

Analisi della flessibilità di impianti di riscaldamento e raffrescamento e sviluppo di metodologie per l'aggregazione e la fornitura di servizi da parte di risorse distribuite singole

Federico Bianchi, Paolo Abruzzi, Lorenzo Croci, Francesco D'Oria

2023

Progetto Flessibilità del sistema energetico integrato

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale

Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Flessibilità del sistema energetico integrato

Work Package WP 1 - Flessibilità nella generazione, domanda e accumulo

Linea di Attività LA 1.11 - Caratterizzazione preliminare della flessibilità della domanda elettrica per la climatizzazione degli edifici e metodologie per l'aggregazione

Codice identificativo RT-2.10-1.11-1

Titolo: Analisi della flessibilità di impianti di riscaldamento e raffrescamento e sviluppo di metodologie per l'aggregazione e la fornitura di servizi da parte di risorse distribuite singole

Autori: Federico Bianchi, Paolo Abruzzi, Lorenzo Croci, Francesco D'Oria

Verificatori: Riccardo Lazzari

Approvatori: Enrica Micolano, Carlo Sandroni

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.

Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.

INDICE

INDICE	3
SOMMARIO	5
1 - INTRODUZIONE	6
2 - AGGREGAZIONE DELLA FLESSIBILITÀ DI RISORSE ENERGETICHE DISTRIBUITE	8
2.1 Introduzione	8
2.2 Notazione	9
2.3 Formulazione del problema di aggregazione e disaggregazione	10
2.4 Metodologia proposta - valutazione della flessibilità e <i>design</i> della politica di dispacciamento	13
2.5 Casi pratici	14
2.5.1 <i>Prosumer</i>	14
2.5.2 <i>Criterio di costo</i>	15
2.5.3 <i>Vincoli aggiuntivi</i>	16
2.5.4 <i>Politica di disaggregazione</i>	17
2.5.5 <i>Ottimizzazione della politica di disaggregazione</i>	17
2.6 Conclusioni e sviluppi futuri	18
3 - ANALISI DEL POTENZIALE DI FLESSIBILITÀ DEI CLIMATIZZATORI ELETTRICI	19
3.1 Introduzione	19
3.2 Contesto italiano	20
3.3 Modello energetico	21
3.3.1 <i>Identificazione del tasso di perdita</i>	23
3.3.2 <i>Identificazione del tasso di carica</i>	24
3.3.3 <i>Identificazione degli istanti di accensione e spegnimento</i>	24
3.4 Rappresentazione della flessibilità	24
3.5 Procedura di identificazione della <i>baseline</i>	26
3.5.1 <i>Estrazione profili giornalieri</i>	26
3.5.2 <i>Estrazione indicatori di interesse</i>	27
3.5.3 <i>Trasformazione dati</i>	27
3.5.4 <i>Clustering</i>	28
3.5.5 <i>Calcolo baseline</i>	29
3.5.6 <i>Risultati in breve</i>	30
3.5.7 <i>Caso: condominio</i>	31
3.5.8 <i>Caso: ufficio</i>	38
3.6 Procedura di identificazione dei parametri della flessibilità	45
3.6.1 <i>Prove sperimentali su casi reali</i>	46
3.6.2 <i>Prove sperimentali in laboratorio</i>	47
3.7 Analisi delle architetture di gestione abilitanti al mercato della flessibilità	57
3.7.1 <i>Controllore Centrale d'impianto</i>	58
3.7.2 <i>Controllore di Infrastruttura di Ricarica</i>	59
3.8 Conclusioni e sviluppi futuri	61
4 - ANALISI DEL POTENZIALE DI FLESSIBILITÀ DEL SETTORE MANUFATTURIERO	63
4.1 Sondaggio	63
4.2 Analisi dei risultati del sondaggio e delle interviste di approfondimento	64
4.2.1 <i>Risultati sezione 1</i>	64
4.2.2 <i>Risultati sezione 2</i>	66
4.2.3 <i>Risultati sezione 3</i>	69



4.2.4 Considerazioni finali	71
5 - CONCLUSIONI	73
6 - BIBLIOGRAFIA	74
7 - ACRONIMI	77

SOMMARIO

L'Unione Europea mira alla neutralità climatica entro il 2050 attraverso la riduzione delle emissioni e un aumento delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili. A una maggiore elettrificazione della domanda e a una generazione sempre più distribuita e incerta corrisponde l'esigenza di servizi di flessibilità, essenziali per la stabilità e l'esercizio sicuro del sistema elettrico, distribuiti lungo tutta la filiera, dalla generazione alla domanda, passando per la rete, i sistemi di accumulo e le norme che regolano la partecipazione degli utenti finali ai meccanismi di flessibilità. L'attività oggetto di questo rapporto mira alla valutazione del potenziale di flessibilità della domanda sia come singole risorse che come aggregati. Di particolare interesse sono gli impianti di riscaldamento e raffrescamento in ambito residenziale. Verrà pertanto presentata la formulazione matematica della metodologia sviluppata per l'aggregazione di risorse distribuite, che permette di considerare diverse tipologie di risorse e scenari applicativi. Un secondo contributo comprende la definizione di una procedura apposita per quantificare la flessibilità di pompe di calore a partire da dati di monitoraggio, con campagne di acquisizione dati in edifici residenziali e uffici, oltre a test sperimentali nel laboratorio di Efficienza Energetica di RSE che rappresenta il caso di singola unità abitativa. Si indaga anche sulle potenziali architetture di gestione per l'abilitazione di queste risorse ai meccanismi di flessibilità, valutando la possibilità di estendere a questo caso le soluzioni proposte, ad esempio, nell'ambito delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici. Infine, all'analisi del potenziale di flessibilità in ambito residenziale si integra un'indagine sulla flessibilità delle industrie attraverso la raccolta per mezzo di un sondaggio di informazioni circa l'interesse da parte di realtà presenti sul territorio alla partecipazione ai meccanismi di flessibilità, oltre che riguardanti le possibili barriere che ostano alla partecipazione attiva di questa realtà.

Keywords: aggregation, ancillary services, buildings, distributed energy resources, energy efficiency, flexibility, heat-pumps

1 - INTRODUZIONE

Con la pubblicazione, a fine 2019, della comunicazione della Commissione europea "Il *Green Deal* Europeo" [1], l'Unione Europea (UE) ha ulteriormente riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente, impegno già assunto con l'Accordo di Parigi nel dicembre 2015 e con il successivo pacchetto legislativo "Energia pulita per tutti gli europei" - noto come *Winter package* o *Clean energy package* (CEP), adottato tra la fine dell'anno 2018 e l'inizio del 2019. Il Regolamento ha formalmente sancito l'obiettivo della neutralità climatica al 2050 e il traguardo vincolante dell'Unione in materia di clima per il 2030 che consiste in una riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030, rivedendo quindi il precedente traguardo del 40% definito dal CEP. Il *Green Deal* ha richiesto una revisione profonda delle politiche energetiche e climatiche dell'UE. Tale revisione è contenuta nel pacchetto "Pronti per il 55%" (*Fit for 55*) anche detto "*Green Package*" adottato dalla Commissione il 14 luglio 2021. La neutralità climatica al 2050 e la riduzione delle emissioni al 2030 del 55% hanno costituito il target di riferimento per l'elaborazione degli investimenti e delle riforme in materia di "Transizione verde" contenuti nei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR). Infine, in risposta alle difficoltà e alle perturbazioni del mercato energetico mondiale causate dall'invasione russa dell'Ucraina nel febbraio 2022, la Commissione Europea ha attuato il piano *REPowerEU* [2], con l'obiettivo, tra i tanti, di diversificare il nostro approvvigionamento energetico.

Considerando che il 75% delle emissioni dell'UE ha origine dall'uso dell'energia, le ambizioni climatiche devono necessariamente focalizzarsi sulla trasformazione del sistema energetico, specialmente quello elettrico. A una maggiore elettrificazione della domanda e a una generazione sempre più distribuita e incerta corrisponde l'esigenza di servizi di flessibilità, essenziali per la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico, distribuiti lungo tutta la filiera. Dalla generazione programmabile, ammodernando gli impianti esistenti e promuovendo impianti di nuova generazione, alla domanda elettrica, andando a modulare i profili di assorbimento in modo da renderli sempre più sincronizzati con quelli della generazione, nell'ottica del *demand response*. La flessibilità della rete agisce poi da ponte tra la flessibilità della generazione e della domanda e bilancia gli squilibri in tempo reale. Se la flessibilità della rete è bassa, può diventare un fattore limitante. Pertanto, sono necessarie opere di potenziamento e riconfigurazione, ma anche a livello di gestione nell'ottica di una sempre maggior digitalizzazione del sistema elettrico. Inoltre, un ruolo fondamentale è riconosciuto ai sistemi di accumulo stazionari o non stazionari e all'integrazione settoriale (*sector coupling*), andando quindi ad integrare sempre più il sistema elettrico con quello termico, gas, ma anche con la mobilità. Infine, è necessario intervenire dal punto di vista operativo e normativo, al fine di promuovere una sempre maggior partecipazione delle utenze minori, siano esse produttori, consumatori o entrambi (*prosumers*) nel mercato dei servizi e favorire l'interazione con altri utenti attivi, come nel modello delle Comunità Energetiche o dell'autoconsumo collettivo.

In questo contesto, l'attività di ricerca triennale 2022-2024 mira a valutare la flessibilità che può essere offerta dalla domanda (residenziale, terziario, industriale), con particolare attenzione 1) allo sviluppo di metodologie per l'aggregazione e la fornitura di servizi da parte di risorse distribuite singole e 2) all'analisi, sia teorica che per mezzo di prove sperimentali, del potenziale e della flessibilità relativamente agli impianti di climatizzazione connessi alla rete. Nello specifico, l'attività svolta nella scorsa annualità si è articolata su due contributi principali [3]. Dapprima, è stato presentato uno studio preliminare dei modelli utilizzati in letteratura per descrivere alcuni dei più comuni carichi elettrici. Sono state poi investigate e analizzate le principali metodologie proposte per la risoluzione del problema dell'aggregazione di risorse distribuite, evidenziandone i principali vantaggi e limiti. Il secondo contributo riguarda invece uno studio di modelli energetici di varie tipologie di edifici, tramite opportuni *software* di simulazione energetica e considerando

informazioni raccolte da fonti di dati pubbliche, volto a caratterizzare il contributo che gli edifici possono fornire in termini di flessibilità. A latere, è stato redatto un sondaggio, in collaborazione con MADE CC14.0¹, volto a indagare i fabbisogni energetici e i possibili carichi flessibili degli utenti industriali, utile anche a informare questi utenti sulla possibile partecipazione ai servizi di rete.

In continuità, l'attività oggetto di questo rapporto verte sulla formulazione matematica di una metodologia per la risoluzione del problema dell'aggregazione di risorse distribuite, tenendo conto dei componenti flessibili che, secondo gli scenari previsti al 2030 dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) Italiano [4], troveranno maggior diffusione nel futuro prossimo, quali, ad esempio, PdC (oltre 15 milioni al 2030), sistemi di accumulo (4 GW di piccola taglia al 2030) e veicoli elettrici (6,6 milioni al 2030).

Un secondo contributo è rappresentato dalla definizione di una procedura per quantificare la flessibilità delle pompe di calore (PdC) (anche in collaborazione con ARSE – Associazione per il Riscaldamento Senza Emissioni). Sono state condotte delle campagne di acquisizione dati per misurare la *baseline* di consumo per il riscaldamento e raffrescamento tramite PdC e verificare l'effettiva capacità di fornire servizi in due diverse tipologie di edifici, quali condomini ed uffici. Tale campagna di misura permetterà nel proseguo dell'attività di quantificare in ambiente reale la capacità di determinati edifici a fornire servizi. Inoltre, sono stati effettuati test sperimentali nei laboratori di Efficienza Energetica di RSE presso la sede di Piacenza – quindi in un ambiente controllato – volti a caratterizzare la flessibilità delle pompe di calore in singole unità abitative. L'attività sul caso di studio delle PdC si completa con un approfondimento sul possibile utilizzo di dispositivi realizzati appositamente per dialogare direttamente con la rete, mutuando per esempio l'esperienza maturata in ambito elettrico per la generazione elettrica da fonti rinnovabili e le infrastrutture di ricarica.

Infine, in collaborazione con il MADE, si è dato seguito all'indagine quantitativa della flessibilità delle industrie per mezzo della somministrazione del sondaggio sviluppato nella scorsa annualità. Per dare maggiore visibilità del progetto è stato effettuato un seminario in presenza, presso la sede del MADE, sul tema flessibilità del sistema e rivolto alle industrie.

Il rapporto è organizzato come segue. Verrà dapprima trattato il tema dell'aggregazione di risorse distribuite e verrà presentata la formulazione matematica del metodo proposto (Capitolo 2). Facendo quindi riferimento alla rappresentazione suggerita per la flessibilità, verrà analizzato il caso delle pompe di calore. Nello specifico, verrà presentata la procedura proposta per quantificare la flessibilità di tali risorse e verranno analizzati alcuni risultati preliminari (Capitolo 3). Infine, verranno presentati i risultati del sondaggio somministrato ad alcune realtà del settore manifatturiero (Capitolo 4) Alcune considerazioni finali e indicazioni sul proseguo dell'attività chiuderanno il rapporto (Capitolo 5 -).

¹ MADE è un Competence Center per l'Industria 4.0, nato per realizzare attività di orientamento, formazione e finalizzazione di progetti di trasferimento tecnologico con le aziende Italiane sui temi dell'industria 4.0.

2 - AGGREGAZIONE DELLA FLESSIBILITÀ DI RISORSE ENERGETICHE DISTRIBUITE

In questo capitolo, dopo aver discusso il problema dell'aggregazione della flessibilità di risorse distribuite ed aver analizzato brevemente le principali soluzioni proposte in letteratura, verrà presentata la formulazione matematica della metodologia proposta per la risoluzione di tale problema. Alcune considerazioni finali e direzioni di ricerca per il proseguo dell'attività chiuderanno questo capitolo.

2.1 Introduzione

L'UE si propone di diventare neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050, richiedendo una significativa riduzione delle emissioni di gas serra e un aumento sostanziale della quota di fonti energetiche rinnovabili (FER) non programmabili. Tuttavia, l'integrazione di una grande quantità di FER, come energia solare ed eolica, nella fornitura elettrica presenta sfide, in particolare per quanto riguarda i servizi di bilanciamento a causa della natura intermittente di tali fonti. Infatti, la natura distribuita delle FER rende i tradizionali impianti di generazione meno adatti a fornire servizi di bilanciamento, portando a un cambiamento di politica che promuove l'uso di risorse energetiche distribuite (DERs, dall'inglese *Distributed Energy Resources*). In quest'ottica, la flessibilità del sistema elettrico è costituita dalla flessibilità cumulativa disponibile di tutte le unità di generazione, così come di quelle di carico e accumulo, connesse alla rete elettrica, necessaria per far fronte non solo alla variabilità introdotta dalla domanda ma anche dalla generazione da rinnovabili, dagli eventi meteorologici e dalla stagionalità. La flessibilità di unità a cui si fa qui riferimento si riferisce quindi alla capacità di ciascuna unità di regolare il volume e/o i tempi di assorbimento/immissione di energia elettrica dalla/nella rete elettrica in base a un segnale esterno. In risposta a questa nuova prospettiva, il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) ha introdotto prodotti per incoraggiare la partecipazione di produttori più piccoli, rivedendo, ad esempio, i requisiti minimi di offerta, [5]. Gli aggregatori svolgono un ruolo chiave nel coordinare aggregati di *prosumer* per partecipare al mercato, [6], [7]. Tuttavia, sorgono sfide nel valutare la flessibilità di gruppi di *prosumer* e nel coordinarli efficientemente, specialmente nell'ottica di mercati dei servizi sempre più in tempo reale, dove sono quindi richiesti alle risorse tempi di risposta brevi.

Valutare la flessibilità è equivalente a calcolare l'insieme di tutti i profili di potenza ammissibili che le risorse nell'aggregato possono fornire congiuntamente entro un determinato orizzonte temporale. È un compito impegnativo poiché comporta implicitamente la mappatura di qualsiasi richiesta di potenza (ammissibile) da parte della rete nel profilo di scambio di potenza di ogni singola unità (politica di disaggregazione o dispacciamento). Inoltre, per sfruttare appieno la flessibilità disponibile riducendo al contempo la complessità della pianificazione, della partecipazione ai mercati e del controllo da parte dell'aggregatore e dell'operatore di rete, la flessibilità aggregata deve essere calcolata e rappresentata come un insieme con una descrizione concisa e compatta. Considerando la possibile eterogeneità delle risorse aggregate, la forma cercata deve essere il più generale possibile per rappresentare diverse unità. Inoltre, a causa della complessità intrinseca nel calcolare in modo esatto l'insieme di flessibilità aggregata [8], vari metodi di approssimazione sono stati presentati in letteratura [3].

Diversi approcci hanno affrontato l'approssimazione dell'insieme di flessibilità aggregato trovando prima un'approssimazione della flessibilità delle singole unità e poi aggregandole opportunamente (metodi *bottom-up*). L'aspetto importante risiede nella scelta di una rappresentazione geometrica adeguata dei singoli insiemi per agevolarne la successiva aggregazione, [9], [10], [11]. Un punto di forza generale di questi metodi è il rispetto della *privacy* poiché ogni unità può calcolare localmente il proprio insieme e comunicarlo all'aggregatore senza trasmettere dati sensibili. Questo è un aspetto essenziale poiché gli utenti potrebbero essere

disposti a offrire flessibilità ma non a divulgare dati privati relativi, ad esempio, ai propri vincoli operativi. Inoltre, ogni unità può inserire i vincoli operativi che ritiene più opportuni nel calcolo della propria flessibilità, rispettando il proprio ordine di merito economico. D'altra parte, il calcolo locale non può tenere conto di vincoli definiti a livello di aggregato, come, ad esempio, vincoli di congestione nella rete di distribuzione, portando quindi a una sovrastima della flessibilità aggregata. Inoltre, errori di approssimazione a livello di singola risorsa, si propagano a livello di aggregato, portando a stime conservative dell'insieme reale di flessibilità. Altri approcci cercano di affrontare queste limitazioni descrivendo direttamente l'insieme di flessibilità aggregato attraverso l'uso di speciali rappresentazioni (metodi *top-down*), ad esempio [12], [13]. Un approccio interessante è quello proposto in [14], dove l'insieme di flessibilità aggregato è approssimato utilizzando un modello equivalente di batteria (GBM, dall'inglese *Generalized Battery Model*) i cui parametri sono determinati imponendo a priori una politica di disaggregazione lineare – anch'essa da determinare – che dipende dal profilo di potenza richiesto dalla rete. La peculiarità di questo metodo è che la flessibilità aggregata e la politica di disaggregazione sono ricavate congiuntamente, rispondendo quindi alla necessità di ridurre il tempo tra la fase di pianificazione (aggregazione e presentazioni offerte sul mercato) e le operazioni di bilanciamento (ricezione richiesta e dispacciamento del servizio richiesto). Questa necessità è motivata dal fatto che riducendo questi tempi, si riducono a sua volta gli errori di stima sulla potenza generata dalle FER. Un altro aspetto positivo è relativo al fatto che, ragionando direttamente a livello di aggregato, è possibile tenere facilmente in considerazione eventuali vincoli di congestione o simili. Inoltre, sotto opportune ipotesi sulla struttura del problema di ottimizzazione e sulla natura della cifra di merito considerata, il problema risultante ammette una risoluzione tramite tecniche di ottimizzazione distribuita, garantendo quindi la riservatezza di informazioni locali.

Sebbene l'approccio presentato in [14] sia interessante, esso si basa su alcune assunzioni stringenti, tra cui quelle di condizione energetica iniziale uguale a tutte le risorse e limiti energetici simmetrici ($e_{max} = -e_{min}$), situazioni difficilmente riscontrabili in problemi pratici per via dell'eterogeneità degli aggregati. Partendo da queste osservazioni, in collaborazione con il Politecnico di Milano, è stata proposta una prima estensione di questo approccio che consente di considerare vincoli di potenza ed energia variabili nel tempo, nonché un contenuto energetico iniziale arbitrario, [15]. Inoltre, è stata considerata una politica di disaggregazione affine (in opposizione a una lineare) che permette di avere un ulteriore grado di libertà da sfruttare nell'ottica di ricercare la regione approssimante a volume massimo – idealmente quindi quella che raccoglie il maggior numero dei reali profili aggregati di potenza. Infine, è stato considerato un *box* per modellare l'insieme di flessibilità aggregato, al fine di soddisfare i requisiti del mercato dei servizi, dove la flessibilità offerta deve essere espressa in termini di potenza costante a salire e/o a scendere resa disponibile lungo un certo orizzonte temporale di riferimento. Questo framework [15] è stato ulteriormente esteso e l'approccio risultante è l'oggetto del presente rapporto. Come si vedrà, la metodologia in [15], rappresenterà un caso particolare di questo nuovo approccio. Verrà ora formulato il problema di aggregazione e in seguito sarà presentata la metodologia risolutiva proposta. Laddove necessario, verranno richiamate le differenze con [15].

2.2 Notazione

Prima di presentare la formulazione considerata è necessario introdurre la notazione di riferimento utilizzata.

Si indica con \mathbb{N} l'insieme dei numeri interi positivi, con \mathbb{R} l'insieme dei numeri reali e con \mathbb{R}_+ l'insieme dei numeri reali non negativi. Dati due insiemi \mathcal{S}_1 e \mathcal{S}_2 , $\mathcal{S}_1 \setminus \mathcal{S}_2$ indica la loro differenza insiemistica, ovvero l'insieme degli elementi in \mathcal{S}_1 e non in \mathcal{S}_2 . Per un vettore $v \in \mathbb{R}^n$ e un indice $j \in \{1, \dots, n\}$, si indica con $v(j)$ il suo j -esimo componente, mentre se è dato un insieme di indici $\mathcal{J} \subseteq \{1, \dots, n\}$, allora $v[\mathcal{J}]$ denota il vettore contenente i componenti di v corrispondenti agli indici in \mathcal{J} . Allo stesso modo, per una matrice $V \in \mathbb{R}^{m \times n}$ e due indici $r \in \{1, \dots, m\}$ e $c \in \{1, \dots, n\}$, si

indica con $V(r, c)$ l'elemento di V nella r -esima riga e c -esima colonna, mentre se sono dati due insiemi di indici $\mathcal{J}_r \subseteq \{1, \dots, m\}$ e $\mathcal{J}_c \subseteq \{1, \dots, n\}$ si indica con $V[\mathcal{J}_r, \mathcal{J}_c]$ la sottomatrice di V corrispondente alle righe in \mathcal{J}_r e alle colonne in \mathcal{J}_c . Per un vettore o una matrice, l'esponente \cdot^T indica la trasposta e $|\cdot|$ il valore assoluto componente per componente. Nel seguito, le (dis)uguaglianze tra vettori o tra vettori e scalari devono essere intese componente per componente.

2.3 Formulazione del problema di aggregazione e disaggregazione

La formulazione considerata è generica, permettendo quindi di considerare diverse tipologie di risorse, ciascuna con i propri vincoli ed esigenze operative, così come differenti mercati e criteri di costo.

Si consideri un insieme $\mathcal{J} = \{1, \dots, N\}$ di N *prosumer* che cooperano al fine dell'erogazione di servizi di bilanciamento all'operatore di rete, eventualmente tramite un'unità coordinante (l'aggregatore). Il problema di coordinamento è formulato con riferimento a un orizzonte temporale discreto $\mathcal{T} = \{1, \dots, M\}$ durante il quale i *prosumer* possono pianificare lo scambio di energia elettrica con la rete. Per ogni *prosumer* $i, i \in \mathcal{J}$, indichiamo con $p_i(k) \in \mathbb{R}$ il suo consumo medio di energia (se $p_i(k) > 0$) o la sua produzione media di energia (se $p_i(k) < 0$) nel periodo di tempo $k, k \in \mathcal{T}$, e con $p_i \in \mathbb{R}^M$ il profilo di scambio di potenza corrispondente lungo l'orizzonte \mathcal{T} . L'insieme di profili di potenza ammissibili per il singolo *prosumer* può essere descritto attraverso un politopo² $\mathcal{P}_i = \{p_i \in \mathbb{R}^M : F_i p_i \leq h_i\}$, che, scegliendo opportunamente la matrice F_i e il vettore h_i , potenzialmente tiene conto di vincoli operativi, ad esempio, limiti di capacità di un accumulo, stato finale di carica di un veicolo elettrico, condizioni di comfort di un carico a controllo termostatico (TCL, dall'inglese *Thermostatically-controlled loads*), ecc. [3]. Nel fornire servizi di bilanciamento, la rete richiede all'aggregato un profilo di scostamento di potenza $\delta \in \mathbb{R}^M$ rispetto a un profilo di scambio di potenza nominale $\bar{p} \in \mathbb{R}^M$ entro l'orizzonte \mathcal{T} . È quindi conveniente decomporre il profilo di potenza del singolo *prosumer* come:

$$p_i = \bar{p}_i + \delta_i, \quad 2.1$$

dove $\bar{p}_i \in \mathbb{R}^M$ rappresenta il suo profilo di scambio di potenza quando la rete non richiede alcuno scostamento di potenza δ , mentre $\delta_i \in \mathbb{R}^M$ rappresenta il suo contributo al profilo di scostamento δ , cioè:

$$\sum_{i \in \mathcal{J}} \delta_i = \delta. \quad 2.2$$

A sua volta, è conveniente esprimere \bar{p}_i come la somma di due componenti

$$\bar{p}_i = g_i + a_i, \quad 2.3$$

dove $g_i \in \mathbb{R}^M$ e $a_i \in \mathbb{R}^M$ rappresentano rispettivamente la potenza scambiata con la rete e con gli altri *prosumers* all'interno dell'aggregato, in modo che:

² Un *politopo* è un insieme di punti nello spazio \mathbb{R}^M delimitato da superfici piane, dette *facce*, ricavate da iperpiani nello spazio \mathbb{R}^{M-1} . Di fatto rappresenta la naturale generalizzazione del concetto di poligono (valido per $M = 2$) e poliedro (per $M = 3$) su uno spazio di dimensione arbitraria. Di particolare interesse sono i *politopi compatti*, ossia *politopi* che sono convessi, chiusi e limitati.

$$\sum_{i \in \mathcal{J}} a_i = 0, \quad 2.4$$

risultando quindi in:

$$\sum_{i \in \mathcal{J}} \bar{p}_i = \sum_{i \in \mathcal{J}} g_i = \bar{p}. \quad 2.5$$

Chiaramente, il servizio richiesto dalla rete può coinvolgere solo un sottoinsieme $\mathcal{S} \subseteq \mathcal{T}$ di intervalli temporali, chiamata *finestra di servizio*. Di conseguenza, la deviazione richiesta sarà pari a zero al di fuori della finestra di servizio, cioè:

$$\delta(k) = 0, \quad k \in \mathcal{S}^c = \mathcal{T} \setminus \mathcal{S}. \quad 2.6$$

Si ipotizza inoltre che il *prosumer* possa essere collegato alla rete elettrica in un sottoinsieme $\mathcal{C}_i \subseteq \mathcal{T}$ di intervalli di tempo, definita *finestra di connessione*, e consenta una deviazione dal suo profilo nominale solo in un sottoinsieme $\mathcal{F}_i \subseteq \mathcal{C}_i$ della sua finestra di connessione, denominato *finestra di flessibilità*. Ciò è codificato attraverso i seguenti vincoli:

$$g_i(k) = a_i(k) = 0, \quad k \in \mathcal{C}_i^c = \mathcal{T} \setminus \mathcal{C}_i, \quad i \in \mathcal{J}, \quad 2.7$$

$$\delta_i(k) = 0, \quad k \in \mathcal{F}_i^c = \mathcal{T} \setminus \mathcal{F}_i, \quad i \in \mathcal{J}. \quad 2.8$$

È importante sottolineare una peculiarità della formulazione sinora proposta. Anche se per un intervallo di tempo k al di fuori della finestra di servizio \mathcal{S} la richiesta $\delta(k)$ della rete è zero (equazione 2.6), i *prosumer* all'interno dell'aggregato possono comunque avere una deviazione non nulla $\delta_i(k)$ dal loro profilo nominale \bar{p}_i all'interno della loro finestra di flessibilità \mathcal{F}_i , così da prepararsi meglio o recuperare a/da una richiesta di deviazione non nulla all'interno della finestra di servizio. Tale deviazione deve essere coordinata con le altre risorse nell'aggregato in modo che la deviazione complessiva $\sum_{i \in \mathcal{J}} \delta_i(k) = \delta(k)$ sia zero, per $k \in \mathcal{S}^c$. Inoltre, prepararsi al meglio per una richiesta di deviazione non nulla è possibile solo se la richiesta è nota prima che la finestra di flessibilità inizi. Si assumerà che ciò sia vero senza perdita di generalità, poiché è sempre possibile impostare la finestra di flessibilità in modo che inizi all'interno della finestra di servizio se la richiesta non fosse disponibile in anticipo. Tutto ciò permette di considerare tipologie di mercato e prodotti differenti, utile quindi anche nel caso di scenari futuri di sviluppo a livello regolatorio, come verrà discusso in seguito. Inoltre, ciò permette di sfruttare la metodologia che verrà presentata a breve anche come strumento di analisi, rispondendo a domande del tipo: "Assumendo una certa richiesta di servizio per una data ora, quali dovrebbero essere i profili di assorbimento/immissione di potenza nella rete al fine dell'esercizio sicuro delle unità e del soddisfacimento della richiesta?". Discorso analogo per quanto riguarda gli scambi tra *prosumer* all'interno dell'aggregato, modellati in 2.3 e vincolati a somma nulla in 2.4, che permettono, ad esempio, di modellare l'emergente meccanismo di scambio di energia *peer-to-peer* tra *prosumer* [16], [17], [18].

Noti i profili di potenza nominale $\bar{p}_i = g_i + a_i$, di tutti i *prosumer*, è possibile definire l'insieme corrispondente di deviazioni ammissibili di potenza che l'aggregato ammette, che rappresenta di fatto l'insieme di flessibilità, come:

$$\Delta = \left\{ \delta \in \mathbb{R}^M : \delta = \sum_{i \in \mathcal{J}} \delta_i, (g_i + a_i + \delta_i \in \mathcal{P}_i, i \in \mathcal{J}) \wedge (2.6) \wedge (2.8) \right\}. \quad 2.9$$

L'insieme di flessibilità 2.9 è di fatto un politopo dato dalla somma di Minkowski³ su tutti i *prosumer* degli insiemi che raccolgono le loro deviazioni ammissibili. Come discusso in precedenza, determinare una rappresentazione esplicita di Δ è computazionalmente difficile all'aumentare del numero di risorse aggregate. Per questo motivo, diversi approcci che mirano ad ottenere una approssimazione interna di Δ con un insieme più semplice sono stati proposti in letteratura, [19].

Ancora più difficile è il problema di trovare i profili di potenza nominali \bar{p} che ottimizzano una certa caratteristica di Δ (ad esempio, massimizzarne il volume), che può essere formalizzato come il seguente problema di ottimizzazione:

$$\begin{aligned} & \max_{\{g_i, a_i\}_{i \in \mathcal{J}}} f_a(\Delta, g_1, \dots, g_N, a_1, \dots, a_N) \\ & \text{subject to:} \quad (2.4) \wedge (2.7) \end{aligned} \quad , \quad 2.10$$

dove $f_a(\cdot)$ è un'opportuna cifra di merito che può tenere conto, ad esempio, dei diversi prezzi dell'energia per gli scambi con la rete (i.e., g_i) e gli scambi all'interno dell'aggregato (i.e., a_i). Nonostante la sua intrinseca complessità, il problema 2.10 ha un ruolo centrale nella fornitura di servizi ancillari, ad esempio nella pianificazione ottimale degli scambi con la rete nel contesto del *vehicle-to-grid* dove, come affrontato da RSE in [20] e [21], l'ottimizzazione congiunta del profilo nominale di ricarica e dei margini di flessibilità permette di massimizzare la capacità di fornire servizi e, di riflesso, la profittabilità di quest'ultimi.

Sia $g_1^o, \dots, g_N^o, a_1^o, \dots, a_N^o$ una soluzione ottima al problema 2.10 e Δ^o il corrispondente insieme di flessibilità calcolato come in 2.9 con $\bar{p}_i = g_i^o + a_i^o, i \in \mathcal{J}$. Successivamente, se viene richiesto un servizio (ammissibile) $\delta = \tilde{\delta} \in \Delta^o$ dalla rete, esse deve tradursi in una variazione (ammissibile) $\tilde{\delta}_i$ per ciascun *prosumer*. Ciò può essere fatto risolvendo un secondo problema di ottimizzazione:

$$\begin{aligned} & \min_{\{\delta_i\}_{i \in \mathcal{J}}} f_d(\delta_1, \dots, \delta_N) \\ & \text{subject to:} \quad \sum_{i \in \mathcal{J}} \delta_i = \tilde{\delta} \\ & \quad g_i^o + a_i^o + \delta_i \in \mathcal{P}_i, \quad i \in \mathcal{J} \end{aligned} \quad , \quad 2.11$$

(2.8)

dove uno specifico criterio di costo $f_d(\cdot)$ può essere utilizzato per favorire specifici risultati di disaggregazione rispetto ad altri. Se $f_d(\cdot)$ è "facile" da minimizzare (ad esempio, è una funzione convessa), allora il problema di disaggregazione in 2.11 è facile da risolvere. Tuttavia, oltre a richiedere una coordinazione tra i *prosumer* al fine di fornire il servizio richiesto $\tilde{\delta}$, il problema 2.11 deve essere risolto in tempo reale (i.e., *online*) nell'intervallo di tempo tra il momento in cui la richiesta dell'operatore di rete viene ricevuta e il momento in cui la deviazione richiesta deve essere fornita.

Verrà ora presentato un metodo proposto per risolvere approssimativamente in modo congiunto i problemi 2.10 (valutazione della flessibilità aggregata) e 2.11 (*design* della politica di disaggregazione). In particolare, si propone un'approssimazione interna di Δ a forma di *box* e una politica di disaggregazione lineare rispetto alla richiesta di servizio δ , massimizzando la cifra di merito in 2.10 rispetto ai profili nominali di scambio di potenza – vengono quindi ottimizzati al contempo anche i profili nominali al fine di massimizzare la flessibilità che può essere erogata.

³ La somma di Minkowski è un modo per sommare insiemi, in cui il risultato è composto da tutti gli elementi formati prendendo qualsiasi membro del primo insieme e sommandolo a qualsiasi membro del secondo. Ciò può essere generalizzato alla somma di un numero arbitrario di insiemi. Si è interessati alla somma di Minkowski in quanto diverse risorse e le loro regioni di flessibilità possono essere modellate tramite insiemi convessi (e quindi politopi), di conseguenza la somma di Minkowski rappresenta l'aggregazione di tali risorse.

2.4 Metodologia proposta - valutazione della flessibilità e *design* della politica di dispacciamento

La scelta di approssimare l'insieme di flessibilità aggregata Δ con un rettangolo (*box*) è motivata dai requisiti del mercato dei servizi, dove la flessibilità offerta deve essere espressa in termini di variazioni di potenza a salire e/o a scendere per ogni intervallo di tempo. Pertanto, l'insieme Δ in 2.9, è approssimato dal *box*:

$$\mathcal{B}_{c,d} = \{\delta \in \mathbb{R}^M : |\delta - c| \leq d\}, \quad 2.12$$

dove il vettore $c \in \mathbb{R}^M$ parametrizza il centro del *box* mentre $d \in \mathbb{R}_+^M$ le semi-lunghezze dei lati del *box*⁴. Pertanto, è possibile fornire qualsiasi deviazione $\delta(k) \in [c(k) - d(k), c(k) + d(k)]$, per ogni istante temporale k .

Analogamente al precedente lavoro di letteratura [14] e alla sua estensione proposta da RSE in collaborazione con il Politecnico di Milano e descritta in [15], si propone di fissare a priori la struttura delle possibili politiche di disaggregazione. A tal fine, si impone che il profilo di deviazione del singolo *prosumer*, sia una funzione lineare della deviazione aggregata δ richiesta, cioè:

$$\delta_i = K_i \delta. \quad 2.13$$

Tale scelta comporta che quando non è richiesta alcuna deviazione ($\delta = 0$), allora tutti i *prosumer* non potranno modificare il loro profilo di scambio rispetto a quello nominale, poiché $\delta_i = 0$. A differenza di [14] e [15], il guadagno K_i non è uno scalare, bensì una matrice piena⁵ $K_i \in \mathbb{R}^{M \times M}$ – il livello di sparsità di K_i dipende dallo scenario considerato, come sarà discusso in seguito. Imponendo la politica 2.13 all'interno delle equazioni 2.1 e 2.3 si ottiene:

$$p_i = \bar{p}_i + K_i \delta = g_i + a_i + K_i \delta. \quad 2.14$$

Diversamente da quanto precedentemente proposto in [15], viene qui proposto di ottimizzare congiuntamente sia la politica di disaggregazione (K_i) che il profilo nominale (\bar{p}_i). Basandosi sulla politica 2.13 e 2.14, è possibile approssimare il problema di ottimizzazione 2.10 come segue:

$$\begin{aligned} & \max_{c,d,\{g_i,a_i,K_i\}_{i \in \mathcal{J}}} f_a(c, d, g_1, \dots, g_N, a_1, \dots, a_N) \\ & \text{subject to:} \quad (2.4) \wedge (2.7) \quad , \quad 2.15 \\ & \quad \quad \quad \mathcal{B}_{c,d} \subseteq \Delta_K \end{aligned}$$

dove $\mathcal{B}_{c,d}$ è definito in 2.12 e

$$\Delta_K = \left\{ \delta \in \mathbb{R}^M : \delta = \sum_{i \in \mathcal{J}} \delta_i, (g_i + a_i + \delta_i \in \mathcal{P}_i \wedge \delta_i = K_i \delta_i, i \in \mathcal{J}) \wedge (2.6) \wedge (2.8) \right\}. \quad 2.16$$

L'insieme di flessibilità Δ_K raccoglie tutte le deviazioni a livello di aggregato che possono essere disaggregate secondo la politica lineare 2.13, generando delle richieste di deviazione ammissibili

⁴ Il *box* è definito su un generico spazio M -dimensionale.

⁵ Una matrice sparsa è una matrice i cui valori sono quasi tutti uguali a zero. Di contro, una matrice piena (o densa) è una matrice i cui valori sono diversi da zero.

a livello di singolo *prosumer* – cioè che, combinandole con i possibili profili nominali definiti dalle variabili g_i e a_i , rispettano i vincoli operativi di ciascuna unità definiti da \mathcal{P}_i . Risolvendo il problema di ottimizzazione 2.15 si ottiene quindi l'approssimazione a *box* della flessibilità aggregata (variabili c, d) e, per ciascun *prosumer*, i profili di consumo nominali (variabili g_i, a_i) e la politica di disaggregazione ottimale (variabile K_i).

Nella sezione che segue, verrà mostrato come il *framework* introdotto possa essere utilizzato per modellare molteplici scenari pratici nel contesto della fornitura di servizi ancillari.

2.5 Casi pratici

2.5.1 Prosumer

L'insieme di profili di potenza ammissibili offerti da molti tipi di *prosumer* può essere modellato attraverso un opportuno politopo, detto *Resource Polytope* [3], [13]. Verranno ora esaminati brevemente alcuni di questi politopi che rientrano nella tipologia di risorse che la metodologia sviluppata nelle sezioni precedenti è in grado di considerare (l'insieme \mathcal{P}_i).

Il primo *prosumer* che consideriamo è il generatore programmabile, la cui potenza $p_i(k)$ è vincolata da

$$\ell_{p,i}(k) \leq p_i(k) \leq u_{p,i}(k), \quad 2.17$$

a stare tra un valore minimo $\ell_{p,i}(k)$ e un massimo $u_{p,i}(k)$, entrambi che possono essere variabili nel tempo. È possibile includere facilmente anche vincoli di rampa del tipo:

$$\ell_{r,i}(k) \leq p_i(k) - p_i(k-1) \leq u_{r,i}(k), \quad 2.18$$

nel caso in cui la velocità con cui la potenza del generatore può variare fosse limitata.

Se il *prosumer* è un dispositivo di accumulo, come una batteria o un carico termoregolabile (TCL), oltre ad avere vincoli di potenza come 2.17 e (possibilmente) vincoli sulla velocità come 2.18, presenta un vincolo sulla quantità di energia $e_i(k)$ che può essere immagazzinata all'inizio dell'intervallo temporale k , il quale può essere imposto come:

$$\ell_{e,i}(k) \leq e_i(k) \leq u_{e,i}(k). \quad 2.19$$

L'evoluzione di $e_i(k)$ può essere descritta dalla seguente equazione ricorsiva:

$$e_i(k+1) = \xi_i e_i(k) + \tau p_i(k), \quad 2.20$$

che può essere espansa iterativamente così da rappresentare $e_i(k)$ come:

$$e_i(k) = \xi_i^{k-k_{s,i}} e_i(k_{s,i}) + \tau \sum_{s=k_{s,i}}^{k-1} \xi_i^{k-1-s} p_i(s), \quad 2.21$$

dove $k_{s,i}$ è il primo istante temporale in \mathcal{C}_i (la finestra di connessione – quando la risorsa è collegata alla rete), $e_i(k_{s,i})$ il livello di accumulo energetico al momento della connessione, ξ_i il coefficiente di autoscarica e τ la durata del singolo intervallo temporale k . È possibile quindi esprimere il vincolo energetico 2.20 come un vincolo di potenza:

$$\tilde{\ell}_{e,i}(k) \leq \tau \sum_{s=k_{s,i}}^{k-1} \xi_i^{k-1-s} p_i(s) \leq \tilde{u}_{e,i}(k), \quad 2.22$$

con $\tilde{\ell}_{e,i}(k) = \ell_{e,i} - \xi_i^{k-k_{s,i}} e_i(k_{s,i})$ e $\tilde{u}_{e,i}(k) = u_{e,i} - \xi_i^{k-k_{s,i}} e_i(k_{s,i})$.

Dato che i vincoli 2.17, 2.18, e 2.22 sono lineari nella variabile p_i , allora possono essere rappresentati in modo compatto in $\mathcal{P}_i = \{p_i \in \mathbb{R}^M: F_i p_i \leq h_i\}$, definendo in modo opportuno la matrice F_i e il vettore h_i sulla base di $\tau, \xi, \ell_{p,i}, u_{p,i}, \ell_{r,i}, u_{r,i}, \tilde{\ell}_{e,i}, \tilde{u}_{e,i}$ e $k_{s,i}$.

2.5.2 Criterio di costo

Diverse funzioni di costo $f_a(\cdot)$ in 2.15 modellano obiettivi differenti e portano a diversi insiemi di flessibilità e politiche di disaggregazione. Verranno ora presentati alcuni scenari interessanti.

Un primo possibile obiettivo per l'aggregatore è massimizzare l'insieme di profili di deviazione δ che possono essere erogati. Ciò può essere codificato utilizzando come funzione di costo il volume del box $\mathcal{B}_{c,d}$ che è dato dal prodotto della lunghezza di tutti i lati:

$$\text{volume}(\mathcal{B}_{c,d}) = \prod_{k \in \mathcal{S}} 2d(k). \quad 2.23$$

Se l'aggregatore è interessato a promuovere l'erogazione di servizi di ugual ammontare sia a salire che a scendere, allora può favorire soluzioni del problema di ottimizzazione tali per cui il centro del box è vicino all'origine degli assi, con il termine:

$$-\|c\|_2^2, \quad 2.24$$

che denota il quadrato della norma euclidea. Infatti, l'origine degli assi rappresenta il caso di deviazione nulla rispetto al profilo nominale della risorsa. Pertanto, richiedere che il box sia centrato sull'origine implica che, a parità di intervallo temporale, la disponibilità a variare la potenza sia in aumento che in diminuzione è la medesima – si ricordi che ogni dimensione del box che approssima la regione di flessibilità denota il margine di flessibilità per un dato istante temporale.

Se i ricavi dell'aggregatore dipendono dalla quantità di flessibilità fornita in diversi intervalli di tempo, ciò può essere codificato tramite il criterio:

$$\sum_{k \in \mathcal{S}} 2\rho_k d(k), \quad 2.25$$

dove $\rho_k \geq 0$ rappresenta i ricavi dell'aggregatore per unità di flessibilità offerta nell'intervallo di tempo k . Nel caso in cui si volesse differenziare ulteriormente tra le quantità di flessibilità offerte a scendere e a salire, si può utilizzare:

$$\sum_{k \in \mathcal{S}} \rho_k^+ (c(k) + d(k)) - \rho_k^- (c(k) - d(k)). \quad 2.26$$

Un altro obiettivo che l'aggregatore potrebbe voler perseguire consiste nel minimizzare/massimizzare il costo/i ricavi dell'energia acquistata/venduta alla rete nel mercato dell'energia al giorno prima. Formalmente, se l'aggregatore paga β_k^+ per ogni unità di energia assorbita dalla rete durante l'intervallo di tempo k e guadagna $\beta_k^- \in [0, \beta_k^+]$ per ogni unità di energia venduta alla rete, allora è possibile utilizzare il seguente criterio:

$$-\sum_{k \in \mathcal{J}} \max\{\beta_k^+ \tau \bar{p}(k), \beta_k^- \tau \bar{p}(k)\} = -\sum_{k \in \mathcal{J}} \max\left\{\beta_k^+ \tau \sum_{i \in \mathcal{J}} g_i(k), \beta_k^- \tau \sum_{i \in \mathcal{J}} g_i(k)\right\}. \quad 2.27$$

Si noti che l'energia che conta è solamente quella scambiata con la rete a seconda del profilo nominale dell'aggregato. Una possibilità leggermente diversa è differenziare tra potenza assorbita o ceduta a livello di singolo *prosumer*, utilizzando possibilmente costi differenti per ciascun *prosumer*:

$$-\sum_{k \in \mathcal{J}} \sum_{i \in \mathcal{J}} \max\left\{\beta_{k,i}^+ \tau \sum_{i \in \mathcal{J}} g_i(k), \beta_{k,i}^- \tau \sum_{i \in \mathcal{J}} g_i(k)\right\}, \quad 2.28$$

dove $\beta_{k,i}^+$ e $\beta_{k,i}^- \in [0, \beta_{k,i}^+]$ sono i costi di acquisto/vendita specifici del *prosumer*.

La funzione di costo $f_a(\cdot)$ può essere impostata come qualsiasi combinazione positiva dei criteri introdotti⁶.

2.5.3 Vincoli aggiuntivi

La metodologia proposta può essere estesa per tener conto di requisiti specifici dell'applicazione.

In molti casi, per accedere al mercato del servizio di bilanciamento, è necessario offrire una quantità minima di flessibilità a salire/scendere in specifici intervalli temporali. Questo requisito può essere facilmente attuato tramite i vincoli:

$$\begin{aligned} c[\mathcal{S}] + d[\mathcal{S}] &\geq u_{\min}[\mathcal{S}] \\ c[\mathcal{S}] - d[\mathcal{S}] &\leq \ell_{\min}[\mathcal{S}] \end{aligned} \quad 2.29$$

dove $u_{\min}(k) \geq 0$ e $\ell_{\min}(k) \leq 0$ rappresentano il livello minimo di flessibilità a scendere e a salire che deve essere offerto nell'intervallo di tempo $k \in \mathcal{S}$, rispettivamente. Per garantire che sia sempre possibile attenersi al profilo nominale, è possibile imporre $0 \in \mathcal{B}_{c,d}$ che può essere facilmente ottenuto tramite 2.29 impostando $u_{\min}(k) = \ell_{\min}(k) = 0$, per tutti i $k \in \mathcal{S}$.

Se invece l'aggregatore è obbligato a fornire una flessibilità simmetrica attorno al suo profilo nominale \bar{p} , questo può essere imposto imponendo:

$$c[\mathcal{S}] = 0. \quad 2.30$$

Al contrario, se l'aggregatore è interessato a fare offerte in modo asimmetrico solo per un servizio a scendere o a salire in un intervallo di tempo specifico, può imporre uno dei seguenti vincoli:

$$\begin{aligned} c(k) - d(k) &\geq 0 \\ c(k) + d(k) &\leq 0 \end{aligned} \quad 2.31$$

Infine, se un sottoinsieme $\mathcal{N}_j \subseteq \mathcal{J}$ di *prosumer* (potenzialmente anche l'intero aggregato) è soggetto a limiti tecnici sul profilo cumulativo di potenza scambiata (vincoli di congestione), allora occorre imporre il seguente vincolo:

⁶ È importante garantire la convessità/concavità della funzione risultante. Pertanto, opportune riformulazioni/approssimazione dei costi introdotti sono necessarie, come nel caso del criterio 2.23.

$$\ell_n^{(j)} \leq \min_{\delta \in \mathcal{B}_{c,d}} \sum_{i \in \mathcal{N}_j} p_i \leq \max_{\delta \in \mathcal{B}_{c,d}} \sum_{i \in \mathcal{N}_j} p_i \leq u_n^{(j)}, \quad 2.32$$

dove $u_n^{(j)}(k)$ e $\ell_n^{(j)}(k)$ sono, rispettivamente, la massima potenza che il sottoinsieme di *prosumer* \mathcal{N}_j può assorbire dalla rete e iniettare nella rete durante l'intervallo di tempo k . Si noti che il vincolo 2.32 è imposto in modo robusto, ossia, deve essere valido qualsiasi sia la deviazione richiesta dalla rete (vedi operatore min e max).

2.5.4 Politica di disaggregazione

Come menzionato in precedenza, il modello di sparsità della matrice che definisce la politica di disaggregazione K_i in 2.13 dipende dallo scenario considerato. Verranno ora presentate tre tipi di politiche via via più restrittive.

La politica meno restrittiva è quella *non-causale*, che assume che il profilo effettivo di deviazione δ richiesto all'aggregato di *prosumer* sia noto prima che la finestra di flessibilità \mathcal{F}_i dell' i -esimo *prosumer* inizi. Sebbene possa sembrare un'assunzione di scarsa implicazione pratica, in realtà permette di tenere conto, durante la fase di calcolo dei margini di flessibilità, ad esempio, di servizi concordati in precedenza. Permette inoltre di modellare quei mercati in cui l'accettazione di un'offerta presentata viene comunicata dall'operatore con un certo anticipo. Inoltre, come già discusso in precedenza, è utile anche per analizzare quella che può essere la pianificazione ottimale degli scambi con la rete assumendo l'erogazione di un servizio in un dato intervallo temporale. Con questo tipo di politica, al singolo *prosumer* è permesso discostarsi dal suo profilo nominale (cioè avere $\delta_i(k) \neq 0$ per alcuni $k \in \mathcal{F}_i \setminus \mathcal{S}$) per prepararsi/recuperare alla/dalla richiesta imminente/ricevuta. La politica *non-causale* è già inclusa nella formulazione presentata e non richiede quindi modifiche.

Un caso più restrittivo è la politica *causale*, che assume che la deviazione effettiva $\delta(k)$ richiesta dalla rete nell'intervallo k sia nota al *prosumer* solo all'inizio dell'intervallo e non prima. In questo caso, al *prosumer* non è permesso discostarsi dal suo profilo nominale per prepararsi alla richiesta imminente semplicemente perché non conosce la richiesta in anticipo, ma è comunque autorizzato a discostarsi dal suo profilo nominale per riprendersi dalla richiesta dopo la finestra di servizio. Questo scenario impone $K_i(j_r, j_c) = 0$ per tutti (j_r, j_c) tali che $j_c \in \mathcal{S}$ e $j_r = \{1, \dots, j_c - 1\}$ e, quindi, uno specifico modello di sparsità per $K_i[\mathcal{T}, \mathcal{S}]$.

Un caso ancora più restrittivo è la politica *sincrona*, che impone che la deviazione $\delta_i(k)$ del singolo *prosumer* sia una funzione solo di $\delta(k)$ (cioè, della deviazione aggregata richiesta a parità di istante). Ciò implica che al *prosumer* non è permesso discostarsi dal suo profilo nominale prima e dopo la finestra di servizio, ma ha il vantaggio di avere una politica semplice da ottimizzare. In questo caso, $K_i(j_r, j_c) = 0$ per tutti (j_r, j_c) tali che $j_c \in \mathcal{S}$ e $j_r \neq j_c$, e, quindi, uno specifico modello di sparsità per $K_i[\mathcal{T}, \mathcal{S}]$. Si noti che questo caso rappresenta l'estensione al caso di politica affine tempo variante dell'approccio presentato in [14] e che, come discusso in precedenza, è stata trattata da RSE in collaborazione con il Politecnico di Milano in [15].

2.5.5 Ottimizzazione della politica di disaggregazione

Come si può notare dalla trattazione sui possibili criteri di costo $f_a(\cdot)$ che possono essere inclusi nel problema 2.15, nessuno di questi dipende da a_i o $K_i, i \in \mathcal{I}$. Non è possibile quindi imporre direttamente nel problema di ottimizzazione considerati informazioni di merito (anche economico) sui diversi profili di scambio tra *prosumer* o su specifici profili di dispacciamento. Ciò implica che possano esserci differenti soluzioni ottime (equivalenti) a_i^* e K_i^* a parità di approssimazione ottima \mathcal{B}_{c^*, d^*} - a parità quindi di potenziale di flessibilità. Ciò è reso necessario per permettere la riformulazione del problema 2.15 in una forma più facilmente trattabile, rappresentando però un limite alla metodologia proposta. Tuttavia, è possibile avviare a questa

mancanza introducendo un secondo problema di ottimizzazione che permette di discernere tra le diverse soluzioni che inducono \mathcal{B}_{c^*,d^*} secondo un opportuno criterio di merito $f_p(g_1, \dots, g_N, a_1, \dots, a_N)$. Nello specifico, il problema da risolvere risulta:

$$\begin{aligned} & \min_{\{g_i, a_i, K_i\}_{i \in \mathcal{I}}} f_p(g_1, \dots, g_N, a_1, \dots, a_N) \\ \text{subject to:} & \quad (2.4) \wedge (2.7) \quad . \\ & \quad \mathcal{B}_{c^*,d^*} \subseteq \Delta_K \end{aligned} \quad 2.33$$

2.6 Conclusioni e sviluppi futuri

È stata dapprima presentata la formulazione del problema di aggregazione di risorse distribuite e il conseguente problema di disaggregazione sulle singole risorse di un profilo di potenza in forma aggregata richiesto dalla rete. Pertanto, è stata presentata la formulazione di una metodologia per la risoluzione di questi problemi. Sulla base dell'analisi preliminare effettuata nella scorsa annualità, si è fatto uso di una rappresentazione della flessibilità tramite costrutti insiemistici e geometrici che permette quindi di considerare diverse tipologie di risorse elettriche. La peculiarità della metodologia proposta è rappresentata dal risolvere congiuntamente il problema di aggregazione della flessibilità, quello di disaggregazione e infine anche l'ottimizzazione dello scambio nominale con la rete. Ciò è reso possibile dall'aver imposto una specifica struttura alla politica di disaggregazione. Il fatto di avere subito a disposizione la politica ottima di dispacciamento della richiesta aggregata evita di doverla computare in tempo reale al momento della richiesta di servizio da parte della rete. Inoltre, l'ottimizzazione dello scambio nominale con la rete può risultare utile, ad esempio, nel caso di aggregazione di veicoli elettrici. Come si è visto, il *framework* proposto permette di considerare aggregati eterogenei, di considerare differenti criteri di costo e vincoli, permettendo quindi di analizzare svariati scenari applicativi. L'obiettivo del prossimo anno è quello di implementare tale procedura e validarla in simulazione su vari casi studio e *benchmark* presenti in letteratura.

3 - ANALISI DEL POTENZIALE DI FLESSIBILITÀ DEI CLIMATIZZATORI ELETTRICI

Facendo riferimento alla definizione di flessibilità e alla sua descrizione insiemistica introdotta in [3] e utilizzata nella formulazione introdotta nel Capitolo 2 -, in questo capitolo verrà considerato il problema di stimare i parametri di tale descrizione. In particolare, si farà riferimento a edifici residenziali e ad uso ufficio con installazioni di pompe di calore (PdC) e verrà presentata una procedura per l'identificazione dei parametri che determinano la dinamica e i vincoli dell'unità basata su misurazione dei consumi energetici e della temperatura interna ed esterna. Tale procedura è propedeutica per la stima e previsione della flessibilità di tali un'unità energetiche.

3.1 Introduzione

Il prerequisito fondamentale per sfruttare le unità energetiche per fornire servizi è che la flessibilità di ciascuna risorsa considerata sia nota. Come discusso nel paragrafo 2.5.1, la flessibilità di un'unità è determinata dalla sua dinamica e dai vincoli operativi che ne determinano la capacità di variare in modo ammissibile i propri consumi a fronte di un segnale di controllo (regime di controllo diretto dell'unità). Tuttavia, dinamica e vincoli sono generalmente complessi da rappresentare in modo esatto. Questo è particolarmente vero quando si considerano unità domestiche, come sistemi di riscaldamento e condizionamento residenziali, la cui risposta dinamica è fortemente influenzata da fattori esterni, quali, ad esempio, le condizioni meteorologiche e il comportamento degli utenti. Negli ultimi anni sono stati proposti numerosi studi incentrati sul miglioramento dell'accuratezza e sulla semplificazione dei modelli energetici degli edifici, al fine di renderli adatti per sistemi di controllo e gestione in tempo reale, [22], [23]. Una volta identificato un modello appropriato è possibile stimare la flessibilità mediante opportuni strumenti di simulazione energetica che permettono di ottenere, ad esempio, profili orari di fabbisogni e consumi termici ed elettrici, ma anche andamenti di temperature interne ed esterne all'edificio, [24], [25], [26]. In questa direzione, nella scorsa annualità, è stato analizzato un approccio di modellazione e caratterizzazione energetica di varie tipologie di edifici [3]. L'approccio investigato consiste nella definizione, a partire da informazioni che possono essere reperite da fonti di dati pubbliche e da normative, di modelli per alcuni edifici di riferimento, che possono essere caratterizzati in termini di geometria di costruzione, proprietà termiche, impiantistica installata, quali sistemi di riscaldamento e condizionamento, sistemi di illuminazione, e infine anche in termini di profili di occupazione e di illuminazione.

Un'alternativa a strategie di valutazione della flessibilità che identificano prima dei modelli appropriati delle risorse sulla base dei quali viene poi stimata la flessibilità mediante simulazioni estensive [27], è quella di stimare direttamente la flessibilità utilizzando dati di monitoraggio. L'attività di monitoraggio del carico si occupa di estrarre il consumo di energia elettrica a livello di singolo dispositivo sulla base di una o più misurazioni. Di particolare interesse è il monitoraggio non intrusivo (NILM, dall'inglese *Non-Intrusive Load Monitoring*) – anche detto *Energy Disaggregation* [28] –, che si concentra sull'estrazione del consumo energetico di singoli dispositivi da misurazioni aggregate, non richiedendo quindi uno strumento di misura dedicato per ogni dispositivo, [29], [30]. Tuttavia, in quest'ambito, viene raramente trattato il problema di come tradurre le informazioni estratte in descrizioni esplicite di flessibilità. Tra gli approcci che mirano alla valutazione della flessibilità a partire da dati raccolti, l'approccio presentato in [31] si basa sulla decomposizione dei profili di consumo rilevati delle risorse in componenti flessibili e non flessibili. L'estrazione può avvenire sia a livello di aggregato – inteso come insieme dei dispositivi presenti nell'abitazione – sia a livello di singolo dispositivo. Tale approccio richiede però la conoscenza a priori, ad esempio, della tipologia di dispositivi presenti e/o delle loro frequenze di utilizzo, informazioni non sempre disponibili o accessibili. Allo stesso modo, un confronto tra consumi

flessibili e non flessibili basato su tecniche di *clustering*⁷ è utilizzato in [32] per dedurre la frazione flessibile di un profilo di carico. L'idea è quella di confrontare il profilo di consumo di un utente che dispone di unità flessibili – ad esempio, una PdC, un veicolo elettrico o qualche tipo di generazione distribuita – con quello di un utente che non ne dispone, in modo da estrarre la frazione flessibile del profilo tramite comparazione. Il *clustering* permette di raggruppare gli utenti non flessibili secondo opportuni criteri di similarità dei profili, in modo da poter poi andare a confrontare il profilo flessibile con quello rappresentativo di ciascun raggruppamento, in modo da avere una stima attendibile della flessibilità. L'approccio in [33], partendo da profili di consumo a livello di singolo dispositivo, identifica quantitativamente i modelli di interazione tra l'utente e il dispositivo e li utilizza per stimare la capacità dell'utente di ridurre o spostare nel tempo tale carico, fornendo quindi un'indicazione sul potenziale di flessibilità. Ad esempio, assumendo una richiesta di riduzione del carico in un dato intervallo temporale, è possibile valutare la capacità di un utente di rispondere a questa richiesta andando ad analizzare l'uso che solitamente l'utente fa di quel carico nell'intervallo di interesse. Tuttavia, questi lavori forniscono un'indicazione statica del potenziale di flessibilità, concentrandosi su un singolo aspetto, ossia la capacità che può essere offerta. In [34], invece, la flessibilità è caratterizzata attraverso una funzione dinamica, detta *Flexibility Function* (FF), che consente anche la descrizione dei transitori della flessibilità, quali, ad esempio, il ritardo nella risposta della risorsa al segnale di controllo, il tempo necessario per raggiungere la riduzione di carico richiesta e il conseguente tempo di ripristino. La metodologia presentata si basa sull'assunzione generale che la risorsa sia in grado di rispondere a un segnale di controllo esterno, detto segnale di penalità, che esprime l'importanza di una variazione dei consumi. Come esempio tipico, si consideri un edificio che deve essere riscaldato e si supponga che il segnale di penalità sia il prezzo dell'energia. In questo caso, il sistema di controllo dell'unità cercherà di mantenere l'edificio entro i limiti del *comfort* termico al costo più basso possibile. In [34], assumendo che la risorsa e la sua risposta al segnale di penalità possano essere considerati lineari e tempo-invarianti (LTI), la FF è definita come la risposta ad una singola variazione unitaria del segnale, i.e., *step-response function*, che nel caso di sistemi LTI descrive in modo completo il sistema [35]. Tale risposta può essere stimata a partire da dati di serie temporali che includono valori del segnale di penalità e del corrispondente consumo rilevato, [36]. In [37], l'idea è stata estesa al caso di dinamica non-lineare. In [38], viene proposto un algoritmo di stima della flessibilità di un'unità che si basa su dati di consumo aggregati e misurazioni della temperatura dell'aria esterna. Viene dapprima proposto un metodo per estrarre il consumo di una PdC dai dati aggregati a livello di abitazione. I dati a disposizione sono quindi utilizzati per stimare i parametri di un modello dell'energia termica dell'edificio con PdC, in base ai quali è possibile valutare la flessibilità. Nello specifico, assumendo un controllo automatico *on-off* della PdC che la spegne/riaccende al raggiungimento di opportune soglie sull'energia accumulata nel sistema edificio, il modello identificato approssima la dinamica energetica rappresentandola in funzione delle durate di accensione e spegnimento e delle relative variazioni di energia. La rappresentazione della flessibilità adottata in [38] ben si presta ad essere tradotta nella descrizione insiemistica [3] che è stata utilizzata nel Capitolo 2 del presente rapporto per la risoluzione del problema di aggregazione/disaggregazione. Pertanto, nel seguito, dopo una panoramica del contesto italiano circa la diffusione e il potenziale delle PdC, verrà descritto in dettaglio il modello energetico preso a riferimento e la procedura di identificazione dei parametri a partire da uno storico di dati.

3.2 Contesto italiano

Le PdC per le loro intrinseche caratteristiche di efficienza e possibilità di utilizzo di fonti rinnovabili costituiscono una valida alternativa all'utilizzo di tecnologie alimentate con combustibili fossili per

⁷ Il termine *clustering* denota un insieme di tecniche di analisi dei dati volte alla selezione e raggruppamento di elementi omogenei in un insieme di dati.

la climatizzazione degli ambienti, contribuendo, in una logica Paese, anche al raggiungimento degli obiettivi di riduzione dei consumi e di aumento della quota di produzione da fonti rinnovabili. L'utilizzo di tali risorse è però limitato da una serie di barriere, principalmente di carattere economico, che al momento si oppongono a tale sviluppo.

In Italia sono stimati oltre 13 milioni di edifici e quasi 26 milioni di abitazioni occupate e per garantire la loro climatizzazione ogni anno si utilizza circa il 60% dei consumi di energia del settore residenziale. Ciò è conseguente alla significativa vetustà del parco edilizio (oltre l'80% di tale parco è in classe energetica F e G), alla presenza dominante di sistemi di generazione a combustibili fossili e ad una certa difficoltà da parte della popolazione ad agire e assumere comportamenti coerenti ad un uso consapevole ed efficiente dell'energia.

Secondo stime RSE lo stock di climatizzatori installato in Italia, al 2021, era pari a circa 20,3 milioni, la potenza frigorifera installata per le macchine a compressione elettriche pari a circa 132 GWth totali [39]. Ad oggi, la quasi totalità delle macchine installate sono reversibili, ossia in grado sia di raffrescare che riscaldare gli ambienti; la potenza installata globalmente in riscaldamento è valutata inferiore a quella in raffrescamento del 10-15%.

Nel precedente anno di ricerca è stata stimata la flessibilità potenziale delle PdC [39]. Lo studio è stato svolto tramite una metodologia sviluppata ad hoc con la creazione di un dataset di edifici del settore residenziale e non residenziale a livello regionale. Il modello è stato integrato con stime del numero delle pompe di calore elettriche per il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti installate in Italia, e con il calcolo del fabbisogno orario di climatizzazione di 160 "edifici-tipo" rappresentativi del parco residenziale e non residenziale, effettuato in giorni tipo estivi e invernali rappresentativi delle 5 zone climatiche italiane più significative. In particolare, queste informazioni sono state utilizzate per valutare il potenziale di flessibilità delle pompe di calore che può derivare dalla riduzione della potenza assorbita (servizio di regolazione "a salire", secondo la usuale convenzione dei generatori), o aumentandone la potenza (servizio di regolazione "a scendere") prendendo come riferimento la variazione della temperatura negli edifici entro ± 1 °C rispetto alla condizione standard fissata dagli utenti, tale da non alterare significativamente il livello di *comfort*⁸.

Il potenziale di flessibilità delle PdC è stato stimato al 2021 con una proiezione al 2030, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo dello scenario *Fit for 55*. I risultati ottenuti indicano che le PdC, che contribuiscono in maniera significativa ai picchi di domanda elettrica, hanno un potenziale di flessibilità elevato e sfruttabile soprattutto in estate, con valori 4÷5 volte superiore a quelli invernali. In futuro questo divario è comunque destinato a ridursi con la progressiva diffusione delle PdC come impianto principale delle abitazioni.

3.3 Modello energetico

Verrà ora presentato il modello energetico considerato, facendo riferimento al caso di PdC adibita al riscaldamento dell'edificio. Il modello, inclusa l'interpretazione dei parametri e la definizione delle procedure di identificazione, può essere esteso al caso di raffrescamento mediante

⁸La condizione di *comfort termo-igrometrico* è definita come quello stato psicofisico in cui il soggetto esprime sensazione di neutralità termica (cioè l'individuo non avverte né caldo, né freddo). A determinare l'effettivo stato termico del corpo umano contribuiscono due diverse tipologie di variabili: di tipo ambientale (temperatura, umidità e velocità dell'aria, temperatura media radiante dell'ambiente in cui si trova il corpo) e di tipo soggettivo (il metabolismo e la resistenza termica del vestiario). Gli ambienti termicamente moderati sono studiati essenzialmente con il metodo di Fanger [45] con gli indici PMV (Voto Medio Previsto) e PPD (Percentuali di Persone Insoddisfatte) che sono riportati nelle norme UNI EN ISO 7730 [46] e ASHRAE 55 [47]. Oltre al modello di Fanger, negli ultimi anni è maturato anche un approccio noto come "modello adattativo", che considera anche tutti quei fattori che non rientrano nella categoria dei parametri fisici, come gli aspetti demografici, il contesto (struttura e funzione degli edifici, stagione, ecc.), la consapevolezza di un determinato ambiente (attitudini, aspettative, preferenze, ecc.). Questo concetto è espresso nella norma ASHRAE 55. Il tema del *comfort adattativo* è in parte ripreso anche nella norma EN 16798.

l'adattamento dell'equazione di scambio termico che verrà presentata, coerentemente con l'inversione del ciclo di lavoro della PdC.

Il modello energetico considerato è quello proposto recentemente in [38], dove un singolo edificio e il suo sistema di riscaldamento (PdC) sono modellati come un unico accumulatore (*buffer*) energetico che rappresenta la conservazione dell'energia termica nell'edificio e nel circuito di riscaldamento. L'evoluzione del livello energetico dell'edificio $e(t) \in \mathbb{R}^+$ è determinata dal flusso di energia termica in entrata e in uscita:

$$\frac{de(t)}{dt} = q_c(t)u(t) - q_l(t), \quad 3.1$$

dove $q_c(t), q_l(t) \in \mathbb{R}$ denotano rispettivamente la potenza termica in ingresso e le perdite. Nello specifico, $q_c(t)$ rappresenta la velocità con cui la PdC fornisce energia termica al sistema, mentre $q_l(t)$ corrisponde alla velocità con cui il sistema cede energia termica verso l'esterno. Essi dipendono da vari fattori e saranno discussi più dettagliatamente in seguito. La PdC è modellata come un carico acceso/spento (*on-off*), il cui stato binario è rappresentato dalla variabile $u(t) \in \{1; 0\}$. Altre modalità operative, come, ad esempio, il *boosting* elettrico, sono trascurati. Si assume che la PdC sia controllata da un controllore termico che accende (spegne) la PdC non appena il livello energetico $e(t)$ raggiunge il limite inferiore (superiore) definito dall'utente \underline{e} (\bar{e}). Pertanto, il potenziale di flessibilità disponibile durante il normale funzionamento della PdC è pari a $e_{flex} = \bar{e} - \underline{e}$.

La dinamica energetica in 3.1 dipende dai tassi $q_c(t), q_l(t)$ i quali sono variabili nel tempo e possono essere quindi complessi da rappresentare. Tuttavia, è possibile approssimare tali dinamiche considerando, per ogni ciclo di riscaldamento i , i loro valori medi, q_c^i e q_l^i , definiti come:

$$q_c^i = \left(\frac{1}{d_{on}^i} + \frac{1}{d_{off}^i} \right) e_{flex}, \quad q_l^i = \frac{e_{flex}}{d_{off}^i}, \quad 3.2$$

dove d_{on}^i e d_{off}^i denotano, rispettivamente, il periodo di accensione e spegnimento della PdC. Il modello energetico risultante è quindi:

$$\frac{de(t)}{dt} = q_c^i u(t) - q_l^i, \quad t \in [t_{off}^i, t_{off}^{i+1}), \quad 3.3$$

dove t_{off}^i rappresenta la fine dell' i -esimo ciclo. La Figura 3.1 mostra l'evoluzione temporale descritta in 3.3.

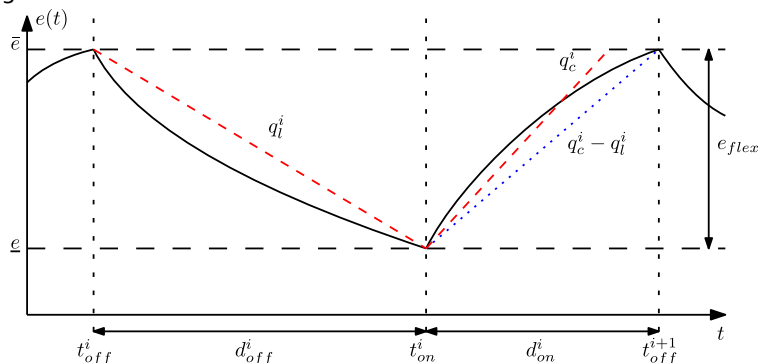


Figura 3.1 – Esempio di possibile evoluzione temporale del modello energetico 3.1 (linea continua) e del modello approssimante (linea tratteggiata). Il controllore termico osserva i limiti superiori e inferiori di energia, \bar{e}, \underline{e} . I tempi di accensione e spegnimento della PdC sono indicati da t_{on} e t_{off} con le relative

durate di accensione e spegnimento d_{on}^i e d_{off}^i per il ciclo di riscaldamento i . (Rielaborazione dell'immagine in [38])

Poiché non è possibile misurare la quantità assoluta di energia termica $e(t)$ immagazzinata nel sistema, si considera lo stato normalizzato:

$$x(t) = \frac{(e(t) - \underline{e})}{\bar{e} - \underline{e}}. \quad 3.4$$

Inoltre, dato che il controllore termico garantisce che $e(t)$ si trovi sempre tra \bar{e} e \underline{e} , segue che:

$$0 \leq x(t) \leq 1. \quad 3.5$$

Pertanto, $x(t)$ può essere interpretato come lo stato di carica del sistema ed evolve secondo l'equazione:

$$\frac{dx(t)}{dt} = r_c^i u(t) - r_l^i, \quad t \in [t_{off}^i, t_{off}^{i+1}), \quad 3.6$$

con i tassi medi di carica e perdita normalizzati:

$$r_c^i = \left(\frac{1}{d_{on}^i} + \frac{1}{d_{off}^i} \right), \quad r_l^i = \frac{1}{d_{off}^i}. \quad 3.7$$

Pertanto, l'andamento energetico normalizzato, per ogni ciclo di riscaldamento, è completamente definito dalle relative durate di accensione e spegnimento e dallo stato iniziale $x(t_{off}^i) = 1$.

3.3.1 Identificazione del tasso di perdita

Il tasso di perdita r_l^i descrive la velocità media con cui il livello di energia normalizzato $x(t)$ diminuisce nel tempo – durante un ciclo termico – a causa dello scambio termico dell'edificio con l'ambiente. Dipende quindi da diversi fattori, come l'isolamento dell'edificio, le caratteristiche del sistema di riscaldamento e le condizioni meteorologiche. È comune in letteratura ipotizzare che il tasso di perdita sia proporzionale alla differenza tra le temperature dell'aria interna ed esterna, indicate rispettivamente come θ_{in} e θ_{out} , [40]. Tuttavia, sempre in un'ottica di semplificazione del modello risultante, dato che il controllore termico mantiene la temperatura interna in un intorno di quella desiderata, l'intervallo di variazione di θ_{in} è significativamente più stretto rispetto a quello della differenza $\theta_{in} - \theta_{out}$, pertanto è ragionevole considerare la sola dipendenza di r_l^i dalla temperatura media esterna θ_{out} durante il ciclo termico. In [38], tale dipendenza è rappresentata dalla funzione affine a tratti:

$$r_l^i(\theta_{out}) = \max\{\alpha_l \theta_{out} + \beta_l, 0\}. \quad 3.8$$

I parametri α_l e β_l possono essere stimati, ad esempio, con la tecnica dei minimi-quadrati (stima LS, dall'inglese *Least Squares*) – eventualmente nella sua versione robusta per tenere conto di possibili dati anomali – a partire da coppie di misurazioni (r_l^i, θ_{out}) con r_l^i definito a partire da d_{off}^i , come in equazione 3.7. La validità della relazione 3.8 sarà valutata nel proseguo delle attività tramite la procedura descritta nella sezione 3.6.

3.3.2 Identificazione del tasso di carica

Il tasso di carica r_c^i descrive la velocità con cui la PdC, idealmente, può aumentare il livello di energia $x(t)$ se non ci fosse alcuna perdita di energia verso l'esterno. Analogamente, $1/r_c^i$ corrisponde al tempo necessario per riscaldare l'edificio dal suo limite inferiore di energia \underline{e} al suo limite superiore \bar{e} in assenza di perdite termiche. Questo tasso dipende dalla potenza nominale p_r (rated power) della PdC e dal suo coefficiente di prestazione (COP, dall'inglese *Coefficient Of Performance*) $\eta(\cdot)$, cioè:

$$r_c = \eta(\cdot)p_r. \quad 3.9$$

Il COP è influenzato dalla temperatura dell'aria interna ed esterna, da quella dell'acqua di mandata della PdC θ_w e da altri fattori. Nella presente attività, verrà considerata solamente la dipendenza da θ_{out} e θ_w , in accordo all'efficienza massima teorica espressa come:

$$\eta(\cdot) = \gamma_c \left(\frac{\theta_w}{\theta_w - \theta_{out}} \right), \quad 3.10$$

dove γ_c è un fattore di scala specifico di ogni PdC che incorpora tutti quei fattori di cui non si è tenuto conto. In [38], la dipendenza della temperatura di mandata da quella esterna è descritta per mezzo della funzione affine:

$$\theta_w(\theta_{out}) = \alpha_c \theta_{out} + \beta_c. \quad 3.11$$

Di conseguenza è possibile esprimere il tasso di carica r_c^i in funzione della sola temperatura esterna come:

$$r_c^i(\theta_{out}) = \gamma_c \left(\frac{\alpha_c \theta_{out} + \beta_c}{\alpha_c(\theta_{out} - 1) + \beta_c} \right) \quad 3.12$$

con parametri $\alpha_c, \beta_c, \gamma_c \in \mathbb{R}$ da stimare a partire da coppie di misurazioni (r_c^i, θ_{out}) , con r_c^i definito in 3.7.

Come per la relazione 3.8, la validità di 3.11 e 3.12 sarà valutata nel proseguo delle attività.

3.3.3 Identificazione degli istanti di accensione e spegnimento

I tassi di perdita e carica dipendono dalle durate degli intervalli di accensione e spegnimento e, a sua volta, dagli istanti di commutazione della PdC. Nel caso in cui non vi fosse conoscenza del segnale di controllo $u(t)$ che governa l'accensione/spegnimento della PdC, questi istanti possono essere ricavati a partire dal profilo di consumo – a meno dell'errore intrinseco di campionamento del misuratore dei consumi –, andando a rilevare gli istanti a consumo nullo.

3.4 Rappresentazione della flessibilità

Noti i tassi di carica e perdita, l'obiettivo di questa sezione è stimare i parametri che definiscono la flessibilità di un edificio residenziale con PdC. La rappresentazione adottata è quella presentata nel Capitolo 2.5.1, dove la flessibilità – intesa come insieme di tutti i profili di potenza ammissibili per la PdC – è descritta in modo compatto tramite il politopo $\mathcal{P} = \{p \in \mathbb{R}^M : Fp \leq h\}$.

Nel caso dell'edificio con PdC, la dinamica 3.6 può essere discretizzata nel tempo (con τ a rappresentare il tempo di campionamento), ottenendo:

$$x_{k+1} = x_k + \tau(r_c^k u_k - r_l^k), \quad k = 0, \dots, M - 1. \quad 3.13$$

Sfruttando la dipendenza di r_c e r_l dalla temperatura esterna θ_{out} definita in 3.8 e 3.12, è possibile stimare i tassi a partire da previsioni della temperatura esterna. Sia $\hat{\theta}_{out}^k$ una stima della temperatura nell'intervallo $[\tau k, \tau(k + 1)]$, allora la stima di r_c^k è $\hat{r}_c(\hat{\theta}_{out}^k)$, e in modo analogo si può ottenere $\hat{r}_l(\hat{\theta}_{out}^k)$. Pertanto, una stima dello stato di carica è data da⁹:

$$\hat{x}_{k+1} = \hat{x}_k + \tau(\hat{r}_c(\hat{\theta}_{out}^k)u_k - \hat{r}_l(\hat{\theta}_{out}^k)u_k), \quad k = 0, \dots, N - 1. \quad 3.14$$

Considerando l'orizzonte temporale finito M , siano $\hat{x} = [\hat{x}_1, \dots, \hat{x}_M]^T$ e $u = [u_0, \dots, u_{M-1}]^T$. È possibile quindi rappresentare in forma compatta – matriciale – l'evoluzione dello stato di carica lungo l'orizzonte temporale a fronte di una data sequenza di controllo u come:

$$\hat{x} = \hat{x}_0 \mathbf{1} + Bu - d, \quad 3.15$$

dove $\mathbf{1}$ denota il vettore unitario di dimensione M , B la matrice di dimensione $M \times M$ la cui i -esima riga è definita come:

$$B_i = \tau[\hat{r}_c(\hat{\theta}_{out}^0), \hat{r}_c(\hat{\theta}_{out}^1), \dots, \hat{r}_c(\hat{\theta}_{out}^{i-1}), 0, \dots, 0] \quad 3.16$$

e d il vettore di dimensione M il cui i -esimo elemento è:

$$d_i = \tau(\hat{r}_l(\hat{\theta}_{out}^0) + \hat{r}_l(\hat{\theta}_{out}^1) + \dots + \hat{r}_l(\hat{\theta}_{out}^{i-1})). \quad 3.17$$

Inoltre, sia \hat{p}_r una stima della potenza nominale della PdC – tale valore può essere considerato come la potenza media consumata dalla PdC durante un ciclo di riscaldamento. Allora:

$$p_k \in \{0, \hat{p}_r\}, \quad k = 0, \dots, M - 1 \quad 3.18$$

e

$$p_k = \hat{p}_r u_k, \quad k = 0, \dots, M - 1. \quad 3.19$$

Sfruttando le relazioni 3.16 e 3.19, il vincolo sullo stato di carica $0 \leq \hat{x}_k \leq 1$ può essere espresso in forma matriciale:

$$\mathcal{P}: \underbrace{\begin{bmatrix} B \\ -B \end{bmatrix}}_F p \leq \hat{p}_r \underbrace{\begin{bmatrix} (1 - \hat{x}_0)\mathbf{1} + d \\ \hat{x}_0\mathbf{1} - d \end{bmatrix}}_h, \quad 3.20$$

con $p = [p_0, \dots, p_{M-1}]^T$. Le disuguaglianze in 3.20 definiscono un politopo convesso e compatto che contiene quindi tutte le traiettorie di potenza che sono ammissibili rispetto ai vincoli sullo stato di carica. Il modello di flessibilità 3.20 è quindi coerente con quello discusso nel Capitolo 2 ai fini dell'aggregazione di risorse distribuite.

⁹ È necessaria una stima iniziale dello stato di carica \hat{x}_0 .

Come discusso nel Capitolo 2, nel fornire un servizio di bilanciamento, la rete richiede alla risorsa (o all'aggregato) una deviazione di potenza $\delta \in \mathbb{R}^M$ rispetto a un profilo nominale (indisturbato) di scambio di potenza $\bar{p} \in \mathbb{R}^M$, all'interno dell'orizzonte M . Nella Sezione che segue, con riferimento ancora alle PdC, l'attenzione è posta quindi sul problema di stimare \bar{p} (detto anche *baseline*) a partire da dati di serie temporali. Nota la *baseline* sarà quindi possibile effettuare sia valutazioni *ex-post* della flessibilità che *ex-ante*, considerando tale profilo come una previsione attendibile dei consumi per un dato giorno rispetto alla quale ricavare i possibili margini di deviazione a salire e a scendere.

3.5 Procedura di identificazione della *baseline*

Al fine di ricavare dei profili giornalieri di consumo tipici – detti *baseline* –, a seconda, ad esempio, della tipologia di edificio e della destinazione d'uso, è stata definita una procedura di analisi di dati storici. Nello specifico, sono stati considerati i consumi elettrici di PdC e le temperature esterne rilevate, su periodi che variano da alcuni mesi fino ad anni, a seconda dell'effettiva disponibilità di misurazioni per ciascuna PdC considerata. La Figura 3.2 riporta un esempio di profili di consumi elettrici di una PdC e della temperatura esterna rilevata nel periodo giugno 2021 – giugno 2022.

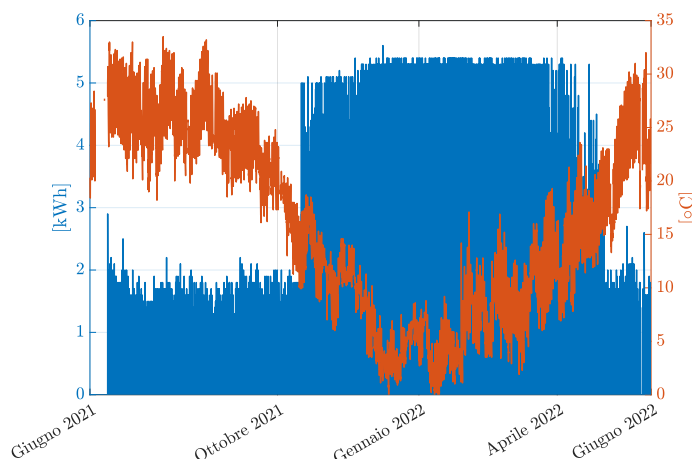


Figura 3.2 – Esempio di consumi elettrici di una PdC (curva blu) e della temperatura esterna rilevata (curva rossa) nel periodo giugno 2021 – giugno 2022.

A partire da questi profili, la procedura è costituita delle fasi che verranno ora dettagliate, finalizzate a raggruppare i profili giornalieri a disposizione a seconda di opportuni criteri di similarità. Successivamente, da ciascun raggruppamento individuato, verrà ricavata la *baseline*.

3.5.1 Estrazione profili giornalieri

In questa fase vengono estratti i profili giornalieri che vengono quindi validati attraverso una procedura che mira a correggere eventuali dati anomali e stimare possibili dati mancanti. Nello specifico, una misura è considerata anomala se la sua distanza dalla mediana – dei valori di quel profilo – è maggiore di tre volte la deviazione assoluta mediana (MAD, dall'inglese *Median Absolute Deviation*). Formalmente, sia x la misura che si vuole validare, con x appartenente all'insieme delle misure X , allora il MAD è definito come $k \cdot \text{median}(|x - \text{median}(X)|)$, dove k è un fattore di scala. Questa regola è un'estensione robusta della più nota regola del 3σ , che considera un dato anomalo se la sua distanza dal valore medio è maggiore di tre volte la deviazione standard. Una volta rilevati i valori anomali, questi vengono corretti sostituendoli con il valore del dato più vicino non anomalo. In modo simile, eventuali dati mancanti vengono stimati considerando la media pesata – viene attribuito un peso inversamente proporzionale alla distanza



euclidea – dei dati in un intorno di quel dato. A seconda della dimensione dell'intorno, ossia del numero di punti considerati, la stima sarà più o meno robusta ad eventuale rumore di misura. La Figura 3.3 riporta un esempio di un profilo giornaliero estratto.

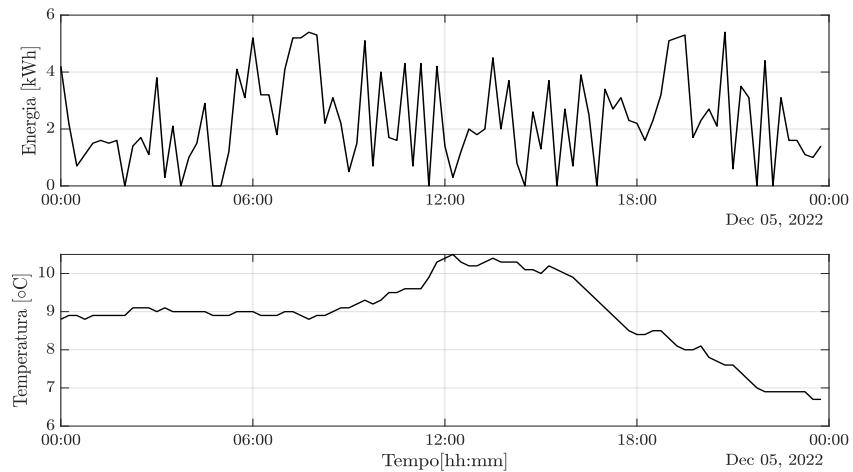


Figura 3.3 – Esempio di profili giornalieri estratti.

3.5.2 Estrazione indicatori di interesse

Per ciascun profilo estratto vengono ricavati alcuni indicatori di interesse che permettono di rappresentarlo in modo sintetico. La Figura 3.4 riporta gli indicatori considerati. Nello specifico, un profilo energetico viene rappresentato in funzione del consumo massimo, di quello medio e della dispersione dei valori rilevati rispetto a tale valor medio. Inoltre, un altro indicatore di estremo interesse è il numero di spegnimenti e accensioni della PdC. Per quanto riguarda i profili di temperatura, questi vengono rappresentati per mezzo della temperatura media e della dispersione dei valori rilevati.

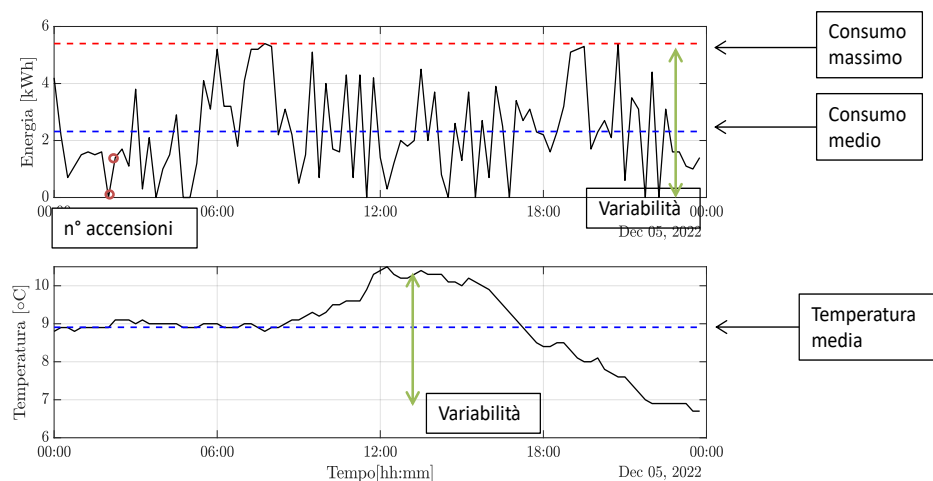


Figura 3.4 – Indicatori di interesse da utilizzare per rappresentare in modo sintetico ciascun profilo.

3.5.3 Trasformazione dati

Gli indicatori estratti permettono di rappresentare ciascuna coppia di profili consumi-temperatura nello spazio dove ciascun indicatore considerato – opportunamente normalizzato nell'intervallo

[0,1] – ne rappresenta una dimensione, come mostrato in Figura 3.5. Esiste quindi una relazione univoca tra ciascuna coppia e il punto in questo nuovo spazio.

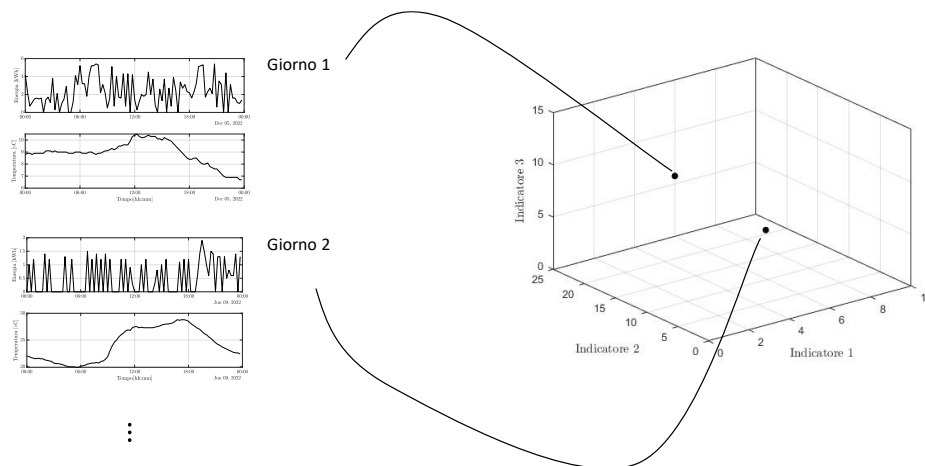


Figura 3.5 – Rappresentazione concettuale della trasformazione dei profili giornalieri nello spazio definito dagli indicatori d'interesse.

3.5.4 Clustering

In questa fase, i punti così rappresentati sono raggruppati per mezzo di algoritmi di *clustering*. Nello specifico, è stato selezionato l'algoritmo *K-means*, un algoritmo largamente utilizzato che permette di suddividere un insieme di oggetti in K gruppi sulla base dei loro attributi – nel nostro caso gli indicatori discussi in precedenza. L'algoritmo segue una procedura iterativa: inizialmente crea K partizioni e assegna i punti d'ingresso a ogni partizione in modo casuale oppure usando alcune euristiche; quindi, calcola il centroide (punto medio) di ogni gruppo; costruisce in seguito una nuova partizione associando ogni punto al gruppo il cui centroide è più vicino ad esso; infine vengono ricalcolati i centroidi per i nuovi gruppi e così via, finché l'algoritmo non converge.

Il vantaggio principale di questo algoritmo è la sua velocità di convergenza; infatti, generalmente il numero d'iterazioni è minore del numero di punti. Tuttavia, non vi è nessuna garanzia di raggiungimento dell'ottimo globale: la qualità della soluzione finale dipende infatti dalla partizione iniziale, che, come visto, viene scelta in modo casuale o secondo euristiche. Dato che l'algoritmo è di solito estremamente veloce, è possibile applicarlo più volte e scegliere la soluzione più soddisfacente fra quelle prodotte. Un altro svantaggio dell'algoritmo è che esso richiede di scegliere il numero di gruppi K da identificare. Non sapendo a priori quanti raggruppamenti stiamo cercando – vorremmo che fosse proprio uno dei risultati della procedura di analisi qui proposta – l'algoritmo viene eseguito più volte, con un numero incrementale di gruppi K , andando poi a scegliere la partizione migliore a seconda del corrispondente valore di *silhouette*. Per una data partizione, questa metrica, valutata per ciascun punto, indica quanto un dato è simile agli altri punti del gruppo a cui è stato assegnato (coesione) rispetto ad altri gruppi (separazione). La *silhouette* varia da -1 a $+1$, dove un valore elevato indica che il punto è ben abbinato al proprio gruppo e scarsamente abbinato ai gruppi vicini. Se la maggior parte dei punti ha un valore elevato, la partizione trovata è appropriata. Se invece molti punti avessero un valore basso o negativo, la partizione potrebbe contenere troppi o troppo pochi gruppi. Una volta individuata la partizione migliore, su ciascun gruppo, viene eseguito un controllo sulla presenza di eventuali punti anomali.



3.5.5 Calcolo baseline

Sfruttando la relazione tra ciascun punto nello spazio definito dagli indicatori e ciascuna coppia consumi-temperatura, è possibile andare a raggruppare i profili sulla base della partizione risultante dall'algoritmo di *clustering*, come mostrato schematicamente nella Figura 3.6.

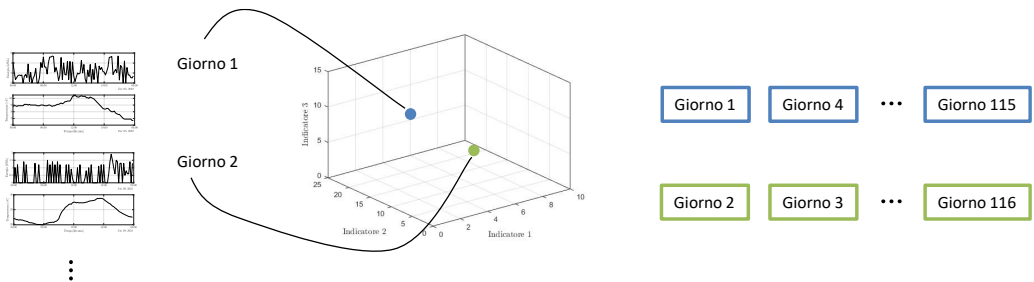


Figura 3.6 – Esempio di raggruppamento dei profili a seconda del risultato del clustering.

Per ciascun raggruppamento viene quindi ricavata la *baseline*, formalmente intesa come media dei consumi istante per istante, [41]. Ciò richiede di allineare temporalmente i vari profili i quali, potenzialmente, possono essere definiti su intervalli temporali differenti ed avere quindi un diverso numero di punti – ad esempio a causa di errori durante l'acquisizione. Inoltre, per essere maggiormente robusti a ritardi nell'acquisizione della misura – i consumi sono campionati ogni quarto d'ora mentre le temperature ogni minuto – è possibile utilizzare l'operatore media mobile: per ogni istante, si considera il valore medio delle misure all'interno di una finestra temporale di dimensione k centrata sull'istante di interesse. La Figura 3.7 mostra un esempio di allineamento di tre profili (a) e della baseline risultante per un raggruppamento, al variare della dimensione della finestra mobile (b).

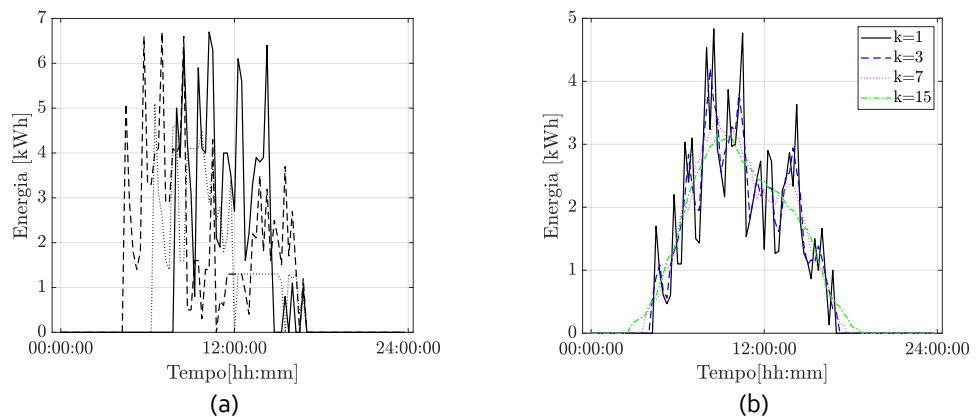


Figura 3.7 – (a) Esempio di allineamento di tre profili. (b) Esempi di media (linea nera continua – caso $k=1$) e media mobile risultante per differenti dimensioni k della finestra mobile.

Infine, nell'ottica di andare poi a simulare dei possibili profili di consumo sulla base della *baseline* ricavata, viene calcolato anche l'intervallo di confidenza ad essa associato. Per ogni istante viene quindi calcolata la deviazione standard dei consumi σ che permette di definire intervalli di confidenza, come mostrato nella Figura 3.8. Nella Figura 3.9 è riportato un esempio di profili simulati a partire dalle *baseline* e dagli intervalli di confidenza ricavati, da cui si può apprezzare la bontà dei profili simulati rispetto a quelli rilevati.

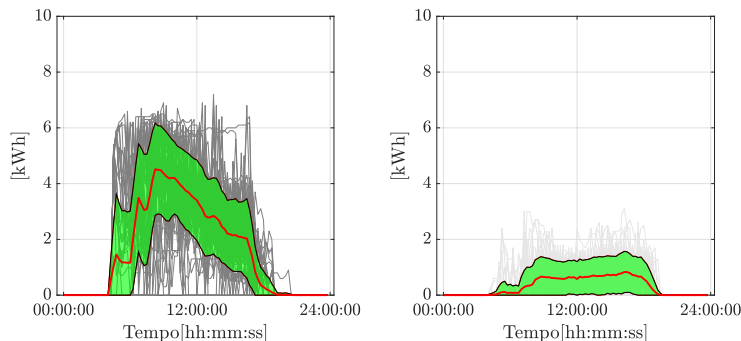


Figura 3.8 – Baseline identificata per ciascun raggruppamento. La curva rossa denota la baseline, l'area verde il rispettivo intervallo di confidenza valutato come $\pm\sigma$ (deviazione standard), mentre in grigio sono riportati i profili di consumi elettrici rilevati.

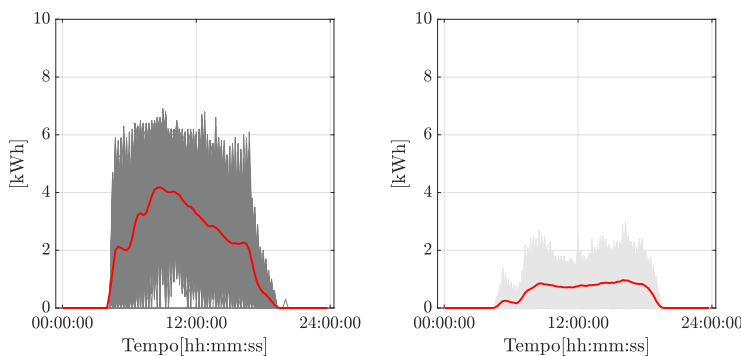


Figura 3.9 – Esempio di 1000 profili simulati a partire dalle baseline e dagli intervalli di confidenza ricavati. In grigio i profili generati, in rosso il relativo profilo medio.

3.5.6 Risultati in breve

La procedura presentata è stata applicata sui dati raccolti in riferimento a sette PdC, rappresentative di due differenti destinazioni d'uso dell'edificio: condominio residenziale e ufficio. I casi analizzati sono stati caratterizzati anche in termini di zona climatica, potenza della PdC, tipologia di servizi offerti (solo riscaldamento, riscaldamento e acqua calda sanitaria - ACS, raffrescamento) e sistema di distribuzione (radiatori, ventilconvettori). I dati a disposizione sono stati raccolti da ARSE (Associazione Riscaldamento Senza Emissioni²⁰) in (diversi) periodi che vanno da settembre 2021 a novembre 2023. Nel seguito verranno riportati e discussi i risultati ottenuti per ciascun caso in termini di raggruppamenti individuati dalla procedura di *clustering* e relative *baseline*. Vengono ora invece riportate le principali considerazioni.

In generale, la procedura di analisi dati individua raggruppamenti ben distinti tra loro e facilmente ascrivibili ai diversi servizi erogati dalla PdC. Nel contesto del medesimo servizio, la PdC ben coglie le differenti modalità operative caratterizzate in termini, ad esempio, di numero di spegnimenti-accensioni, mantenimento di consumi costanti e picchi massimi di potenza. Si ricorda che la procedura non fa uso in alcun modo di informazioni circa il giorno/mese cui i dati si riferiscono. Per quanto riguarda le *baseline* ricavate, esse ben rappresentano il comportamento medio dei profili in ciascun raggruppamento, rappresentando quindi uno strumento utile per previsioni sul potenziale di flessibilità e ai fini di simulazione di profili di carico. Come discusso in [41], idealmente, nel valutare le *baseline* è opportuno distinguere, ad esempio, tra giorni feriali e fine-settimana o festività. In generale, dai risultati ottenuti non si evincono differenze significative a tal riguardo. Pertanto, laddove diversamente indicato, sono stati considerati congiuntamente

²⁰ <https://arse-geo.eu/>

tutti i profili ai fini del calcolo della *baseline*. Ciò ovviamente non limita la capacità della procedura definita di trattare separatamente questi casi.

Nei casi di studio analizzati la PdC lavora in modo centralizzato ai fini dell'erogazione di un servizio a una molteplicità di utenze, siano esse appartamenti o singoli uffici. È lecito quindi assumere che l'impatto del singolo utente venga in una qual misura mediato dal collettivo delle utenze, rispetto al caso in cui la PdC è asservita alla singola utenza. Ad esempio, un'eventuale abitudine dell'utente a far arieggiare i locali al mattino, oppure una diversa regolazione delle termovalvole dei propri radiatori, hanno un impatto sul funzionamento della PdC che è mediato dal comportamento collettivo degli altri utenti. Di conseguenza, i profili di consumi rilevati sono rappresentativi effettivamente del sistema "edificio con PdC". Ciò dovrebbe far propendere verso la capacità di generalizzare i risultati ottenuti per gli specifici casi analizzati ad altri casi, a parità di caratteristiche del sistema. Tuttavia, come è evidente dall'analisi effettuata, anche a parità di condizioni, o comunque molto simili, i profili ottenuti sembrano essere specifici per il singolo caso. Sono state infatti ricavate delle *baseline* molto peculiari e difficilmente generalizzabili. Bisogna però considerare che, come sopra indicato, le informazioni a disposizione utilizzate per caratterizzare i casi analizzati sono limitate, sia nel numero che nel contenuto informativo. Ad esempio, per quanto riguarda l'edificio, non ci sono informazioni sull'esposizione e la presenza o meno di coibentazione, fattori che hanno invece un impatto importante sui consumi, [42]. La possibilità di generalizzare richiede quindi una maggior disponibilità di informazioni al contorno, difficilmente però ottenibili anche a causa di una scarsa propensione o incapacità degli utenti a fornirle. Questa mancanza di informazioni è un aspetto che, come verrà discusso nel Capitolo 4, è valido anche nel contesto manifatturiero e, come discusso in precedenza, rappresenta uno dei principali limiti delle strategie di valutazione della flessibilità basate su modelli energetici di dettaglio da usare con strumenti di simulazione energetica. Nel proseguo delle attività si cercherà di raccogliere maggiori informazioni, facendo uso anche di eventuali fonti dati pubbliche, quali, ad esempio, catasti, o immagini. L'analisi effettuata rimane comunque valida ed è propedeutica per la valutazione del potenziale di flessibilità, anche in un'ottica di aggregazione di edifici. Infatti, la procedura proposta, basandosi solamente su dati storici, può essere facilmente replicata su ciascun edificio che fa parte dell'aggregato che si vuole analizzare, a prescindere dalla sua dimensione. Fermo restando l'impossibilità di generalizzazione, rimane invece più sfidante l'obiettivo di una valutazione del potenziale di flessibilità fornito da PdC a livello nazionale.

3.5.7 Caso: condominio

In questa sezione sono presentati i risultati ottenuti per il caso condominio. Sono stati considerati tre differenti casi studio, denominati nel seguito come PdC 1, PdC 2 e PdC 3.

3.5.7.1 PdC 1

Tabella 3.1 – Caratteristiche dell'utenza esaminata – PdC 1.

Zona climatica	E
Periodo considerato	maggio 2021 – novembre 2023
Destinazione d'uso	Condominio
Potenza PdC [kW]	60
Servizi offerti	Riscaldamento + ACS
Sistema di distribuzione	Radiatori

In Figura 3.10 sono riportati i due raggruppamenti identificati e ascrivibili rispettivamente al periodo autunnale-invernale, caratterizzato da temperature esterne più rigide, e primaverile-estivo, con temperature più miti. Nel primo raggruppamento i consumi sono quindi dati dalla combinazione dei due servizi offerti, riscaldamento e acqua calda sanitaria (ACS), mentre nel

secondo solo dalla modalità ACS. Interessante e peculiare il profilo di consumo che caratterizza il primo raggruppamento, profilo, che, come si vedrà, non è stato riscontrato in nessun altro caso esaminato. Ciò potrebbe essere spiegato dalla presenza di un programma di accensione e spegnimento dell'impianto deciso a livello condominiale.

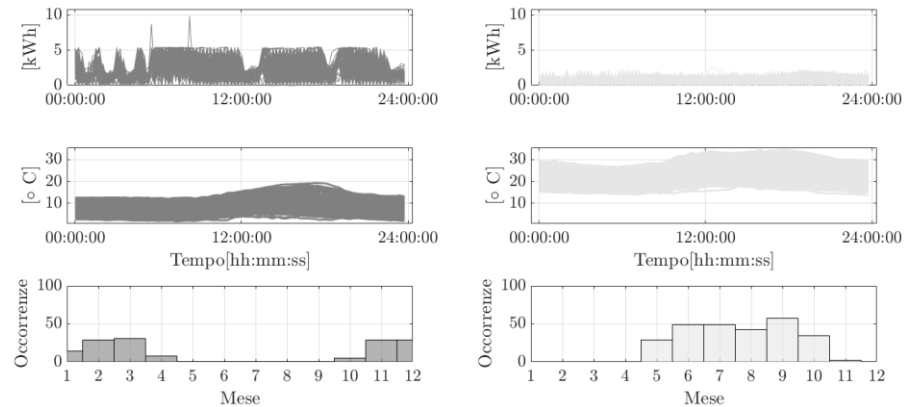


Figura 3.10 – PdC 1 – Raggruppamento risultante. Dall'alto verso il basso: profili di consumo elettrico [kWh], profili di temperatura esterna rilevata [°C], numero di occorrenze dei profili sui vari mesi dell'anno.

La Figura 3.11 evidenzia come i due raggruppamenti individuati siano effettivamente ben distinti tra di loro, specialmente in termini di consumi medi e numero di spegnimenti-accensioni, come immaginabile vista l'associazione già discussa tra i raggruppamenti e i servizi offerti dalla PdC.

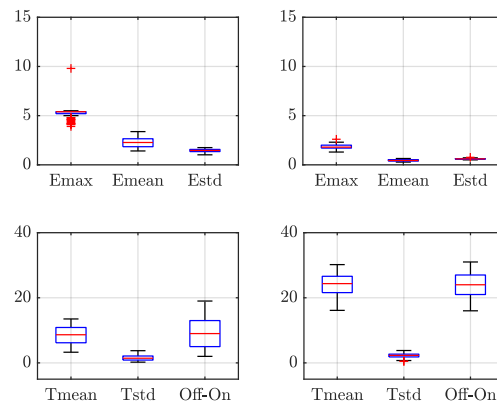


Figura 3.11 – PdC 1 – Grafici di dispersione delle metriche di interesse valutate su ciascun raggruppamento. In alto: consumi elettrici [kWh] massimi (Emax), medi (Emean) e dispersione (Estd) rispetto ad essi. In basso: temperature [°C] medie (Tmean) e dispersione (Tstd) rispetto ad esse, numero di spegnimenti-accensioni (Off-On).

Infine, la Figura 3.12 riporta, per ciascun raggruppamento, la *baseline* stimata e il rispettivo intervallo di confidenza.

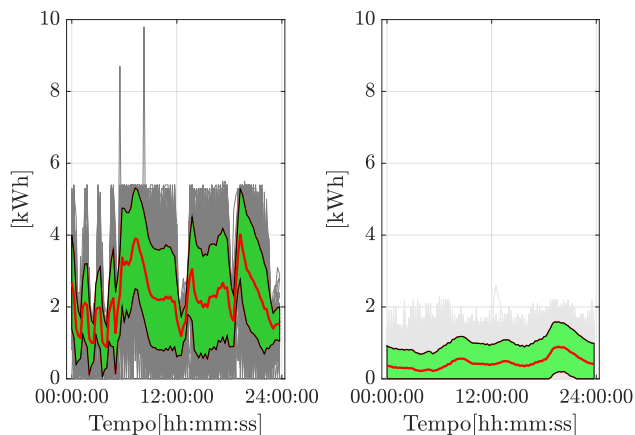


Figura 3.12 – PdC 1 – Baseline identificata per ciascun raggruppamento. La curva rossa denota la baseline, l'area verde il rispettivo intervallo di confidenza valutato come $\pm\sigma$ (deviazione standard), mentre in grigio sono riportati i profili di consumi elettrici rilevati.

3.5.7.2 PdC 2

Tabella 3.2 - Caratteristiche dell'utenza esaminata – PdC 2.

Zona climatica	E
Periodo considerato	settembre 2021 – novembre 2023 (alcuni mesi sono mancanti)
Destinazione d'uso	Condominio
Potenza PdC [kW]	60
Servizi offerti	Riscaldamento
Sistema di distribuzione	Radiatori

In Figura 3.13 e Figura 3.14 sono riportati i raggruppamenti individuati e, per ciascuno di essi, i grafici di dispersione delle metriche d'interesse. Come si può notare, seppur la PdC sia adibita solo al riscaldamento nel periodo autunno-inverno, sono stati identificati tre raggruppamenti, ascrivibili a tre differenti intervalli di temperatura esterna. In tutti i raggruppamenti trovati, l'andamento dei consumi è simile, caratterizzato da un picco iniziale in mattinata – intorno alle ore 8 –, da un consumo medio costante fino alle 22 circa e poi consumi nulli durante la notte. Si tratta di un tipico profilo di consumo che risponde all'esigenza di avere una temperatura interna costante durante la giornata.

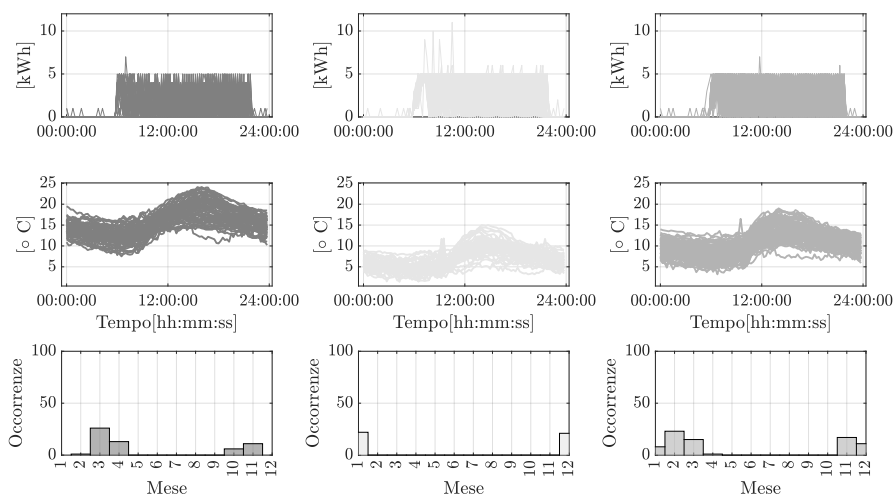


Figura 3.13 – PdC 2 – Raggruppamento risultante. Dall'alto verso il basso: profili di consumo elettrico [kWh], profili di temperatura esterna rilevata [°C], numero di occorrenze dei profili sui vari mesi dell'anno.

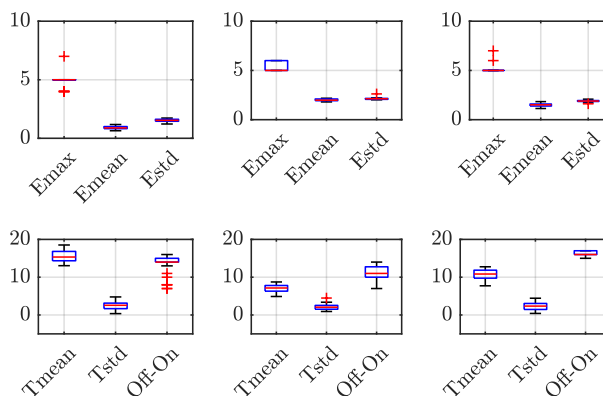


Figura 3.14 – PdC 2 – Grafici di dispersione delle metriche di interesse valutate su ciascun raggruppamento. In alto: consumi elettrici [kWh] massimi (Emax), medi (Emean) e dispersione (Estd) rispetto ad essi. In basso: temperature [°C] medie (Tmean) e dispersione (Tstd) rispetto ad esse, numero di spegnimenti-accensioni (Off-On).

Come si può ben notare dalle *baseline* riportate in Figura 3.15, ciò che distingue i tre casi individuati è l'intensità del picco iniziale – coerentemente con temperature esterne più o meno rigide –, che, a fronte di consumi massimi simili, intorno ai 5 kWh, e alla modalità di funzionamento on-off della PdC, sta ad indicare differenti tempi di funzionamento continuativo della pompa. Ciò è particolarmente evidente se si analizzano i profili rilevati nell'intorno delle ore 8: nel secondo raggruppamento, ad esempio, pochissimi profili presentano consumi nulli – graficamente si vede un'area bianca sottesa tra la fascia grigia che raggruppa i profili rilevati e l'asse delle – a differenza del primo raggruppamento – dove quest'area bianca è quasi assente. Infine, si può notare che anche i consumi medi durante la giornata si assestano su differenti valori, coerentemente con la medesima richiesta di temperatura costante durante questi mesi dell'anno a fronte però di temperature esterne differenti.

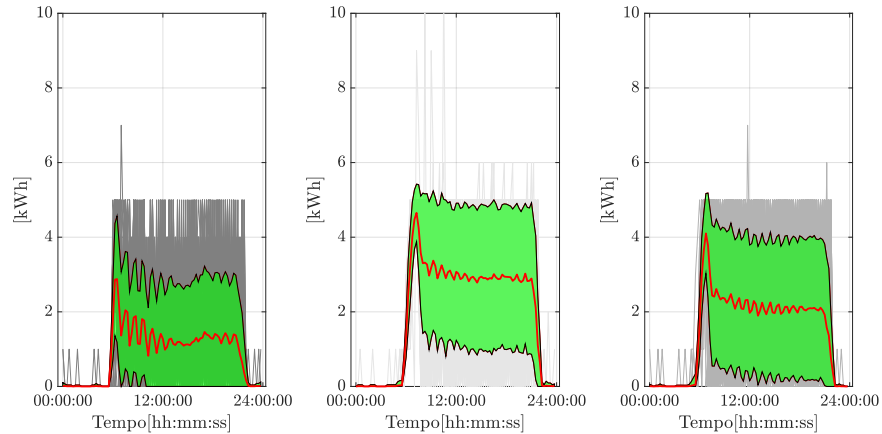


Figura 3.15 – PdC 2 – Baseline identificata per ciascun raggruppamento. La curva rossa denota la baseline, l'area verde il rispettivo intervallo di confidenza valutato come $\pm\sigma$ (deviazione standard), mentre in grigio sono riportati i profili di consumi elettrici rilevati.

3.5.7.3 PdC 3

Tabella 3.3 - Caratteristiche dell'utenza esaminata – PdC 3.

Zona climatica	E
Periodo considerato	novembre 2021 – novembre 2023
Destinazione d'uso	Condominio
Potenza PdC [kW]	115
Servizi offerti	Riscaldamento + ACS
Sistema di distribuzione	Radiatori

Come mostrato in Figura 3.16, in questo caso sono stati identificati tre raggruppamenti: uno ascrivibile al solo servizio ACS nel periodo primaverile-estivo (secondo raggruppamento in Figura 3.16) e due invece alla fornitura congiunta di riscaldamento e ACS, nel periodo autunnale-invernale (primo e terzo raggruppamento).

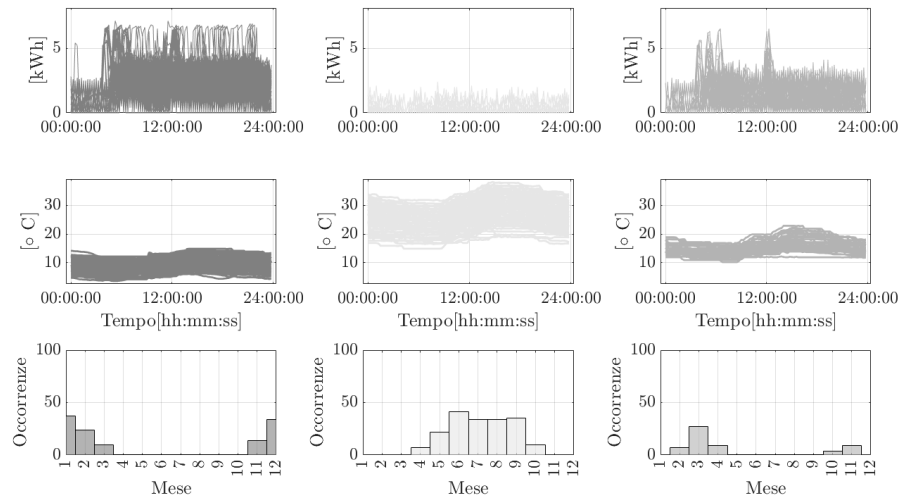


Figura 3.16 – PdC 3 – Raggruppamento risultante. Dall'alto verso il basso: profili di consumo elettrico [kWh], profili di temperatura esterna rilevata [°C], numero di occorrenze dei profili sui vari mesi dell'anno.

Nello specifico, come mostrato in Figura 3.17, il primo raggruppamento comprende le giornate invernali caratterizzate da temperature rigide, con consumi massimi e medi più elevati e da un minor numero di spegnimenti-accensioni rispetto al periodo autunnale (terzo raggruppamento). In generale però, come ben rappresentato in Figura 3.18, il profilo giornaliero tipico di consumo nel periodo invernale e autunnale è simile: consumi bassi – ma non nulli – nelle prime ore del giorno, picchi di assorbimento in prima mattina e ora pranzo, consumi costanti nel resto della mattina e nel pomeriggio fino a tarda sera. Tale profilo è coerente con una richiesta di temperatura interna non costante durante la giornata ma con tre diversi livelli: mantenimento di una temperatura minima durante la notte; richiesta di una temperatura massima nelle prime ore del mattino e durante l'ora di pranzo; mantenimento durante il resto della giornata di una temperatura media di comfort. In quest'ottica, i diversi livelli di consumo nel periodo invernale e in quello autunnale sono ascrivibili al differente scarto in questi due periodi tra la temperatura esterna e quella interna richiesta.

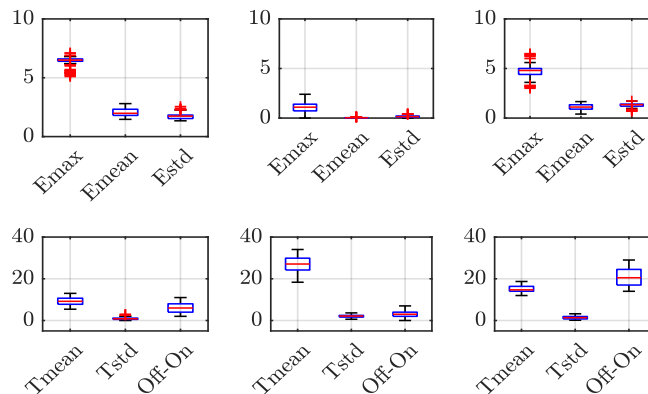


Figura 3.17 – PdC 3 – Grafici di dispersione delle metriche di interesse valutate su ciascun raggruppamento. In alto: consumi elettrici [kWh] massimi (Emax), medi (Emean) e dispersione (Estd) rispetto ad essi. In basso: temperature [°C] medie (Tmean) e dispersione (Tstd) rispetto ad esse, numero di spegnimenti-accensioni (Off-On).

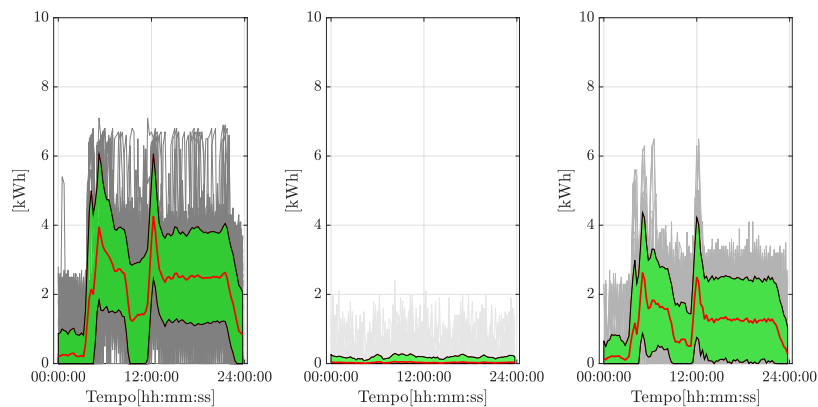


Figura 3.18 – PdC 3 – Baseline identificata per ciascun raggruppamento. La curva rossa denota la baseline, l'area verde il rispettivo intervallo di confidenza valutato come $\pm\sigma$ (deviazione standard), mentre in grigio sono riportati i profili di consumi elettrici rilevati.

3.5.8 Caso: ufficio

In questa sezione sono presentati i risultati ottenuti per il caso ufficio. Sono stati considerati quattro differenti casi studio, denominati nel seguito come PdC 4, PdC 5, PdC 6 e PdC 7.

3.5.8.1 PdC 4

Tabella 3.4 - Caratteristiche dell'utenza esaminata – PdC 4.

Zona climatica	E
Periodo considerato	settembre 2021 – settembre 2022
Destinazione d'uso	Ufficio
Potenza PdC [kW]	350
Servizi offerti	Riscaldamento
Sistema di distribuzione	Ventilconvettori

Vengono identificati due raggruppamenti, presentati in Figura 3.19: inverno rigido e giornate invece più miti e con una maggiore escursione termica. In entrambi i casi i profili giornalieri tipici di consumo risultanti sono simili, ossia consumi medi costanti, con pochi spegnimenti. Ciò che li differenzia sono i consumi massimi e quelli medi, come mostrato in Figura 3.20 e Figura 3.21.

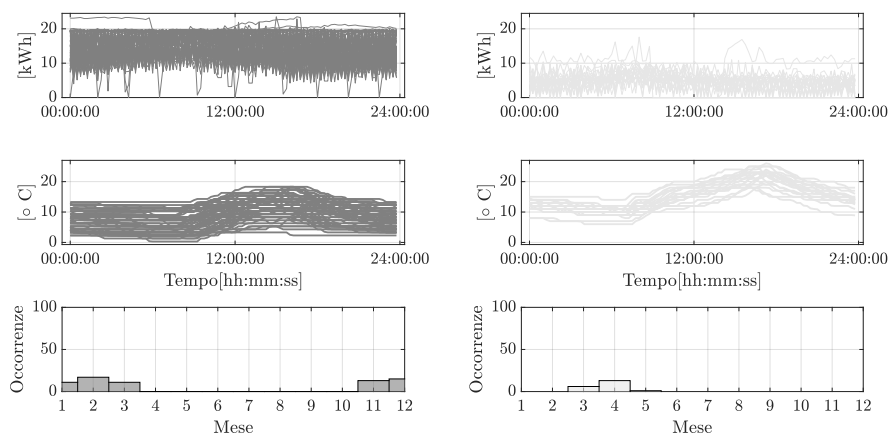


Figura 3.19 – PdC 4 – Raggruppamento risultante. Dall'alto verso il basso: profili di consumo elettrico [kWh], profili di temperatura esterna rilevata [°C], numero di occorrenze dei profili sui vari mesi dell'anno.

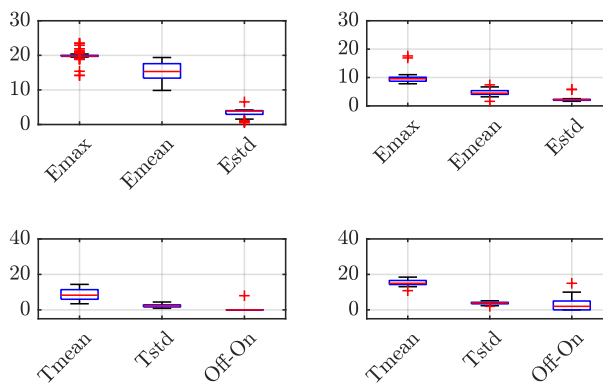


Figura 3.20 – PdC 4 – Grafici di dispersione delle metriche di interesse valutate su ciascun raggruppamento. In alto: consumi elettrici [kWh] massimi (Emax), medi (Emean) e dispersione (Estd) rispetto ad essi. In basso: temperature [°C] medie (Tmean) e dispersione (Tstd) rispetto ad esse, numero di spegnimenti-accensioni (Off-On).

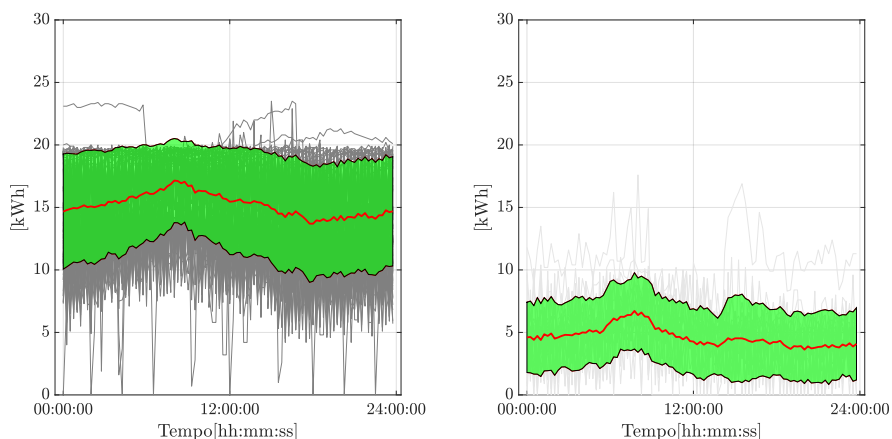


Figura 3.21 – PdC 4 – Baseline identificata per ciascun raggruppamento. La curva rossa denota la baseline, l'area verde il rispettivo intervallo di confidenza valutato come $\pm\sigma$ (deviazione standard), mentre in grigio sono riportati i profili di consumi elettrici rilevati.

3.5.8.2 PdC 5

Tabella 3.5 - Caratteristiche dell'utenza esaminata – PdC 5.

Zona climatica	E
Periodo considerato	settembre 2021 – settembre 2022
Destinazione d'uso	Ufficio
Potenza PdC [kW]	30
Servizi offerti	Riscaldamento + ACS
Sistema di distribuzione	Radiatori

Vengono identificati due raggruppamenti, riportati in Figura 3.22, ascrivibili alle due modalità di funzionamento, rispettivamente, solo servizio di ACS e riscaldamento con ACS. Per quest'ultimo caso si ha un consumo medio costante sull'intera giornata, con continui spegnimenti-accensioni della PdC, come evidente da Figura 3.23 (grafici a destra), coerente con una richiesta

di temperatura costante. Sotto questa ipotesi di richiesta di una temperatura interna costante, il fatto che sia i consumi massimi che quelli medi siano costanti, così come l'elevato numero di spegnimenti-accensioni, può essere sintomo che l'edificio ha un buon livello di isolamento termico. Inoltre, generalmente, negli uffici l'utente ha una sensibilità minore, rispetto al caso di abitazione, sul tema del risparmio energetico, con la propensione a mantenere costantemente attivo il sistema di riscaldamento. Infine, si riportano in Figura 3.24 le *baseline* ricavate.

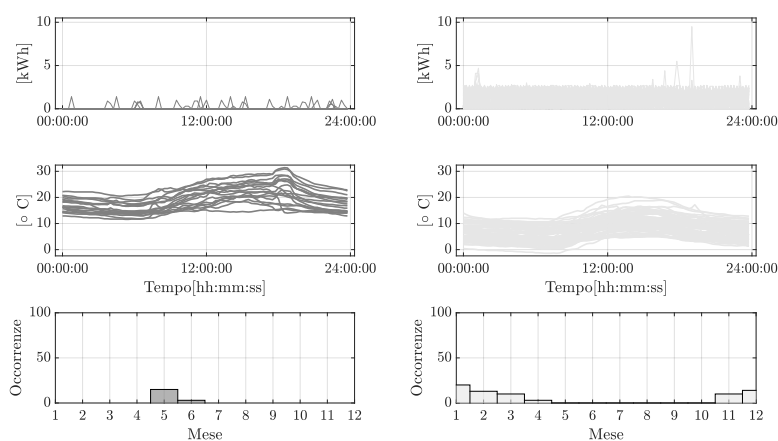


Figura 3.22 – PdC 5 – Raggruppamento risultante. Dall'alto verso il basso: profili di consumo elettrico [kWh], profili di temperatura esterna rilevata [°C], numero di occorrenze dei profili sui vari mesi dell'anno.

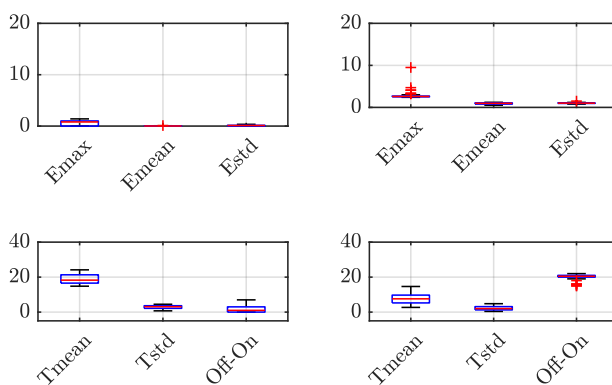


Figura 3.23 – PdC 5 – Grafici di dispersione delle metriche di interesse valutate su ciascun raggruppamento. In alto: consumi elettrici [kWh] massimi (Emax), medi (Emean) e dispersione (Estd) rispetto ad essi. In basso: temperature [°C] medie (Tmean) e dispersione (Tstd) rispetto ad esse, numero di spegnimenti-accensioni (Off-On).

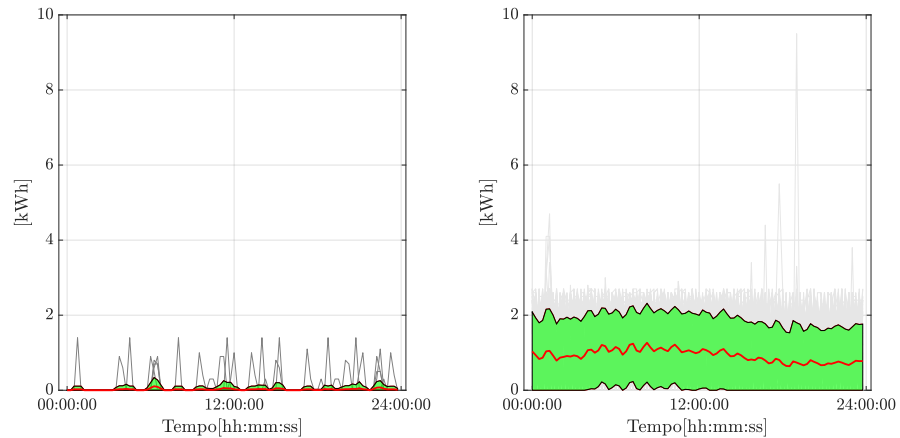


Figura 3.24 – PdC 5 – Baseline identificata per ciascun raggruppamento. La curva rossa denota la baseline, l'area verde il rispettivo intervallo di confidenza valutato come $\pm\sigma$ (deviazione standard), mentre in grigio sono riportati i profili di consumi elettrici rilevati.

3.5.8.3 PdC 6

Tabella 3.6 - Caratteristiche dell'utenza esaminata – PdC 6.

Zona climatica	E
Periodo considerato	maggio 2021 – luglio 2022
Destinazione d'uso	Ufficio con locali produzione
Potenza PdC [kW]	115
Servizi offerti	Riscaldamento, raffrescamento e ACS
Sistema di distribuzione	Ventilconvettori

La Figura 3.25 riporta i due raggruppamenti risultanti, il primo dei quali ascrivibili sicuramente al caso in cui la PdC è asservita alla funzione di riscaldamento. Il secondo raggruppamento invece potrebbe fare riferimento alla funzione di raffrescamento oppure alla sola modalità ACS.

Come si può notare in Figura 3.27, il primo raggruppamento è caratterizzato da un profilo giornaliero tipico con un picco iniziale dei consumi intorno alle ore 4, un aumento dei consumi fino alle ore 8 e poi un lento decremento fino all'annullamento dei consumi intorno alle 20. Il numero di spegnimenti-accensioni è relativamente basso, ad indicare una richiesta costante alla PdC per il mantenimento della temperatura interna desiderata. Il secondo raggruppamento invece è caratterizzato da un profilo con consumo medio costante tra le 8 e le 16, con rampe in aumento e decremento prima e dopo, e questa volta, con un numero significativamente maggiore di spegnimenti-accensioni, a fronte di temperature esterne rilevate a loro volta significativamente maggiori, come riportato in Figura 3.26.

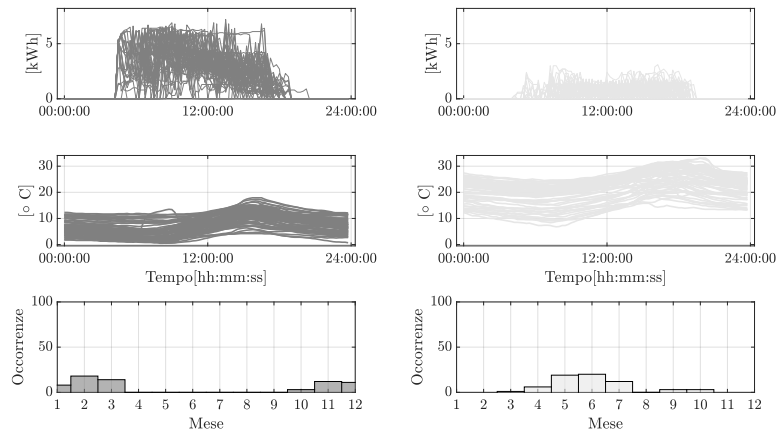


Figura 3.25 – PdC 6 – (Giorni feriali) Raggruppamento risultante. Dall'alto verso il basso: profili di consumo elettrico [kWh], profili di temperatura esterna rilevata [°C], numero di occorrenze dei profili sui vari mesi dell'anno.

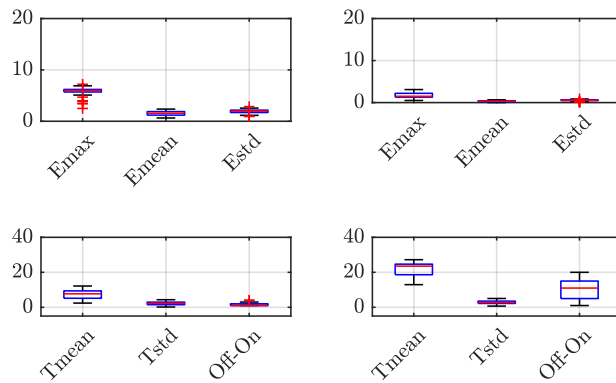


Figura 3.26 – PdC 6 – (Giorni feriali) Grafici di dispersione delle metriche di interesse valutate su ciascun raggruppamento. In alto: consumi elettrici [kWh] massimi (Emax), medi (Emean) e dispersione (Estd) rispetto ad essi. In basso: temperature [°C] medie (Tmean) e dispersione (Tstd) rispetto ad esse, numero di spegnimenti-accensioni (Off-On).

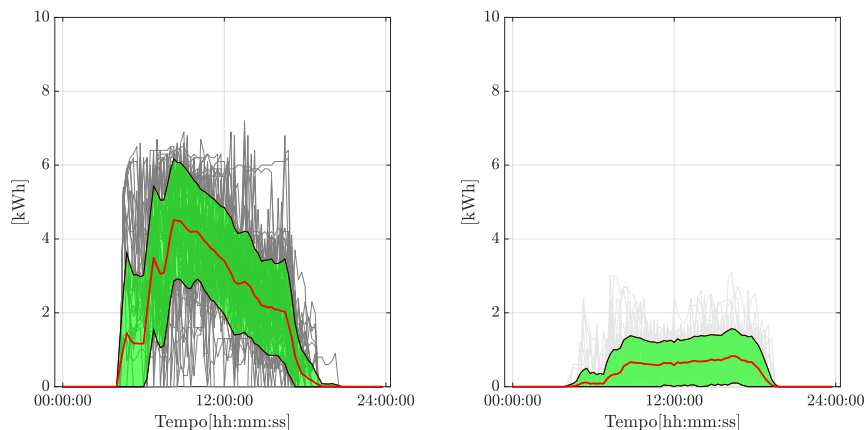


Figura 3.27 – PdC 6 – (Giorni feriali) Baseline identificata per ciascun raggruppamento. La curva rossa denota la baseline, l'area verde il rispettivo intervallo di confidenza valutato come $\pm\sigma$ (deviazione standard), mentre in grigio sono riportati i profili di consumi elettrici rilevati.

Nel caso invece di consumi rilevati nei fine settimana mostrati in Figura 3.28, si hanno sempre due raggruppamenti con andamenti simili a quelli rilevati nel caso feriale, caratterizzati però da consumi minori e limitati nell'arco della giornata – questa volta i consumi si annullano intorno alle ore 12.

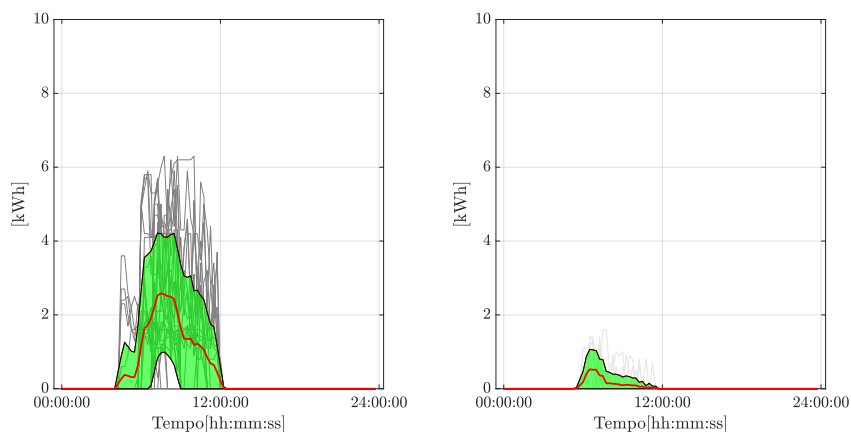


Figura 3.28 – PdC 6 – (Fine settimana) Baseline identificata per ciascun raggruppamento. La curva rossa denota la baseline, l'area verde il rispettivo intervallo di confidenza valutato come $\pm\sigma$ (deviazione standard), mentre in grigio sono riportati i profili di consumi elettrici rilevati.

3.5.8.4 PdC 7

Tabella 3.7 - Caratteristiche dell'utenza esaminata – PdC 7.

Zona climatica	E
Periodo considerato	settembre 2021 – settembre 2023
Destinazione d'uso	Ufficio con locali produzione
Potenza PdC [kW]	30
Servizi offerti	Riscaldamento e raffrescamento
Sistema di distribuzione	Ventilconvettori

In Figura 3.29 sono riportati i due raggruppamenti individuati, attribuibili alle due modalità di funzionamento della PdC, rispettivamente al caso di raffreddamento e riscaldamento. Come osservabile in Figura 3.31, il profilo giornaliero tipico per il primo raggruppamento è caratterizzato da consumi circa nulli dalle ore 21 alle 5 e un andamento a campana con picco intorno alle ore 12. Il secondo raggruppamento invece è caratterizzato da un profilo con consumo medio costante non nullo dalle 20 alle 6, poi un picco e un successivo decremento fino al raggiungimento del consumo medio, con un numero elevato di spegnimenti-accensioni. In entrambi i casi, i consumi sono modesti, con consumi massimi che si attestano sui 2 kWh, come mostrato in Figura 3.30.

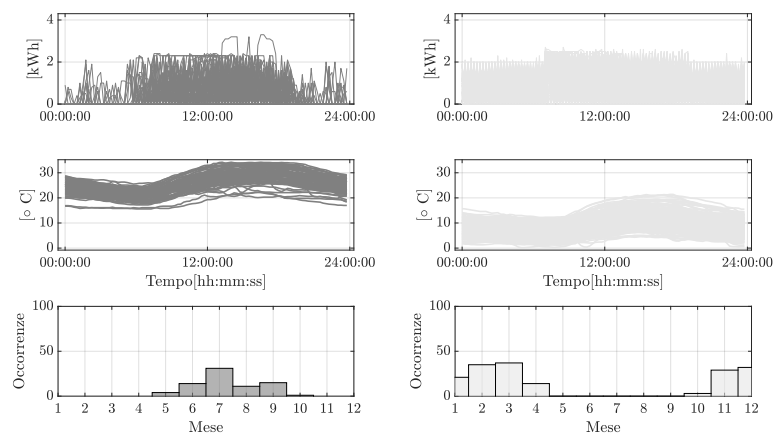


Figura 3.29 – PdC 7 – Raggruppamento risultante. Dall'alto verso il basso: profili di consumo elettrico [kWh], profili di temperatura esterna rilevata [°C], numero di occorrenze dei profili sui vari mesi dell'anno.

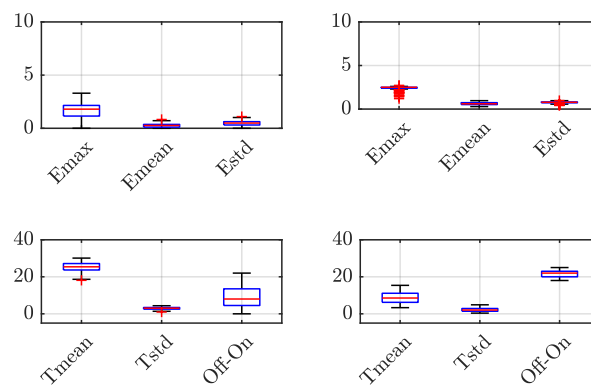


Figura 3.30 – PdC 7 – Grafici di dispersione delle metriche di interesse valutate su ciascun raggruppamento. In alto: consumi elettrici [kWh] massimi (Emax), medi (Emean) e dispersione (Estd) rispetto ad essi. In basso: temperature [°C] medie (Tmean) e dispersione (Tstd) rispetto ad esse, numero di spegnimenti-accensioni (Off-On).

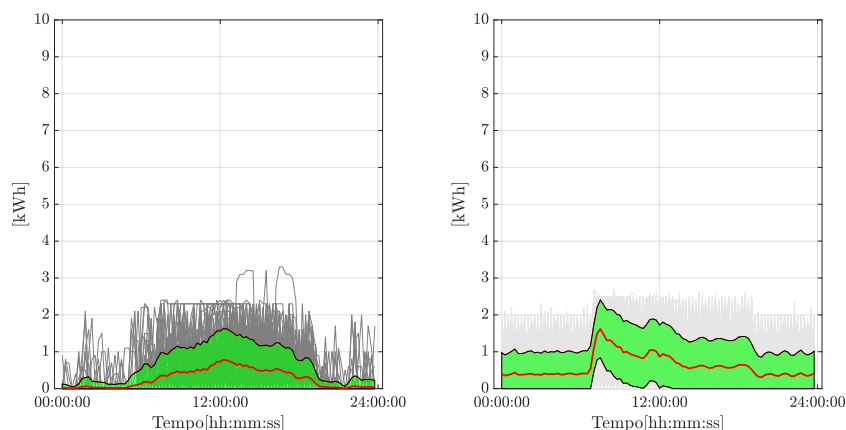


Figura 3.31 – PdC 7 – Baseline identificata per ciascun raggruppamento. La curva rossa denota la baseline, l'area verde il rispettivo intervallo di confidenza valutato come $\pm\sigma$ (deviazione standard), mentre in grigio sono riportati i profili di consumi elettrici rilevati.

3.6 Procedura di identificazione dei parametri della flessibilità

Il modello energetico 3.6 richiede la stima dei tassi di carica e perdita, come discusso nella Sezione 3.3. A tal fine è stata definita una procedura di prova atta a monitorare la risposta del sistema, in termini di variazione della temperatura interna, a spegnimenti e accensioni della PdC di durata variabile. La procedura che verrà ora descritta si è resa necessaria a fronte del funzionamento delle PdC che prenderanno parte alla sperimentazione (alcune delle quali sono quelle analizzate in precedenza per la stima della *baseline*). Nello specifico, per quanto riguarda le PdC gestite da ARSE, il controllore termico lavora diversamente rispetto al funzionamento assunto in precedenza quando è stato ricavato il modello 3.6. Invece di considerare soglie di accensione-spegnimento in funzione dell'energia termica accumulata – o, analogamente, della temperatura interna desiderata – le PdC a disposizione lavorano in funzione dello scarto termico tra la temperatura dell'acqua di mandata e quella di ritorno: il controllore accende o spegne la PdC in accordo al superamento di tali soglie. Si ricorda che ogni ciclo termico, inteso come una sequenza del tipo spegnimento-accensione-spegnimento, è di fatto descritto dalle durate degli intervalli spegnimento-accensione e accensione-spegnimento. Pertanto, nell'ottica di preservare la validità del modello ricavato, si è resa necessaria una raccolta dati finalizzata a identificare quella che è la relazione tra gli eventi di accensione-spegnimento e le diverse temperature in gioco: quella dell'acqua di mandata e di ritorno, quella interna all'edificio e quella ambientale esterna. Inoltre, sarà possibile validare, ed eventualmente rivedere, le relazioni di dipendenza dei tassi dalla temperatura esterna, introdotte in 3.8 e 3.12. Infine, come discusso in seguito, sarà possibile trarre dalle prime considerazioni sul potenziale di flessibilità, sia in termini di capacità che durata del servizio offerto. Controllando direttamente lo spegnimento-accensione della PdC è possibile di fatto controllare l'assorbimento di potenza, potendo quindi simulare un qualsiasi segnale di flessibilità dalla rete alla PdC. Per tale motivo, sebbene la PdC installata presso il laboratorio RSE "EffE" [43], sito a Piacenza, permetta il controllo automatico così come assunto per il modello 3.6, si è deciso di adottare la medesima procedura di prova al fine di avere un controllo diretto sulla potenza. Nel proseguo delle attività si valuterà la possibilità di una raccolta dati anche in regime di controllo automatico della PdC.

La procedura proposta prevede di monitorare l'andamento della temperatura interna durante un normale funzionamento della PdC (funzionamento nominale) e durante invece prove di spegnimento e accensione. Tali prove saranno condotte considerando diverse durate di

spegnimento, ad esempio, 30 minuti, 1 ora, 2 ore. A ciascuna durata corrisponderà anche un tempo specifico di attesa prima della successiva prova, stimato in modo da riportare la temperatura interna ad una situazione di regime. La Tabella 3.8 mostra un esempio di calendarizzazione delle prove con relative durate di spegnimento e tempi di attesa.

Tabella 3.8 – Esempio di calendarizzazione delle prove di spegnimento-accensione.

Giorno	Numero	Δt prova	Stato	Ore	Minuti	Azione
1	Rilevamento temperature interna (tutto il giorno)					
2	Rilevamento temperature interna (tutto il giorno)					
3	Prima prova	30 min	Inizio	9	0	Spegnimento PdC
			Fine	9	30	Accensione PdC
	<i>Tempo di attesa di 1 h</i>					
	Sec. prova	1h	Inizio	10	30	Spegnimento PdC
			Fine	11	30	Accensione PdC
	<i>Tempo di attesa di 1,5 h</i>					
	Terza prova	2h	Inizio	13	0	Spegnimento PdC
			Fine	15	0	Accensione PdC
<i>Tempo di attesa di 2 h</i>						
⋮	...					

3.6.1 Prove sperimentali su casi reali

La Figura 3.32 e Figura 3.33 mostrano alcuni esempi di profili di temperatura interna, esterna e consumi rilevati durante alcune prove preliminari svolte tra gennaio e febbraio 2023. Dai profili rilevati, verranno estratte informazioni quali:

- la temperatura interna minima raggiunta durante ciascuno spegnimento e la relativa variazione massima di temperatura, utili alla valutazione, ad esempio, del grado di *discomfort* arrecato agli utenti e quindi anche del tempo massimo di servizio;
- l'esistenza di un'eventuale durata dello spegnimento oltre la quale la temperatura interna si assesta su un valore di regime, informazione utile sempre ai fini della valutazione del *discomfort* massimo arrecabile;
- il tempo necessario per il ripristino della temperatura presente prima dello spegnimento e l'energia spesa per tale ripristino, utili ai fini della valutazione del *rebound* a seguito della fornitura di un servizio di riduzione del carico;
- le variazioni di temperatura esterna durante le prove, utili per stimare l'impatto della temperatura esterna sulla capacità e durata del servizio offerto.

La campagna di acquisizione dati sul campo inizierà a gennaio 2024 e si prevede il monitoraggio di almeno quattro edifici, in collaborazione con ARSE. Trattandosi di prove sul campo si potrebbe

rendere necessario rimodulare le prove descritte in Tabella 3.8 in risposta ad eventuali riscontri sul *comfort* termico da parte degli utenti.

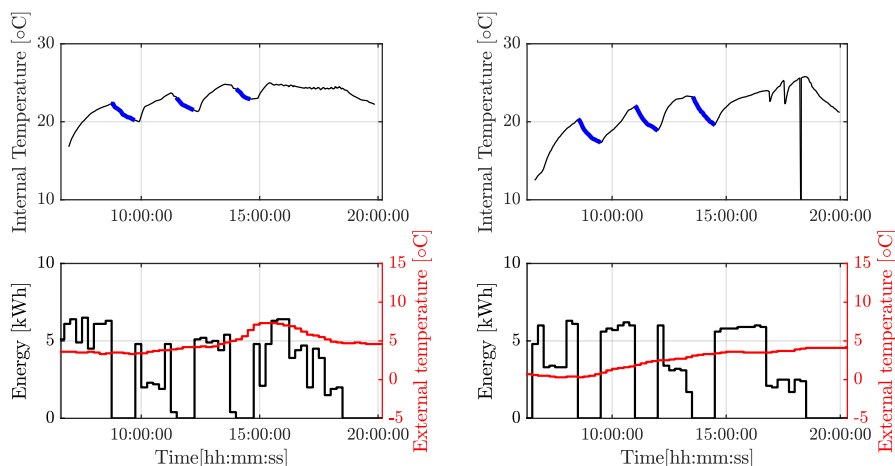


Figura 3.32 – Esempio di profili di temperatura interna, esterna e consumi rilevati durante alcune prove di spegnimento di durata 1 ora.

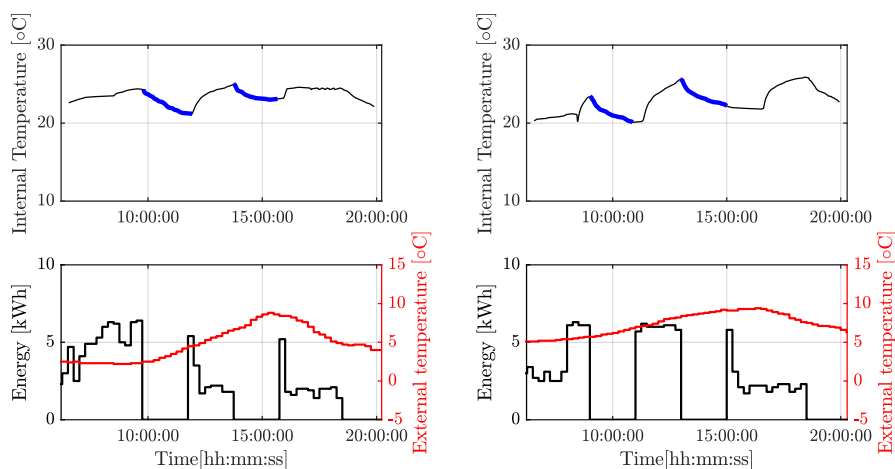


Figura 3.33 – Esempio di profili di temperatura interna, esterna e consumi rilevati durante alcune prove di spegnimento di durata 2 ore.

3.6.2 Prove sperimentali in laboratorio

A completamento e integrazione dell'attività che è stata condotta e che proseguirà in collaborazione con ARSE e che vede l'analisi di casi applicativi reali, viene ora presentata l'attività di raccolta di dati reali di flessibilità svolta presso il laboratorio RSE "Effe" [43], sito a Piacenza, quindi in un ambiente controllato.

3.6.2.1 Setup del laboratorio

Il laboratorio RSE "Effe", rappresentato nella Figura 3.34, è costituito da un edificio prefabbricato di circa 100 m² attrezzato per simulare i tipici consumi e le prestazioni energetiche di un edificio *Full-Electric* ad uso residenziale. Il fabbricato ha indice di prestazione energetica globale, espresso in energia primaria totale pari a 86,8 kWh/m².



Figura 3.34 – Laboratorio RSE "Effe" della sede RSE di Piacenza.

A servizio del laboratorio sono presenti due distinti impianti di climatizzazione: il primo è costituito da una macchina monoblocco aria-acqua full inverter ENEREN, il secondo è un climatizzatore inverter aria/aria DAIKIN con quattro unità interne. Nella Figura 3.35 è rappresentato lo schema idraulico dell'impianto di climatizzazione servito dalla pompa di calore aria/acqua, che dispone di un serbatoio inerziale, 4 *fancoil* OLIMPIA SPLENDID Biz SMART 400, ognuno dei quali installato in un locale del laboratorio; nel solo locale B è presente anche un pavimento radiante.

Il serbatoio di accumulo inerziale ha volume di 300 litri. La funzione di tale serbatoio è di accumulare acqua calda (in inverno) o acqua fredda (in estate) in modo da incrementare l'inerzia termica dell'impianto, migliorare il funzionamento del generatore limitando la frequenza delle accensioni e gestire i cicli di sbrinamento della pompa di calore senza influire sul comfort termico all'interno dell'edificio. Nell'ambito del progetto di ricerca il serbatoio può assumere anche una seconda funzione: quella di accumulo termico utilizzabile per accrescere la flessibilità energetica dell'edificio/impianto.

Le Figura 3.36 e Figura 3.37 mostrano rispettivamente la disposizione e le fotografie dei sistemi di emissione: *fancoil*, unità interne di climatizzazione e pavimento radiante.

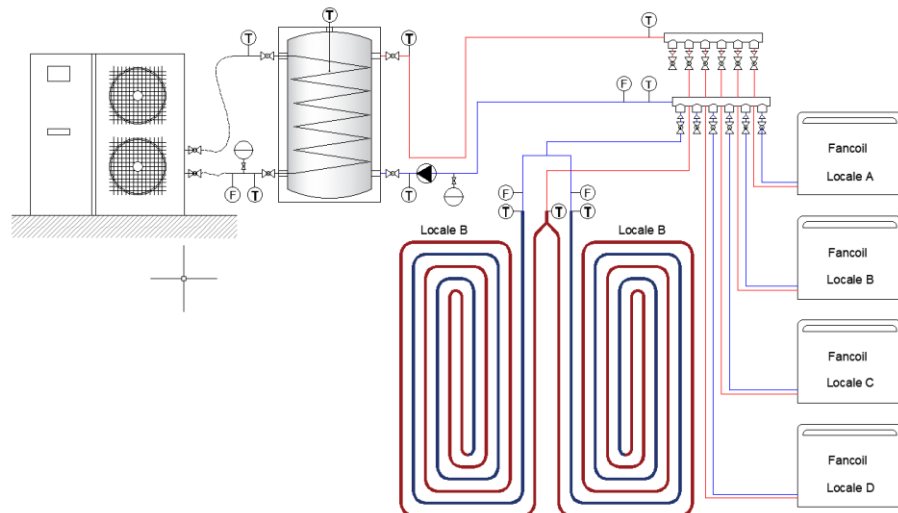


Figura 3.35 – Schema dell'impianto di distribuzione del laboratorio.

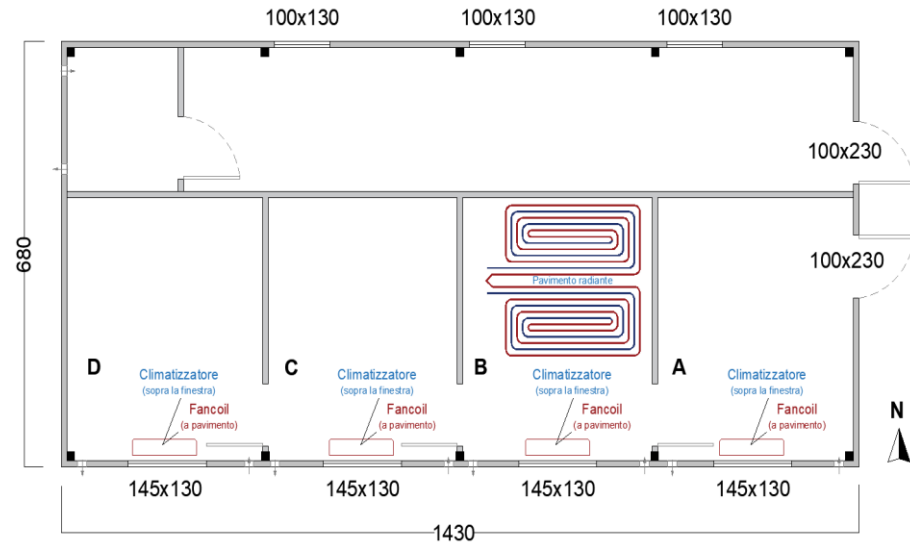
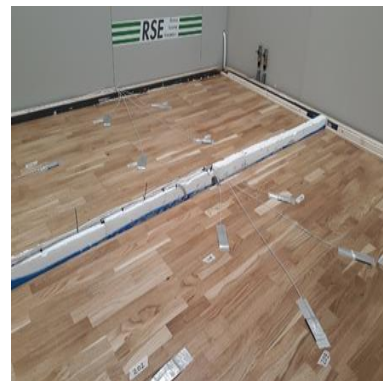


Figura 3.36 – Vista in pianta del laboratorio e collocazione del pavimento radiante e dei fancoili.



(a)



(b)

Figura 3.37 – Figura (a) Ventilconvettore a pavimento e unità interna del climatizzatore di tipo split, Figura (b), pavimento radiante.

Le misure utilizzate per le valutazioni del livello di comfort negli ambienti interni sono realizzate con termometri a resistenza al platino e globotermometri utilizzati rispettivamente per acquisire la temperatura dell'aria e la temperatura media radiante dell'aria ambiente. Le sonde sono posizionate al centro dei locali e a 150 cm dal piano pavimento.

La potenza elettrica assorbita dalle pompe di calore viene acquisita tramite analizzatori rete multifunzione FRER Nano, mentre le misure di portata dell'acqua con misuratori elettromagnetici. Nel range delle grandezze di interesse nel presente lavoro, la stima dell'incertezza estesa della potenza elettrica misurata è pari a $\pm 0,03$ kW, quella delle misure di temperatura negli ambienti è pari a $\pm 0,5$ °C.

3.6.2.2 Risultati sperimentali

Il primo periodo della campagna di misure è stato dedicato a raccogliere dati di riferimento sulla risposta termica naturale dell'edificio nella stagione estiva, senza interagire sulla potenza assorbita dalla pompa di calore. Durante questo periodo, la PdC aria/aria è stata accesa dalle 16:00 alle 23:00. Successivamente, è stato introdotto un segnale di flessibilità a salire, spegnendo la PdC

per una durata di 30 minuti. La campagna di misura ha avuto una durata di due mesi: il segnale è stato programmato per essere attivato alle 18:00 nel mese di luglio e alle 17:30 nel mese di agosto. Questo intervallo di tempo rappresenta un periodo prossimo all'ora di picco dell'assorbimento elettrico estivo sulla rete [39]. Infine, sono state effettuate due ulteriori campagne di misure utilizzando la PdC aria/acqua con due differenti tipologie di terminali: *fancoil* e pavimento radiante. Di seguito sono discussi i risultati ottenuti, riferiti alla stagione estiva, con le PdC in modalità raffrescamento.

La prima campagna di misure ha avuto come obiettivo la valutazione della relazione che intercorre tra la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore aria/aria e la temperatura dell'aria esterna, per raffrescare a temperatura costante (26°C) gli ambienti dell'intero laboratorio. In Figura 3.38 è riportato l'andamento della potenza elettrica media oraria assorbita dalla PdC per mantenere la temperatura nei locali costante a 26°C. Il test ha permesso di mettere in relazione il consumo elettrico con la temperatura dell'aria esterna e risulta di interesse per affinare le valutazioni sulla flessibilità ottenibile nell'edificio (Figura 3.39). In particolare, questo modello permette di stimare il mancato consumo elettrico della PdC durante l'attivazione del servizio di *demand response*, nonché di valutare la risposta dell'abitazione/impianto al termine dello stesso per quantificare l'eventuale effetto rimbalzo.

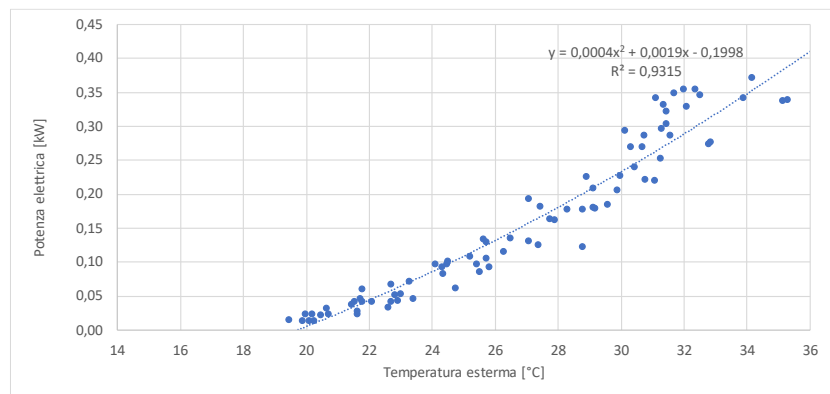


Figura 3.38 – Andamento della potenza elettrica assorbita dalla PdC aria/aria per mantenere la temperatura costante a 26°C all'interno degli ambienti durante una settimana estiva.

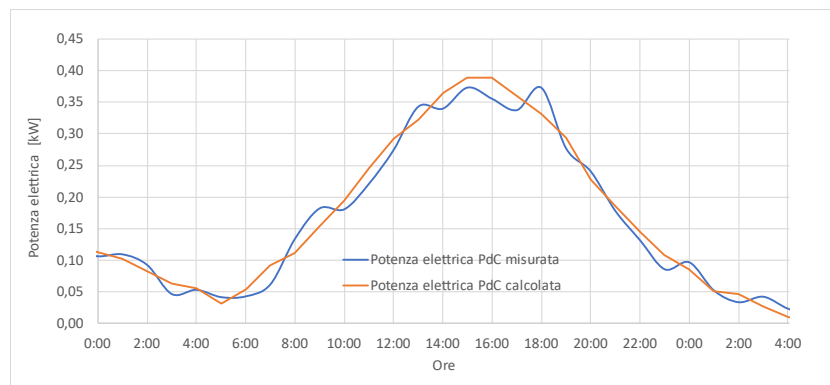


Figura 3.39 – Confronto tra la potenza elettrica media oraria assorbita dalla pompa di calore e quella calcolata.

La seconda campagna di misure è stata condotta attivando il segnale di flessibilità a salire, con conseguente spegnimento della PdC per una durata di 30 minuti. Di seguito sono presentati i risultati ottenuti in giornate con differenti valori della temperatura media esterna. Al fine di garantire un'analisi accurata, sono stati privilegiati i giorni in cui la temperatura esterna è rimasta pressoché costante durante l'intervallo osservato. Questo approccio consente di valutare in modo specifico la risposta termica dell'insieme edificio/impianto in differenti condizioni climatiche.

La Tabella 3.9 riporta la sintesi dei principali risultati ottenuti, illustrati in dettaglio in forma grafica nelle Figura 3.40 ÷ Figura 3.46. Ad esclusione del primo test del 6 luglio, la PdC è sempre stata avviata alle 16.00. La temperatura nei locali è stata mantenuta costante impostando il telecomando a 26°C. La temperatura effettivamente misurata presenta il tipico profilo oscillatorio con un valore medio leggermente inferiore a quanto impostato. L'assorbimento della PdC presenta nei primi istanti dall'accensione un picco di potenza per la gestione del transitorio, tanto più persistente quanto più alta è la temperatura esterna.

Nell'istante in cui si attiva il segnale di flessibilità a salire la potenza assorbita dalla pompa di calore si azzerava, al netto dei consumi di stand-by. La temperatura in entrambi i locali tende a crescere a causa del carico termico dell'edificio, presentando il tipico andamento esponenziale che mostra una tendenza alla saturazione alla temperatura esterna. La variazione della temperatura interna del locale tra inizio e fine segnale di flessibilità è stata compresa tra 0,2 e 1,7 °C correlata positivamente con la temperatura esterna come mostrato nel seguito. Al termine del segnale di flessibilità, la PdC viene riattivata e, dovendo ripristinare le condizioni di *comfort* prestabilite, l'energia complessivamente assorbita dalla PdC risulta superiore a quella prevista se la macchina fosse rimasta attiva. Maggiore è la temperatura esterna, maggiore è sia l'intensità del picco di potenza, sia l'energia assorbita dalla PdC al riavvio dopo un evento di flessibilità a salire. Dopo un breve transitorio, la PdC ritorna a mantenere in controllo la temperatura interna. In dettaglio le Figura 3.40 ÷ Figura 3.46 mostrano i risultati ottenuti nei test in ordine di temperatura esterna crescente da 26,5°C a 36°C. Per ogni grafico, è riportato l'andamento della temperatura esterna (linea verde tratteggiata), la temperatura media radiante nel locale B (linea grigia) e nel locale C (linea arancione), mentre la potenza elettrica assorbita è rappresentata con la linea blu.

Tabella 3.9 – Sintesi dei principali risultati ottenuti nei test estivi attivando un segnale di flessibilità a salire.

Test	dt B	dt C	Te	Te 1,5h	Irr 15h
6 luglio	0,24	0,37	26,5	26,8	257
25 luglio	0,78	0,70	27,9	27,8	211
29 luglio	0,98	0,98	30,9	31,3	375
20 luglio	1,16	1,06	33,4	33,6	452
9 luglio	1,23	1,12	34,0	34,2	476
19 luglio	1,54	1,12	34,6	34,9	392
10 luglio	1,69	1,32	36,0	36,3	447

Legenda
 dt B: differenza di temperatura rilevata nel locale B. [°C]
 dt C: differenza di temperatura rilevata nel locale C. [°C]
 Te: temperatura dell'aria esterna nel periodo di disattivazione della PdC. [°C]
 Te 1,5h: temperatura dell'aria esterna a partire da 1 ora prima del periodo di disattivazione della PdC fino al suo riavvio. [°C]
 Irr 15h: irraggiamento solare globale sul piano orizzontale a partire da 1 ora prima del periodo di disattivazione della PdC fino al suo riavvio. [W/m²]

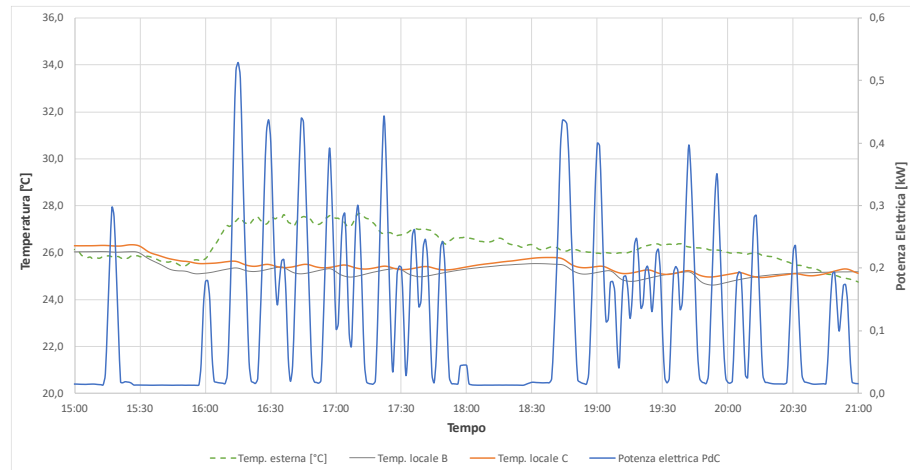


Figura 3.40 – Risultati del test effettuato il 6 luglio, con temperatura esterna 26,5°C e PdC aria-aria.

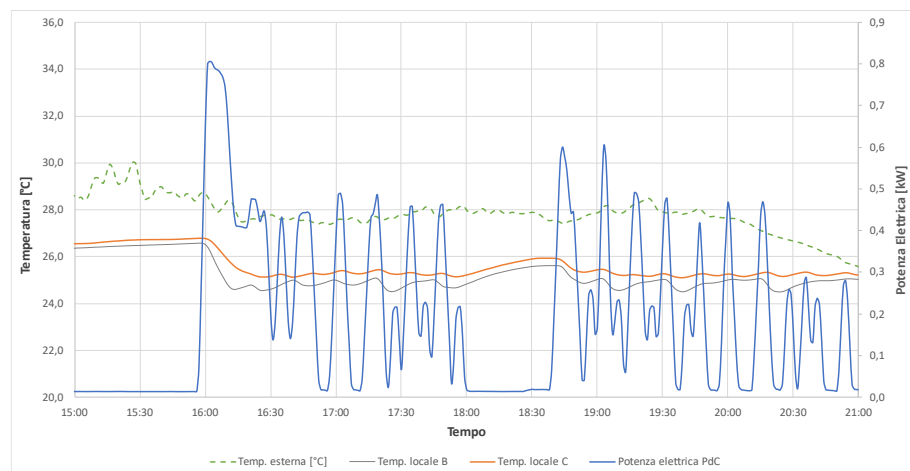


Figura 3.41 – Risultati del test effettuato il 25 luglio, con temperatura esterna 27,9°C.

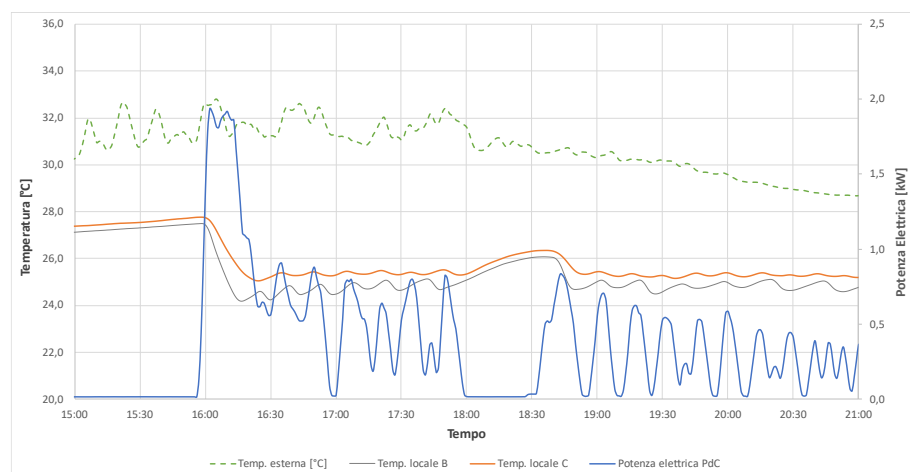


Figura 3.42 – Risultati del test effettuato il 29 luglio, con temperatura esterna 30,9°C.

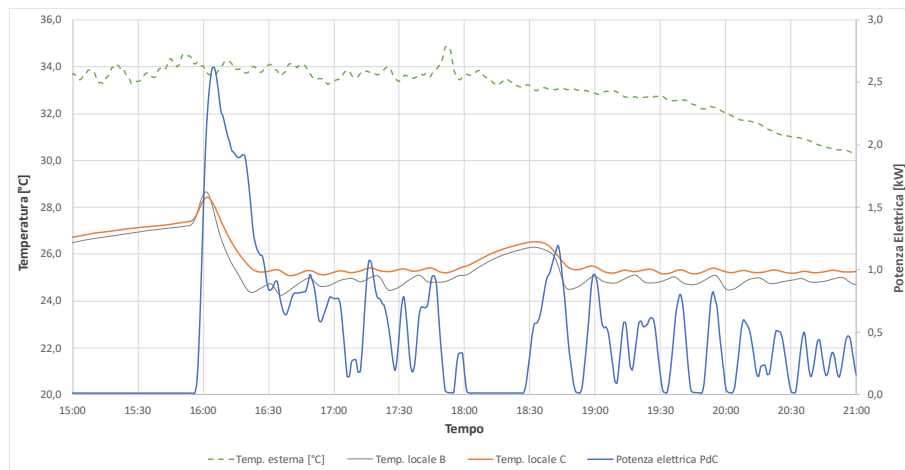


Figura 3.43 – Risultati del test effettuato il 20 luglio, con temperatura esterna 33,4°C.

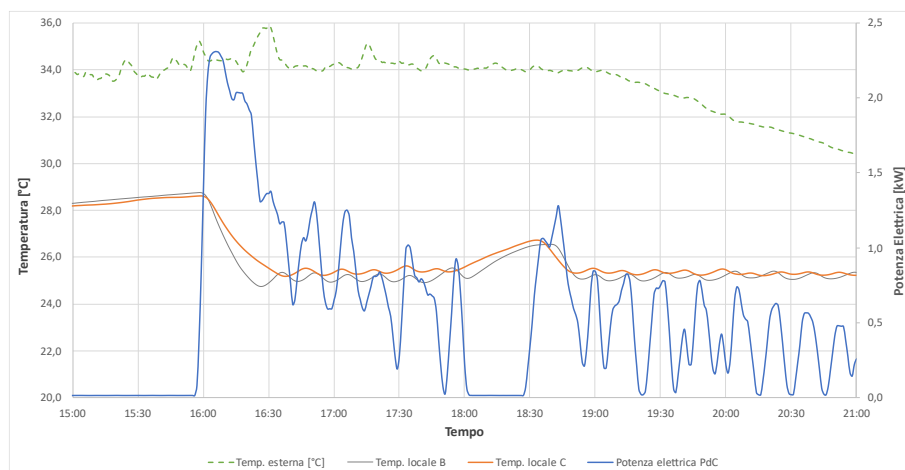


Figura 3.44 – Risultati del test effettuato il 9 luglio, con temperatura esterna 34,0°C.

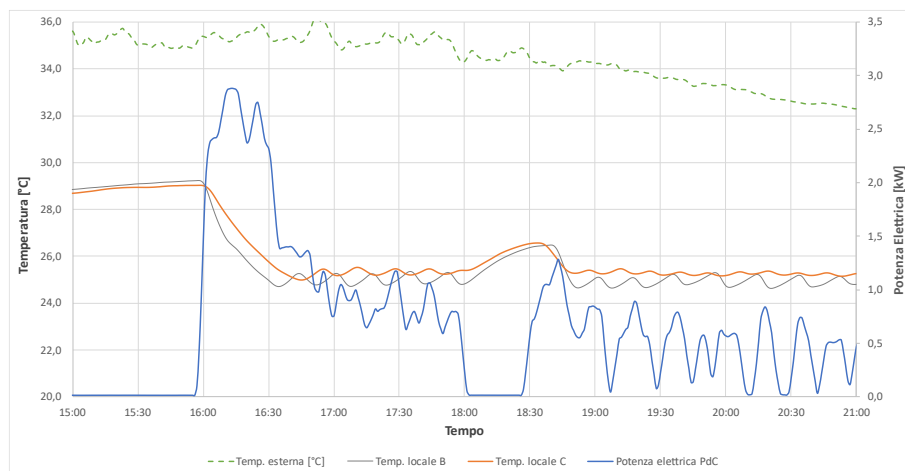


Figura 3.45 – Risultati del test effettuato il 19 luglio, con temperatura esterna 34,6°C.

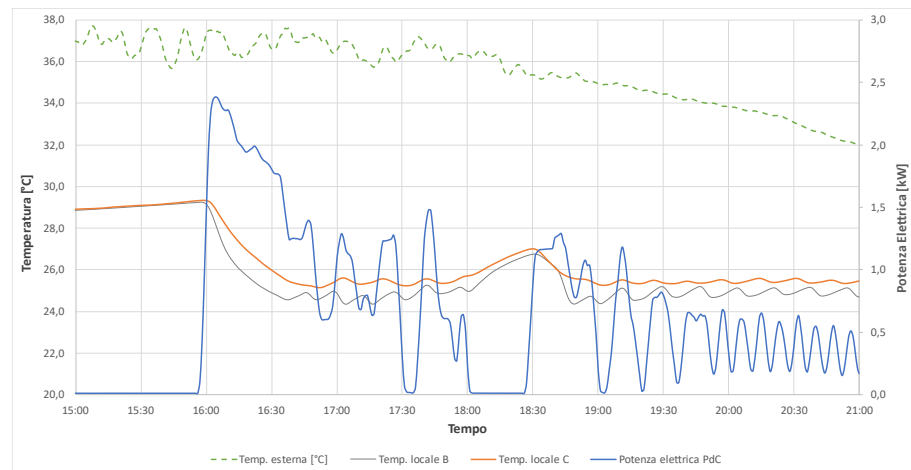


Figura 3.46 – Risultati del test effettuato il 10 luglio, con temperatura esterna 36,0°C.

I dati sperimentali raccolti sono stati esaminati e successivamente correlati al fine di delineare la relazione di dipendenza tra l'aumento della temperatura interna e i valori di temperatura esterna. Il risultato di questa analisi evidenzia una chiara relazione tra tali variabili, ed è riportato nella Figura 3.47.

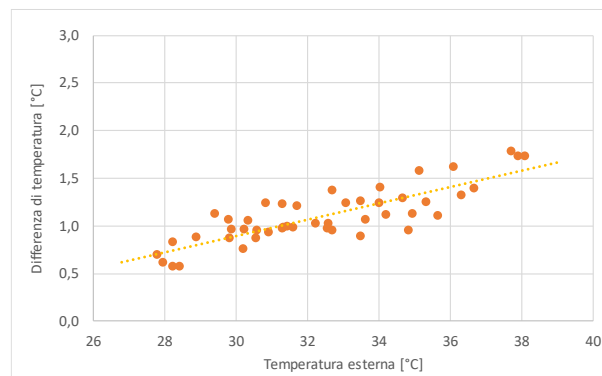


Figura 3.47 – Correlazione tra la temperatura esterna e la variazione di temperatura misurata nei locali al termine del segnale di flessibilità.

Il protocollo sperimentale adottato comporta l'interruzione dell'operatività della PdC per l'intera durata del segnale di flessibilità. Tuttavia, al fine di garantire livelli di *comfort* adeguati, è essenziale mantenere la variazione della temperatura interna in un intervallo specifico, determinato in base al livello di *discomfort* che si ritiene accettabile. Allo scopo di fornire una stima della durata massima del servizio di flessibilità a salire in funzione della temperatura esterna e della variazione della temperatura interna considerata accettabile da un ipotetico utente, sono stati analizzati e correlati i dati relativi alle differenze di temperature tra inizio e fine del segnale di flessibilità rispetto alle temperature esterne. Per stabilire la durata massima del segnale di flessibilità, sono stati formulati due modelli per lo scambio termico tra l'interno ed esterno dell'edificio: un modello di scambio lineare (approssimato) e uno esponenziale (più preciso). Le discrepanze tra i due modelli risultano inferiori al 3%, e di conseguenza è stato scelto di adottare il modello lineare. La correlazione emersa è illustrata nella Figura 3.48, che mostra l'andamento della massima durata dell'interruzione dell'operatività della pompa di calore per 2 differenti livelli di *discomfort*: 0,5 °C e 1°C.

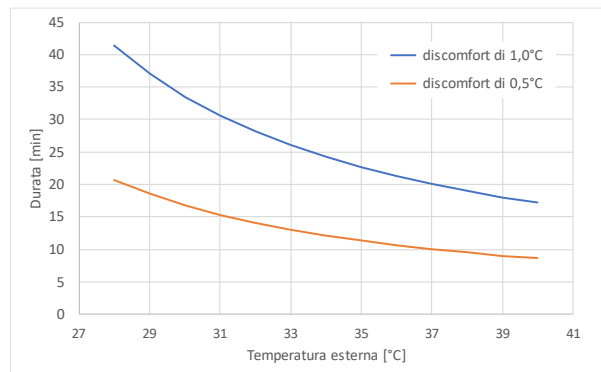


Figura 3.48 – Andamento massima durata dell'interruzione dell'operatività della PdC.

Vengono ora presentati i risultati delle campagne di misure condotte utilizzando la pompa di calore idronica con *fancoil* e pavimento radiante. Sono emerse notevoli differenze rispetto al caso precedente con la macchina aria/aria. Queste sono dovute alla configurazione specifica dell'impianto, che è di tipo aria/acqua e dispone di un accumulo termico che attenua gli impatti legati alla flessibilità.

I test iniziali sono stati eseguiti spegnendo nello stesso istante la pompa di calore e la pompa di circolazione dell'impianto idronico. Nelle Figura 3.48 ÷ Figura 3.52 sono rappresentati i risultati relativi al raffreddamento con *fancoil* (loCALE C) e pavimento radiante (loCALE B). All'inizio del segnale di flessibilità, nel locale climatizzato con i *fancoil*, si osserva un abbassamento ulteriore della temperatura interna (linea arancione), probabilmente causato dalla variazione nei flussi dell'aria all'interno degli ambienti al cessare dei moti innescati dalla ventola del *fancoil*. Dopo questa breve fase, l'andamento della variazione di temperatura risulta simile a quello rilevato nel caso aria/aria, ma più contenuto grazie alla maggiore inerzia termica tipica degli impianti ad acqua. Nel caso del pavimento radiante (linea grigia), grazie alla sua elevata inerzia termica, si nota che durante il segnale di flessibilità, la temperatura interna rimane quasi immutata e raggiunge il massimo incremento 1 ora dopo dal termine della disattivazione della PdC. Analogamente a quanto osservato per la PdC aria/aria, al termine del segnale di flessibilità, si verifica un picco di assorbimento iniziale che riporta le condizioni dell'ambiente interno ai livelli desiderati.

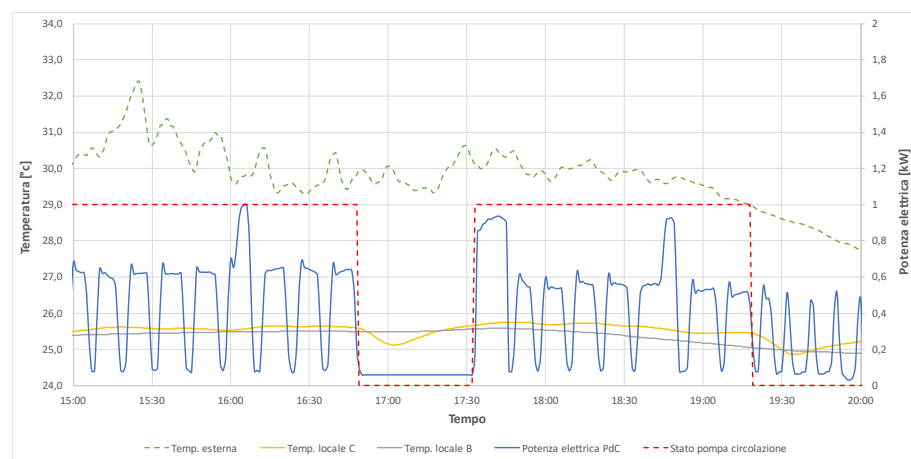


Figura 3.49 – Risultati del test effettuato il 2 settembre.

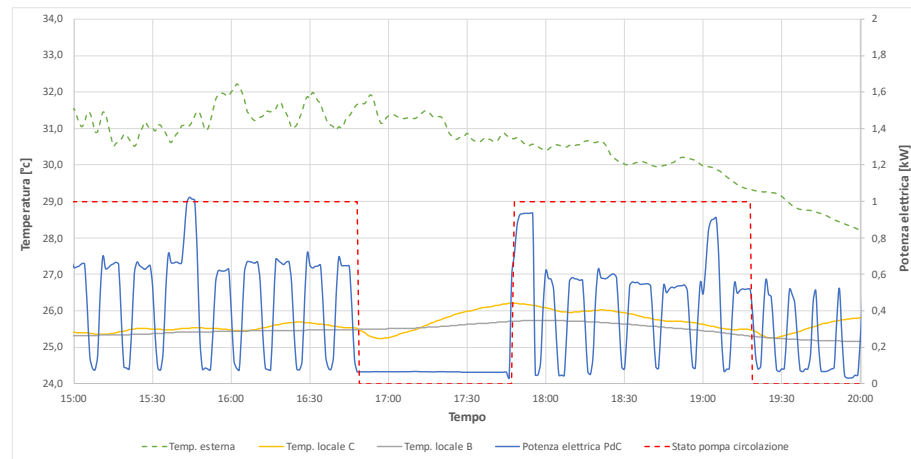


Figura 3.50 – Risultati del test effettuato il 9 settembre.

Sempre con la PdC aria/acqua, è stato effettuato un test analogo ai precedenti, spegnendo la PdC, ma mantenendo attiva la pompa di circolazione al fine di sfruttare l'energia termica contenuta nel serbatoio di accumulo (Figura 3.51). In questa situazione particolare, il segnale di flessibilità viene completamente smorzato dalla presenza del serbatoio. Le variazioni di temperatura interna risultano contenute anche nel locale C climatizzato con il fancoil e non comportano deviazioni significative alle condizioni di comfort desiderate. Tuttavia, al termine del segnale di flessibilità, si registra un notevole consumo elettrico dovuto alla necessità di ripristinare la temperatura impostata nel serbatoio di accumulo. Per il medesimo test, si presenta inoltre nella Figura 3.52, il profilo dell'andamento della potenza termica erogata all'impianto (linea rossa) e della temperatura dell'acqua all'interno del serbatoio stesso (linea arancione). Questi dati forniscono una visione completa del comportamento del sistema durante il periodo di flessibilità, nel corso del quale si nota che l'impianto continua a fornire energia agli ambienti, sebbene in quantità decrescente con l'aumentare della temperatura nel serbatoio. Tale rappresentazione contribuisce ad approfondire le dinamiche del sistema e le interazioni tra i diversi componenti di impianto, offrendo così ulteriori elementi per valutare l'efficacia complessiva delle strategie implementabili per offrire servizi di flessibilità. È opportuno, tuttavia, valutare con attenzione questa modalità di operare se non si dispone di un sistema per il controllo dell'umidità dell'aria in quanto il raffreddamento realizzato con temperature dell'acqua elevate non consente un'adeguata deumidificazione dell'aria ambiente, creando perciò condizioni di *discomfort* termico.

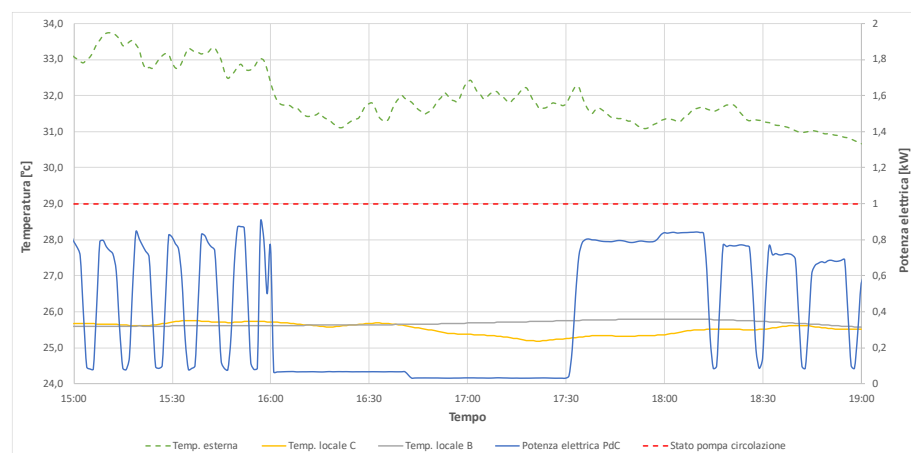


Figura 3.51 – Risultati del test effettuato il 12 settembre.

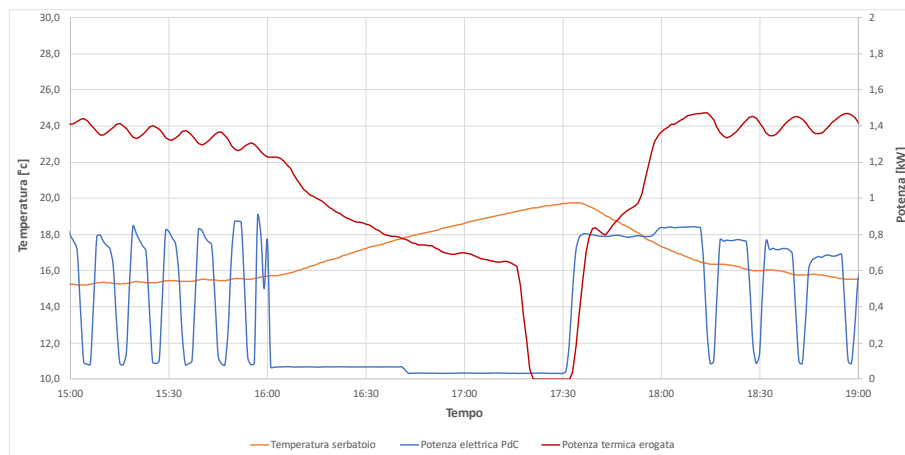


Figura 3.52 – Andamento della potenza termica ceduta all'impianto durante il test del 12 settembre.

3.6.2.3 Considerazioni finali

L'utilizzo di diverse tipologie di pompe di calore e terminali ha permesso di esplorare varie condizioni operative, mettendo in luce l'interazione tra gli impianti di climatizzazione e le dinamiche dell'edificio.

I test con la pompa di calore aria/aria di tipo *split* hanno evidenziato in quale misura la disattivazione della pompa di calore e il conseguente azzeramento della potenza elettrica influisce sulle condizioni di *comfort* termico dell'edificio. La gestione del segnale di flessibilità ha mostrato un impatto diretto sulla temperatura interna, con variazioni tra inizio e fine segnale di flessibilità comprese tra 0,2 e 1,7 °C e correlate positivamente con la temperatura esterna. Per valutare il potenziale di flessibilità, è stata ricavato un modello lineare che correla la massima durata dell'interruzione dell'operatività della PdC alla temperatura esterna per 2 differenti livelli di discomfort: 0,5 °C e 1°C.

Inoltre, le campagne di misure con la pompa di calore idronica e i terminali *fancoil* e pavimento radiante hanno evidenziato differenze sostanziali rispetto al caso della pompa di calore aria/aria. La presenza di un accumulo termico nell'impianto aria/acqua ha smorzato gli effetti della flessibilità sulla temperatura interna, confermando l'importanza della tipologia di impianto nella gestione della flessibilità energetica.

L'analisi della durata del servizio di flessibilità, delle variazioni di temperatura interna e della potenza elettrica assorbita dalla PdC ha contribuito a comprendere meglio le dinamiche complesse legate all'adattamento dell'edificio ai segnali di flessibilità.

3.7 Analisi delle architetture di gestione abilitanti al mercato della flessibilità

Come discusso in precedenza, la diffusione delle PdC rende l'insieme di questi sistemi di climatizzazione estiva e invernale uno strumento molto importante, almeno in prospettiva, per contribuire alla flessibilità della rete elettrica. Serve però definire in che modo far dialogare le PdC con la rete.

Nel precedente anno di ricerca [39] si è indagato sulle dotazioni per il controllo e il monitoraggio da remoto presenti oggi sulle macchine. Si è osservato che le PdC idroniche, particolarmente interessanti in quanto ritenute maggiormente indicate per svolgere servizi di flessibilità grazie al serbatoio inerziale di cui generalmente dispongono, sono dotate nel 75% dei casi di una porta bus che consente di agire da remoto sulla frequenza del compressore o limitarne il consumo elettrico.

Oltre a quanto già presente sulle PdC in commercio si può immaginare di utilizzare dispositivi realizzati ad hoc per dialogare direttamente con la rete, mutuando per esempio l'esperienza maturata in ambito elettrico per la generazione elettrica da fonti rinnovabili e le infrastrutture di ricarica in modo da definire dei requisiti tecnici che consentano, attraverso l'uso di un dispositivo, di controllare da remoto il carico generato dalle PdC ai fini della flessibilità della rete.

Di seguito si portano ad esempio il CCI – Controllore Centrale d'impianto che si applica in media tensione (MT) ed è obbligatorio, ed il CIR – Controllore di Infrastruttura di Ricarica invece previsto facoltativamente per la bassa tensione (BT), entrambi normati all'interno del Comitato Tecnico CEI 316.

3.7.1 Controllore Centrale d'impianto

Il sempre maggiore utilizzo nella generazione elettrica di fonti rinnovabili non programmabili ha portato alla necessità di ragionare su soluzioni che garantissero la stabilità della rete. Le linee guida europee del sistema di trasmissione di energia elettrica sanciscono l'importanza del monitoraggio e del controllo della generazione distribuita, in particolare da fonte rinnovabile. ARERA, recependone le indicazioni, affida ai gestori del sistema di distribuzione (DSO, dall'inglese *Distribution System Operator*) il compito di acquisire ed inviare a Terna, i dati degli impianti di produzione. Pertanto, all'interno del Comitato CEI 316 sono stati elaborati gli Allegati "O" e "T" della Norma CEI 0-16 che hanno introdotto il Controllore Centrale di Impianto (CCI). Questo dispositivo, le cui tempistiche di installazione sugli impianti di generazione di energia, sia esistenti che nuovi, sono definite dalla Delibera ARERA 540/2021/R/eel e successivo aggiornamento 730/2022/R/eel, deve essere presente in ogni impianto di produzione di energia elettrica di potenza nominale pari o superiore a 1 MW connesso alla rete di media tensione italiana. Il CCI, installato al Punto Di Consegna (POD, dall'inglese *Point Of Delivery*), permette ai DSO di monitorare e regolare l'impianto di produzione, consentendo quindi di sfruttare il potenziale di flessibilità che le risorse energetiche distribuite possono offrire e partecipare al bilanciamento della rete. L'Allegato "O" della Norma descrive le prescrizioni tecniche funzionali del CCI in modo che esso possa garantire nella sua duplice funzionalità di scambio dati e di controllo, l'osservabilità dell'impianto di produzione di energia elettrica e la sua operabilità secondo funzionalità e prestazioni stabilite e tenendo conto delle potenzialità dell'impianto.

I principali compiti affidati al CCI sono:

- coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare sia le richieste del DSO al punto di connessione con la rete elettrica, sia quelle di eventuali ulteriori operatori (regolazione e controllo);
- raccogliere dall'impianto informazioni utili al fine della "osservabilità" della rete e convogliarle verso il DSO (scambio dati).

Sono definite le specifiche funzionali del CCI stabilendo i requisiti minimi che il dispositivo deve rispettare in accordo con quanto richiesto da:

- Norma CEI 0-16 in vigore, tenendo conto delle condizioni oggi esistenti per quanto concerne lo stato delle *smart grid* sulle reti di distribuzione MT;
- delibera ARERA 36/2020/R/EEL in merito allo scambio dati fra gli impianti di produzione e Terna, scambio che deve avvenire primariamente per il tramite del DSO che gestisce la rete cui i medesimi impianti di produzione sono connessi, secondo quanto specificato nell'allegato A.6 al Codice di rete di Terna, in accordo al Regolamento UE 2017/1485 (di seguito Regolamento SOGL – *System Operation Guidelines*).

Proprio per ottemperare ai dettami del Regolamento SOGL secondo quanto previsto dalla delibera ARERA 36/2020/R/EEL la specifica funzionale del CCI in termini di prestazioni si sviluppa secondo le seguenti modalità:

- prestazioni funzionali "obbligatorie" di monitoraggio, inerenti allo scambio dati fra produttore e DSO (osservabilità). Il CCI deve essere in grado di monitorare i parametri elettrici nel punto di connessione alla rete e di comunicarli al DSO tramite il protocollo IEC 61850;
- prestazioni funzionali "opzionali" di controllo, inerenti alla regolazione di tensione e la limitazione di potenza al PdC dell'impianto;
- prestazioni funzionali "facoltative", inerenti alla partecipazione dell'impianto al Mercato dei servizi del Dispacciamento, la gestione ottimale dell'impianto, ecc.

Dal punto di vista costruttivo (*hardware*) il CCI può essere realizzato come dispositivo in cui le funzioni di controllo si integrano con quelle di monitoraggio (osservabilità) o, in alternativa, in forma modulare con la funzione monitoraggio realizzata come sottocomponente del CCI. Le funzioni del CCI possono essere anche integrate in uno degli altri apparati costituenti l'impianto.

Le prescrizioni di *cybersecurity* relative alla comunicazione dall'esterno verso il CCI e dal CCI verso l'esterno sono oggetto dell'Allegato "T". Nella prospettiva di evoluzione delle reti di distribuzione verso le *smart grid*, risulta necessario definire un insieme di scambi informativi finalizzati al governo della rete elettrica in presenza di una consistente quantità di generazione diffusa. L'allegato "T" definisce i requisiti funzionali, il conseguente scambio informativo ed i relativi requisiti tecnici nonché la soluzione tecnologica da adottare in termini di Modello Dati, Servizi di comunicazione, mappatura su specifico protocollo, requisiti, algoritmi e processi di *cybersecurity*.

L'esperienza maturata in ambito CEI ad oggi porterebbe a dire che il CCI è un dispositivo complesso, in particolare a causa dei suoi requisiti di *cybersecurity*. Inoltre, la presenza di connessione alla rete Internet non è obbligatoria ma fortemente consigliata. Infatti, il CCI deve utilizzare una PKI (*Public Key Infrastructure*) per la gestione dei certificati di sicurezza. In base all'Allegato "T" ci sono 3 modi per farlo:

1. gestione Manuale (soluzione solo transitoria): installazioni, aggiornamenti, revoche, sostituzioni, dei certificati del DSO e degli eventuali BSP (*Balancing Service Provider*) vanno fatti a mano su ogni impianto. Impegnativo e soggetto ad errori se i CCI da gestire sono molti;
2. PKI locale in impianto e protocollo *Online Certificate Status Protocol (OCSP)*¹¹: installare e gestire una PKI locale è molto costoso e complicato. Non è né conveniente né sicuro;
3. PKI esterna su piattaforma *cloud*: il CCI utilizza una PKI esterna in *cloud*, attraverso la connessione Internet. Gestione del ciclo vita dei certificati sicura, centralizzata ed automatica.

Inoltre, un CCI connesso a Internet è più facile da aggiornare (sono già previsti aggiornamenti obbligatori nei prossimi anni), da raggiungere e consultare in caso di guasto.

3.7.2 Controllore di Infrastruttura di Ricarica

Il DM 30 gennaio 2020 (G.U. n°37. 14 feb. 2020) "stabilisce criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, denominata *vehicle-to-grid (V2G)*, in coerenza con la riforma del mercato dei servizi elettrici avviata da ARERA in attuazione dell'art 11 del decreto legislativo 4 luglio 2014 n 102". L'interazione tra veicoli elettrici e sistema elettrico consente ai veicoli di erogare, attraverso le infrastrutture di ricarica, i seguenti servizi:

- servizi di riserva terziaria e bilanciamento articolati nelle modalità "a salire" ed "a scendere", nonché di risoluzione delle congestioni;

¹¹ L'Online Certificate Status Protocol è lo standard emergente dell'IETF (*Internet Engineering Task Force*) destinato al controllo della validità dei certificati digitali nel corso di una determinata transazione.

- ulteriori servizi tra i quali la regolazione primaria e secondaria di frequenza e la regolazione di tensione ove tecnicamente fattibile.

È al momento allo studio il funzionamento in modalità bidirezionale *vehicle-to-grid* permettendo quindi di poter non solo ricaricare la batteria presente nell'auto elettrica, ma anche fornire energia alla rete in caso di necessità.

La CEI 0-21; V1, Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica, ha recentemente introdotto il Controllore di Infrastruttura di Ricarica per i veicoli elettrici (CIR) nel nuovo Allegato "X".

Il CIR è un apparato i cui compiti sono:

- la raccolta dei dati relativi alla misura della potenza prelevata dall'infrastruttura di ricarica, alla potenza scambiata con la rete al punto di connessione e, opzionalmente, alla potenza prelevata ed immessa da eventuali generatori presenti in impianto;
- lo scambio dei dati con il soggetto esterno abilitato (RO, dall'inglese *Remote Operator*) per la fornitura di servizi ancillari. Il RO è il soggetto abilitato alla comunicazione da parte dell'Utente che ha installato il CIR nel proprio impianto (ad esempio, Aggregatore, Distributore, ecc.);
- la regolazione dinamica e parametrizzabile della potenza, prelevata dalla rete per la ricarica della batteria del veicolo, effettuata attraverso una stazione di ricarica in modo 3 e in modo 4 (definito come da serie CEI EN 61851);
- la fornitura dei servizi di rete per la sicurezza del sistema elettrico (risposta in sotto-frequenza) basata sulla disponibilità di una misurazione locale della frequenza di rete.

Il CIR ha compiti simili a quelli di un dispositivo utente (l'apparato incaricato di ricevere informazioni direttamente dal misuratore intelligente 2G per mezzo della *Chain 2*). Il CIR, quindi, consente di:

- ottimizzare la potenza destinata alla ricarica dei veicoli elettrici, in funzione dell'assorbimento degli altri carichi utilizzatori presenti nell'utenza e dell'eventuale produzione locale di energia;
- rendere disponibili risorse di modulazione affinché il RO possa offrire/richiedere servizi ancillari;
- contribuire alla sicurezza del sistema elettrico fornendo i servizi di rete in condizioni di sotto-frequenza.

L'Allegato "X" si applica esclusivamente alle infrastrutture di ricarica V1G che partecipano ai mercati di servizi di flessibilità, installate in utenze passive o attive allacciate a reti BT con obbligo di connessione di terzi. È lasciata al costruttore del CIR la scelta tra la soluzione di implementare il CIR come un oggetto esterno, oppure integrato nell'infrastruttura di ricarica, o in altre apparecchiature quali il sistema di coordinamento automatico o un CCI, qualora presente. Ad oggi non esiste un CCI per la BT. È previsto un solo CIR per ciascun punto di interconnessione con la rete.

In particolare, il CIR deve essere in grado, tramite le interfacce di comunicazione, di acquisire, ricevere, elaborare e/o inviare tutte le informazioni necessarie all'esecuzione delle funzioni descritte sopra:

- acquisizione delle informazioni contrattuali quali potenza disponibile e fasce tariffarie, in fase di configurazione;
- acquisizione della potenza istantanea dell'infrastruttura di ricarica;
- acquisizione di misure della potenza netta scambiata al punto di consegna dal misuratore intelligente 2G (M1), della "Potenza attiva istantanea prelevata con campionamento ad 1 secondo" e degli avvisi di superamento della potenza disponibile ed eventuale intervento del limitatore come previsto dal Caso d'uso A.3 – CEI TS 13-82. Qualora il

misuratore 2G non sia disponibile, le misure di potenza possono essere acquisite da un sistema di misura apposito, installato nelle vicinanze del contatore M₂;

- acquisizione di misure dal misuratore intelligente 2G di produzione (M₂), qualora presente. In particolare, acquisizione del dato di "Potenza attiva istantanea generata con campionamento ad 1 secondo". Qualora il misuratore 2G non sia disponibile, le misure di potenza possono essere acquisite da un sistema di misura apposito, installato nelle vicinanze del contatore M₂;
- invio di misure e stati al RO, ricezione comandi dal RO utilizzando il protocollo XMPP (*eXtensible Messaging and Presence Protocol*)¹²;
- impostazioni di eventuali parametri di funzionamento da parte del gestore dell'impianto in fase di installazione o di successive esigenze.

Per operare in tal senso il CIR dovrà leggere i dati inviati dal misuratore intelligente 2G attraverso, ad esempio, la *Chain 2*, nel qual caso sul misuratore intelligente 2G dovrà essere attivato un opportuno profilo utente in funzione dei servizi richiesti come definito dalla CEI TS 13-82. L'utilizzo della *Chain 2* è una delle soluzioni possibili ma è anche quella auspicabile.

Il CIR è predisposto per assolvere in modalità autonoma/asservita le funzionalità di scambio dati, controllo, regolazione e comando. Nella modalità di controllo autonoma, ad esempio, modula la potenza dell'infrastruttura di ricarica sulla base dei dati di potenza prelevata e immessa rilevati dal misuratore 2G tramite interfaccia locale o remota, al fine di evitare il superamento della potenza disponibile con il conseguente intervento del limitatore di potenza del misuratore M₁. Diversamente, nella modalità di controllo asservita (prioritaria su quella autonoma), la potenza dell'infrastruttura di ricarica è modulata dai comandi ricevuti dal *Remote Operator*. Il servizio di rete in condizioni di sotto-frequenza è sempre prioritario ai fini della sicurezza del sistema elettrico. Infatti, il CIR deve essere in grado di interrompere l'eventuale ciclo di carica in atto ed inviare alla stazione di ricarica il comando di sospensione della ricarica del veicolo elettrico. Il comando di sospensione della ricarica deve essere attuato in caso di superamento di dati valori di soglia o in seguito a comandi per la fornitura di servizi ancillari. Il CIR deve pertanto calcolare in tempo reale il margine di potenza a disposizione per l'infrastruttura di ricarica, calcolato sulla base della potenza disponibile e della potenza scambiata al punto di consegna. Per attuare tale funzione è necessario che il CIR conosca:

- potenza attiva istantanea prelevata ed immessa. Tale informazione arriva dal misuratore intelligente 2G (M₁) attraverso la *Chain 2*;
- potenza attiva istantanea dell'infrastruttura di ricarica: rilevata dal sistema di misura di cui sono dotate le stazioni di ricarica.

È richiesto che le comunicazioni tra il CIR e RO implementino misure di *cybersecurity* al fine di garantire la confidenzialità, l'integrità, il non ripudio dei dati trasmessi, l'autenticazione degli "end points" e la sicurezza dei sistemi e degli apparati.

È allo studio all'interno del CT 316 un dispositivo che si occupi di Osservabilità BT, questo lavoro è partito proprio dall'analisi del CIR con l'aggiunta di alcune funzioni previste per il CCI.

3.8 Conclusioni e sviluppi futuri

L'attività svolta verte sull'analisi sperimentale del potenziale di flessibilità delle pompe di calore in diverse tipologie di edifici. Nello specifico, considerando un modello energetico per il sistema edificio-PdC proposto in letteratura, è stata definita una procedura per quantificare e caratterizzare la flessibilità delle PdC a partire da dati di monitoraggio. Sono state quindi condotte preliminarmente delle campagne di acquisizione dati per misurare, innanzitutto, la *baseline* di

¹² L'XMPP è un insieme di protocolli aperti di messaggistica istantanea e presenza.

consumo per il riscaldamento e raffrescamento tramite PdC e, in secondo luogo, verificare l'effettiva capacità di fornire servizi, considerando due scenari: il primo, in collaborazione con ARSE, rappresenta un caso reale di PdC installate in condomini e uffici, mentre il secondo, rappresenta il caso di singola unità abitativa con PdC ed è stato condotto presso il laboratorio "Effe" di RSE. Tale campagna di misura proseguirà nel corso del prossimo anno, in particolar modo concentrandosi sulle prove di caratterizzazione della flessibilità anche in un'ottica di aggregazione di PdC. L'attività sul caso di studio delle PdC si è completata con un'indagine preliminare svolta ai fini dell'individuazione di potenziali architetture di gestione abilitanti alla partecipazione ai meccanismi di flessibilità. In particolare, è stata analizzata la possibilità di estensione al caso delle PdC dell'utilizzo di dispositivi già esistenti in ambito elettrico per la generazione elettrica da fonti rinnovabili e per la gestione delle infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici. Tale indagine proseguirà nel corso del prossimo anno, investigando altre tipologie di dispositivi e scenari di applicazione.

4 - ANALISI DEL POTENZIALE DI FLESSIBILITÀ DEL SETTORE MANUFATTURIERO

A complemento dell'analisi presentata nel Capitolo 3 che mira alla valutazione del potenziale di flessibilità della domanda elettrica con riferimento al settore residenziale, l'attenzione di questo capitolo è invece sul settore manifatturiero. Sono nel seguito presentati i risultati dell'indagine quantitativa svolta in collaborazione con il MADE CC I4.0 che verte sulla somministrazione del sondaggio sviluppato nella scorsa annualità [3] volto ad indagare i fabbisogni energetici e i possibili carichi flessibili degli utenti industriali.

4.1 Sondaggio

Il sondaggio è stato somministrato tramite la realizzazione di un *form online* usato per l'invio tramite *mailing list* e tramite contatto diretto. Il sondaggio creato è stato inviato attraverso *mailing* in più date, con destinatari diversi:

- Da un lato le associazioni di categoria (UCIMU, ANIE, ASSOLOMBARDA, Confindustrie territoriali, ecc.) con le seguenti statistiche:
 - invio 1 (27/10/22): 149 invii
 - invio 2 (28/11/22): 152 invii;
 - invio 3 (28/03/22): 160 invii.

Rapporto completo invii associazioni:

Mail inviate: 461

Mail che hanno avuto una lettura: 115

Mail su cui sono stati cliccati i *link* (i.e., si è acceduto al sondaggio): 10

- Il secondo gruppo di destinatari è quello ricavato dal *customer relationship manager* del MADE, con le seguenti statistiche. I settori rappresentati sono:

Acciaieria/Fonderia	Aerospaziale	Automotive	Chimico, Plastica e Gas
Comunicazione	Cosmesi e profumeria	Ecologico	Edilizia e costruzioni
Ente di formazione	Fornitore di Tecnologia	Imballaggi e Packaging	Impianti elettrici
Industria Ferroviaria	Industria manifatturiera	Industria meccanica e mecatronica	Logistica
Marittimo, navale e nautico	Produzione e Distribuzione Alimentare	Retailer non food	Trasporti

Dove il manifatturiero rappresenta il 46,5% delle aziende.

invio 1 (26/10/22): 3974 invii;

invio 2 (28/11/22): 4210 invii;

invio 3 (28/3/22): 5612 invii;

invio 4 (28/05/22): 6210 invii;

Rapporto completo invii *customer relationship manager*:

Mail inviate: 6932

Mail che hanno avuto una lettura: 3562

Mail in cui sono stati cliccati i *link*: 2231

4.2 Analisi dei risultati del sondaggio e delle interviste di approfondimento

In questo contesto per servizi di flessibilità si fa riferimento alla capacità di un macchinario, un processo o un intero impianto di modificare il proprio profilo di assorbimento elettrico, modificando i consumi o semplicemente spostandoli nel tempo.

Nonostante i numerosi invii, il sondaggio è stato completato da 18 persone (*energy manager* e/o personale esperto sui processi industriali dell'azienda). In generale, il panorama delle imprese italiane mostra interesse sul tema, ma ha difficoltà a formalizzare le idee dal punto di vista dei propri fabbisogni energetici. Da una fase di puro invio telematico, si è passati quindi ad un contatto diretto per ottenere le risposte al questionario in modo guidato. Il questionario prevede varie tematiche, dall'impronta energetica degli edifici alla digitalizzazione dei processi industriali. Nello specifico si compone di tre sezioni: una più generale riguardante gli impianti elettrici dell'azienda, una relativa alla climatizzazione degli edifici e una ai processi industriali.

4.2.1 Risultati sezione 1

La prima sezione è la più generica ed è volta a inquadrare dal punto di vista energetico le realtà industriali che hanno partecipato all'indagine. Si è voluto inoltre investigare un possibile interessamento nella partecipazione alla fornitura dei servizi di flessibilità da parte delle aziende. Per prima cosa è stata valutata la dimensione dell'azienda dal punto di vista dei punti di connessione alla rete e quindi della complessità del sistema di gestione elettrica. Le Figure Figura 4.1-Figura 4.5 riportano i grafici di sintesi.

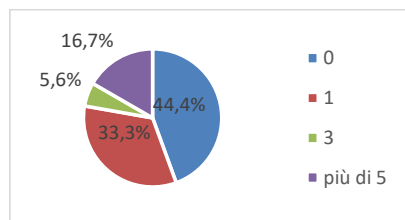


Figura 4.1 – Numero POD in bassa tensione.

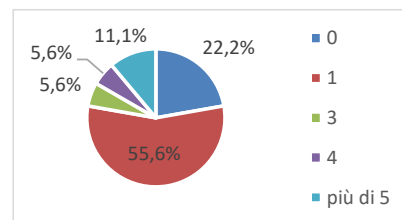


Figura 4.2 – Numero POD in media tensione.

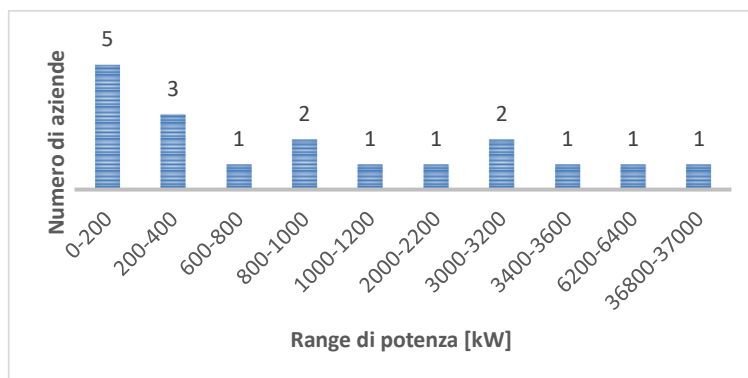


Figura 4.3 – Potenza elettrica complessivamente impegnata.

La Figura 4.5 mostra i consumi elettrici ripartiti per macroaree di servizio. Ne emerge che in media il *mix* energetico è quello di un 20% uffici, 30% climatizzazione e il rimanente processi industriali.

Ci sono però realtà dove è prevalente la presenza di processi industriali senza avere uffici o climatizzazione. È pertanto difficile ricavare un modello tipico: dipende molto dalla tipologia di impresa e dalle sue attività.

Risulta che la maggior parte delle aziende intervistate (il 66,7%) partecipa al mercato elettrico attraverso un intermediario che fa da filtro rispetto ad opportunità del mercato dell'energia elettrica. Inoltre, il 94,4% non fa parte o non ha fatto parte di qualche UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) e nessuna delle aziende ha partecipato ai servizi di regolazione. Tuttavia, risulta che la maggior parte delle aziende monitora i propri consumi (il 66,7%) e che il 72,2% sarebbe disponibile a variare la propria curva di consumi in ragione di un corrispettivo economico. Nello specifico, il 78% sarebbe disposto a seguire le raccomandazioni di un ente terzo sulla modulazione della potenza scambiata con la rete qualora ce ne fosse l'opportunità, mentre le aziende sono meno propense ad avere un controllo remoto automatico da un soggetto terzo (50% a favore).

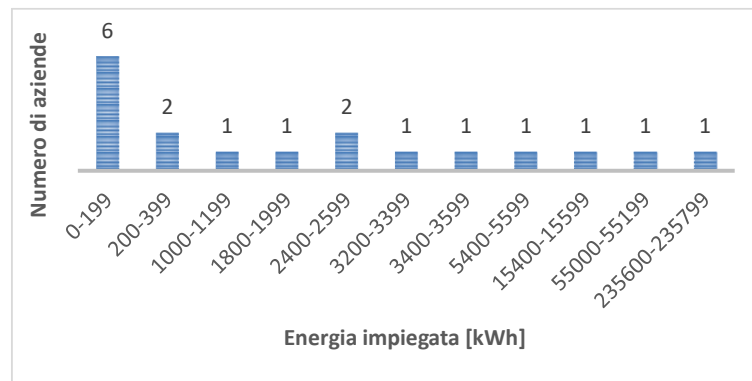


Figura 4.4 – Consumi energetici annui.

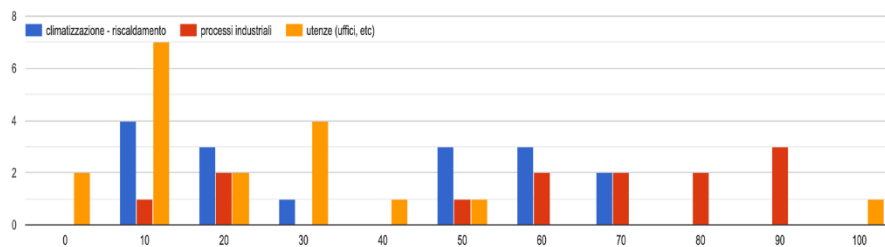


Figura 4.5 – Percentuale [%] consumi elettrici per macroaree di servizio.

La Figura 4.6 mostra quali carichi presenti in azienda potrebbero essere gestiti in modo flessibile. È evidente una predominanza della climatizzazione o di alcuni servizi tecnici ausiliari.

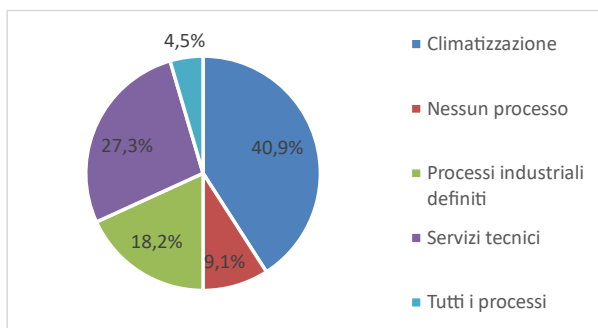


Figura 4.6 – Propensione a rendere flessibili alcuni carichi e servizi.

L'obiettivo è quello di ottenere un vantaggio da un'operazione di flessibilità. Come mostra la Figura 4.7, la maggior parte delle aziende guarda alla riduzione dei consumi, più che all'aspetto economico, anche perché il tema della decarbonizzazione e della sostenibilità energetica sono ora nelle agende di tutte le aziende.

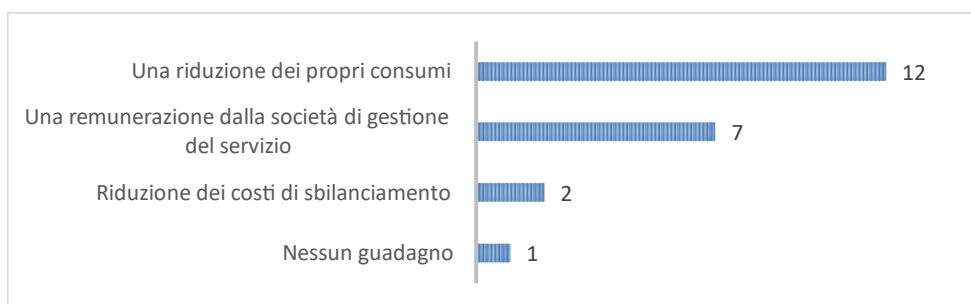


Figura 4.7 – Tornaconto atteso dalla fornitura di servizi di flessibilità.

Per attuare servizi di flessibilità è fondamentale, tra le altre cose, avere fonti di energia interne o sistemi di accumulo. Da questo punto di vista le aziende sono ancora lontane da avere adottato alcune tecnologie. Infatti, solo il 16,7% dispone di sistemi di accumulo elettrici, mentre il 55,6% dispone di impianti di generazione, per lo più fotovoltaico e impianti di cogenerazione elettrica-termica, la cui produzione varia come mostrato in Figura 4.8.

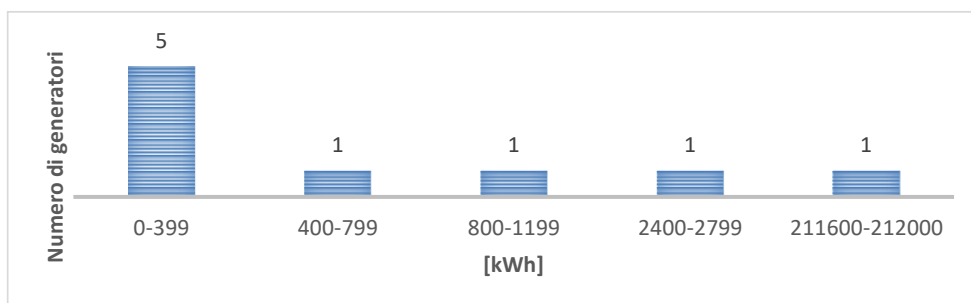


Figura 4.8 – Energia prodotta su base annua dai generatori installati.

4.2.2 Risultati sezione 2

Nella presente sezione si è valutata la flessibilità derivante dalla climatizzazione degli edifici. Nello specifico è stato chiesto alle aziende di differenziare gli edifici a seconda della destinazione d'uso

in due categorie: uffici (zone in cui è necessario mantenere un livello di *comfort* alto in termini di temperatura e umidità) e fabbricati industriali (zone in cui il livello di *comfort* richiesto è medio-basso) al fine di una raccolta dati più accurata.

Il 77,8% delle aziende intervistate ha un impianto di climatizzazione adibito agli uffici e locali non produttivi, per una superficie totale climatizzata riportata in Figura 4.9 e volume complessivo riportato in Figura 4.10.

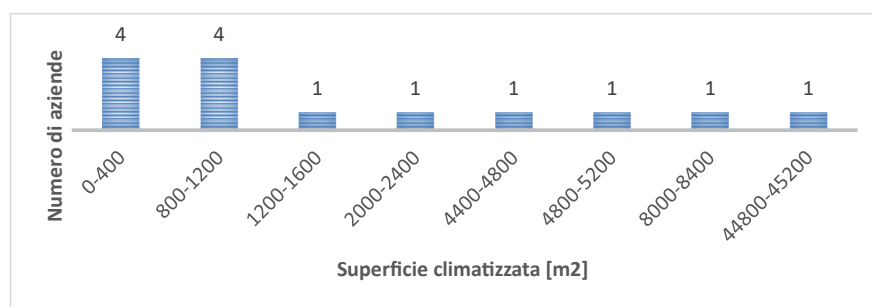


Figura 4.9 – Superficie totale climatizzata (alcuni valori sono aggregati e forniti come somma dei mq di tutte le sedi aziendali in Italia).

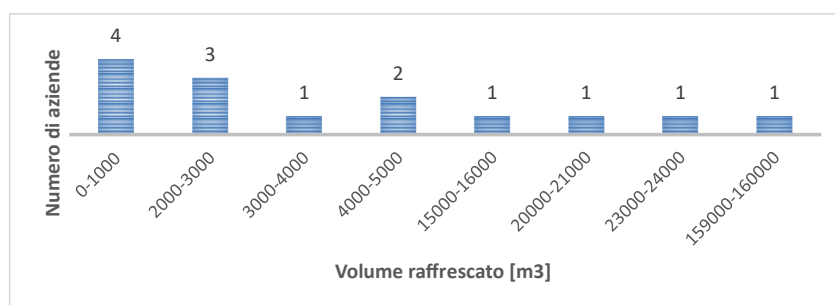


Figura 4.10 – Volume complessivo degli uffici raffrescato in mc (alcuni valori sono aggregati e forniti come somma dei mq di tutte le sedi aziendali in Italia).

Si è quindi analizzata la classe energetica media degli edifici adibiti ad uso ufficio e locali non produttivi, come riportato in Figura 4.11 e la tipologia degli impianti di riscaldamento e raffrescamento con relativa potenza termica a disposizione e consumi annui. Risulta predominante l'uso di pompe di calore adibite sia per il riscaldamento che il raffrescamento, con potenza installata riportata in Figura 4.12. Inoltre, la Figura 4.13 riporta le temperature minime e massime di *comfort* ritenute accettabili dagli intervistati, mentre la Figura 4.14 mostra il numero di persone presenti negli uffici e locali non produttivi.

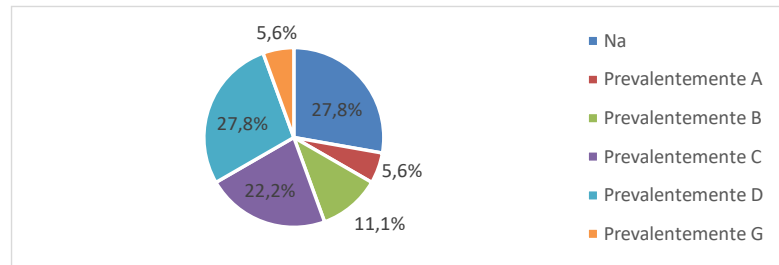
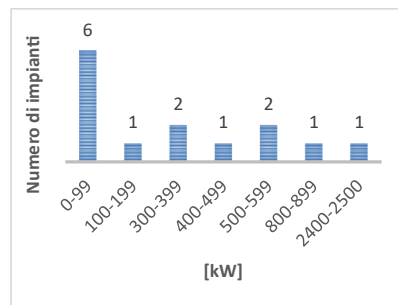
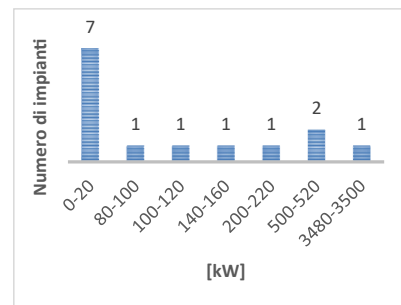


Figura 4.11 – Classe energetica (media) degli edifici – uffici e locali non produttivi.

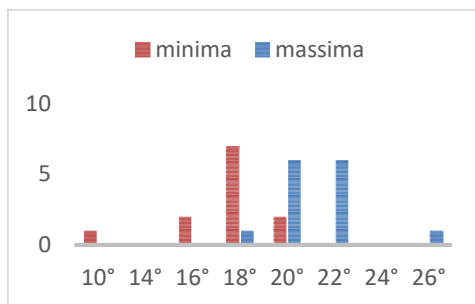


(a)

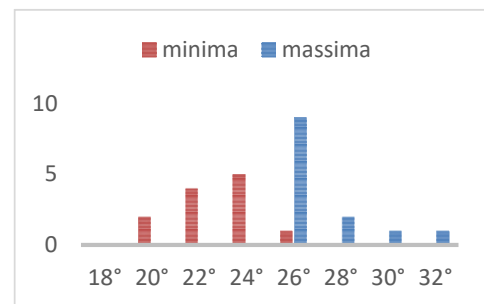


(b)

Figura 4.12 – Potenza termica installata: (a) Riscaldamento, (b) Raffrescamento – uffici e locali non produttivi.



(a)



(b)

Figura 4.13 – Temperatura interna accettabile: (a) Inverno, (b) Estate – uffici e locali non produttivi.

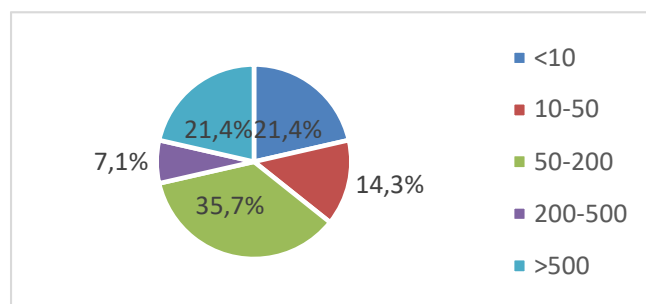


Figura 4.14 – Numero di persone presenti negli uffici.

L'indagine è stata replicata anche ai fabbricati industriali. Risulta che il 55,6% dei fabbricati sono raffrescati, con tipologia di impianto prevalente rappresentata anche in questo caso da pompe di calore, per una superficie totale e volumi significativamente maggiori rispetto ai valori rilevati per gli uffici (da alcune migliaia di metri quadri fino a circa 40000 m² e fino a oltre 200000 m³). Analogamente, anche la potenza termica installata è maggiore, come mostrato nella Figura 4.16. Interessante osservare nella Figura 4.15 la diversa percezione rispetto ai locali adibiti ad uffici che si ha circa il *comfort* termico, soprattutto nel periodo estivo. Infine, si osserva una diffusa difficoltà a fornire un'indicazione circa l'esatta classe energetica dei fabbricati, infatti nel 50% dei casi non è stato fornito questo dato.

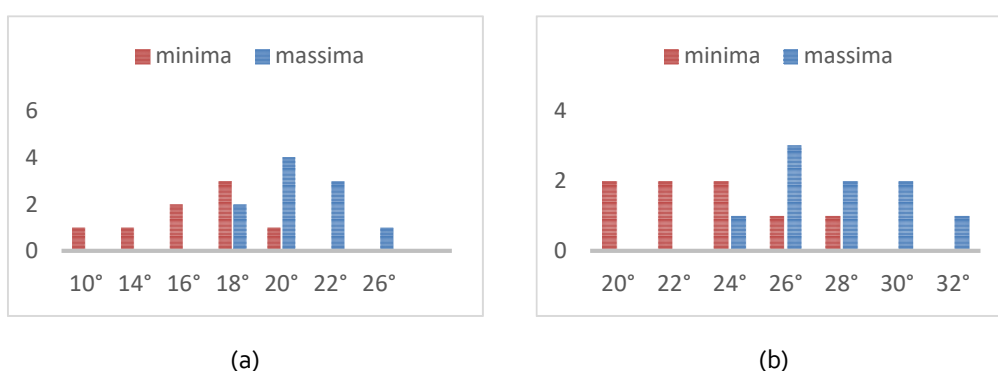


Figura 4.15 – Temperatura interna accettabile: (a) Inverno, (b) Estate – *fabbricati industriali*.

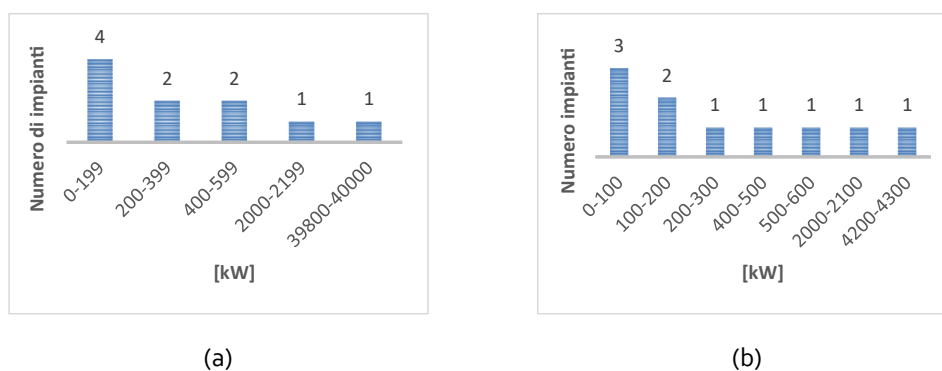


Figura 4.16 – Potenza termica installata: (a) Riscaldamento, (b) Raffrescamento – *fabbricati industriali*.

4.2.3 Risultati sezione 3

Nella presente sezione del sondaggio sono stati considerati i processi industriali delle varie aziende e in particolare quelli alimentati da energia elettrica. Ciò è stato fatto al fine di capire le finalità dei consumi di energia elettrica e individuare eventuali carichi interrompibili.

La Figura 4.17 mostra per quale finalità viene prevalentemente utilizzata l'energia elettrica, mentre la Figura 4.18 riporta i consumi annui dichiarati per i processi industriali. Infine, la Figura 4.19 riporta la ripartizione di questi consumi. Per via dei variegati settori lavorativi di pertinenza delle aziende intervistate, non emerge una finalità d'uso dell'energia predominante così come un carico particolarmente energivoro. In generale, si può affermare che l'impiego per l'alimentazione delle macchine utensili rappresenta una casistica diffusa.

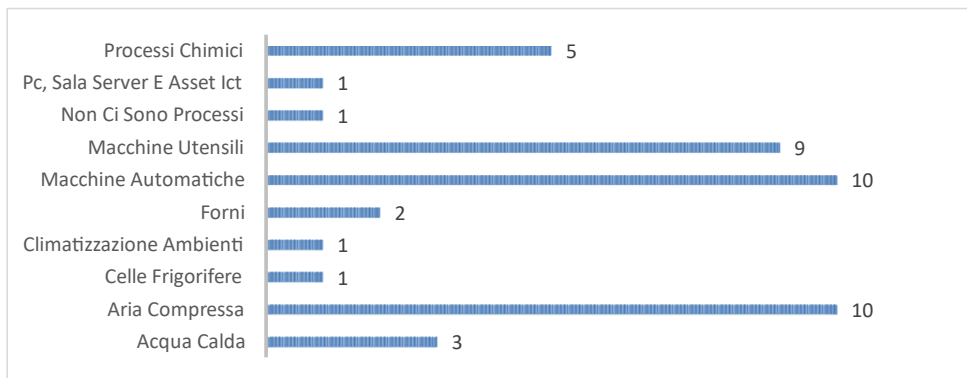


Figura 4.17 – Prevalente finalità d'uso dell'energia elettrica.

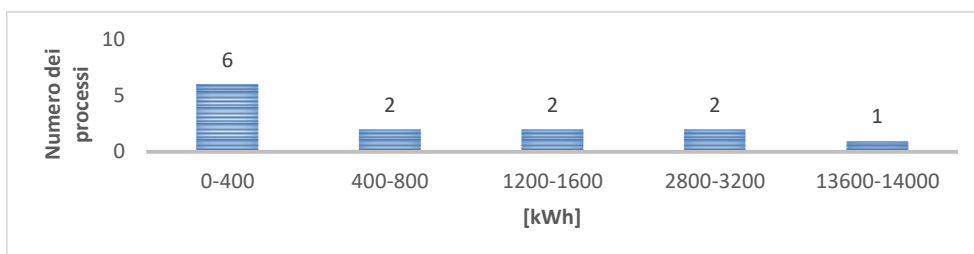


Figura 4.18 – Energia annua consumata nei processi industriali.

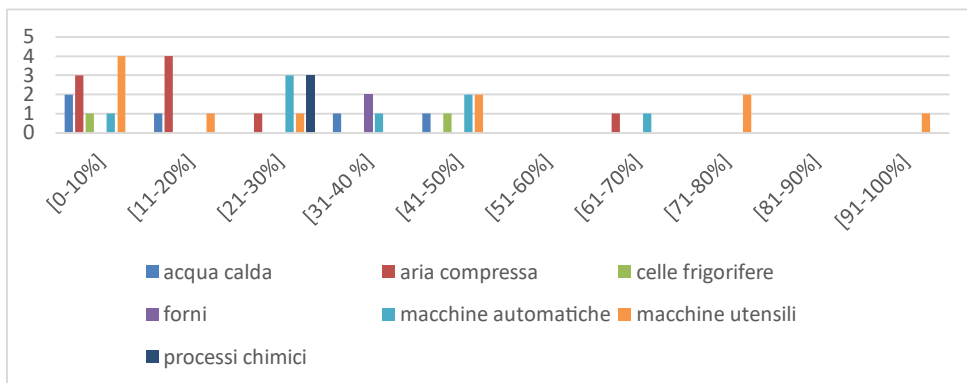


Figura 4.19 – Ripartizione dei consumi annui.

Entrando poi nel merito dei processi presenti nelle aziende intervistate, è stato chiesto quali processi sono interrompibili e se, in generale, esistano processi programmabili. È emerso che il 57,1% dei processi è programmabile ma che, in generale, solo il 46,7% (di tutti i processi) è controllabile da remoto (non solo monitoraggio ma anche accensione e spegnimento). La Figura 4.20 riporta quali processi sono interrompibili e quali no.

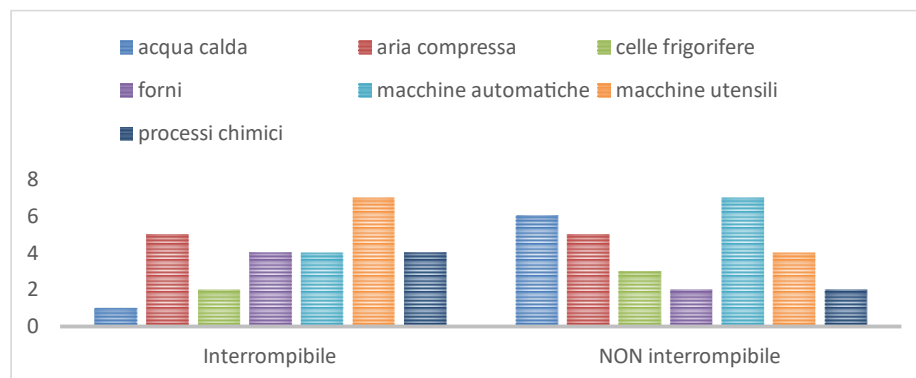


Figura 4.20 – Ripartizione tra processi interrompibili e non.

Infine, è stato chiesto ogni quanto tempo è possibile modificare il processo. A questa domanda le varie aziende hanno fornito delle risposte molto varie; in alcune realtà la modifica del processo è giornaliero (10-24 h) e in altro settimanale. Altre aziende invece non sono state in grado di fornire una risposta precisa in quanto la fornitura del servizio richiede uno stravolgimento dei piani di produzione e varia molto in base al processo in considerazione. In altre ancora l'incidenza del processo produttivo a livello energetico è inferiore rispetto all'incidenza per utilizzo di computer e server o altra attrezzatura informatica e pertanto si necessita di analisi dedicate.

4.2.4 Considerazioni finali

La panoramica emersa dall'indagine eseguita nel settore manifatturiero verso i servizi di flessibilità elettrica rivela una serie di opportunità e sfide. Le aziende manifatturiere sono interessate a sfruttare i servizi di flessibilità elettrica per ridurre i costi energetici, migliorare la sostenibilità e potenzialmente guadagnare dai mercati di incentivazione dell'energia. Tuttavia, ci sono diverse barriere che possono ostacolare la piena adozione di tali servizi:

- Limitazioni dei processi produttivi: non tutti i processi produttivi possono essere interrotti o adeguati facilmente per adattarsi alle esigenze di flessibilità energetica. Alcune attività possono richiedere una continuità operativa costante, il che limita la flessibilità dell'azienda nel partecipare a programmi di *demand response* o di riduzione del consumo energetico.
- Dipendenza da fornitori di energia: molte aziende manifatturiere si affidano a fornitori esterni per l'approvvigionamento energetico, il che può rendere difficile l'accesso diretto alle proprie risorse energetiche e limitare la loro capacità di negoziare accordi specifici per la flessibilità elettrica.
- Mancanza di produzione o *storage* energetico: alcune aziende potrebbero non avere la possibilità di produrre energia in loco o di avere sistemi di stoccaggio elettrico o termico per effettuare compensazioni e partecipare ai mercati di flessibilità.

Per superare queste barriere e massimizzare le opportunità legate ai servizi di flessibilità elettrica, le aziende manifatturiere possono intraprendere alcune azioni:

- Analisi e ottimizzazione dei processi: valutare attentamente i processi produttivi per identificare sezioni che possono essere rese più flessibili o adattabili senza compromettere la produzione. Questo può consentire di partecipare a programmi di flessibilità senza impattare negativamente sul processo principale.
- Collaborazione con fornitori di energia: stabilire una collaborazione stretta con i fornitori di energia per negoziare accordi personalizzati che consentano un maggiore accesso alle risorse energetiche e ai mercati di flessibilità.

- Investimenti in soluzioni energetiche: valutare la fattibilità di investire in sistemi di produzione di energia rinnovabile o di stoccaggio energetico per migliorare la capacità di partecipare ai mercati di flessibilità e ridurre i costi energetici complessivi.
- Esplorare modelli di business innovativi: considerare la possibilità di collaborare con altre aziende per condividere risorse energetiche e sviluppare iniziative comuni di flessibilità, che possono risultare vantaggiose per tutte le parti coinvolte.

In conclusione, il panorama delle potenzialità del manifatturiero verso i servizi di flessibilità elettrica è vario e presenta sfide significative. Tuttavia, attraverso un'analisi attenta, investimenti mirati e collaborazioni strategiche, le aziende possono affrontare queste sfide e beneficiare delle opportunità che tali servizi possono offrire. Diventa fondamentale in questa fase promuovere iniziative a supporto delle aziende e della comprensione delle potenzialità ed opportunità che questo offre. In quest'ottica è stato organizzato in sinergia tra RSE e MADE un seminario dal titolo "Mercato dei servizi di Flessibilità alla rete elettrica: Opportunità e prospettive per il manifatturiero" [44]. inerente al tema dei servizi ancillari locali.

5 - CONCLUSIONI

In continuazione con l'attività svolta nella scorsa annualità, in questo rapporto è stato dapprima trattato il tema dell'aggregazione di risorse distribuite e della flessibilità che tali risorse possono offrire al sistema elettrico, dal punto di vista metodologico. A tal riguardo è stata presentata la formulazione di una metodologia per la risoluzione del problema dell'aggregazione della flessibilità. Nello sviluppo di questa metodologia, è stato perseguito l'obiettivo di ottenere un *framework* che fosse il più generico possibile, in grado quindi di considerare molteplici risorse flessibili, criteri di costo, vincoli operativi e scenari applicativi. Tra le possibili risorse flessibili che possono essere considerate ai fini dell'aggregazione, le pompe di calore rappresentano ad oggi una preziosa e valida opportunità. Pertanto, come secondo contributo di questo rapporto, è stata presentata una procedura definita appositamente per la stima dei consumi nominali e del potenziale di flessibilità a partire da dati di monitoraggio. Nello specifico, a partire da tali profili nominali è possibile effettuare sia valutazioni *ex-post* della flessibilità che *ex-ante*, considerando tali profili come una previsione attendibile dei consumi rispetto alla quale ricavare i possibili margini di deviazione a salire e a scendere. La stima a partire da misurazioni reali rappresenta una valida alternativa a strategie di valutazione del potenziale di flessibilità che fanno uso di modelli dettagliati ed estensive simulazioni energetiche. Infatti, non richiedendo informazioni di dettaglio, tale strategia può essere facilmente applicata e adattata a casi specifici, risultando inoltre di maggior accettazione da parte dell'utente finale, solitamente poco propenso o impossibilitato a fornire informazioni precise circa le proprie abitudini e caratteristiche d'impianto e dell'edificio. Sono state pertanto effettuate delle campagne preliminari di misura in due differenti scenari: condomini ed uffici in un contesto reale e il caso di una singola unità abitativa nel laboratorio "EffE" di RSE, sito a Piacenza. Infine, a integrazione di queste prime attività che fanno riferimento al contesto residenziale, è stato considerato anche il caso manifatturiero. In particolare, si è dato seguito all'attività della scorsa annualità che aveva portato alla redazione di un sondaggio atto a raccogliere la percezione e i bisogni delle realtà industriali presenti sul territorio sul tema della flessibilità. Quest'anno il sondaggio è stato quindi proposto ad alcune realtà e i risultati sono stati presentati in questo rapporto. In breve, è emerso che le aziende manifatturiere sono interessate a sfruttare i servizi di flessibilità elettrica per ridurre i costi energetici, migliorare la sostenibilità e potenzialmente guadagnare dai mercati di incentivazione dell'energia. Tuttavia, ci sono diverse barriere che possono ostacolare la piena adozione di tali servizi. Quali, ad esempio, l'impossibilità di interrompere o adeguare facilmente i processi produttivi che richiedono continuità operativa, la dipendenza da fornitori esterni per l'approvvigionamento energetico che limita la capacità di negoziare accordi specifici, e la mancanza di capacità di produzione o stoccaggio energetico in loco.

Nel prosieguo delle attività si completeranno i test sperimentali svolti nei laboratori di Efficienza Energetica e in collaborazione con ARSE al fine di avere sufficienti dati per una valutazione attendibile e sulle differenti casistiche del potenziale di flessibilità di singole PdC, anche in un'ottica di aggregazione. A tal proposito, si proseguirà con l'analisi delle possibili architetture di gestione per l'abilitazione di queste risorse al mercato dei servizi, ricorrendo anche alla collaborazione dell'associazione dei costruttori di sistemi di climatizzazione e/o dei costruttori stessi. Sarà inoltre svolto uno studio sui sistemi di climatizzazione a doppia alimentazione (bivalenti, ossia elettrico e gas) per valutarne il potenziale di flessibilità. Infine, sarà implementata la metodologia proposta per la risoluzione del problema dell'aggregazione di risorse distribuite al fine della fornitura di servizi ancillari. Tale metodologia sarà validata in simulazione su vari casi studio e benchmark presenti in letteratura.

6 - BIBLIOGRAFIA

- [1] Commissione Europea, *Communication on the European Green Deal, COM(2019)640*, 2019.
- [2] Commissione Europea, *Piano REPowerEU - COM(2022) 230 final*, 2022.
- [3] F. Bianchi, E. Corsetti e I. Abbà, «Analisi preliminare del potenziale di flessibilità dei carichi elettrici e approcci per l'aggregazione,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 22013969, Milano, 2022.
- [4] MASE, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» 2023. [Online]. Available: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf. [Consultato il giorno 18 Gennaio 2024].
- [5] G. Rancilio, A. Rossi, D. Falabretti, A. Galliani e M. Merlo, «Ancillary services markets in europe: Evolution and regulatory trade-offs,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 154, 2022.
- [6] A. M. Carreiro, H. M. Jorge e C. H. Antunes, «Energy management systems aggregators: A literature survey,» *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 73, pp. 1160-1172, 2017.
- [7] S. Kerscher e P. Arboleya, «The key role of aggregators in the energy transition under the latest European regulatory framework,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 134, 2022.
- [8] K. Trangbaek e J. Bendtsen, «Exact constraint aggregation with applications to smart grids and resource distribution,» in *51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, 2012.
- [9] F. L. Muller, J. Szabo, O. Sundstrom e J. Lygeros, «Aggregation and disaggregation of energetic flexibility from distributed energy resources,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, n. 2, pp. 1205 - 1214, 2017.
- [10] M. S. Nazir, I. A. Hiskens, A. Bernstein e E. Dall'Anese, «Inner approximation of minkowski sums: A union-based approach and applications to aggregated energy resources,» in *2018 IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, 2018.
- [11] L. Zhao, W. Zhang, H. Hao e K. Kalsi, «A geometric approach to aggregate flexibility modeling of thermostatically controlled loads,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, n. 6, pp. 4721 - 4731, 2017.
- [12] L. Zhao, H. Hao e W. Zhang, «Extracting flexibility of heterogeneous deferrable loads via polytopic projection approximation,» in *2016 IEEE 55th Conference on Decision and Control (CDC)*, 2016.
- [13] S. Barot e J. A. Taylor, «A concise, approximate representation of a collection of loads described by polytopes,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 84, pp. 55-63, 2017.
- [14] H. Hao, B. M. Sanandaji, K. Poolla e T. L. Vincent, «Aggregate flexibility of thermostatically controlled loads,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, n. 1, pp. 189 - 198, 2014.
- [15] D. Zamudio, A. Falsone, F. Bianchi e M. Prandini, «Ancillary services provision via aggregation: Joint power flexibility assessment and disaggregation policy design,» *IEEE Control Systems Letters*, 2023.
- [16] L. De Almeida, N. Klausmann, H. van Soest e V. Cappelli, «Peer-to-peer trading and energy community in the electricity market-analysing the literature on law and regulation and looking ahead to future challenges,» *Robert Schuman Centre for Advanced Studies Research Paper*, 2021.
- [17] IRENA, International Renewable Energy Agency, «Peer-to-Peer Electricity Trading Innovation Landscape Brief,» 2020.
- [18] Y. Zhou e P. D. Lund, «Peer-to-peer energy sharing and trading of renewable energy in smart communities - trading pricing models, decision-making and agent-based collaboration,» *Renewable Energy*, 2023.
- [19] E. Ozturk, K. Rheinberger, T. Faulwasser, K. Worthmann e M. Preisinger, «Aggregation of demand-side flexibilities: a comparative study of approximation algorithms,» *Energies*, vol. 15, n. 7, p. 2501, 2022.
- [20] R. Vignali, A. Falsone, F. Ruiz e G. Grusso, «Towards a comprehensive framework for V2G optimal operation in presence of uncertainty,» *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 31, 2022.
- [21] F. Bianchi, A. Falsone e R. Vignali, «Vehicle-to-Grid and ancillary services: a profitability analysis under uncertainty,» *IFAC-PapersOnLine*, vol. 56, n. 2, 2023.
- [22] X. Li e J. Wen, «Review of building energy modeling for control and operation,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 37, pp. 517-537, 2014.

- [23] L. Zhang, J. Wen, Y. Li, J. Chen, Y. Ye, Y. Fu e W. Livingood, «A review of machine learning in building load prediction,» *Applied Energy*, vol. 285, 2021.
- [24] R. Yin, E. C. Kara, Y. Li, N. DeForest, K. Wang, T. Yong e M. Stadler, «Quantifying flexibility of commercial and residential loads for demand response using setpoint changes,» *Applied Energy*, vol. 177, pp. 149-164, 2016.
- [25] Y. Chen, Z. Chen, P. Xu, W. Li, H. Sha, Z. Yang e C. Hu, «Quantification of electricity flexibility in demand response: Office building case study,» *Energy*, vol. 188, 2019.
- [26] D. Fischer, T. Wolf, J. Wapler, R. Hollinger e H. Madani, «Model-based flexibility assessment of a residential heat pump pool,» *Energy*, vol. 118, pp. 853-864, 2017.
- [27] H. Li, Z. Wang, T. Hong e M. A. Piette, «Energy flexibility of residential buildings: A systematic review of characterization and quantification methods and applications,» *Advances in Applied Energy*, vol. 3, 2021.
- [28] V. Breschi, D. Piga e A. Bemporad, «Online end-use energy disaggregation via jump linear models,» *Control Engineering Practice*, vol. 89, pp. 30-42, 2019.
- [29] A. Zoha, A. Gluhak, M. A. Imran e S. Rajasegarar, «Non-Intrusive Load Monitoring Approaches for Disaggregated Energy Sensing: A Survey,» *Sensors*, vol. 12, n. 12, pp. 16838-16866, 2012.
- [30] P. A. Schirmer e I. Mporas, «Non-Intrusive Load Monitoring: A Review,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 14, n. 1, pp. 769-784, 2023.
- [31] D. Kaulakienė, L. Šikšnyš e Y. Pitarch, «Towards the automated extraction of flexibilities from electricity time series,» in *Proceedings of the Joint EDBT/ICDT 2013 Workshops*, 2013.
- [32] K. Kouzelis, Z. H. Tan, B. Bak-Jensen, J. R. Pillai e E. Ritchie, «Estimation of residential heat pump consumption for flexibility market applications,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, n. 4, pp. 1852-1864, 2015.
- [33] M. Afzalan e F. Jazizadeh, «Residential loads flexibility potential for demand response using energy consumption patterns and user segments,» *Applied Energy*, vol. 254, 2019.
- [34] R. G. Junker, A. G. Azar, R. A. Lopes, K. B. Lindberg, G. Reynders, R. Relan e H. Madsen, «Characterizing the energy flexibility of buildings and districts,» *Applied energy*, vol. 225, pp. 175-182, 2018.
- [35] A. Giua e C. Seatzu, *Analisi dei sistemi dinamici*, Springer Science & Business Media, 2009.
- [36] O. Corradi, H. Ochsenfeld, H. Madsen e P. Pinson, «Controlling electricity consumption by forecasting its response to varying prices,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n. 1, pp. 421-429, 2012.
- [37] D. F. Dominković, R. G. Junker, K. B. Lindberg e H. Madsen, «Implementing flexibility into energy planning models: Soft-linking of a high-level energy planning model and a short-term operational model,» *Applied Energy*, vol. 260, 2020.
- [38] F. L. Müller e B. Jansen, «Large-scale demonstration of precise demand response provided by residential heat pumps,» *Applied Energy*, vol. 239, pp. 836-845, 2019.
- [39] L. Croci, F. Doria e S. Viani, «Studi sulla flessibilità delle pompe di calore per la climatizzazione,» RSE, Ricerca di Sistema, Rapporto n. 22013926, Milano, 2022.
- [40] J. L. Mathieu, S. Koch e D. S. Callaway, «State estimation and control of electric loads to manage real-time energy imbalance,» *IEEE Transactions on power systems*, vol. 28, n. 1, pp. 430-440, 2012.
- [41] S. Pati, S. J. Ranade e O. Lavrova, «Methodologies for customer baseline load estimation and their implications,» in *2020 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, 2020.
- [42] P. van den Brom, A. Meijer e H. Visscher, «Performance gaps in energy consumption: household groups and building characteristics,» *Building Research & Information*, vol. 46, n. 1, pp. 54-70, 2018.
- [43] L. Croci, S. Viani, L. Rota, M. R. Vignali, G. Besagni e E. Brugnetti, «Realizzazione e allestimento della facility sperimentale "all electric",» RSE, Ricerca di Sistema, Rapporto n. 20010320, Milano, 2020.
- [44] MADE CC I4.0, «Registrazione del seminario "Mercato dei servizi di Flessibilità alla rete elettrica: Opportunità e prospettive per il manifatturiero",» 5 Maggio 2023. [Online]. Available: <https://www.made-cc.eu/it/eventi/mercato-dei-servizi-di-flessibilita-alla-rete-elettrica-opportunita-e-prospettive-per-il-manifatturiero/>. [Consultato il giorno 24 Gennaio 2024].

- [45] P. Fanger, «Thermal comfort: analysis and applications in environmental engineering,» *Malabar, Fla: R.E. Krieger Pub. Co*, 1982.
- [46] *International Organization for Standardization. ISO 7730: Ergonomics of the thermal environment – Analytical determination and interpretation of thermal comfort using calculation of the PMV and PPD indices and local thermal comfort criteria. 2005.*
- [47] *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE). ANSI/ASHRAE Standard 55 – Thermal environmental conditions for human occupancy. 2017.*
- [48] RSE, «Studi sulla flessibilità delle pompe di calore per la climatizzazione,» Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale, Milano, 2022.

7 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
ACS	Acqua Calda Sanitaria
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
ARSE	Associazione per il Riscaldamento Senza Emissioni
BSP	<i>Balancing Service Provider</i>
BT	Bassa Tensione
CCI	Controllore Centrale d'impianto
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CEP	<i>Clean energy package</i>
CIR	Controllore di Infrastruttura di Ricarica
COP	<i>Coefficient Of Performance</i>
DER(s)	<i>Distributed Energy Resource(s)</i>
DM	Decreto Ministeriale
DSO	<i>Distribution System Operator</i> (gestore del sistema di distribuzione)
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FF	<i>Flexibility Function</i>
GBM	<i>Generalized Battery Model</i>
LS	<i>Least Squares</i>
LTI	Lineare Tempo-Invariante
MAD	<i>Median Absolute Deviation</i>
MSD	Mercato dei Servizi Ancillari
MT	Media Tensione
NILM	<i>Non-Intrusive Load Monitoring</i>
OCSP	<i>Online Certificate Status Protocol</i>
PdC	Pompa(e) di Calore
PKI	<i>Public Key Infrastructure</i>
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PNRR	Piani nazionali di ripresa e resilienza
POD	<i>Point Of Delivery</i>
RdS	Ricerca di Sistema
RO	<i>Remote Operator</i>
RSE	Ricerca Sistema Energetico



SOGL	<i>System Operation GuideLines</i>
TCL(s)	<i>Thermostatically-controlled load(s)</i>
UE	Unione Europea
UVAM	Unità Virtuali Abilitate Miste
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
XMPP	<i>eXtensible Messaging and Presence Protocol</i>