



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**Analisi di una Comunità Energetica Rinnovabile con
pompe di calore e impianti fotovoltaici**

Relatore: Prof. Angelo Zarrella

Correlatore: Ing. Jacopo Vivian

Laureando: Mattia Chinello

Matricola: 1204915

Anno Accademico 2019/2020

INDICE

INDICE.....	1
ELENCO DELLE FIGURE	5
ELENCO DELLE TABELLE	7
NOMENCLATURA.....	9
INTRODUZIONE	11
CAPITOLO 1 Comunità energetiche	13
1.1 Definizione	13
1.2 Attività.....	16
1.3 Stato dell'arte.....	18
1.4 Obiettivi.....	20
CAPITOLO 2 Reti di teleriscaldamento	23
CAPITOLO 3 Modelli.....	29
3.1 Modello EURECA	29
3.1.1 Modello 5R1C	29
3.1.2 Modello 7R2C	33
3.1.3 Calcolo dai carichi solari	35
3.1.4 Architettura del modello.....	37
3.2 Carichi elettrici residenziali.....	38
3.3 Pompe di calore	43
3.4 Fotovoltaico	46
CAPITOLO 4 Caso studio: Montegrotto Terme	49
4.1 Distretto di edifici.....	49
4.2 Clima	53

4.3 Zona ad anomalia termica.....	54
CAPITOLO 5 Metodo	57
5.1 Utilizzo modelli	57
5.1.1 Fabbisogno termico	57
5.1.2 Dimensionamento pompe di calore	58
5.1.3 Carichi elettrici	60
5.1.4 Fotovoltaico	63
5.2 Scenari	64
5.2.1 Rete di teleriscaldamento.....	64
5.2.2 Fotovoltaico	66
5.2.3 Comunità di Energia Rinnovabile	68
5.3 Valutazione dell'autoconsumo	69
5.4 Accumulo elettrico	71
5.5 Indicatori.....	72
5.5.1 Indicatori economici	72
5.5.2 Emissioni CO ₂	74
5.5.3 Energia primaria	75
CAPITOLO 6 Risultati.....	77
6.1 Energia termica.....	77
6.2 Energia elettrica.....	79
6.3 Fotovoltaico	80
6.4 Scenari	82
6.4.1 Accumulo elettrico	86
6.5 Emissioni CO ₂	88
6.6 Energia primaria	89
6.7 Analisi economica	89

CONCLUSIONI.....	99
BIBLIOGRAFIA.....	102
RINGRAZIAMENTI	106

ELENCO DELLE FIGURE

Figura 3.1. Modello 5R1C: (a) schema fisico, (b) schema elettrico equivalente [30]....	30
Figura 3.2 – Schema elettrico equivalente modello 7R2C [29]	33
Figura 3.3 - Schema architettura modello EURECA	37
Figura 3.4 - Schema algoritmo Flexmeter	39
Figura 3.5 - Schema scelta elettrodomestici per ogni utente	40
Figura 3.6 - Profili elettrici di 1 utente (a) e 100 utenti (b), per giorno lavorativo gennaio	43
Figura 3.7 - Curve di temperatura di mandata per gli edifici di riferimento	44
Figura 3.8 - Profilo giornaliero produzione FV in diversi mesi	47
Figura 4.1 - Piantina edifici Montegrotto	49
Figura 5.1 - Prestazioni pompe di calore al variare della temperatura di condensazione	59
Figura 5.2 - Profilo medio elettrico ATLANTIDE residenziale di gennaio.....	61
Figura 5.3 - Profilo medio elettrico ATLANTIDE ufficio di gennaio	62
Figura 5.4 - Profilo medio elettrico ATLANTIDE commerciale di gennaio	62
Figura 5.5 - Immagine satellitare con superfici in pianta degli edifici (rosso) e del fotovoltaico (giallo).....	64
Figura 5.6 - Edifici collegati alla rete di teleriscaldamento per un fabbisogno termico complessivo di 1500MWh.....	65
Figura 5.7 - Edifici collegati alla rete di teleriscaldamento per un fabbisogno termico complessivo di 3000MWh.....	66
Figura 5.8 - Superfici FV per un totale di 200 kW	67
Figura 5.9 – Superfici FV per un totale di 422 kW	68
Figura 5.10 - Schemi di autoconsumo fisico (a) e virtuale (b)	70
Figura 6.1 - Profili energia termica orari settimanali gennaio.....	77
Figura 6.2 - Confronto energia riscaldamento reale e calcolata	79
Figura 6.3 - Profili elettrici orari di gennaio per intero distretto	80
Figura 6.4 - Profili elettrici orari edificio 42, settimana di marzo.....	81
Figura 6.5 - Consumi e produzione elettrici annuali	82

Figura 6.6 - Produzione FV e livelli di autoconsumo	83
Figura 6.7 – Fabbisogno energia elettrica soddisfatto dal FV senza pdc	84
Figura 6.8 - Fabbisogno energia elettrica soddisfatto dal FV con pdc	84
Figura 6.9 - Consumi e produzione elettrici mensili nel caso 3000MWh/422FV	85
Figura 6.10 - Consumi e produzione elettrici per singoli edifici.....	85
Figura 6.11 - Livello di carica batterie durante l'anno nello scenario 3GWh/422FV e 300 kWh di accumulo.....	86
Figura 6.12 - Livelli di autoconsumo al variare della capacità delle batterie (scenario 3000MWh/422FV)	87
Figura 6.13 - Emissioni annuali di CO ₂ in vari scenari.....	88
Figura 6.14 - Consumi di energia primaria non rinnovabile	89
Figura 6.15 - Aumento percentuale investimento e beneficio FV e CER.....	91
Figura 6.16 - Tempo di ritorno semplice FV	92
Figura 6.17 - Tempo di ritorno semplice del FV per diversi modelli di business e scenari	95
Figura 6.18 - Spesa annuale elettricità per alcune utenze.....	96

ELENCO DELLE TABELLE

Tabella 1.1 – Caratteristiche CER e CEC.....	14
Tabella 3.1 - Coefficienti polinomiali dei compressori utilizzati [27]	45
Tabella 4.1 - Edifici considerati e loro caratteristiche principali	51
Tabella 4.2 - Archetipi per classe d'età degli edifici	52
Tabella 4.3 - Valori nominali carichi interni edifici	53
Tabella 5.1 – Riduzione potenza di progetto edifici non residenziali	59
Tabella 5.2 - Parametri pompe di calore utilizzate	60
Tabella 5.3 - Elettrodomestici, dati sulla diffusione e consumo di energia.....	61
Tabella 5.4 - Confronto consumi elettrici annuali edifici comunali.....	63
Tabella 6.1 - Confronto consumi termici reali e calcolati	78
Tabella 6.2 - Livelli di autoconsumo con pompe di calore al variare della capacità dell'accumulo elettrico.....	87
Tabella 6.3 - Costi e ricavi per utenti ed utility	90
Tabella 6.4 - Investimento e beneficio da FV e CER.....	91
Tabella 6.5 - Modelli di business per FV e CER.....	93
Tabella 6.6 - Parametri economici al variare di scenari e modelli di business.....	94
Tabella 6.7 - Riduzione di prezzo elettricità utenti CER.....	95
Tabella 6.8 - Tempo di ritorno semplice al variare della capacità dell'accumulo elettrico (modello di business 1).....	97
Tabella 6.9 - Risparmio utenti al variare della capacità dell'accumulo elettrico.....	97

NOMENCLATURA

Variabili principali:

U = trasmittanza termica [$\text{W}/(\text{m}^2 \text{K})$]
R = resistenza termica [K/W]
H = conduttanza termica [W/K]
C = capacità termica [J/K]
E = energia [kWh]
 Φ = flusso termico [W]
 θ = temperatura [K]
 ϑ = angolo di incidenza [rad]
t = istante di tempo [ore]
 c_a = calore specifico aria [$\text{J}/(\text{kg K})$]
A = superficie [m^2]
T = temperatura [$^{\circ}\text{C}$]
W = potenza elettrica [kW]
Q = potenza termica [kW]
SHGC = fattore solare [-]
TRTS = radiazione totale su superficie inclinata [W/m^2]
COP = coefficiente di prestazione [-]
 ρ = coefficiente di riflessione [-]
 α = coefficiente di assorbimento [-]
 τ = coefficiente di trasmissione [-]
 η = efficienza [-]
TRS = tempo di ritorno semplice [anni]
p = prezzo [$\text{€}/\text{kWh}$]
I = investimento [€]
c = costo [$\text{€}/\text{kW}$]

Abbreviazioni:

CER = Comunità di Energia Rinnovabile
CEC = Comunità Energetica dei Cittadini
CE = Comunità Energetica
FV = fotovoltaico
PDC = pompe di calore
RTL = rete di teleriscaldamento
h = ore
a = anni

INTRODUZIONE

La transizione energetica risulta essere oggi e nel prossimo futuro uno degli obiettivi primari per l'umanità per poter ridurre le emissioni climalteranti e limitare gli effetti del riscaldamento globale sul pianeta e sull'umanità stessa. Il settore energetico, infatti, risulta essere il primo responsabile per i cambiamenti climatici e gli obiettivi a livello globale sono quelli di ridurre a zero le emissioni legate a tale settore entro qualche decennio.

Nell'Unione Europea il settore degli edifici è responsabile per il 40% dei consumi energetici, con il settore residenziale che conta il maggior contributo (circa 45%) per il consumo finale di energia termica [1]. Perciò, una trasformazione nel settore del riscaldamento degli edifici, che comprenda un'elettificazione di quest'ultimo e un'integrazione con le fonti rinnovabili, risulta di fondamentale importanza [2]. E nell'ottica di ottimizzare i centri urbani, come luogo di produzione e consumo di energia, è indispensabile la realizzazione di comunità energetiche per rendere partecipi gli utenti al sistema energetico e per renderlo più efficiente ed ottimizzato [3].

La stessa situazione si riscontra anche a livello italiano, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima [4] valuta fondamentale la transizione del settore termico per la decarbonizzazione del Paese. In particolare, si individua nelle pompe di calore lo strumento principale per aumentare la quota di energia rinnovabile del settore e la riqualificazione edilizia per l'aumento di efficienza energetica.

Un classico centro urbano italiano è caratterizzato da edifici datati e non efficienti a livello energetico, sia residenziali che di altri usi, che sfruttano principalmente il gas naturale per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria e prelevano dalla rete l'energia elettrica necessaria. I principali interventi che possono ridurre l'impatto ambientale di tali centri urbani sono la riqualificazione degli edifici, che preveda un maggior isolamento, la sostituzione del generatore di calore e l'installazione di generatori fotovoltaici. Quindi una

riduzione del fabbisogno di calore, una conversione in elettrico di quest'ultimo tramite pompe di calore e una produzione di parte dell'energia necessaria in loco.

Questa tesi punta a valutare le potenzialità di una comunità energetica nella zona di Montegrotto Terme. Si vuole valutare il possibile utilizzo di una risorsa di calore di scarto a bassa temperatura derivante dagli usi termali della fonte geotermica, tramite una rete di teleriscaldamento a bassa temperatura. Inoltre, si vuole valutare l'integrazione di pompe di calore e fotovoltaico negli edifici della comunità, in ottica di risparmio di energia primaria, riduzione delle emissioni e risparmio economico.

La tesi parte da un'analisi di letteratura sulle comunità energetiche e sul teleriscaldamento, per poi passare all'esposizione dei modelli utilizzati per la stima del fabbisogno termico ed elettrico degli edifici e per la produzione del fotovoltaico. Si procede con la presentazione del caso studio di Montegrotto Terme, con la presentazione del metodo utilizzato per l'utilizzo dei modelli e per l'analisi, infine, si presentano i risultati ottenuti.

CAPITOLO 1

Comunità energetiche

In ottica di supportare la veloce crescita delle energie rinnovabili e promuovere una transizione dai sistemi centralizzati a quelli decentralizzati, risultano fondamentali le organizzazioni degli utenti in comunità energetiche. Ovvero l'aggregazione di utenze energetiche di una certa zona che permetta la condivisione dei servizi energetici e che possa favorire la partecipazione attiva dei cittadini e l'utilizzo delle fonti energetiche locali, oltre che permettere un'ottimizzazione del sistema energetico nel suo complesso.

1.1 Definizione

Esistono due definizioni di comunità energetica: le Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC), definite nella *Electricity Directive* [5] e le Comunità di Energia Rinnovabile (CER), definite nella *Renewable Directive* [6]. In entrambi i casi, si tratta di entità legali che devono essere applicate in accordo con le leggi nazionali di ogni Paese e si basano sull'aperta e volontaria partecipazione, sull'autonomia e sono controllate dagli stessi soci o membri che sono persone fisiche, autorità locali, incluse municipalità o piccole imprese. Lo scopo principale delle Comunità Energetiche è quello di fornire dei benefici ambientali, economici e sociali per i soci o membri o per le aree locali, oltre che generare profitti finanziari. Le principali differenze tra le due definizioni sono che i membri delle CER devono essere in prossimità degli impianti e devono esserne i proprietari, inoltre le fonti di energia devono essere unicamente rinnovabili, di qualsiasi tipo e con qualunque vettore energetico. Mentre le CEC possono utilizzare anche fonti fossili, ma il principale vettore energetico deve essere l'elettricità. Entrambe possono svolgere attività di produzione, distribuzione, fornitura, consumo, condivisione e accumulo di energia, nonché di prestazione di servizi energetici (efficienza energetica, risparmio energetico, flessibilità), ma in generale non sono legate ad una specifica attività. Queste entità devono essere considerate attori del mercato non commerciali, quindi devono operare con equità

e senza discriminazioni. Entrambe, soprattutto le CER, escludono dalla governance le imprese di grandi dimensioni o quelle imprese il cui business principale è nel settore elettrico [7]. Uno schema delle caratteristiche principali delle CER e delle CEC è riportato nella Tabella 1.1.

Tabella 1.1 – Caratteristiche CER e CEC

Comunità di Energia Rinnovabile (CER)	Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC)
<p>Un'entità legale:</p> <ul style="list-style-type: none"> - basata sull'aperta e volontaria partecipazione, autonoma ed effettivamente controllata da azionisti o membri che sono situati in prossimità degli impianti di energia rinnovabile, che sono proprietà della comunità; - gli azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese o autorità locali, incluse le municipalità; - lo scopo principale è fornire benefici ambientali, economici e sociali per i membri o azionisti o per le aree locali, piuttosto che profitti finanziari. <p>(Anche se non parte della definizione, possono produrre, generare, accumulare e vendere energia rinnovabile.)</p>	<p>Un'entità legale:</p> <ul style="list-style-type: none"> - basata sull'aperta e volontaria partecipazione ed effettivamente controllata dai membri o azionisti che sono persone fisiche, autorità locali, incluse municipalità, o piccole imprese; - ha come scopo principale quello di provvedere benefici ambientali, economici o sociali per i membri o azionisti o per le aree locali, piuttosto che profitti finanziari; - può occuparsi di generazione, distribuzione, fornitura, consumo, aggregazione, accumulo energetico, servizi di efficienza energetica o servizi di ricarica per veicoli elettrici o altri servizi energetici per i membri o azionisti.

In Italia, l'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n.162 [8], convertito in legge 28 febbraio 2020, n.8, anticipando il recepimento della direttiva europea 2018/2001 [6], definisce una Comunità di Energia Rinnovabile (CER) come un soggetto giuridico che:

- si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione detenuti dalla comunità di energia rinnovabile;
- i cui azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale;

- il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

Inoltre, le Comunità Energetiche devono sottostare alle seguenti condizioni:

- i soggetti partecipanti producono energia destinata al proprio consumo con impianti alimentati da energia rinnovabile di potenza complessiva non superiore a 200 kW;
- l'energia condivisa è considerata il minimo, per ogni ora, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati;
- l'energia è condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo;
- i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione sono collocati su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione media tensione/bassa tensione.

In generale, le comunità energetiche possono organizzarsi attraverso diverse strutture legali, che possono differire per modello governativo, processo decisionale e responsabilità [9]:

- Cooperative energetiche, le più comuni in cui i primi beneficiari sono i membri.
- Società in accomandita semplice, possono permettere di dividere la responsabilità tra individui e generare profitti, la governance solitamente dipende dalla quota di partecipazione del socio.
- Fondazioni comunitarie, il cui obiettivo è quello di creare valore sociale e sviluppo locale invece che beneficio per i singoli individui. I profitti sono utilizzati per l'intera comunità.
- Associazioni abitative, per offrire benefici agli abitanti di case popolari, senza però diretta partecipazione decisionale. Queste organizzazioni sono ideali per combattere la povertà energetica.
- Imprese no-profit di proprietà dei clienti, per comunità che devono gestire reti indipendenti, ideali per reti di teleriscaldamento.
- Partenariato Pubblico-Privato (PPP), le autorità legali possono accordarsi con gruppi di cittadini e piccole imprese.

- Società di pubblica utilità, gestite da municipalità che ci investono e le gestiscono per conto dei cittadini, (non molto utilizzate).

1.2 Attività

I principali fattori che motivano la partecipazione in comunità energetiche sono gli investimenti in infrastrutture sostenibili, la produzione di elettricità o calore da fonti rinnovabili, le reti di teleriscaldamento, l'efficienza energetica e motivi finanziari.

Le comunità energetiche possono sia svolgere attività tradizionali, come generazione, fornitura e vendita di energia, sia attività innovative basate su nuovi modelli di business, come servizi di efficienza e risparmio energetico, mobilità elettrica, ecc.

Solitamente, le comunità di piccole dimensioni si occupano principalmente di attività di generazione rinnovabile, ma possono svolgere anche nuovi ruoli come fornitori di servizi energetici. Principalmente possono svolgere alcune delle seguenti attività [9]:

- Generazione: l'energia prodotta attraverso risorse di generazione (principalmente sole, vento o idroelettrico) e non autoconsumata viene immessa in rete e venduta ad un fornitore.
- Fornitura: la vendita di elettricità e gas ai consumatori, occupandosi anche di attività di aggregazione dei carichi e flessibilità.
- Consumo e condivisione: l'energia prodotta dalla comunità energetica è utilizzata e condivisa all'interno di essa. Questo include sia il consumo (individuale e autoconsumo collettivo) che la condivisione locale tra i membri.
- Distribuzione: proprietà e/o gestione della rete di distribuzione della comunità, come la rete elettrica locale o piccole reti di teleriscaldamento.
- Servizi energetici: efficienza energetica o risparmio energetico (riqualificazione degli edifici, certificazioni energetiche, controllo dei consumi, valutazione della qualità dell'aria e del riscaldamento); flessibilità, accumulo energetico e integrazione in reti intelligenti; servizi finanziari.
- Mobilità elettrica: car sharing, car-pooling e/o stazioni di ricarica.

- Altre attività: servizi di consulenza per promuovere e sviluppare le attività della comunità o realizzare cooperative locali, informazione o misure contro la povertà energetica.

Analizzando i 24 casi studio del report della Commissione Europea [9], si può notare come una larga maggioranza sono impegnate in attività di generazione. Mentre alcune comunità si occupano solo di generazione (Beauvent), altre intraprendono sia generazione che fornitura (Ecopower), come anche distribuzione (EWS Schönau). Alcune cooperative, che non possono occuparsi di attività di fornitura per le loro dimensioni o per le difficoltà autorizzative possono agire come rivenditori di servizi energetici sostenibili (Amelander Energie Coöperatie). Inoltre, misure di efficienza energetica per la riqualificazione edilizia sono già utilizzate in alcune cooperative. In Belgio, Curant d'Air è occupata nella mobilitazione dei cittadini per sostituire le lampade con illuminazione a LED. Ecopower ha sviluppato un servizio di copertura dei costi, Ecotrajec, che indirizza i membri su come commissionare interventi di innovazione energetica nelle loro case. Altri servizi di mobilità elettrica stanno diventando sempre più popolari. Ad esempio, Som Mobilitat e Mobicoop sono in possesso auto elettriche alimentate da energia rinnovabile per offrire servizi di *car sharing*. Le auto elettriche possono anche fornire una domanda flessibile per l'eccesso di elettricità prodotta dalle fonti rinnovabili.

Un'altra caratteristica peculiare delle comunità energetiche è che esse riescono a combinare gli interessi dei singoli con quelli pubblici. Infatti, le Comunità Energetiche nascono per favorire la partecipazione dei cittadini al sistema energetico e i benefici che essi ne possono trarre. Infatti, la decentralizzazione del sistema energetico permette di sfruttare al meglio le risorse locali e di reinvestire nella comunità i ricavi, ridurre la povertà energetica e l'impatto ambientale, generare lavoro localmente e aumentare l'indipendenza energetica. I cittadini assumono quindi un ruolo centrale e hanno la possibilità di partecipare attivamente al sistema energetico, essere informati e prendere consapevolezza dei problemi energetici ed ambientali. Gli interessi dei singoli cittadini possono essere molteplici, tra cui anche quelli economici, ma non per forza devono risultare al primo posto. In un recente articolo, S. Soeiro e M. Ferreira Dias [10] analizzano la partecipazioni dei cittadini nelle comunità energetiche, si riscontrano i vantaggi fino ad ora citati, ma le motivazioni principali rimangono quelle ambientali e un

elemento fondamentale per la diffusione di sistemi decentralizzati risulta essere la fiducia reciproca.

Le comunità energetiche hanno un impatto rilevante anche sul sistema energetico complessivo. Infatti, esse contribuiscono alla decentralizzazione di quest'ultimo, all'ottimizzazione dei flussi di potenza e alla riduzione delle perdite. Però bisogna ricordare che la rete elettrica rimane necessaria e, anzi, sempre di maggior importanza, per cui anche i costi di quest'ultima devono essere coperti (eventualmente ridefinendo le tariffe di trasporto dell'energia elettrica).

1.3 Stato dell'arte

Le comunità energetiche hanno il ruolo fondamentale di aiutare i cittadini e le autorità locali ad investire in energie rinnovabili ed efficienza energetica. La partecipazione dei cittadini in questi progetti può oltretutto aumentare l'accettazione sociale a livello locale di tali interventi. I cittadini e le autorità locali possono essere più spinti ad investire per beneficiare dei vantaggi che ne derivano nel territorio. La principale risorsa che risulta sfruttabile è il sole, seguita dal vento, dalle biomasse, dal biogas e dall'idroelettrico. Nel caso del fotovoltaico, esso può essere installato sui tetti degli edifici pubblici o aziende agricole, oltre che quelli degli edifici residenziali. Mentre le biomasse e il biogas possono essere utilizzate a livello di reti di teleriscaldamento [9].

Come rilevato da F. Ceglia *et al.* [11], le comunità energetiche intelligenti (*smart energy community*) risultano essenziali per costruire un sistema energetico rinnovabile sostenibile, che si fonda su un approccio intersettoriale e che ricerca la soluzione ottimale dal punto di vista energetico, ambientale ed economico.

In particolare, per il fotovoltaico, l'analisi svolta da F. Bernadette *et al.* [12] mostra i vantaggi delle comunità energetiche in termini di maggior valore attuale netto. Il valore aggiunto da una comunità energetica dipende dalla configurazione della zona (condomini, zona rurale, centro storico, area mista), dalla tipologia di edifici e dal numero di partecipanti. Risulta più vantaggioso per case singole in zone rurali, che possono trarre vantaggio dalla presenza di carichi diversificati. In generale, la condivisione del fotovoltaico è più vantaggiosa quando sono presenti dei profili di carico eterogenei.

Infatti, le zone con condomini risultano le più avvantaggiate dalle comunità energetiche. Dove sono presenti utenti con ampie superfici disponibili, si ottiene il maggior risparmio economico, questo aspetto risulta particolarmente importante quando alcuni edifici non hanno la possibilità di installare fotovoltaico. Inoltre, i risultati dell'analisi mostrano che la soluzione ottimale dal punto di vista economico non richiede che tutti gli edifici abbiano impianti di generazione. Quindi, una composizione ottimale dei partecipanti ad una comunità energetica richiederebbe la presenza di tetti con grandi superfici disponibili, oltre che differenti profili di carico.

L'analisi svolta da A. L. Facci *et al.* [13] dimostra che, nel settore residenziale, la sostituzione delle caldaie a gas con pompe di calore, in abbinamento a fotovoltaico e sistemi di accumulo può ridurre i costi fino al 41 % e le emissioni di CO₂ del 46 % in un clima freddo e del 73 % in un clima mite. Si è anche visto come si ha un reale vantaggio con le pompe di calore solo se queste vengono abbinate a fonti rinnovabili, come il fotovoltaico. Un vantaggio ancora maggiore si ha con sistemi di accumulo, che permettono di massimizzare l'autoconsumo e l'efficienza delle pompe di calore.

Come rilevato nell'indagine di D. Fischer e H. Madani [14], gli sviluppi legati alle pompe di calore che ci sono stati negli ultimi anni, ovvero l'aumento di efficienza, l'aumento di elettricità rinnovabile e l'introduzione all'internet delle cose, le rendono fondamentali per la decarbonizzazione del settore termico. Con la creazione delle cosiddette *smart grid*, le pompe di calore, collegate ad un sistema di controllo intelligente, permettono di gestire il carico elettrico e modificarlo con vari obiettivi (*demand side management*). Questo permette di ridurre i costi energetici, aumentare la stabilità di rete, ottimizzare l'utilizzo delle risorse di generazione riducendo i costi e le emissioni. L'utilizzo di pompe di calore in reti intelligenti può avere diversi obiettivi: aumentare la stabilità di rete, favorire l'integrazione delle rinnovabili o seguire l'andamento dei prezzi variabili dell'elettricità. Il secondo obiettivo è quello che si vuole analizzare in questa tesi, in particolare legato all'integrazione con il fotovoltaico. In questo caso, gli obiettivi che si possono perseguire sono quelli di massimizzare l'autoconsumo, ridurre i picchi di carico della rete, ridurre il consumo di energia primaria e le emissioni.

Nell'analisi di G. Manfroi *et al.* [15] e in quella di R. Thygesen e B. Karlsson [16] si è visto come pompe di calore geotermiche accoppiate con fotovoltaico possono raggiungere elevati vantaggi energetici ed economici sia per il riscaldamento che per il

raffrescamento. A. Franco e F. Fantozzi [17] hanno analizzato l'autoconsumo di questi sistemi legato al concetto di *Nearly Zero Energy Building* (NZEB) e le possibilità di interazione con la rete elettrica.

Nello studio di C. J. C. Williams *et al.* [18] si comprende come l'utilizzo di sistemi di *demand side management* assieme alle pompe di calore e accumuli termici e/o elettrici possono aumentare l'autoconsumo del fotovoltaico fino al 65 %. Nelle analisi di J. Salpakari e P. Lund [19] e di J. Binder *et al.* [20] si è visto come sistemi di controllo e di accumulo, assieme a pompe di calore e fotovoltaico, possono essere una fonte di flessibilità per il sistema elettrico, oltre che un vantaggio economico. Nell'articolo di R. Thygesen e B. Karlsson [21] si confrontano sistemi di accumulo elettrici, raggiungendo livelli di autoconsumo fino al 89 %. D. Fischer *et al.* [22] hanno analizzato un sistema di accumulo termico con pompa di calore aria-acqua e fotovoltaico, utilizzando un *Model Predictive Control* (MPC) per massimizzare le prestazioni energetiche, minimizzare i costi o massimizzare l'autoconsumo.

Nell'articolo di P. Poulet e R. Outbib [23] si analizzano sistemi ibridi basati su pompe di calore con fonti di energia multiple.

R. Thygesen e B. Karlsson [24] hanno analizzato tre sistemi di pompe di calore con energia solare: pompa di calore e fotovoltaico, pompa di calore e solare termico o entrambi i sistemi assieme. Si è riscontrato che il sistema più vantaggioso risulta essere il primo, con conseguente scarso interesse nell'utilizzo di solare termico.

Quindi, sono presenti in letteratura analisi che dimostrano il vantaggio delle comunità energetiche e dei sistemi con pompe di calore e fotovoltaico ed il loro ruolo fondamentale nella transizione energetica. Risulta però interessante capire che ruolo potrebbe avere l'integrazione di pompe di calore e fotovoltaico in edifici con diverse destinazioni d'uso e che quindi presentino dei diversi profili di carico e che valore aggiunto può avere una comunità energetica in queste condizioni.

1.4 Obiettivi

L'obiettivo del presente lavoro di tesi è l'analisi dei consumi di un gruppo di edifici, sia dal punto di vista termico, che elettrico e la loro annessione ad una rete di

teleriscaldamento a bassa temperatura. Si vuole studiare la creazione di una Comunità Energetica in cui vengano integrate pompe di calore per la generazione dell'energia termica necessaria al riscaldamento degli edifici e generatori fotovoltaici per autoprodurre parte dell'energia consumata. Si vuole capire il vantaggio di aggregare i carichi termici ed elettrici e la produzione da fotovoltaico. Ci si pone l'obiettivo di analizzare diverse soluzioni: la connessione di un diverso numero di edifici alla rete di teleriscaldamento, l'installazione di fotovoltaico su un diverso numero di edifici, l'utilizzo di un accumulo elettrico e l'annessione di un diverso numero di utenti alla comunità energetica. Lo studio vuole analizzare gli aspetti energetici, economici ed ambientali.

CAPITOLO 2

Reti di teleriscaldamento

Nell'ottica di ridurre l'impatto ambientale del settore energetico, risulta di fondamentale importanza l'utilizzo di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il settore degli edifici.

In Europa, secondo la statistica di Euroheat&Power del 2017, sono in funzione 6000 reti di teleriscaldamento, responsabili del 11-12 % della richiesta di calore nel 2017 e 115 sistemi di teleraffrescamento, per un 2 % della richiesta di freddo.

Le reti di teleriscaldamento, in Italia, sono definite dal Decreto legislativo 102/2014, di recepimento della Direttiva 2012/27/CE (*EED - Energy Efficiency Directive*), come:

Sistema di trasporto dell'energia termica, realizzato prevalentemente su suolo pubblico, finalizzato a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria.

Questi sistemi sono stati inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [4], presentato alla Commissione europea nel gennaio 2020, che assegna a tali sistemi un ruolo importante per il perseguimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile e risparmio energetico.

Secondo il rapporto del GSE [25], alla fine del 2018, in Italia c'erano oltre 300 reti in esercizio, per un'estensione complessiva di 4800 km e 9.3 GW di potenza termica installata per oltre 90000 utenze servite, distribuite in oltre 250 comuni, prevalentemente nella parte settentrionale del Paese. Queste reti soddisfano circa il 2 % della domanda complessiva di energia per il riscaldamento (circa 364 milioni di m³ riscaldati) e produzione di acqua calda sanitaria del Paese, solo per il settore residenziale. Le fonti fossili alimentano complessivamente l'84 % della potenza installata, quasi il 7 % deriva dai rifiuti e il restante 9 % da fonti rinnovabili (biomassa e geotermia prevalentemente).

Inoltre, circa il 68 % della potenza installata è in impianti di sola produzione termica, il resto in impianti cogenerativi. Nel 2018, in Italia, l'energia termica immessa in queste reti è stata di 11.8 TWh, di cui il 75 % circa coperto da fonti fossili, principalmente gas naturale. Il 64 % dell'energia erogata è stata destinata al settore residenziale, il 34 % ai servizi e il restante 3 % all'industria. Le perdite di distribuzione nel 2018 sono state pari al 17 % dell'energia immessa.

Dal 2013 al 2018 c'è stato un aumento dei sistemi di teleriscaldamento in Italia, 42 nuovi comuni (+20 %), per circa 750 km di estensione, 14700 nuove sottocentrali di utenza (+19 %) e 48 milioni di metri cubi riscaldati (+15 %). A questo si associa un aumento dell'energia erogata, (da 9.25 TWh a 9.79 TWh), dell'energia immessa (da 11.0 GWh a 11.8 GWh) e delle perdite (da 1.77 TWh a 2.01 TWh). Inoltre, si rileva una diminuzione dell'energia immessa in assetto cogenerativo alimentato da fonte fossile e un aumento delle fonti rinnovabili.

I sistemi tradizionali di teleriscaldamento consistono in un sistema centralizzato di produzione di vapore o acqua calda, da distribuire in un'area urbana. La prima generazione di reti di teleriscaldamento, introdotta nella fine del XIX secolo, usava vapore come fluido vettore e condotti in cemento. La seconda generazione usava acqua pressurizzata con temperature superiori ai 100 °C, tubature in acciaio con isolamento termico e scambiatori a fascio tubiero presso le utenze. La terza generazione usava acqua calda a temperature più basse (60/90 °C), tubature pre-isolate e scambiatori a piastre. L'opportunità di ridurre le perdite di calore e di aumentare l'efficienza degli impianti di generazione del calore (tipicamente impianti cogenerativi) ha portato molte reti a ridurre le temperature operative, arrivando alla quarta generazione, che rappresenta attualmente la configurazione tipica delle reti. Questi sistemi hanno delle temperature di mandata tra i 55 °C e i 70 °C, questo permette di garantire la produzione di acqua calda sanitaria e di essere efficaci per il riscaldamento sia di edifici nuovi che di edifici esistenti. Recentemente, si sono iniziati a studiare sistemi con temperature ancora più basse, 35-40 °C, con lo scopo di ridurre le perdite di calore e permettere un maggior sfruttamento di calore di scarto o altre fonti rinnovabili a bassa temperatura (solare, geotermico, ecc.), si tratta delle reti di quinta generazione. Queste reti possono fornire direttamente calore per il riscaldamento di nuovi edifici con sistemi radianti a bassa temperatura, in questo caso, per l'acqua calda sanitaria si possono utilizzare riscaldatori elettrici o micro-pompe di

calore. Per gli edifici esistenti, che necessitano di temperature maggiori per il riscaldamento, sono necessarie delle sottostazioni presso le utenze che innalzino la temperatura al livello richiesto, attraverso delle pompe di calore. Se la temperatura della rete viene abbassata ulteriormente, 15-25 °C, si parla di reti a temperatura “neutra” e questo permette di sfruttare la stessa rete sia per il riscaldamento che per il raffrescamento, utilizzando pompe di calore reversibili decentralizzate. Per il fatto che le reti di quinta generazione sono ancora in una fase iniziale di sviluppo, esse sono di diverse tipologie e per la maggior parte si tratta di progetti pilota.

Come evidenziato dallo studio di S. Buffa *et al.* [26], le reti a bassa temperatura hanno i seguenti vantaggi:

- libera fluttuazione della temperatura di rete;
- sfruttamento quasi completo di qualsiasi fonte di calore disponibile;
- la riduzione della temperatura vicina a quella del terreno permette di ridurre quasi a zero le perdite di calore e questo permette di ridurre o annullare l'isolamento;
- la possibilità di lavorare in riscaldamento o raffrescamento indipendentemente dalla temperatura di rete;
- flussi di energia bidirezionali e decentralizzati;
- flessibilità, la stessa rete permette di fornire calore a livelli di temperatura diversi, sfruttando diverse tipologie di pompe di calore presso le sottostazioni;
- sviluppo del concetto di “reti di calore intelligenti” (*smart thermal grids*), le sottostazioni uniscono la parte elettrica a quella termica in un sistema energetico intelligente (*smart energy system*);
- elettrificazione del settore termico nelle aree urbane;
- prestazioni stagionali elevate delle pompe di calore, grazie ad una temperatura di rete maggiore di quella dell'aria esterna d'inverno e inferiore d'estate;
- possibilità di utilizzo di sistemi centralizzato di accumulo stagionale;
- nuovi modelli di business per società multiservizio.

Esse possono presentare anche i seguenti svantaggi:

- maggior complessità delle reti, a causa della presenza di fonti di energia multiple e delle pompe di calore presso le sottostazioni che richiedono delle appropriate strategie di controllo;

- il maggior costo legato alla presenza delle sottostazioni;
- necessità di avere un accumulo per l'acqua calda sanitaria;
- necessità di tubature ed accumuli più grandi (e quindi più costose) a causa di salti di temperatura inferiori;
- costo di pompaggio più elevato a causa delle maggiori portate necessarie per trasportare la stessa energia;
- consumo di elettricità per le pompe di calore.

A questo va aggiunto che il concetto su cui si basano queste reti di nuova generazione implica di rivedere l'approccio tradizionale al teleriscaldamento. L'efficienza delle pompe di calore può anche diventare bassa a seconda della tipologia di edificio e delle temperature richieste, inoltre i costi maggiori legati alle sottostazioni richiedono nuovi modelli di business. Legato a tutto ciò, si presenta il problema dell'adesione dei clienti finali a progetti di questo tipo, che per la loro natura innovativa presentano inevitabilmente alcune incertezze.

Se le fonti di energia sono locali e decentralizzate, non risulta necessario un grande investimento per le stazioni centrali e questo permette di realizzare anche reti di piccole dimensioni che possono essere ampliate in futuro, perché il costo del sistema è in un certo modo proporzionale alle dimensioni della rete.

I nuovi modelli di business devono garantire la sostenibilità economica sia per i gestori della rete che per gli utenti finali. In particolare, nelle reti a bassa temperatura si presenta un elevato investimento iniziale per le sottostazioni presso le utenze, oltre che per il costo della rete di distribuzione. Inoltre, si aggiunge il costo operativo legato al consumo di elettricità. Diventa perciò fondamentale avere a disposizione fonti di calore a basso costo, derivanti da calore di scarto o fonti rinnovabili. Secondo lo studio di J. Vivian *et al* [27], i modelli di business possibili possono essere divisi in due categorie: *Business-as-Usual* (BaU) e *Investment-on-Utility* (IoU). Nel primo l'utente finale sostiene il costo della sottostazione, oltre che i consumi di elettricità e calore a bassa temperatura. Nel secondo, invece, il gestore della rete si fa carico del costo delle sottostazioni presso gli utenti e dei consumi elettrici, possibilmente accordandosi con il gestore della rete elettrica, in questo modo l'utente finale dovrà semplicemente pagare il costo del calore utile. Nel primo caso si presenta una barriera d'ingresso per i nuovi utenti, che potrebbe ostacolare l'adesione

dei clienti alla rete. Nel secondo caso, i costi per il gestore crescono, sia iniziali che operativi, e si possono allungare le tempistiche del recupero economico.

Secondo la suddetta analisi, i prezzi del calore sono influenzati principalmente dalla temperatura di rete, dal salto di temperatura e dalle dimensioni della rete. Questi fattori influenzano i prezzi in modo diverso a seconda del modello di business adottato. Il *Levelized Cost Of Energy* (LCOE) si aggira tra i 90 €/MWh e i 130 €/MWh ed è anch'esso influenzato dalla temperatura di rete, dalla tipologia di edificio, dal salto di temperatura e dal modello di business. In particolare, esso cala se la temperatura di rete e/o il salto di temperatura aumentano. Una temperatura di rete più elevata permette di raggiungere efficienze maggiori delle pompe di calore, mentre una differenza di temperatura più elevata permette di ridurre il diametro delle tubature (anche se penalizza il COP). Per le diverse tipologie di edificio, i risultati non cambiano sostanzialmente, in quanto in un edificio datato l'investimento iniziale influisce meno sul prezzo dell'energia a causa dei consumi più elevati, ma questo è bilanciato da una minor efficienza delle pompe di calore a causa delle temperature maggiori richieste. Confrontando i due modelli di business, IoU risulta leggermente più vantaggioso di Bau, soprattutto per i nuovi edifici. Con una temperatura di rete intorno ai 40-45 °C i prezzi diventano competitivi con quelli delle caldaie a gas tradizionali (intorno ai 95 €/MWh). Con temperature di rete inferiori, il sistema può essere competitivo solo se l'energia elettrica è a basso costo o in parte autoprodotta (sistemi cogenerativi o fotovoltaico).

Anche dal punto di vista di chi fornisce il calore si possono presentare diversi modelli di business. In alcuni casi, la possibilità di smaltire il calore può essere vista come un'opportunità (raffrescamento di datacenters e supermercati), in questo caso il produttore può fornire il calore gratuitamente e anche farsi carico dei costi di allacciamento alla rete. In altri casi, l'investimento può essere coperto dal gestore della rete e il calore può essere remunerato o no a seconda della situazione. I soggetti produttori possono anche essere utenti della rete di teleriscaldamento, di conseguenza le possibilità contrattuali possono essere molteplici, come evidenziato in Flexynets [28].

CAPITOLO 3

Modelli

3.1 Modello EURECA

Per il calcolo del fabbisogno termico degli edifici è stato utilizzato un approccio semplificato basato su un modello resistenza-capacità, applicato attraverso un tool denominato *Energy Urban Resistance Capacitance Approach* (EURECA), sviluppato dai ricercatori dell'Università di Padova.

Nell'ottica di dover considerare decine o centinaia di edifici collegati ad una rete di teleriscaldamento o appartenenti ad una comunità energetica, simulare dettagliatamente ognuno di essi richiede una gran quantità di dati di input ed un elevato costo computazionale. La soluzione adottata è quella di avvalersi di un modello semplificato che possa fornire risultati validi con risorse computazionali limitate. In particolare, si tratta di un modello a "capacità concentrate" (*lumped-capacitance model*) che assume che la massa dell'edificio sia concentrata in un numero discreto di capacità termiche. Questo modello si basa sulle seguenti assunzioni: linearità del meccanismo di trasferimento di calore, rappresentazione delle caratteristiche degli elementi strutturali multistrato attraverso parametri concentrati e approssimazione alla singola zona.

3.1.1 Modello 5R1C

Il tool ha la possibilità di utilizzare due modelli, il primo si basa sul un precedente lavoro di J. Vivian *et al.* [29] di implementazione e validazione del circuito 5R1C introdotto dalla normativa ISO 13790:2008. A cui sono stati aggiunti diversi moduli, al fine di includere eventuali unità di trattamento aria, i carichi latenti, l'effetto della radiazione solare sui componenti vetriati e la generazione fotovoltaica, come spiegato nel recente articolo di A. Zarrella *et al.* [30]. Il modello semplificato 5R1C utilizza cinque resistenze

termiche e una capacità termica, lo schema fisico e il corrispondente circuito equivalente sono rappresentati nella Figura 3.1.

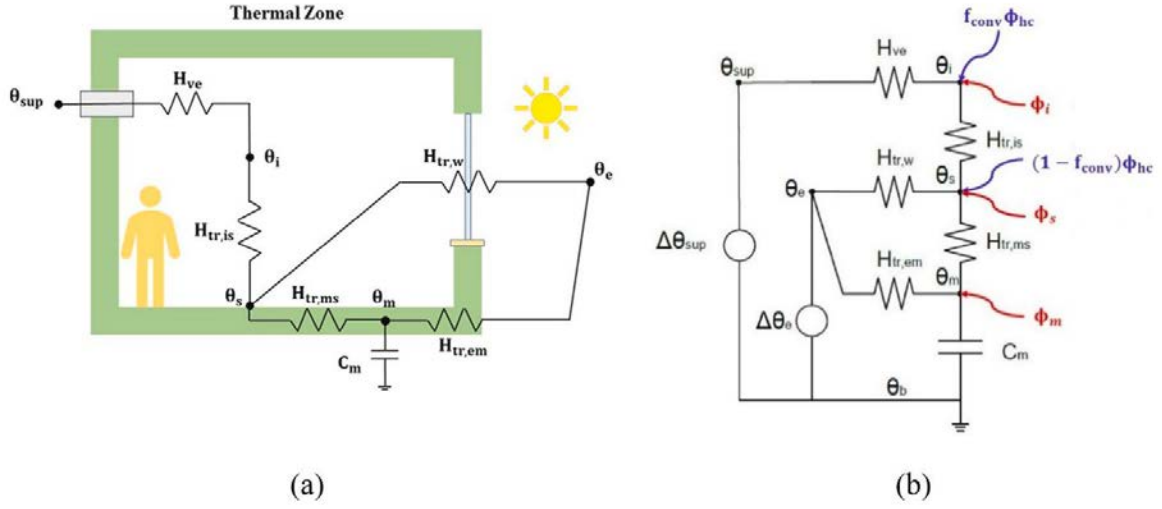


Figura 3.1. Modello 5RIC: (a) schema fisico, (b) schema elettrico equivalente [30]

I carichi termici vengono distribuiti attraverso tre nodi di temperatura del circuito. Una volta che i parametri e le condizioni al contorno sono noti, i seguenti bilanci energetici possono essere risolti:

$$H_{ve}(\theta_{sup} - \theta_i) + H_{tr,is}(\theta_s - \theta_i) + \Phi_i + f_{conv}\Phi_{hc} = 0 \quad (3.1)$$

$$H_{tr,w}(\theta_e - \theta_s) + H_{tr,is}(\theta_i - \theta_s) + H_{tr,ms}(\theta_m - \theta_s) + \Phi_s + (1 - f_{conv})\Phi_{hc} = 0 \quad (3.2)$$

$$H_{tr,em}(\theta_e - \theta_m^\tau) + H_{tr,ms}(\theta_s - \theta_m^\tau) + \Phi_m + \frac{C_m}{\Delta\tau}(\theta_m^{\tau-\Delta\tau} - \theta_m^\tau) = 0 \quad (3.3)$$

dove θ_{sup} è la temperatura d'immissione dell'aria, θ_i è la temperatura dell'aria della zona termica, θ_s è la temperatura superficiale, θ_e è la temperatura dell'aria esterna, θ_m^τ e $\theta_m^{\tau-\Delta\tau}$ sono le temperature della capacità termica per l'intervallo di tempo presente ed il precedente; f_{conv} è un parametro utilizzato per modellare differenti contributi convettivi e radiativi dei terminali d'impianto.

Il sistema lineare è composto da tre bilanci energetici e include quattro variabili indipendenti: le temperature ai tre nodi (θ_i , θ_s , θ_m^τ) e il carico di riscaldamento-raffrescamento Φ_{hc} . Quindi, ci sono due modi per risolvere il sistema: fissare il carico termico Φ_{hc} e calcolare la temperatura dell'aria della zona termica (nel caso di impianti spenti si può fissare il carico a zero) o viceversa fissare la temperatura θ_i (setpoint) e

calcolare il carico termico. Il sistema viene risolto per ogni intervallo di tempo e per ogni edificio, creando un profilo di carico di riscaldamento-raffrescamento per l'intero distretto. La zona termica può essere definita come l'intero edificio oppure si può applicare una suddivisione più dettagliata.

Il processo per ricavare parametri del circuito è quello fornito dalla ISO 13790:2008 [31] partendo da quattro gruppi di dati di input: geometria dell'edificio, caratteristiche delle strutture dell'edificio, abitudini degli utenti e dati meteo.

I dati geometrici sono il perimetro dell'edificio e la superficie in pianta, l'altezza interna, il numero di piani riscaldati, il rapporto tra superfici vetrate e opache, la lunghezza e l'orientazione delle superfici esterne. Questi dati sono forniti attraverso un file di input GIS (Geographic Information System). Inoltre, vengono assegnati due coefficienti di riduzione, uno per i volumi (rh_{net}) e uno per le superfici (rh_{gross}), per tenere conto di errori geometrici, come la presenza di portici, terrazzi, ambienti non riscaldati, ecc. Tali coefficienti vengono moltiplicati rispettivamente per il volume d'aria interno e per tutte le superfici. Il modello semplifica l'edificio considerando una serie di componenti (pareti esterne, vari piani, soffitti, tetti, pareti interne, finestre, porte, ecc.). Ogni serie, chiamata archetipo, corrisponde al criterio di costruzione prescritto dalla legge nazionale a seconda del periodo di costruzione. Per ogni edificio è assegnata la struttura, che riporta la stratigrafia e le caratteristiche termiche di ogni superficie. Vengono impostati anche i dati sull'utilizzo dell'edificio (*schedules*), come i profili di occupazione, di carico degli elettrodomestici, della temperatura e umidità di setpoint e il ricambio d'aria. I dati meteo (temperatura a bulbo secco dell'aria, radiazione solare diretta e diffusa sulla superficie orizzontale, velocità del vento e umidità relativa) sono presi dal *Test Reference Year* (TRY) del luogo considerato, tramite un file in formato *epw*.

Partendo dai dati di input, vengono stimati tutti i vari parametri, in accordo con la norma ISO 13786:

- Coefficiente di dispersione termica per ventilazione:

$$H_{ve} = \rho_a c_a \sum_k \dot{V}_k \quad (3.4)$$

dove ρ_a è la densità, c_a il calore specifico dell'aria e \dot{V}_k la k-esima portata d'aria esterna. Per simulare in maniera appropriata sia le infiltrazioni che la ventilazione

meccanica, il coefficiente H_{ve} è derivato dalla combinazione in parallelo di due coefficienti di dispersione termica per ventilazione: il primo per infiltrazioni/ventilazione naturale e il secondo per la ventilazione meccanica con una certa temperatura di mandata. Il calcolo viene ripetuto per ogni timestep.

- Conduttanza di accoppiamento tra il nodo i e il nodo s:

$$H_{tr,is} = h_{is}A_{tot} \quad (3.5)$$

dove h_{is} è il coefficiente di scambio termico tra il nodo i e il nodo s (3.45 W/(m² K)) e A_{tot} è l'area totale della struttura dell'edificio che s'interfaccia alla zona termica.

- Coefficiente di dispersione termica degli elementi vetrati:

$$H_{tr,w} = \sum_k U_{w,k}A_k \quad (3.6)$$

dove $U_{w,k}$ è la trasmittanza termica dell'elemento vetrato k e A_k è la superficie degli elementi vetrati.

- Capacità termica interna della zona termica:

$$C_m = \sum_i k_i A_i \quad (3.7)$$

dove k_i è la capacità termica interna per unità di superficie dell'elemento di edificio (calcolata secondo la norma ISO 13786:2017) e A_i è la superficie dell'elemento i. Questo calcolo viene applicato a tutte le strutture interne con una capacità termica significativa, incluse i muri interni e i solai.

- Conduttanza di accoppiamento tra il nodo s ed il nodo m:

$$H_{ms} = h_{ms}A_m \quad (3.8)$$

dove h_{ms} è il coefficiente di scambio termico tra il nodo m e il nodo della superficie s (9.1 W/(m² K)), A_m è effettiva area della massa:

$$A_m = \frac{C_m^2}{\sum_i k_i^2 A_i} \quad (3.9)$$

- Conduttanza di accoppiamento tra il nodo m ed il nodo e:

$$H_{em} = \frac{1}{\frac{1}{H_{op}} - \frac{1}{H_{ms}}} \quad (3.10)$$

dove H_{op} è il coefficiente di dispersione termica dell'elemento opaco, valutato secondo ISO 13789. I ponti termici non sono considerati.

- Carichi interni Φ_{int} e solari Φ_{sol} sono valori di input. Sono divisi in tre parti Φ_i , Φ_m e Φ_s :

$$\Phi_i = \frac{1}{2} \Phi_{int} \quad (3.11)$$

$$\Phi_m = \frac{A_m}{A_{tot}} \left(\frac{1}{2} \Phi_{int} + \Phi_{sol} \right) \quad (3.12)$$

$$\Phi_s = 1 - \frac{A_m}{A_{tot}} - \frac{H_{tr,w}}{h_{ms} A_{tot}} \left(\frac{1}{2} \Phi_{int} + \Phi_{sol} \right) \quad (3.13)$$

3.1.2 Modello 7R2C

Il secondo modello implementato si basa su un circuito 7R2C, ovvero con sette resistenze termiche e due capacità termiche, rappresentato nella Figura 3.2 e basato sulla normativa tedesca VDI 6007-1 [32].

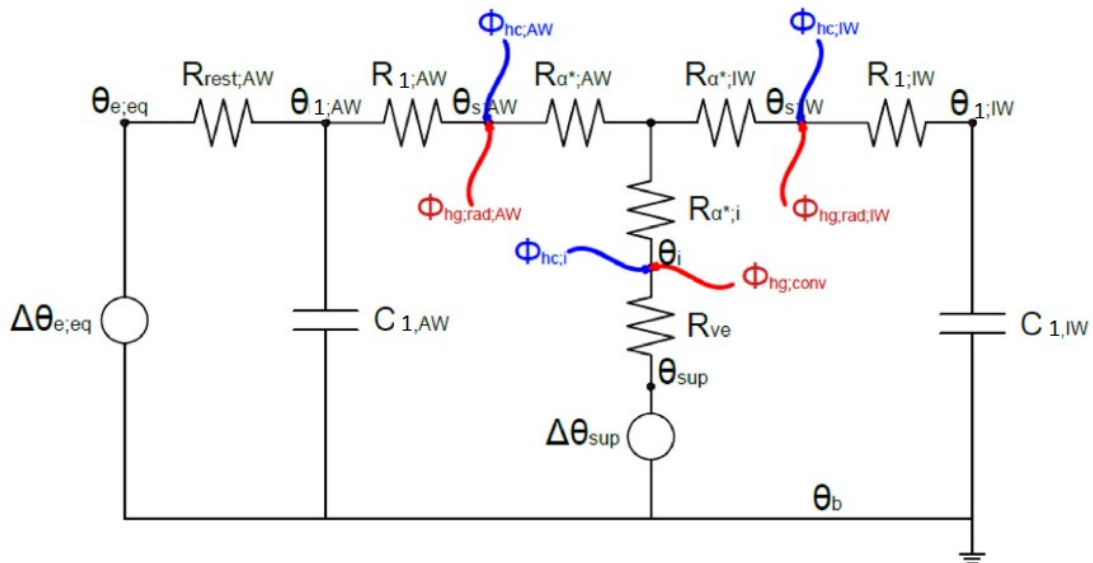


Figura 3.2 – Schema elettrico equivalente modello 7R2C [29]

In questo caso, sono distinte le strutture adiabatiche e non adiabatiche dell'edificio e per ogni gruppo viene assegnata una capacità termica. Questo perché con carichi asimmetrici deve essere considerato anche il flusso termico, oltre che la capacità di accumulo termico. Mentre nel modello 5R1C tutta la massa dell'edificio è concentrata in un singolo

elemento, in questo modello di secondo ordine, le due capacità termiche rappresentano l'intera massa dell'edificio e del volume d'aria interna. Questo implica una minor precisione nella risposta termica ad elevata frequenza, ma il modello è pensato per simulare l'edificio con intervalli di tempo di un'ora. Le sigle AW e IW indicano rispettivamente i componenti non adiabatici e adiabatici dell'edificio. Quindi, $R_{I;AW}$ e $R_{I;IW}$ sono le trasmittanze termiche dinamiche (senza resistenze superficiali) e $C_{I;AW}$ e $C_{I;IW}$ sono le capacità termiche dinamiche dei componenti non adiabatici e adiabatici dell'edificio. La combinazione di differenti strutture dell'edificio per ottenere le resistenze e capacità termiche equivalenti è ottenuta con una connessione in parallelo di resistenze termiche complesse. $R_{ges;AW}$ è una resistenza termica costante delle pareti esterne (incuse le resistenze termiche superficiali di entrambi i lati). $R_{Rest;AW}$ viene calcolata come:

$$R_{Rest;AW} = R_{ges;AW} - R_{1;AW} - \frac{1}{\frac{1}{R_{\alpha;conv;AW}} + \frac{1}{R_{\alpha;rad;AW/IW}}} \quad (3.14)$$

R_{ve} è la resistenza termica di ventilazione che connette il nodo della temperatura interna dell'aria θ_i con il nodo della temperatura di mandata dell'aria θ_{sup} . Lo scambio termico tra l'aria interna e le superfici delle pareti interne è conteggiato attraverso tre resistenze termiche superficiali: lo scambio termico per irraggiamento tra le superfici delle pareti interne ed esterne $R_{\alpha;rad,AW/IW}$, lo scambio termico per convezione tra l'aria interna e le superfici delle pareti interne $R_{\alpha;conv,IW}$ e tra l'aria interna e le superfici delle parete esterne $R_{\alpha;conv,AW}$. La connessione a triangolo delle tre resistenze termiche superficiali è convertita in una connessione equivalente a stella (dando origine a $R_{\alpha^*;AW}$, $R_{\alpha^*;IW}$ e $R_{\alpha^*;i}$) per facilitare la risoluzione delle equazioni dei nodi e degli anelli. Il modello assume che tutte le superfici contribuiscano allo scambio termico per irraggiamento in proporzione alla loro rispettiva superficie.

L'effetto della radiazione solare assorbita dalle superfici esterne e della radiazione emessa da tali superfici verso l'ambiente esterno (cielo e suolo) sono incluse nella temperatura dell'aria equivalente $\theta_{A;eq,gew}$. La temperatura esterna equivalente per ogni superficie è calcolata come segue:

$$\theta_{e;eq} = \theta_e + \Delta\theta_{e;eq;lw} + \Delta\theta_{e;eq;sw} \quad (3.15)$$

dove $\Delta\theta_{e,eq;lw}$ è la caduta di temperatura dovuta alla radiazione emessa dalle superfici esterne verso il cielo e il suolo, mentre $\Delta\theta_{e,eq;sw}$ è l'aumento di temperatura dovuto alla radiazione solare assorbita dalle superfici opache.

I carichi termici di irraggiamento e convezione (incluso il carico di riscaldamento/raffrescamento) sono divisi tra tre differenti nodi: la temperatura dell'aria interna θ_i , la temperatura superficiale delle pareti interne ed esterne $\theta_{s;IW}$ e $\theta_{s;AW}$.

I dati di input e la loro elaborazione sono gli stessi del modello 5R1C e allo stesso modo, il sistema lineare derivante dal circuito elettrico equivalente viene risolto fissando la temperatura interna e calcolando il carico termico oppure fissando il carico termico e calcolando la temperatura interna.

3.1.3 Calcolo dai carichi solari

I carichi solari sono un contributo importante nel bilancio termico dell'edificio, possono influenzare significativamente il carico di riscaldamento/raffrescamento, soprattutto con componenti vetrati poco performanti. Per questo motivo, una valutazione dettagliata dei contributi solari è stata sviluppata all'interno del modello.

Per evitare di dover assegnare troppi dati di input difficili da reperire, i coefficienti di trasmissione, assorbimento e riflessione sono calcolati in funzione della trasmittanza U e del fattore solare normale $SHGC_n$ (*normal Solar Heat Gain Coefficient*), secondo il modello di I. Acosta *et al.* [33]. La procedura consiste nel considerare l'elemento vetrato come uno strato equivalente semplificato e usando diverse correlazioni empiriche valutarne la resistenza termica, il coefficiente di trasmissione τ_n , di assorbimento α_n , di riflessione ρ_n sulla direzione normale e la frazione della radiazione solare assorbita che viene rilasciata all'ambiente interno come flusso convettivo N .

Quando i parametri relativi all'angolo di incidenza normale sono noti, la procedura fissa dieci curve, ognuna corrisponde al fattore di normalizzazione per τ_n e ρ_n per diverse tipologie di vetri comuni. A partire dai valori di U e $SHGC$ la procedura assegna uno dei dieci profili alla finestra, permettendo il calcolo dei parametri in funzione dell'angolo di incidenza ϑ :

$$\tau(\vartheta) = \tau_n(a_1 \cos\vartheta^4 + b_1 \cos\vartheta^3 + c_1 \cos\vartheta^2 + d_1 \cos\vartheta + e_1) \quad (3.16)$$

$$\rho(\vartheta) = \rho_n(a_2 \cos^4 \vartheta + b_2 \cos^3 \vartheta + c_2 \cos^2 \vartheta + d_2 \cos \vartheta + e_2) \quad (3.17)$$

Di conseguenza, il coefficiente di assorbimento e *SHGC* possono essere calcolati, seguendo la procedura di I. Acosta *et al.* [33] e di EnergyPlus [34]. L'angolo di incidenza può essere calcolato per ogni timestep conoscendo le caratteristiche della finestra e la posizione del sole, seguendo il metodo di J. A. Duffie e W. A. Beckman [35]. La posizione del sole è definita dall'altezza solare e dall'azimut, che sono calcolati a partire dalla declinazione solare e dall'angolo orario. Quindi, l'angolo di incidenza è calcolato per ogni finestra usando la sua inclinazione ed orientazione. Alla fine, il carico termico solare dalle superfici opache e vetrate può essere valutato.

La normativa ISO 13790 fornisce due equazioni per calcolare la superficie effettiva per i componenti vetrati e per le strutture opache:

$$A_{sol,gl,i} = F_{sh,i} SHGC_i (1 - F_{f,i}) A_{w,i} \quad (3.18)$$

$$A_{sol,op,j} = \alpha_j R_{se} U_j A_{op,j} \quad (3.19)$$

dove $F_{sh,i}$ è il coefficiente di ombreggiamento per oscuranti e $F_{f,i}$ è la porzione del telaio della superficie $A_{w,i}$ per la finestra i . Per la struttura opaca j : α_j è il coefficiente di assorbimento, U_j è la trasmittanza, R_{se} la resistenza del film esterno e $A_{op,j}$ l'area della struttura.

Alla fine, il carico solare totale è:

$$\Phi_{sol} = \sum_k F_{sh,k} A_{sol,k} I_{sol,k} - F_{r,k} \Phi_{r,k} \quad (3.20)$$

dove $F_{sh,k}$ il coefficiente di ombreggiamento per ostacoli esterni, $I_{sol,k}$ è l'irradianza totale sulla superficie, $F_{r,k}$ è il fattore di vista tra la superficie ed il cielo e $\Phi_{r,k}$ è il flusso radiativo emesso dall'edificio verso la volta celeste. La somma è estesa a tutte le superfici opache e vetrate della zona termica. $\Phi_{r,k}$ è calcolato come:

$$\Phi_{r,k} = R_{se} U_k A_k h_r \Delta\theta_{er} \quad (3.21)$$

dove h_r è il coefficiente di irraggiamento, che può essere approssimativamente 5ε W/(m²K) (ε emissività della superficie esterna) e $\Delta\theta_{er}$ è la differenza di temperatura tra la temperatura esterna e la temperatura apparente della volta celeste. Per i componenti vetrati, viene effettuato un calcolo simultaneo per la componente diretta e diffusa, per quest'ultima si considera 70° l'angolo di incidenza.

3.1.4 Architettura del modello

Il modello è stato implementato attraverso il linguaggio di programmazione Python. Esso risulta adeguato, essendo un linguaggio ad alto livello basato su una costruzione di tipo ad oggetti.

Il processo si divide in una parte di *pre-processing* e una parte di simulazione vera e propria. Nella prima fase vengono acquisiti e poi elaborati i dati di input, richiamando i seguenti file esterni:

- file *epw* per i dati climatici;
- file *geojson* per i dati geometrici bidimensionali (oppure file *cityjson* per dati geometrici tridimensionali);
- file *xlsx* per i dati sull'involucro degli edifici;
- file *xlsx* per le *schedules* sui carichi interni e setpoint di funzionamento degli impianti, con la possibilità di scegliere tra l'utilizzo di profili annuali o giornalieri (che poi vengono ripetuti per creare dei profili annuali).

Inoltre, viene calcolata la radiazione solare. La fase successiva di simulazione prevede la scelta tra il modello 5R1C o 7R2C, l'inizializzazione del distretto, il calcolo dei parametri, dei carichi ed infine del fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento (Figura 3.3).

Il tool prevede anche la possibilità di valutare i mutui ombreggiamenti tra gli edifici, di calcolare i carichi latenti e di considerare l'utilizzo di unità di trattamento aria. Queste ultime funzioni non sono state utilizzate per le simulazioni di questa tesi.

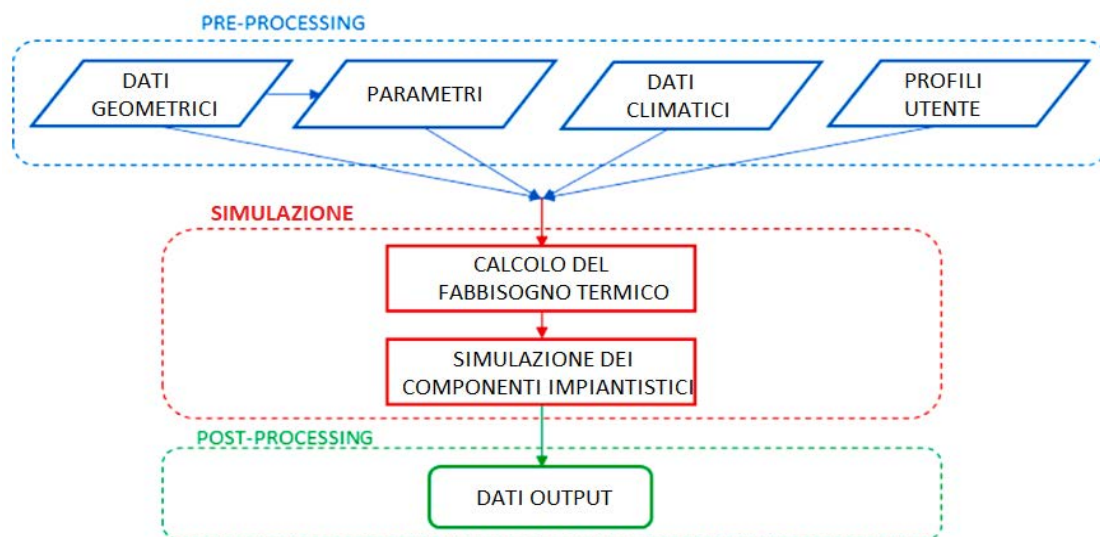


Figura 3.3 - Schema architettura modello EURECA

3.2 Carichi elettrici residenziali

Nell'ottica di Comunità Energetica, nella quale gli utenti svolgono un ruolo attivo nel sistema elettrico, risulta fondamentale, per ottenere dei risultati validi, utilizzare dei profili di carico elettrici realistici, ma allo stesso tempo stocastici.

I profili di carico elettrici degli edifici residenziali sono stati ricavati attraverso il modello *Flexmeter* [36]. Questo modello è in grado di simulare dei profili di potenza realistici degli utenti finali residenziali, con un livello di dettaglio fino al singolo elettrodomestico. Esso genera dei profili casuali di consumo giornaliero, tenendo in considerazione gli elettrodomestici posseduti dal singolo utente, le informazioni statistiche riguardo al loro utilizzo, il consumo di energia annuale per consumatore e considerando allo stesso tempo le curve di potenza standard disponibili a livello aggregato per utenti residenziali.

Il processo di generazione dei profili è basato su tre fasi:

- preparazione dei dati di input,
- generazione dello scenario,
- generazione dei profili di potenza.

Dal punto di vista modellistico, la generazione di profili elettrici può seguire due metodologie: approccio top-down o approccio bottom-up. L'approccio top-down si riferisce all'uso di dati statistici riguardo i consumi aggregati di un gran numero di utenti. Nei dati aggregati, solitamente indicati come *standard load profiles*, è possibile identificare dei pattern comuni di consumo che sono statisticamente validi quando consideriamo un gran numero di utenti. Solitamente si riscontrano delle differenze a seconda della stagione e del tipo di giorno (lavorativo, prefestivo, festivo). Ma ovviamente questo approccio non è adatto a simulare il comportamento casuale degli utenti. Al contrario, l'approccio bottom-up si focalizza sull'aggregazione dei consumi dei singoli elettrodomestici per ottenere un profilo complessivo della richiesta di potenza del consumatore. In questo caso, i profili reali dei classici elettrodomestici disponibili a livello domestico permettono di avere una visione dettagliata e disaggregata del consumo elettrico. Inoltre, la variabilità casuale della domanda di potenza è ben rappresentata. Lo svantaggio principale dell'approccio bottom-up è che generalmente non considera le abitudini dei consumatori e, di conseguenza, a livello aggregato si ottengono dei profili non completamente realistici.

Il modello su cui si basa *Flexmeter* cerca di combinare i benefici di entrambi gli approcci e superare le loro limitazioni. Può essere definito come un approccio bottom-up, in cui dei profili random sono generati dall'aggregazione dal consumo dei singoli elettrodomestici, ma in cui l'allocazione degli eventi è guidata dagli *standard load profiles* in modo da assicurare la generazione di profili validi a livello statistico. In questo modo, il modello può essere utilizzato per generare dati rappresentativi di uno scenario realistico sia a livello di rete che di singolo edificio.

Da una prospettiva di alto livello, la logica è quella per cui più elevato è l'utilizzo di potenza in un certo istante del giorno, più alta è la probabilità di avere uno specifico elettrodomestico attivo in quel momento.

Il funzionamento schematico del modello è rappresentato nella Figura 3.4.

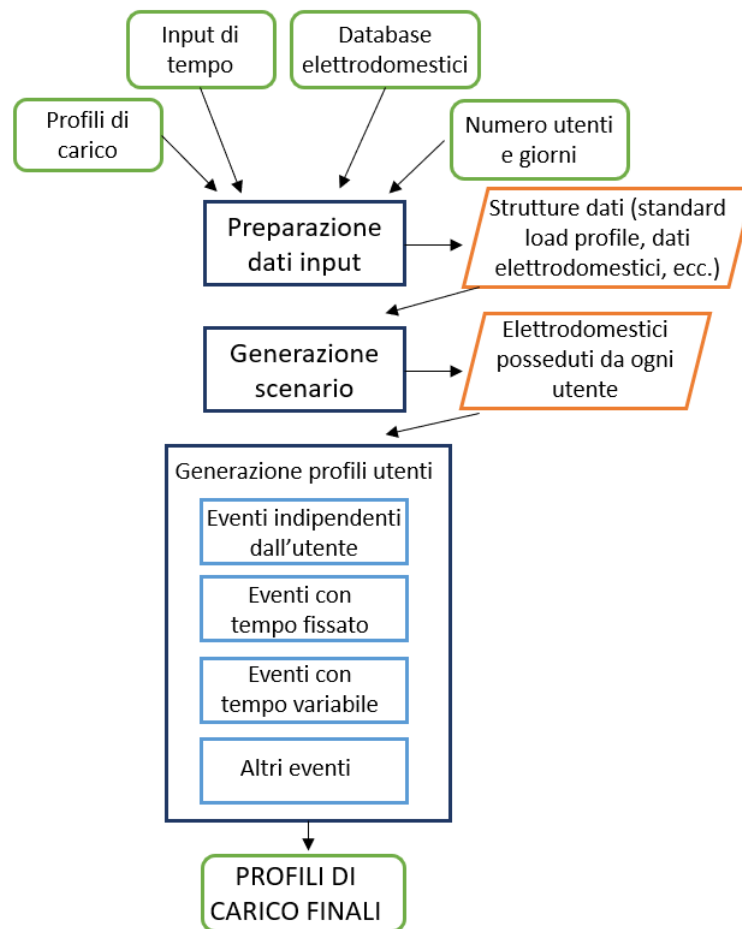


Figura 3.4 - Schema algoritmo Flexmeter

Come dati di input ci sono sia i profili di carico aggregati sia quelli dei singoli elettrodomestici. Molti dati reali sono stati raccolti nella fase di sviluppo del modello, sia

da misurazioni che da database disponibili online con una risoluzione di 1 secondo, sia per quanto riguarda la potenza attiva che reattiva. Per ogni tipologia di elettrodomestico sono disponibili molteplici profili, in modo tale che ad ogni utente venga associato un determinato elettrodomestico e nel caso si generino profili per giorni diversi ogni utente mantiene gli stessi apparecchi. In aggiunta, anche dei dati statistici riguardo alla diffusione dei vari elettrodomestici e della percentuale di consumo di energia sono forniti come input.

Dopo il settaggio dei dati di input, si procede alla creazione dello scenario della rete di distribuzione. Lo scopo principale è quello di determinare la serie di elettrodomestici posseduti da ogni utente considerato nella simulazione (Figura 3.5). Per ogni utente, si estrae per ogni categoria di elettrodomestici un numero casuale da 1 a 100: se questo è minore del livello di diffusione dell'apparecchio, allora esso è considerato posseduto dall'utente e in questo caso un apparecchio viene scelto casualmente da una lista, altrimenti no. Con questo metodo, quando si considerano un gran numero di utenti, si riesce a riprodurre il livello di diffusione dato come input.

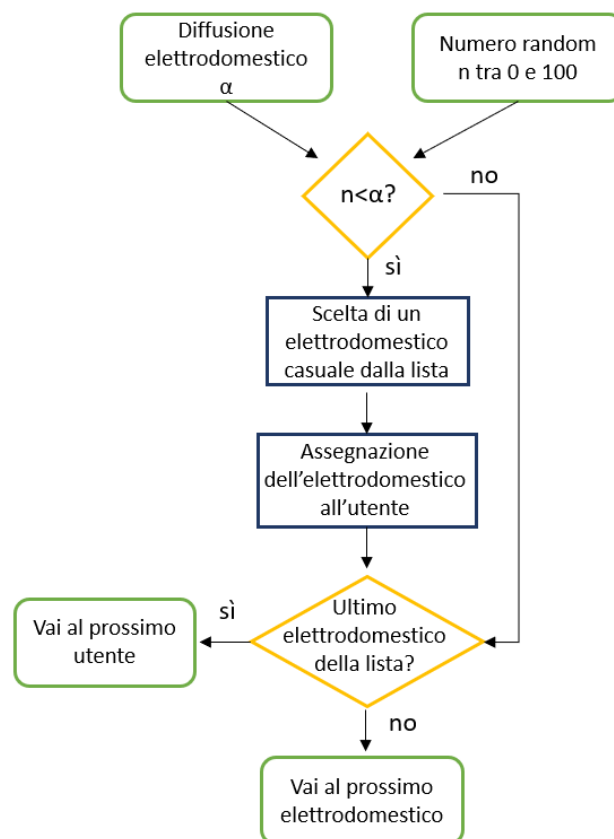


Figura 3.5 - Schema scelta elettrodomestici per ogni utente

Dopodiché, si procede a determinare anche il livello di consumo di energia associato ad ogni elettrodomestico. L'idea generale è che il consumo medio di energia per utente è fornito come dato di input, ma gli utenti che possiedono più elettrodomestici dovrebbero consumare più di quelli che ne hanno meno. Quindi, si calcola il valore iniziale del consumo di energia E_{ai} per ogni apparecchio:

$$E_{ai} = E_{ai\%} E_{avg} \quad (3.22)$$

dove $E_{ai\%}$ è la percentuale del consumo di energia assegnata all'apparecchio a_i e E_{avg} è il consumo di energia medio per utente fornito come input. Poi, si calcola il consumo di energia iniziale E_{tot} per ogni consumatore c_j :

$$E_{tot}(c_j) = \sum_{i=1}^{N_a} E_{ai} \quad (3.23)$$

dove N_a è il numero totale di apparecchi posseduti dall'utente c_j . Visto che tutti i consumatori possederanno solo un sottoinsieme degli apparecchi disponibili, per tutti il consumo di energia risulterà minore del valore medio assegnato. Si calcola il valore medio temporaneo di consumo di energia $E_{c,avg}$ tra gli utenti:

$$E_{c,avg} = \frac{1}{N_c} \sum_{i=1}^{N_c} E_{tot}(c_j) \quad (3.24)$$

dove N_c è il numero totale di consumatori. Si calcola un fattore di scala β per il consumo di energia:

$$\beta = \frac{E_{avg}}{E_{c,avg}} \quad (3.25)$$

Si aggiorna il consumo di energia totale e quello di ogni apparecchio per ogni utente scalando il valore iniziale attraverso il fattore moltiplicativo β . Un certo livello di variabilità (*randomness*) può essere aggiunto al di sopra di questo processo, modificando il fattore di scala per ogni utente con un incremento o decremento casuale. In questo modo, si possono emulare differenti comportamenti di risparmio energetico degli utenti, rendendo lo scenario più vicino al mondo reale.

Una volta che lo scenario è stato generato, si procede alla creazione dei profili casuali per ogni consumatore. Per fare questo, vengono utilizzati quattro diversi algoritmi per generare gli eventi operativi degli specifici elettrodomestici.

Per quelli indipendenti dall'utente, come frigoriferi e freezers, l'utilizzo è continuativo, quindi non c'è bisogno di assegnare un tempo di attivazione. È sufficiente assegnare un profilo di potenza giornaliero e scalarlo per raggiungere il consumo di energia assegnato precedentemente per quell'apparecchio.

Per elettrodomestici dipendenti dall'utente e con una durata di funzionamento fissa, come lavatrici, asciugatrici, lavastoviglie, è necessario determinare se essi saranno attivati durante il giorno o no e, nel caso affermativo, il momento in cui si attivano. Per il primo problema, viene estratto un numero casuale da 0 a 1 e se questo è inferiore al rapporto tra il consumo giornaliero dell'apparecchio fissato e quello effettivo, allora un evento di attivazione viene fissato per quel giorno. Dopodiché, viene sottratto 1 al rapporto calcolato e se risulta ancora maggiore di zero, si ripete l'operazione. Per determinare il momento di attivazione, viene utilizzata la curva dello *standard load profile* per definire una probabilità relativa corrispondente: più alta è la potenza più elevata è la probabilità di attivare l'elettrodomestico in quel momento. Seguendo questo principio, il momento di attivazione è estratto casualmente (con più di un evento nello stesso giorno, si evita di sovrapporre due cicli di funzionamento).

Per apparecchi dipendenti dall'utente e con una durata di funzionamento variabile, come forni, televisori, computer, luci, è l'utente che decide sia quando attivare che quando disattivare l'apparecchio. In questo caso, non c'è una durata di funzionamento predeterminata, ma comunque c'è un andamento di consumo ripetitivo. Quindi bisogna determinare sia la durata dell'evento che il momento d'inizio. Per il primo aspetto, ogni apparecchio è caratterizzato da una durata minima, massima e media dell'evento, da cui si può ricavare la durata in maniera casuale secondo la funzione di probabilità desiderata, in questo caso una distribuzione di Pert. Una volta che la durata è determinata, il profilo di funzionamento può essere ricavato dai dati dell'apparecchio e calcolato il consumo di energia corrispondente. Vengono generati eventi multipli fino a quando il consumo di energia giornaliero raggiunto non corrisponde a quello prestabilito. Per ognuno di questi, il momento d'inizio viene determinato come nel caso precedente.

Per altri apparecchi, che non sono esplicitamente modellati in questo software, ma che sono normalmente presenti a livello domestico, come aspirapolveri, ferri da stiro, tostapane, sono inclusi in una categoria a parte. Per questo genere di elettrodomestici, dei dati statistici sono difficili da trovare, quindi sono considerati tutti come un unico

apparecchio, che include anche tutti quegli apparecchi in stand-by. Quindi, una parte del consumo giornaliero viene assegnato a quest'ultimi ed è uniformemente distribuito durante il giorno. Poi, un apparecchio viene scelto casualmente dal database e una durata variabile viene estratta similmente al caso precedente. Vengono generati eventi multipli, fino a quando il consumo di energia giornaliera previsto non viene raggiunto.

Il singolo profilo di consumo domestico risulta molto rumoroso (Figura 3.6-a), ma a livello aggregato (Figura 3.6-b) più elevato è il numero di consumatori e più il profilo complessivo si avvicina allo *standard load profile*.

Il modello è implementato in MATLAB, attraverso un'interfaccia utente, dove si possono impostare tutti i vari parametri e ricavare i profili giornalieri, differenziati per mese e per tipologia di giorno, che possono poi essere messi assieme per ottenere un profilo annuale.

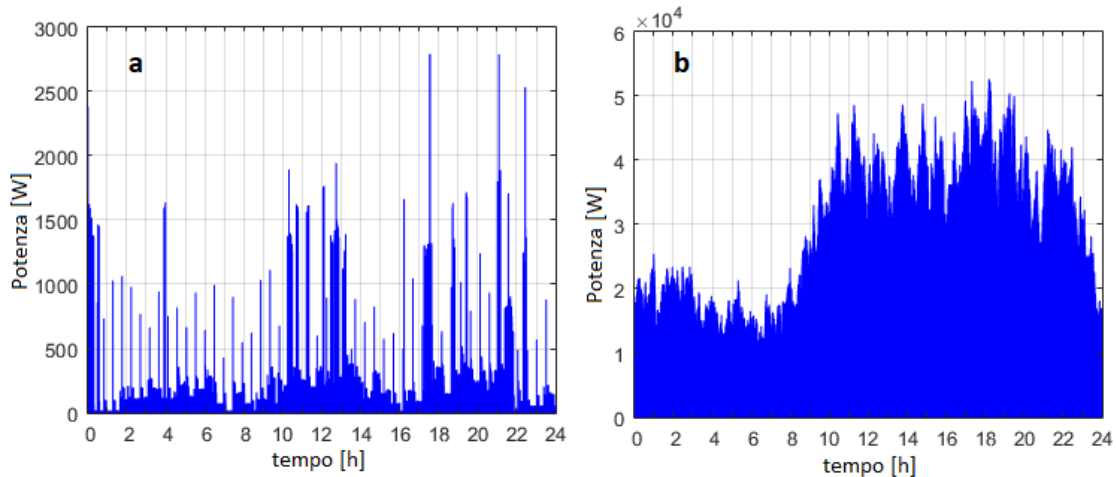


Figura 3.6 - Profili elettrici di 1 utente (a) e 100 utenti (b), per giorno lavorativo gennaio

3.3 Pompe di calore

Per le pompe di calore acqua-acqua da utilizzare assieme ad una rete di teleriscaldamento a bassa temperatura, è stato utilizzato il modello proposto da J. Vivian *et al.* [27].

Per il calcolo delle prestazioni delle macchine sono state usate delle espressioni polinomiali che, in funzione delle temperature di evaporazione e condensazione, calcolano la potenza elettrica del compressore \dot{W}_{el} e il flusso termico all'evaporatore \dot{Q}_{ev} :

$$\dot{W}_{el} = a_0 + a_1 T_{ev} + a_2 T_{cd} + a_3 T_{ev}^2 + a_4 T_{ev} T_{cd} + a_5 T_{cd}^2 + a_6 T_{ev}^3 + a_7 T_{ev}^2 T_{cd} \quad (3.26)$$

$$+ a_8 T_{ev} T_{cd}^2 + a_9 T_{cd}^3$$

$$\dot{Q}_{ev} = b_0 + b_1 T_{ev} + b_2 T_{cd} + b_3 T_{ev}^2 + b_4 T_{ev} T_{cd} + b_5 T_{cd}^2 + b_6 T_{ev}^3 + b_7 T_{ev}^2 T_{cd} \quad (3.27)$$

$$+ b_8 T_{ev} T_{cd}^2 + b_9 T_{cd}^3$$

dove i coefficienti dei polinomi a_i e b_i dipendono dal tipo di compressore e sono riportati nella Tabella 3.1. La temperatura di evaporazione T_{ev} dipende dalle temperature del fluido della rete di teleriscaldamento $T_{ev,in}$, ipotizzata costante e pari a 40 °C, dalla differenza di temperatura tra mandata e ritorno ΔT_w , fissata a 10 °C e da una differenza di temperatura minima tra i due fluidi (pinch-point) ΔT_{pp} di 3 °C:

$$T_{ev} = T_{w,ev,in} - \Delta T_w - \Delta T_{pp} = 40^\circ\text{C} - 10^\circ\text{C} - 3^\circ\text{C} = 27^\circ\text{C} \quad (3.28)$$

La temperatura al condensatore T_{cd} è calcolata come quella di mandata per l'impianto di riscaldamento dell'edificio $T_{w,cd,out}$ sommata ad una differenza di temperatura minima $\Delta T_{cd,ap}$ di 3 °C:

$$T_{cd} = T_{w,cd,out} + \Delta T_{cd,ap} \quad (3.29)$$

La temperatura di mandata necessaria per l'impianto di riscaldamento è stata calcolata in funzione della temperatura esterna e a seconda dell'età dell'edificio, come rappresentato nella Figura 3.7.

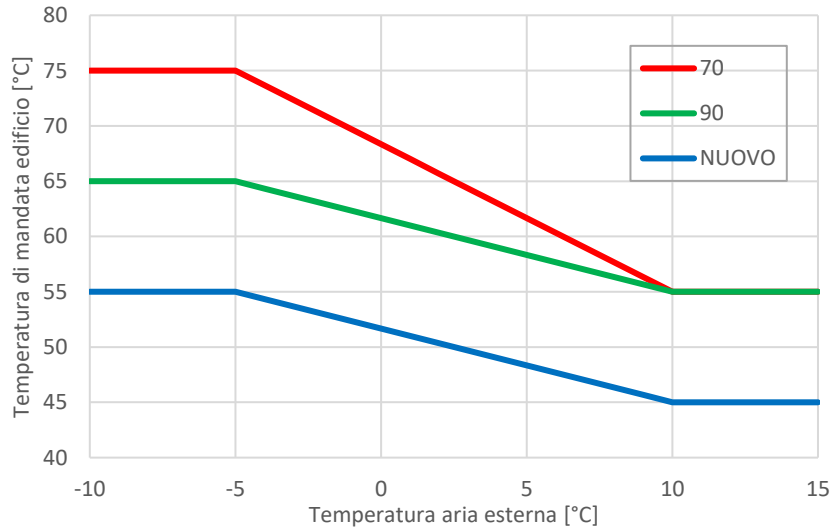


Figura 3.7 - Curve di temperatura di mandata per gli edifici di riferimento

Tabella 3.1 - Coefficienti polinomiali dei compressori utilizzati [27]

Comp.	a ₀	a ₁	a ₂	a ₃	a ₄	a ₅	a ₆	a ₇	a ₈	a ₉
C40	208.71	-102.64	127.5	-3.239	5.27	-2.053	-0.047	0.074	-0.058	0.022
C45	233.18	-114.67	142.49	-3.619	5.888	-2.294	-0.052	0.083	-0.064	0.025
C50	272.24	-133.9	166.36	-4.225	6.874	-2.678	-0.061	0.097	-0.075	0.029
C64	342.99	-68.673	209.6	-5.323	8.661	-3.374	-0.077	0.122	-0.095	0.036
C75	5390.9	34.277	26.865	-0.809	1.499	-0.433	-0.014	0.038	-0.036	0.024
C100	-2632.6	161.3	476.47	4.803	-7.22	-6.928	0.053	-0.091	0.063	0.061
C125	-3313.4	203	599.7	6.046	-9.087	-8.719	0.066	-0.114	0.08	0.076
C150	-4051.5	248.22	733.3	7.392	-11.111	-10.662	0.081	-0.14	0.097	0.093
	b ₀	b ₁	b ₂	b ₃	b ₄	b ₅	b ₆	b ₇	b ₈	b ₉
C40	5501.2	-235.8	741.9	-14.061	35.355	-17.7	-0.25	0.451	-0.386	0.108
C45	6153.3	-264.5	831.2	-15.76	39.607	-19.83	-0.28	0.505	-0.432	0.12
C50	7196.1	-309.3	972.02	-18.43	46.318	-23.19	-0.327	0.591	-0.505	0.141
C64	8726.2	-381.86	1191.4	-22.64	56.75	-28.41	-0.401	0.724	-0.619	0.173
C75	30381	1113.5	82.355	20.034	2.174	-5.673	0.133	-0.123	-0.092	0.021
C100	52843	1490.3	-478.96	34.336	-0.374	1.11	0.226	-0.287	-0.089	-0.011
C125	65404	1844.2	-591.35	42.488	-0.416	1.342	0.28	-0.355	-0.111	-0.013
C150	81296	2292.7	-736.34	53.816	-0.564	1.699	0.348	-0.442	-0.137	-0.016

Il flusso termico all'evaporatore e la potenza meccanica del compressore sono poi stati sommati per calcolare la capacità della pompa di calore, ovvero il flusso termico al condensatore \dot{Q}_{cd} :

$$\dot{Q}_{cd} = \dot{Q}_{ev} + \eta_{el} \dot{W}_{el} \quad (3.30)$$

dove η_{el} è l'efficienza globale del motore collegato al compressore, considerata pari a 0.95, il restante 5 % sono perdite elettriche. Il coefficiente di prestazione COP della pompa di calore è definito come il rapporto tra la potenza termica al condensatore e il lavoro elettrico del compressore:

$$COP = \frac{\dot{Q}_{cd}}{\dot{W}_{el}} \quad (3.31)$$

Esso è stato valutato per ogni ora dell'anno di riferimento, per ogni tipo di compressore e per ogni classe d'età degli edifici.

3.4 Fotovoltaico

È stato implementato un modulo specifico per il calcolo della produzione annuale del fotovoltaico, basato sulla piattaforma PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) [37]. I valori chiave di input sono i dati meteo (radiazione solare diretta e diffusa sul piano orizzontale, temperatura esterna di bulbo secco e velocità del vento), contenuti nel *Test Reference Year* e acquisiti da un file *epw* e i dati dei moduli FV (posizione, superficie ed efficienza nominale). Per prima cosa, viene calcolata la radiazione totale sul piano del modulo, stimando la radiazione diretta, quella diffusa con ipotesi di cielo isotropo e la radiazione riflessa con un coefficiente di albedo pari a 0.2. L'angolo di incidenza per la radiazione diretta è calcolato come riportato nella sezione 3.1.3. Le prestazioni del modulo sono valutate in funzione della temperatura e dell'irradianza, secondo il modello di T. Hult *et al.* [39], attraverso le seguenti equazioni:

$$T_m = T_a + \frac{TRTS}{U_0 + U_1 w} \quad (3.32)$$

$$\begin{aligned} \eta_{rel} = 1 + k_1 \log\left(\frac{TRTS}{TR_{stc}}\right) + k_2 \log^2\left(\frac{TRTS}{TR_{stc}}\right) + k_3(T_m - T_{stc}) \\ + k_4(T_m - T_{stc}) \log\left(\frac{TRTS}{TR_{stc}}\right) + k_5(T_m - T_{stc}) \log^2\left(\frac{TRTS}{TR_{stc}}\right) \\ + k_6(T_m - T_{stc})^2 \end{aligned} \quad (3.33)$$

dove T_a è la temperatura dell'aria, $TRTS$ è la radiazione totale sul piano del modulo, w è la velocità del vento, TR_{stc} e T_{stc} sono i coefficienti standard per la radiazione e la temperatura del modulo. La temperatura del modulo T_m è stata calcolata secondo il modello proposto da D. Faiman [40]. I coefficienti U_i e k_i sono settati per moduli in silicio cristallino, presi dagli articoli di M. Koehl *et al.* [41] e di T. Huld *et al.* [37]. Alla fine, è possibile calcolare la potenza istantanea prodotta dal modulo:

$$P_{el} = TRTS A_m \eta_{nom} \eta_{rel} \quad (3.34)$$

dove A_m è l'area del modulo, η_{nom} è l'efficienza del modulo in condizioni standard e P_{el} è la potenza elettrica risultante. Anche le perdite angolari sono considerate all'interno di $TRTS$ secondo il modello di N. Martin e J. M. Ruiz [42]. Il calcolo è fatto per ogni timestep, considerando la potenza elettrica risultante come la potenza elettrica media oraria prodotta dal FV e poi anche la producibilità annua viene calcolata.

Bisogna precisare che questo metodo tiene conto delle variazioni giornaliere della radiazione solare, ma non della variabilità istantanea (ad esempio dovuta al passaggio di nubi). Di conseguenza, si ottengono dei profili orari dalla caratteristica forma “a campana” che si discostano da quelli reali, che presentano una più marcata discontinuità durante la giornata. Un esempio è riportato nella Figura 3.8, riferito ai dati climatici del caso studio, orientazione a sud con inclinazione di 25°. Il comportamento medio è in ogni caso ben rappresentato e a livello aggregato le differenze si riducono, ma in termini di autoconsumo orario questo aspetto potrebbe comportare una sovrastima.

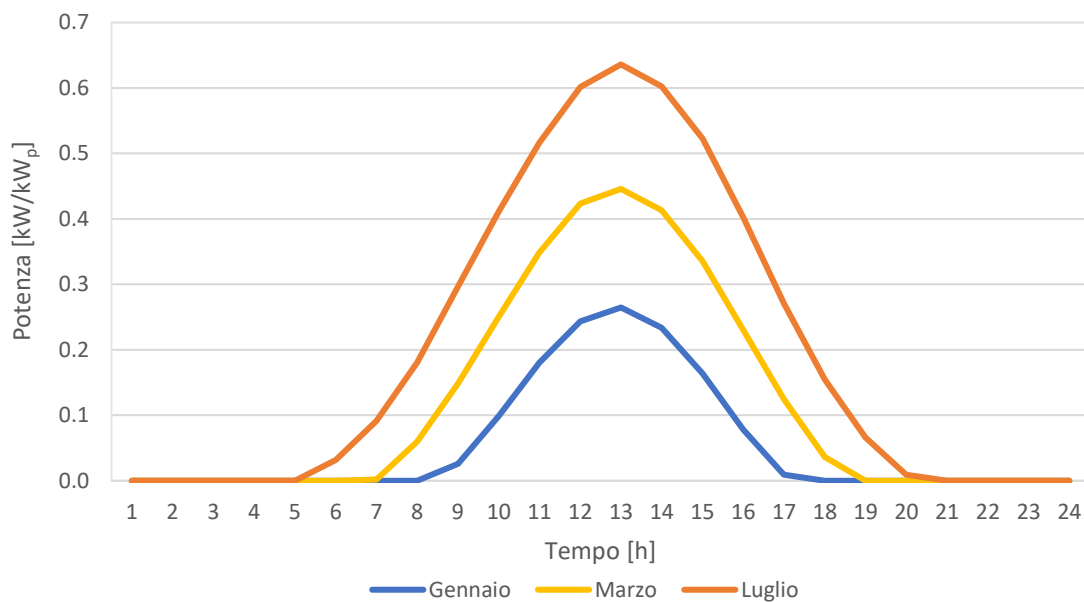


Figura 3.8 - Profilo giornaliero produzione FV in diversi mesi

CAPITOLO 4

Caso studio: Montegrotto Terme

4.1 Distretto di edifici

Il distretto di edifici considerato si trova nell'area centrale di Montegrotto Terme, principalmente lungo via Roma e via Plinia e comprende 61 edifici, ovvero tutti gli edifici della zona che sono stati considerati appropriati (Figura 4.1).



Figura 4.1 - Piantina edifici Montegrotto

Essi possono essere così suddivisi in base alla destinazione d'uso:

- 35 edifici puramente residenziali;
- 19 edifici misti (residenziali + negozi/uffici);
- 2 edifici comunali (uffici);
- 2 luoghi di culto/riunione;
- 1 edificio commerciale;
- 2 scuole.

Gli edifici sono stati disegnati in pianta attraverso il software QGIS (Figura 4.1), partendo dalle superfici contenute nella Carta Tecnica Regionale (CTR). Da tale software è possibile ricavare le dimensioni e l'orientazione, inoltre, ad ogni edificio sono stati assegnati degli attributi: un id, un nome, un codice per la classe d'età, un codice per i carichi interni, il numero di piani, l'altezza, un coefficiente di riduzione per i volumi (*rh_net*) e uno per le superfici (*rh_gross*). Queste informazioni sono salvate in un file in formato *geojson*. La lista degli edifici considerati con le caratteristiche principali è riportata nella Tabella 4.1.

I coefficienti *rh_net* e *rh_gross* risultano utili per considerare la presenza di sporgenze, rientranze, spazi non riscaldati e più in generale le differenze tra le dimensioni lorde e quelle nette. Si è scelto di differenziare i valori di questi coefficienti a seconda della tipologia di edificio: per le abitazioni unifamiliari dei coefficienti pari a 0.6, per le abitazioni bifamiliari 0.7 e per i restanti edifici 0.8 (riduzione rispettivamente del 40%, 30% e 20% delle dimensioni lorde). Questo per considerare il diverso livello di approssimazione che si ha considerando l'intero edificio come un'unica zona termica a seconda della tipologia di edificio. Di conseguenza, anche le superfici in pianta degli edifici, utilizzate per varie valutazioni, sono state ridotte di conseguenza.

Ad ogni edificio è stata assegnata una classe d'età (anni '70, anni '90 o di recente costruzione), ad ognuna di queste classi è stata associata una stratigrafia dei principali elementi degli edifici (pareti esterne, pareti interne, coperture, solai interpiano, solai contro terra ed elementi vetrati) formando tre archetipi. Ogni materiale che compone i vari elementi costruttivi opachi è caratterizzato da una serie di parametri: spessore, conduttività, densità, calore specifico e coefficiente di assorbimento. Mentre gli elementi vetrati sono caratterizzati dai seguenti parametri: trasmittanza termica totale, fattore solare (*solar heat gain*), coefficiente di trasmissione nel visibile. Sempre per gli elementi vetrati sono fissati altri parametri, uguali per tutti gli archetipi: frazione del telaio pari a 0, fattore di ombreggiamento per oggetti mobili esterni pari a 1 ed elementi fissi esterni pari a 0.9 e fattore di correzione pari a 1. Inoltre, sono fissati anche i rapporti tra superfici vetrate e superfici opache nelle varie orientazioni: 5% a nord, 20% a est e ovest e 10% a sud (per una media di 13.8 % sull'intero edificio).

Tabella 4.1 - Edifici considerati e loro caratteristiche principali

ID	Descrizione	Sup. piano [m ²]	N. piani	Carichi interni	Classe età
1	scuola media	2108	2	scuola	70
2	caserma	313	2	residenziale	70
3	casa bifamiliare	211	2	residenziale	70
4	casa bifamiliare	119	2	residenziale	70
5	casa bifamiliare	110	2	residenziale	70
6	casa bifamiliare	159	2	residenziale	70
7	casa bifamiliare	89	2	residenziale	70
8	casa singola	93	2	residenziale	70
9	condominio	215	3	residenziale	70
10	casa bifamiliare	142	2	residenziale	70
11	casa bifamiliare	127	2	residenziale	70
12	casa bifamiliare	143	2	residenziale	70
13	casa singola	52	2	residenziale	70
14	casa singola	101	2	residenziale	70
15	condominio	257	2	residenziale	90
16	condominio	261	2	residenziale	90
17	casa bifamiliare	179	2	residenziale	70
18	casa singola	165	2	residenziale	70
19	condominio + negozi	327	4	residenziale	70
20	casa singola	113	2	residenziale	new
21	casa bifamiliare	136	2	residenziale	70
22	casa singola	110	2	residenziale	70
23	condominio + negozi	211	2	residenziale	70
24	casa singola	89	2	residenziale	70
27	condominio	192	2	residenziale	70
28	casa + negozio	313	3	residenziale	70
29	condominio + negozi	336	2	residenziale	70
30	casa + negozio	229	2	residenziale	70
32	patronato1	87	2	residenziale	70
33	patronato	236	3	ufficio	70
34	patronato2	137	2	residenziale	70
35	condominio + negozi	193	3	residenziale	70
36	casa singola	89	2	residenziale	70
37	condominio + bar	188	3	residenziale	70
38	casa singola	160	2	residenziale	70
39	casa singola	134	2	residenziale	70
40	condominio + negozi	241	3	residenziale	70
41	casa singola	85	2	residenziale	70
42	condominio + negozi	393	4	residenziale	70
43	casa singola	72	2	residenziale	70
44	casa + negozio	262	2	residenziale	70
45	condominio + negozi	163	3	residenziale	70
46	officina	244	2	ufficio	70
47	condominio	345	3	residenziale	new
48	casa + bar	268	2	residenziale	70
49	condominio + negozi	271	3	residenziale	70
50	condominio	208	3	residenziale	70
51	condominio + negozi	130	3	residenziale	70
52	condominio	47	2	residenziale	70
53	condominio	126	3	residenziale	70
54	condominio + negozi	344	4	residenziale	70
55	condominio + negozi	225	3	residenziale	70
56	condominio	128	2	residenziale	70
57	pasticceria	100	2	ufficio	70
58	comune	719	3	ufficio	70
59	ufficio tecnico	227	3	ufficio	70
60	condominio + negozi	171	3	residenziale	70
61	condominio + negozi	161	3	residenziale	70
62	condominio	407	3	residenziale	70
63	oratorio	313	3	ufficio	70
64	asilo	734	2	scuola	70

I principali parametri caratteristici degli archetipi (trasmittanza U, fattore solare g e coefficiente di trasmissione nel visibile τ_v) sono riportati nella Tabella 4.2. Gli archetipi sono stati realizzati basandosi sulla norma UNI/TR 11552 [43], nella tesi di dottorato di L. Carnieletto [44].

Tabella 4.2 - Archetipi per classe d'età degli edifici

Archetipo	Anno '70	Anni '90	>2005
Copertura	Solaio latero-cementizio (16 cm + 12 cm)	Solaio latero-cementizio (24 cm)	Solaio latero-cementizio, isolato (24 cm + 10 cm)
U [W/(m ² K)]	1.34	0.79	0.33
Solaio contro terra	Fondazioni in cemento, massetto tradizionale (12 cm)	Fondazioni in cemento, massetto alleggerito (12 cm)	Fondazioni in cemento, massetto alleggerito (12 cm) - isolamento (10 cm)
U [W/(m ² K)]	1.42	0.90	0.23
Solaio interpiano	Solaio latero-cementizio, massetto tradizionale (16 cm+ 10 cm)	Pavimento con solaio latero-cementizio (24 cm), massetto tradizionale (12 cm) - isolamento (2 cm)	Solaio latero-cementizio, massetto alleggerito (12 cm) - isolamento (10 cm)
U [W/(m ² K)]	1.27	1.22	0.52
Parete esterna	Muratura a cassa vuota con mattoni pieni/forati (12-8-12)	Muratura con intercapedine isolata con mattoni pieni/forati (25-4-8)	Mattoni forati con medio isolamento (30-10)
U [W/(m ² K)]	0.98	0.60	0.30
Parete interna	Mattoni forati e intonaco (8 cm)	Mattoni forati e intonaco (8 cm)	Mattoni forati e intonaco (8 cm)
U [W/(m ² K)]	2.39	2.39	2.39
Elementi vetrati	Doppio vetro, intercapedine d'aria, telaio metallico senza taglio termico	Doppio vetro, intercapedine d'aria, telaio metallico con taglio termico	Doppio vetro bassa emissività, intercapedine d'aria/gas, telaio in legno
U [W/(m ² K)]	3.7	3.4	2.2
g	0.7	0.7	0.27
τ_v	0.79	0.79	0.64

I carichi interni sono stati suddivisi in tre categorie: residenziale, uffici, scuole. Ad ogni categoria sono state assegnate delle diverse schedule per i carichi elettrici (elettrodomestici e illuminazione), l'occupazione, la temperatura, l'umidità e la

ventilazione, secondo l'allegato C della normativa EN 16798-1-2019 [45]. In particolare, il riscaldamento/raffrescamento risulta sempre attivo per il residenziale, per gli uffici è attivo dalle 8 alle 18 dei giorni feriali, mentre per le scuole è attivo dalle 9 alle 17, a cui è stato aggiunto un preriscaldamento di 3 ore a temperatura crescente (per evitare eccessivi picchi all'accensione). I valori di setpoint di temperatura sono stati fissati a 20 °C per il riscaldamento (attivo dal 15 ottobre al 15 aprile) e a 26 °C per il raffrescamento (attivo dal 15 giugno al 15 settembre). Per la ventilazione è stata considerata solo quella naturale e per le scuole si è scelto un valore di 1.5 volumi/h durante le ore di funzionamento per non sovrastimare il carico termico (questa scelta è stata calibrata confrontando il fabbisogno termico con i consumi reali di gas). I valori nominali dei carichi interni per le varie categorie di edificio sono riportati nella Tabella 4.3.

Tabella 4.3 - Valori nominali carichi interni edifici

	Persone	Elettrod.	Illuminaz.	Infiltrazioni	Vapore	Ventilazione
Unità di misura	[W/m ²]	[W/m ²]	[W/m ²]	[vol/h]	[g/(m ² h)]	[m ³ /(h m ²)]
Residenziale	2.83	3	3	0.2	2.12	1.8
Uffici	4.7	12	12	0.2	3.53	2.88
Scuole	13.8	8	8	0.2	11.11	1.5 [vol/h]

4.2 Clima

Il clima della zona di Montegrotto è molto simile al clima di Venezia (zona climatica E), perciò sono stati utilizzati i dati climatici del *Test Reference Year* (TRY) di Venezia-Tessera, tramite un file in formato *epw* disponibile nel sito di *EnergyPlus* [38]. Tale file si basa sui dati climatici Giovanni De Giorgio [46], costruito sulla base di dati statistici raccolti tra il 1951 e il 1970, integrati e rielaborati nel 1984 dal Centro di Ricerca Termica e Nucleare dell'ENEL. In particolare, si tratta di un anno tipo costituito da una sequenza di mesi reali provenienti da anni diversi, con informazioni sulla radiazione solare diretta e diffusa sul piano orizzontale, la temperatura e la velocità dell'aria e l'umidità relativa esterna. I valori di radiazione solare diretta e diffusa sono stati calcolati a partire dalla radiazione globale attraverso le seguenti correlazioni:

- D. G. Erbs *et al.* [47] per la stima del rapporto tra irradiazione diffusa e totale giornaliera;

- B. Y. H. Liu e R. C. Jordan [48] modificata per la stima del fattore di ripartizione della irradiazione diffusa giornaliera in irradiazione diffusa oraria;
- M. Collares-Pereira e A. Rabl [49] modificata per la stima del fattore di ripartizione della irradiazione totale giornaliera in irradiazione totale oraria.

Queste informazioni sono state utilizzate per valutare la radiazione solare sia per il contributo sull'edificio sia per il calcolo della producibilità del fotovoltaico.

4.3 Zona ad anomalia termica

Il comune di Montegrotto Terme fa parte del Bacino Termale Euganeo, caratterizzato dalla presenza di acque termali. All'interno del bacino si possono distinguere tre aree, caratterizzate da diversi livelli di temperatura e salinità: Abano, Montegrotto e Battaglia-Galzignano. Le acque di Montegrotto hanno temperature tra 60 °C e 80 °C e contenuto di sali disciolti tra 3500 ppm e 5000 ppm [50].

Le acque termali vengono sfruttate dagli stabilimenti termali e da pochi altri concessionari presenti sulla zona. Le falde si trovano tra i 200 m e i 1000 m di profondità, da cui vengono estratte le acque attraverso pozzi. A causa della progressiva riduzione del livello piezometrico e della conseguente subsidenza verificatasi a partire dal 1970, come verificato nello studio di G. Gottardi *et al.* [51], attualmente le acque vengono estratte solo in profondità, anche oltre i 1000 m dal piano di campagna.

Per salvaguardare le proprietà sanitarie delle acque termali, riconosciute a livello legislativo (D.M 15/12/1994), l'utilizzo di quest'ultime è regolamentato e limitato all'uso termale a scopo terapeutico (Legge regionale n.31 del 20/03/1975). Anche la quantità massima di acqua che può essere prelevata da ciascun stabilimento è stabilita per legge, secondo il piano regionale. Invece, lo sfruttamento delle acque di risulta è consentito anche per scopi diversi da quello terapeutico, che devono essere agevolati dai titolari delle concessioni. Gli stabilimenti termali utilizzano l'acqua estratta per il riscaldamento degli stabilimenti, per la produzione di acqua calda sanitaria, per la maturazione dei fanghi termali, per il riscaldamento delle piscine non termali, per l'alimentazione delle piscine termali e per il reparto cure. Ogni stabilimento ha la sua tipologia impiantistica. Secondo i dati BIOCE del 31/12/2016 risultano attive 27 concessioni nel Comune di Montegrotto

Terme, con un'estrazione di acqua termale pari a 4.3 milioni di metri cubi all'anno. Negli anni c'è stata una riduzione del prelievo di acqua termale, a causa della riduzione del turismo.

C'è quindi la possibilità di realizzare una rete di teleriscaldamento che sfrutti l'energia termica delle acque reflue a valle degli stabilimenti termali nel Comune di Montegrotto Terme. Questo consentirebbe di ridurre il consumo di energia primaria e le emissioni di anidride carbonica e altri inquinanti dovute al riscaldamento degli edifici della zona.

Come riportato nello Studio del 2018 [52], le acque reflue possono essere disponibili a temperature comprese tra i 35 °C e i 55 °C durante la stagione invernale. Le caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua termale la rendono corrosiva, inoltre, vi è anche la presenza di residui solidi a valle del processo di maturazione dei fanghi. Tutto ciò non rende possibile un uso diretto del fluido, ma è necessario prevedere uno scambio termico intermedio per far circolare nella rete di distribuzione acqua tecnica, tale passaggio fa diminuire la temperatura disponibile di ulteriori 3-5 °C. Perciò, si può decidere di installare una pompa di calore centralizzata con caldaia di back-up, realizzando una rete tradizionale, che distribuisce calore a 70/40 °C oppure si può optare per una rete di nuova generazione, che distribuisce calore a bassa temperatura per poi innalzarla a seconda delle esigenze di ogni edificio attraverso pompe di calore decentralizzate. La seconda opzione si dimostra più efficiente, in quanto invece di produrre calore a 70 °C per tutte le utenze, ogni pompa di calore può adattare la temperatura in base alle caratteristiche del singolo edificio. Inoltre, si possono ridurre le perdite di calore ed evitare l'utilizzo della caldaia per soddisfare i picchi di carico. Oltre al fatto, che avendo tanti punti di scarico quanti sono gli stabilimenti termali, con una rete a bassa temperatura essi possono alimentarla direttamente mediante degli scambiatori, mentre nel caso di una pompa di calore centralizzata bisognerebbe convogliare tutti gli scarichi in un'unica condotta. Infine, una rete a bassa temperatura rende possibile l'eventuale sfruttamento di altre fonti rinnovabili o di scarto presenti sul territorio.

Quindi, considerando che le acque reflue hanno temperature intorno ai 45 °C, necessitano di un eventuale innalzamento della temperatura per alimentare i terminali d'impianto, attraverso pompe di calore acqua-acqua che possono essere installate direttamente nelle sottostazioni delle utenze. Si tratta quindi di una rete a bassa temperatura, le cui caratteristiche sono stata riportate nel CAPITOLO 2.

In questo caso, si ha a disposizione una fonte di calore rinnovabile e gratuita o a basso costo che permetterebbe di rendere sostenibile il progetto sia dal punto di vista ambientale che economico. La presenza di pompe di calore determina anche un consumo di energia elettrica e questo si integra con la possibilità di installare impianti fotovoltaici sui tetti degli edifici da riscaldare o anche su altre superfici a disposizione. La presenza di edifici con diverse destinazioni d'uso (residenziale, scolastico, amministrativo e commerciale) si presta bene alla realizzazione di una comunità energetica che possa condividere la produzione del fotovoltaico e i consumi elettrici legati alle pompe di calore e ad altri usi. Infatti, avendo diversi profili di carico o di generazione per ogni edificio, con consumi in orari diversi o generazione solo per alcuni edifici, è possibile aumentare l'autoconsumo aggregando più utenti in una comunità energetica. Si tratta quindi di una comunità sia termica che elettrica, dove le due forme di energia sono interconnesse grazie alla presenza delle pompe di calore.

CAPITOLO 5

Metodo

Per verificare la fattibilità ed il vantaggio di una comunità energetica con pompe di calore decentralizzate e fotovoltaico, che possa sfruttare il calore geotermico di scarto dei centri termali attraverso una rete di teleriscaldamento, è stata realizzata un'analisi energetica basata sui consumi dei singoli edifici, che sono stati poi aggregati per avere una visione d'insieme. Sono stati realizzati vari scenari in cui si è valutato anche la presenza di un accumulo elettrico, la fattibilità economica e i benefici ambientali.

5.1 Utilizzo modelli

5.1.1 Fabbisogno termico

Prendendo in considerazione la zona del centro storico di Montegrotto, descritta nel paragrafo 4.1, è stato applicato il modello semplificato EURECA per il calcolo del fabbisogno degli edifici, spiegato nel paragrafo 3.1, sia utilizzando il modello 5R1C che 7R2C. La descrizione delle caratteristiche degli edifici e degli altri dati di input utilizzati per tali modelli è già stata riportata nel paragrafo 4.1. Come output del modello si ha la potenza di riscaldamento/raffrescamento oraria per i singoli edifici. Essendo interessati solo al fabbisogno di riscaldamento sono stati presi in considerazione solo i carichi invernali. Successivamente, è stata ricavata l'energia finale per il riscaldamento dell'edificio $E_{T,finale}$, dividendo il fabbisogno orario di energia netto $E_{T,netto}$ per un rendimento globale medio η_g . Tale rendimento globale tiene conto del rendimento di emissione η_e , regolazione η_{rg} e distribuzione η_d , secondo la normativa UNI/TS 11300-2. Il rendimento di emissione è stato scelto pari a 0.95, considerando radiatori su parete interna con carico termico medio, come da prospetto 17 della normativa. Il rendimento di regolazione è stato scelto pari a 0.93, considerando una regolazione on-off solo di zona, come da prospetto 20 della normativa. Per il rendimento di distribuzione, bisognerebbe

distinguere per tipologia di edificio e impianto, ma non avendo a disposizione informazioni precise sul singolo edificio, si è scelto un valore medio di 0.95 (che risulta essere un valore medio sia per edifici singoli che per condomini), secondo prospetto 21 della normativa. Si ottiene un rendimento globale pari a 0.84.

$$E_{T,finale} = \frac{E_{T,netto}}{\eta_g} \quad (5.1)$$

$$\eta_g = \eta_e \eta_{rg} \eta_d = 0.95 \times 0.93 \times 0.95 = 0.84 \quad (5.2)$$

5.1.2 Dimensionamento pompe di calore

Per poter valutare il consumo elettrico delle pompe di calore, è stato necessario dimensionare una o più macchine per ogni edificio. Per gli edifici residenziali o misti la potenza di progetto, ovvero quella che la macchina deve essere in grado di soddisfare, è stata considerata come il picco massimo di potenza termica richiesta dall'edificio. Mentre per gli edifici non residenziali, che hanno un utilizzo discontinuo, il modello a parametri concentrati, utilizzato per il calcolo del fabbisogno termico, fornisce dei profili orari che tendono a sovrastimare il picco di domanda. Perciò si è valutato per tali edifici di fissare un valore massimo della potenza termica (intorno al 70% della potenza massima), tale da soddisfare circa il 98% del fabbisogno annuale per il riscaldamento, accettando per alcune ore dell'anno un certo livello di discomfort. Bisogna precisare che probabilmente questo discomfort si verificherebbe raramente o per nulla, in quanto le ore di picco si verificano solo quando le temperature esterne sono sotto lo zero per lungo tempo (situazione che si verifica sempre più raramente) o quando gli impianti vengono riaccesi dopo un periodo di inattività, ma tale picco è facilmente riducibile introducendo delle preaccensioni (come è stato implementato per gli edifici scolastici). Nella Tabella 5.1 sono riassunte le considerazioni fatte per gli edifici non residenziali.

Dopo aver determinato il valore di potenza di progetto richiesto da ciascun edificio, è stata assegnata una pompa di calore in modo tale che la macchina sia in grado di soddisfare la richiesta termica nelle condizioni più gravose. Infatti, l'efficienza e la capacità di una pompa di calore diminuiscono all'aumentare della temperatura al condensatore e al diminuire della temperatura all'evaporatore. All'evaporatore la temperatura è considerata costante, mentre al condensatore variabile in funzione della

temperatura esterna. Il metodo per valutare le prestazioni e le tipologie di compressori considerati sono quelle esposte nel paragrafo 3.3. La temperatura della rete di teleriscaldamento e il salto di temperatura sono stati considerati costati e pari rispettivamente a 40 °C e 10 °C, per cui anche la temperatura di evaporazione delle pompe di calore è costante e pari a 27 °C. Nella Figura 5.1 sono riportate le prestazioni di 3 macchine utilizzate al variare della temperatura di condensazione.

Tabella 5.1 – Riduzione potenza di progetto edifici non residenziali

ID	Nome	Potenza di progetto [kW]	Potenza pdc [%]	Potenza pdc [kW]	Ore oltre il limite [-]	Energia pdc [kWh]	En. Soddisfatta pdc [%]
1	scuola media	617.2	70	432.0	102	384076	98.4
46	officina	102.8	60	61.7	97	47427	97.9
59	ufficio tecnico	137.6	60	82.5	88	60219	97.9
64	asilo	232.5	70	162.8	97	144666	98.4
63	oratorio	168.7	60	101.2	87	73765	97.9
33	patronato	133.6	60	80.2	85	58334	97.9
57	pasticceria	47.9	60	28.7	93	21959	98.0
58	comune	401.8	60	241.1	85	174949	97.9

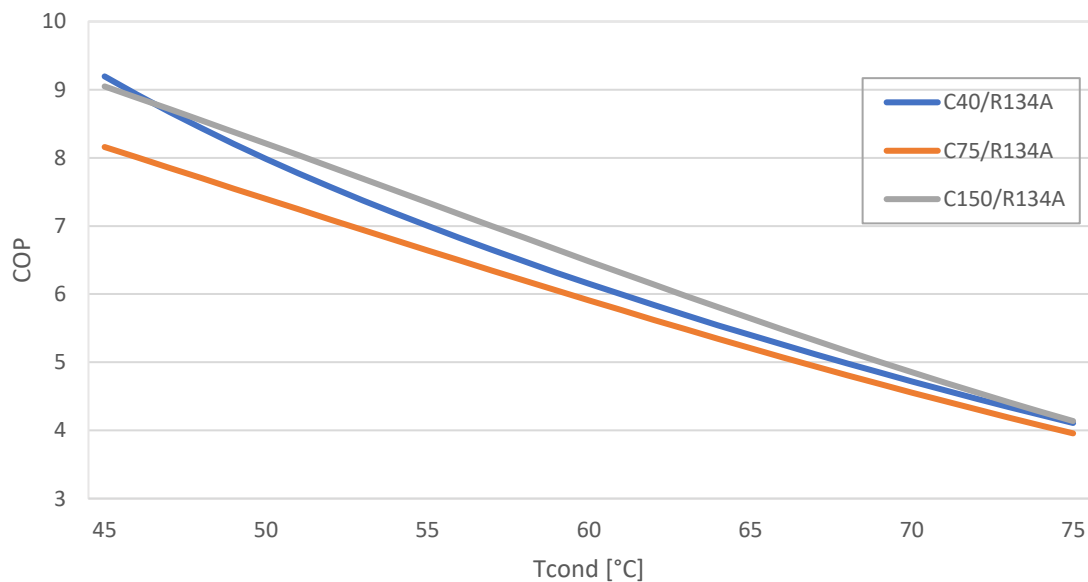


Figura 5.1 - Prestazioni pompe di calore al variare della temperatura di condensazione

Le taglie delle pompe di calore utilizzate e i parametri caratteristici sono riportati nella .

Tabella 5.2. Per alcuni edifici (le due scuole e il comune) la potenza necessaria è superiore alla taglia massima a disposizione, sono state quindi utilizzate più macchine in modo da raggiungere la potenza desiderata.

Tabella 5.2 - Parametri pompe di calore utilizzate

Pompa di calore		1	2	3	4	5	6	7	8
Taglia nominale	[kW]	40	45	50	64	75	100	125	150
Capacità minima [kW]	70	29.52	32.96	38.78	49.99	56.93	74.20	92.19	114.90
	90	31.63	35.37	41.53	53.36	62.36	80.75	100.26	124.98
	NEW	31.92	35.75	41.87	53.75	67.68	87.98	109.17	136.09
COP minimo	70	3.77	3.62	3.70	3.21	3.63	3.67	3.66	3.75
	90	4.98	4.81	4.89	4.06	4.81	5.08	5.04	5.16
	NEW	6.48	6.29	6.38	5.00	6.20	6.73	6.67	6.83
COP medio	110	5.64	5.46	5.54	4.47	5.42	5.81	5.76	5.90
	130	6.04	5.85	5.94	4.73	5.80	6.26	6.20	6.35
	NEW	7.84	7.64	7.73	5.72	7.28	7.98	7.89	8.07

Una volta determinata la tipologia di pompa di calore k da assegnare all'edificio i , è stato possibile calcolare per ogni ora dell'anno (istante t) la potenza elettrica richiesta $W_{el,i}(t)$, dividendo la potenza termica $Q_{t,i}(t)$ per il coefficiente di prestazione $COP_{k,i}(t)$:

$$W_{el,i}(t) = \frac{Q_{t,i}(t)}{COP_{k,i}(t)} \quad (5.3)$$

5.1.3 Carichi elettrici

I profili elettrici residenziali sono stati generati con il tool *Flexmeter*, il cui funzionamento è stato spiegato nel paragrafo 3.2. I profili aggregati forniti come input derivano dal progetto ATLANTIDE [53] e sono divisi per tre giorni tipo (lavorativi, sabato e domenica) per ogni mese dell'anno, per un totale di 36 profili. Nella Figura 5.2 è riportato un esempio per il mese di gennaio. Il consumo medio annuale per utente è stato fissato a 2500 kWh, con una variabilità (*randomness*) del 10 %, dai dati ARERA per gli utenti residenziali [54]. I dati sulla diffusione degli elettrodomestici e sul loro consumo di energia sono quelli riportati nella Tabella 5.3, sono stati mantenuti quelli standard del

modello, che fanno riferimento al database VDEW [55]. Il numero di profili elettrici deve essere pari al numero delle unità abitative, che per alcuni edifici è noto, mentre per alcuni condomini è stato determinato dividendo la superficie abitabile per la superficie di un'unità abitativa, fissata a 120 m², ottenendo in tutto 169 unità abitative residenziali.

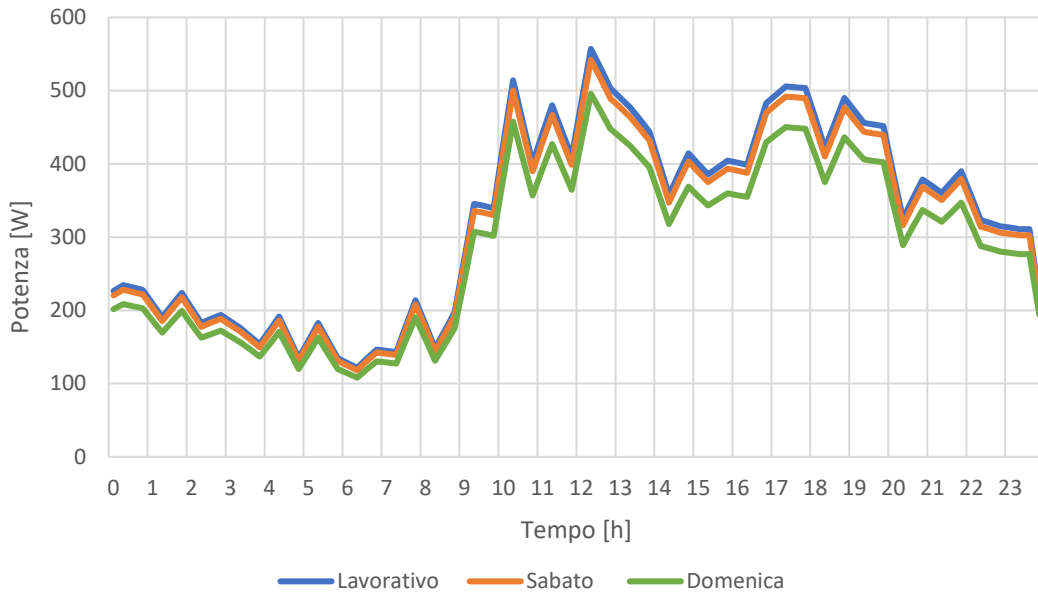


Figura 5.2 - Profilo medio elettrico ATLANTIDE residenziale di gennaio

Tabella 5.3 - Elettrodomestici, dati sulla diffusione e consumo di energia

Categorie	% diffusione	% consumo
Frigo	100	8.18
Freezer	40	4.55
Lavatrice	100	3.57
Asciugatrice	35	11.21
Lavastoviglie	50	9.46
Scaldabagno	40	7.75
Fornelli elettrici	10	9.12
Forno elettrico	40	6.38
Forno microonde	80	2.75
TV e audio	100	11.09
PC e comunicazione	100	8.3
Luci	100	5.53
Altro	100	12.12

Per i profili elettrici non residenziali, sono stati adottati metodi diversi a seconda degli edifici. Per gli edifici misti, con la presenza di attività commerciali o uffici al piano terra, sono state determinate il numero di unità non residenziali allo stesso modo della parte residenziale, ottenendo 41 unità. A queste sono stati assegnati profili elettrici annuali medi ricavati dal database ATLANTIDE, per il 70 % delle unità è stata utilizzata la categoria uffici (Figura 5.3) e per il restante 30 % la categoria commerciale (Figura 5.4), la tipologia è stata assegnata in modo casuale. Il consumo annuo di energia elettrica per tali profili è stato fissato a 3000 kWh per unità. I profili annuali sono stati creati a partire dai profili dai diversi giorni nei vari mesi dell'anno.

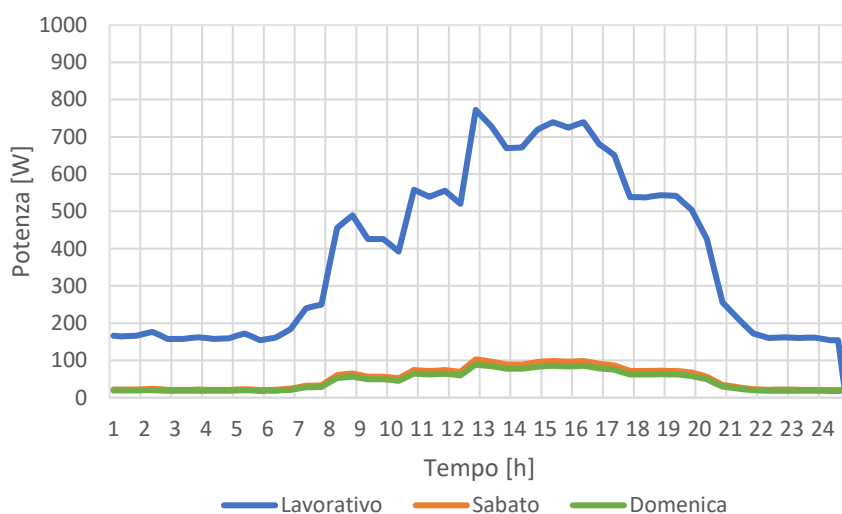


Figura 5.3 - Profilo medio elettrico ATLANTIDE ufficio di gennaio

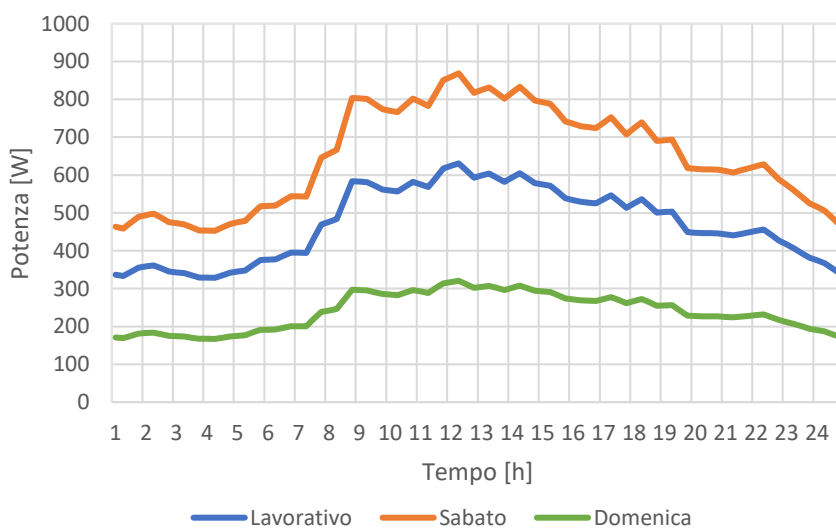


Figura 5.4 - Profilo medio elettrico ATLANTIDE commerciale di gennaio

Per 6 edifici del comune e della parrocchia che presentano usi diversi (scuole, uffici, luoghi di culto o di riunione) sono stati utilizzati i profili della normativa EN 16798-1-2019 (Allegato C) [45]. Per i tre edifici comunali, la sede principale del Comune, l'ufficio tecnico e la scuola "A. Vivaldi", sono state fornite le fatture dell'energia elettrica per l'anno 2019, da cui sono stati ricavati i consumi elettrici annuali ipotizzando un costo medio dell'energia di 0.20 €/kWh, i dati sono riassunti nella Tabella 5.4. Da questi dati emerge come i consumi della normativa sovrastimino i reali consumi degli edifici, quindi sono stati mantenuti i profili orari, ma essi sono stati scalati secondo i coefficienti reali per i tre edifici disponibili e secondo un coefficiente medio, pari a 0.34, per gli altri tre edifici parrocchiali (scuola dell'infanzia, oratorio e patronato).

Tabella 5.4 - Confronto consumi elettrici annuali edifici comunali

	Consumi annuali secondo EN 16798-1	Consumi annuali reali 2019	Coefficiente di scala applicato
	kWh	kWh	-
Comune	81075	33476	0.41
Ufficio tecnico	25631	10887	0.42
Scuola media	69328	13512	0.19

5.1.4 Fotovoltaico

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, sono state disegnate attraverso il software QGIS tutte le superfici disponibili sui tetti degli edifici considerati, basandosi sulle immagini satellitari (Figura 5.5). Sono state trascurate le superfici disponibili con orientazione nord, nord-est e nord-ovest, si è anche tenuto conto di eventuali ostacoli o lucernari presenti sui tetti. Ad ogni superficie sono stati assegnati degli attributi: un id, un'orientazione e un'inclinazione. L'orientazione è stata assegnata come angolo di azimut rispetto alla direzione sud, valutato sempre attraverso le immagini satellitari. Per semplicità sono state assegnate otto direzioni principali (nord, sud, est, ovest, nord-est, sud-est, nord-ovest, sud-ovest). Per l'inclinazione è stato assegnato un valore medio di 20°, tranne che per alcuni edifici che presentano un tetto piano, in questo caso l'inclinazione è 0°. Avendo disegnato la proiezione delle reali superfici inclinate, bisognerebbe aumentare la superficie di circa il 6 % (considerando un'inclinazione di

20°), ma tenendo conto di eventuali spazi vuoti tra i moduli fotovoltaici, si è deciso di non applicare questa correzione.

La superficie totale disponibile è di circa 4228 m², che considerando un'efficienza nominale dei moduli del 15 %, corrisponde un potenziale di circa 634 kW di picco di potenza installata.



Figura 5.5 - Immagine satellitare con superfici in pianta degli edifici (rosso) e del fotovoltaico (giallo)

La produzione di energia elettrica dei sistemi fotovoltaici è stata calcolata con il metodo esposto nel paragrafo 3.4. L'efficienza nominale dei moduli è stata fissata al 15 %, un valore che ingloba anche le perdite di sistema (equivalente ad un'efficienza nominale dei moduli del 17.5 % e 14 % di perdite di sistema).

5.2 Scenari

5.2.1 Rete di teleriscaldamento

Si ipotizza la realizzazione di una rete pilota di teleriscaldamento a bassa temperatura che possa sfruttare il calore di scarto degli stabilimenti termali, come già spiegato nel paragrafo 4.3. Per questo scenario si è fatto riferimento allo Studio di fattibilità realizzato

nel 2018 da J. Vivian [56]. I tre stabilimenti che risultano più indicati a servire una potenziale rete pilota nella zona considerata sono l'hotel Petrarca, l'hotel Terme Preistoriche e l'hotel Miramonti Relilax, per essi è stato valutato che il calore recuperabile va dai 2.3 ai 3.5 GWh all'anno. Sono stati quindi ipotizzati due scenari:

- Nel primo scenario si ipotizza di soddisfare un fabbisogno di calore degli edifici intorno a 1.5 GWh all'anno. Questo consiste nel considerare allacciati alla rete gli edifici del Comune, della parrocchia e qualche altro edificio residenziale, per un totale di 13 edifici, rappresentati nella Figura 5.6.
- Nel secondo scenario si ipotizza di soddisfare un fabbisogno termico doppio rispetto al caso precedente, pari a 3 GWh all'anno. Oltre agli edifici già considerati, si aggiungono altri edifici residenziali, per un totale di 32 edifici, corrispondenti alla metà degli edifici allacciabili nell'area considerata, rappresentati nella Figura 5.7.



Figura 5.6 - Edifici collegati alla rete di teleriscaldamento per un fabbisogno termico complessivo di 1500MWh

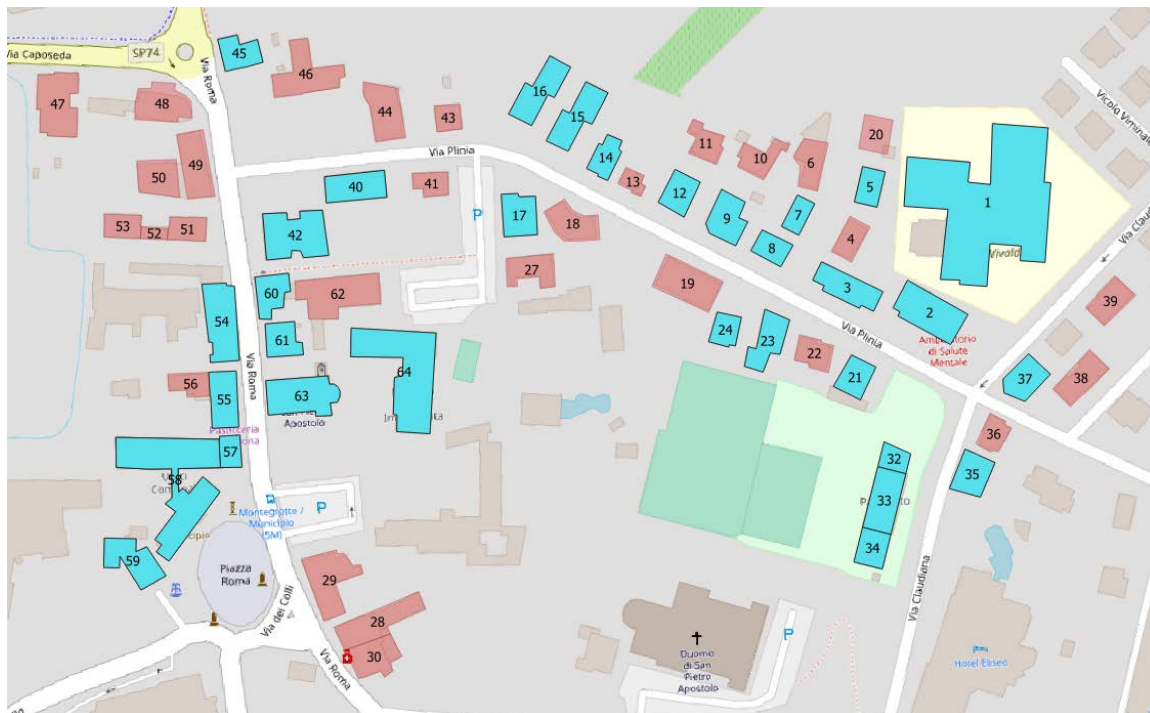


Figura 5.7 - Edifici collegati alla rete di teleriscaldamento per un fabbisogno termico complessivo di 3000MWh

Gli edifici allacciati alla rete di teleriscaldamento hanno bisogno di una sottostazione d'utenza, formata da una o più pompe di calore acqua-acqua (lo scambiatore di calore corrisponde all'evaporatore della pompa di calore) e delle apposite valvole per la regolazione della portata. Esse devono essere controllate in modo da regolare il calore ceduto dal fluido termovettore al fluido refrigerante nell'evaporatore. Ai carichi parziali è possibile abbassare la portata per adattarsi al carico termico richiesto dall'edificio. La portata può essere abbassata utilizzando una valvola ad otturatore, cercando di mantenere la differenza di temperatura tra mandata e ritorno costante.

5.2.2 Fotovoltaico

A seconda degli scenari, sono stati considerati diversi livelli di potenza di fotovoltaico installata. Per decidere su quali edifici installare un impianto fotovoltaico, si è dato priorità agli edifici con maggior superficie disponibile, in modo da minimizzare il numero di impianti e ottimizzare i costi. Infatti, come dimostrato nell'analisi di B. Fina *et al.* [12], in ottica di comunità energetica, non è necessario che tutti gli edifici siano dotati di impianti fotovoltaici per raggiungere l'ottimo dal punto di vista economico, ma risulta più vantaggioso avere alcuni grandi impianti che possano generare energia anche per altri

edifici. Questo anche tenendo presente del limite di 200 kW degli impianti di generazione nelle comunità di energia rinnovabile, secondo la legislazione italiana in vigore al momento, come già ricordato in precedenza.

Considerando che il potenziale di fotovoltaico installabile è stato valutato essere 634 kW di picco (se venisse ottimizzata la superficie disponibile su tutti gli edifici), sono stati individuati due possibili scenari.

Nel primo la potenza installata è pari a 200 kW di picco (corrispondente al limite imposto dall'attuale normativa per le Comunità di Energia Rinnovabile) con impianti installati in 9 edifici, rappresentati in Figura 5.8. Gli edifici scelti sono quelli con maggior superficie disponibile, appartenenti al primo scenario della rete di teleriscaldamento, sono edifici non residenziali appartenenti solo a tre soggetti (comune, parrocchia e pasticceria).

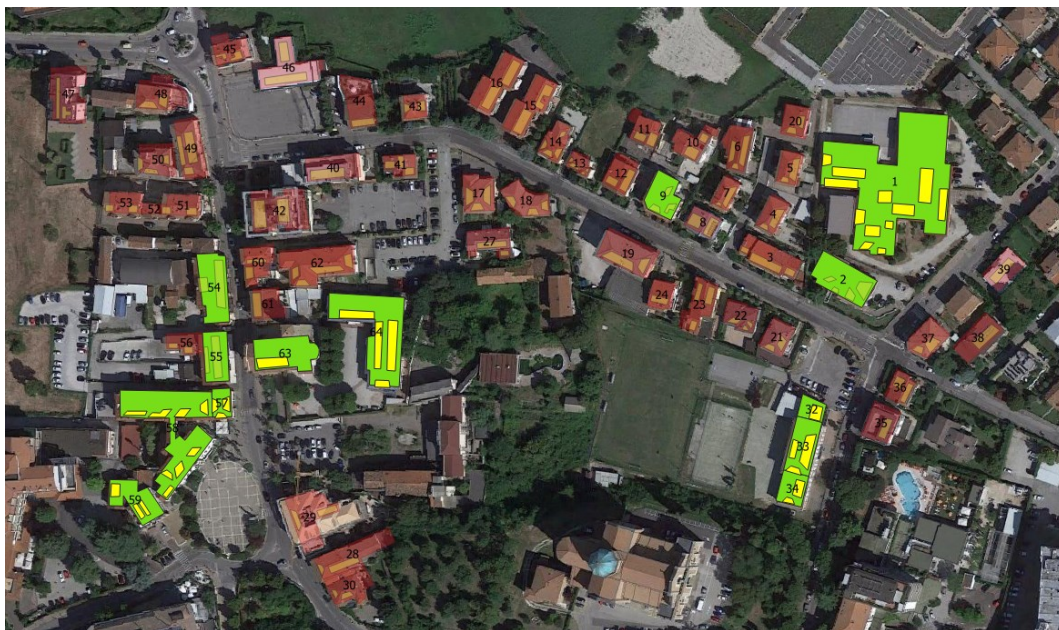


Figura 5.8 - Superfici FV per un totale di 200 kW

Nel secondo scenario, la potenza installata è pari a 422 kW di picco, con impianti su 32 edifici, che corrispondono a tutti gli edifici del secondo scenario della rete di teleriscaldamento, rappresentati in Figura 5.9.

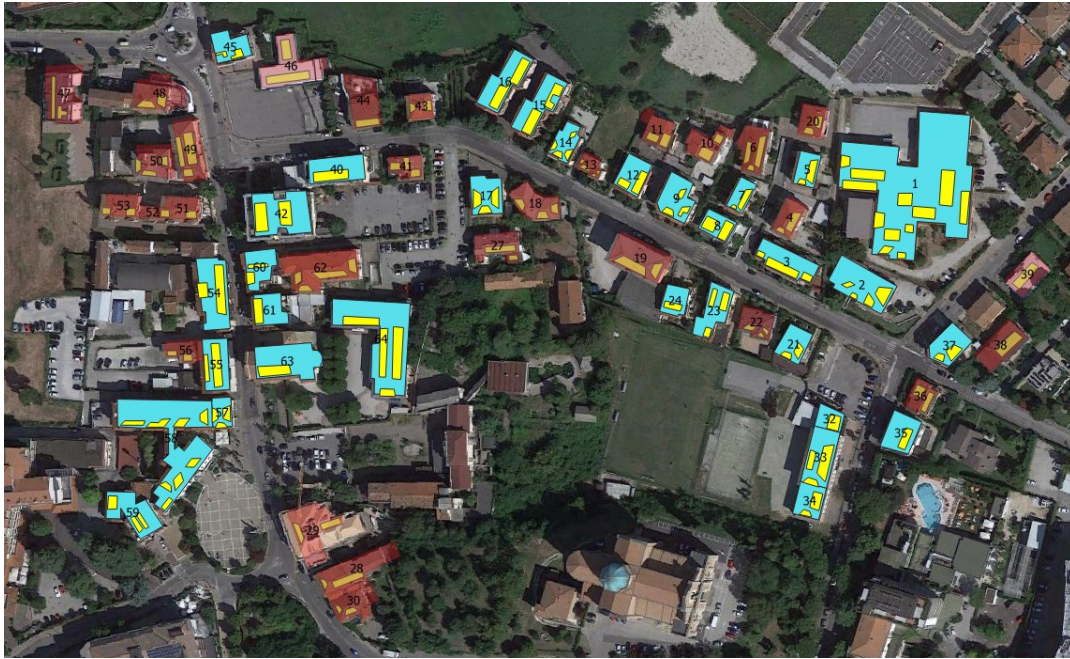


Figura 5.9 – Superfici FV per un totale di 422 kW

5.2.3 Comunità di Energia Rinnovabile

Negli scenari in cui si considera la realizzazione di una Comunità di Energia Rinnovabile (CER), si considerano partecipanti alla comunità tutti gli edifici collegati alla rete di teleriscaldamento, in altri scenari si aggiungono tutti gli altri edifici della zona considerata. I due casi rappresentano all'incirca gli estremi della possibile comunità che si potrebbe creare, i casi intermedi sono più probabili.

Bisogna precisare che non sono state verificate tutte le condizioni per realizzare una Comunità di Energia Rinnovabile secondo normativa, in particolare non è stato possibile verificare se tutti gli edifici considerati siano collegati alla stessa cabina di trasformazione media tensione-bassa tensione. Lo scopo dell'analisi è quello di verificare il vantaggio di una comunità di varie dimensioni, a prescindere dalla fattibilità pratica nel caso specificato (anche perché l'attuale normativa è destinata ad essere modificata con il completo recepimento della direttiva europea 2018/2001).

5.3 Valutazione dell'autoconsumo

L'energia elettrica condivisa per l'autoconsumo è definita come il minimo, in ogni ora, tra la somma dell'energia immessa in rete dagli impianti di produzione a fonte rinnovabile e la somma dell'energia prelevata dai punti di interconnessione che fanno parte di un gruppo di consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una Comunità di Energia Rinnovabile.

Nel caso in cui si consideri l'autoconsumo per i singoli edifici, si sta considerando l'autoconsumo individuale per gli edifici in cui è presente una singola utenza e l'autoconsumo collettivo per gli edifici in cui sono presenti più utenze (bifamiliari, condomini, ecc.). In questo caso l'energia elettrica autoconsumata dall'edificio i -esimo $E_{a,i}$ è calcolata come:

$$E_{a,i} = \min (E_{p,i}, E_{c,i}) \quad (5.4)$$

dove $E_{p,i}$ è l'energia prodotta dall'edificio i -esimo e $E_{c,i}$ è l'energia consumata dallo stesso edificio, calcolata come:

$$E_{c,i} = \sum_u E_{c,iu} \quad (5.5)$$

dove $E_{c,iu}$ è l'energia prelevata dall'utenza u -esima dell'edificio i -esimo. Quindi, per gli edifici con più utenze, è stato effettuato un bilancio interno all'edificio, questo può corrispondere a:

- uno schema di autoconsumo fisico (Figura 5.10-a), in cui si ha un unico POD (*Point of Delivery*) di scambio con la rete e l'energia prodotta ed autoconsumata rimane all'interno del perimetro della rete privata dell'edificio;
- uno schema di autoconsumo virtuale (Figura 5.10-b), dove ogni utente è connesso alla rete pubblica tramite un proprio POD e pertanto è mantenuta la libertà da parte di ciascuno di poter scegliere il proprio fornitore di energia o di uscire dallo schema. I benefici legati all'autoconsumo, in questo caso, sono frutto di un accordo commerciale e possono essere ripartiti tra i condomini secondo diversi criteri.

Per semplicità, sono stati considerati tutti gli utenti dello stesso edificio come membri della comunità, in questo modo è possibile considerare i bilanci a livello di singolo edificio, senza dover distinguere a livello di singolo utente.

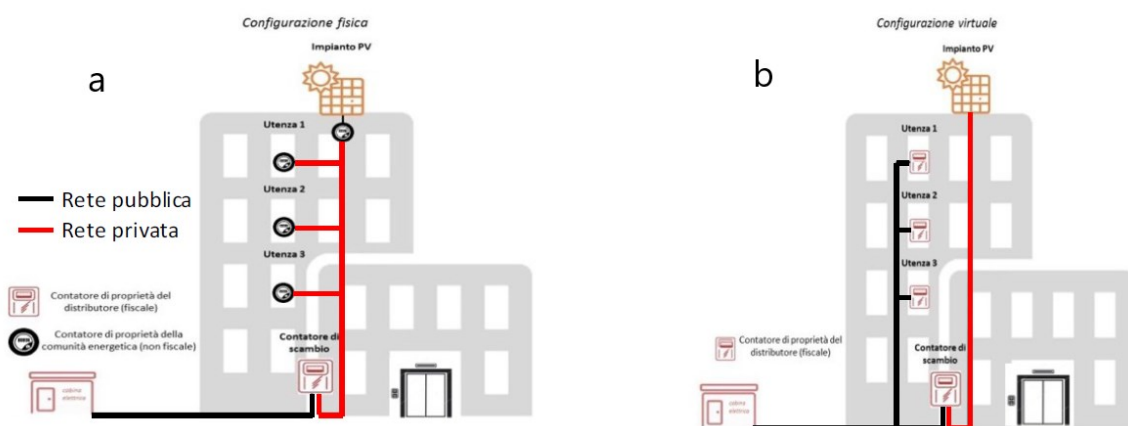


Figura 5.10 - Schemi di autoconsumo fisico (a) e virtuale (b)

Di conseguenza, l'energia elettrica auto-consumata a livello di singolo edificio per tutto il distretto considerato E_a non è altro che la somma dell'energia elettrica autoconsumata da ogni edificio i (n numero di edifici):

$$E_a = \sum_{i=1}^n E_{a,i} \quad (5.6)$$

Mentre, nel caso in cui si consideri l'esistenza di una Comunità di Energia Rinnovabile (CER) che comprenda n edifici, l'energia elettrica autoconsumata $E_{a,CER}$ dall'intera comunità è calcolata come:

$$E_{a,CER} = \min \left(\sum_{i=0}^n E_{p,i}, \sum_{i=0}^n E_{c,i} \right) \quad (5.7)$$

Tornando alla definizione iniziale di energia elettrica condivisa, questa è la parte di energia prodotta che non è autoconsumata dagli edifici che la generano, ma viene comunque utilizzata all'interno della comunità. A livello pratico, può essere calcolata come la differenza tra l'energia autoconsumata dall'intera comunità e quella autoconsumata dai singoli edifici:

$$E_{condivisa} = E_{a,CER} - E_a \quad (5.8)$$

5.4 Accumulo elettrico

Sono stati fatti anche degli scenari in cui si aggiungono delle batterie di accumulo per l'energia elettrica. È stato utilizzato un modello semplificato che ha il solo scopo di capire di quanto possa aumentare l'autoconsumo all'interno della Comunità di Energia Rinnovabile con un accumulo. Le batterie possono essere installate a livello di singolo edificio o a livello centralizzato di rete, sempre con l'ottica di comunità si è deciso di considerarle installate a livello centralizzato. Sono stati fatti cinque scenari, partendo dal caso base (senza accumulo), incrementando la capacità delle batterie con intervalli di 100 kWh, fino ad un massimo di 500 kWh.

Il modello utilizzato consiste, per ogni ora, nelle seguenti assunzioni:

- se l'energia elettrica prodotta è maggiore dell'energia elettrica consumata dalla comunità, allora l'eccesso di energia prodotta carica l'accumulo elettrico, fino a quando non si raggiunge la capacità massima;
- se l'energia elettrica prodotta è inferiore all'energia elettrica consumata dalla comunità, allora viene utilizzata l'energia accumulata nelle batterie, fino a quando non sono scariche.

A livello pratico, quanto appena descritto è stato applicato calcolando il livello di carica della batteria in ogni ora dell'anno. Partendo da zero, tale valore viene incrementato o ridotto della quantità di energia che eccede o che manca al consumo dell'intera comunità, questo fino a quando il livello di carica non raggiunge il massimo o diventa nullo.

Allo stesso tempo, l'autoconsumo collettivo è calcolato per ogni ora, come spiegato in precedenza, ma viene incrementato della differenza tra il livello di carica della batteria nell'ora presente e quello dell'ora passata (se questa differenza è positiva, ovvero se la batteria è stata scaricata).

Va precisato, che un modello più completo per le batterie dovrebbe tener conto del rendimento di carica e scarica, della potenza di carica e scarica e della profondità di scarica.

5.5 Indicatori

5.5.1 Indicatori economici

Per valutare la sostenibilità del progetto dal punto di vista economico, è stata fatta un'analisi economica che non tiene conto di tutti gli aspetti economico-finanziari, ma che cerca di mettere in luce i benefici secondo il modello di business proposto, ricordando che lo scopo principale di una comunità di energia rinnovabile non è solo quello economico.

Per poter fare dei confronti si considera la soluzione iniziale come quella in cui gli edifici soddisfano il loro fabbisogno termico attraverso caldaie a gas naturale e i fabbisogni elettrici dalla rete di distribuzione. Per valutare la spesa degli utenti in questa situazione, è stato considerato un rendimento di generazione medio delle caldaie η_{gen} pari a 0.9 e un prezzo del gas naturale p_{gas} pari a 85 €/MWh, che corrisponde a circa 0.82 €/m³. Per l'energia elettrica acquistata dalla rete è stato considerato un prezzo medio p_{el} di 0.22 €/kWh. Di conseguenza, nella situazione iniziale, la spesa annuale per i consumi termici ed elettrici del singolo edificio o dell'intero distretto è:

$$Spesa\ annuale = \frac{E_{T,finale}}{\eta_{gen}} p_{gas} + E_{el} p_{el} \quad (5.9)$$

Nello scenario con la rete di teleriscaldamento e le pompe di calore, chiamato scenario base, si è scelto un modello di business in cui un'utility esterna si fa carico dell'investimento della rete, delle sottostazioni d'utenza e dell'energia elettrica consumata da quest'ultime. Gli utenti acquistano dall'utility il calore finale che consumano, mentre l'energia elettrica continuano ad acquistarla a parte (ma potrebbero acquistarla anche dalla stessa utility). L'investimento complessivo I_{tot} , di cui l'utility si fa carico, è composto dal costo della rete di teleriscaldamento I_{RTL} e dal costo delle sottostazioni d'utenza c_{su} . Il primo è stato fissato ad un milione di euro, secondo lo studio di fattibilità [56], comprensivo di tutti i costi annessi (progettazione, imprevisti, ecc.); il secondo è stato stimato in 350 €/kW, riferito alla potenza delle pompe di calore acqua-acqua P_{pdc} , comprensivo anche dei costi di installazione.

$$I_{tot} = I_{RTL} + c_{su} P_{pdc} \quad (5.10)$$

L'utility ha anche dei costi operativi che sono dovuti all'energia elettrica consumata dalle pompe di calore (ci potrebbero essere anche dei costi di manutenzione, che in questa sede sono stati trascurati). Il costo per l'energia elettrica per l'utility è stato posto a 0.17 €/kWh, un prezzo inferiore rispetto a quello pagato dagli utenti, perché l'utility ha un diverso potere contrattuale con il fornitore. Il ricavo, invece, è dovuto alla vendita del calore agli utenti, il prezzo è stato posto a 0.10 €/kWh, basandosi sull'analisi fatta da J. Vivian *et al.* [27]. La spesa per gli utenti è semplicemente la somma tra il costo del calore acquistato dall'utility e dell'energia elettrica acquistata dalla rete.

Nello scenario in cui si aggiungono degli impianti fotovoltaici, la scelta del modello di business è più articolata, in quanto l'investimento può essere a carico dell'utility o degli utenti o di entrambi. Inoltre, il beneficio, ricavato dal risparmio sull'energia autoconsumata e dalla vendita della restante parte, può essere allocato agli utenti, all'utility o condiviso. Nel paragrafo 6.7 si cercherà di valutare il beneficio e ipotizzare dei modelli di business. L'investimento per il fotovoltaico è stato fissato a 1500 €/kW di picco.

Nel caso in cui si realizzi una Comunità di Energia Rinnovabile, l'energia prodotta dalla comunità e non autoconsumata direttamente dall'edificio, ma utilizzata da altri membri della comunità, è definita energia condivisa. Se gli utenti degli edifici con più unità abitative si interfacciano alla rete in maniera indipendente (schema virtuale), tutta l'energia autoconsumata da tali utenze sarebbe calcolata come energia condivisa. Allo stesso modo l'energia autoconsumata dalle pompe di calore può essere considerata condivisa, in quanto prelevata da un differente punto di prelievo (POD), relativo all'utility. In quest'analisi, i bilanci energetici sono stati fatti a livello di edificio, quindi considerando un bilancio interno ad ognuno di essi (schema fisico) ed un unico punto di interconnessione con la rete. Anche le pompe di calore sono state considerate a livello di edificio, ma relative ad un differente utente (utility), quindi, solo ai fini delle valutazioni economiche, l'energia da esse autoconsumata è stata valutata come condivisa. L'energia condivisa è calcolata come la differenza tra l'autoconsumo aggregato della comunità e l'autoconsumo individuale degli edifici. Essa è valorizzata, secondo l'attuale regolamentazione italiana (D.M. 16/09/2020), da:

- la remunerazione dell'energia a Prezzo Zonale Orario, assunto pari a 50 €/MWh;

- la restituzione di alcune componenti definite da ARERA secondo una logica della rete di *cost reflective*, che ammontano a circa 8 €/MWh;
- un incentivo pari a 110 €/MWh.

Inoltre, è previsto l'accesso a un sistema di detrazioni fiscali per i partecipanti alla comunità. Anche in questo caso, le scelte contrattuali possono essere molteplici, per garantire un vantaggio per gli utenti che partecipano alla comunità, sia che essi siano collegati alla rete di teleriscaldamento o meno.

Come indicatore economico è stato utilizzato il tempo di ritorno semplice (*payback time*) *TRS*, definito come:

$$TRS = \frac{I_{tot}}{FC} \quad (5.11)$$

dove *FC* è il flusso di cassa, che in questo caso è, in maniera semplificata, la differenza tra i ricavi e i costi operativi dell'utility. Il tempo di ritorno semplice non tiene conto della vita dell'investimento, dell'interesse e dell'inflazione.

Inoltre, è stato valutato il costo annuale per gli utenti e l'eventuale risparmio che essi hanno, rispetto alla situazione iniziale.

5.5.2 Emissioni CO₂

Sono state calcolate le emissioni di anidride carbonica che, come noto, è il principale gas climalterante e la sua riduzione nel settore energetico risulta di fondamentale importanza per combattere il riscaldamento climatico.

Per il gas naturale è stato considerato il fattore di emissione standard pari a 0.202 kg CO₂/kWh (IPCC 2006 [57]). Mentre per l'energia elettrica è stato considerato il fattore di emissione italiano relativo all'anno 2018, paria a 0.290 kg CO₂/kWh (ISPRA 2020 [58]).

Per valutare le emissioni nei vari scenari è stato sufficiente moltiplicare il consumo di gas e l'energia elettrica prelevata dalla rete per i relativi fattori di emissione. Per l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici le emissioni sono nulle, sia per la parte autoconsumata sia per la parte immessa in rete, in quanto costituiscono delle emissioni evitate dal sistema elettrico.

5.5.3 Energia primaria

Risulta interessante anche valutare il consumo di energia primaria, suddiviso in non rinnovabile e rinnovabile, considerando che tali consumi concorrono anche al calcolo delle certificazioni energetiche degli edifici.

Secondo la normativa italiana (D.M. 26/06/2015) sono stati utilizzati i seguenti valori di conversione:

	NREN	REN
Gas	1.05	0
Elettricità	1.95	0.47
FV	0	1

Per valutare l'energia primaria delle varie fonti energetiche, i consumi di gas, di energia elettrica acquistata dalla rete e di quella prodotta attraverso il fotovoltaico sono moltiplicati per i rispettivi fattori di conversione.

CAPITOLO 6

Risultati

6.1 Energia termica

Utilizzando i modelli esposti nel paragrafo 3.1 e i metodi del paragrafo 5.1.1 è stato calcolato il fabbisogno di energia termica per il riscaldamento di ogni edificio.

Per l'intero distretto di 61 edifici il fabbisogno annuale è pari a 4154 MWh con il modello 5R1C e a 4342 MWh con il modello 7R2C. La differenza tra i due modelli è pari a 4.5 % sull'intero distretto, ma la differenza maggiore si ha sui profili orari. Come si può osservare nella Figura 6.1, per una settimana di gennaio, il modello a due capacità riduce i picchi di potenza, differenze maggiori si notano sui singoli edifici, soprattutto per quelli a funzionamento discontinuo.

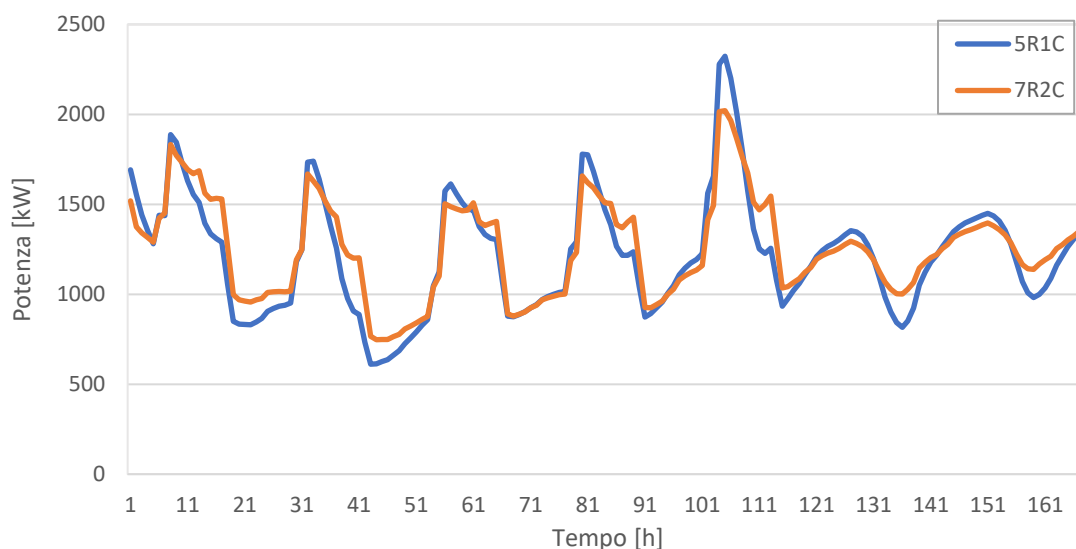


Figura 6.1 - Profili energia termica orari settimanali gennaio

Come dimostrato dall'analisi di J. Vivian *et al.* [29], il modello a due capacità si avvicina di più al comportamento reale degli edifici, per questo sono stati utilizzati i risultati da esso ottenuto, da ora in avanti si farà riferimento a tali valori.

Dal fabbisogno netto di energia termica è stata ricavata l'energia finale annuale, pari a 5173 MWh per l'intero distretto, che corrisponde ad un fabbisogno specifico medio di 143.7 kWh/m². Per gli edifici residenziali il valore medio è di 166.7 kWh/m², mentre per quelli non residenziali è di 90.5 kWh/m².

Per alcuni edifici del Comune e della Parrocchia sono disponibili i consumi reali di gas tra il 2016 e il 2017. Questi consumi sono stati normalizzati confrontando i gradi giorno del periodo considerato (calcolati da dati meteo ARPAV della stazione Galzignano - Ca' Demia) con quelli del *Test Reference Year*. L'energia finale è stata calcolata considerando un potere combustibile del gas pari a 9.65 kWh/m³ e un rendimento delle caldaie di 0.9. I dati sono raccolti nella Tabella 6.1 e il confronto tra i consumi reali e quelli calcolati è rappresentato in Figura 6.2.

Tabella 6.1 - Confronto consumi termici reali e calcolati

Utenza	Periodo rilevato	Consumo gas	Consumo normalizzato	Energia finale	Energia calcolata	Differenza
Unità di misura	-	m ³	m ³	MWh	MWh	%
Ufficio Tecnico	10/2016 – 9/2017	3311	3590	31.2	61.5	97
Municipio	10/2016 – 9/2017	16075	17432	151.4	178.7	18
Pasticceria	10/2016 – 9/2017	4398	4769	41.4	22.4	-46
Asilo	1/2017 – 12/2017	21205	22261	193.3	147.0	-24
Oratorio	1/2017 – 12/2017	4420	4640	40.3	75.3	87
Scuola media	10/2016 – 9/2017	38122	41340	359.0	390.4	9
Patronato + 2 app.	1/2017 – 12/2017	14572	15298	132.9	150.2	13

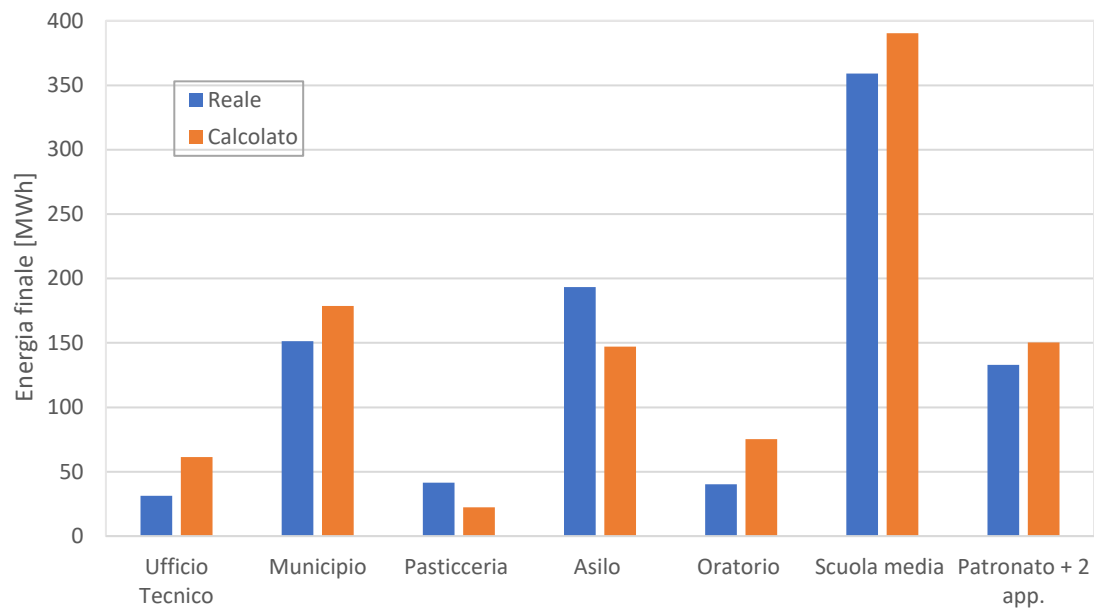


Figura 6.2 - Confronto energia riscaldamento reale e calcolata

Si può osservare che la differenza tra i valori reali e quelli calcolati varia significativamente in base all'edificio, questo per la difficoltà di conoscere il reale utilizzo di edifici non residenziali. La differenza dell'ufficio tecnico è dovuta probabilmente al fatto che l'edificio non è utilizzato per intero, mentre per la pasticceria probabilmente ci sono altri utilizzi di gas oltre al riscaldamento (ad esempio forni a gas). L'oratorio è probabilmente utilizzato meno rispetto alla *schedule* impostata. Per gli altri edifici l'energia finale calcolata si discosta da 9 al 24 % rispetto ai consumi reali, valori che possono essere considerati accettabili considerando le approssimazioni fatte e la mancanza di dati sugli edifici.

Il picco di potenza richiesta per l'intero distretto è pari a 3.4 MW, questo a causa dei picchi che si hanno soprattutto negli edifici non residenziali con funzionamento discontinuo e alla contemporaneità dei carichi.

6.2 Energia elettrica

Nell'ipotesi in cui tutti gli edifici del distretto (per puro scopo conoscitivo) si allacciassero ad una rete di teleriscaldamento, i consumi elettrici annuali, calcolati con i metodi e metodi descritti in precedenza, risultano essere di 999 MWh per le pompe di calore e di 599 MWh per altri usi. Quindi, in media l'introduzione delle pompe di calore

aumenterebbe i consumi elettrici del 166 %. Nella Figura 6.3 sono riportati i profili elettrici di una settimana di gennaio, che corrisponde ad un periodo in cui i carichi sono elevati, sempre considerando l'intero distretto.

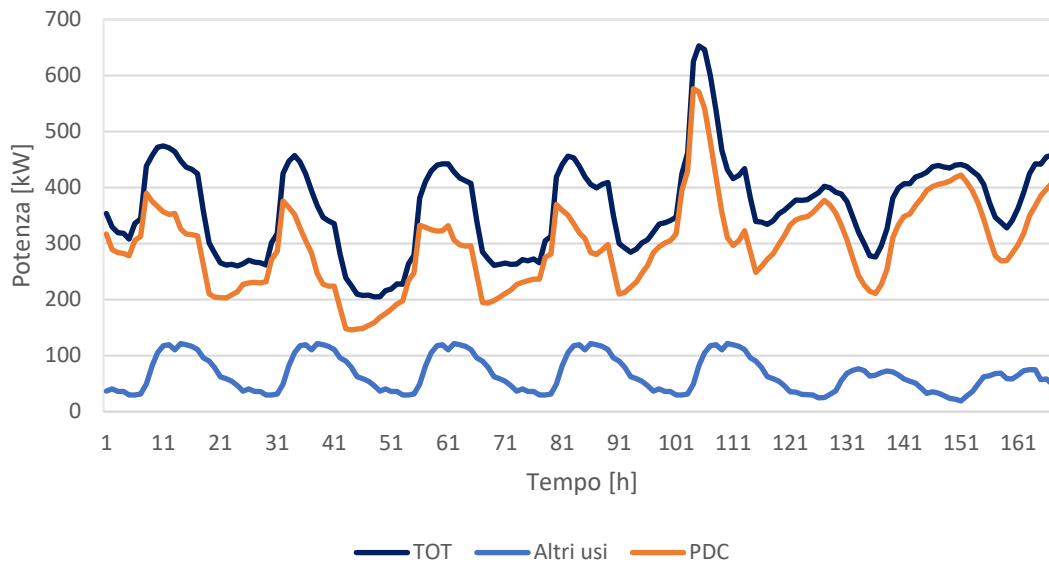


Figura 6.3 - Profili elettrici orari di gennaio per intero distretto

Si può notare come durante la stagione invernale i carichi elettrici delle pompe di calore siano molto rilevanti e per questo risulta fondamentale un'appropriata logica di controllo per poter gestire i profili di carico.

6.3 Fotovoltaico

La produzione del fotovoltaico secondo i metodi precedentemente esposti è in media pari a 1010 kWh per ogni kW di picco installato, tale risultato risulta essere abbastanza conservativo considerando che generalmente nel nord Italia si possono raggiungere anche livelli di 1200-1300 kWh/kW_p. Nello scenario in cui tutti gli edifici si dotino di sistemi fotovoltaici, si ha una produzione di 641 MWh di energia elettrica all'anno, che corrisponde al 107 % dell'energia elettrica consumata per normali usi e al 40 % dell'energia elettrica comprensiva di consumi delle pompe di calore. In questo scenario l'autoconsumo senza pompe di calore risulta essere il 39.5 %, mentre con le pompe di calore aumenta al 45.5 %. Se si considera l'autoconsumo aggregato, ovvero quello che si otterrebbe se tutti gli edifici partecipassero ad una comunità di energia rinnovabile, si

raggiunge il 46 % senza pompe di calore e il 52 % con pompe di calore. Quindi, l'aggiunta delle pompe di calore aumenta l'autoconsumo di circa il 6 % e l'aggregazione dei carichi di circa il 7 %.

L'aumento limitato di autoconsumo con l'aggiunta delle pompe di calore è dovuto al fatto che quest'ultime hanno elevati consumi elettrici durante l'inverno, mentre la produzione di fotovoltaico è elevata durante il periodo estivo. Questo comporta il fatto che l'autoconsumo raggiunge già valori elevati durante i mesi invernali, anche senza la presenza delle pompe di calore. Invece, l'aumento limitato di autoconsumo che si ha con l'aggregazione dei carichi è dovuto al fatto che in questo scenario tutti gli edifici (tranne uno) sono dotati di impianti fotovoltaici.

Nella Figura 6.4 si riportano, come esempio, i profili elettrici orari dell'edificio 42, un condominio con tre unità commerciali, 10 unità abitative e 20.8 kW di fotovoltaico, per una settimana di marzo. Si può osservare che il carico elettrico della pompa di calore è elevato, ma discontinuo, in quanto influenzato dall'escursione termica esterna tra giorno e notte; si tratta infatti di un edificio degli anni '70, quindi poco isolato. La produzione del fotovoltaico cambia da giorno a giorno ma, come spiegato in 5.1.4, non presenta discontinuità orarie, come avviene nella realtà, questo per il modello utilizzato. Anche in questo esempio, la produzione del fotovoltaico non risulta sufficiente a coprire i carichi elettrici, ma contribuisce in ogni caso a ridurre i prelievi dalla rete.

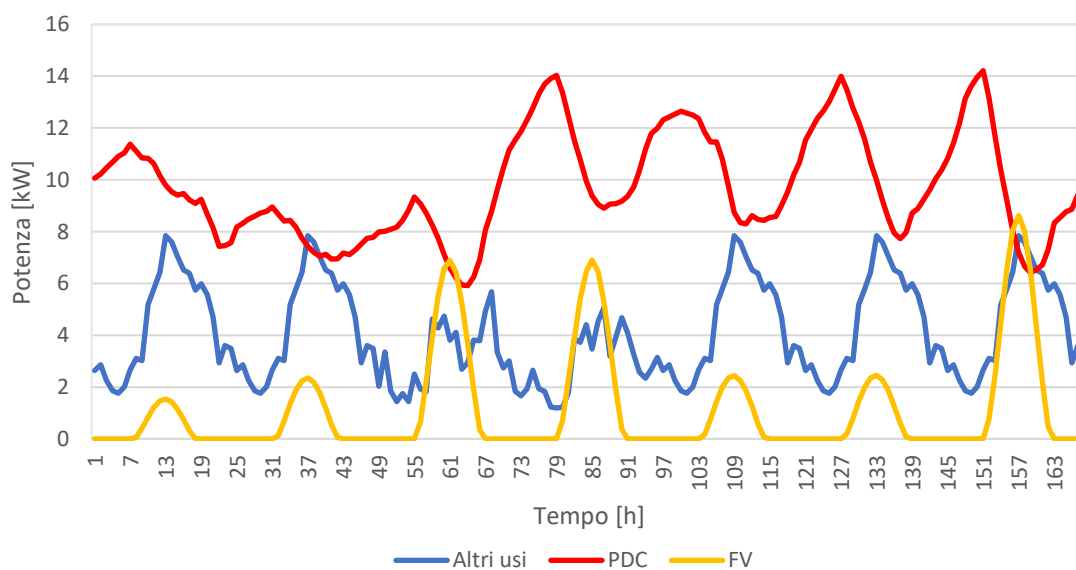


Figura 6.4 - Profili elettrici orari edificio 42, settimana di marzo

6.4 Scenari

Gli scenari realizzati sono già stati descritti nel paragrafo 5.2, per maggior chiarezza sono stati indicati con il valore di energia termica soddisfatta dalla rete di teleriscaldamento e con la potenza installata di fotovoltaico. Nella Figura 6.5 sono riportati i consumi e la produzione elettrici annuali nei due casi analizzati.

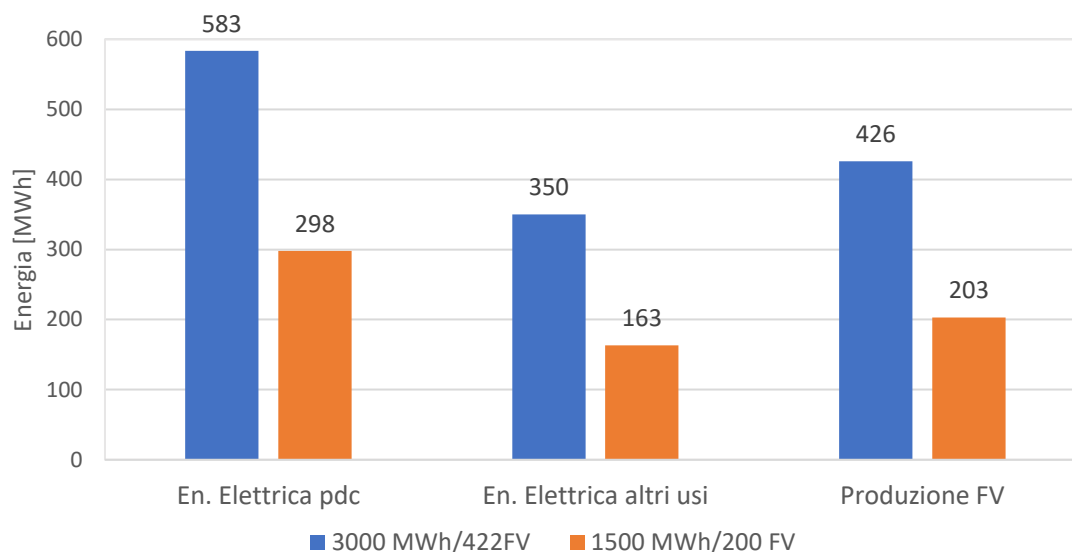


Figura 6.5 - Consumi e produzione elettrici annuali

Nella Figura 6.6 sono riportati la produzione di fotovoltaico e i livelli di autoconsumo (con le relative percentuali rispetto all'energia prodotta) per i diversi scenari, sia considerando come appartenenti alla CER solo gli utenti della rete di teleriscaldamento, sia considerando anche tutti gli altri.

Si può notare come l'introduzione delle pompe di calore aumenta l'autoconsumo individuale dei singoli edifici di circa il 6 % in tutti gli scenari. Mentre, l'aggregazione dei carichi con la creazione di una CER comporta delle importanti differenze a seconda dei casi. Considerando solo gli utenti allacciati alla rete di teleriscaldamento, l'aumento dell'autoconsumo è intorno al 6 % nel caso di 31 edifici con 420 kW di fotovoltaico e tra il 42 e il 46 % con 200 kW di fotovoltaico. Questa importa differenza si spiega con il fatto che nel secondo caso il fotovoltaico è installato solo su pochi edifici e quindi solo condividendo l'energia prodotta con altri edifici si possono raggiungere buoni livelli di

autoconsumo. Se, invece, si considerano tutti gli edifici nella CER allora i livelli di autoconsumo raggiungono il 65 % con 420 kW di FV e il 91 % con 200 kW di FV. Si può anche osservare come più alto è il livello di autoconsumo e meno influisce la presenza delle pompe di calore. Nei casi in cui l'autoconsumo raggiunge il 91 %, la presenza di pompe di calore non fa alcuna differenza, perché l'energia prodotta nel periodo invernale è già completamente utilizzata per i normali fabbisogni elettrici.

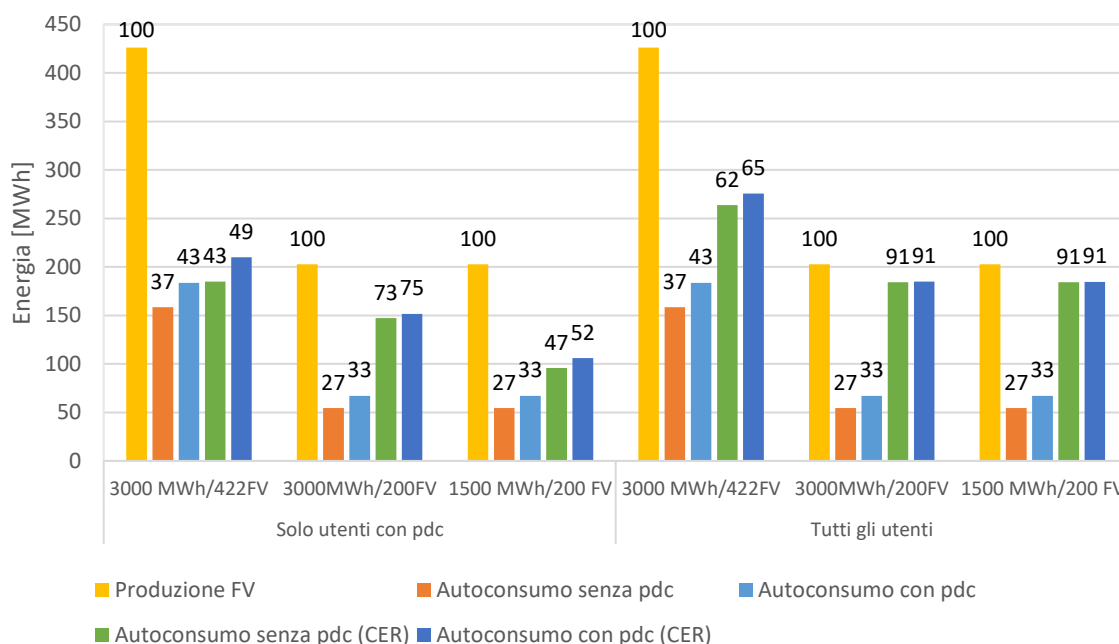


Figura 6.6 - Produzione FV e livelli di autoconsumo

Nella Figura 6.7 sono riportati i valori percentuali dei fabbisogni elettrici soddisfatti grazie all'autoconsumo negli scenari senza pompe di calore, mentre nella Figura 6.8 sono riportati gli scenari con le pompe di calore.

Risulta chiaro il beneficio, sia con pompe di calore che senza, della Comunità Energetica. Negli scenari con 200 kW di FV, solo su pochi edifici, il vantaggio è maggiore. I valori percentuali nel caso con pompe di calore sono più bassi, a parità di FV, perché i consumi elettrici sono maggiori.

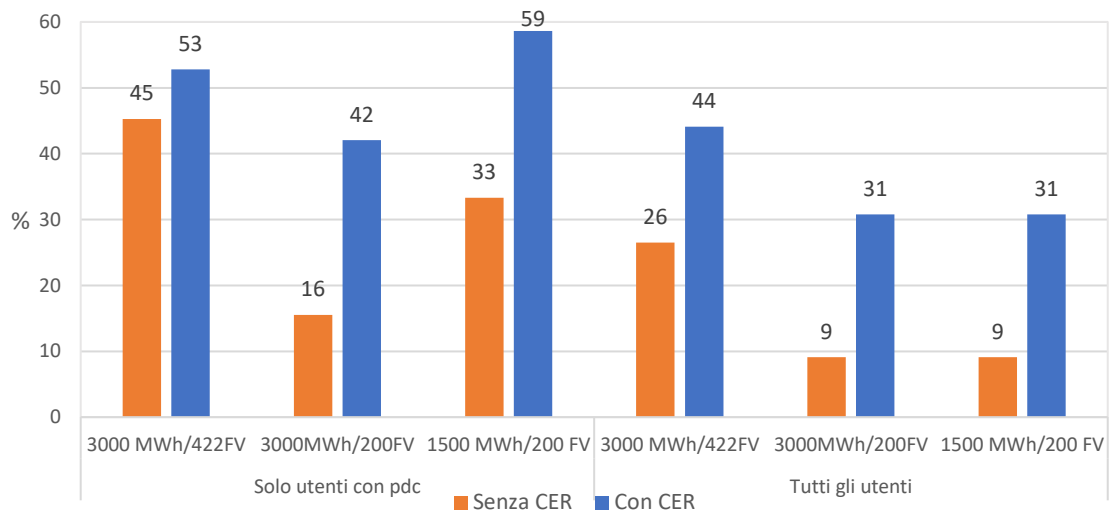


Figura 6.7 – Fabbisogno energia elettrica soddisfatto dal FV senza pdc

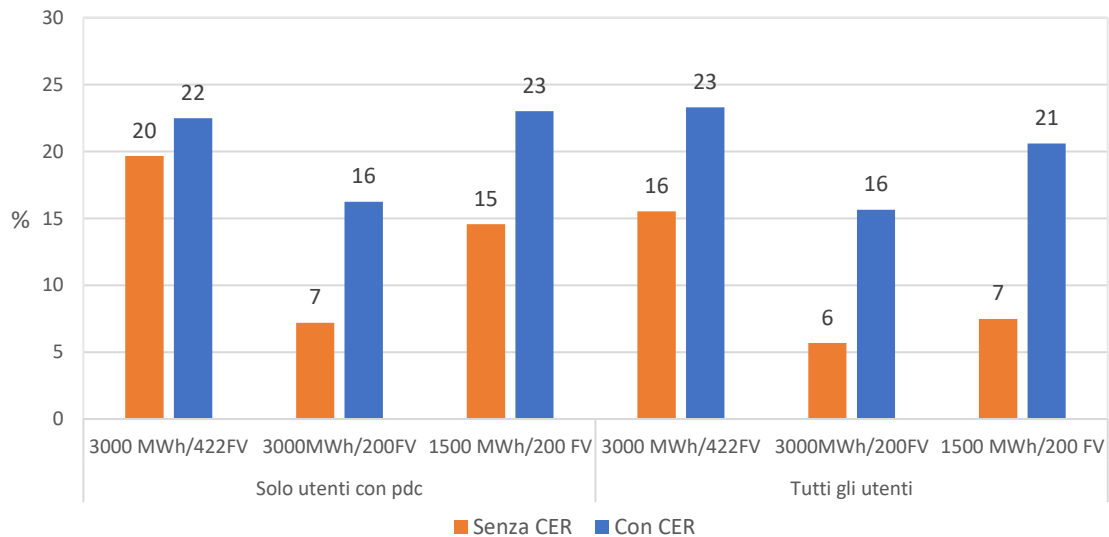


Figura 6.8 - Fabbisogno energia elettrica soddisfatto dal FV con pdc

Come già osservato, l'energia elettrica da fotovoltaico non riesce a soddisfare i consumi delle pompe di calore a causa della diversa stagionalità, questo risulta evidente nella Figura 6.9, dove sono riportati i consumi elettrici, la produzione da FV e l'autoconsumo individuale su base mensile. È chiaro che non solo la produzione da FV non è sufficiente nei mesi invernali, ma anche che risulta ben superiore ai consumi durante i mesi estivi. Proprio per questo motivo, risulta vantaggiosa una comunità energetica che renda partecipi anche utenti senza le pompe di calore, in modo tale da sfruttare a pieno l'energia prodotta nei mesi estivi.

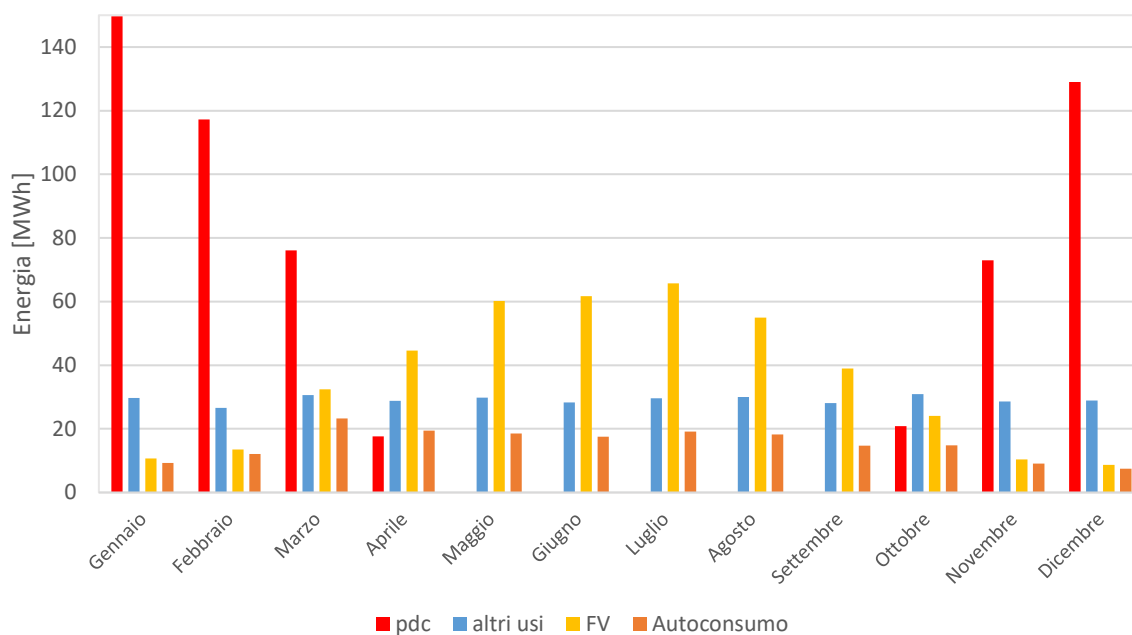


Figura 6.9 - Consumi e produzione elettrici mensili nel caso 3000MWh/422FV

Nella Figura 6.10 sono riportati i consumi elettrici e la produzione del fotovoltaico, divisa in energia autoconsumata (in blu) e in eccesso (in giallo), per alcuni edifici. Naturalmente, sia i consumi che la produzione variano in base al tipo di edificio, ad esempio, l'edificio 1 è la scuola media, gli edifici 9, 15 e 16 sono dei condomini, ecc.

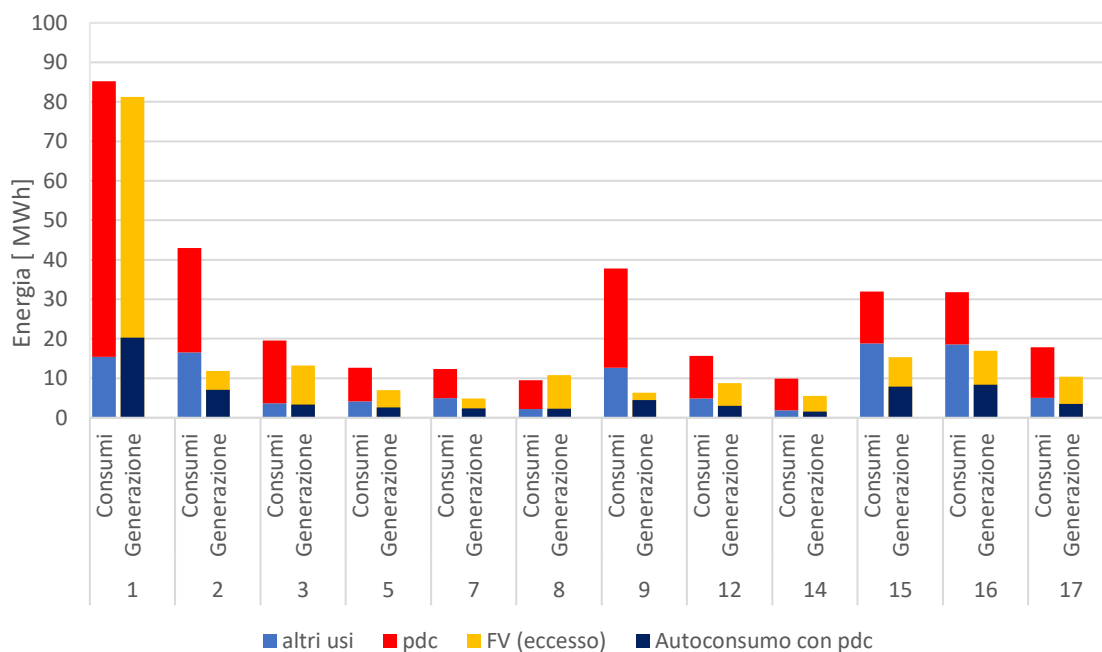


Figura 6.10 - Consumi e produzione elettrici per singoli edifici

6.4.1 Accumulo elettrico

Come è stato riscontrato nel paragrafo precedente, è presente uno sfasamento stagionale tra i consumi delle pompe di calore e la produzione di fotovoltaico. Questo implica che il contributo di un accumulo elettrico giornaliero, come quello implementato in quest'analisi, ha un limite superiore, a seconda degli scenari.

Infatti, come si può notare dalla Figura 6.11, dove è riportato il livello di carica delle batterie durante l'anno per lo scenario con 3 GWh termici, 422 kW di FV e 300 kWh di capacità, l'accumulo viene utilizzato soprattutto da marzo ad ottobre. Nel restante periodo dell'anno, l'energia prodotta viene già quasi interamente autoconsumata anche senza accumulo.

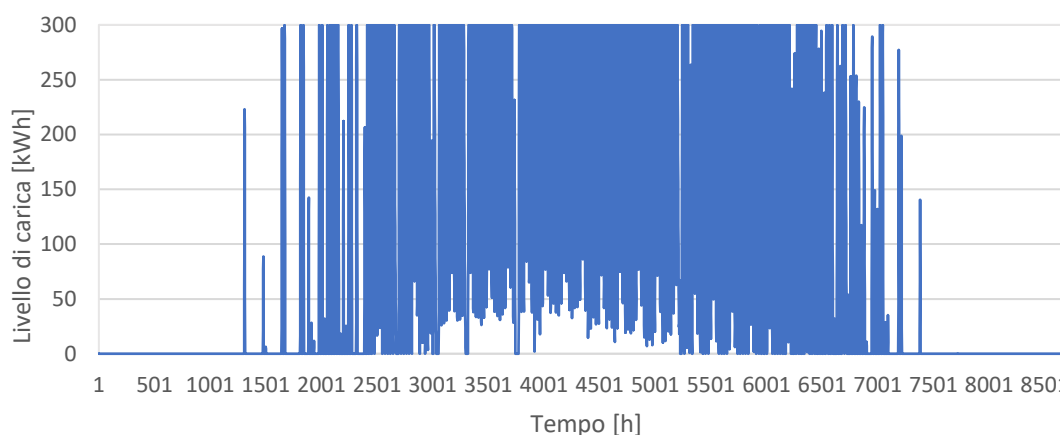


Figura 6.11 - Livello di carica batterie durante l'anno nello scenario 3GWh/422FV e 300 kWh di accumulo

Negli scenari con l'accumulo elettrico, il dato più interessante è capire di quanto aumenta l'autoconsumo in funzione della capacità, come rappresentato in Figura 6.12 per lo scenario considerato precedentemente. Si osserva che partendo da un autoconsumo senza pompe di calore del 43.4 % senza accumulo, si può arrivare al 61.8 % con 500 kWh di capacità, che rappresenta all'incirca il suddetto limite superiore. Invece, con le pompe di calore l'autoconsumo è del 49.3 % senza accumulo e il limite massimo è intorno al 64 %. Però, già con 300kWh di capacità si raggiunge un autoconsumo del 62.6 % e un ulteriore aumento della capacità di accumulo non avrebbe senso in questo scenario.

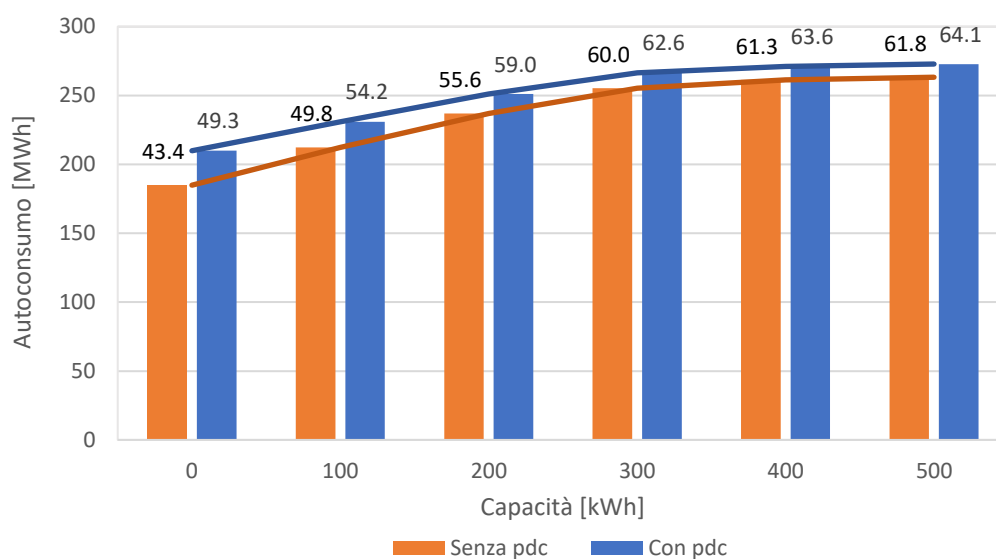


Figura 6.12 - Livelli di autoconsumo al variare della capacità delle batterie (scenario 3000MWh/422FV)

I livelli di autoconsumo con le pompe di calore, per tutti gli scenari, sono riportati nella Tabella 6.2. Si può notare come nel caso in cui tutti gli utenti partecipino alla Comunità di Energia Rinnovabile, i livelli di autoconsumo raggiungono valori molto elevati: con 200 kWh di accumulo, si ha il 73 % di autoconsumo con 422 kW di fotovoltaico e 97 % con 200 kW di fotovoltaico. Se la potenza installata di fotovoltaico è ridotta, rispetto ai carichi elettrici, il suddetto limite non esiste più e potenzialmente si possono raggiungere livelli di autoconsumo vicini al 100 %.

Tabella 6.2 - Livelli di autoconsumo con pompe di calore al variare della capacità dell'accumulo elettrico

	Capacità batterie	kWh	0	100	200	300	400	500
Solo utenti con pdc	3000 MWh/422FV	%	49.3	54.2	59.0	62.6	63.6	64.1
	3000MWh/200FV	%	74.7	82.3	88.3	92.5	94.0	94.7
	1500 MWh/200 FV	%	52.3	61.1	62.7	63.5	63.9	64.2
Tutti gli utenti	3000 MWh/422FV	%	64.7	69.1	73.2	77.0	80.4	83.5
	3000MWh/200FV	%	91.2	95.2	97.2	98.5	99.4	99.9
	1500 MWh/200 FV	%	91.1	95.1	97.2	98.5	99.4	99.9

In tutti gli scenari, capacità oltre i 300 kWh comportano aumenti minimi di autoconsumo, tali da non giustificare l'utilizzo di livelli di capacità superiori. Nello scenario con 1500 MWh termici e 200 kW di FV, già 100 kWh di capacità sono sufficienti per raggiungere livelli di autoconsumo vicini al limite superiore.

6.5 Emissioni CO₂

Sono state calcolate le emissioni di anidride carbonica, secondo quanto spiegato nel paragrafo 5.5.2, per lo scenario iniziale, ovvero quello in cui si utilizzano le caldaie a gas e l'energia elettrica acquistata dalla rete; lo scenario definito base, ovvero quello in cui ci sono la rete di teleriscaldamento e le pompe di calore; infine lo scenario base con l'aggiunta del fotovoltaico. Per quest'ultimo è stata considerata tutta l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico, anche se in realtà solo una parte di questa viene utilizzata dagli edifici considerati, la restante parte sarà in ogni caso utilizzata e quindi comporta una riduzione delle emissioni. I risultati per i vari scenari sono riportati nella Figura 6.13. Le emissioni evitate sono circa il 65 % nello scenario base e tra il 73 e 81 % nello scenario con il fotovoltaico.

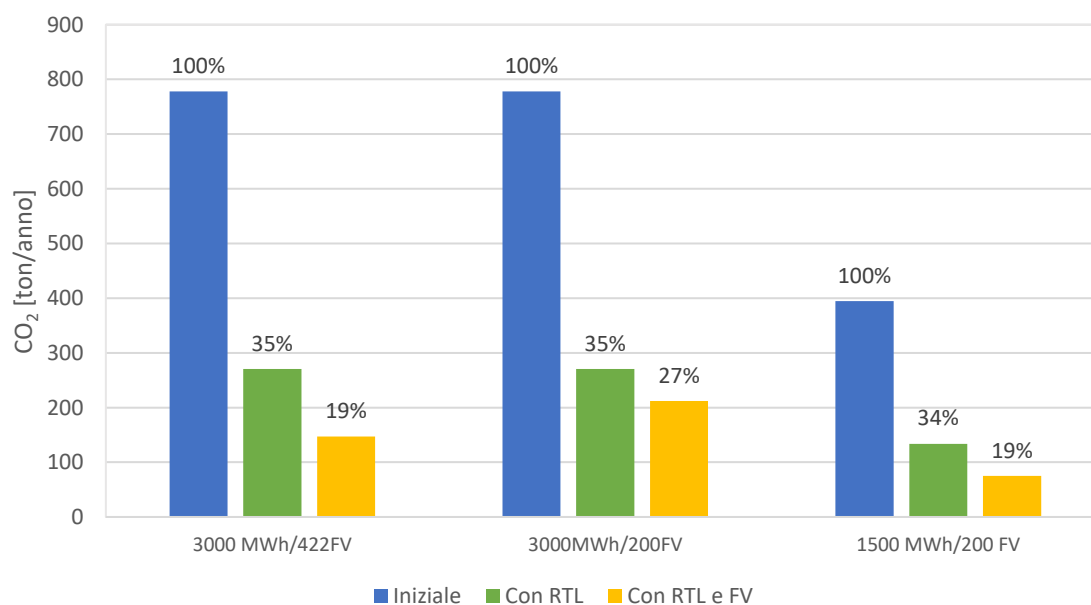


Figura 6.13 - Emissioni annuali di CO₂ in vari scenari

Quindi, lo sfruttamento di una fonte di calore che non comporta emissioni, come il calore di scarto degli stabilimenti termali di questo caso studio, permette di ridurre ad un terzo le emissioni di CO₂ degli edifici. Con l'aggiunta di fotovoltaico le emissioni sono ridotte ad un quinto di quelle iniziali, il che risulta sicuramente un risultato soddisfacente. Considerando anche il fatto che la maggior parte degli edifici sono poco isolati, degli interventi di riqualificazione potrebbero ridurre ulteriormente l'impatto sull'ambiente.

6.6 Energia primaria

Anche l'energia primaria è stata calcolata, come per le emissioni, con il metodo del paragrafo 5.5.3, per gli scenari iniziale, base e con fotovoltaico, sia per la parte non rinnovabile che rinnovabile. I consumi di energia primaria non rinnovabile sono rappresentati nella Figura 6.14. Nello scenario base i consumi sono ridotti del 57 % rispetto allo scenario iniziale, con il fotovoltaico sono ridotti tra il 64 e il 67 %.

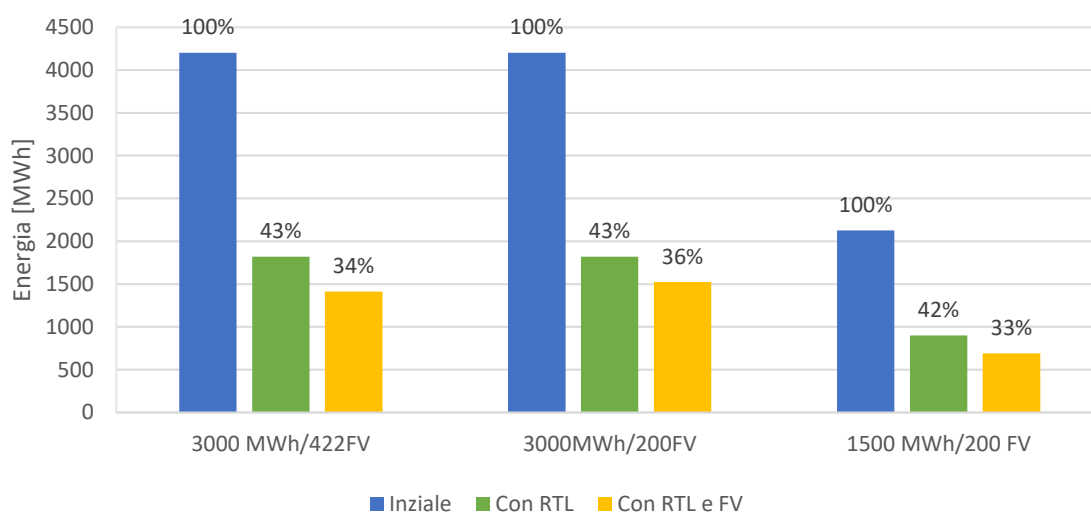


Figura 6.14 - Consumi di energia primaria non rinnovabile

L'energia primaria rinnovabile risulta essere, nello scenario iniziale, il 4 % del totale, diventa il 24 % nello scenario base e il 34 o 39 % con il fotovoltaico. Negli scenari con la rete di teleriscaldamento, l'energia primaria non rinnovabile dipende unicamente da come è prodotta l'energia elettrica. Quindi, visto che il contributo della quota rinnovabile è destinato ad aumentare anche a livello centralizzato, l'energia primaria rinnovabile aumenterà di conseguenza.

6.7 Analisi economica

Nella Tabella 6.3 sono riassunti i dati economici per il caso base, calcolati come spiegato nel paragrafo 5.5.1 per due differenti scenari. L'investimento per la rete di teleriscaldamento e pompe di calore risulta essere di circa 1.7 milioni di euro nel caso con 13 edifici collegati e di 2 milioni di euro nel caso di 32 edifici collegati. Il guadagno

annuo per l'utility è proporzionale all'energia termica venduta agli utenti e risulta di 104 mila euro nel caso di 1.5 GWh termici venduti e 202 mila euro nel caso di 3 GWh. Il tempo di ritorno semplice risulta essere rispettivamente di 16 e 10 anni. Per quanto riguarda la spesa degli utenti finali, essi sostengono un costo del 4.7 % superiore rispetto alla situazione iniziale. Quindi sembrerebbe che agli utenti non convenga allacciarsi alla rete di teleriscaldamento con un prezzo di 100 €/MWh, in realtà gli utenti hanno un risparmio dovuto all'annullamento dei costi delle caldaie (sia di manutenzione che di investimento per un'eventuale sostituzione). In ogni caso dipende da come viene fissato il prezzo del calore. Se, ad esempio, il prezzo del calore è ridotto a 80 €/MWh, gli utenti risparmiano circa il 12 % rispetto alla situazione iniziale e i tempi di ritorno per l'utility diventano di 22.8 e 14.3 anni.

Tabella 6.3 - Costi e ricavi per utenti ed utility

Numero di edifici collegati	13	32	
Fabbisogno termico	1549	3015	MWh
Costo iniziale utenti	182.1	361.7	k€/a
Costo utility	50.7	99.2	k€/a
Ricavo utility	154.9	301.5	k€/a
Guadagno utility	104.2	202.3	k€/a
Investimento	1669	2027	k€
Tempo di ritorno semplice	16.0	10.0	anni
Costo utenti con RTL	190.8	378.5	k€/a
Differenza costo utenti	8.6	16.8	k€/a
	4.7	4.7	%

Nello scenario con il fotovoltaico, si è cercato di capire quale risulta essere il beneficio economico in relazione all'investimento, a prescindere dal modello di business utilizzato. Nella Tabella 6.4 sono stati riportati i valori dell'investimento, anche in termini di aumento percentuale rispetto al caso base, e del beneficio aggiuntivo, anche in termini percentuali rispetto al guadagno dell'utility nel caso base. Per beneficio si intende il ricavo o risparmio che si ha complessivamente, considerando l'energia autoconsumata (valorizzata a 0.22 €/kWh) e quella venduta (valorizzata a 0.05 €/kWh). Il beneficio è stato riportato anche per il caso con la Comunità di Energia Rinnovabile, in questo caso la differenza è nell'energia condivisa (valorizzata a 16.8 €/kWh, come spiegato nel paragrafo 5.5.1).

Tabella 6.4 - Investimento e beneficio da FV e CER

	Solo utenti con pdc			Tutti gli utenti			
	3GWh /422FV	3GWh /200FV	1.5GWh /200 FV	3GWh /422FV	3GWh /200FV	1.5GWh /200 FV	
Investimento FV	633.6	300.9	300.9	633.6	300.9	300.9	k€/a
	31.3	14.8	18.0	31.3	14.8	18.0	%
Beneficio FV (no CER)	48.2	19.4	19.4	48.2	19.4	19.4	k€/a
	23.8	9.6	18.6	23.8	9.6	18.6	%
Beneficio FV + CER	54.3	30.8	25.5	62.0	34.8	34.8	k€/a
	26.8	15.2	24.5	30.7	17.2	33.4	%
Vantaggio CER	12.6	59.2	31.5	28.6	79.5	79.3	%

Confrontando la percentuale di investimento aggiuntivo con la percentuale di beneficio aggiuntivo si può capire se l'investimento porta un vantaggio o uno svantaggio in termini di recupero del capitale investito. Se l'investimento ed il beneficio sono a carico dello stesso soggetto (ad esempio l'utility), un aumento di investimento pari all'aumento di guadagno significa che il capitale investito viene recuperato nello stesso tempo del resto dell'investimento (RTL e PDC). Questi valori sono stati visualizzati nella Figura 6.15, dove si può osservare come solamente nello scenario con 1.5 GWh termici e 200 kWh di FV si ha un vantaggio con un aumento di beneficio del 18.6 % a fronte di un aumento di investimento del 18 %. Ma aggiungendo la Comunità Energetica, il beneficio aggiuntivo aumenta diventando del 33.4 % e anche nel caso 3 GWh termici e 200 kW di FV risulta vantaggioso (+17.2 % del beneficio a fronte di +14.8 % dell'investimento).

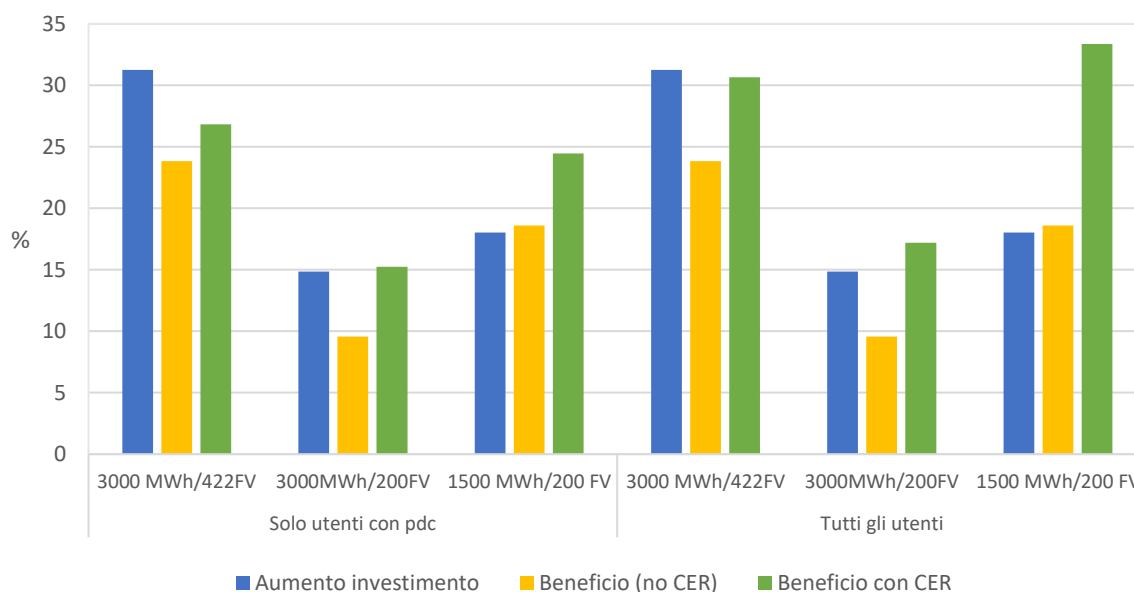


Figura 6.15 - Aumento percentuale investimento e beneficio FV e CER

Quello che emerge è che installare livelli più alti di FV, come nel caso con 422 kW, porta ad un aumento dell'investimento maggiore rispetto all'aumento di beneficio. Quindi, dal punto di vista economico, non conviene sovradimensionare la potenza di fotovoltaico installata.

Invece, confrontano i tempi di ritorno semplici legati al solo fotovoltaico, quindi il rapporto tra l'investimento e il guadagno da esso portato, si può notare nella Figura 6.16 come la Comunità di Energia Rinnovabile porta in ogni caso un beneficio aggiuntivo, tra il 12 e il 79 %. Il vantaggio maggiore si ha con 200 kW installati e una comunità allargata a tutti gli utenti. Si può anche notare che il beneficio apportato dalle pompe di calore è massimo del 5.7 %, ma in alcune configurazioni è quasi nullo. Infatti, nel caso in cui tutti gli utenti partecipino alla comunità, i carichi elettrici saranno sufficienti a coprire la produzione di FV per la maggior parte del tempo, anche senza pompe di calore. Invece, se il livello di FV è più elevato e ci sono meno utenze nella comunità, le pompe di calore portano un beneficio aggiuntivo, ma questo rimane limitato a causa dell'asincronia tra consumo e produzione.

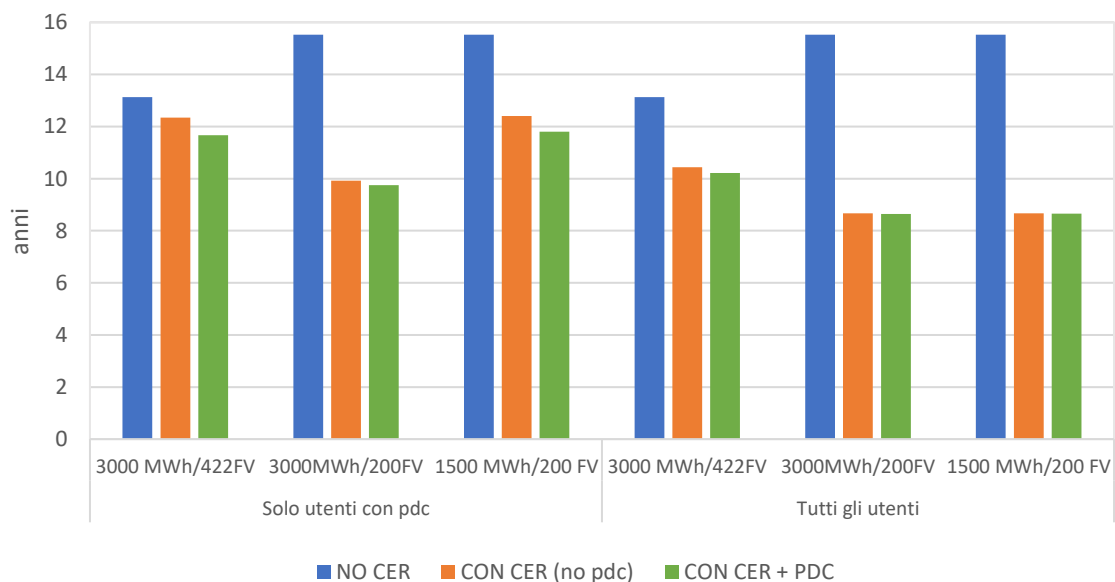


Figura 6.16 - Tempo di ritorno semplice FV

Questo beneficio aggiuntivo deve essere condiviso tra tutti i partecipanti alla comunità. Il modello di business adottato può variare e dipende da chi sostiene l'investimento e dagli accordi contrattuali. Si propongono di seguito due alternative:

- 1) L'utility sostiene l'investimento aggiuntivo e ad essa rimane anche il guadagno aggiuntivo necessario a ripagare l'investimento in un arco di tempo congruo. Una parte del beneficio apportato dalla Comunità Energetica viene suddivisa tra gli utenti con una riduzione del prezzo del calore o dell'energia elettrica.
- 2) L'investimento viene suddiviso tra proprietari degli edifici dove sono collocati gli impianti e l'utility, il beneficio dell'autoconsumo rimane ai proprietari, mentre il ricavo dalla vendita di energia rimane all'utility e il guadagno dall'energia condivisa viene suddiviso tra membri della comunità ed utility.

I due modelli proposti sono riassunti nella Tabella 6.5 con i dettagli sui prezzi.

Tabella 6.5 - Modelli di business per FV e CER

Modello business	Investimento FV	Remunerazione autoconsumo	Remunerazione vendita energia	Remunerazione energia condivisa
		0.22 €/kWh	0.05 €/kWh	0.118 €/kWh
1	Utility	Utility	Utility	Utility (0.068 €/kWh) e utenti CER (0.05 €/kWh)
2	Utility (50 %) e proprietari edifici (50 %)	Proprietari edifici	Utility	Utility (0.068 €/kWh) e utenti CER (0.05 €/kWh)

Nella Tabella 6.6 si riportano i principali parametri economici calcolati per i due modelli di business proposti nei vari scenari.

Tabella 6.6 - Parametri economici al variare di scenari e modelli di business

Mod.		Solo utenti con pdc			Tutti gli utenti			u. m.
		3 GWh /422FV	3 GWh /200FV	1.5GWh /200 FV	3 GWh /422FV	3 GWh /200FV	1.5GWh /200 FV	
1	Investimento utility	633.6	300.9	300.9	633.6	300.9	300.9	k€
	Investimento utenti	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	k€
	Guadagno utility	53.0	27.2	23.7	58.4	29.7	29.7	k€/a
	Guadagno utenti	0	0	0	0	0	0	k€/a
	Guadagno utenti CER	1.3	4.6	2.1	5.3	6.5	6.5	k€/a
	TRS utility	12.0	11.1	12.7	10.9	10.1	10.1	anni
	TRS utenti	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	anni
2	Investimento utility	316.8	150.4	150.4	316.8	150.4	150.4	k€
	Investimento utenti	316.8	150.4	150.4	316.8	150.4	150.4	k€
	Guadagno utility	18.1	15.2	11.7	23.5	17.8	17.8	k€/a
	Guadagno utenti	34.9	12.0	12.0	34.9	12.0	12.0	k€/a
	Guadagno utenti CER	1.3	4.6	2.1	5.3	6.5	6.5	k€/a
	TRS utility	17.5	9.9	12.8	13.5	8.5	8.5	anni
	TRS utenti	9.1	12.6	12.6	9.1	12.6	12.6	anni

Nella Figura 6.17 sono visualizzati i tempi di ritorno semplice del FV per l'utility e per gli utenti con i due modelli di business. È interessante notare come per lo scenario con 1.5 GWh termici e 200 kW di FV i tempi di ritorno semplice sono praticamente uguali, ma se partecipano più utenti alla Comunità Energetica allora il secondo modello di business diventa più vantaggioso per l'utility. Viceversa, nello scenario con 3 GWh termici e 422 kW di FV, il secondo modello di business risulta più vantaggioso per gli utenti.

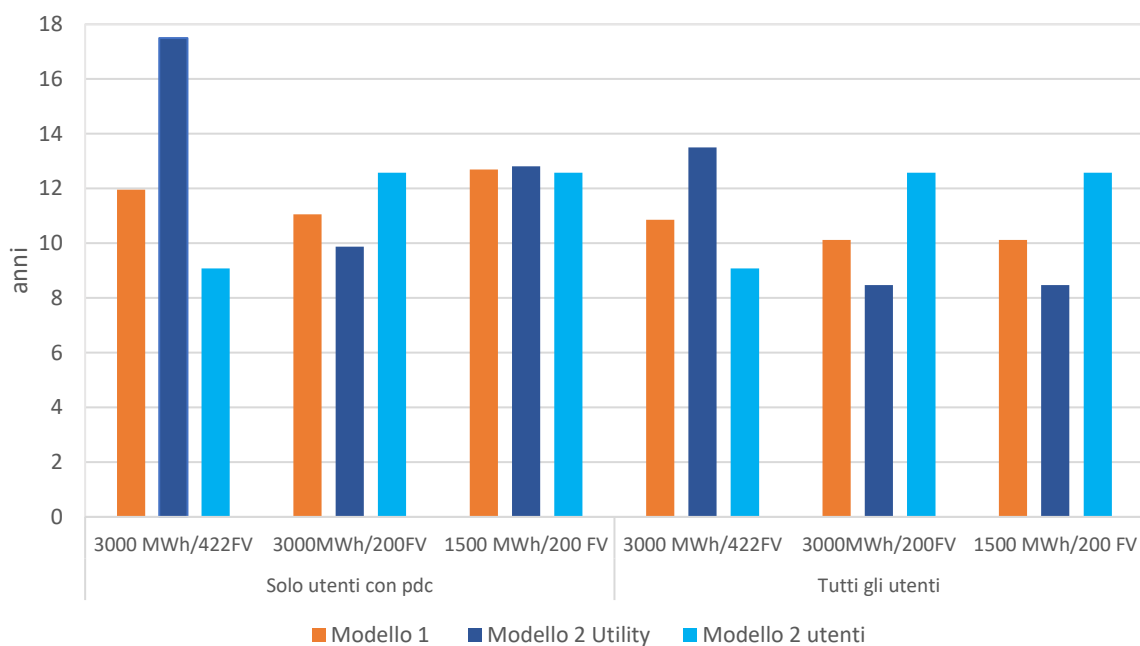


Figura 6.17 - Tempo di ritorno semplice del FV per diversi modelli di business e scenari

Il beneficio per gli utenti della CER può essere assegnato attraverso uno sconto sul prezzo dell'elettricità (in questo caso bisognerebbe che l'utility in questione diventasse il fornitore per tutti gli utenti e questo le permetterebbe di trarre anche un ulteriore guadagno dalla vendita di energia elettrica, ma questo esula dalla presente analisi). La riduzione di prezzo è uguale nei due modelli di business, perché la remunerazione per gli utenti è di 0.05 €/kWh per l'energia condivisa in entrambi i casi. Nella Tabella 6.7 sono riportate le riduzioni del prezzo dell'energia che si ottengono ripartendo il beneficio sull'energia consumata dagli utenti. Sono riportate anche le percentuali rispetto al valore totale dell'energia elettrica e sulla componente energia, ipotizzata a 0.06 €/kWh, perché è su questa parte di prezzo che solitamente si può avere una riduzione a livello contrattuale.

Tabella 6.7 - Riduzione di prezzo elettricità utenti CER

	Solo utenti con pdc			Tutti gli utenti		
	3 GWh /422FV	3 GWh /200FV	1.5GWh /200 FV	3 GWh /422FV	3 GWh /200FV	1.5GWh /200 FV
€/kWh	0.004	0.013	0.013	0.009	0.011	0.011
% sul prezzo totale	1.7	6.0	5.8	4.0	4.9	4.9
% sulla comp. Energia	6.3	22.1	21.1	14.7	18.1	18.1

Le riduzioni di prezzo vanno dal 1.7 al 6 % rispetto al prezzo totale dell'energia e dal 6.3 al 22.1 % rispetto al prezzo della componente energia.

Per rendere più chiara la situazione economica dei singoli utenti con il secondo modello di business, sono stati presi in considerazione tre edifici, una casa singola (n° 14), una casa bifamiliare (n° 5) e un condominio con 8 appartamenti (n° 15). Gli edifici in questione hanno degli impianti fotovoltaici rispettivamente di 5.6, 6.6 e 14.6 kW di picco. Partendo dai consumi dei singoli edifici, sono stati calcolati i costi a carico di ciascun edificio per l'elettricità. Successivamente sono stati divisi per il numero di unità abitative per ottenere i costi di ogni unità. Sono stati calcolati i costi iniziali, i costi con gli impianti fotovoltaici e poi con l'aggiunta della comunità energetica. Per poter considerare il beneficio economico della Comunità Energetica, l'energia condivisa è stata ripartita sul singolo edificio in proporzione ai consumi elettrici, nello scenario con tutti gli edifici all'interno della comunità e 422 kW di fotovoltaico installato. I risultati sono riportati nella Figura 6.18.

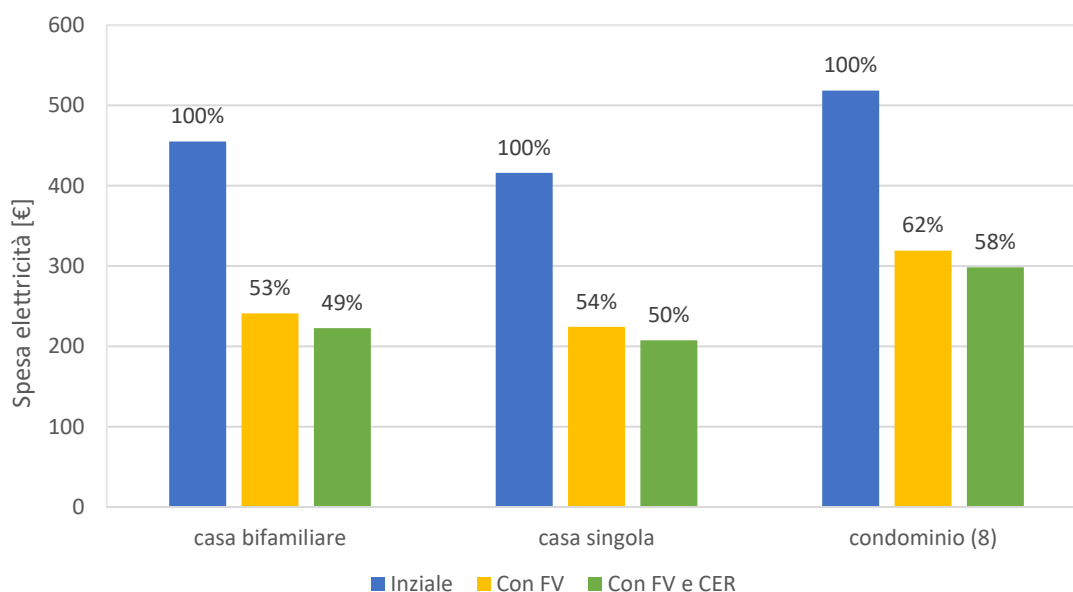


Figura 6.18 - Spesa annuale elettricità per alcune utenze

Si può notare come il risparmio sulla spesa per l'elettricità è tra il 38 e il 47 % con gli impianti fotovoltaici e risulta maggiore per la casa singola e bifamiliare. Con la Comunità Energetica, il risparmio aumenta circa del 4 % per tutti gli utenti, in questo scenario.

Negli scenari con l'accumulo elettrico, il costo delle batterie è stato ipotizzato pari a 500 €/kWh. Un accumulo centralizzato aumenta l'energia condivisa all'interno della comunità e questo si traduce in un maggior risparmio per gli utenti e un maggior guadagno per l'utility. Per capire cosa cambia per l'utility si riporta nella Tabella 6.8 il tempo di ritorno semplice al variare della capacità di accumulo, con il primo modello di business, nei vari scenari. Si può notare come esso aumenti all'aumentare della capacità installata, questo dimostra che per l'utility il maggior guadagno non ripaga completamente l'investimento. Come osservato nel paragrafo 6.4.1, la capacità dell'accumulo può limitarsi a 200 kWh e, in questo caso, il tempo di ritorno aumenta tra 1 e 3 anni e risulta più vantaggioso nello scenario con 3 GWh termici e 422 kW di FV.

Tabella 6.8 - Tempo di ritorno semplice al variare della capacità dell'accumulo elettrico (modello di business 1)

	Capacità batterie	kWh	0	100	200	300	400	500
Solo utenti con pdc	3000 MWh/422FV	anni	12.0	12.5	13.0	13.6	14.3	15.2
	3000MWh/200FV	anni	11.1	12.3	13.7	15.1	16.6	18.2
	1500 MWh/200 FV	anni	12.7	13.9	15.7	17.6	19.5	21.4
Tutti gli utenti	3000 MWh/422FV	anni	10.9	11.4	12.0	12.6	13.1	13.7
	3000MWh/200FV	anni	10.1	11.6	13.1	14.6	16.2	17.8
	1500 MWh/200 FV	anni	10.1	11.6	13.1	14.6	16.2	17.8

Per capire cosa cambia dal punto di vista degli utenti, si riporta nella Tabella 6.9 la riduzione di prezzo percentuale degli utenti (rispetto al prezzo totale dell'energia elettrica) al variare della capacità di accumulo installata. Si può notare, come l'accumulo elettrico aumenti il risparmio degli utenti, ma la variazione dipende dallo scenario considerato. In quello con 422 kW di FV si hanno degli incrementi rilevanti oppure nello scenario con 1.5 GWh termici, 200 kW di FV e solo utenti con pompe di calore si ha un incremento interessante solo passando da 0 a 100 kWh di capacità installata.

Tabella 6.9 - Risparmio utenti al variare della capacità dell'accumulo elettrico

	Capacità batterie	kWh	0	100	200	300	400	500
Solo utenti con pdc	3000 MWh/422FV	%	1.7	3.5	5.1	6.3	6.7	6.8
	3000MWh/200FV	%	6.0	7.2	8.0	8.6	8.8	8.9
	1500 MWh/200 FV	%	5.8	8.9	9.4	9.6	9.8	9.9
Tutti gli utenti	3000 MWh/422FV	%	4.0	4.8	5.6	6.3	6.9	7.4
	3000MWh/200FV	%	4.9	5.3	5.4	5.5	5.6	5.6
	1500 MWh/200 FV	%	4.9	5.3	5.4	5.5	5.6	5.6

Quindi, un accumulo elettrico, sebbene permetta di aumentare l'energia condivisa, non porta un vantaggio economico per l'utility. Invece, gli utenti della CER hanno un maggior risparmio, in alcuni scenari più rilevante, in altri meno. Non sarebbe giustificato utilizzare il secondo modello di business per l'accumulo, in cui gli utenti sostengono parte dell'investimento. Questo perché avendo installato l'accumulo a livello centralizzato, esso non aumenta l'energia elettrica autoconsumata dai singoli edifici (che viene valorizzata a 0.22 €/kWh), ma aumenta l'energia elettrica condivisa nella comunità (che è valorizzata a 0.168 €/kWh) e tale beneficio deve essere diviso tra l'utility e gli utenti.

Tutte le considerazioni economiche fatte in questo paragrafo sono state fatte al netto di incentivi e detrazioni fiscali (tranne l'incentivo sull'energia condivisa). Dal punto di vista applicativo, però, quasi tutti gli interventi in questione possono beneficiare di incentivi e/o detrazioni, questo può rendere sicuramente più vantaggiosi gli interventi dal punto di vista economico, sia per gli utenti finali, sia per un'utility esterna.

CONCLUSIONI

L'integrazione di fonti rinnovabili per la fornitura di energia termica ed elettrica degli edifici è uno dei principali obiettivi delle politiche volte a decarbonizzare il sistema energetico. A questo fine si riscontrano alcuni trend generali come la decentralizzazione della produzione energetica e l'elettrificazione dei consumi. Nel settore degli edifici, questi trend sono rappresentati da una crescente presenza di pompe di calore per fornire servizi di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria e da una significativa penetrazione di impianti fotovoltaici domestici nel mix di produzione nazionale di energia elettrica.

Le Comunità Energetiche sono uno strumento recentemente introdotto dal legislatore per aumentare la quota di energia elettrica prodotta e autoconsumata localmente a livello di singolo edificio con più unità abitative o a livello di quartiere o distretto urbano.

Nel presente studio sono stati integrati diversi modelli al fine di analizzare un insieme di edifici, sia residenziali che non residenziali, per verificare il vantaggio della presenza di una Comunità Energetica dal punto di vista energetico, ambientale ed economico. Infatti, la presenza di una CE rende possibile l'utilizzo dell'energia prodotta da alcuni impianti fotovoltaici da parte di altri edifici e l'aggregazione di carichi elettrici con profili diversi, in modo tale da massimizzare l'autoconsumo della comunità.

Il caso studio preso in esame è situato nel centro cittadino di Montegrotto Terme, un Comune nel quale vi è disponibilità di una fonte di calore di scarto a bassa temperatura, derivante dall'uso di una risorsa geotermica da parte degli stabilimenti termali della zona. Per sfruttare tale fonte di calore si vuole realizzare una rete di teleriscaldamento a bassa temperatura per soddisfare il fabbisogno energetico per il riscaldamento degli edifici circostanti. La temperatura disponibile risulta essere intorno ai 40 °C, rendendo necessarie delle pompe di calore acqua-acqua, installate a livello di singolo edificio. Utilizzando un modello a parametri concentrati, sono stati calcolati i fabbisogni termici degli edifici e una parte di questi sono stati considerati allacciati alla rete di

teleriscaldamento. Sono stati calcolati i loro consumi elettrici sia per le pompe di calore che per altri usi, in parte con un approccio stocastico e in parte con un approccio deterministico. Sono stati dimensionati degli impianti fotovoltaici, con diversi livelli di capacità installata, e ne è stata calcolata la producibilità. L'integrazione dei consumi elettrici con la produzione del fotovoltaico ha permesso di calcolare l'energia autoconsumata a livello di singoli edifici e l'energia condivisa a livello di Comunità di Energia Rinnovabile.

I risultati delle simulazioni hanno mostrato che nonostante le pompe di calore introducano dei carichi elettrici rilevanti, il conseguente incremento dell'autoconsumo a livello di distretto è limitato a causa della diversa stagionalità tra la produzione e la domanda di energia elettrica. Nello scenario in cui le pompe di calore danno il maggior vantaggio, l'incremento è pari al 6 %, con l'autoconsumo che passa dal 43 % al 49 % a livello di distretto.

Il contributo della Comunità di Energia Rinnovabile porta un vantaggio in termini di autoconsumo e di fabbisogno soddisfatto, a prescindere dalla presenza delle pompe di calore, soprattutto per quegli scenari in cui il fotovoltaico è installato su pochi edifici. È emerso come livelli minori di fotovoltaico permettano di raggiungere percentuali di autoconsumo più elevate. Inoltre, più utenti partecipano alla comunità e più i livelli di autoconsumo aumentano, raggiungendo il limite del 91 % con 200 kW di potenza installata in uno scenario in cui si è ipotizzato che tutti gli edifici analizzati entrino a far parte della comunità. Con livelli di autoconsumo elevati, la differenza apportata dalle pompe di calore si riduce a causa di una copertura della produzione da parte degli altri carichi elettrici.

È stato, inoltre, considerato il potenziale delle batterie di accumulo a livello centralizzato per favorire ulteriormente l'autoconsumo della comunità. Le simulazioni mostrano che l'incremento dell'autoconsumo raggiunge un limite massimo, attorno al 64 % con più di 400 kW di fotovoltaico. Lo scenario migliore si ha con 200 kW di fotovoltaico, in cui si possono raggiungere livelli di autoconsumo vicini al 100 %. È emerso anche che il livello ottimale di capacità installata delle batterie va dai 100 ai 300 kWh.

Dal punto di vista ambientale, le emissioni di anidride carbonica sono ridotte del 65 % con la presenza della rete di teleriscaldamento e pompe di calore e fino all'80 % con l'aggiunta del fotovoltaico.

Dal punto di vista economico, l'investimento nella rete di teleriscaldamento e pompe di calore può essere recuperato in 10 o 16 anni (a seconda del numero di utenze) con una spesa per gli utenti sostanzialmente invariata. L'aggiunta del fotovoltaico porta un guadagno o risparmio aggiuntivo che risulta più conveniente se la potenza installata non è troppo elevata. La Comunità di Energia Rinnovabile aumenta il vantaggio economico del fotovoltaico (tra il 12 e il 79 %), grazie alla maggior remunerazione dell'energia condivisa. Tale beneficio può essere suddiviso in modo diverso, a seconda del modello di business adottato. L'accumulo elettrico porta un maggior risparmio per gli utenti, ma non risulta economicamente vantaggioso per chi sostiene l'investimento.

I risultati mostrano l'efficacia della simulazione energetica a livello urbano per informare l'amministrazione pubblica ed eventuali società interessate ad investire in progetti come quello considerato. Le analisi riportate nella tesi sono basate su una metodologia riproducibile in tutte quelle situazioni ove manchino informazioni di dettaglio sugli edifici e monitoraggio dei consumi. Tale metodologia è basata sull'utilizzo combinato di modelli fisici, dati di consumo puntuali e modelli statistici.

Future implementazioni sullo studio fatto potrebbero prevedere l'aggiunta del fabbisogno di acqua calda sanitaria e del raffrescamento estivo, l'integrazione di sistemi di controllo intelligenti e degli scenari di riqualificazione edilizia. Nell'analisi economica, invece, risulterebbe interessante valutare sistemi di incentivazione, detrazioni fiscali e altri aspetti finanziari più dettagliati.

BIBLIOGRAFIA

- [1] T. G. Kavvadias K, Jimenez-Navarro JP, “Decarbonising the EU heating sector. JRC Technical Report.” 2019.
- [2] S. Paardekooper *et al.*, “Heat Roadmap Europe Quantifying the Impact of Low-carbon,” pp. 1–98, 2018.
- [3] Commissione Europea, “Clean Energy for all Europeans package - Energia pulita per tutti gli europei,” 2019.
- [4] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, and Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti., “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima,” 2019.
- [5] European Parliament and Council of the EU, “Directive (EU) 2019/944 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU,” *Off. J. Eur. Union*, 2019.
- [6] European Parliament and Council of the European Union, “Directive 2018/2001/EC,” *Off. J. Eur. Union*, 2018.
- [7] J. Roberts, D. Frieden, and S. D’Herbemont, “Energy Community Definitions,” no. May, 2019.
- [8] “TESTO COORDINATO DEL DECRETO-LEGGE 30 dicembre 2019, n. 162.” www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20A01353/sg.
- [9] A. Caramizaru and A. Uihlein, "Energy communities : an overview of energy and social innovation." 2019.
- [10] S. Soeiro and M. Ferreira Dias, “Renewable energy community and the European energy market: main motivations,” *Heliyon*, vol. 6, no. 7, p. e04511, 2020.
- [11] F. Ceglia, P. Esposito, E. Marrasso, and M. Sasso, “From smart energy community to smart energy municipalities: Literature review, agendas and pathways,” *J. Clean. Prod.*, vol. 254, p. 120118, 2020.
- [12] B. Fina, H. Auer, and W. Friedl, “Profitability of PV sharing in energy communities: Use cases for different settlement patterns,” *Energy*, vol. 189, 2019.
- [13] A. L. Facci, V. K. Krastev, G. Falcucci, and S. Ubertini, “Smart integration of photovoltaic production, heat pump and thermal energy storage in residential applications,” *Sol. Energy*, vol. 192, no. June 2018, pp. 133–143, 2019.
- [14] D. Fischer and H. Madani, “On heat pumps in smart grids: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 70, no. November 2016, pp. 342–357, 2017.
- [15] G. Manfroi, M. Maistrello, and L. C. Tagliabue, “Synergy of geothermal heat pumps and PV plant for buildings block,” 2011.
- [16] R. Thygesen and B. Karlsson, “An analysis on how proposed requirements for near zero energy buildings manages PV electricity in combination with two different

- types of heat pumps and its policy implications – A Swedish example,” *Energy Policy*, 2017.
- [17] A. Franco and F. Fantozzi, “Experimental analysis of a self consumption strategy for residential building: The integration of PV system and geothermal heat pump,” *Renew. Energy*, 2016.
 - [18] C. J. C. Williams, J. O. Binder, and T. Kelm, “Demand side management through heat pumps, thermal storage and battery storage to increase local self-consumption and grid compatibility of PV systems,” 2012.
 - [19] J. Salpakari and P. Lund, “Optimal and rule-based control strategies for energy flexibility in buildings with PV,” *Appl. Energy*, 2016.
 - [20] J. Binder, C. O. O. Williams, and T. Kelm, “Increasing pv self-consumption, domestic energy autonomy and grid compatibility of pv systems using heat pumps, thermal storage and battery storage,” 2012.
 - [21] R. Thygesen and B. Karlsson, “Simulation and analysis of a solar assisted heat pump system with two different storage types for high levels of PV electricity self-consumption,” *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 19–27, May 2014.
 - [22] D. Fischer, T. R. Toral, K. B. Lindberg, B. Wille-Hausmann, and H. Madani, “Investigation of Thermal Storage Operation Strategies with Heat Pumps in German Multi Family Houses,” 2014.
 - [23] P. Poulet and R. Outbib, “Energy production for dwellings by using hybrid systems based on heat pump variable input power,” *Appl. Energy*, 2015.
 - [24] R. Thygesen and B. Karlsson, “Economic and energy analysis of three solar assisted heat pump systems in near zero energy buildings,” *Energy Build.*, 2013.
 - [25] GSE, “TELERISCALDAMENTO E TELERAFFRESCAMENTO 2018 - Nota di approfondimento GSE,” 2020.
 - [26] S. Buffa, M. Cozzini, M. D’Antoni, M. Baratieri, and R. Fedrizzi, “5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 104, no. February, pp. 504–522, 2019.
 - [27] J. Vivian, G. Emmi, A. Zarrella, X. Jobard, D. Pietruschka, and M. De Carli, “Evaluating the cost of heat for end users in ultra low temperature district heating networks with booster heat pumps,” *Energy*, vol. 153, pp. 788–800, 2018.
 - [28] M. Cozzini *et al.*, “FLEXYNETS Guide Book on Fifth generation, low temperature, high exergy district heating and cooling networks,” no. December, 2018.
 - [29] J. Vivian, A. Zarrella, G. Emmi, and M. De Carli, “An evaluation of the suitability of lumped-capacitance models in calculating energy needs and thermal behaviour of buildings,” *Energy Build.*, vol. 150, pp. 447–465, 2017.
 - [30] A. Zarrella, E. Prativiera, P. Romano, L. Carnieletto, and J. Vivian, “Analysis and application of a lumped-capacitance model for urban building energy modelling,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 63, no. July, p. 102450, 2020.
 - [31] E. N. ISO, “13790: Energy performance of buildings—Calculation of energy use for space heating and cooling (EN ISO 13790: 2008),” *Eur. Comm. Stand. (CEN), Brussels*, 2008.
 - [32] VDI, “VDI 6007 - Part 1 - Calculation of transient thermal response of rooms and

- buildings - Modelling of rooms,” *VDI - Guideline*, 2012. .
- [33] I. Acosta *et al.*, “Modeling Windows in Energy Plus with Simple Performance Indices,” *Renew. Energy*, 2008.
- [34] U.S. Department of Energy, “EnergyPlus™ Version 8.6 Documentation: Engineering Reference,” *EnergyPlus Version 8.5 Documentation.*, 2016. .
- [35] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition*. 2013.
- [36] A. Acquaviva, “FLEXMETER – Flexible Smart Metering for Multiple Energy Vectors with Active Prosumers,” no. 2017, 2020.
- [37] T. Huld, R. Müller, and A. Gambardella, “A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa,” *Sol. Energy*, 2012.
- [38] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “EnergyPlus Weather Data,” *EnergyPlus*, 2019. <https://energyplus.net/weather>.
- [39] T. Huld *et al.*, “A power-rating model for crystalline silicon PV modules,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, 2011.
- [40] D. Faiman, “Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, 2008.
- [41] M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, and J. Wirth, “Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, 2011.
- [42] N. Martin and J. M. Ruiz, “Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, 2001.
- [43] UNI Ente Nazionale Italiano di Unificazione and U. Ente di Normazione Italiano, “UNI/TR 11552: Abaco delle strutture costituenti l’involucro opaco degli edifici - Parametri termofisici” 2014.
- [44] L. Carnieletto, “Optimized methods to support energy efficiency solutions in urban districts and cities,” University of Padova, 2020.
- [45] “BSI Standards Publication Energy performance of buildings — Schedule and condition of building , zone and space usage for energy calculation,” 2018.
- [46] D. G. D. E. Giorgio and F. Energetica, “Dati climatici; G.DE GIORGIO; Introduzione,” 1984.
- [47] D. G. Erbs, S. A. Klein, and J. A. Duffie, “Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation,” *Sol. Energy*, 1982.
- [48] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, “The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation,” *Sol. Energy*, 1960.
- [49] M. Collares-Pereira and A. Rabl, “The average distribution of solar radiation- correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values,” *Sol. Energy*, 1979.
- [50] Gestione Unica B.I.O.C.E, “Il Bacino Idrominerario Omogeneo dei Colli Euganei.”
- [51] G. Gottardi, P. Previatello, and P. Simonini, “An extensive investigation of land

- subsidence in the Euganean geothermal basin, Italy,” *L. Subsid. Proc. Int. Symp. Hague, 1995*, 1995.
- [52] M. Terme, “Comune di Montegrotto Terme prot. 12312 del 05-06-2018,” 2018.
- [53] F. Pilo *et al.*, “ATLANTIDE - DIGITAL ARCHIVE OF THE ITALIAN ELECTRIC DISTRIBUTION” no. May, pp. 18–21, 2012.
- [54] ARERA, “Relazione Annuale Arera - Stato dei Servizi - 31 marzo 2019 - Volume 1,” vol. 1, 2019.
- [55] VDEW, “Standardlastprofile Strom,” *Bdew*, 2017.
- [56] J. Vivian, M. De Carli, “Studio di fattibilità relativo all’attivazione di una rete di teleriscaldamento a bassa temperatura con pompe di calore distribuite nel Comune di Montegrotto Terme Sommario.”
- [57] J. Penman, M. Gytarsky, T. Hiraishi, W. Irving, and T. Krug, "2006 IPCC - Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories." 2006.
- [58] ISPRA; SNPA, "Fattori di emissione atmosferica di gas ad effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei." 2020.

RINGRAZIAMENTI

Vorrei ringraziare tutte le persone che hanno partecipato al mio percorso di studi e che hanno reso possibile questo lavoro di tesi magistrale.

In particolare, ringrazio i professori Angelo Zarrella e Michele De Carli che mi hanno proposto questo stimolante argomento e mi hanno permesso di svolgere questo lavoro con il loro gruppo di ricerca.

Ringrazio in modo speciale Jacopo, per aver contribuito con le sue conoscenze e per avermi aiutato e consigliato dall'inizio alla fine, senza di lui questo lavoro non sarebbe stato possibile.

Ringrazio Enrico, Pierdonato, Laura e Giulia per la disponibilità, i consigli e per aver messo a mia disposizione i loro lavori.

Ringrazio il prof Fabio Bignucolo per la disponibilità e per i preziosi consigli.

Il grazie più grande va a mia mamma, che mi ha permesso di affrontare questo percorso di studi e mi ha sostenuto in ogni mio passo e a mia sorella Erika, che mi ha supportato e sopportato in tutto il tragitto e, ancora di più, nell'ultimo periodo di "reclusione".

Grazie anche ai miei parenti e amici, dentro e fuori l'Università, che hanno partecipato, in piccola o in grande parte, al tragitto che mi ha portato fino a questo momento.

Mattia