennaio</i>	78
<i>Figura 7.2: Profili di potenza del 20 luglio</i>	79
<i>Figura 7.3: Valore attuale netto</i>	82
<i>Figura 7.4: struttura della bolletta elettrica</i>	84
<i>Figura 7.5: Risultati</i>	84
<i>Figura 8.1: Profili di potenza del 5 gennaio - P=58,5 kW</i>	88
<i>Figura 8.2: Profili di potenza del 20 luglio - P=58,5 kW</i>	88
<i>Figura 8.3: Profili di potenza del 5 gennaio - P=82,5 kW</i>	89
<i>Figura 8.4: Profili di potenza del 20 luglio - P=82,5 kW</i>	89
<i>Figura 8.5: Profili di potenza del 5 gennaio - P=58,5 kW - carichi dislocati</i>	91
<i>Figura 8.6: Profili di potenza del 20 luglio - P=58,5 kW - carichi dislocati</i>	91
<i>Figura 8.7: Profili di potenza del 5 gennaio - P=82,5 kW - carichi dislocati</i>	92
<i>Figura 8.8: Profili di potenza del 20 luglio - P= 82,5 kW - carichi dislocati</i>	92
<i>Figura 8.9: Flow chart relativo alla fase di carica della batteria</i>	94
<i>Figura 8.10: Flow chart relativo alla fase di scarica della batteria</i>	94
<i>Figura 8.11: Profili di potenza del 4 gennaio - P=58,5 kW - C_batt = 15 kWh - carichi dislocati</i>	96
<i>Figura 8.12: Profili di potenza del 20 luglio - P=58,5 kW - C_batt = 15 kWh - carichi dislocati</i>	97
<i>Figura 8.13: Profili di potenza del 4 gennaio - P=82,5 kW - C_batt = 15 kWh - carichi dislocati</i>	97
<i>Figura 8.14: Profili di potenza del 20 luglio - P=82,5 kW - C_batt = 15 kWh - carichi dislocati</i>	98

# Lista delle tabelle

<i>Tabella 5.1: Caratteristiche muratura esterna</i> .....	56
<i>Tabella 5.2: Caratteristiche solaio interpiano</i> .....	56
<i>Tabella 5.3: Caratteristiche muri interni</i> .....	56
<i>Tabella 5.4: Caratteristiche copertura</i> .....	57
<i>Tabella 5.5: Caratteristiche superfici vetrate</i> .....	58
<i>Tabella 5.6: Fabbisogno termico annuo alloggio [MWh/anno]</i> .....	64
<i>Tabella 5.7: Parametri per la determinazione del fabbisogno termico di ACS [27]</i> .....	64
<i>Tabella 5.8: consumo apparecchi per singolo utilizzo [litri]</i> .....	65
<i>Tabella 5.9: Fabbisogno giornaliero di ACS [litri/giorno]</i> .....	65
<i>Tabella 7.1: Risultati dell'analisi energetica</i> .....	77
<i>Tabella 7.2: Parametri economici</i> .....	81
<i>Tabella 8.1: Risultati con diverse taglie dell'impianto FV</i> .....	87
<i>Tabella 8.2: Risultati con gestione del carico elettrico</i> .....	90
<i>Tabella 8.3: Risultati con carichi dislocati e sistema di accumulo</i> .....	95
<i>Tabella 8.4: Risultati relativi alla nuova configurazione della CER</i> .....	100



# Abstract

La presente si pone come obiettivo lo studio di fattibilità tecnico-economica afferente alla creazione di una comunità energetica a livello residenziale comprensivo del suo dimensionamento ottimale dal punto di vista energetico. Tale esigenza è nata dalla volontà, da parte del proprietario dell'immobile, di valutare la fattibilità tecnico-economica-normativa della comunità sopra citata.

In primo luogo, viene fornita una sintesi del contesto legislativo Europeo e nazionale in cui si pongono le comunità energetiche nonché i piani di azione dell'Unione Europea per favorire il processo di transizione verde.

Successivamente è stata effettuata un'accurata analisi dello stato di progetto del caso studio da cui sono state effettuate diverse simulazioni sia dal punto di vista energetico che economico con il fine ultimo di determinare la configurazione ottimale della comunità energetica sia in termini di potenzialità che in termini burocratico-contrattuali.

Nel capitolo 4 verrà descritta la metodologia utilizzata per la determinazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico a servizio degli edifici ed il metodo per la validazione del modello previsionale utilizzato.

Dal punto di vista energetico gli edifici sono stati studiati attraverso simulazioni dinamiche orarie che hanno permesso la determinazione puntuale dei fabbisogni termici per il riscaldamento e il raffrescamento.

Allo scopo, è stato utilizzato il software di simulazione dinamica Design Builder le cui procedure di utilizzo verranno dettagliate all'interno del capitolo 5.

Successivamente è stato determinato il fabbisogno elettrico complessivo di ogni singolo alloggio secondo la metodologia descritta nel capitolo 6.

La successiva analisi economica è partita da una serie di ipotesi, basate su un accurato studio dello stato dell'arte relativo a comunità energetiche esistenti, riguardanti la configurazione della comunità energetica nonché la tipologia contrattualistica interna tra i differenti membri della stessa e l'investitore in qualità di soggetto terzo.

## Abstract

Secondo un approccio olistico allo studio, verranno poi valutati diversi scenari che permetteranno un'ottimizzazione trasversale sui diversi fronti progettuali tra cui: la taglia dell'impianto, la configurazione dello stesso, la gestione dei carichi elettrici civili e la tipologia contrattuale della comunità energetica stessa.

# Introduzione

La crescente preoccupazione per il cambiamento climatico che minaccia l'esistenza umana sul pianeta, ha indotto la promozione di politiche energetiche volte a modificare la struttura del settore energetico. In generale si prospettano, in campo energetico, un progressivo abbandono dell'uso di combustibili fossili e la promozione dell'uso massivo di sistemi che sfruttano energia rinnovabile.

L'Unione Europea (UE) sostiene con forza la lotta alla riduzione delle emissioni inquinanti nel pianeta con programmi ambiziosi in materia di clima ed energia supportati da una serie di normative e misure di sostegno finanziario che consentono di agevolare la transizione verde e contrastare gli effetti potenzialmente catastrofici del cambiamento climatico.

Al fine di promuovere la transizione energetica l'UE ha riconosciuto la necessità di rendere i consumatori sempre più attivi e partecipi al mercato dell'energia sviluppando direttive mirate al riassetto del mercato energetico e al riesame dei modelli di produzione e consumo della società.

Proprio in questo contesto si pongono le comunità energetiche rinnovabili (CER) e le comunità energetiche dei cittadini (CEC) le quali, alla luce delle Direttive 2018/2001/UE e 2019/944/UE, dovranno essere normate nelle legislazioni nazionali dagli stati membri dell'Unione Europea. Entrambe le tipologie di comunità energetica rappresentano dei meccanismi innovativi di autoproduzione energetica, diffusa e collaborativa, in cui tutti i cittadini possono collaborare e diventare *prosumer* [10]. Il recepimento delle comunità energetiche ed il cambio di prospettiva permetterà la realizzazione di forme di aggregazione per la produzione, il consumo, la condivisione e l'accumulo di energia combinando soluzioni tecnologiche di efficienza energetica e decarbonizzazione con conseguenti benefici sociali ed economici.

L'Italia, in linea con gli obiettivi dell'Unione Europea ha recepito le direttive sopracitate, dapprima in via transitoria con *l'art. 42 bis, d.l. 30 dicembre 2019, n.162*, convertito dalla *l. 28 febbraio 2020, n.8* e successivamente in via definitiva con il *d.lg. dell'8 novembre 2021, n.199*, allo scopo di favorire la transizione energetica e conferire ai cittadini un ruolo chiave nel mercato energetico [10].

## Introduzione

È evidente che l'incentivazione a nuove forme di aggregazione di utenti e di autoproduzione di energia pulita e condivisa consentirà non solo una progressiva riduzione di emissioni nocive nell'ambiente ma anche ad un riassetto del mercato energetico in generale, mirato al progressivo raggiungimento di una minore dipendenza energetica da Paesi esteri.

# 1. Lo sviluppo sostenibile

In questo capitolo verranno analizzati i piani d'azione dell'Unione Europea e dell'Italia per favorire il processo di sviluppo sostenibile attraverso il raggiungimento di una completa transizione energetica strettamente connessa alle esigenze di tutela ambientale e difesa dell'ecosistema.

## 1.1. Strategie dell'Unione Europea

L'Unione Europea, al corrente delle ripercussioni irreversibili che il cambiamento climatico sta causando sulla società, sulla salute dell'uomo e sull'ambiente e conscia che esso rappresenta una delle maggiori sfide da affrontare nei prossimi decenni, ha realizzato un quadro politico-legislativo atto a contrastare i cambiamenti climatici. In particolare, ha introdotto una serie di normative e misure di sostegno finanziario ponendosi periodicamente degli obiettivi da raggiungere in termini di riduzione delle emissioni di gas serra, con il fine ultimo di abbattere queste ultime entro il 2050.

*Il Pacchetto per il clima e l'energia 2020*, definisce gli obiettivi, fissati dai leader dell'Unione Europea nel 2007 e recepiti dalle legislazioni nazionali nel 2009, che l'Unione Europea si prefigge di raggiungere entro il 2020 in termini di efficientamento energetico, riduzione dei gas serra e produzione di energia da fonti rinnovabili. Esso prevedeva [1]:

- Il 20% di riduzione dei gas serra rispetto ai livelli del 1990;
- Il raggiungimento del 20% del fabbisogno energetico soddisfatto da energia rinnovabile;
- Il miglioramento dell'efficienza energetica del 20 %.

Al fine di perseguire gli obiettivi del pacchetto per il clima e l'energia 2020 l'Unione Europea ha introdotto una serie di strumenti normativi, di cui vengono citati in seguito i maggiori impattanti il sistema produttivo nonché la finanza pubblica:

## Lo sviluppo sostenibile

- la direttiva 2009/29/UE (recepita con il D.Lgs. 30/2013), che ha aggiornato la precedente direttiva 2003/87/UE che aveva disciplinato a partire dal 2005 il sistema europeo di scambio di quote d'emissione [2];
- la decisione 406/2009 del 23 aprile 2009 ("**effort sharing**"), che ha ripartito tra gli Stati Membri l'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni di gas-serra per i **settori non-ETS**, cioè non regolati dalla direttiva 2009/29/UE (vale a dire i settori dei trasporti, civile, dell'agricoltura, dei rifiuti e della piccola industria) [2].

Nel 2014 è stato emanato il *Quadro 2030 per il clima e l'energia* che contiene i nuovi obiettivi per il periodo 2021-2030. Tali obiettivi comprendono [3]:

- la riduzione del 40% delle emissioni dei gas serra rispetto ai livelli del 1990;
- la copertura del 27% del fabbisogno energetico attraverso fonti di energia rinnovabile;
- il miglioramento dell'efficienza energetica del 27%.

Nel 2015 si è tenuta a Parigi la XXI Conferenza delle Parti del UNFCCC (COP21) conclusa con la negoziazione dell'Accordo di Parigi (entrato in vigore il 4 novembre 2016) da parte degli stati membri. Il primo trattato universale e giuridicamente vincolante sui cambiamenti climatici comprende elementi per una riduzione dell'emissione dei gas serra e si basa su principi comuni validi per tutti i Paesi [4]. In particolare, l'accordo di Parigi:

- persegue l'obiettivo di contenere l'incremento della temperatura mondiale al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali, limitandolo a 1,5 °C;
- impegna tutti i paesi, in forma giuridicamente vincolante, a presentare e documentare ogni cinque anni un obiettivo nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra.

Con il fine di raggiungere tali obiettivi il 30 novembre 2016 è stato introdotto il pacchetto *Energia pulita per tutti gli europei (Clean Energy Package)* ovvero un pacchetto composto da comunicazioni, proposte di regolamenti e di direttive legislative entrate in vigore tra la fine del 2018 e l'inizio del 2019 e che gli stati dell'UE avrebbero dovuto adottare entro 2 anni di tempo [5]. Esso rappresenta uno degli interventi più significativi nel settore dell'energia ed è mirato alla creazione di un'Unione dell'energia. I principali temi affrontati nel pacchetto riguardano le seguenti cinque dimensioni dell'Unione dell'energia:

- la sicurezza energetica;
- l'assetto del mercato interno dell'energia;

- l'efficienza energetica;
- la decarbonizzazione;
- ricerca, innovazione e competitività.

In particolare, il pacchetto *Energia pulita per tutti gli europei* comprende i seguenti 8 atti legislativi:

- ***Direttiva (UE) 2018/844*** sulle prestazioni energetiche nell'edilizia che delinea misure specifiche per rendere gli edifici più efficienti dal punto di vista energetico e che modifica la ***direttiva 2010/31/UE*** sulla prestazione energetica nell'edilizia e la ***direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica***;
- ***Direttiva 2018/2001/UE*** sulla promozione dell'uso delle fonti rinnovabili innalzando il target di copertura del fabbisogno energetico da fonti rinnovabili al 32%;
- ***Direttiva (UE) 2018/2002*** sull'efficienza energetica che modifica la ***direttiva 2012/27/UE*** innalzando l'obiettivo al 2030 relativo all'efficienza energetica al 32,5%;
- ***Il regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima (UE) 2018/1999*** secondo il quale ogni Stato Membro dovrà stabilire, entro il 2019, il proprio Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC) per il decennio 2021-2030, nel quale individua gli obiettivi nazionali su tutte le 5 dimensioni dell'Unione dell'energia precedentemente elencate. Inoltre, dovranno essere esplicitate le misure attraverso le quali tali obiettivi saranno raggiunti;
- ***Direttiva (UE) 2019/944*** relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- ***Regolamento (UE) n. 2019/943/UE***, sul mercato interno dell'energia elettrica;
- ***Regolamento (UE) 2019/942*** che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- ***Regolamento (UE) n. 2019/941*** sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica.

Nel 2019 è stato presentato il ***Green Deal Europeo***, che consiste in un pacchetto di iniziative strategiche mirate ad avviare l'Unione Europea sulla strada della transizione verde, in modo da raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. La strategia su cui si basa il Green Deal Europeo coinvolge settori specifici e macroaree richiedendo un approccio intersettoriale in cui tutti gli ambiti lavorano sinergicamente per raggiungere la transizione verde [6].

Infine, dal 31 ottobre al 12 novembre 2021 si è tenuta la XXVI conferenza quadro delle nazioni unite sui cambiamenti climatici (COP26) a Glasgow durante la quale è stato raggiunto un accordo, firmato da 197 Paesi, noto come patto per il clima di Glasgow. Quest'ultimo conferma l'impegno dei Paesi a mantenere l'incremento della temperatura globale a 1,5 °C e chiede ai Paesi di accelerare il percorso verso l'abbandono dell'uso del carbone e dei combustibili fossili.

### **1.2. Piani strategici in Italia**

L'Italia consapevole dei vantaggi in termini di sicurezza energetica, tutela ambientale e riduzione dei costi dell'energia legati allo sviluppo delle fonti rinnovabili, da anni persegue e contribuisce agli obiettivi europei in materia di energia ponendosi i seguenti obiettivi interni:

- Accelerare la transizione energetica con il fine ultimo di raggiungere la decarbonizzazione del settore energetico entro il 2050;
- Creare un sistema energetico decentralizzato basato sullo sfruttamento delle fonti rinnovabili e perciò basato sulla generazione distribuita;
- Promuovere l'autoconsumo collettivo elargendo al cittadino e alle imprese un ruolo focale nella transizione energetica e, quindi, rendendoli sempre più attivi nel mercato dell'energia;
- Promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, a partire da quello residenziale attraverso la promozione di misure di aiuto economico nei confronti di interventi di efficientamento energetico.

Gli obiettivi di cui sopra, sono stati stabiliti con la pubblicazione del *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima* in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999. Con il PNIEC vengono individuati gli obiettivi da perseguire entro il 2030 (Figura 1.1) e le strategie relative ad ognuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia (si veda sezione 1.1).

Dalla figura 1.1 si può apprezzare come gli obiettivi dell'Italia al 2030 siano molto ambiziosi rispetto quelli fissati dall'Unione Europea. All'interno del perimetro sopra esposto risulta di particolare rilevanza l'obiettivo riguardante l'interconnettività elettrica da raggiungere al 2030 il quale, seppur inferiore rispetto a quanto individuato dall'Unione Europea, è arduo da perseguire soprattutto a causa delle caratteristiche geomorfologiche del Paese, le quali rendono l'investimento in nuove infrastrutture elettriche molto oneroso. Di seguito viene analizzata la situazione attuale nazionale nei confronti di tali obiettivi.

## Lo sviluppo sostenibile

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
<b>Efficienza energetica</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni gas serra</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
<b>Interconnettività elettrica</b>				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% <sup>1</sup>
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Figura 1.1: Obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia [7]

Secondo il Rapporto di Legambiente del 2022 riguardante l'utilizzo di fonti rinnovabili, l'Italia mostra un trend di crescita continua il quale, in ogni caso, resta lontano dagli obiettivi prefissati per il 2030. Tale crescita ha riguardato l'intero panorama delle fonti rinnovabili portando ad una potenza efficiente lorda pari a 60,8 GW [8] circa coincidente alla potenza da fonti fossili (62,8 GW). Dalla figura sottostante si può apprezzare la crescita delle fonti rinnovabili dal 2006 al 2021; la tecnologia trainante di questa crescita risulta essere il solare fotovoltaico che nel 2021 assurge a circa 22 GW seguita dagli impianti eolici mentre le fonti rinnovabili tradizionalmente presenti all'interno del nostro Paese (i.e. idroelettrico) presentano un andamento costante.

## La crescita delle rinnovabili elettriche in Italia [MW]

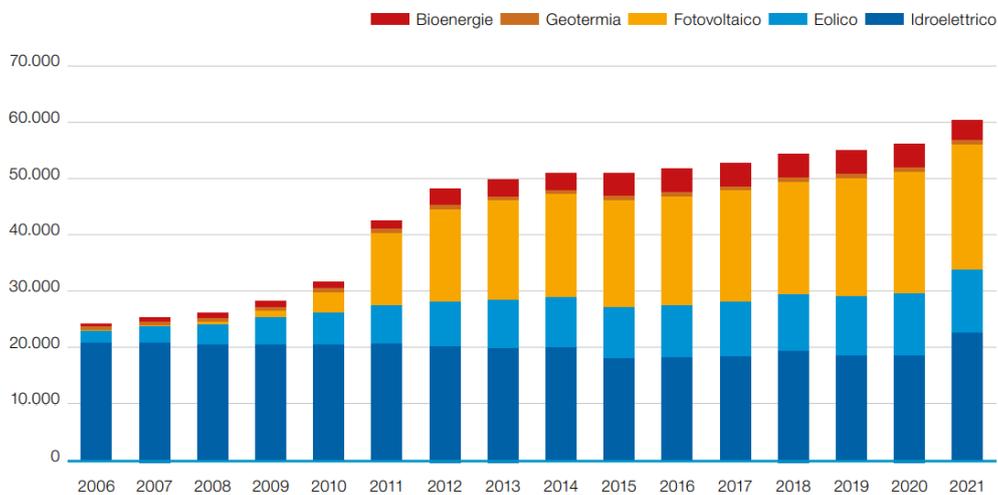


Figura 1.2: Crescita della potenza installata delle diverse fonti rinnovabili in Italia [8]

Seppur in crescita, il trend risulta al di sotto del necessario al raggiungimento degli obiettivi annuali. In particolare, se si tiene in considerazione l'obiettivo al 2030 di circa 70 GW di potenza installata tra impianti ad energia solare ed eolica e si considera la media di installazione delle stesse fonti negli ultimi tre anni, pari a circa 163 MW, si conclude che l'obiettivo sopracitato sarà raggiunto tra 124 anni.

## Installazioni annue e obiettivi al 2030 [MW]

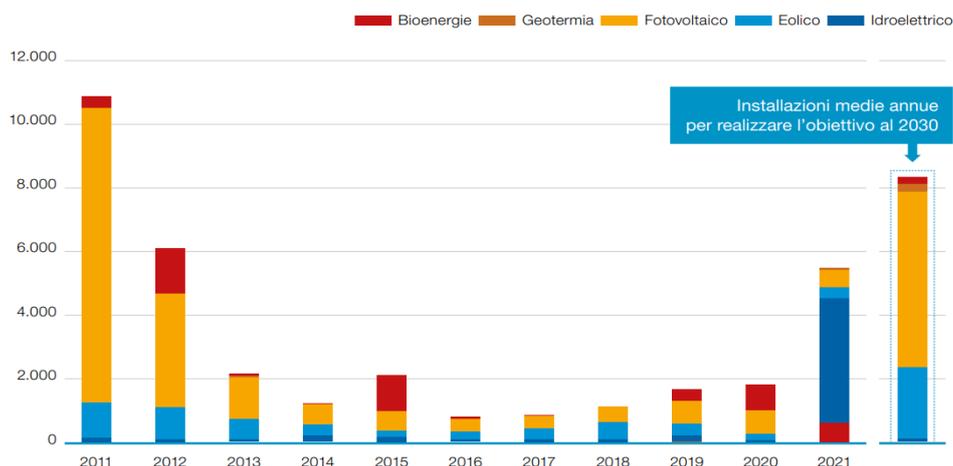


Figura 1.3: Installazioni medie annue delle FER [8]

Per quanto concerne il raggiungimento degli obiettivi riguardanti l'efficientamento energetico al 2030 sono stati definiti, all'interno del quadro normativo Nazionale, una serie di interventi incentivanti tramite forme di detrazione fiscale quali Ecobonus, Superbonus, Bonus Casa e Bonus Facciate a favore degli interventi di efficienza energetica. Riguardo al Superbonus, che consiste in una detrazione fiscale del 110% delle spese sostenute per interventi di efficienza energetica che rispettano particolari condizioni, a settembre del 2021 sono stati registrati oltre 40.000 interventi incentivanti (Figura 1.4) per 6 miliardi di investimenti ammessi a finanziamento [9].

<b>Asseverazioni, investimenti e detrazioni</b>	<b>Unità / €</b>
Numero totale di asseverazioni	40.029
Totale investimenti ammessi a detrazione	6.116.630.338 €
Totale investimenti lavori conclusi ammessi a detrazione	4.241.438.527 €
Detrazioni previste a fine lavori	6.728.293.372 €
Detrazioni maturate per i lavori conclusi	4.665.582.379 €
Numero di asseverazioni condominiali	5.218
Totale investimenti Condominiali	2.843.229.619 €
Totale lavori Condominiali realizzati	1.724.687.337 €
Numero di asseverazioni in edifici unifamiliari	20.548
Totale investimenti in edifici unifamiliari	2.023.721.136 €
Totale lavori in edifici unifamiliari realizzati	1.547.429.683 €
Numero di asseverazioni in unità immobiliari indipendenti	14.263
Totale investimenti in unità mobiliari indipendenti	1.249.679.583 €
Totale lavori in unità mobiliari indipendenti realizzati	969.321.507 €

Figura 1.4: Asseverazioni, investimenti e detrazioni fiscali ammessi e realizzati a settembre 2021 [9]

D'altro canto, nella Figura 1.5 sono indicati i risparmi energetici raggiunti al 2020 attraverso i quattro meccanismi di incentivazione sopra indicati. Si nota che il risparmio energetico conseguito al 2020 è pari a circa 0.37 Mtep/anno.

<b>Misura</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>TOTALE</b>
Ecobonus	0,093	0,094	0,096	0,112	0,099	0,108	0,117	<b>0,719</b>
Bonus Casa	0,271	0,281	0,257	0,277	0,270	0,293	0,247	<b>1,896</b>
Superbonus	-	-	-	-	-	-	0,002	<b>0,002</b>
Bonus facciate	-	-	-	-	-	-	0,003	<b>0,003</b>
<b>TOTALE</b>	<b>0,364</b>	<b>0,375</b>	<b>0,353</b>	<b>0,389</b>	<b>0,369</b>	<b>0,401</b>	<b>0,369</b>	<b>2,620</b>

Figura 1.5: Risparmi annui (Mtep/anno) da detrazioni fiscali [9]

## 2. Le Comunità Energetiche

### 2.1. Inquadramento legislativo europeo

Le configurazioni di comunità energetiche rinnovabili e comunità dei cittadini sono state normate attraverso le **Direttive 2018/2001/UE** e **2019/944/UE** facenti parte del pacchetto energia pulita per tutti gli Europei. In questo capitolo verranno descritte le due normative sopracitate ed il contesto legislativo italiano in materia di comunità energetiche rinnovabili.

#### 2.1.1. Direttiva 2018/2001/UE

Nell'articolo 2, la definizione 16 della **direttiva (UE) 2018/2001 – RED2** definisce la comunità energetica quale “soggetto giuridico” basato “sulla partecipazione volontaria e aperta” i cui poteri di controllo spettano ad azionisti o membri, i quali possono essere persone fisiche, PMI, enti territoriali e di ricerca e formazione nonché le amministrazioni locali. Gli obiettivi delle comunità energetiche sono fornire benefici ambientali alle aree locali in cui opera e benefici sociali ai suoi azionisti e membri. Pertanto, la comunità energetica rinnovabile “non può perseguire in via principale uno scopo di lucro soggettivo, tuttavia non si esclude che possa perseguire una finalità lucrativa solo in via accessoria” [10].

#### 2.1.2. Direttiva 2019/944/UE

Nel 2019 il legislatore europeo, al fine di promuovere la diffusione e perciò definire un quadro legislativo più completo, è intervenuto ulteriormente in tema di comunità energetiche rinnovabili con la Direttiva n.944 del 2019 (cosiddetta direttiva IEM). Quest'ultima individua le comunità energetiche come strumento efficace ed economicamente efficiente alla diffusione di nuove tecnologie (quali reti di distribuzione intelligente e gestione intelligente della domanda) e nuove metodologie di consumo al fine di aumentare l'efficienza dei consumatori di energia e combattere la povertà energetica.

Nell'articolo 16 viene definita la Comunità Energetica dei Cittadini (CEC) come “un soggetto giuridico fondato sulla partecipazione volontaria di persone fisiche, giuridiche ed enti locali, con il principale scopo di offrire ai suoi membri o al

territorio in cui opera benefici sociali o ambientali” [10]. Inoltre, nella direttiva vengono evidenziati i principali profili normativi che differenziano quest’ultime dalle CER. In particolare, la prima differenza riguarda le categorie dei membri che possono far parte delle due configurazioni. Alla CER possono partecipare tre diverse categorie di membri che sono rispettivamente i consumatori finali di energia, le autorità locali e le piccole e medie imprese. D’altro canto, alla CEC può partecipare qualsiasi soggetto anche se non appartenente alle tre categorie sopracitate. Tuttavia, l’effettivo controllo della CEC può essere esercitato solo da un membro appartenente alle prime due categorie, mentre, il controllo delle CER può essere esercitato da qualsiasi tipologia di membro. Altro elemento che differenzia le due configurazioni riguarda le fonti produttive utilizzate. Infatti, se da un lato le CEC possono svolgere attività di produzione di energia elettrica da qualsiasi tipo di fonte, dall’altro le CER devono esercitare attività di produzione di energia provenienti da fonti rinnovabili.

Il termine di recepimento di tale direttiva da parte degli Stati Membri è terminato il 31 dicembre 2020.

## 2.2. Contesto legislativo nazionale italiano

In un’ottica di condivisione degli obiettivi europei, nonché di crescita sostenibile del Paese con il *d.lg. n.199* dell’8 novembre 2021 sono stati definiti gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, in attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 [11].

### 2.2.1. Decreto Milleproroghe 2019

Il parziale recepimento della *direttiva (UE) 2018/2001* con il Decreto Legislativo Milleproroghe (Legge 26 febbraio 2021, n.21). Quest’ultimo introduce una disciplina transitoria per l’attuazione degli articoli 21 e 22 della direttiva 2008/2001 finalizzata all’acquisizione degli elementi utili al recepimento della stessa direttiva e definendo le condizioni e le modalità a cui è consentito in via transitoria la realizzazione di comunità di energia rinnovabile [12]. Di seguito vengono riassunti i punti salienti racchiusi nei 9 commi del decreto:

- **Modelli di regolazione:** l’abilitazione degli schemi di autoconsumo collettivo ha reso necessaria l’introduzione di uno schema denominato “uno a molti”. La realizzazione di tale schema e, quindi, dello schema di autoconsumo e delle comunità energetiche è possibile attraverso due diverse configurazioni:
  - **configurazione fisica:** essa consiste nella connessione diretta tra l’impianto di produzione e le utenze domestiche e comuni del condominio e nella

## Le Comunità Energetiche

presenza di un unico punto di accesso alla rete pubblica (POD) attraverso un contatore fiscale. In questa configurazione, non viene sfruttata la rete pubblica per lo scambio di energia tra l'unità di produzione e quella di generazione e, di conseguenza, l'energia prodotta e autoconsumata rimane all'interno del perimetro stesso della configurazione. Per tali ragioni la quota parte di energia autoconsumata non sarebbe soggetta all'applicazione degli oneri di rete e di sistema.

- **configurazione virtuale:** a differenza della configurazione fisica, in tale configurazione i soggetti partecipanti condividono l'energia sfruttando la rete ed ognuno di essi è in possesso di un contatore fiscale, perciò, è connesso alla rete pubblica tramite un proprio POD. In questo caso, il gestore dello schema provvede a quantificare le quote di autoconsumo attribuibili ad ogni singolo partecipante sulla base dei dati di misura fiscali di consumo dei partecipanti e di produzione dell'impianto.

Il decreto individua come modello di regolazione quello virtuale dal momento che, nella prima configurazione, l'utente perderebbe il diritto di scegliere il proprio contratto di fornitura e di recedere in qualsiasi momento dalla configurazione di comunità energetica. Inoltre, in tale configurazione l'utente risulterebbe "nascosto" alla rete di distribuzione pubblica.

L'energia condivisa è pari al minimo orario tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete e l'energia prelevata dall'insieme degli utenti facenti parte la comunità energetica.

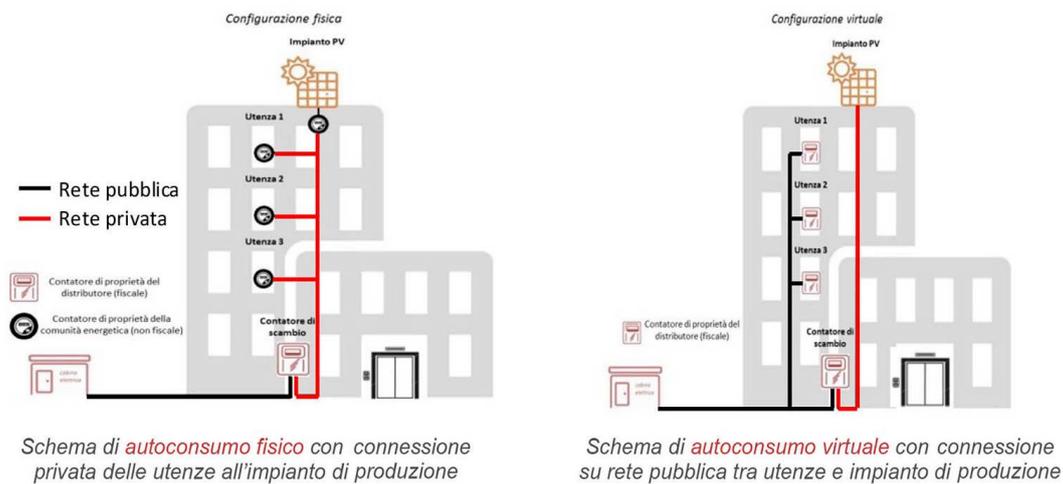


Figura 2.1: Schemi di autoconsumo [13]

- **Partecipanti e scopo:** secondo il decreto i consumatori di energia elettrica possono associarsi per diventare autoconsumatori di energia elettrica rinnovabile che agiscono collettivamente purché l'attività non costituisca un'attività commerciale o professionale principale. I membri

della comunità energetica possono essere persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali. Lo scopo principale della CER è quello di fornire benefici ambientali, economici e sociali ai suoi membri e alle aree locali in cui opera la CER.

- **Taglia degli impianti di produzione:** gli impianti di produzione a servizio delle CER devono essere di potenza complessiva non superiore a 200 kW ed essere entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del DL n. 162/2019 ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva europea [14].
- **Perimetro della configurazione:** i punti di prelievo dei consumatori ed i punti di immissione degli impianti di produzione elettrica devono essere sottesi alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione. Nel caso degli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente essi devono essere parte del medesimo condominio o edificio. Inoltre, i membri della CER condividono l'energia prodotta sfruttando la rete elettrica di distribuzione esistente. L'autoconsumo istantaneo può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo purché essi si trovino nei perimetri sopra definiti.
- **Clienti finali:** il decreto specifica che i membri che si associano mantengono il loro diritto di cliente finale comprendente quello di scegliere il proprio venditore. Inoltre, i clienti finali possono in qualsiasi momento recedere dalla configurazione di autoconsumo. I rapporti interni tra i clienti attivi che agiscono collettivamente sono regolati da contratti di diritto privato attraverso il quale si individua un soggetto responsabile del riparto dell'energia condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare al soggetto responsabile la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il Gestore dei servizi energetici (GSE) Spa. [14].
- **Incentivazioni:** La tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili a servizio della CER viene erogata dal GSE e mira a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo. La tariffa di incentivazione è erogata per un periodo massimo di fruizione. Le configurazioni non possono accedere agli incentivi di cui al DM 4 luglio 2019 né al meccanismo dello scambio sul posto, ma sono applicabili le detrazioni fiscali previste per interventi di recupero del patrimonio edilizio e di riqualificazione energetica degli edifici. Sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali, compresa quella condivisa, si applicano gli oneri di rete [14].

### **2.2.2. Delibera ARERA 318/2020/R/EEL**

Con la *Delibera 318/2020/R/EEL* l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) disciplina le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica oggetto di condivisione in edifici o condomini oppure nell'ambito di comunità di energia rinnovabile [15].

La Delibera attua quanto previsto dal decreto milleproroghe confermando il modello regolatorio virtuale il quale, come specificato precedentemente, prevede che il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) eroghi, per il tramite dei referenti delle configurazioni, il servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa per l'autoconsumo. Il contratto, alternativo allo scambio sul posto, siglato tra referente e GSE, ha durata pari al periodo di incentivazione definito dal Ministero dello Sviluppo Economico (20 anni) ed al suo termine può essere oggetto di proroga su base annuale in relazione alle sole parti afferenti alla valorizzazione dell'energia elettrica condivisa [15]. Il GSE calcola, su base mensile, i corrispettivi unitari che tengono conto delle perdite evitate e della quota variabile delle tariffe di trasmissione e distribuzione. Per quanto concerne i corrispettivi per il dispacciamento, dal momento che l'autoconsumo collettivo non comporta una riduzione dei relativi costi, essi non vengono restituiti. Il coefficiente delle perdite di rete evitate è pari a 1,2% nel caso di energia elettrica condivisa prodotta da impianti di produzione connessi alla rete di media tensione e 2,6 % nel caso di impianti di produzione connessi alla rete di bassa tensione.

### **2.2.3. Decreto Ministeriale MISE**

Il 16 settembre 2020 viene pubblicato nella gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana il Decreto Ministeriale MISE il quale individua la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti di fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni di autoconsumo collettivo (AUC) e comunità energetiche, in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del decreto n.162/2019 [16]. Il decreto stabilisce la quota incentivante ed il periodo di incentivazione oltre a delle aggiuntive agevolazioni che possono essere applicate. In particolare, la quota di energia condivisa è incentivata tenendo conto di due contributi:

- la tariffa incentivante MISE pari a 100 €/MWh per la configurazione di AUC (autoconsumatori collettivi) e 110 €/MWh per le CER;
- il rimborso, pari a 9 €/MWh individuato da ARERA per i costi minori di sistema.

Va sottolineato che, come previsto al comma 4, art.11, *del D.lgs 28/2011*, gli impianti di produzione da fonti rinnovabili realizzati in ottemperanza degli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione o negli edifici sottoposti a ristrutturazione, accedono alle tariffe incentivanti limitatamente alla quota parte eccedente quella obbligatoria [17].

Inoltre, il decreto stabilisce che:

- I meccanismi di scambio sul posto non possono essere applicati e l'energia elettrica immessa in rete viene remunerata attraverso il meccanismo di ritiro dedicato;
- Può essere applicata la detrazione annua IRPEF del 50 % fino ad un ammontare di 96.000 € di spese complessive riferite all'impianto di produzione;
- Può essere applicato il superbonus 110% alla spesa corrispondente una potenza massima di 20 kW. In tal caso, alla quota eccedente viene applicata la detrazione del 50%.

### **2.2.4. Decreto Legislativo 199/2021**

Con il *D.Lgs. 8 novembre 2021, n.199*, entrato in vigore il 15 dicembre, sono state attuate alcune delle nuove proposte contenute nella bozza di decreto attuativo presentata il 5 agosto 2021.

In particolare, tale decreto introduce novità fondamentali riguardanti il limite di potenza dell'impianto di produzione ed il perimetro di applicazione. Per quanto concerne la taglia degli impianti di produzione, con il nuovo decreto è stata aumentata da 200 kW a 1MW se allacciati dopo il 15/12/2021. Per quanto riguarda il perimetro di applicazione è stato allargato passando dalla cabina secondaria di bassa tensione alla cabina primaria di alta tensione [10]. In tal modo, le comunità energetiche hanno la possibilità di diventare delle realtà legate a più comuni e non solo a piccoli quartieri. Inoltre, tale decreto ha aumentato le categorie autorizzate a far parte delle CER ammettendo la partecipazione anche ad enti religiosi, di ricerca e del terzo settore. È necessario sottolineare che, in attesa delle disposizioni attuative del *D.Lgs. 8 novembre 2021, n.299*, restano in vigore le precedenti disposizioni del *D.Lgs 162/2019*.

### 2.2.5. Regole tecniche GSE

Il 22 dicembre 2022, con la pubblicazione delle “*Regole Tecniche per l’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa*”, il GSE ha reso possibile l’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa nell’ambito di comunità o gruppi di autoconsumatori.

Nelle regole tecniche vengono definiti i requisiti e le modalità di richiesta per l’accesso al servizio oltre che lo schema di contratto e le tempistiche di erogazione dei contributi. In particolare, la richiesta dovrà avvenire attraverso il portale del GSE. Come precedentemente discusso, il referente è incaricato alla gestione tecnico amministrativa occupandosi della richiesta di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazioni, al trattamento dei dati e alla sottoscrizione del relativo contratto con il GSE [17].

Nel caso di gruppi di auto-consumatori che agiscono all’interno del medesimo condominio il referente può essere l’amministratore del condominio o un produttore facente parte della configurazione. Nel caso in cui le unità immobiliari siano di un unico soggetto, il referente è il proprietario dell’edificio. D’altro canto, nel caso delle comunità energetiche il referente è la comunità stessa.

L’iter per la richiesta di ammissione al servizio di valorizzazione e incentivazione avviene per via telematica tramite il portale informatico del GSE, dopo di che, il GSE procede con la valutazione della richiesta. Durante questa fase, esso effettua una verifica di corrispondenza tra i dati dichiarati dal referente ed ulteriori informazioni quali i dati relativi agli impianti di produzione ed i dati relativi ai clienti finali ed ai punti di connessione alla rete elettrica [17]. Nel caso in cui il GSE dia un riscontro negativo, il referente è chiamato in un limite di tempo ad integrare ulteriori documentazioni/osservazioni (Figura 2.1).

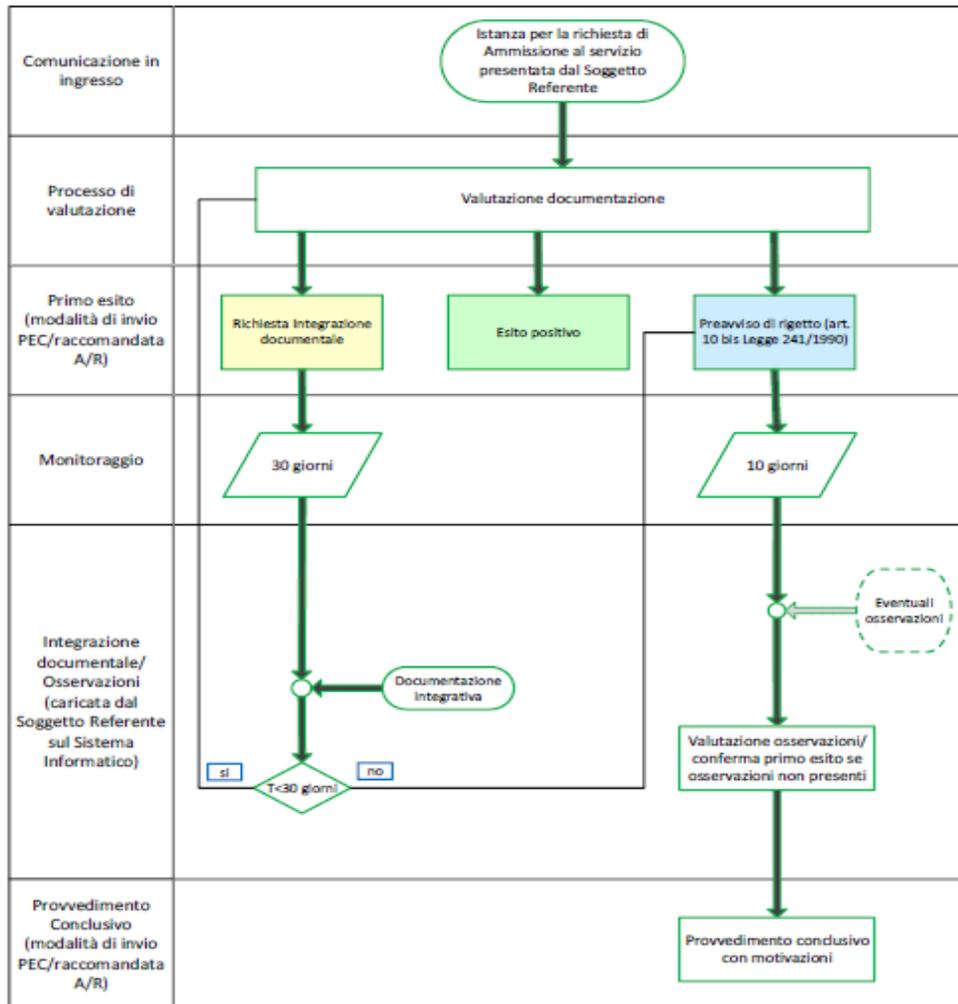


Figura 2.2:Flusso del procedimento di ammissione al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa [17]

### 2.3. Stato dell'arte in Italia

In Italia, le prime cooperative di comunità in ambito energetico (cooperative elettriche) risalgono a circa 100 anni fa ed interessano soprattutto la zona alpina. Le cooperative elettriche autoproducono energia elettrica che viene messa a disposizione dei propri soci secondo predefinite condizioni commerciali. Inizialmente le cooperative elettriche, con il fine di distribuire energia elettrica autoprodotta ai propri soci, realizzavano proprie reti elettriche che successivamente sono state interconnesse alla rete elettrica nazionale.[18]. In tal modo si garantiva la fornitura di energia elettrica ai clienti finali connessi alle medesime reti elettriche, anche nei periodi in cui non si aveva autoproduzione.

## Le Comunità Energetiche

Alcuni esempi sono la SEM, “società elettrica di Morbegno” che nacque in Valtellina nel 1897, la FUNES in Alto Adige nel 1921 denominata “Società Elettrica Santa Maddalena” e la EWERK PRAD, NATA NEL 1923 E DENOMINATA “Cooperativa di Prato allo Stelvio”. Come anticipato nelle sezioni precedenti, con l’obiettivo di sperimentare le comunità energetiche rinnovabili è stato attivato il recepimento delle direttive Europee RED II e IEM. Tale sperimentazione è stata frenata da alcuni vincoli regolamentali i quali sono stati superati con il decreto legislativo 199/2021.

Secondo il rapporto di Legambiente, che analizza i dati riguardanti la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e le nuove configurazioni di autoproduzione, le comunità energetiche presenti in Itali al 2022 sono 100, di cui 35 effettivamente operative, 41 in progetto e 25 in costituzione [8].

Di queste, 59 sono state realizzate tra giugno 2021 e maggio 2022 e coinvolgono centinaia di famiglie e decine di imprese e comuni [8].



Figura 2.3: Distribuzione delle CER e degli AUC nel suolo nazionale [8]

Di seguito vengono elencati alcuni esempi delle comunità energetiche realizzate ed in realizzazione in Italia (Figura 2.3):

- **Comunità energetica del Pinerolese**, nata da un'associazione tra il Consorzio Pinerolo Energia (CPE) ed il Politecnico di Torino, coinvolge diversi enti pubblici e privati ed in particolare vari comuni della provincia di Pinerolo con i rispettivi cittadini e cinque aziende membri del CPE. Gli impianti previsti attualmente sono 162 per una produzione elettrica totale di 16,9 GWh/anno. In particolare, saranno installati un impianto idroelettrico di 450 kW, un impianto cogenerativo a biogas generato dal trattamento dei rifiuti organici, 144 impianti fotovoltaici da 3 kW distribuiti tra le utenze private ed un ulteriore impianto solare da 113 kW di proprietà di una delle aziende membro della comunità energetica;
- **Comunità energetica Alpina di Tirano**, progetto, in fase realizzativa, proposto dalla società di teleriscaldamento Cogenerativo Valtellina, Valcamonica, Valchiavenna (TCV VV S.p.A.) in collaborazione con i comuni di Tirano e Sernio e la Società Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. (ReVV S.r.l.), sfrutta il patrimonio boschivo per la produzione di energia elettrica e termica. Per quanto concerne la parte termica, la rete di teleriscaldamento della TCV VV di Tirano, ad oggi connessa a 3 caldaie a biomassa di cui due ad acqua calda da 6 MW e una ad olio diatermico da 8 MW in cogenerazione [8], mira ad ampliare la sua infrastruttura. Inoltre, oltre 192 Presumer metteranno a disposizione i loro impianti fotovoltaici a favore della comunità energetica.
- **Condominio Donatello di Alessandria**, consiste in un complesso residenziale costituito da 109 utenze per il quale la Energy Wave, una Energy Service Company, sta effettuando un'analisi dei costi-benefici per la realizzazione di una comunità energetica. A servizio di essa, verrà installato un impianto fotovoltaico da 19,8 kW, in grado di produrre 23,769 kWh/anno di energia elettrica e sarà connesso ad un sistema di accumulo da 5 kWh in modo da massimizzare l'autoconsumo. Oltre ad un risparmio di emissioni di CO<sub>2</sub> l'anno stimato pari a 7,54 tonnellate, la realizzazione dell'impianto fotovoltaico permetterà alle famiglie di, pur non effettuando l'investimento iniziale, beneficiare dell'energia elettrica prodotta e quindi di abbattere i costi in bolletta.

Da questi esempi è evidente come le comunità energetiche svolgano un ruolo di primo piano nella transizione energetica valorizzando le risorse locali e portando a benefici non trascurabili ai membri ed alle località in cui operano.

## Le Comunità Energetiche

In particolar modo, le CER consentono di diffondere nel territorio impianti di piccola/media taglia collocati in prossimità dei consumatori, con una conseguente riduzione della dispersione di energia e dei costi di trasporto contribuendo alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> ed alla penetrazione delle FER, ovvero contribuendo agli obiettivi del PNIEC. Oltre ai benefici ambientali, le comunità energetiche e, in particolare, l'autoconsumo generato da esse aumenta l'efficienza della rete elettrica riducendo le perdite di trasporto/distribuzione e mitigando lo sbilanciamento tra domanda e offerta.

### 3. Caso studio: nuova comunità energetica a Volpiano

Il caso studio oggetto del presente lavoro di tesi consiste nell'analisi di fattibilità, per due complessi residenziali in costruzioni a Volpiano, in provincia di Torino, di una comunità energetica rinnovabile.

#### 3.1. Stato di progetto dei complessi residenziali

Gli edifici si collocano tra Via Socrate e Via Luigi Einaudi all'interno di uno spazio mediamente urbanizzato sul fronte est del perimetro cittadino.



Figura 3.1: Delimitazione area di intervento

## Caso studio: nuova comunità energetica a Volpiano

Lo stato di progetto identifica due condomini identici in termini planivolumetrici composti da quattro piani fuori terra oltre al piano copertura.

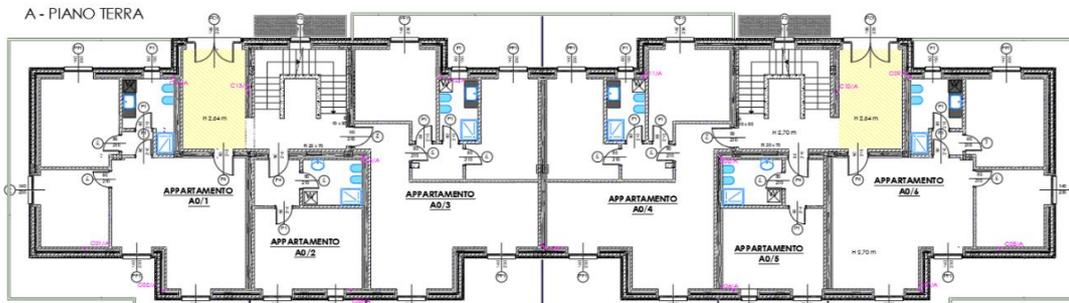


Figura 3.2: Planimetria Stato di Progetto Piano Terreno

Gli edifici presentano due accessi distinti ed indipendenti e lo sviluppo planimetrico degli alloggi risulta speculare rispetto al baricentro distanziale tra i due corpi scala.

Sul piano terreno, secondo la specularità sopra citata, affacciano sull'ingresso lato ovest e sull'ingresso lato est n.3 appartamenti di cui rispettivamente n.2 trilocali e n.1 monolocale per un totale di n.6 alloggi.

A livello di esposizione viene privilegiato il fronte sud sul quale affacciano tutte le aree giorno dei diversi alloggi.

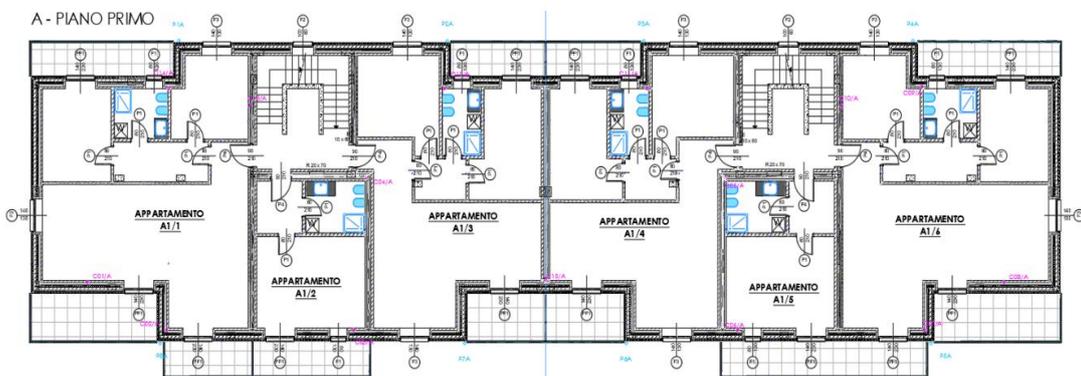


Figura 3.3: Planimetria Stato di Progetto Piano Primo

Il piano primo presenta uno sviluppo simile al piano terreno con la sola eccezione di un ampliamento volumetrico dei trilocali sfruttando la direttrice degli atri di ingresso.

A livello di esposizione viene privilegiato il fronte sud sul quale affacciano tutte le aree giorno dei diversi alloggi.

## Caso studio: nuova comunità energetica a Volpiano

Il piano secondo risulta caratterizzato dalla presenza di n.4 quadrilocali posti a due a due in maniera speculare rispetto al centro dell'edificio sulla direttrice dei due corpi scala.

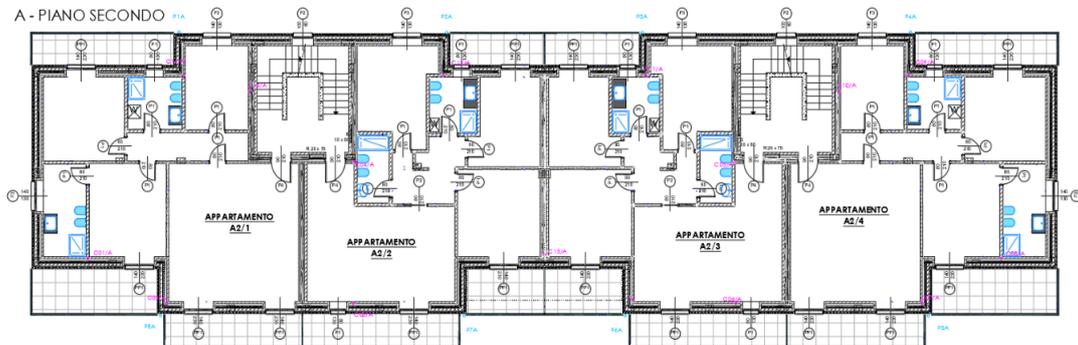


Figura 3.4: Planimetria Stato di Progetto Piano Secondo

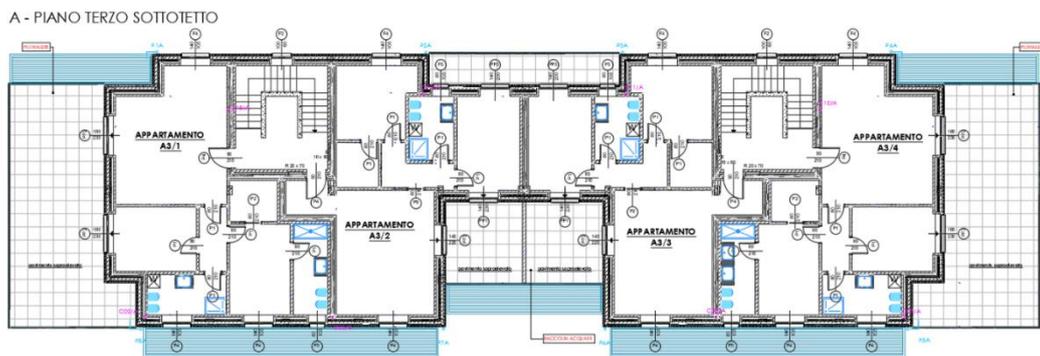


Figura 3.5: Planimetria Stato di Progetto Piano terzo

Il piano terzo presenta n.4 trilocali posti a due a due in maniera speculare rispetto al centro dell'edificio sulla direttrice dei corpi scala. Due dei quattro trilocali si configurano come attici con un'importante superficie adibita a balcone.

## Caso studio: nuova comunità energetica a Volpiano

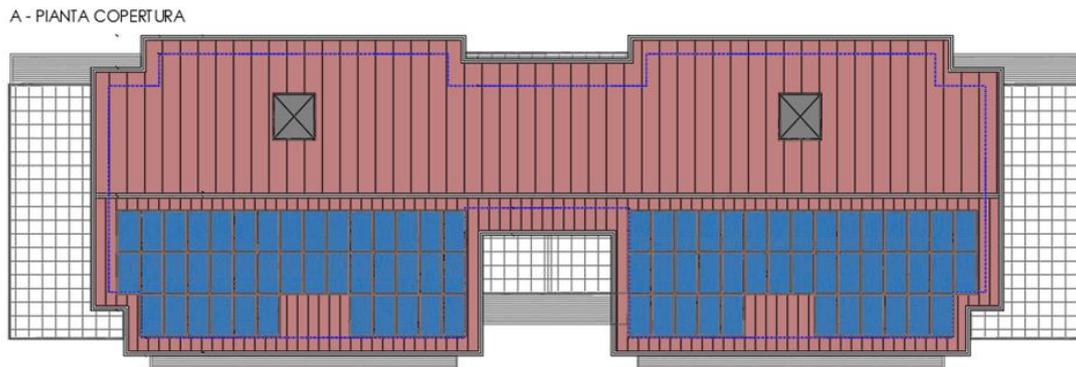


Figura 3.6: Planimetria stato di progetto piano copertura

Il piano copertura è caratterizzato da un tetto a due falde con un'inclinazione pari a circa  $10^\circ$ . Sulla falda esposta a Sud viene previsto l'inserimento di pannelli fotovoltaici per una potenza totale pari a circa 20 kW per ogni edificio.

Per quanto concerne gli impianti tecnologici, allo stato attuale di progetto, i due edifici presentano una fornitura di energia elettrica dedicata ed indipendente; entrambi comprendono 20 alloggi disposti su quattro piani per un totale di 40 appartamenti con differenti caratteristiche plani-volumetriche e dimensionali descritte in precedenza. Sulla copertura di entrambi i complessi, risulta previsto un impianto fotovoltaico da 20 kW di potenza di picco, per un totale di 40 kWp di potenza installata i quali, allo stato di progetto, sarebbero utilizzati a copertura delle utenze comuni.

Per quanto concerne gli impianti meccanici, i fabbisogni termici e di acqua calda sanitaria, sono soddisfatti da due pompe di calore aria-acqua (una per ogni condominio) ognuna di potenza termica pari a 65 kW entrambe installate all'interno di una centrale termica interrata posta all'esterno dei complessi. I terminali



Figura 3.7: Prospetto Nord

dell'impianto di riscaldamento/raffrescamento consistono in pavimenti radianti i quali, lavorando a basse temperature favoriscono il funzionamento ottimale delle pompe di calore.

### **3.2. Obiettivi della tesi**

Come anticipato, il presente lavoro di tesi si pone come obiettivo lo studio di fattibilità tecnico-economica relativo alla creazione di una comunità energetica applicata al caso studio descritto nonché il suo dimensionamento ottimale dal punto di vista energetico. Tale esigenza è nata dalla volontà, da parte del proprietario dell'immobile, di valutare la fattibilità tecnico-economica-normativa della comunità sopra citata.

Dal punto di vista energetico gli edifici sono stati studiati attraverso simulazioni dinamiche orarie che hanno permesso la determinazione puntuale dei fabbisogni termici per il riscaldamento e il raffrescamento.

Per quanto riguarda la configurazione della comunità energetica sono state sviluppate una serie di ipotesi, basate su un accurato studio dello stato dell'arte relativo a comunità energetiche esistenti, riguardanti la tipologia contrattualistica interna tra i differenti membri della stessa e l'investitore (proprietario degli immobili) in qualità di soggetto terzo.

In particolare, lo studio ha ipotizzato che tutti i 40 alloggi facciano parte della comunità energetica e che il proprietario delle due palazzine - e perciò degli impianti di produzione - sia l'investitore che, in quanto tale, dovrà rientrare dell'investimento. Inoltre, ognuno dei 40 alloggi sarà collegato alla rete elettrica tramite un POD, seguendo la configurazione virtuale citata in precedenza.

## 4. Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

In questo capitolo verrà descritta la metodologia utilizzata per la determinazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico.

In prima analisi è stata valutata la producibilità dell'impianto fotovoltaico di progetto (40 kWp) per valutare la fattibilità dell'investimento ed i potenziali ritorni economici dei differenti membri della comunità energetica.

Al fine di calcolare la producibilità dell'impianto fotovoltaico è stato necessario valutare le componenti della radiazione solare che le superfici dei moduli, inclinati di 10 gradi rispetto al piano orizzontale, captano.

Sul territorio italiano non risulta disponibile una rete capillare di sensori di radiazione solare che misurino tale parametro sia sul piano orizzontale, sia su piani inclinati e diversamente orientati. [18]. Tuttavia, esistono una serie di stazioni semiprofessionali che forniscono una misura locale, seppur empirica, dei livelli di radiazione solare diretta, diffusa e riflessa fondamentali allo scopo di cui sopra.

Con il fine di ottenere i dati sopracitati è stato utilizzato il software open source PVGIS [30]. Quest'ultimo è un simulatore online realizzato dal centro comune di ricerca Joint Research Center e messo a disposizione dall'Unione Europea. Tale sistema fornisce un database dell'energia solare in funzione della posizione geografica, richiesta quale input, ed effettua un rapido calcolo della produzione media di un impianto fotovoltaico sulla base di dati e tabelle attendibili.

Essendo necessario effettuare un'analisi oraria della produzione del fotovoltaico, attraverso PVGIS sono state ottenute le componenti della radiazione solare per ogni ora tenendo conto di un anno tipo disponibile su PVGIS. Il Typical Meteorological Year (TMY) consiste in un set di dati orari selezionati dai dati orari appartenenti ad il range temporale 2001-2022. Il software PVGIS genera automaticamente l'anno tipo dei dati meteorologici seguendo le procedure indicate nella norma ISO 15927-4.

Prima di descrivere in maniera dettagliata la metodologia è utile andare a definire le componenti della radiazione solare (Figura 4.1).

In particolare, quando la radiazione solare raggiunge l'atmosfera in parte si perde a causa dei fenomeni di dispersione, riflessione e assorbimento che subisce da parte delle molecole d'aria. Al suolo giunge la radiazione diretta con direzione ben definita dei raggi solari. La componente diffusa rappresenta la radiazione che viene assorbita per poi essere riemessa con direzione non nota a priori (fenomeno dello scattering), mentre, la radiazione riflessa è la quota parte che viene riflessa dalla superficie per effetto dell'albedo, ovvero il coefficiente di riflessione.

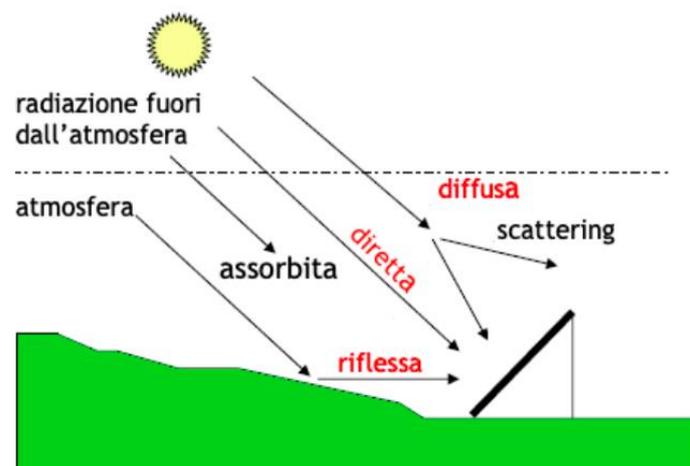


Figura 4.1: componenti della radiazione solare [20]

### 4.1. Determinazione della radiazione globale incidente sui pannelli fotovoltaici

Per poter determinare le tre componenti della radiazione solare su superfici di inclinazione diversa rispetto al piano orizzontale è necessario tenere conto dell'angolo di tilt e dell'azimut e della posizione apparente del sole, la quale è definita da alcuni parametri fondamentali quali l'angolo orario, la declinazione e la latitudine.

L'orientamento e l'inclinazione dei moduli fotovoltaici cambiano le prestazioni dell'impianto fotovoltaico: quanto più i moduli presentano un orientamento coerente verso i raggi del sole, quanto più l'effetto fotovoltaico sarà amplificato.

Per *orientamento* si intende lo scostamento rispetto a un punto cardinale di riferimento. Il punto cardinale di riferimento per un impianto situato nell'emisfero

## Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

nord è il *sud*, con angolo compreso tra  $+90^\circ$  (verso *ovest*) e  $-90^\circ$  (verso *est*) rispetto ad esso, chiamato *angolo Azimuth*.

Per *inclinazione* si intende, invece, la pendenza dei moduli rispetto al piano orizzontale (suolo). Si esprime in gradi di angolazione: a  $90^\circ$  il pannello è perfettamente verticale, a  $0^\circ$  è perfettamente orizzontale ed è chiamato *angolo di Tilt*.

Nella figura che segue sono rappresentati gli angoli, che verranno determinati, attraverso i quali il moto del sole può essere descritto.

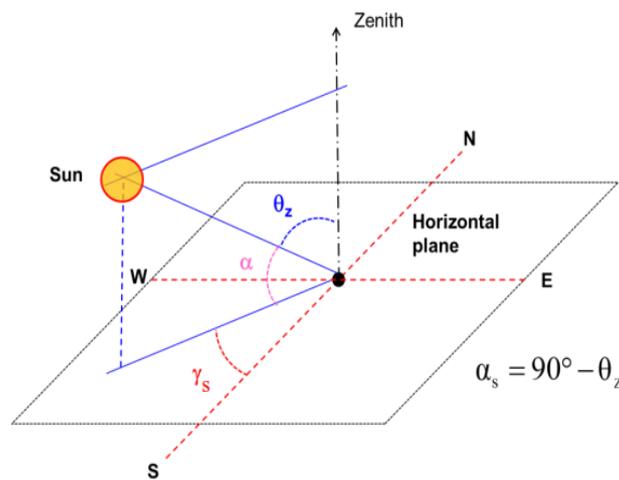


Figura 4.2: Angoli per la descrizione del moto del sole [19]

In particolare, il piano orizzontale che passa dall'osservatore viene definito piano dell'orizzonte e, tracciando una linea verticale a partire dall'osservatore, essa incontra la volta celeste nel punto di Zenith.

L'angolo orario è formato dal piano meridiano passante per l'osservatore con il piano meridiano passante per il sole. Esso rappresenta quindi lo sfasamento del sole rispetto al meridiano locale. L'angolo orario varia durante le giornate con una velocità costante di 15 gradi/ora, vale zero a mezzogiorno e aumenta di  $15^\circ$  ogni ora a partire da mezzogiorno, con valori positivi prima di mezzogiorno e negativi dopo. Nella figura sottostante sono rappresentati i risultati relativi all'angolo orario, calcolato ogni ora del giorno per 365 giorni secondo la formula

## Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

$$\omega = 15^\circ (12 - h) \quad (4.1)$$

dove  $h$  = ora vera solare espressa in ore decimalizzate e assume valori nel range da +180 a -180. [19]

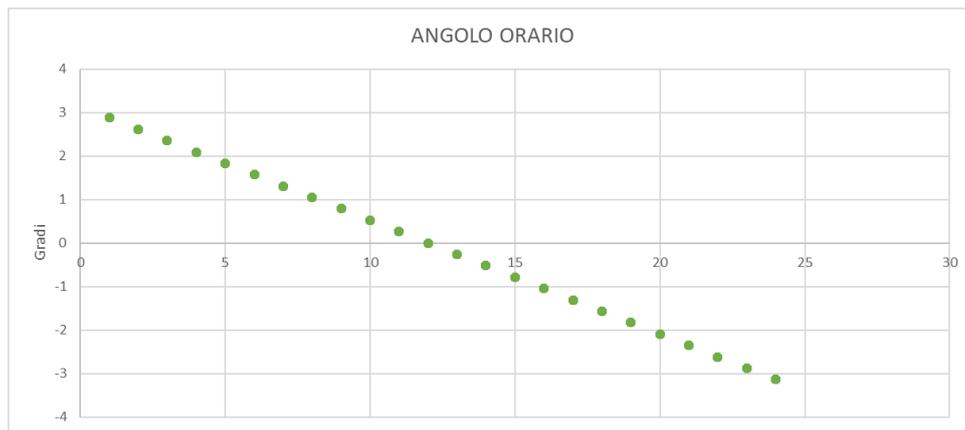


Figura 4.3: Angolo orario

In secondo luogo, è stata calcolata la declinazione solare, la quale rappresenta l'angolo che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno col piano equatoriale sul meridiano considerato ovvero è pari all'angolo che i raggi solari formano a mezzogiorno con la direzione dello zenit sull'equatore. Inoltre, coincide con la latitudine geografica alla quale in un determinato giorno dell'anno il sole a mezzogiorno si trova sullo zenit. Il valore dell'angolo di inclinazione varia con continuità durante l'anno, con valore minimo al solstizio d'inverno e massimo al solstizio d'estate, con compresa nell'intervallo  $-23.45^\circ$  e  $+23.45^\circ$ . Il valore della declinazione solare è stato calcolato mediante l'equazione approssimata di Cooper [18]:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \text{sen} \left[ \left( \frac{360}{365} \right) (n + 284) \right] \quad (4.2)$$

Dove  $n$  rappresenta il numero progressivo dei giorni dell'anno (da 1 a 365).

Nella figura sottostante è rappresentata la funzione sinusoidale della declinazione solare. Essa è positiva quando il sole si trova al di sopra del piano equatoriale ed assume valori negativi al di sotto.

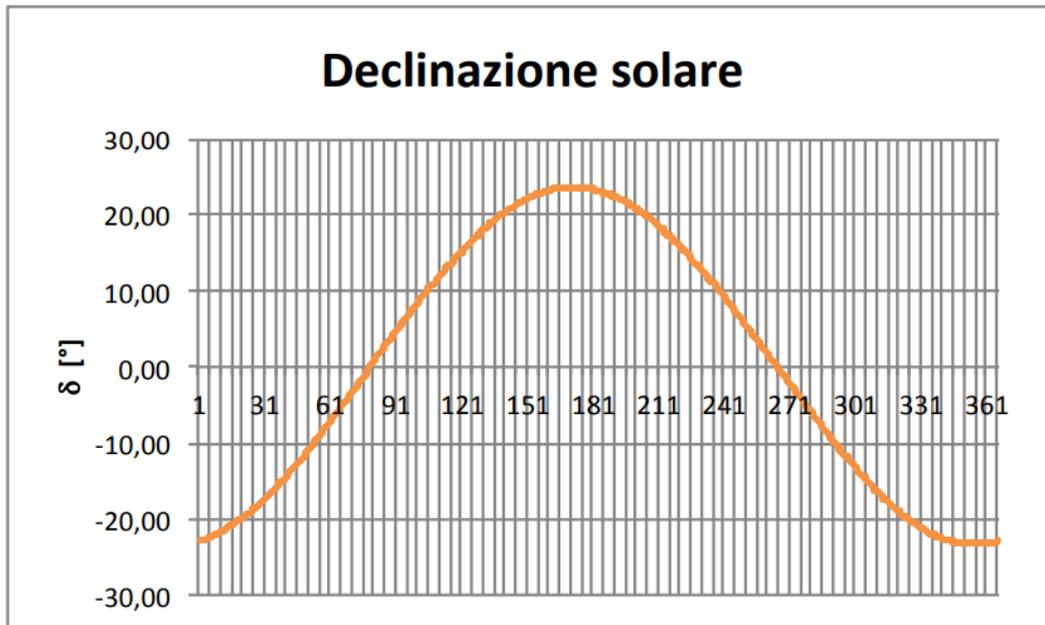


Figura 4.4: Funzione sinusoidale della declinazione solare [19]

Ottenuti l'angolo orario e la declinazione solare per ogni ora dell'anno e nota anche la latitudine  $\varphi$  della località in esame e l'angolo di inclinazione dei pannelli fotovoltaici (pari a 10 gradi) è stato possibile calcolare l'angolo formato tra i raggi del sole e la direzione dello zenit, ovvero l'angolo zenitale. Esso è stato calcolato secondo la seguente relazione:

$$\cos\theta_z = \text{sen}\delta \cdot \text{sen}\varphi + \text{cos}\delta \cdot \text{cos}\varphi \cdot \text{cos}\omega \quad (4.3)$$

In cui:

- $\delta$  declinazione;
- $\varphi$  latitudine;
- $\omega$  angolo orario.

A questo punto è stato possibile stimare le componenti della radiazione solare sulla superficie dei pannelli fotovoltaici installati ad una inclinazione di 10 ° rispetto al piano orizzontale.

In primo luogo, è stato calcolato il coseno dell'angolo di incidenza formato tra la normale alla superficie e la direzione dei raggi solari secondo la formula seguente

$$\cos\theta_t = \text{cos } s \cdot \text{cos}\theta_z + \text{sen } s \cdot \text{sen}\theta_z \cdot \text{cos} \cdot (\gamma - \beta) \quad (4.4)$$

Dove  $s$  rappresenta l'angolo di tilt e  $\beta$  l'orientamento dei pannelli fotovoltaici il quale è pari a 0° essendo essi orientati verso Sud.

## Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

La determinazione dell'angolo di incidenza permette di calcolare la radiazione solare diretta ( $G_{bt}$ ) captata dai moduli fotovoltaici secondo la relazione:

$$G_{bt} = G_b \cdot \frac{\cos\theta_t}{\cos\theta_z} [W/m^2] \quad (4.5)$$

in cui  $\frac{\cos\theta_t}{\cos\theta_z}$ , rappresenta il rapporto ( $R_b$ ) tra la radiazione solare diretta sulla superficie in oggetto e quella sull'orizzontale.

Mentre, per ricavare la radiazione solare diffusa ( $G_{dt}$ ) è stata utilizzata la relazione:

$$G_{dt} = G_d \cdot F_v [W/m^2] \quad (4.6)$$

in cui  $F_v = \frac{1+\cos s}{2}$  rappresenta il fattore di vista della volta celeste da parte della superficie in oggetto. Infine, la radiazione solare riflessa su detta superficie, si ottiene secondo la relazione

$$G_{rt} = \rho \cdot G \cdot F_c [W/m^2] \quad (4.7)$$

In cui il coefficiente di albedo ( $\rho$ ), è un parametro tabulato adimensionale che indica la frazione della radiazione globale che viene riflessa dall'ambiente circostante sulla superficie in analisi, fissato a seconda delle condizioni del terreno a contorno mentre  $F_c = \frac{1-\cos s}{2}$  rappresenta il fattore di vista del contesto circostante, da cui proviene la radiazione riflessa.

Nella tabella seguente sono indicati i coefficienti di albedo a seconda del tipo di ambiente a contorno. Nel caso in esame, essendo i pannelli fotovoltaici installati sulla copertura, è stato utilizzato un coefficiente di albedo corrispondente alla superficie "tetto, terrazza in bitume".

## Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

Superficie	Indice
Neve (caduta di fresco o con un film di ghiaccio)	0,75
Superfici acquose	0,07
Suolo (creta, marne)	0,14
Strade sterrate	0,04
Bosco di conifere d'inverno	0,07
Bosco in autunno / campi con raccolti maturi e piante	0,26
Asfalto invecchiato	0,10
Calcestruzzo Invecchiato	0,22
Foglie morte	0,30
Erba secca	0,20
Erba verde	0,26
Tetti e terrazze in bitume	0,13
Pietrisco	0,20
Superfici scure di edifici (mattoni scuri, vernice scure)	0,27
Superfici chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare)	0,60

Figura 4.5: Coefficiente di albedo [21]

Infine, la radiazione solare globale captata sui pannelli fotovoltaici inclinati di  $10^\circ$  rispetto al piano orizzontale e con orientamento verso Sud risulta dalla somma delle tre componenti, diretta, diffusa e riflessa in precedenza empiricamente calcolate, come descritto, dalla radiazione solare globale misurata sul piano orizzontale:

$$G_t = G_{dt} + G_{bt} + G_{rt}. \quad (4.8)$$

Nella figura sottostante è rappresentata l'irradianza solare incidente annua  $G$  [ $W/m^2$ ] ottenuta mediante i calcoli descritti precedentemente. Si può notare il tipico andamento sinusoidale che raggiunge valori massimi intorno al mese di luglio per poi diminuire raggiungendo i valori minimi in corrispondenza dei mesi invernali.

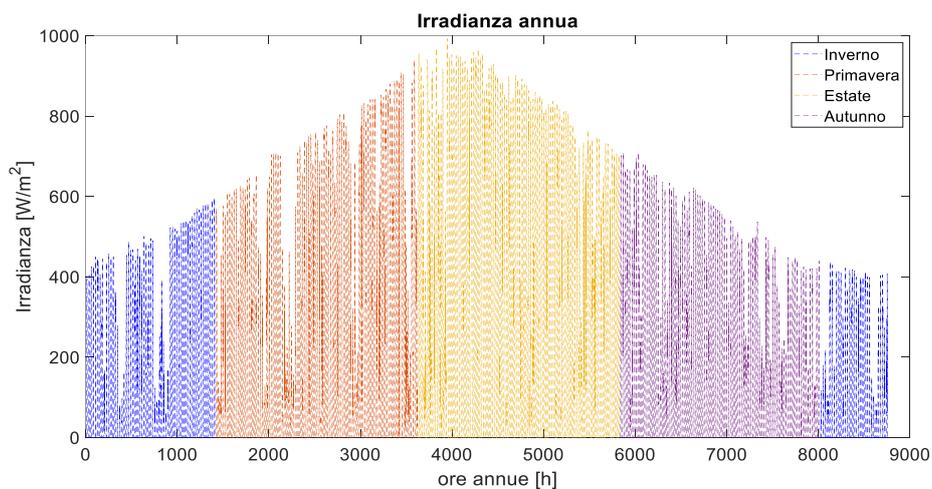


Figura 4.6: Irradianza annua

## Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

A titolo esemplificativo sono riportati i valori di irradianza ottenuti per un giorno invernale ed uno estivo (Figure 4.7 e 4.8). Con il fine di rappresentare la situazione migliore in entrambe le stagioni in termini di irradianza incidente è stato scelto di rappresentare due tipici giorni soleggiati. Dalla Figura 4.7 si nota come l'irradianza, nelle ore di punta invernali raggiunga valori considerevoli ma pur sempre dimezzati rispetto a quelli raggiunti nello stesso periodo di tempo il giorno 20 luglio. Inoltre, si nota come in un giorno estivo le ore in cui l'irradianza incidente assume valori maggiori di 0 sono molto maggiori rispetto ad un giorno invernale il che si concretizza in un maggior lasso temporale di produzione. Nello specifico, come facilmente attendibile, in un giorno estivo le ore in cui l'impianto fotovoltaico è produttivo sono molto maggiori rispetto all'equivalente invernale.

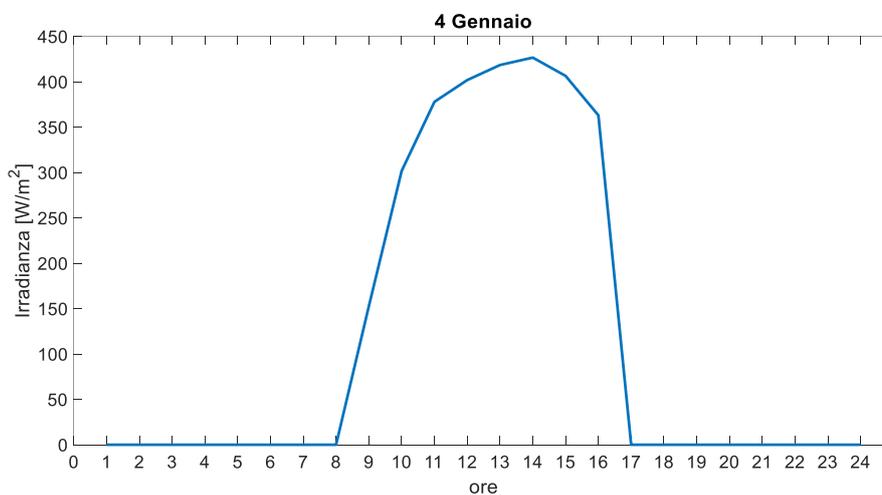


Figura 4.7: Irradianza nel giorno 4 gennaio

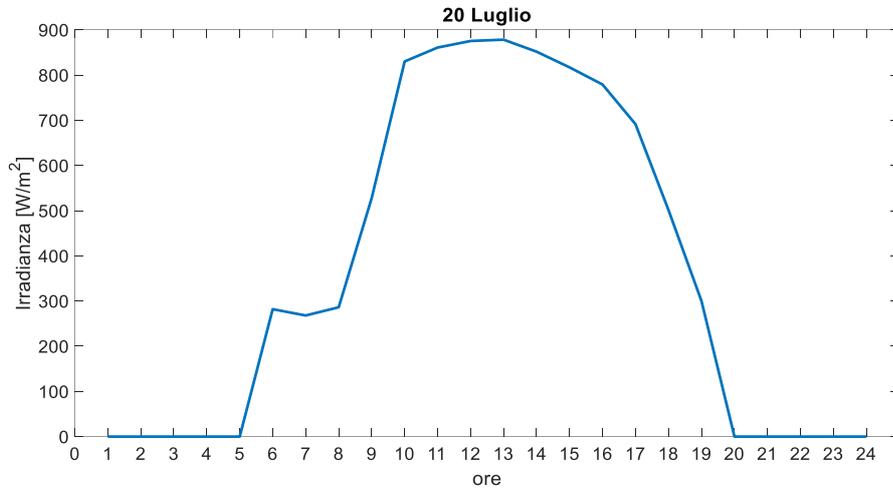


Figura 4.8: Irradianza nel giorno 20 luglio

## 4.2. Determinazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico

Ottenuta la radiazione solare incidente sui pannelli fotovoltaici, e note le specifiche tecniche dei moduli fotovoltaici è stato possibile calcolare la potenza prodotta da ogni inverter secondo la seguente formula:

$$P = P_{PV} \cdot \frac{G}{G_{stc}} \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T_c) \cdot PR \cdot \eta_{DC-AC} \quad (4.9)$$

In cui:

- $P_{PV}$  è la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico (40 kW);
- $G$  è l'irradianza incidente, diversa per ogni ora del giorno;
- $\gamma$  è il coefficiente di perdita di potenza per grado centigrado, proprio di ogni modulo. Per il modulo scelto vale  $\gamma = -0,34 \text{ \%/}^\circ\text{C}$
- $\Delta T_c$  è la differenza di temperatura tra la cella e l'ambiente che si calcola come

$$\Delta T_c = (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{800} \quad (4.10)$$

- In cui NOCT rappresenta la temperatura normale operativa pari a  $42,3 \text{ }^\circ\text{C}$
- PR è un fattore che tiene conto delle perdite nel processo di conversione. Esso include le perdite nei cavi, le perdite dovute al mismatch tra i moduli, la differenza dello spettro solare paragonato a quello di riferimento e

## Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

l'ombreggiamento. Tale fattore assume un valore compreso nel range 0,55-0,85 ed è stato considerato pari a 0,7.

- $\eta_{DC-AC}$  è il rendimento dell'inverter pari a 0,984.

Nelle figure seguenti sono rappresentate rispettivamente la produzione media e totale mensile.

Nei mesi estivi la produzione media mensile oscilla tra i 7 ed i 8 kWh mentre, per quanto riguarda la produzione totale mensile essa è compresa tra i 5 e i 6 MWh.

Per quanto concerne i mesi invernali la produzione media mensile risulta intorno i 3 e i 4 kWh mentre la totale mensile risulta essere intorno ai 2 MWh.

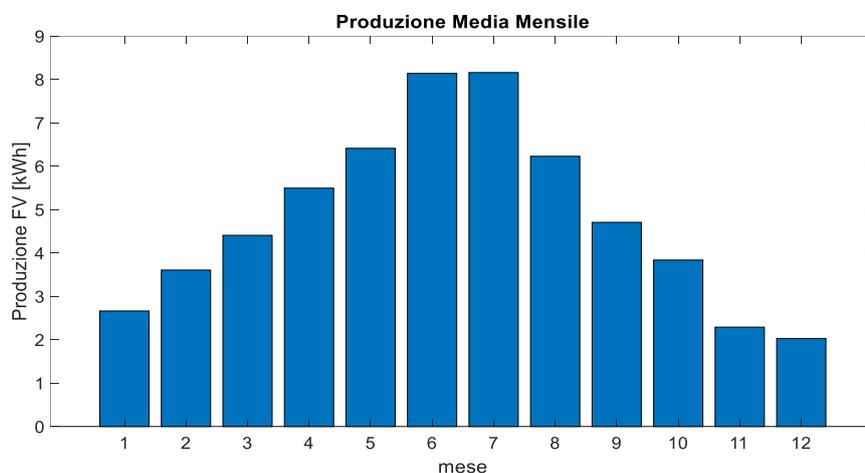


Figura 4.9: Produzione media mensile Impianto FV

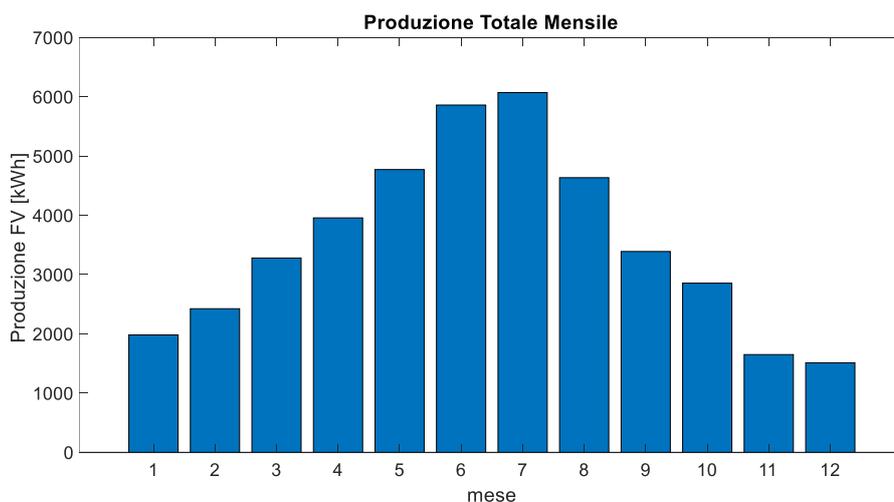


Figura 4.10: Produzione Totale mensile impianto FV

## Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

Nella Figura 4.11 è rappresentata la produzione annua dell'impianto fotovoltaico. Da essa, è possibile notare l'andamento sinusoidale coerente e proporzionale a quello relativo all'irradianza. Inoltre si nota come anche nei periodi invernali la produzione, seppur minore rispetto al periodo estivo, risulti tutt'altro che trascurabile. Questo è anche dovuto al fatto che gli impianti fotovoltaici aumentano la loro efficienza a temperature ambientali basse.

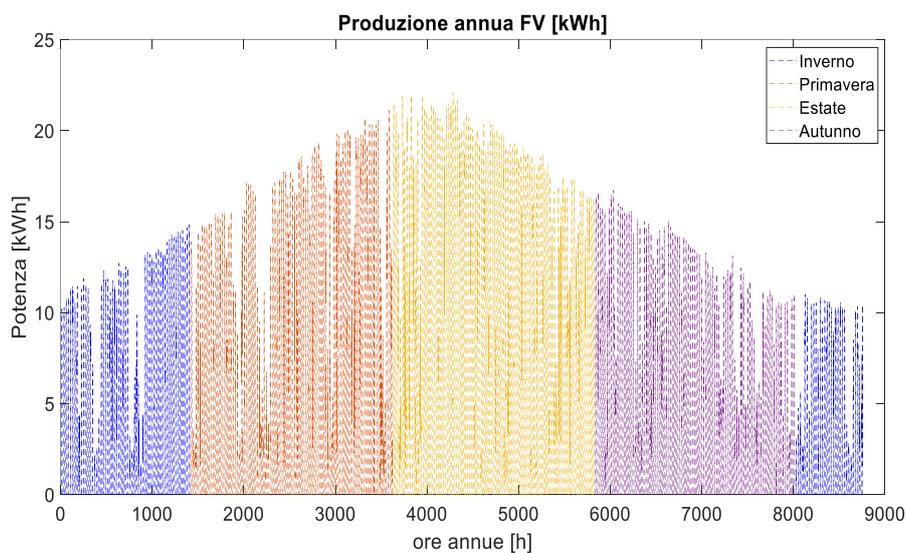


Figura 4.11: Produzione annua impianto FV

Per dare un ulteriore sguardo ai risultati ottenuti è stata rappresentata l'Heat Map (Figura 4.12) la quale rappresenta per ogni mese la produzione media oraria dell'impianto fotovoltaico. Oltre al fatto che nelle ore centrali dei mesi estivi di media si ha una maggiore produzione si nota che negli stessi mesi, rispetto quelli invernali, in un giorno si ha un maggior numero di ore durante le quali l'impianto fotovoltaico è produttivo.

## Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

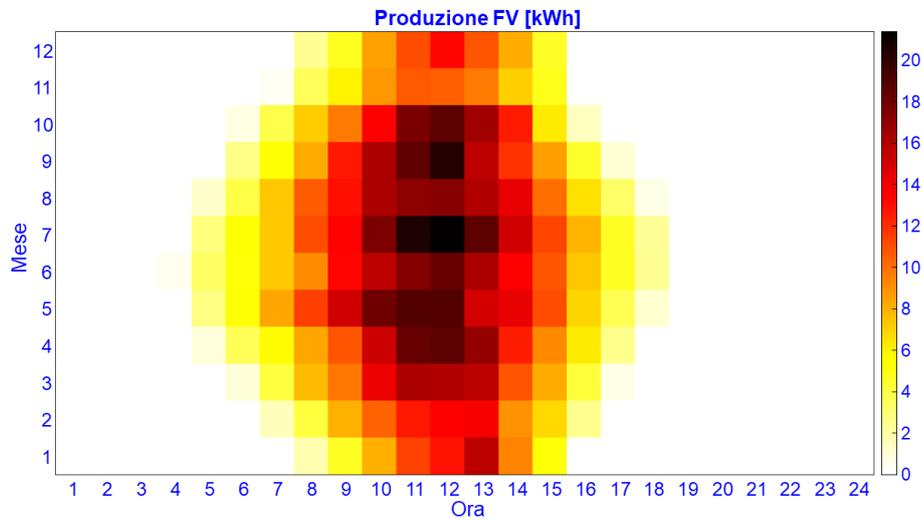


Figura 4.12: Heat Map

Quanto dedotto dalla Figura 4.11 e dalla heat map (Figura 4.12) è apprezzabile anche dalla Figura 4.13, nella quale è rappresentata la producibilità dell'impianto fotovoltaico durante un giorno invernale ed uno estivo. (medesimi giorni rappresentati nelle Figure 4.7 e 4.8). In particolare, tra i due giorni rappresentativi si nota la differenza in termini di ore durante il quale l'impianto risulta produttivo.

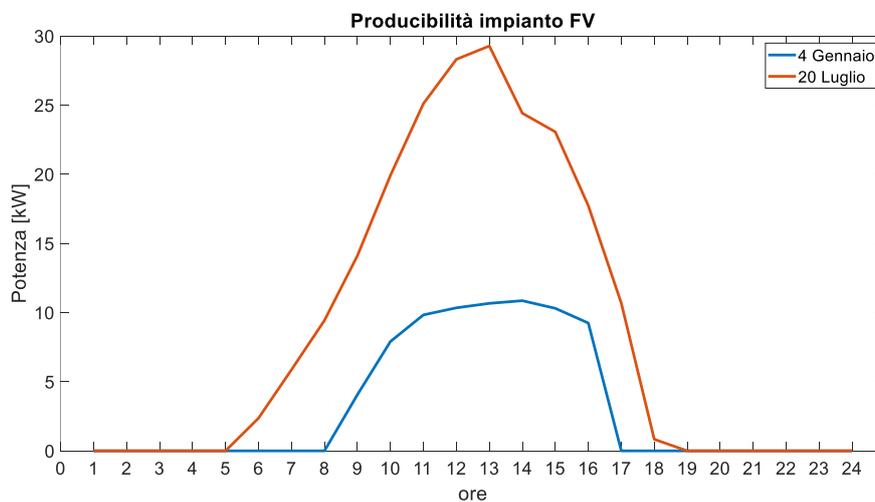


Figura 4.13: Produttività giornaliera impianto FV

La produzione totale annuale ottenuta mediante i calcoli risulta essere pari a 44,1 MWh/anno che considerando una produzione di 1100 kWh/anno per ogni kWp installato nel nord Italia e considerando 40 kWp installati risulta essere un risultato

plausibile. In ogni caso, la metodologia utilizzata verrà validata nella sezione successiva attraverso il software PVGIS.

### 4.3. Validazione della metodologia

Per garantire la correttezza della metodologia utilizzata e procedere alle analisi successive, il modello previsionale descritto in precedenza viene validato attraverso un confronto puntuale con il software open-source PVGIS.

Dal momento che PVGIS per determinare la producibilità di un impianto fotovoltaico su base oraria effettua delle simulazioni per un range temporale preciso è stato deciso di simulare l'anno 2019. Di conseguenza per effettuare il paragone è stato necessario applicare il metodo precedentemente descritto partendo dalle irradianze, sempre ottenute attraverso PVGIS, riferite all'anno 2019.

Per quanto concerne i dati di input richiesti da PVGIS per la determinazione della producibilità dell'impianto sono state inserite delle perdite del sistema pari al 10% in quanto paragonabili alle perdite tenute in considerazione nel modello previsionale.

Effettuata la simulazione attraverso PVGIS e calcolata, attraverso il modello previsionale, la producibilità dell'impianto fotovoltaico relativa all'anno 2019, è stata determinata per ogni ora la deviazione tra i due modelli, la quale è espressa come:

$$D = \frac{P_{PVGIS} - P_{MODEL}}{P_{PVGIS}} * 100 \quad (4.11)$$

nella Figura 4.14 è rappresentata per ogni mese la deviazione tra i due modelli (modello utilizzato e modello di benchmark).

In particolare, il box-plot (o diagramma a scatola e baffi) è un metodo statistico per la rappresentazione grafica di dati numerici attraverso i loro quartili. I box plot possono anche avere delle linee dette baffi che si estendono dai box indicando variabilità al di fuori dei quartili inferiore e superiore. Gli elementi fondamentali del box plot sono:

- La linea all'interno box che rappresenta la mediana dei dati. Al di sopra di essa si trova la metà dei dati ed al di sotto l'altra metà. Nel caso in cui i dati

## Calcolo della producibilità dell'impianto fotovoltaico

sono simmetrici la mediana si trova al centro del box invece se i dati sono asimmetrici la mediana sarà più vicina alla parte superiore o a quella inferiore del box.

- Il primo quartile noto anche come quartile inferiore  $q_n(0.25)$  rappresenta la mediana della metà inferiore del set di dati.
- Il terzo quartile noto anche come quartile superiore  $q_n(0.75)$  rappresenta la mediana del set superiore di dati.
- Il range interquartile o IQR il quale rappresenta la lunghezza del box ovvero la differenza tra i due quartili.
- I baffi i quali sono le linee che si estendono a partire dal box rappresentano la variazione dei dati attesa. Se i dati non arrivano fino la fine dei baffi significa che quest'ultimi si estendono fino ai valori di dati minimi e massimi. I dati che invece ricadono sopra o sotto la fine dei baffi sono chiamati outlier.

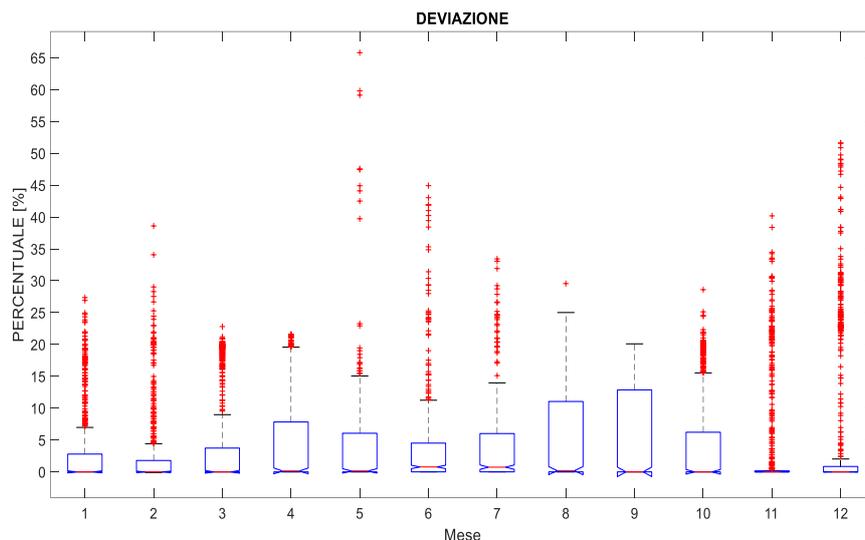


Figura 4.14: Box-Plot della deviazione

Dalla Figura 4.14 si nota che in tutti i mesi la mediana si attesta su valori prossimi allo zero percentuale. Se si pone l'accento sul terzo interquartile si nota che nei mesi di aprile, agosto e settembre si attesta attorno al 15% ragion per cui nel 75 % dei casi la deviazione è al di sotto di tale valore. Mentre, per i restanti mesi, il terzo interquartile si attesta sempre al di sotto del 5%.

Data la distribuzione statistica della deviazione si ritiene il modello idoneo all'applicazione in essere.

## **5. Determinazione dei fabbisogni termici**

Essendo il complesso residenziale oggetto di studio non ancora realizzato, bensì in fase di costruzione, è stato scelto di effettuare una simulazione dinamica con il fine di ottenere dei fabbisogni termici reali necessari a stimare il fabbisogno elettrico tecnologico – relativo alle pompe di calore impiegate – ripartito per ogni alloggio facente parte del complesso residenziale. In questo capitolo verrà illustrata la metodologia utilizzata al fine di effettuare l'analisi dinamica degli edifici. La determinazione dei fabbisogni elettrici sarà trattata nel capitolo successivo in cui verranno illustrate le assunzioni effettuate per la loro determinazione.

### **5.1. Simulazione dinamica**

L'edificio è un sistema complesso ed i fenomeni che si sviluppano al suo interno sono di diversa tipologia ed in continua relazione gli uni con gli altri. Tali fenomeni riguardano le caratteristiche dell'involucro, gli impianti, la destinazione d'uso degli ambienti e la presenza di persone e/o macchinari che danno luogo ad apporti interni.

Solo attraverso la simulazione dinamica dell'edificio è possibile controllare le numerose variabili presenti in un sistema edificio-impianto in quanto, attraverso essa, è possibile tenere conto degli apporti gratuiti e dell'inerzia termica dell'edificio.

Per il presente lavoro è stato utilizzato DesignBuilder [31], un software grafico britannico che utilizza come motore di simulazione Energy Plus. Esso è ritenuto l'interfaccia utente più completo per il software di calcolo Energy Plus, creato dall'U.S. Department of Energy, e permette di rappresentare in 3D il modello dell'edificio oggetto di studio, assegnandogli le caratteristiche fisiche e termiche.

#### **5.1.1. Software utilizzato**

Energy Plus è un programma di simulazione energetica degli edifici il quale, a differenza di altri software, basati su una simulazione di tipo sequenziale tra le informazioni riguardanti i carichi termici delle diverse zone termiche e i

## Determinazione dei fabbisogni termici

componenti impiantistici, effettua simulazioni integrate tra zone termiche ed impianto. Nello specifico, attraverso un processo iterativo, le informazioni relative al carico che l'impianto deve essere in grado di bilanciare vengono utilizzate per determinare la temperatura dell'aria in ambiente.

Il programma, dal punto di vista dell'architettura, consiste in tre principali moduli interconnessi tra loro:

- il Surface Heat Balance Manager il quale risolve il bilancio termico in corrispondenza delle superfici di ciascuna parete;
- l'Air Heat Balance Manager il quale risolve il bilancio dell'ambiente simulando simultaneamente gli scambi termici radiativi e convettivi;
- il Building System Simulation Manager che si occupa della simulazione dei componenti impiantistici;

Suddetti moduli sono contenuti all'interno dell'Integrated Solution Manager ed interagiscono con altri moduli secondari, come mostrato in figura 5.1, in modo da essere risolti simultaneamente.

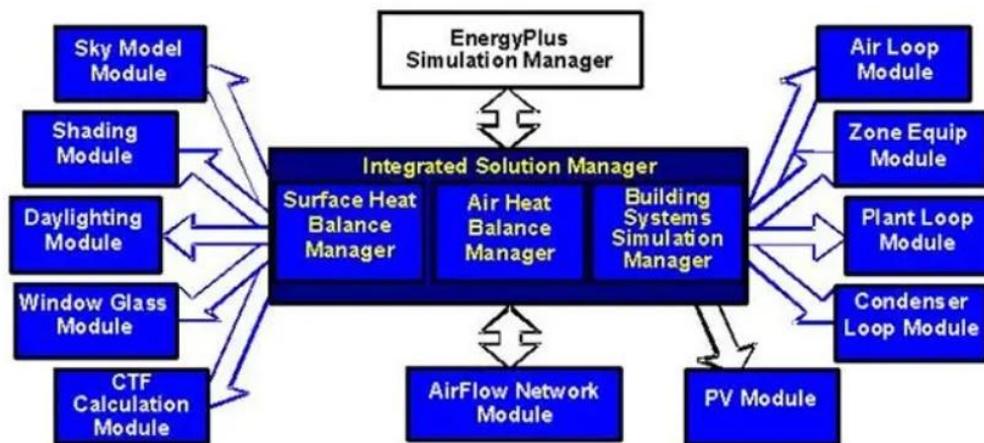


Figura 5.1: Schema logico moduli interni di Energy Plus [22]

La formulazione utilizzata dall'integrated Solution Manager viene descritta di seguito. Il procedimento utilizzato dal motore di calcolo prende il nome Predictor/Corrector che, nello specifico, consiste nei passaggi seguenti:

1. Determinazione dell'energia richiesta dal sistema affinché la temperatura della zona termica sia uguale alla temperatura di Set Point:

## Determinazione dei fabbisogni termici

$$-Q_{sys} = \sum_{i=1}^N \dot{Q}_i + \sum_{i=1}^{N_{sup}} h_i \cdot A_i \cdot (T_{S,i} - T_z) + \sum_{i=1}^{N_{zones}} \dot{m}_V \cdot c_p (T_{zi} - T_z) + \dot{m}_V \cdot c_p \cdot (T_{\infty} - T_z) \quad (5.1)$$

Dove:

- $Q_{sys}$  è il risultato di output del sistema;
  - $\sum_{i=1}^N \dot{Q}_i$  è la somma dei carichi convettivi;
  - $\sum_{i=1}^{N_{sup}} h_i \cdot A_i \cdot (T_{S,i} - T_z)$  è il calore trasferito per convezione dalle superfici di zona;
  - $\sum_{i=1}^{N_{zones}} \dot{m}_V \cdot c_p \cdot (T_{zi} - T_z)$  è il calore trasferito per effetto della miscelazione di aria tra zone diverse;
  - $\dot{m}_V \cdot c_p \cdot (T_{\infty} - T_z)$  calore trasferito per effetto dell'infiltrazione di aria esterna.
2. Tramite l'energia ottenuta viene simulato il sistema per ricavare la sua attuale capacità di risposta al tempo  $t$  della simulazione.
  3. L'attuale capacità del sistema viene successivamente impiegata per ricavare la temperatura risultante della zona termica.

In EnergyPlus si distinguono due diverse fasi temporali. Una per l'analisi dell'interazione tra le zone termiche e l'ambiente esterno, che viene definito dall'utente (ad es. 15 min) e l'altra, variabile e non direttamente modificabile dall'utente è quello per l'analisi degli impianti di climatizzazione (System time step).

### 5.1.2. Air Heat Balance Manager

Il metodo attraverso il quale si risolve il bilancio termico dell'ambiente si basa sulle seguenti ipotesi:

- aria in ambiente a temperatura uniforme;
- ciascuna superficie è caratterizzata da una temperatura uniforme;
- irraggiamento uniforme ad alta e bassa lunghezza d'onda;

## Determinazione dei fabbisogni termici

- superfici uniformemente diffondenti;
- trasmissione di calore per conduzione monodimensionale.

Il bilancio termico è, perciò, connesso al flusso convettivo generato dalle infiltrazioni nonché dalla ventilazione, al flusso di natura convettiva legato alle sorgenti interne ed ai sistemi di condizionamento e di riscaldamento ed al flusso convettivo che si instaura con le pareti delimitanti l'ambiente.

La definizione dell'air heat balance passa attraverso la seguente equazione:

$$\begin{aligned} Cz \frac{dt_z}{d\tau} &= \sum_{i=1}^N \dot{Q}_{i,c} + \sum_{i=1}^{N_{sup}} \dot{Q}_{i,s} + \dot{Q}_V + \dot{Q}_N \\ &= \sum_{i=1}^N \dot{Q}_{i,c} + \sum_{i=1}^{N_{sup}} h_i \cdot A_i \cdot (T_{s,i} - T_z) + \dot{m}_V \cdot c_p \\ &\quad \cdot (T_\infty - T_z) + \dot{Q}_N \end{aligned} \quad (5.2)$$

In cui:

- $Cz$  è la capacità termica dell'aria della zona e delle masse termiche in equilibrio con l'aria ambiente [ $J/^\circ C$ ];
- $N$  è il numero delle sorgenti interne convettive;
- $\dot{Q}_{i,c}$  è il flusso termico disperso dalle sorgenti interne convettive [ $W$ ];
- $N_{sup}$  è il numero delle superfici della zona termica a temperatura  $T_s$ ;
- $\dot{Q}_{i,s}$  è il flusso termico disperso da ciascuna delle superfici della zona termica [ $W$ ];
- $\dot{Q}_V$  è il carico legato alla ventilazione;
- $\dot{Q}_N$  è il carico legato all'impianto;
- $h_i$  è il coefficiente di scambio termico convettivo superficie-aria interna [ $W/m^2 K$ ];
- $A_i$  è l'area della superficie  $i$ -esima [ $m^2$ ];
- $T_{s,i}$  è la temperatura superficiale della  $i$ -esima parete [ $^\circ C$ ];
- $\dot{m}_V$  è la portata di aria legata alla ventilazione [ $kg/s$ ];
- $c_p$  è il calore specifico dell'aria [ $J/kg^\circ C$ ];
- $T_\infty$  è la temperatura dell'aria di ventilazione [ $^\circ C$ ].

Per risolvere tale equazione di bilancio dell'energia dell'aria e l'umidità della zona Energy Plus offre tre diversi algoritmi di soluzione. Il 3rd Order Backward Difference e L'Euler Method i quali utilizzano l'approssimazione della differenza finita e l'Analytical Solution, il quale utilizza la soluzione analitica.

### 5.1.3. Surface Heat Balance Manager

Il Surface Heat Balance Manager, connesso al modulo descritto precedentemente, comprende i moduli per la determinazione delle temperature superficiali e dei flussi termici attraverso le superfici stesse. Il bilancio termico relativo alle superfici interne delle diverse zone termiche è modellato con quattro componenti di trasferimento del calore:

1. Conduzione attraverso i componenti dell'involucro edilizio;
2. Convezione con l'aria;
3. Radiazione a bassa lunghezza d'onda;
4. Radiazione ad elevata lunghezza d'onda.

Le fonti di radiazione a bassa lunghezza d'onda sono le radiazioni solari entranti dalle superfici vetrate e le emissioni di sorgenti interne quali le lampadine. D'altro canto, le radiazioni ad elevata lunghezza d'onda comprendono l'assorbimento e la successiva emissione in ambiente di sorgenti di radiazione a bassa temperatura come tutte le superfici, apparecchiature e persone presenti nella zona termica.

Il bilancio termico sulla superficie interna della parete è descritto mediante l'equazione seguente:

$$q''_{LWX} + q''_{SW} + q''_{LWS} + q''_{ki} + q''_{sol} + q''_{conv} = 0 \quad (5.3)$$

In cui:

- $q''_{LWX}$  è il flusso di scambio termico radiativo ad onda lunga tra le superfici della zona;
- $q''_{SW}$  è il flusso radiativo ad onda corta dalle luci alla superficie;
- $q''_{LWS}$  è il flusso radiativo ad onda lunga dagli apparecchi presenti nella zona termica;
- $q''_{ki}$  è il flusso conduttivo attraverso la parete;
- $q''_{sol}$  è il flusso radiativo solare trasmesso e assorbito dalla superficie;
- $q''_{conv}$  è il flusso termico convettivo verso l'aria della zona.

## Determinazione dei fabbisogni termici

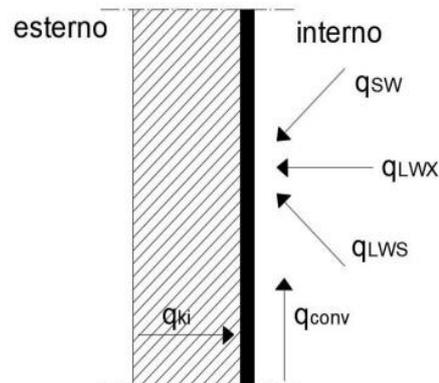


Figura 5.1: Bilancio energetico superficie interna [23]

Il bilancio sulla superficie esterna (outside surface heat balance) tiene conto del flusso di calore assorbito dalla radiazione solare diretta e diffusa, del flusso radiativo ad alta lunghezza d'onda scambiato con l'aria, dello scambio termico convettivo con l'aria esterna e dello scambio termico conduttivo che ha luogo attraverso la parete.

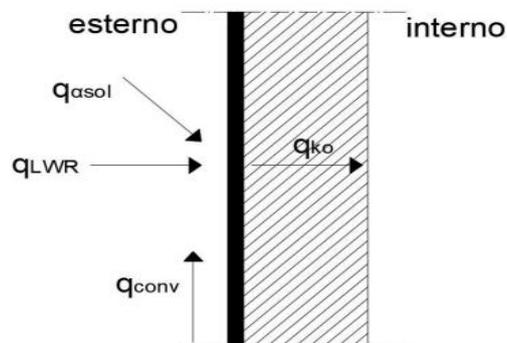


Figura 5.2: Bilancio energetico superficie esterna [24]

## 5.2. Modellazione geometrica

Definiti i metodi di calcolo su cui è basato il motore di simulazione Energy Plus è necessario illustrare il procedimento di modellazione degli edifici effettuato utilizzando l'interfaccia grafica Design Builder.

Quest'ultimo permette di disegnare il modello dell'edificio in 3D e di attribuire ad esso le caratteristiche fisiche e termiche.

I modelli di Design Builder sono organizzati in una struttura gerarchica come rappresentato nella figura sottostante.

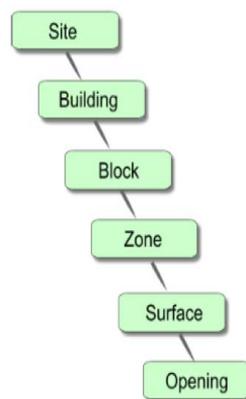


Figura 5.2: Struttura dei modelli di Design Builder [25]

In particolare, i dati definiti vengono ereditati dal livello superiore nella gerarchia, perciò, i dati dei blocchi vengono ereditati dal livello dell'edificio, i dati di zona dal blocco ed i dati di superficie vengono ereditati dai dati di zona. Nonostante ciò, è sempre possibile modificare le impostazioni predefinite ereditate in qualsiasi livello.

La modellazione geometrica degli edifici oggetto di studio è stata quindi realizzata tramite il disegno di "blocchi" corrispondenti ad uno spazio tridimensionale e suddivisi in "zone" ovvero ambienti con caratteristiche termiche diverse delimitati dalle superfici interne. In particolare, partendo dai file.dxf di ogni piano degli edifici si è creato il blocco piano, dopodiché sono state create le partizioni interne ed infine i vari piani sono stati sovrapposti ed è stato creato il blocco "copertura inclinata".

### 5.2.1. Costruzione

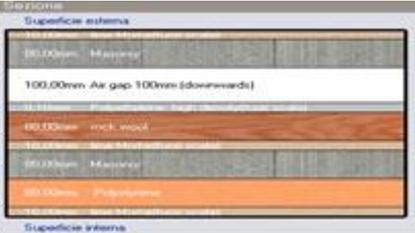
Per poter assegnare le caratteristiche fisiche a ciascun componente facente parte dell'edificio sono state implementate le stratigrafie di progetto attraverso il pannello "costruzione" del software.

Il software offre una vasta gamma di stratigrafie di default le quali sono state modificate inserendo i materiali presenti a progetto. Di seguito vengono rappresentate le stratigrafie e le caratteristiche dei materiali costituenti i solai e le pareti di progetto.

- **Muratura esterna**

Tabella 5.1: Caratteristiche muratura esterna

PROPRIETA'	U.M.	VALORE
Spessore	mm	490
Massa Superficiale	kg/m <sup>2</sup>	179
Trasmittanza Periodica	W/m <sup>2</sup> K	0,013
Fattore di attenuazione	-	0,077
Sfasamento onda termica	h	-11,8
Trasmittanza Termica	W/m <sup>2</sup> K	0,175



- **Solaio interpiano**

Tabella 5.2: Caratteristiche solaio interpiano

PROPRIETA'	U.M.	VALORE
Spessore	mm	450
Massa Superficiale	kg/m <sup>2</sup>	595
Trasmittanza Periodica	W/m <sup>2</sup> K	0,019
Fattore di attenuazione	-	0,047
Sfasamento onda termica	h	-14,8
Trasmittanza Termica	W/m <sup>2</sup> K	0,415



- **Muri Interni**

Tabella 5.3: Caratteristiche muri interni

PROPRIETA'	U.M.	VALORE
Spessore	mm	400
Massa Superficiale	kg/m <sup>2</sup>	191
Trasmittanza Periodica	W/m <sup>2</sup> K	0,054
Fattore di attenuazione	-	0,229
Sfasamento onda termica	h	-13,3
Trasmittanza Termica	W/m <sup>2</sup> K	0,234



## Determinazione dei fabbisogni termici

- **Copertura**

Tabella 5.4: Caratteristiche copertura

PROPRIETA'	U.M.	VALORE
Spessore	mm	224
Massa Superficiale	kg/m <sup>2</sup>	32
Trasmittanza Periodica	W/m <sup>2</sup> K	0,109
Fattore di attenuazione	-	0,661
Sfasamento onda termica	h	-6,3
Trasmittanza Termica	W/m <sup>2</sup> K	0,165



La direttiva Europea 2010/31/EU impone agli stati membri di operare affinché vi sia un numero sempre crescente di edifici ad impatto energetico nullo. A tal fine bisogna prestare attenzione alle caratteristiche dei componenti costituenti l'involucro edilizio. [26]. In particolar modo, l'attuale legislazione impone il rispetto di specifici valori di trasmittanza termica delle strutture differenziandole per tipologia di intervento ed in funzione della zona climatica in cui sono collocate. Tale normativa impone per la zona climatica E (Zona in cui il comune di Volpiano ricade) che la trasmittanza termica rispettivamente delle strutture opache orizzontali, delle strutture inclinate di copertura, delle strutture orizzontali di pavimento e delle strutture edilizie di separazione tra unità immobiliari siano inferiori a 0,28 W/(m<sup>2</sup>K), 0,24 W/(m<sup>2</sup>K), 0,29 W/(m<sup>2</sup>K) e 0,8 W/(m<sup>2</sup>K). Come si evince dai calcoli della trasmittanza dei solai e delle pareti impiegate, tali valori rientrano tutti nei limiti imposti dalla normativa sopracitata.

## 5.2.2. Aperture

Tramite la scheda “Aperture” è stato possibile modellare le superfici vetrate ed i relativi telai impostando le dimensioni ed i valori di trasmittanza degli elementi.

Strati	
Numero di strati	3
Lastra di vetro esterna	
<input type="checkbox"/> Tipo di vetro	Generic BRONZE 6MM
<input type="checkbox"/> Scambia strato	
Gas della finestra 1	
<input type="checkbox"/> Tipo di gas della finestra	AIR 13MM
Lastra di vetro 2	
<input type="checkbox"/> Tipo di vetro	Generic COATED POLY-33
<input type="checkbox"/> Scambia strato	
Gas della finestra 2	
<input type="checkbox"/> Tipo di gas della finestra	AIR 13MM
Lastra di vetro interna	
<input type="checkbox"/> Tipo di vetro	Generic CLEAR 6MM
<input type="checkbox"/> Scambia strato	
Daylighting	

Figura 5.3: Design Builder-Pannello aperture

Nello specifico, come rappresentato nella figura soprastante, le superfici vetrate sono state modellate con un vetro doppio basso emissivo composto da tre strati: una lastra esterna trattata da 6 mm, un'intercapedine di 13 mm di Aria e una lastra interna da 6mm, mentre il materiale è stato modellato in PVC. Infine, sono state inserite le caratteristiche geometriche delle due tipologie di finestre presenti nel fabbricato per le quali sono rappresentate le rispettive caratteristiche nella tabella che segue.

Tabella 5.5: Caratteristiche superfici vetrate

PROPRIETA'	U.M.	VALORE	
dimensione	cm	140x230	80x130
trasmittanza vetro	W/m2K	1,1	1,1
Trasmittanza Termica Modulo	W/m2K	1,482	1,585
Fattore di trasmittanza solare	-	0,67	0,67
Fattore di trasmissione solare totale	-	0,375	0,375

## 5.3. Ulteriori input della simulazione

Come input iniziale il programma richiede la definizione del sito. Attraverso il pannello “località” sono state impostate le coordinate geografiche ed il software, tenendo in considerazione i dati climatici orari dell’anno tipo contenuti nel database di Energy Plus, è in grado di inserire automaticamente alcuni dati geomorfologici del sito, come ad esempio la quota sul livello del mare e l’esposizione al vento.

### 5.3.1. Attività

Nella sezione “attività” di DesignBuilder è stato possibile definire i programmi ed i fattori allocativi relativi all’occupazione, all’illuminazione ed al sistema di riscaldamento e raffrescamento.

Per quanto concerne l’occupazione sono stati definiti il numero di persone per unità di superficie ed il periodo di occupazione. Per il caso in esame si è considerato un profilo di occupazione comparabile ad un tipico giorno lavorativo (9:00-17:30) come rappresentato nella figura sottostante. Inoltre, in tale sezione è stato possibile definire le temperature di set point di riscaldamento e raffrescamento e le rispettive temperature di attenuazione (Figura 5.4). In particolare, le temperature di attenuazione di riscaldamento e raffrescamento rappresentano la temperatura minima e massima raggiungibile nella zona termica in corrispondenza dei periodi in cui i terminali sono spenti.

```

Profilo
Schedule:Compact
Dwell_DomBed_Occ,
Fraction,
Through: 31 Dec,
For: Weekdays SummerDesignDay,
Until: 07:00, 1,
Until: 08:00, 0.5,
Until: 09:00, 0.25,
Until: 17:00, 0,
Until: 22:00, 0.8,
Until: 24:00, 1,
For: Weekends,
Until: 07:00, 1,
Until: 08:00, 0.5,
Until: 09:00, 0.25,
Until: 17:00, 0,
Until: 23:00, 0.5,
Until: 24:00, 1,
For: Holidays,
Until: 07:00, 0.5,
Until: 09:00, 0.25,
Until: 22:00, 0,
Until: 23:00, 0.25,
Until: 24:00, 0.5,
For: WinterDesignDay AllOtherDays,
Until: 24:00, 0:
    
```

Figura 5.4: Design Builder – Programma occupazione

## Determinazione dei fabbisogni termici

Template attività	
Template	Domestic Lounge
Settore	Residential spaces
Moltiplicatore zona	1
<input checked="" type="checkbox"/> Includi zona nei calcoli termici	
<input checked="" type="checkbox"/> Includi zona nei calcoli di illuminazione naturale di Radiance	
Superficie e Pavimento Totale Edificio	
Occupazione	
<input checked="" type="checkbox"/> Occupied?	
Densità (persone/mq)	0,0188
Programma	Dwell_DomBed_Occ
Tasso metabolico	
Attività	Eating/drinking
Fattore (Uomini=1.00, Donne=0.85, Bambini=0.75)	0.90
Tasso di generazione di CO2 (m3/s-W)	0.000000382
Vesti	
Clothing schedule definition	1-Generic summer and winter clothing
Vesti invernali (clo)	1,00
Vesti estivi (clo)	0,50
Mean Radiant Temperature Calculation	
Calculation type	1-Zone averaged
Air Velocity	
Setpoint di concentrazione di contaminante generico (ppm)	
Vacanze	
ACS	
Controllo Ambientale	
Setpoint di Riscaldamento	
Riscaldamento (°C)	21,0
Temp. di attenuazione in Riscaldamento (°C)	16,0
Setpoint di Raffrescamento	
Raffrescamento (°C)	25,0
Temp. Di attenuazione in Raffrescamento (°C)	28,0
Controllo Umidità	
Setpoint di Ventilazione	
Aria minima di rinnovo	
Illuminazione	
Illuminamento desiderato (lux)	150
Densità luce di default (W/mq)	0

Figura 5.5: Design Builder - Pannello attività (riscaldamento/raffrescamento)

Successivamente si è proceduto definendo le attività riguardanti l'illuminazione (Figura 5.4). Nello specifico è stata individuata la densità di potenza normalizzata (tenendo conto dei valori consigliati dai protocolli LEED), il tipo di illuminazione e le ore di funzionamento, le quali sono state selezionate in conformità con i periodi di occupazioni scelti in precedenza.

Template di Illuminazione	
Template	Reference
Illuminazione Generale	
<input checked="" type="checkbox"/> On	
Densità di potenza normalizzata (W/mq-100 lux)	2,5000
Programma	Dwell_DomCommonAreas_Light
Tipo d'illuminazione	1-Sospeso
Return air fraction	0,000
Frazione Radiante	0,420
Frazione Visibile	0,180
Frazione convettiva	0,400
Controllo Illuminazione	
<input checked="" type="checkbox"/> On	
Altezza del piano (m)	3,00
Tipo di controllo	1-Lineare
Frazione minima della luce emessa	0,100
Frazione minima della potenza elettrica	0,100

Figura 5.6: Design builder - pannello attività (illuminazione)

Infine, nella sezione “HVAC” sono stati forniti i parametri relativi agli impianti di riscaldamento e raffrescamento. Nel caso specifico è stata utilizzata la procedura di calcolo “semplificata”. Gli impianti termici della residenza, come specificato nel capitolo 3, consistono in pavimenti radianti alimentati da pompe di calore ad elettricità.

Nella sezione sopracitata sono stati inseriti i parametri riguardanti i terminali e le ore di funzionamento di essi tramite le attività associate all’impianto di riscaldamento e raffrescamento.

D’altro canto, per quanto riguarda i coefficienti di prestazione delle pompe di calore essi sono stati considerati separatamente nella fase di conversione dei fabbisogni termici in fabbisogni elettrici, la quale verrà discussa nel capitolo successivo.

### **5.4. Fabbisogni termici per il riscaldamento e il raffrescamento**

Nelle figure sottostanti sono riportati i risultati ottenuti per quanto riguarda il fabbisogno termico annuo per riscaldamento e raffrescamento per tre tipologie di macro-alloggi. La differenza apprezzabile in termini di fabbisogni termici tra i diversi alloggi è dovuta alla diversa superficie utile caratterizzante le tre tipologie di alloggi rappresentate (Figure da 5.8 a 5.10). In particolar modo, dalla Figura 5.7, si nota che per un alloggio di metratura maggiore, le ore in cui la temperatura operativa interna raggiunge la temperatura minima e massima alla quale, rispettivamente, il sistema di riscaldamento e raffrescamento si accende sono molto maggiori rispetto ad un alloggio di dimensioni inferiori. Questo è imputabile al fatto che le dispersioni e gli apporti gratuiti sono proporzionali ai metri quadri della zona termica oggetto di studio.

## Determinazione dei fabbisogni termici

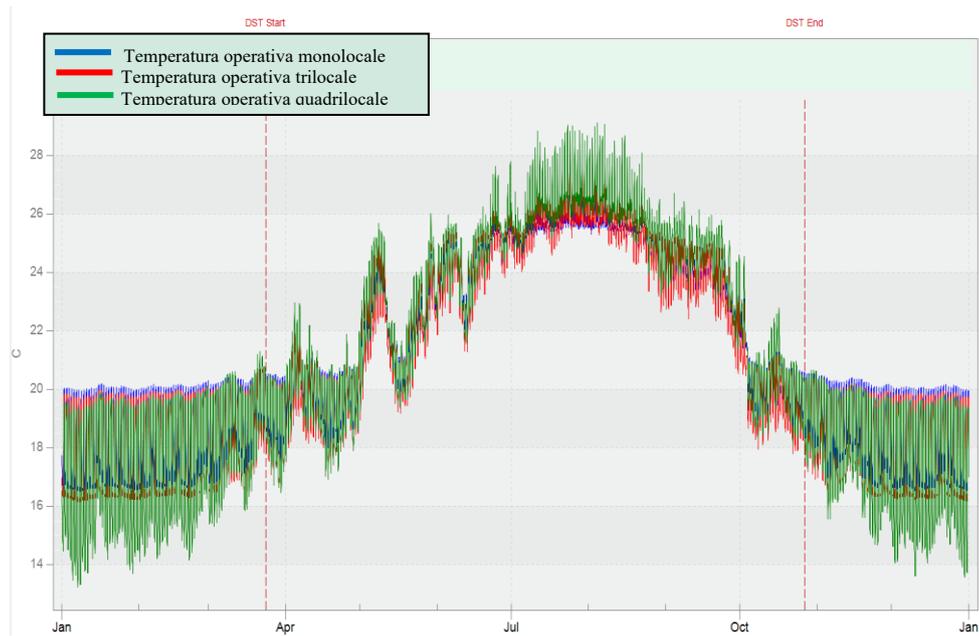


Figura 5.7: temperatura operativa

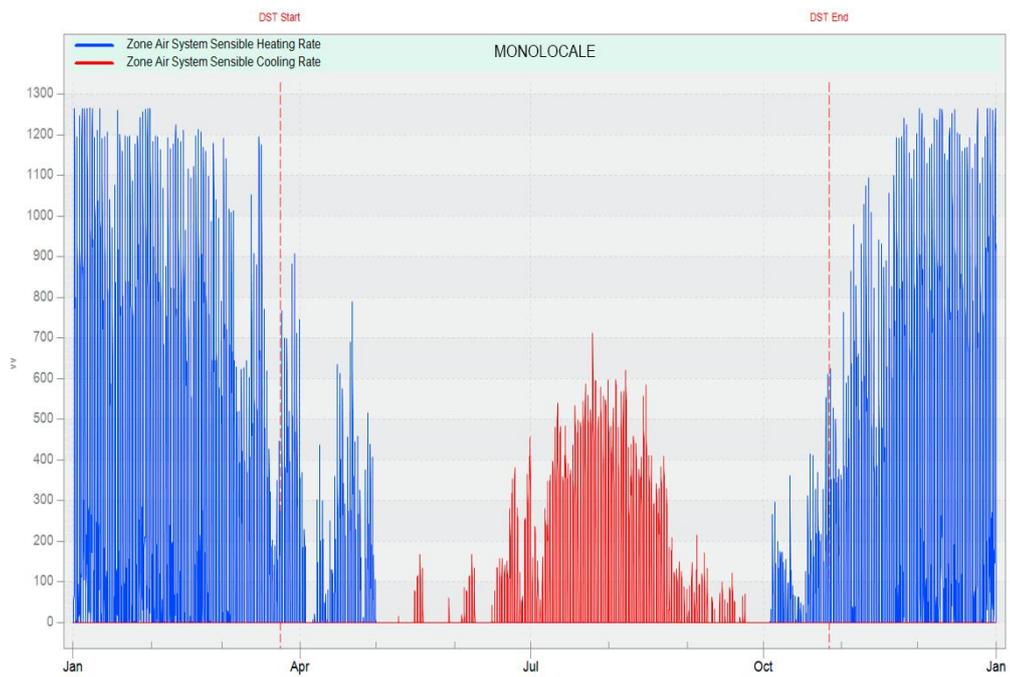


Figura 5.8: fabbisogno termico e frigorifero monolocale

## Determinazione dei fabbisogni termici

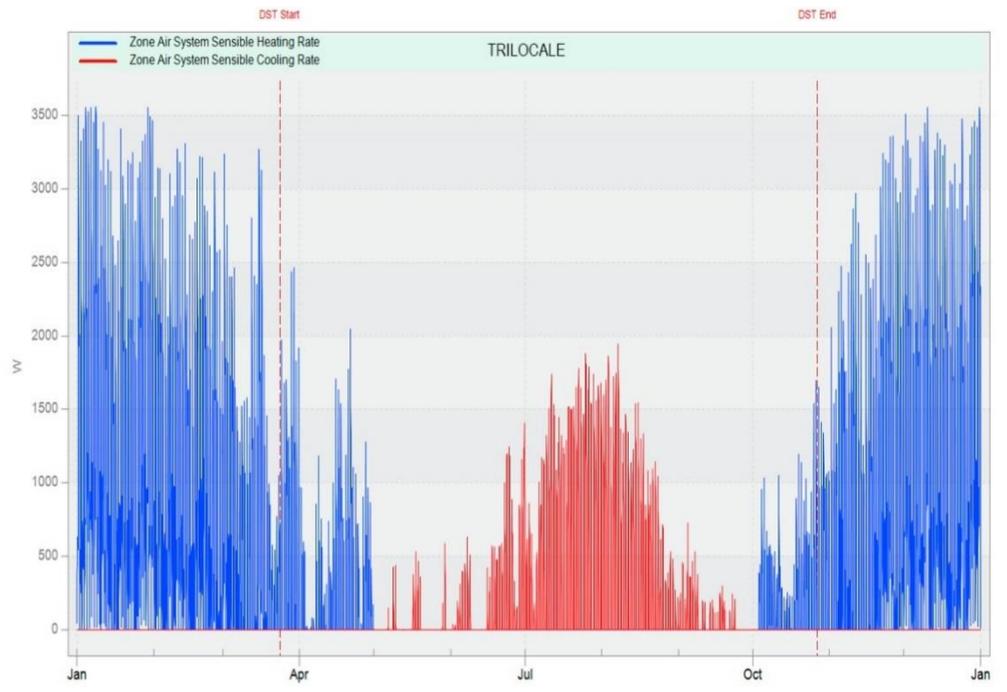


Figura 5.9: fabbisogno termico e frigorifero trilocale

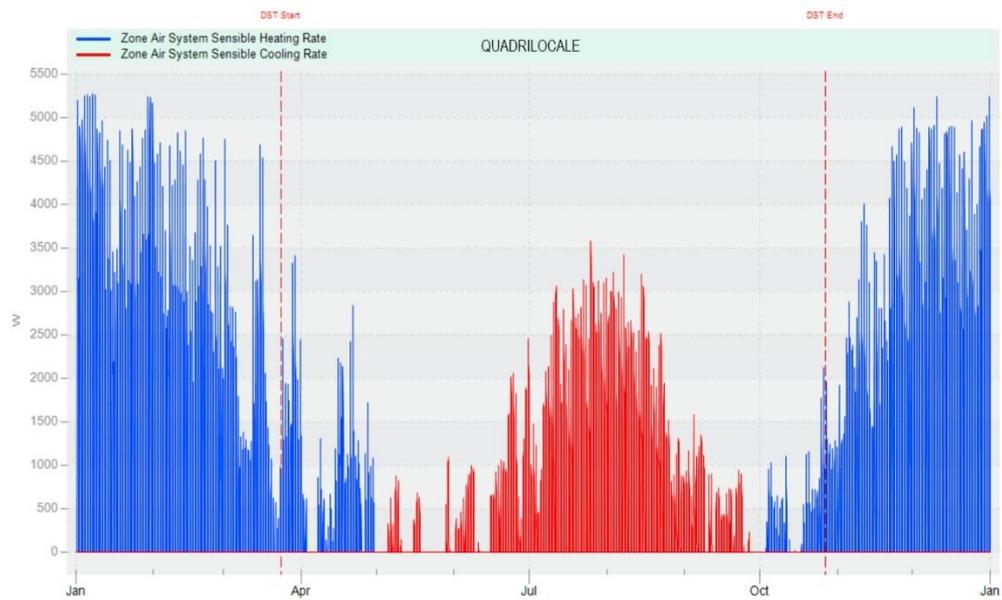


Figura 5.10: fabbisogno termico e frigorifero quadrilocale

## Determinazione dei fabbisogni termici

La tabella seguente mostra l'energia termica e frigorifera annua consumata dai differenti alloggi.

Risulta evidente un sostanziale incremento per gli alloggi di maggiore metratura nonché una differenza tra alloggi di pari metratura ma con differenti esposizioni/collocazione all'interno dell'edificio.

Tabella 5.6: Fabbisogno termico annuo alloggio [MWh/anno]

PALAZZINA A-B	
ALLOGGIO	FABBISOGNO TERMICO ANNUO [MWh]
A01-B01	3,5
A02-B02	1,4
A03-B03	3,7
A04-B04	3,4
A05-B04	1,3
A06-B06	4,1
A11-B11	3,6
A12-B12	2,6
A13-B13	1,4
A14-B14	3,7
A15-B15	1,3
A16-B16	3,4
A21-B21	5,9
A22-B22	4,8
A23-B23	1,8
A24-B24	4,7
A31-B31	4,8
A32-B32	4,1
A33-B33	1,8
A34-B34	4,9

### 5.5. Fabbisogno termico per l'ACS

Per quanto concerne la determinazione del fabbisogno di Acqua Calda Sanitaria (ACS) di ogni singolo alloggio si è fatto riferimento alla Norma UNI-TS 11300-2 la quale descrive il metodo di calcolo del fabbisogno di energia per l'ACS. Nello specifico, il volume al giorno ( $l/g$ ) di acqua calda sanitaria è calcolato secondo l'equazione:

$$V_w = a \left( \frac{l}{m^2 g} \right) S_u (m^2) + b \left( \frac{l}{g} \right) \quad (5.4)$$

In cui  $S_u$  è la superficie dell'alloggio ed i valori dei parametri  $a$  e  $b$  sono tabulati e riportati nella tabella sottostante.

Tabella 5.7: Parametri per la determinazione del fabbisogno termico di ACS [27]

## Determinazione dei fabbisogni termici

Prospetto 30 - Valori dei parametri  $a$  e  $b$

Superficie utile $S_u$ [m <sup>2</sup> ]	$S_u \leq 35$	$35 < S_u \leq 50$	$50 < S_u \leq 200$	$S_u > 200$
Parametro $a$ [litri/(m <sup>2</sup> × giorno)]	0	2,667	1,067	0
Parametro $b$ [litri/giorno]	50	-43,33	36,67	250

A partire dai litri giorni ottenuti per ogni tipologia di alloggio (tabella 5.9) è stato determinato un profilo di carico giornaliero del consumo di ACS. A tal fine si è tenuto in considerazione il consumo medio di ACS per singolo utilizzo (tabella 5.8) e, per ogni tipologia di alloggio, un diverso numero di occupanti ripartito in base al profilo occupazionale considerato nell'analisi dinamica.

Tabella 5.8: Consumo apparecchi per singolo utilizzo [litri]

APPARECCHIO	CONSUMO PER SINGOLO UTILIZZO (l)
Vasca da bagno	120 - 160
Doccia	50 - 60
Lavabo	10
Bidet	10
avello da cucina	15 - 20

In generale si è tenuto conto di un maggiore consumo di ACS nelle prime ore della mattina e nelle ore serali riconducibili alla cura della persona.

Tabella 5.9: Fabbisogno giornaliero di ACS [litri/giorno]

UTENZA	l/g
MONOLOCALE	80
BILOCALE	117
TRILOCALE	125
QUADRILOCALE	150

Successivamente, per ogni ora del giorno è stata calcolata la potenza necessaria per la produzione di ACS richiesta secondo la formula seguente:

## Determinazione dei fabbisogni termici

$$P[W] = V_w \left(\frac{l}{g}\right) \cdot \frac{1}{24} \left(\frac{g}{h}\right) \cdot \frac{1}{3600} \left(\frac{h}{s}\right) \cdot \rho \left(\frac{kg}{m^3}\right) \cdot \frac{1}{1000} \left(\frac{m^3}{l}\right) \cdot c_p \left(\frac{J}{kg \cdot K}\right) \cdot (40 - 12,79)(K) \quad (5.5)$$

A seguito dell'ottenimento di questi ultimi valori nonché dei valori precedentemente determinati di fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento è stato possibile determinare i fabbisogni elettrici legati agli impianti tecnologici. La metodologia utilizzata è descritta nello specifico nel capitolo seguente, nel quale viene inoltre analizzata la procedura per la determinazione dei consumi elettrici delle utenze domestiche.

## **6. Determinazione dei fabbisogni elettrici**

In questo capitolo viene analizzata la metodologia per la determinazione del fabbisogno elettrico delle utenze domestiche, la conversione dei fabbisogni termici precedentemente ottenuti in fabbisogni elettrici ed il calcolo del fabbisogno elettrico totale di ogni singolo alloggio.

### **6.1. Determinazione dei consumi elettrici delle utenze domestiche**

I consumi elettrici di una famiglia sono associabili all'utilizzo di elettrodomestici standard quali TV, computer, frigorifero, lavastoviglie e lavatrici. I fattori che incidono sul consumo elettrico di una famiglia sono molteplici e tra i principali si annoverano il numero di abitanti, le loro abitudini di consumo e la classe energetica degli elettrodomestici. Per la determinazione del fabbisogno elettrico orario associato alle utenze domestiche è stato valutato il consumo medio annuale di una famiglia, differenziando per tipologia di alloggio, nonché il profilo di carico giornaliero tenendo conto delle principali differenze caratterizzanti i diversi tipi di appartamenti. In particolare, la differenziazione per tipologia di alloggi è stata effettuata considerando un diverso numero di apparecchi accesi come computer e televisioni ed una maggiore area per quanto concerne il consumo attribuito all'illuminazione.

## Determinazione dei fabbisogni elettrici

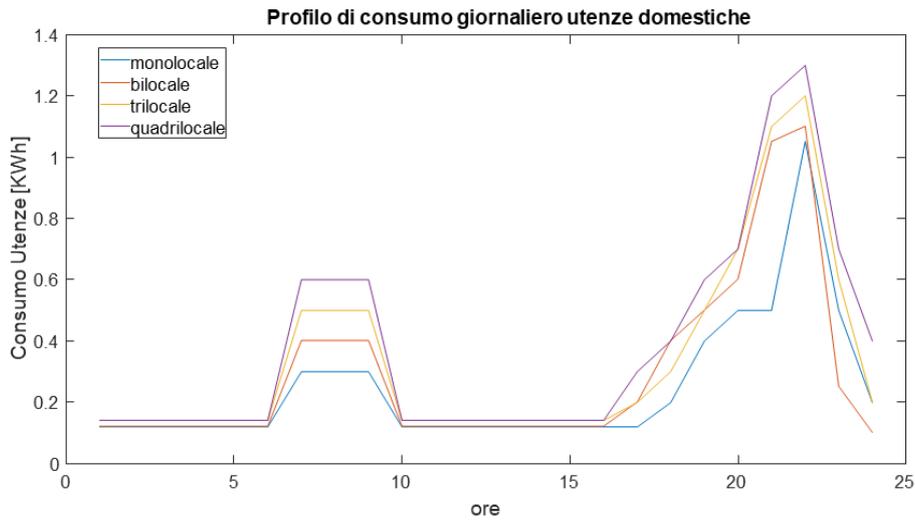


Figura 6.1: Profilo di consumo giornaliero utenze domestiche

Nella Figura soprastante è rappresentato il profilo di potenza del carico ottenuta per tipologia di alloggio. Essa presenta due picchi, uno in corrispondenza delle prime ore del mattino ed il più alto nelle ore serali. Questo andamento genera un'incongruenza tra le ore di massima produzione fotovoltaica e le ore in cui si ha una maggiore domanda di energia elettrica. Con questa prima analisi si può apprezzare la necessità, in presenza di impianti fotovoltaici, di gestire il carico elettrico in maniera da aumentare i consumi nelle ore in cui l'impianto di produzione è attivo per esempio programmando l'accensione di determinati apparecchi domestici in questo periodo.

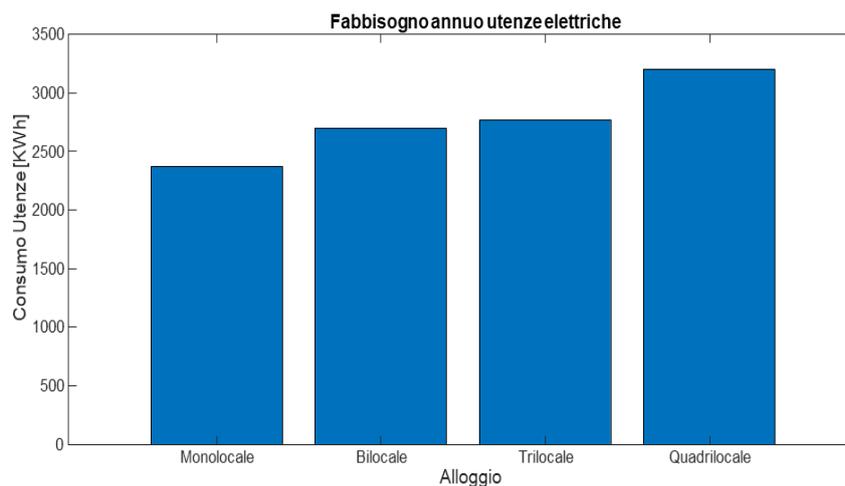


Figura 6.2: Fabbisogno elettrico annuo utenze domestiche

L'istogramma rappresentato in Figura 6.2 rappresenta il fabbisogno elettrico annuo associato alle utenze domestiche, il quale ammonta intorno ai 2 e 3 MWh/annui a seconda della tipologia di appartamento.

### 6.2. Conversione dei fabbisogni termici in elettrici

Ottenuti i fabbisogni termici/frigoriferi è stato necessario convertirli in fabbisogni elettrici per la determinazione del fabbisogno elettrico totale di ogni unità abitativa. Come descritto in precedenza, la produzione di ACS ed i fabbisogni termici/frigoriferi sono soddisfatti da due pompe di calore a compressione alimentate da energia elettrica.

Esse sono caratterizzate da degli indici di prestazione stagionali, quali il coefficiente di prestazione (COP) ed il “Energy Efficiency Ratio” (EER) i quali variano a seconda della temperatura esterna e del funzionamento ai carichi parziali della macchina termica ovvero della percentuale di carico. A partire dai dati di targa delle macchine utilizzate da progetto, nei quali sono indicati separatamente gli indici di prestazione in funzione delle due variabili sopracitate è stato utilizzato il metodo del piano interpolante per la determinazione dei coefficienti in funzione di entrambe le variabili.

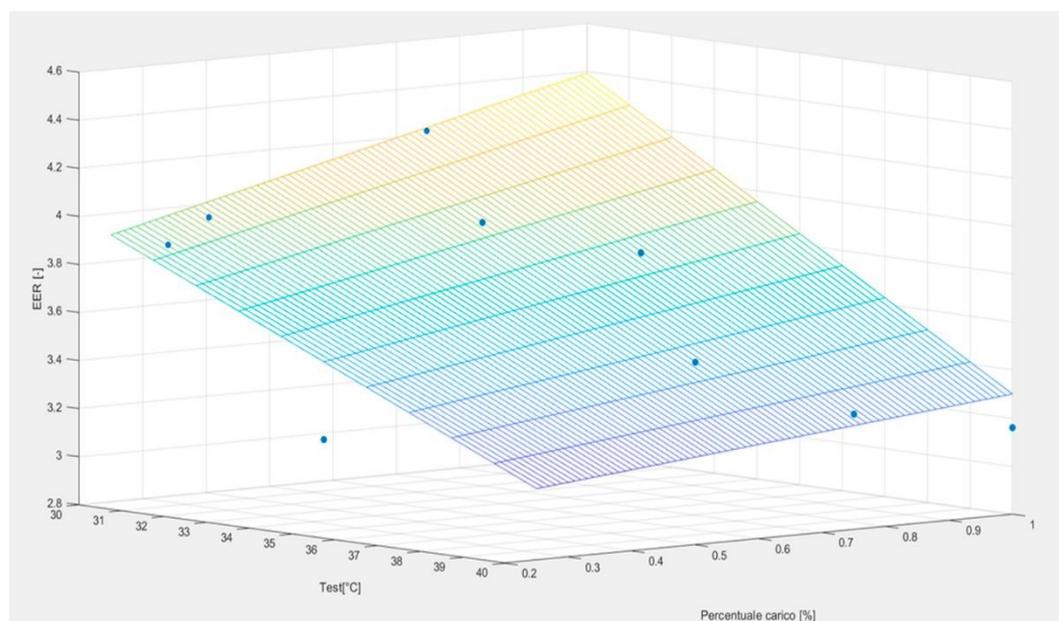


Figura 6.3: EER in funzione della temperatura esterna e della percentuale di carico

## Determinazione dei fabbisogni elettrici

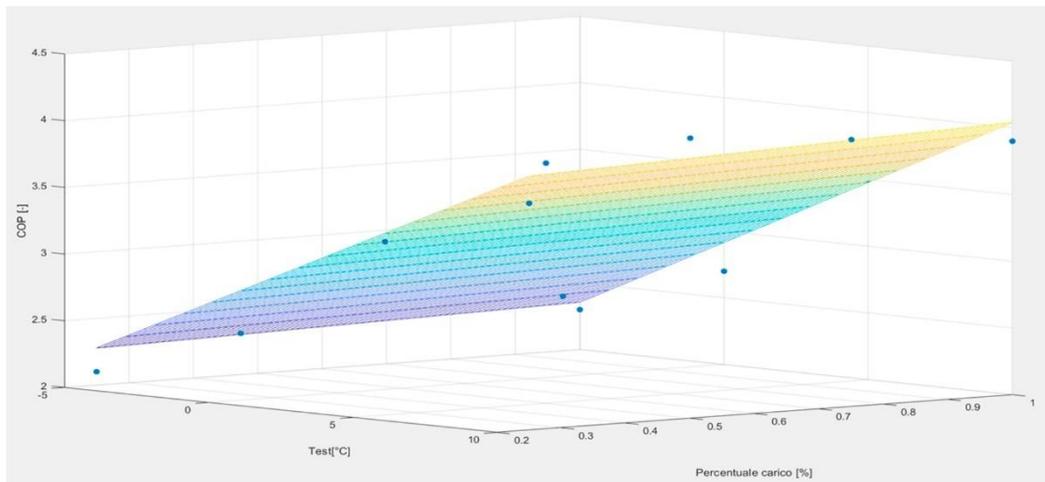


Figura 6.4: COP in funzione della temperatura esterna e della percentuale di carico

Attraverso il metodo del piano interpolante è stato possibile determinare l'equazione degli indici di prestazione in funzione della temperatura esterna e della percentuale di carico:

$$EER = 5,9 + 0,072 \cdot Te + 1,758 \cdot C - 0,0372 \cdot Te \cdot C \quad (6.1)$$

$$COP = 2,7860 + 0,1071 \cdot Te + 0,1320 \cdot C - 0,0052 \cdot Te \cdot C \quad (6.2)$$

In cui  $Te$  rappresenta la temperatura esterna e  $C$  la percentuale di carico

A questo punto, la conversione dei carichi termici è stata effettuata dividendoli rispettivamente per l'equazione del COP in inverno e dell'EER in estate, tenendo perciò conto, per ogni ora, della temperatura esterna e del funzionamento ai carichi parziali.

### 6.3. Fabbisogni elettrici totali

L'analisi dei fabbisogni elettrici delle utenze è stata completata ottenendo i fabbisogni elettrici totali di ogni singola utenza sommando i fabbisogni elettrici precedentemente ottenuti.

Di seguito sono rappresentate le heat map per tre tipologie di macro alloggi le quali rappresentano per ogni ora di ogni mese il fabbisogno elettrico medio dell'unità abitativa.

Da queste ultime, oltre che la differenza in termini quantitativi dovuta ai diversi fabbisogni termici analizzati nel capitolo precedente e ad un diverso consumo elettrico delle utenze domestiche, è possibile apprezzare l'andamento medio giornaliero mensile. In particolare, in seguito alle ipotesi effettuate riguardanti l'occupazione, si denota un maggiore consumo nelle prime ore del mattino e nelle ore serali.

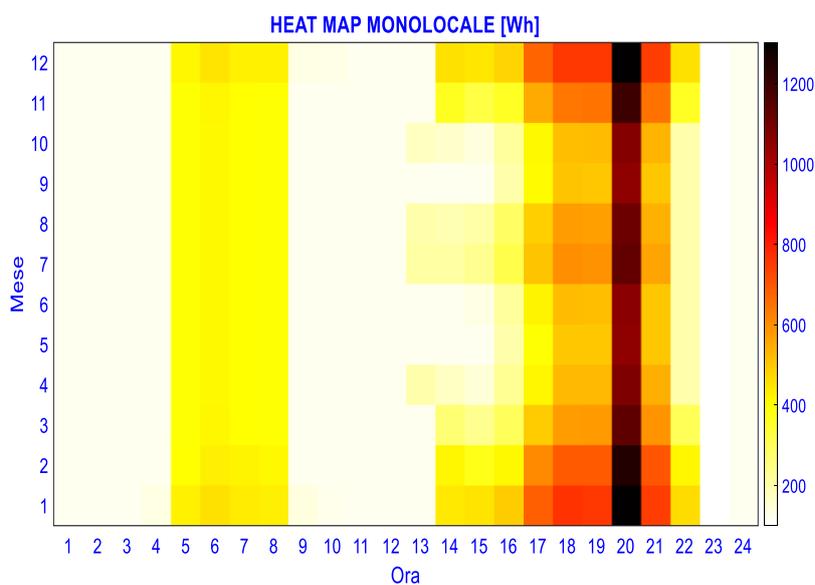


Figura 6.5: Heat map monolocale

## Determinazione dei fabbisogni elettrici

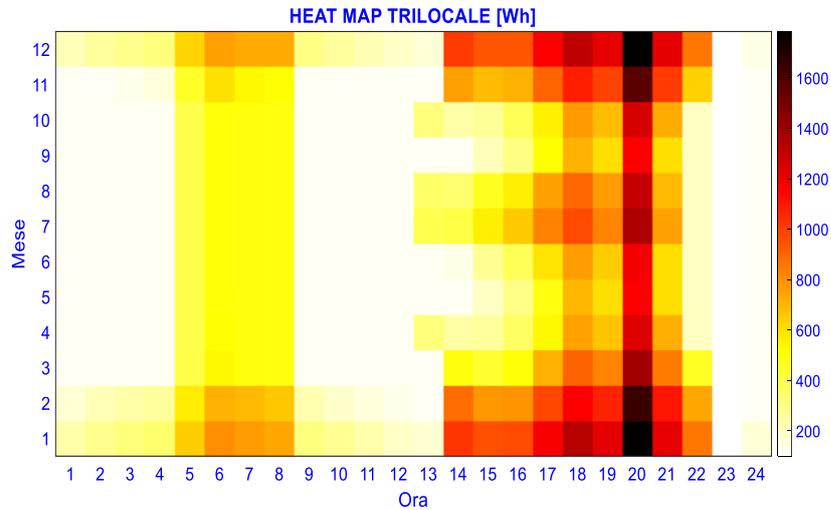


Figura 6.6: Heat map trilocale

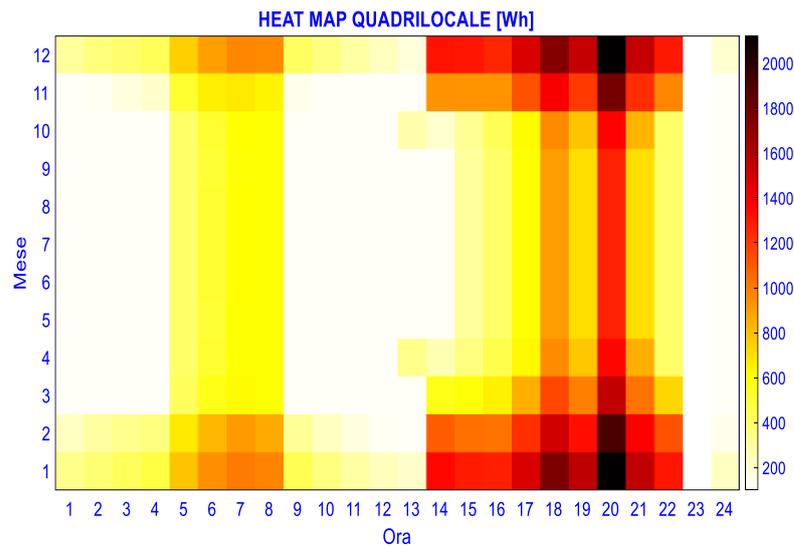


Figura 6.7: Heat map quadrilocale

Inoltre, è apprezzabile il fatto che essendo in zona climatica E le ore in cui è in funzione l'impianto di riscaldamento sono maggiori rispetto alle ore in cui è in funzione l'impianto di raffrescamento, questo lo si nota osservando i range temporali 5-9 e 14-18 durante i quali in inverno il fabbisogno elettrico medio è molto maggiore rispetto ai mesi estivi.

## Determinazione dei fabbisogni elettrici

Di seguito sono rappresentati i diagrammi a torta per tre tipologie di macro-alloggi, i quali indicano il peso percentuale sul consumo elettrico totale delle utenze elettriche, della produzione di ACS e del sistema di riscaldamento/raffrescamento.

Da essi si apprezza che la maggior parte del fabbisogno elettrico è dovuto al consumo delle utenze domestiche e che il consumo elettrico per il fabbisogno di ACS rappresenta solo l'1% del fabbisogno elettrico totale.

Inoltre, come già sottolineato precedentemente, all'aumentare della superficie dell'unità abitativa aumenta il fabbisogno elettrico per il riscaldamento ed il raffrescamento.

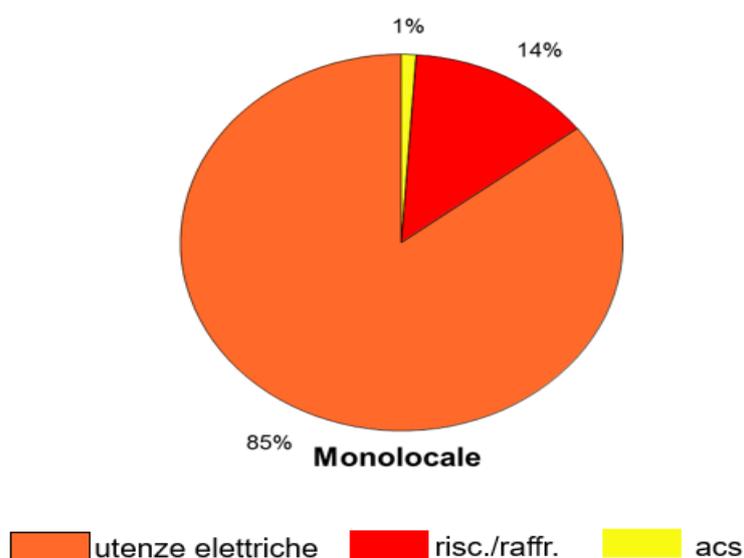


Figura 6.8: Ripartizione carico elettrico totale – monolocale

## Determinazione dei fabbisogni elettrici

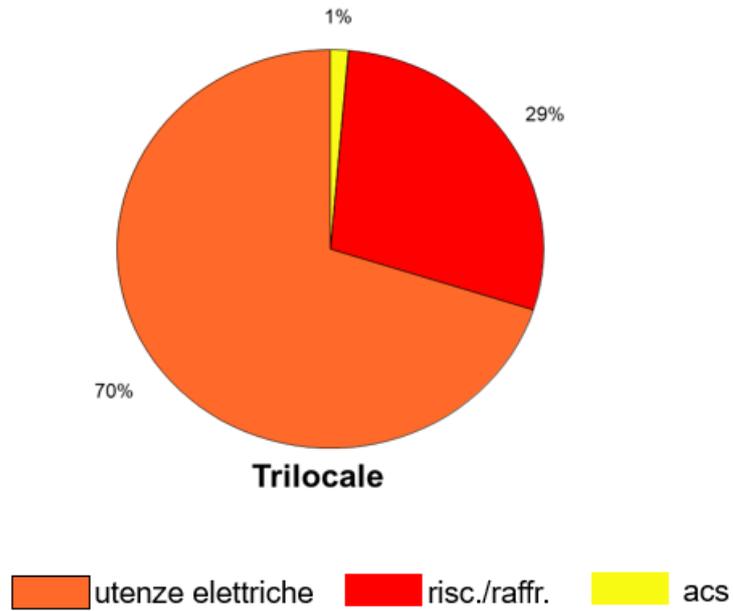


Figura 6.9: Ripartizione carico elettrico totale – trilocale

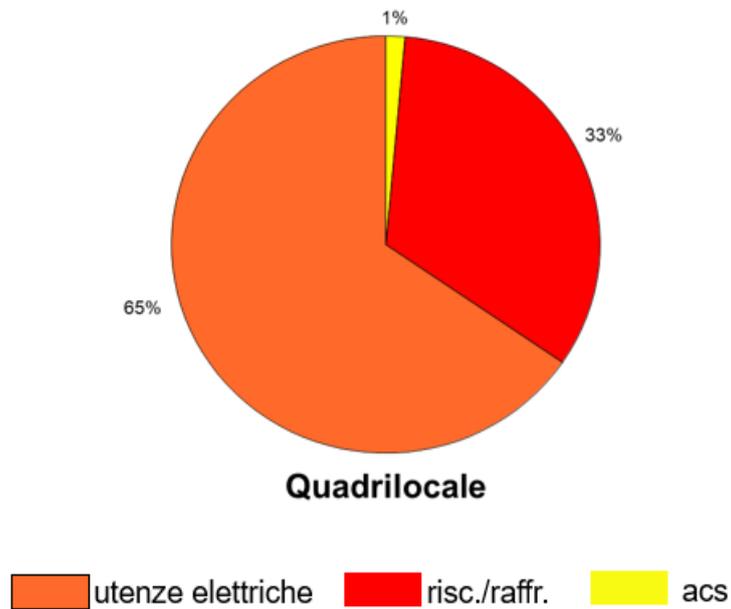


Figura 6.10: Ripartizione carico elettrico totale – quadrilocale

## 7. Analisi economica

In questa sezione, partendo dai fabbisogni elettrici determinati attraverso le analisi precedenti, verrà sviluppata l'analisi economica con il fine di quantificare i benefici economici della comunità energetica.

Prima di entrare nel dettaglio è necessario riepilogare la struttura della comunità energetica e le ipotesi sulle quali si basa lo studio.

La comunità energetica sarà costituita da due palazzine adibite ad uso residenziale per un totale di 40 alloggi. Tali unità abitative risultano attualmente in fase di costruzione e, oggetto del presente studio è lo studio di fattibilità energetico-economica della creazione di una comunità energetica. Risulta evidente che per uno studio quanto più esaustivo possibile è stato necessario supporre la struttura della comunità stessa e la tipologia di contratti interni.

In primo luogo, è necessario sottolineare che la stazione appaltante per cui è stato realizzato il lavoro è un privato, il quale sarà il proprietario delle due palazzine compresi gli impianti fotovoltaici a servizio di esse. Il proprietario non farebbe parte della comunità energetica ma si configurerebbe come investitore – soggetto terzo-.

Per quanto concerne i partecipanti della CER è stato analizzato lo scenario in cui tutti gli alloggi facciano parte alla comunità energetica.

Per quanto concerne i costi ed i ricavi si è sviluppato un possibile scenario di regolamento operativo in cui verrà accordata la ripartizione dei ricavi tra i soci e l'investitore tenendo conto che quest'ultimo si è fatto carico dell'investimento che dovrà essere ripagato durante gli anni di incentivazione dell'impianto.

I costi della comunità energetica si suddividono in costi di investimento e in costi operativi. I primi, come specificato precedentemente, sono a carico dell'investitore. Mentre, per quanto riguarda i costi operativi essi si suddividono in costi per la gestione dell'impianto fotovoltaico, a carico dell'investitore ed in costi per la gestione della CER i quali sono ripartiti tra investitore e membri della CER.

D'altro canto, i ricavi della CER derivano da tre voci:

- L'incentivo definito dal MISE per l'energia condivisa supposto spettante al 100% all'investitore fino l'anno in cui il valore attuale netto assume valore positivo;
- La compensazione per gli oneri non goduti spettante all'investitore fino all'anno in cui il valore attuale netto assume valore positivo;
- La remunerazione per il Ritiro Dedicato dell'energia elettrica immessa in rete spettante al 100% all'investitore essendo il proprietario dell'impianto di produzione.

Definita la struttura della CER ed i contratti interni è possibile, nelle sezioni successive, analizzare nel dettaglio la metodologia utilizzata per la determinazione dei risparmi legati alla comunità energetica.

## **7.1. Quantificazione costi**

Come anticipato i costi si suddividono in costi di investimento (CAPEX) e in costi operativi (OPEX).

Per quanto concerne i costi di investimento, i quali sono a carico dell'investitore ed ammontano a 52.000 €, essi sono stati ricavati dal preventivo dell'impresa, perciò, comprendono sia la fornitura del materiale che la loro posa in opera.

In particolare, oltre ai costi relativi ai pannelli fotovoltaici e agli inverter sono computati anche i vari tipi di cavi di connessione nonché il quadro elettrico dell'impianto fotovoltaico, il pulsante di sgancio dell'impianto ed i costi relativi alla realizzazione della domanda di connessione dell'impianto fotovoltaico.

Per quanto riguarda i costi operativi e di manutenzione dell'impianto fotovoltaico essi sono quantificati come l'1% del costo totale dell'investimento (a carico dell'investitore) ed i costi per la gestione della comunità energetica che includono ad esempio la gestione dei rapporti con il GSE e l'elaborazione del rendiconto annuale con la ripartizione dei ricavi tra gli utenti, ed i corrispettivi per il GSE. Questi ultimi sono comprensivi di 30 €/anno più un contributo aggiuntivo di 4€/anno per ogni POD facente parte della configurazione.

## 7.2. Analisi energetica

Prima di quantificare i ricavi è necessario definire i parametri ad essi associati. In particolare, è stato necessario calcolare la quota parte di energia auto consumata totale e da ogni utente nell'intervallo di tempo, la quota parte di energia immessa in rete nell'intervallo di tempo e la quota parte di energia comprata dalla rete.

In primo luogo, è stata valutata la differenza tra l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ( $E_{fv}$ ) nell'intervallo di tempo  $\Delta t$  (l'ora) e il fabbisogno totale delle due palazzine ( $E_{cons,tot}$ ). Dopo di che, a seconda del valore ottenuto, secondo la logica di seguito riportata, è stato possibile ricavare l'energia totale auto consumata nell'intervallo di tempo  $\Delta t$  ( $E_{aut\_tot}(\Delta t)$ ) e la quota parte di energia prelevata ( $E_{comp.}$ ) ed immessa in rete ( $E_{vend.}$ ).

$$E(\Delta t) = E_{fv}(\Delta t) - E_{cons,tot}(\Delta t) \quad (7.1)$$

$$se < 0 \quad E_{aut\_tot}(\Delta t) = E_{fv}(\Delta t); \quad E(\Delta t) = E_{comp}; \quad (7.2)$$

$$se > 0 \quad E_{aut\_tot}(\Delta t) = E_{cons,tot}(\Delta t); \quad E(\Delta t) = E_{vend.} \quad (7.3)$$

Nella Tabella sottostante sono riportati i valori totali annui ottenuti. Attraverso una prima analisi si denota che la percentuale di autosufficienza è molto bassa (19%) ed inoltre, essendo la percentuale di autoconsumo pari a circa 66 %, gran parte dell'energia prodotta viene immessa in rete. Da questa prima analisi risulta preventivabile che l'investimento non sarà fattibile dal punto di vista dell'investitore e che, al fine di migliorare i parametri energetici riguardanti autosufficienza e autoconsumo, risulta necessario aumentare la taglia dell'impianto di produzione ed effettuare un'ottimizzazione in termini di gestione del carico.

Tabella 7.1: Risultati dell'analisi energetica

ENERGIA [MWh/anno]	
prod_FV	42,2
fabb_tot	153,9
E_autocons,tot	24,1
E_venduta	18,1
E_comprata	129,8

Di seguito, si propongono a titolo esemplificativo l'analisi dei flussi energetici di un giorno estivo ed uno invernale. Col fine di rappresentare le situazioni migliori

in termini di produzione dell'impianto fotovoltaico, sono rappresentati due giorni soleggiati, ovvero i giorni in cui si è maggiormente indipendenti dalla rete elettrica. In particolare, nelle figure sottostanti sono rappresentati i profili di potenza prodotta, consumata, auto consumata, immessa nella rete e prelevata dalla rete, riferiti al 4 gennaio (Figura 7.1) ed al 20 luglio (Figura 7.2).

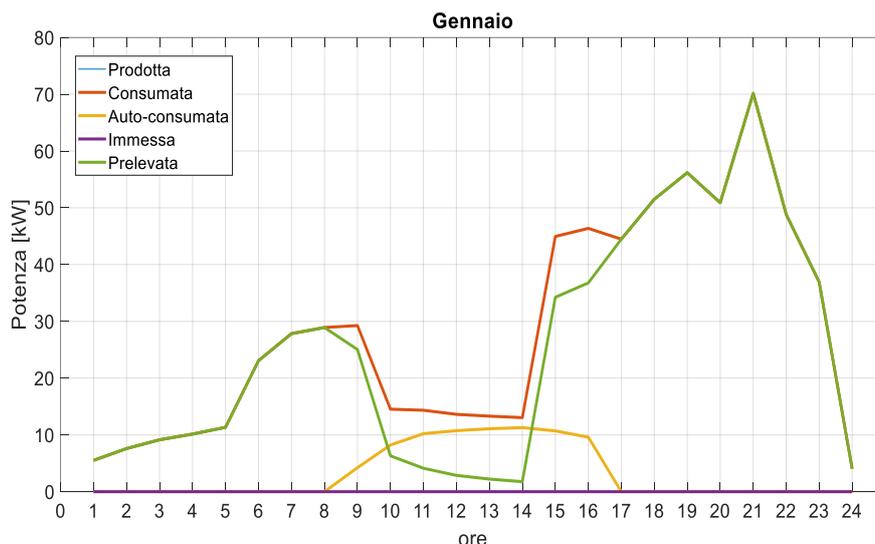


Figura 7.1: Profili di potenza del 4 gennaio

Dai grafici emerge che nelle ore di produzione dell'impianto fotovoltaico, tutto il fabbisogno viene soddisfatto dall'impianto stesso ed inoltre, soprattutto in estate (Figura 7.2), gran parte dell'energia prodotta viene immessa in rete. In particolar modo, si denota che nel giorno di luglio, tra le ore 10 e le ore 14 circa il 45% dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico viene immessa in rete.

Questi andamenti sono dovuti senz'altro alle ipotesi effettuate nelle analisi precedenti circa il periodo di occupazione, ma trattandosi di abitazioni tali ipotesi risultano essere verosimili. Da questi andamenti si trae una prima riflessione riguardante la necessità di gestire il carico elettrico in modo da poter usufruire il più possibile degli incentivi relativi alle CER nonché da poter abbattere i costi in bolletta.

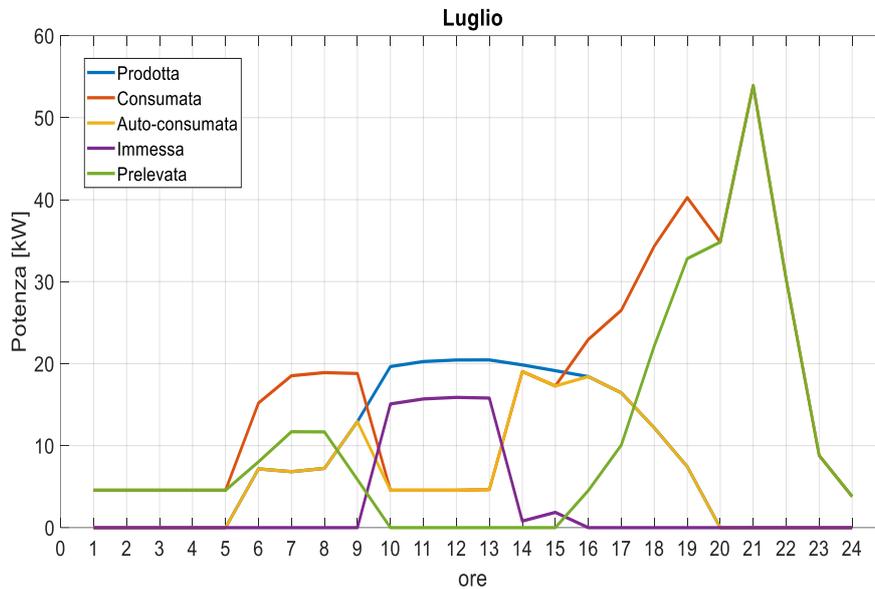


Figura 7.2: Profili di potenza del 20 luglio

### 7.3. Analisi dei flussi di cassa

Con il fine di valutare la fattibilità dell'investimento è stato utilizzato il metodo dei flussi di cassa attualizzati. Esso consente di stimare il valore di un investimento sulla base dei flussi di cassa futuri attesi. Pertanto, il metodo del flusso di cassa attualizzato si basa sul concetto del valore temporale del denaro (tasso di sconto) e permette di valutare la fattibilità di un investimento attraverso la determinazione del valore attuale netto (NPV). Di fondamentale importanza in questa analisi è la determinazione del tasso di attualizzazione che è determinato considerando:

- Il tasso di sconto reale, privo di rischi, riferito ad altri possibili e/o alternativi investimenti;
- L'inflazione durante l'intera vita del progetto;
- Un premio da assegnare al capitale proprio come metrica del tasso di rendimento atteso da un investimento rischioso.

Nella presente analisi il tasso di sconto è stato valutato pari al costo di capitale medio ponderato (WACC) il quale tiene conto delle precedenti considerazioni ed è stato calcolato secondo la formula seguente:

$$WACC = k_e \cdot \frac{E}{E+D} + K_d \cdot \frac{D}{D+E} = 2\% \quad (7.4)$$

$$k_e = R_f + R_s + \beta * (R_m - R_f) = R_f + \text{premium}=8,25\% \quad (7.5)$$

$$k_d = (IRS + \text{spread})=2\% \quad (7.6)$$

In cui:

- $k_e$  è il tasso di rendimento del capitale di rischio;
- $R_m$  è il rendimento atteso sul mercato azionario;
- $R_m - R_f$  è l'equity market risk premium (EMRP) cioè il premio di rischio per aver scelto il mercato rispetto ad attività sicure ed è pari al 6%;
- $\beta$  rappresenta la sensitività di uno specifico tasso di rendimento dell'investimento alla modifica del mercato ed è pari ad 1;
- $R_s$  è il "small stock premium due to reduced liquidity", uguale a 0% in quanto tenuti in considerazione solo piccoli investimenti;
- $k_d$  è il tasso di rendimento sull'indebitamento;
- IRS è l'interest rate swap (0,80%);
- Spread uguale ad 1%;
- E è il capitale di rischio (25 %);
- D è l'indebitamento (75%).

Ottenuto un valore accettabile per il tasso di sconto, che per questo tipo di investimenti assume valori tra il 2 % ed il 6 %, è stato possibile procedere al calcolo del flusso di cassa attualizzato ed il valore attuale netto.

Il valore attuale netto di un investimento è dato dalla somma algebrica dei flussi di cassa attualizzati al tempo t, ed è calcolato secondo la formula seguente:

$$NPV = -I + \sum_{t=0}^N \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (7.7)$$

In cui:

- t rappresenta l'intervallo di tempo considerato. In particolare, l'analisi è stata effettuata considerando t=20 anni essendo esso il periodo di incentivazione dell'energia condivisa;
- I è l'investimento iniziale;
- O&M rappresentano i costi operativi e di manutenzione;
- $R_t$  sono i ricavi netti nell'anno t in considerazione;

- $i$  è il tasso di sconto dell'investimento.

Il tasso interno di rendimento (Internal Rate of Return, IRR) è il tasso di sconto che fa sì che i flussi di cassa siano pari all'investimento. Esso rappresenta quindi il tasso di sconto che rende nullo il valore attuale netto:

$$-I - O\&M + \sum_{t=0}^N \frac{R_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (7.8)$$

Infine, l'ultimo parametro considerato per valutare la fattibilità dell'investimento è il periodo di recupero dell'investimento (Pay-Back Time, PBT). Esso rappresenta l'anno in cui i flussi di cassa positivi eguagliano quelli negativi.

I costi di investimento, operativi e di manutenzione ed i ricavi annui, sono stati ottenuti come descritto nelle sezioni precedenti e sono riportati in Tabella 7.2.

Tabella 7.2: Parametri economici

TABELLA PARAMETRI ECONOMICI	
COSTO DI INVESTIMENTO	51.086,78 €
COSTI OPERATIVI E DI MANUTENZIONE	510,87 €
REMUNERAZIONE RD	868,76 €
WACC (TASSO DI INTERESSE)	2,00%
INC.AUTOCONSUMO	1.857,20 €
DETRAZIONE ANNUA (50%)	2.554,34 €

Per quanto concerne i ricavi annui netti, oltre a quelli citati precedentemente riguardanti gli incentivi e la remunerazione da ritiro dedicato, è stata considerata la detrazione annua IRPEF pari al 50% delle spese sostenute, fino ad una soglia di 200 kW e ad un ammontare di 96.000 € per gli interventi relativi alla realizzazione di opere finalizzate al conseguimento di risparmi energetici con particolare riguardo all'installazione di impianti a fonte rinnovabile [10]. Tale detrazione, in materia di imposta sui redditi, è prevista per 10 anni ed è quantificata come il 5% dell'investimento.

Come previsto, l'investimento non risulta essere molto vantaggioso dal punto di vista dei ritorni economici, in quanto il PBT è pari a 14 anni (Figura 7.1) ed il NPV al ventesimo anno è pari a circa 7000 €. D'altro canto, è necessario completare l'analisi economica quantificando i risparmi di cui beneficerebbero gli utenti appartenenti alla CER.

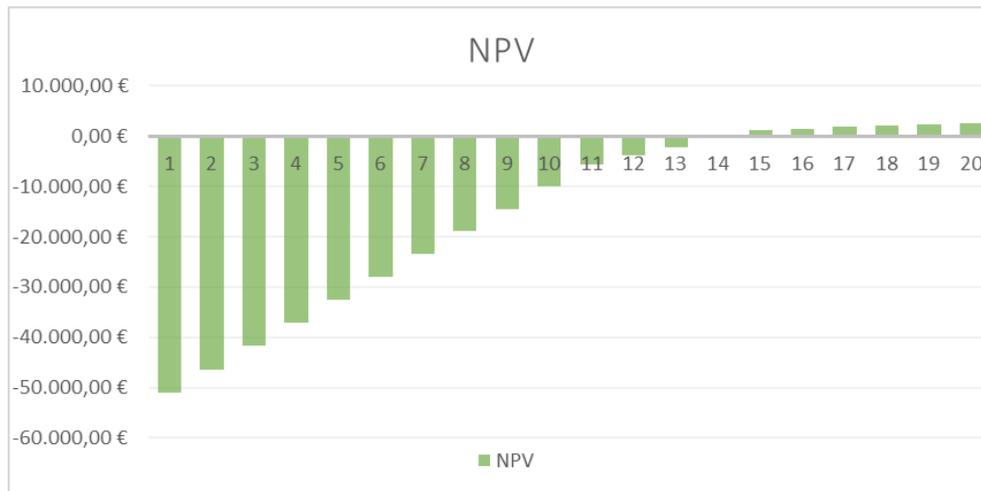


Figura 7.3: Valore attuale netto

## 7.4. Risparmio in bolletta

Per quanto concerne i risparmi economici di cui beneficiano i partecipanti alla comunità energetica occorre valutare i risparmi annui in bolletta. Tale analisi è stata effettuata al netto delle spese per le utenze comuni condominiali in quanto in entrambe le configurazioni oggetto di studio si avrebbero benefici economici dal punto di vista dei risparmi legati alle spese condominiali.

Con il fine di quantificare tali benefici, la configurazione di comunità energetica oggetto di studio è stata confrontata con uno scenario standard in cui l'intero fabbisogno elettrico degli utenti fosse soddisfatto dalla rete elettrica, perciò, con la presenza dell'impianto fotovoltaico solo a servizio delle utenze condominiali in comune. In particolare, l'energia richiesta dall'utente nell'intervallo di tempo  $\Delta t$  nelle due configurazioni è stata definita rispettivamente secondo le seguenti formule:

$$Econs(i, \Delta t) = Econs, tot(i, \Delta t) - Eaut(i, \Delta t) \quad (7.10)$$

$$Econs(i, \Delta t) = Econs, tot(i, \Delta t) \quad (7.11)$$

In cui:

- $Econs(i, \Delta t)$ : l'energia richiesta alla rete dall'utente  $i$  nell'intervallo di tempo  $\Delta t$ ;

- $E_{cons,tot}(i, \Delta t)$ : energia complessiva consumata dall'utente  $i$  nell'intervallo di tempo  $\Delta t$ ;
- $E_{aut}(i, \Delta t)$ : energia autoconsumata dall'utente  $i$  nell'intervallo di tempo  $\Delta t$  calcolata come:

$$E_{aut}(i, \Delta t) = \frac{fabb(i, \Delta t)}{fabb_{tot}(\Delta t)} \times E_{aut\_tot}(\Delta t) \quad (7.12)$$

A questo punto è stato possibile ricostruire la bolletta elettrica per i due scenari in modo da valutare il risparmio economico annuo.

Prima di analizzare i risultati ottenuti, è necessario descrivere la struttura della bolletta elettrica (Figura 7.2). Le principali voci che costituiscono una bolletta elettrica sono:

- **Spesa per la materia energia:** consiste in una quota fissa (€/anno) ed una quota variabile (€/kWh), che si differenzia a seconda delle fasce orarie (F1, F2 ed F3). Il prezzo complessivo di questa voce è dato dalla somma dei prezzi per l'energia, il dispacciamento e la commercializzazione.

Le tre fasce orarie citate coprono i seguenti orari:

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

- **Spesa per il trasporto e la gestione del contatore:** consiste in una quota fissa (€/anno), una quota energia (€/kWh) ed una quota potenza (€/kW/anno).

Il prezzo complessivo comprende le componenti della tariffa di trasporto, distribuzione e misura e le componenti tariffarie UC3 e UC6.

- **Spesa per oneri di sistema:** essa tiene conto dei costi dovuti alle attività di interesse generale per il sistema elettrico. Essa include una quota energia (€/kWh), una quota potenza (€/kW/anno), che non è applicata alle abitazioni, ed una quota fissa (€/anno), che non è applicata alle abitazioni di residenza anagrafica.

- **Imposte:** comprende le voci relative all'imposta di consumo (accisa) e all'imposta sul valore aggiunto (IVA) [28].

## Analisi economica

Per quanto concerne i costi della materia energia e le varie voci componenti la bolletta si è fatto riferimento ai prezzi, divisi per fascia oraria, relativi al mese di settembre 2022.

quota energia (€/kWh)	materia energia	€/kWh_prelevata
	distribuzione	-
	trasporto	-
	misura	€/kWh_prelevata
	UC3/UC6	€/kWh_prelevata
	Asos/Arim	€/kWh_prelevata
quota fissa (€/pod)	materia energia	€/pod/Na
	distribuzione	€/pod/Na
	trasporto	-
	misura	-
	UC3/UC6	-
quota potenza (€/kW)	distribuzione	-
	trasporto	€/kW/anno
	misura	-
	UC3/UC6	€/kW/anno
accise		€/kWh_consumato
IVA		10%

Figura 7.4: struttura della bolletta elettrica

Analizzando i risultati ottenuti (Figura 7.3) si evince che la configurazione di comunità energetica risulta conveniente per gli utenti. In particolare, essa, porterebbe ad un risparmio annuo in bolletta che ammonta a circa il 20 % della spesa totale annua.

	A01	A02	A03	A04	A05	A06	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A21	A22	A23	A24	A31	A32	A33	A34
FABBISOGNO ELETTRICO ANNUO [kWh]	4454,0	2752,3	3779,4	3708,1	2838,7	3903,0	3750,3	2765,4	3782,9	3129,8	3311,2	3919,3	4526,3	4505,5	4910,0	4822,1	4099,7	3997,6	4217,7	3769,5
ENERGIA TOTALE AUTOCONSUMATA [kWh]	993,5	523,8	700,3	688,6	561,3	725,8	720,7	528,0	703,3	584,3	621,2	731,5	778,6	822,4	777,2	894,0	768,8	754,1	782,5	713,9
SPESA ANNUA SENZA CER[€]	1521,3	989,2	1308,7	1286,6	1016,5	1346,9	1300,1	993,3	1309,9	1106,7	1163,1	1352,1	1539,3	1534,3	1666,9	1632,5	1407,9	1376,4	1444,6	1305,6
SPESA ANNUA CONFIGURAZIONE CER[€]	1188,8	822,7	1086,0	1067,6	838,0	1116,0	1070,8	825,4	1086,3	921,0	965,5	1119,4	1291,6	1272,7	1419,0	1348,0	1163,3	1136,6	1195,6	1078,5
INCENTIVO ENERGIA AUTOCONSUMATA ANNUO [€]	82,1	43,3	57,8	56,9	46,4	60,0	59,5	43,6	58,1	48,3	51,3	60,4	64,3	67,9	64,2	73,8	63,5	62,3	64,6	59,0
RISPARMIO ANNUO [€]	332,4	166,5	222,7	219,0	178,5	230,9	229,3	167,9	223,7	185,7	197,6	232,7	247,8	261,7	247,9	284,5	244,6	239,9	249,0	227,1

	B01	B02	B03	B04	B05	B06	B11	B12	B13	B14	B15	B16	B21	B22	B23	B24	B31	B32	B33	B34
FABBISOGNO ELETTRICO ANNUO [kWh]	4454,0	2752,3	3779,4	3708,1	2838,7	3903,0	3750,3	2765,4	3782,9	3129,8	3311,2	3919,3	4526,3	4505,5	4910,0	4822,1	4099,7	3997,6	4217,7	3769,5
ENERGIA TOTALE AUTOCONSUMATA [kWh]	993,5	523,8	700,3	688,6	561,3	725,8	720,7	528,0	703,3	584,3	621,2	731,5	778,6	822,4	777,2	894,0	768,8	754,1	782,5	713,9
SPESA ANNUA SENZA CER[€]	1521,3	989,2	1308,7	1286,6	1016,5	1346,9	1300,1	993,3	1309,9	1106,7	1163,1	1352,1	1539,3	1534,3	1666,9	1632,5	1407,9	1376,4	1444,6	1305,6
SPESA ANNUA CONFIGURAZIONE CER[€]	1188,8	822,7	1086,0	1067,6	838,0	1116,0	1070,8	825,4	1086,3	921,0	965,5	1119,4	1291,6	1272,7	1419,0	1348,0	1163,3	1136,6	1195,6	1078,5
INCENTIVO ENERGIA AUTOCONSUMATA ANNUO [€]	82,1	43,3	57,8	56,9	46,4	60,0	59,5	43,6	58,1	48,3	51,3	60,4	64,3	67,9	64,2	73,8	63,5	62,3	64,6	59,0
RISPARMIO ANNUO [€]	332,4	166,5	222,7	219,0	178,5	230,9	229,3	167,9	223,7	185,7	197,6	232,7	247,8	261,7	247,9	284,5	244,6	239,9	249,0	227,1

Figura 7.5: Risultati

A valle dell'analisi effettuata analizzando lo stato di progetto si evince che:

- Per aumentare l'autosufficienza è necessario incrementare la potenza di impianto fotovoltaico installata;
- Risulta necessario aumentare la percentuale di autoconsumo incentivando il consumo nelle ore diurne e valutando l'installazione di un impianto di accumulo;
- Sebbene tale configurazione porterebbe a dei risparmi in bolletta per gli utenti, l'investimento non risulta vantaggioso per l'investitore il quale avrebbe un ritorno economico al tredicesimo anno di vita dell'impianto. Questo è anche dovuto al fatto che solo il 54% dell'energia autoconsumata viene incentivata.

Con il fine di ottimizzare ciascun aspetto sopracitato si è deciso in primo luogo di effettuare un'analisi in termini di variazione della configurazione dell'impianto di produzione, di gestione del carico elettrico ed in secondo luogo di configurazione della comunità energetica stessa.

## 8. Best fitting impiantistico

Dal punto di vista energetico, l'ottimale dimensionamento della CER punta alla massimizzazione della quantità di energia auto consumata. A tal fine, in primo luogo è stata effettuata un'ottimizzazione in termini di gestione del carico elettrico il quale, grazie ai sistemi di automazione ed alle utenze domestiche programmabili, può essere in parte spostato nelle ore durante le quali l'impianto fotovoltaico è produttivo. Dopo di che è stata valutata l'installazione di un sistema di accumulo in modo da dimostrare che, in presenza di un impianto fotovoltaico, la gestione del carico è fondamentale per migliorare la quota di energia auto consumata e che rappresenta una alternativa vantaggiosa, in quanto, a differenza dell'installazione di sistemi accumulo non richiede costi di investimento.

### 8.1. Variazione della taglia dell'impianto FV

Prima di procedere con l'ottimizzazione dal punto di vista della percentuale di autoconsumo, dal momento che l'autosufficienza nella configurazione di progetto è molto bassa, è stato deciso di aumentare la taglia dell'impianto di produzione. In particolare, sono state considerate due ulteriori configurazioni con taglia dell'impianto fotovoltaico rispettivamente pari a 58,5 kW e 82,5 kW (potenza complessiva massima installabile sulle coperture dei due edifici).

È necessario sottolineare che la configurazione ottimale viene valutata sia sulla base di performance energetiche che su valutazioni economiche. Proprio per questo nello studio di ottimizzazione dell'impianto non vengono persi di vista i parametri economici quali svolgono un ruolo importante nella determinazione della configurazione ottimale.

Di seguito è riportata la tabella riassuntiva dei parametri economici ed energetici, su base annua, relativi alle tre diverse taglie dell'impianto di produzione analizzate.

## Best fitting impiantistico

Tabella 8.1: Risultati con diverse taglie dell'impianto FV

VARIAZIONE POTENZA INSTALLATA			
	P=40 kWp	P=58,5 kWp	P=82,5 kWp
prod_FV [MWh]	44,07	64,4	90,8
fabb_tot [MWh]	153,9	153,9	153,9
E_autocons,tot [MWh]	29,1	35,7	41,2
E_venduta [MWh]	14,9	28,7	49,7
E_comprata [MWh]	124,7	118,1	112,7
Autosufficienza	19%	23%	27%
Autoconsumo	66%	55%	45%
PBT	13	10,0	10
risparmio medio annuo in bolletta	232,00 €	284,00 €	327
incentivo autoconsumo	1.854,25 €	2.948,82 €	3.743,43 €
remunerazione RD	868,67 €	1.670,30 €	2.897,51 €

È evidente che la quota parte di energia auto consumata, aumenti all'aumentare della taglia di impianto. D'altro canto, conseguentemente alle ipotesi riguardanti l'occupazione degli alloggi, l'aumento di essa è limitato e la percentuale di autoconsumo, in entrambe le nuove configurazioni, risulta più bassa rispetto alla configurazione di progetto.

D'altronde, sia dal punto di vista economico che di autosufficienza i parametri relativi ad essi nelle due nuove configurazioni risultano essere migliorati rispetto la configurazione di progetto. Per questo motivo si è deciso di procedere tenendo in considerazione queste due nuove configurazioni.

Inoltre, quest'ultima decisione è guidata anche dal fatto che, come specificato nella sottosezione 2.2.3, essendo gli edifici oggetto di studio una nuova costruzione accede alle quote incentivanti solo la quota parte di potenza eccedente quella installata da normativa. Quest'ultima, per il caso in esame, è pari a 18,5 kW, pertanto, con potenza installata pari a 40 kW, solo il 54% dell'energia condivisa viene incentivata, il che rappresenta una grande limitazione dal punto di vista del ritorno economico. Difatti, dalla Tabella 8.1, seppur non vi sia una elevatissima differenza in termini di energia auto consumata la si ha in termini di incentivo totale annuo relativo a tale quota.

## Best fitting impiantistico

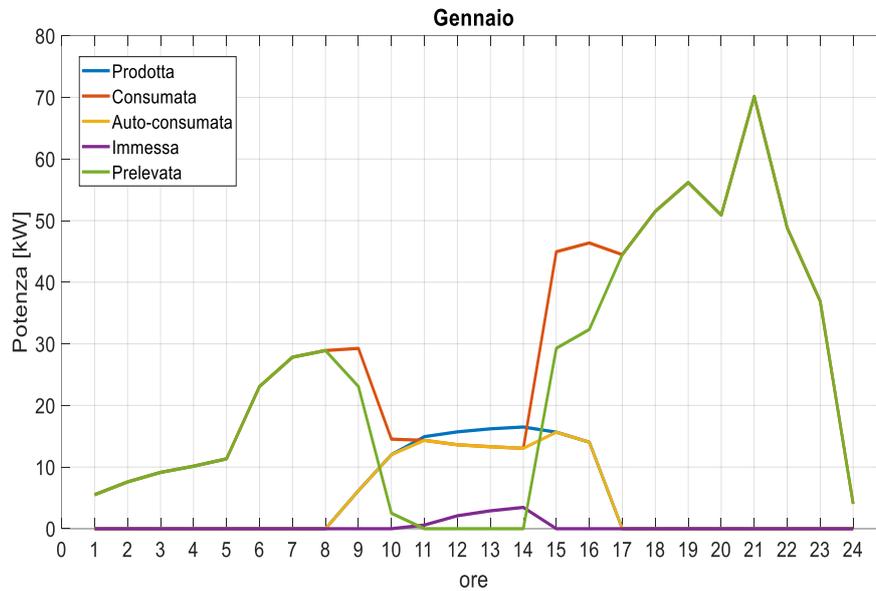


Figura 8.1: Profili di potenza del 5 gennaio - P=58,5 kW

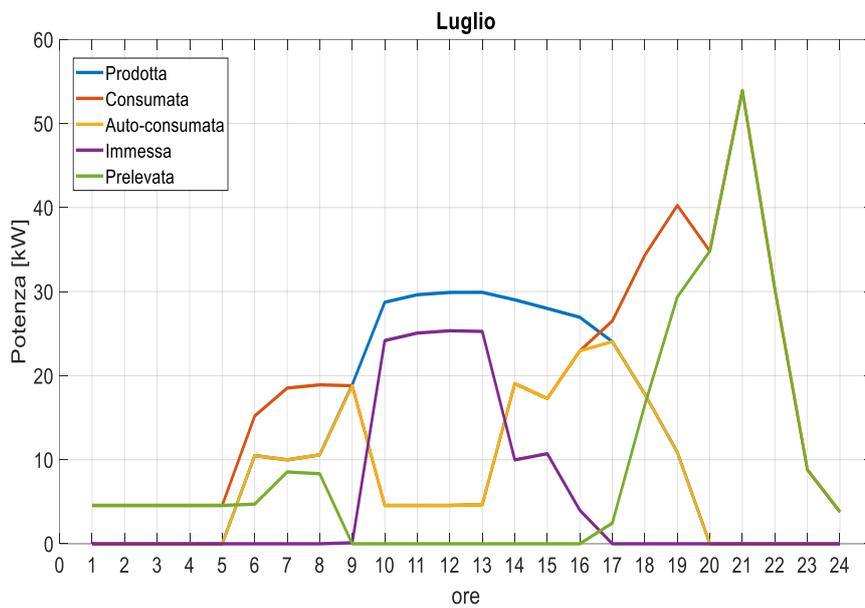


Figura 8.2: Profili di potenza del 20 luglio - P=58,5 kW

## Best fitting impiantistico

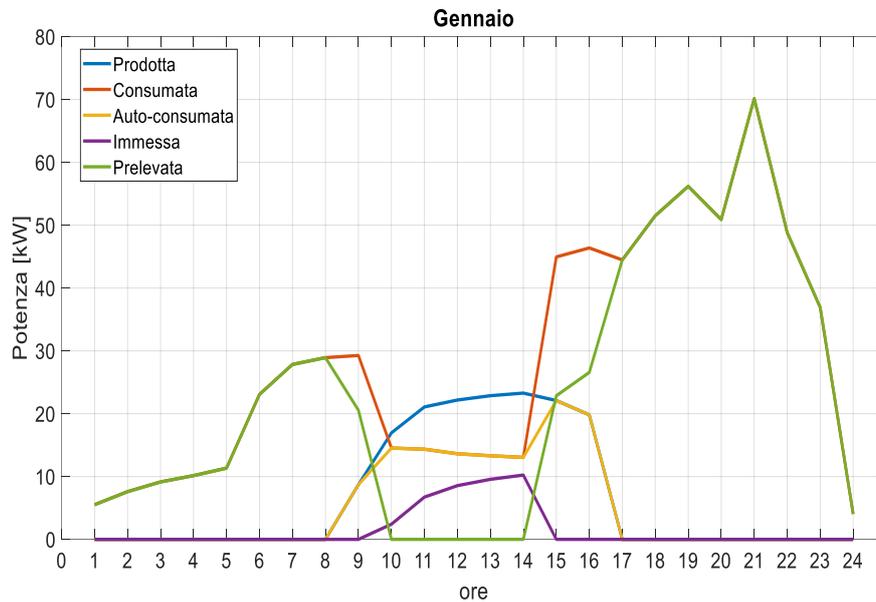


Figura 8.3: Profili di potenza del 5 gennaio - P=82,5 kW

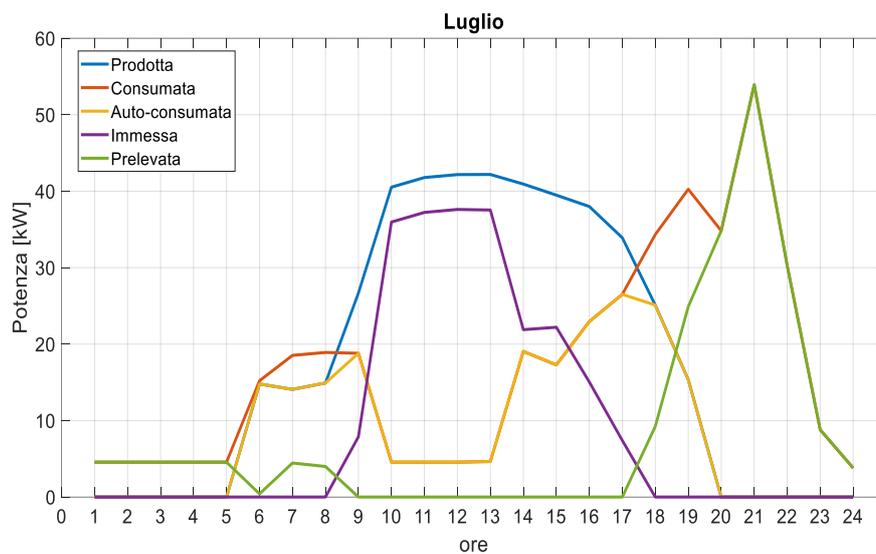


Figura 8.4: Profili di potenza del 20 luglio - P=82,5 kW

Nelle Figure soprastanti, nelle quali sono rappresentati i medesimi giorni analizzati nella sottosezione 8.1, emerge una maggiore quota parte di energia auto consumata negli intervalli di tempo dalle 8:00 alle 9:00 e dalle 17:00 alle 19:00.

Inoltre, come previsto, all'aumentare della potenza installata, la gestione del carico rappresenta un punto chiave nello sfruttamento dei benefici legati alla CER.

## 8.2. Ottimizzazione Autoconsumo

In particolare, lo step successivo ha riguardato l'ottimizzazione dal punto di vista dell'autoconsumo, secondo le logiche precedentemente descritte.

### 8.2.1 Gestione del carico elettrico

In prima analisi, è stata effettuata l'ottimizzazione dal punto di vista di gestione del carico, il quale ha subito una ripartizione temporale differente. A tal fine è stato considerato il consumo elettrico relativo alle utenze domestiche programmabili (quali lavatrici e lavastoviglie) ed è stato sfasato temporalmente nel periodo di tempo che va dalle 11 alle 15. In questo modo si è ottenuto un profilo di carico giornaliero differente in cui si ha un consumo maggiore, rispetto al precedente, nelle ore diurne ed è stata effettuata nuovamente l'analisi economica ed il confronto produzione/consumi.

Tabella 8.2: Risultati con gestione del carico elettrico

CARICHI ELETTRICI DISLOCATI TEMPORALMENTE		
ENERGIA [MWh]	P=58,5 kWp	P=82,5 kWp
prod_FV	64,4	90,8
fabb_tot	153,9	153,9
E_autocons,tot	44,3	54,1
E_venduta	20,1	36,8
E_comprata	109,5	99,8
Autosufficienza	29%	35%
Autoconsumo	69%	60%
PBT	10,0	9,0
risparmio medio annuo in bolletta	363,00 €	430,00 €
incentivo autoconsumo	3.660,83 €	4.914,62 €
remunerazione RD	1.171,25 €	2.142,53 €

Dai risultati riportati in Tabella 8.2 è evidente come, in presenza di impianti fotovoltaici, per migliorare le prestazioni energetiche e di conseguenza i ritorni economici sia necessario dislocare i carichi nelle ore di produzione. Sono infatti apprezzabili i miglioramenti in termini di autoconsumo e conseguentemente l'aumento del risparmio medio annuo in bolletta per i membri della CER. In particolare, si ha un incremento di energia auto consumata annuo pari a circa 9 MWh e 13 MWh rispettivamente nel caso di impianto di potenza pari a 58,5 kWp e di 82,5 kWp.

## Best fitting impiantistico

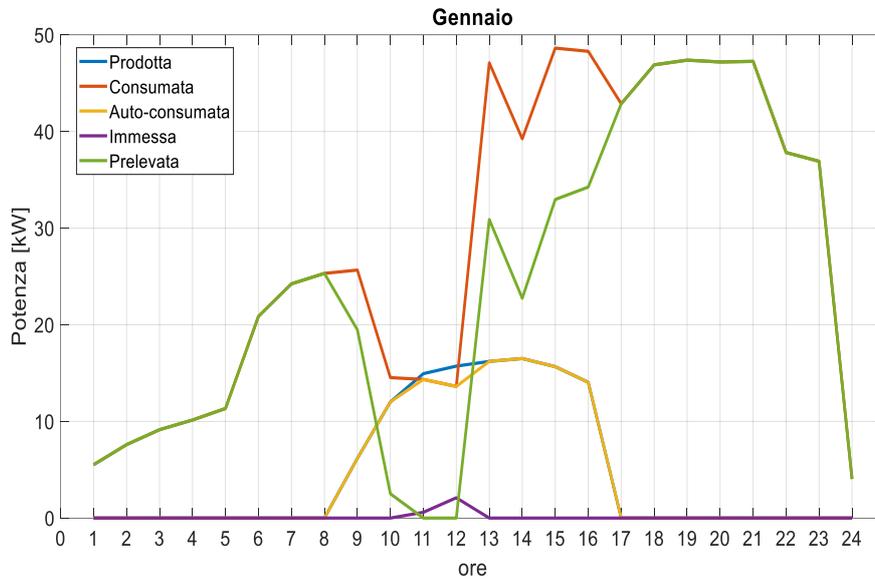


Figura 8.5: Profili di potenza del 5 gennaio -  $P=58,5$  kW - carichi dislocati

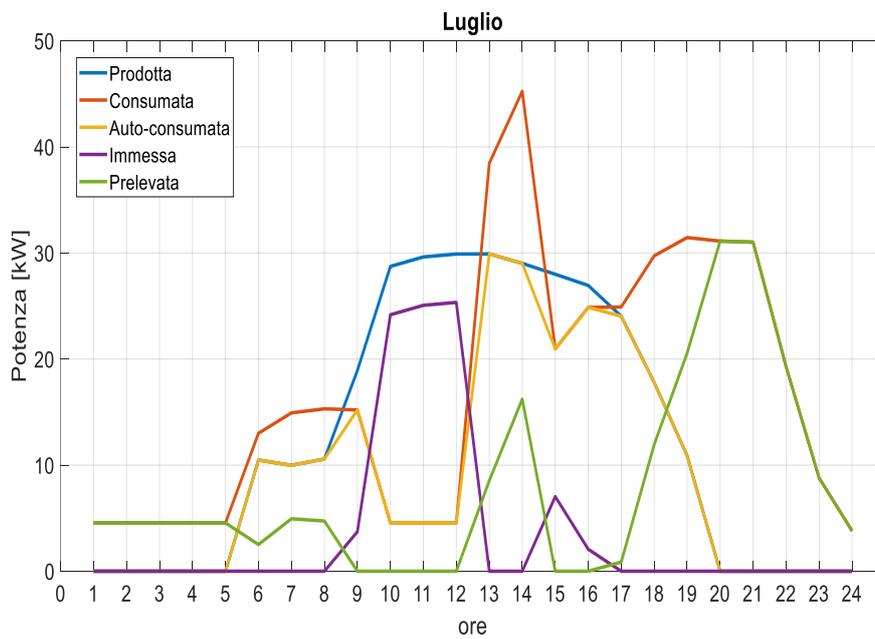


Figura 8.6: Profili di potenza del 20 luglio -  $P=58,5$  kW - carichi dislocati

## Best fitting impiantistico

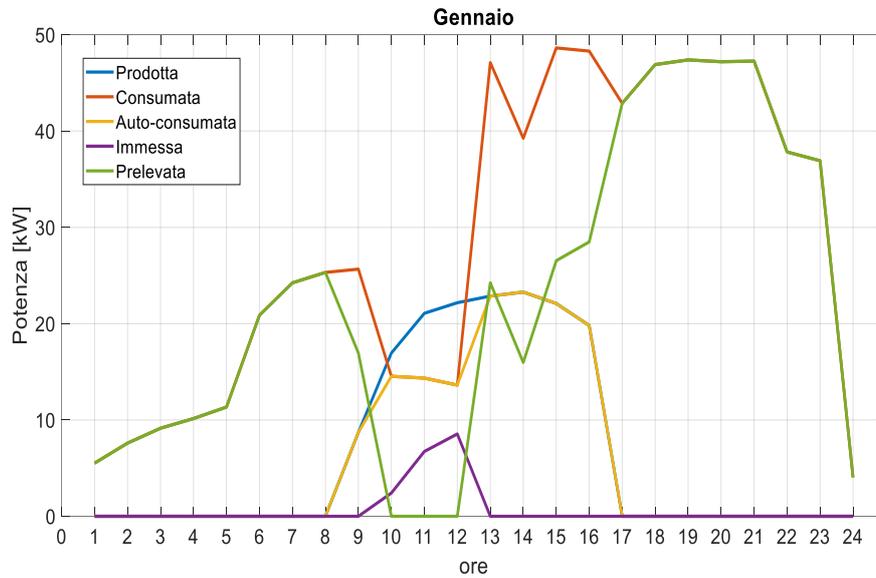


Figura 8.7: Profili di potenza del 5 gennaio -  $P=82,5$  kW - carichi dislocati

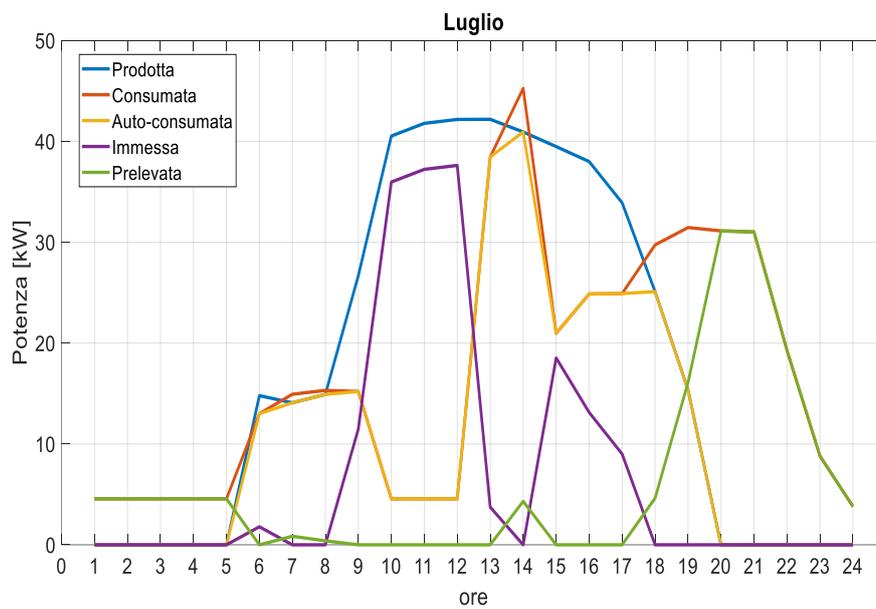


Figura 8.8: Profili di potenza del 20 luglio -  $P= 82,5$  kW - carichi dislocati

Dai grafici giornalieri (da figura 8.5 a 8.9) emerge che potenzialmente, nonostante la dislocazione temporale dei carichi, ancora una grande parte di energia elettrica prodotta potrebbe essere auto consumata. Per questo motivo si è deciso di procedere analizzando l'integrazione di sistemi di accumulo a partire dalle configurazioni aventi i carichi dislocati temporalmente.

Paragonando le due configurazioni nel primo caso la percentuale di autoconsumo è maggiore ma, d'altro canto, la seconda configurazione permettere di essere meno dipendenti dalla rete elettrica con un conseguente maggiore risparmio in bolletta dei membri della CER. Dal punto di vista dell'investitore in entrambe le configurazioni esso rientrerebbe nell'investimento al decimo anno, pertanto, non vi sono differenze in termini di fattibilità dell'investimento.

### **8.2.2 Integrazione di un sistema di accumulo**

A questo punto, dimostrato che per migliorare i benefici economici è necessaria l'incentivazione al trasferimento dei carichi nelle ore diurne è stato deciso di effettuare l'analisi in presenza di un sistema di accumulo per valutare quanto ancora possano essere migliorati i parametri energetici.

Prima di analizzare i risultati è necessario chiarire come è stato modellato il sistema di accumulo al fine di implementarlo nel bilancio energetico. Esso è stato modellato utilizzando Matlab con il quale si è implementata la logica basata sullo stato di carica e scarica della batteria in ogni istante di tempo.

I flow chart rappresentati nelle figure 8.1 e 8.2 illustrano gli schemi implementati nello script per simulare la carica e la scarica del sistema di accumulo.

## Best fitting impiantistico

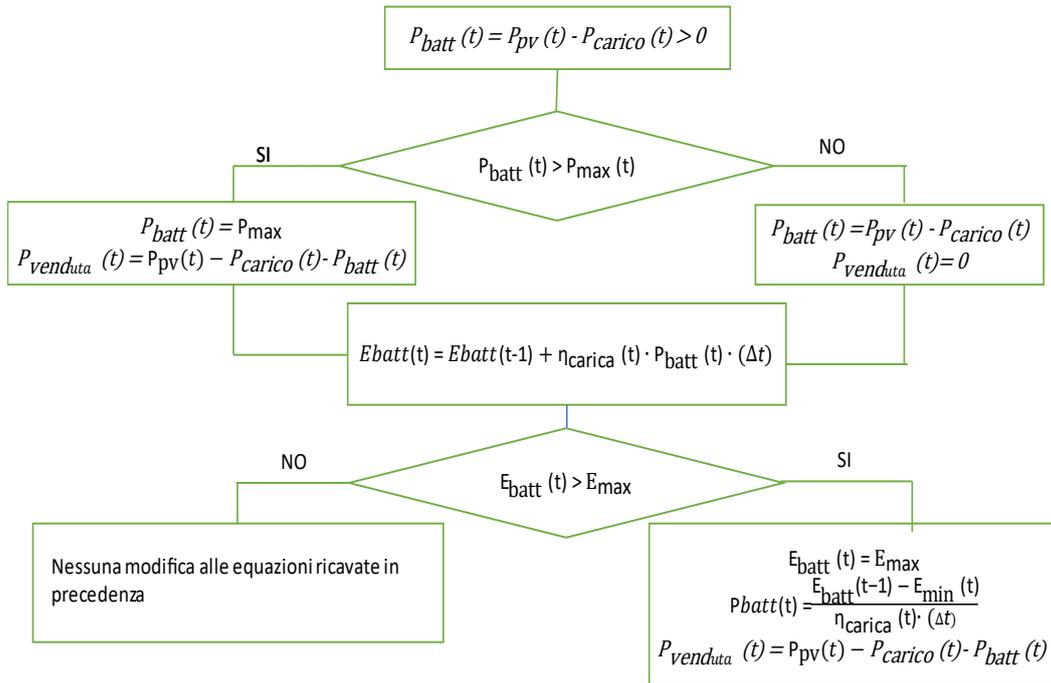


Figura 8.9: Flow chart relativo alla fase di carica della batteria

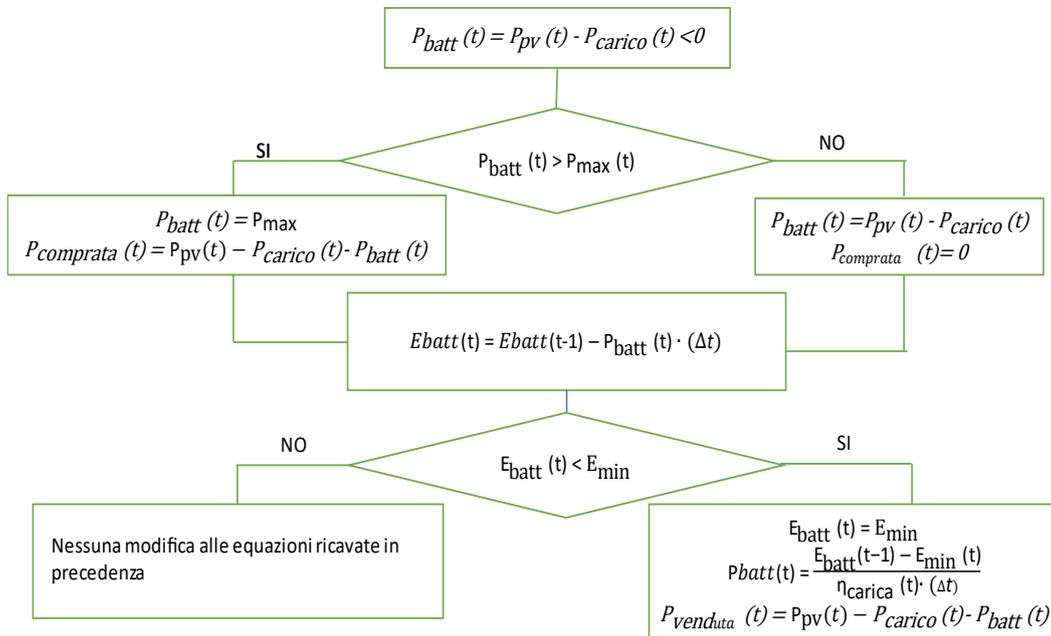


Figura 8.10: Flow chart relativo alla fase di scarica della batteria

## Best fitting impiantistico

Durante la carica si ha un surplus di energia prodotta ed il sistema di accumulo viene caricato fino al momento in cui non si raggiunge il limite di potenza massima che può fluire attraverso esso. Negli istanti di tempo in cui il limite di potenza della batteria viene raggiunto si impone la potenza di essa pari alla potenza massima ed il surplus viene venduto alla rete elettrica. Stesso ragionamento viene effettuato nella verifica della capacità massima della batteria, che nel caso venga superata genera una modifica dell'equazione della potenza della batteria come rappresentato nello schema di flusso.

Riguardo alla fase di scarica lo schema è pressoché identico al precedente con la differenza che l'energia contenuta nella batteria va diminuendo pertanto viene verificato il limite di capacità minima.

Lo stato di carica iniziale della batteria è stato assunto essere pari al 30% dello stato di carica massimo mentre i limiti riguardanti potenza e capacità sono definiti nelle specifiche tecniche dell'accumulo. In particolare, ai fini della simulazione sono state considerate delle batterie in litio ferro fosfato le quali presentano un sistema modulare con pacchi batteria impilabili da 5 kWh con capacità di scarica del 100% e capacità totale pari a 15 kWh e 30 kWh. Ai fini della simulazione i costi di investimento sono stati maggiorati tenendo conto dei costi delle singole batterie pari a 12490 € e 25000€ rispettivamente per la batteria da 15 kWh e da 30 kWh.

Tabella 8.3: Risultati con carichi dislocati e sistema di accumulo

CARICHI ELETTRICI SPOSTATI+ACCUMULO				
	P=58,5 kW+15 kWh	P=58,5 kW+30 kWh	P=82,5kWp + 15kWh	P=82,5 kW+30 kWh
prod_FV [MWh]	64,4	64,4	90,8	90,8
fabb_tot [MWh]	153,9	153,9	153,9	153,9
E_autocons,tot [MWh]	50,4	54,7	60,4	65,1
E_venduta [MWh]	13,8	8,8	30,4	24,7
E_comprata [MWh]	103,5	99,2	93,4	88,7
Autosufficienza	33%	36%	39%	42%
Autoconsumo	78%	85%	66%	72%
PBT	10	12	10	12
risparmio medio annuo in bolletta	402,00 €	435,40 €	481,00 €	500
incentivo autoconsumo	4.163,04 €	4.518,22 €	5.559,22 €	5.991,80 €
remunerazione RD	804,54 €	513,04 €	1.772,32 €	1.440,01 €

Per quanto concerne il tempo di ritorno dell'investimento, con i sistemi di accumulo da 30 kWh di capacità esso presenta tempi di ritorno elevati non in linea con la tipologia di investimento. Questo è dovuto al fatto che l'aumento della quota parte di energia auto consumata e quindi degli incentivi ad essa legata non sono sufficienti a ricoprire l'aumento di investimento legato all'integrazione dei sistemi

## Best fitting impiantistico

di accumulo e che la detrazione annua IRPEF del 50 % non è applicabile alla quota di investimento eccedente i 96000 €.

Analizzando le restanti due configurazioni, per quanto riguarda la percentuale di autoconsumo la prima (58,5 kWp+15 kWh) risulta essere migliore, ma d'altro canto, con la seconda configurazione la dipendenza dalla rete risulta essere più bassa (circa 99 MWh/anno di energia comprata) e di conseguenza i risparmi in bolletta sono molto maggiori. Per quanto concerne il tempo di ritorno, con entrambe le soluzioni è pari a 10 anni.

In entrambe le configurazioni si evidenzia un aumento dell'energia autoconsumata. Di seguito, i grafici giornalieri afferenti alle configurazioni con presenza di accumulo.

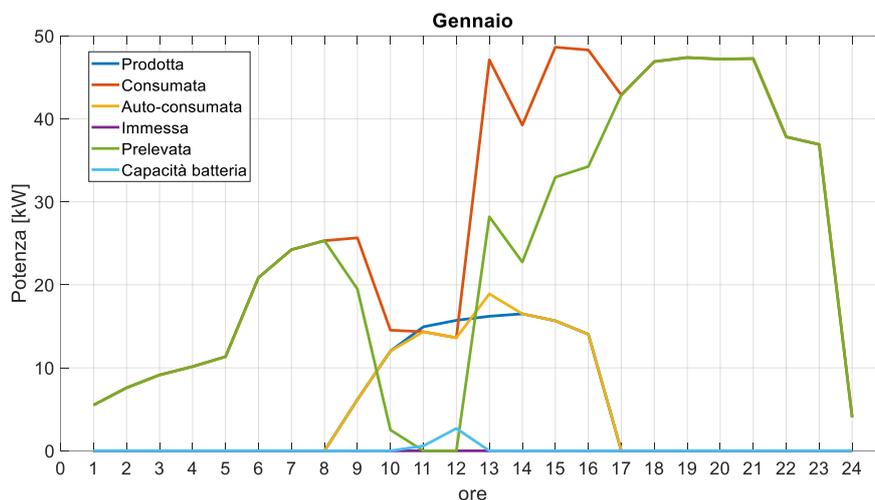


Figura 8.11: Profili di potenza del 4 gennaio - P=58,5 kW - C\_batt = 15 kWh - carichi dislocati

Dalla figura 8.11 si denota che, in presenza dell'accumulo, dalle ore 12 alle 14 una quota parte di energia elettrica che precedentemente veniva prelevata dalla rete ora viene prelevata dall'accumulo il quale, in questo lasso di tempo, si scarica. Per quanto concerne il giorno tipico di luglio (Figura 8.12) si desume un comportamento simile al mese invernale ed in particolare è apprezzabile l'incremento dell'energia auto consumata e la riduzione dell'energia immessa e prelevata dalla rete. In particolare, si nota che il picco di fabbisogno elettrico che si ha alle ore 13:00 in presenza dell'accumulo viene quasi completamente soddisfatto da esso anziché dalla rete elettrica. Inoltre, dalle ore 17 alle 19 la quota parte di energia auto consumata aumenta fino che la batteria si scarica completamente.

## Best fitting impiantistico

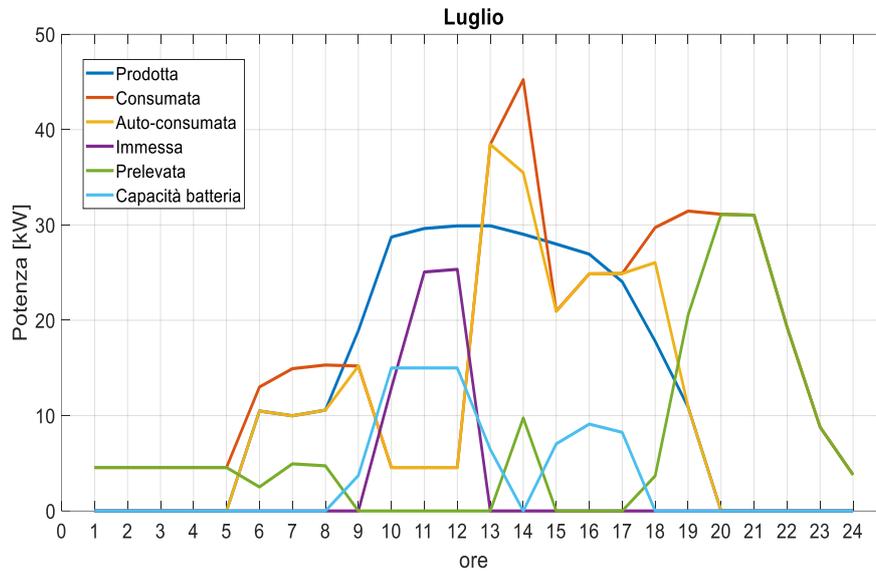


Figura 8.12: Profili di potenza del 20 luglio -  $P=58,5$  kW -  $C_{\text{batt}} = 15$  kWh - carichi dislocati

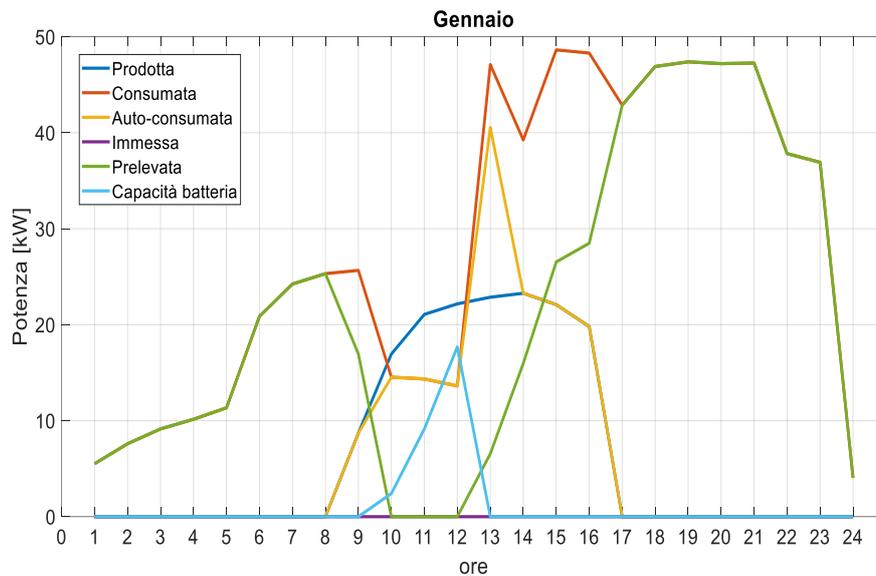


Figura 8.13: Profili di potenza del 4 gennaio -  $P=82,5$  kW -  $C_{\text{batt}} = 15$  kWh - carichi dislocati

Dalla Figura 8.13 emerge che, a differenza della configurazione precedente (figura 8.10), il picco di consumo che si evidenzia dalle ore 13 viene in parte decisamente maggiore coperto dall'accumulo.

## Best fitting impiantistico

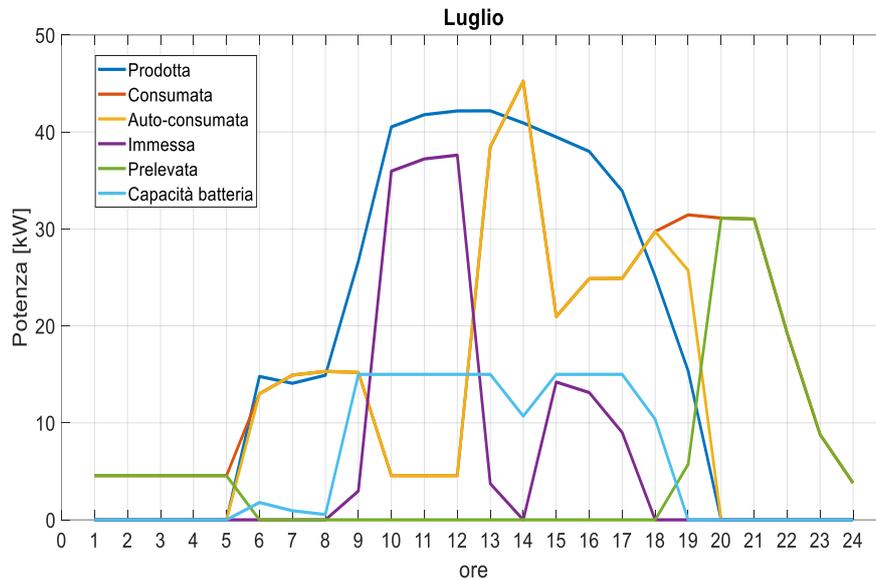


Figura 8.14: Profili di potenza del 20 luglio -  $P=82,5$  kW -  $C_{\text{batt}} = 15$  kWh - carichi dislocati

Le medesime considerazioni possono essere effettuate per un tipico giorno di luglio. Occorre altresì evidenziare che la variazione in termini di energia auto consumata, prelevata ed immessa avviene nelle ore centrali della giornata. Conseguentemente, spesso, la batteria nelle ore serali e nelle ore mattutine, durante le quali l'impianto FV non è produttivo, risulta scarica. Tale comportamento potrebbe presagire l'utilizzo di un sistema di accumulo di maggiore capacità; un sistema di tale tipologia viene escluso dall'analisi economica effettuata.

In conclusione, analizzati anche i grafici giornalieri, è possibile affermare che entrambe le ultime due configurazioni analizzate risultano valide dal punto di vista dell'investitore. Dal punto di vista energetico la seconda configurazione risulta essere migliore in termini di autosufficienza (minore dipendenza dalla rete), mentre la prima configurazione consente di raggiungere un autoconsumo maggiore ( 78 %).

D'altro canto, la configurazione con 82,5 kW di potenza dell'impianto FV accoppiato ad un accumulo da 15 kWh di capacità permette ai membri di avere un risparmio medio in bolletta pari a 480

È necessario sottolineare che essendo l'investitore non membro della CER esso non beneficia di tutti i vantaggi economici derivanti dalla comunità e di conseguenza il tempo di ritorno nell'investimento seppur accettabile non risulta essere ottimale.

### **8.3. Variazione della configurazione della CER**

Come precedentemente anticipato a questo punto è stato deciso di valutare la situazione in cui non ci fosse un terzo a carico dell'investimento bensì che tutti i partecipanti della CER facessero parte di esso. Questo con il fine di valutare quanto sarebbe conveniente per i membri della CER, nel caso partecipassero all'investimento.

Questa analisi è guidata dal fatto che la redditività della CER oltre che dalla taglia e tipologia di impianti installati dipende da chi finanzia la CER e dalla governance adottata da quest'ultima la quale è corredata dallo schema accordato sulla ripartizione interna dei proventi.

Quest'ultima analisi è stata effettuata per la configurazione considerando i carichi spostati, avente taglia dell'impianto pari a 82,5 kW e sistema di accumulo con capacità di 15 kWh. Al fine della simulazione, i costi operativi e di manutenzione sono stati considerati per ciascuna unità abitativa proporzionali alla percentuale di energia elettrica consumata dalla stessa. Per quanto concerne i ricavi, sono stati considerati gli incentivi per l'autoconsumo, il risparmio annuo in bolletta e la detrazione annua IRPEF. È stato deciso di non tenere in considerazione la remunerazione da ritiro dedicato assumendo che da contratto interno della CER i ricavi relativi all'energia immessa in rete vengano utilizzati per le spese comuni e le spese amministrative riguardanti la CER. La remunerazione per ritiro dedicato annua ammonta a circa 2005 €.

Dai risultati riportati in Tabella 8.4 si evince che nel caso in cui tutti le 40 unità abitative facessero parte della CER e partecipassero all'investimento, avrebbero un tempo di ritorno economico compreso tra i 5 e i 6 anni a seconda della tipologia di alloggio. Tenendo in considerazione che, per le ipotesi precedentemente effettuate, la remunerazione da ritiro dedicato va a beneficio della CER e che pertanto viene utilizzata per i costi comuni amministrativi, l'investimento per ogni singolo membro risulta a maggior ragione economicamente fattibile.

## Best fitting impiantistico

Tabella 8.4: Risultati relativi alla nuova configurazione della CER

ALLOGGIO	FABBISOGNO ELETTRICO ANNUO [kWh]	ENERGIA TOTALE AUTOCONSUMATA [kWh]	COSTI DI INVESTIMENTO [€]	COSTI OPERATIVI [€]	INCENTIVO MISE ANNUO [€]	SPESA ANNUA SENZA CER [€]	SPESA ANNUA CONFIGURAZIONE CER [€]	RISPARMIO ANNUO [€]	NPV AL VENTESIMO ANNO [€]	PBT
A01	4454,0	1810,3	3183,5	31,8	164,5	1530,6	941,4	589,2	8600	5
A02	2752,3	1164,8	1967,2	19,7	105,8	1000,0	629,0	371,0	5600	5
A03	3779,4	1432,0	2701,3	27,0	130,1	1318,0	861,9	456,1	6400	6
A04	3708,1	1417,6	2650,4	26,5	128,8	1295,9	844,4	451,5	6404	6
A05	2838,7	1215,4	2029,0	20,3	110,4	1027,3	640,2	387,2	5775	5
A06	3903,0	1461,7	2789,7	27,9	132,8	1356,2	890,6	465,6	6538	6
A11	3750,3	1458,4	2680,6	26,8	132,5	1309,4	844,8	464,6	6644	5
A12	2765,4	1170,6	1976,6	19,8	106,4	1004,1	631,3	372,9	5536	5
A13	3782,9	1437,4	2703,8	27,0	130,6	1319,3	861,5	457,8	6475	6
A14	3129,8	1276,8	2237,0	22,4	116,0	1116,0	709,4	406,6	5942	5
A15	3311,2	1254,7	2366,7	23,7	114,0	1163,1	763,1	400,0	8022	5
A16	3919,3	1470,1	2801,3	28,0	133,6	1361,4	893,1	468,3	6581	6
A21	4526,3	1544,3	3235,2	32,4	140,3	1549,4	1057,5	491,9	6573	6
A22	4505,5	1603,2	3220,3	32,2	145,7	1544,4	1033,8	510,6	6984	6
A23	4910,0	1720,0	3509,4	35,1	156,0	1666,9	1150,3	510,0	7300	5
A24	4822,1	1690,4	3446,6	34,5	153,6	1642,6	1104,1	538,5	7306	6
A31	4099,7	1422,8	2930,3	29,3	129,3	1415,6	962,6	453,1	6112	6
A32	3997,6	1403,2	2857,3	28,6	127,5	1384,2	937,4	446,8	6066	6
A33	4217,7	1443,3	3014,6	30,1	131,1	1452,3	992,7	459,6	6151	6
A34	3769,5	1350,4	2694,2	26,9	122,7	1313,3	883,4	429,9	5901	6

## 9. Conclusioni

Nella presente la configurazione di comunità energetica rinnovabile è stata applicata a due complessi residenziali in costruzione a Volpiano, in provincia di Torino. Tale esigenza è nata dalla volontà, da parte del proprietario dell'immobile, di valutare la fattibilità tecnico-economica-normativa della comunità sopra citata.

Lo stato di progetto identifica due condomini identici in termini planivolumetrici composti di quattro piani fuori terra oltre al piano copertura, per un totale di 40 alloggi.

Da progetto, installato sulla copertura di entrambi gli edifici, è previsto un impianto fotovoltaico da 20 kWp di picco a copertura delle utenze comuni.

Al fine di effettuare l'analisi economica è stato necessario prevedere una programmazione della CER ipotizzando la governance di quest'ultima.

In particolare, lo studio ha ipotizzato che tutti i 40 alloggi facciano parte della comunità energetica ed ognuno di essi sarà collegato alla rete elettrica tramite un POD, seguendo la configurazione virtuale. Per quanto concerne i costi ed i ricavi si è sviluppato un possibile scenario di regolamento operativo in cui verrà accordata la ripartizione dei ricavi tra i soci e l'investitore il quale si fa carico dell'investimento in qualità di soggetto terzo. In particolare, per quanto concerne i costi si è ipotizzato che i costi di investimento ed operativi per la gestione dell'impianto FV sono a carico dell'investitore mentre, i costi operativi per la gestione della CER sono ripartiti tra investitore e membri della CER. D'altro canto, per quanto concerne i ricavi della CER essi derivano da tre voci:

- L'incentivo definito dal MISE per l'energia condivisa supposto spettante al 100% all'investitore fino l'anno in cui il valore attuale netto assume valore positivo;
- La compensazione per gli oneri non goduti spettante all'investitore fino all'anno in cui il valore attuale netto assume valore positivo;
- La remunerazione per il Ritiro Dedicato dell'energia elettrica immessa in rete spettante al 100% all'investitore essendo il proprietario dell'impianto di produzione.

## Conclusioni

Lo studio è partito dall'utilizzo di un modello previsionale per la determinazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico, basato sulla determinazione delle componenti della radiazione solare incidenti sul piano inclinato. In secondo luogo, i risultati ottenuti dalle simulazioni dinamiche sono stati utilizzati per la determinazione dei fabbisogni elettrici tecnologici ai quali sono stati sommati i fabbisogni elettrici delle utenze domestiche con il fine ultimo di ottenere i profili orari di consumo elettrico, i quali rappresentano il punto di partenza per effettuare l'analisi costi-benefici.

L'intero complesso residenziale presenta, nella configurazione di progetto, una produzione annua di 44,1 MWh ed un fabbisogno elettrico di 153,9 MWh. Conseguentemente, alle ipotesi effettuate circa l'occupazione degli alloggi, si è ottenuto un indice di autoconsumo pari a 66 % e un'autosufficienza del 19 %.

Dall'analisi economica, basata sulle ipotesi precedentemente descritte, è scaturito che, sebbene tale configurazione porterebbe a dei risparmi in bolletta per i membri della CER, stimati in media pari a circa 230 €/anno, l'investimento, tenendo in considerazione il tempo medio di ritorno (circa 10 anni) per questa tipologia ed il NPV al ventesimo anno, non risulta essere economicamente vantaggioso per l'investitore. In particolare, il tempo di ritorno (PBT) è pari a 13 anni ed il NPV al ventesimo anno ammonta a circa 2.800 €. Questo risultato è inoltre dovuto al fatto che essendo una nuova costruzione la potenza di impianto fotovoltaico da installare per legge, pari 18,5 kW nel caso in esame, non è soggetta agli incentivi del MISE.

Con il fine di ottimizzare la configurazione si è deciso di effettuare un'analisi in termini di variazione della configurazione dell'impianto di produzione, di gestione del carico elettrico ed in secondo luogo di configurazione della comunità energetica stessa.

A valle delle analisi effettuate, con il fine di ottimizzare la configurazione della CER, si è ottenuto che la configurazione migliore tenendo conto sia dei parametri economici che energetici consiste in una potenza totale di impianto fotovoltaico pari a 82,5 kW accoppiata ad un sistema di accumulo di capacità pari a 15 kWh. In questa configurazione il PBT risulta essere di 10 anni ed il NPV al ventesimo anno ammonta a circa 12.000 € (incremento rispetto la configurazione di progetto di circa 10.000 €). Inoltre, in questa configurazione i risparmi medi annui in bolletta di cui beneficiano i membri della CER, di media, incrementano di 250 €/anno e ammontano a 480 €/anno. Inoltre, in termini energetici consente di raggiungere un'autosufficienza del 36 % ed un autoconsumo del 65 %.

## Conclusioni

In ultima analisi si è dimostrato che la redditività della CER oltre che dalla taglia e tipologia di impianti installati dipende da chi finanzia la CER e dalla governance adottata da quest'ultima la quale è corredata dallo schema accordato sulla ripartizione interna dei proventi. In particolare, nel caso in cui ciascun membro della CER partecipasse all'investimento, con un costo in media pari a 3.000 € per utente, il tempo di ritorno medio è di 5 anni e circa 2.000 € annui provenienti dalla retribuzione da ritiro dedicato potrebbero esseri usati per le spese comuni e di gestione della CER stessa. Inoltre, il NPV complessivo al ventesimo anno ammonta a 260.000 €.

In conclusione, dal presente lavoro di tesi si evince che la configurazione ottimale della CER va valutata sia in termini energetici che in termini di governance di quest'ultima. In termini energetici la configurazione ottimale punta alla massimizzazione dell'autoconsumo e dell'autosufficienza mentre, dal punto di vista della governance si evince che nel caso in cui vi è un soggetto terzo in qualità di investitore i tempi di ritorno economico risultano essere lunghi, in quanto non usufruisce di tutti i benefici derivanti dalla configurazione. D'altro canto, si è dimostrato che nel caso in cui tutti i membri della CER partecipassero all'investimento, essi godrebbero di benefici economici a partire da un investimento iniziale caratterizzato da prezzi accessibili.

# Bibliografia

- [1] «Pacchetto per il clima e l'energia 2020 (europa.eu),» [Online]. Available: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2020-climate-energy-package\\_it](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2020-climate-energy-package_it).
- [2] «Camera dei deputati-Ambiente e gestione del territorio,» [Online]. Available: [https://temi.camera.it/leg18/temi/tl18\\_cambiamenti\\_climatici.html](https://temi.camera.it/leg18/temi/tl18_cambiamenti_climatici.html).
- [3] «Pacchetto per il clima e l'energia 2030 (europa.eu),» [Online]. Available: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework\\_it](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_it).
- [4] «L'accordo di Parigi sul clima,» [Online]. Available: [https://www.bafu.admin.ch/bafu/it/home/temi/clima/info-specialisti/clima--affari-internazionali/l\\_accordo-di-parigi-sul-clima.html](https://www.bafu.admin.ch/bafu/it/home/temi/clima/info-specialisti/clima--affari-internazionali/l_accordo-di-parigi-sul-clima.html).
- [5] «Pacchetto energia pulita per tutti gli europei (europa.eu),» [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/IP\\_16\\_4009](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/IP_16_4009).
- [6] «Green Deal Europeo:gli obiettivi da raggiungere e le strategie messe in campo,» [Online]. Available: <https://www.gruppoiren.it/it/everyday/energie-per-domani/2022/green-deal-europeo-cosa-prevede.html>.

## Bibliografia

- [7] «Ministero dello sviluppo economico- Piano Nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC),» [Online]. Available: <https://www.mise.gov.it/index.php/it/notizie-stampa/pniec2030>.
- [8] Legambiente, «Comunità rinnovabili,» 2022.
- [9] ENEA, «Rapporto Efficienza Energetica 2021 - Executive Summary,» 2021.
- [10] L. R. Stefano Monticelli, La Via Italiana alle comunità energetiche, Napoli: Edizioni scientifiche Italiane , 2022.
- [11] «Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n.199,» [Online]. Available: [https://www.gse.it/normativa\\_site/GSE%20Documenti%20normativa/ITALIA\\_DLGS\\_n199\\_\\_08\\_11\\_2021.pdf](https://www.gse.it/normativa_site/GSE%20Documenti%20normativa/ITALIA_DLGS_n199__08_11_2021.pdf).
- [12] ARERA, «Deliberazione 4 Agosto 2022 - 318/2020/R/EEL,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/20/318-20.pdf>.
- [13] RSE, «Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità Energetiche, Rapp. tecn.2020,» [Online].
- [14] CeRDEF, «Art. 42-bis Autoconsumo da fonti rinnovabili,» [Online]. Available: <https://def.finanze.it/DocTribFrontend/getAttoNormativoDetail.do?ACTION=getSommario&id=%7B74782FF5-8835-4235-BFE0-F8D4DA1A7AB4%7D>.
- [15] ARERA, «Delibera 318/2020/R/eel,» [Online]. Available: 318-20st.pdf (arera.it).
- [16] M. d. s. economico, «Decreto 16 settembre 2020 - Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo

## Bibliografia

- collettivo e comunita' energetiche rinnovabili,» [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/11/16/20A06224/sg>.
- [17] GSE, «Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/documenti>.
- [18] ARERA, «Deliberazioe 22 marzo 2022 116/2022/R/EEL,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/22/116-22.pdf>.
- [19] S. Cristofalo, «ProgettoCNR Energy+: metodo di calcolo semplificato per la scomposizione della radiazioe solare globale e la stima della produzione da fotovoltaico,» [Online]. Available: [http://eprints.bice.rm.cnr.it/14398/1/Eplus\\_meteo\\_simulazionever2.pdf](http://eprints.bice.rm.cnr.it/14398/1/Eplus_meteo_simulazionever2.pdf).
- [20] «ISEP ENGINEERING- ENERGIE RINNOVABILI,» [Online]. Available: <https://isepengineering.wordpress.com/category/fotovoltaico/>.
- [21] G. F. e. M. Perino, presentazione “solar angles”, Politecnico di Torino.
- [22] Simulazione energetica dinamica degli edifici[Online]. Available: <https://www.mygreenbuildings.org/2015/05/20/software-simulazione-dinamica-edifici.html>.
- [23] «Inside Heat Balance» [Online]. Available: <https://bigladdersoftware.com/epx/docs/9-2/engineering-reference/inside-heat-balance.html>.
- [24] «Outside Surface Heat Balance,» [Online]. Available: <https://bigladdersoftware.com/epx/docs/8-0/engineering-reference/page-020.html>.

## Bibliografia

- [25] DesignBuilder 2.1 - User's Manual, 2009.
- [26] «I Ponti Termici in Edilizia,» [Online]. Available: [https://ltshop.legislazionetecnica.it/demo\\_fad/demo\\_m01u01\\_pter/story\\_content/external\\_files/Stampa\\_lezione\\_M01\\_UD01.pdf](https://ltshop.legislazionetecnica.it/demo_fad/demo_m01u01_pter/story_content/external_files/Stampa_lezione_M01_UD01.pdf).
- [27] «UNI-TS-11300-2».
- [28] ARERA, «Elettricità,» [Online]. Available: [https://www.arera.it/it/consumatori/consumatori\\_ele.htm](https://www.arera.it/it/consumatori/consumatori_ele.htm).
- [29] «Energy Plus: A New-Generation Building Energy Simulation Program,» [Online]. Available: <https://www.semanticscholar.org%2Fpaper%2FEnergyPlus%253A-A-New-Generation-Building-Energy-Crawley>.
- [30] «Photovoltaic Geographical Information System,» [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/).