



Ricerca di Sistema elettrico

Monitoraggi di impianti asserviti ad edifici reali “all-electric” nel settore terziario: analisi dei dati

Nardi I., Lavinia C., Iatauro D., Calabrese N.

MONITORAGGI DI IMPIANTI ASSERVITI AD EDIFICI REALI “ALL-ELECTRIC” NEL SETTORE TERZIARIO: ANALISI DEI DATI

Nardi I., Lavinia C., Iatauro D., Calabrese N. (ENEA)

Aprile 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico (oggi Ministero della Transizione Ecologica) - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *3 - Componenti e impianti innovativi per incrementare l'efficienza energetica e l'uso delle fonti rinnovabili negli edifici*

Linea di attività: *LA3.24 - Monitoraggi di impianti asserviti ad edifici reali “all-electric” nel settore terziario: casi studio*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi

Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra

Si ringraziano l'ing. Massimo Cantoro (Banco BPM) e la Dott.ssa Sandra Cantù (tech4eff) per aver fornito i dati di misura relativi a monitoraggi strumentali di differenti agenzie bancarie.

Indice

SOMMARIO.....	4
INTRODUZIONE.....	5
1 APPLICAZIONE DI SISTEMI ALL-ELECTRIC NEL SETTORE TERZIARIO: LE OPPORTUNITÀ DI EFFICIENTAMENTO ENERGETICO PER LE AGENZIE BANCARIE	7
1.1 CRITERI DI PREFERIBILITÀ AMBIENTALE	7
1.2 DIAGNOSI ENERGETICA	9
2 SITI DI MONITORAGGIO	24
2.1 PROFILO DEL GRUPPO BANCO BPM	24
2.2 SELEZIONE DEI CASI STUDIO	28
3 METODOLOGIA	37
3.1 CONSIDERAZIONI GENERALI	37
3.2 APPROCCIO AI RAW DATA.....	38
3.3 FOCUS SULLA METODOLOGIA IMPIEGATA.....	61
4 I CASI STUDIO	63
4.1 FIORENZUOLA D'ARDA – PRIMA STAGIONE DI RISCALDAMENTO	63
4.1.1 <i>Scala temporale giornaliera</i>	63
4.1.2 <i>Scala temporale settimanale</i>	67
4.1.3 <i>Analisi mensile</i>	67
4.2 FIORENZUOLA D'ARDA – SECONDA STAGIONE DI RISCALDAMENTO	69
4.2.1 <i>Scala temporale giornaliera</i>	69
4.2.2 <i>Scala temporale settimanale</i>	72
4.2.3 <i>Analisi mensile</i>	73
4.3 SCHIO– STAGIONE DI RAFFRESCAMENTO.....	74
4.3.1 <i>Scala temporale giornaliera</i>	74
4.3.2 <i>Scala temporale settimanale</i>	77
4.3.3 <i>Settimana tipo</i>	77
4.3.4 <i>Analisi mensile</i>	79
5 SVILUPPI E CONFRONTO CON LE ATTIVITÀ NEL SETTORE RESIDENZIALE	80
6 CONCLUSIONI.....	86
7 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	88
8 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	92
9 INDICE DELLE TABELLE	93
10 INDICE DELLE FIGURE	94
ALLEGATO 1. SCHEDA TECNICA POMPA DI CALORE FILIALE DI FIORENZUOLA D'ARDA.....	96
ALLEGATO 2. SCHEDA TECNICA POMPA DI CALORE FILIALE DI SCHIO	100
ALLEGATO 3. CHECK LIST MONITORAGGIO	101

Sommario

Il crescente utilizzo di sistemi all-electric, in edifici ad elevata efficienza energetica, rende necessario valutare mediante monitoraggi strumentali il comportamento degli impianti a pompa di calore, la cui efficienza, come noto, dipende dalle condizioni climatiche del sito in esame e dai profili di carico legati all'utenza.

Tale analisi non è così semplice, in quanto sono diverse le criticità legate alla corretta elaborazione di misure elettriche e termiche relative alle macchine esaminate.

Questo accade perché i valori registrati dai data logger non necessariamente sono riferibili al preciso istante in cui vengono memorizzati, e le inerzie tipiche non solo dei sistemi di acquisizione, ma anche le dinamiche dei fenomeni termici coinvolti, richiedono un'attenta analisi dei transitori temporali e della scala di variazione delle diverse grandezze fisiche misurate

Dunque, è nata l'esigenza di mettere a punto una metodologia di analisi dei dati, che a partire da un dataset piuttosto cospicuo in termini di quantità di dati, permettesse di comprendere il reale funzionamento dell'impianto ovvero di ottenere dei valori di COP (Coefficient of Performance) ed EER (Energy Efficiency Ratio) rappresentativi delle reali prestazioni in campo.

A tal fine, sono state evidenziate le criticità dei sistemi di acquisizione, unitamente all'importanza di un opportuno sistema di filtraggio dei dati per, successivamente, procedere con l'analisi dei risultati. Il tutto è stato spiegato anche alla luce delle considerazioni sulle più opportune scale temporali di riferimento.

Summary

The growing attention to all-electric systems, in high efficient buildings, induces to assess, through monitoring, the real performances of heat pumps, whose efficiency, as known, depends on the site weather conditions and on the loads due to users.

These analyses are not basic, since there are several critical issues linked to the proper processing of electric and thermal measured data on monitored heat pumps.

This occurs because data from dataloggers are not necessarily referrable to the exact timing in which they are stored, and the typical inertia of both acquisition systems and thermal phenomena require a deep analysis of unsteady phenomena and of the temporal scale at which occur the quantities measured.

Therefore, it arose the need for a proper methodology for data analysis, that starting from a huge dataset of monitored data, allows to understand the real efficiency of the heat pump, i.e. to assess the COP (Coefficient of Performance) and the EER (Energy Efficiency Ratio), representative of the real operative heat pump characteristics.

To this aim, critical issues of acquiring systems have been highlighted, together with the relevance of a proper data filtering that allows, then, to proceed to results analysis. This has been discussed under the light of considerations of the best temporal scales under which is preferable to analyse data.

Introduzione

Gli standard prestazionali previsti in ambito EPBD (*Energy Performance Building Directive*) ed in particolare nel DM 26/6/2015 (DM Requisiti minimi) [1], finalizzati a incrementare l'efficienza del parco edilizio esistente nazionale e raggiungere possibilmente l'obiettivo della *carbon neutrality* al 2050, favoriscono sempre più l'utilizzo di impianti climatizzazione basati sul vettore elettrico, quali le pompe di calore, integrate con fonti rinnovabili.

In tale contesto, le pompe di calore (pdc) occupano una posizione di estremo rilievo collocandosi, al 2019, al secondo posto nella classifica delle FER impiegate nel settore termico; infatti gli oltre 19 milioni di pdc installati, per una potenza complessiva di circa 119 GW, hanno catturato e ceduto a spazi climatizzati calore-ambiente rinnovabile per circa 2,5 Mtep (tale dato scaturisce dalla differenza tra il calore utile complessivamente prodotto e l'energia utilizzata per produrre tale calore e corrisponde ad una fetta del 26% dei consumi diretti totali di FER nel settore termico) [2, 3].

Occorre precisare che la grandezza oggetto della rilevazione statistica è l'energia termica rinnovabile fornita dalle pdc installate in Italia. Fino al 2016, tale voce viene annoverata tra le FER ai soli fini del monitoraggio degli obiettivi stabiliti dalla Direttiva 2009/28/CE [4] escludendo il contributo fornito da macchine con un Seasonal Coefficient of Performance (SCOP) inferiore a 2,5 come da Decisione 2013/114/UE [5]. A partire dalla rilevazione 2017, la FER calore-ambiente catturata dalle pdc viene considerata anche nelle statistiche energetiche ordinarie sottolineando che, alla data di dicembre 2019, può essere contabilizzata come energia rinnovabile da pdc, esclusivamente, l'energia termica utilizzata per soddisfare la domanda di riscaldamento, non quella di raffrescamento.

Tale panorama energetico ha reso altresì necessari, più che in passato, i monitoraggi sia in ambito civile che industriale di impianti a PdC, di varie tipologie (aria-aria, aria-acqua, geotermiche, ecc) per verificare quanto i rendimenti effettivi dei generatori installati, si discostino da quelli nominali, valutati in condizioni standard o da quelli ottenuti mediante simulazione software, in cui condizioni le operative non sempre appaiono corrispondenti a quelle reali.

In tale ottica, nella prima annualità, la Linea di ricerca WP.3 LA 3.23 era stata rivolta all'analisi dello stato di fatto relativo alla diffusione delle principali tipologie di impianti a pompa di calore utilizzate nel settore terziario, evidenziandone caratteristiche applicative e possibili criticità.

Era stata inoltre avviata l'analisi preliminare di diversi casi studio, di impianti a PdC installati in edifici reali e sottoposti a monitoraggio, messi cortesemente a disposizione dall'ufficio tecnico di BPM. La finalità, come già evidenziato nel report precedente, è quella di valutare il rendimento effettivo dei generatori PdC, in funzione delle condizioni climatiche del sito in esame e di quelle operative di funzionamento legate chiaramente alla tipologia edilizia ed al profilo di utenza.

Gli impianti analizzati, tipici nel settore terziario, sono tutti idronici con generatore del tipo aria-acqua, abbinati a terminali scaldanti di tipo fan-coil e gestiti con sistema di accensione centralizzato. Non sono stati esaminati impianti operanti in modalità bivalente o ibridi, in cui la PdC viene utilizzata in abbinamento ad una caldaia tradizionale. Le condizioni di regolazione nei locali climatizzati sono state definite dall'utenza.

L'analisi delle misure disponibili, proseguita nel corso della II annualità, ha messo in evidenza la necessità di ulteriori verifiche e sopralluoghi, soprattutto per quei casi studio in cui le centraline di misura erano ancora in fase di set-up, o per i quali erano emerse variazioni del profilo di utenza degli edifici esaminati.

Purtroppo, le restrizioni dovute all'emergenza sanitaria, protratte per molti mesi nel corso del 2020, non hanno reso possibili le verifiche in loco pianificate, restringendo quindi le possibilità di analisi ai monitoraggi per i quali i dati di misura a disposizione apparivano più cospicui e chiari.

Parte integrante del lavoro è stata quindi l'analisi di consistenza dei dati disponibili e la selezione dei soli casi ritenuti maggiormente affidabili e significativi tra quelli disponibili.

Per gli altri casi esaminati, sono state comunque riportate le criticità emerse, in modo da evidenziare nel Report tutti gli aspetti approfonditi nella fase di *data mining* iniziale, necessari per non solo per la selezione dei case-study, ma anche per mettere a punto una metodica affidabile di analisi delle misure.

È importante a tal riguardo ricordare che una corretta analisi dell'efficienza di un impianto a pompa di calore prevede una serie di misure elettriche e termiche, per la valutazione dei COP ed EER stagionali caratteristici della macchina esaminata, unite a contemporanee misure delle condizioni termoigrometriche esterne ed indoor, necessarie chiaramente per valutare il contesto in cui il generatore è stato operativo.

Gli strumenti di misura utilizzati saranno quindi differenti e richiederanno quindi verifiche di tipo diverso ai fini di un corretto monitoraggio: il posizionamento dei sensori, il settaggio iniziale dei parametri di misura, frequenza di acquisizione, la verifica dei sistemi di controllo, l'elaborazione dei dati acquisiti, profili di utenza dell'edificio in esame.

Se le misure elettriche, ottenute con multimetri da quadro, non presentano particolari difficoltà nella registrazione degli assorbimenti dovuti prevalentemente al lavoro dei compressori della pompa di calore, più delicata e complessa risulta invece la misura della potenza termica erogata dall'impianto, che come noto, è basata sulla misurazione della portata nel collettore principale di distribuzione, e della differenza di temperatura dell'acqua sui collettori di mandata e di ritorno dell'impianto.

In questo caso, infatti, la tipologia dei sensori utilizzati (ad ultrasuoni o meccanici), la posizione di installazione, nonché l'inerzia dei fenomeni termici e delle relative misure, influiscono fortemente sulla misura effettuata e sulle successive elaborazioni.

Gli eventuali errori sistematici o i malfunzionamenti dei sensori dovuti al posizionamento nel circuito possono essere infatti evidenziati nelle fasi preliminari di acquisizione delle misure, ma più complessa risulta invece l'analisi dei transitori temporali, quali le fasi di avvio o spegnimento della macchina, o le rapide variazioni delle portate in transito, che devono essere esaminati accuratamente nelle fasi successive di analisi dei dati, e valutati tenendo conto dei possibili range di variazione delle grandezze fisiche oggetto di studio e delle condizioni al contorno.

Tali aspetti, sono stati meglio esposti nei capitoli successivi, in cui sono stati descritti i diversi *step* dell'analisi complessiva dei dati disponibili, che ha portato poi alla selezione dei casi studio.

I casi individuati e analizzati nella seconda annualità, andranno ad arricchire il data base di misure effettuate su impianti reali condotti da ENEA per diverse tipologie edilizie e potranno contribuire alla valutazione di benchmark di riferimento, che rappresenta l'obiettivo della linea di ricerca.

Le grandezze caratteristiche, potranno costituire infatti, un utile riferimento per la definizione di modelli di simulazione da utilizzare nelle diagnosi energetiche di edifici del settore terziario ed in particolare per gli *all-electric buildings*, per i quali non sono disponibili in quantità sufficienti, set di misure sperimentali, che consentono di validare e confrontare opportunamente i parametri operativi dei modelli di calcolo, con quelli effettivi riscontrati nel comportamento reale degli impianti.

1 Applicazione di sistemi all-electric nel settore terziario: le opportunità di efficientamento energetico per le agenzie bancarie

1.1 Criteri di preferibilità ambientale

Il settore bancario sta dimostrando di muoversi nella direzione di percorsi virtuosi di razionalizzazione delle spese e di integrazione dei fattori ambientali. Prova ne è l'integrazione dei fattori ESG (Environmental Social Governance) nell'ambito dell'offerta economicamente più vantaggiosa. [6]

Su questi aspetti si concentrano le attenzioni del consorzio ABI Lab promosso dall'ABI allo scopo di promuovere il dialogo tra banche e innovation partner. Infatti, ABI Lab svolge attività di ricerca con l'obiettivo di individuare tecnologie e sistemi innovativi applicabili al mondo bancario per migliorare i processi, le operations, i servizi, e rendere i modelli di gestione e di interazione tra banche e clienti ancora più efficienti e all'avanguardia [7]. Di conseguenza, ABI Lab esegue studi e gestisce osservatori, nell'ambito dei quali ha condotto una prima ricerca che ha visto la partecipazione di oltre il 40% delle banche e dei gruppi bancari in termini di totale attivo. [6]

Da questo studio emerge che, nell'ambito di offerte economiche più vantaggiose, sono sempre introdotti anche criteri di preferibilità ambientale, anche per ciò che concerne prodotti e servizi.

La Figura 1, in particolare, mostra le categorie di prodotti e servizi per le quali le banche introducono criteri di preferibilità ambientale. Si evince che tutti i soggetti coinvolti introducono tale criterio per l'acquisto delle utility (es. gas, energia elettrica, acqua). Per l'energia, è facile immaginare che tale criterio di preferibilità faccia riferimento al "certificato di origine" dell'energia.

Dato ancora più interessante è l'attenzione posta agli impianti, ovvero circa il 91% dei soggetti coinvolti pone attenzione in termini di sostenibilità ai sistemi di climatizzazione, riscaldamento ed illuminazione.

Questo fa chiaramente emergere l'interesse del settore bancario verso soluzioni non solo efficienti, ma rispettose dell'ambiente e che, ovviamente, non comportino aggravii di spesa nella gestione. Per questo motivo, alcune banche o gruppi bancari hanno iniziato un percorso di efficientamento delle loro sedi, con particolare riferimento proprio ai primi due aspetti/categorie illustrati in Figura 1.

Tali aspetti evidenziano il settore bancario ha intrapreso un percorso virtuoso rispetto all'evoluzione della supply chain in chiave di sostenibilità.

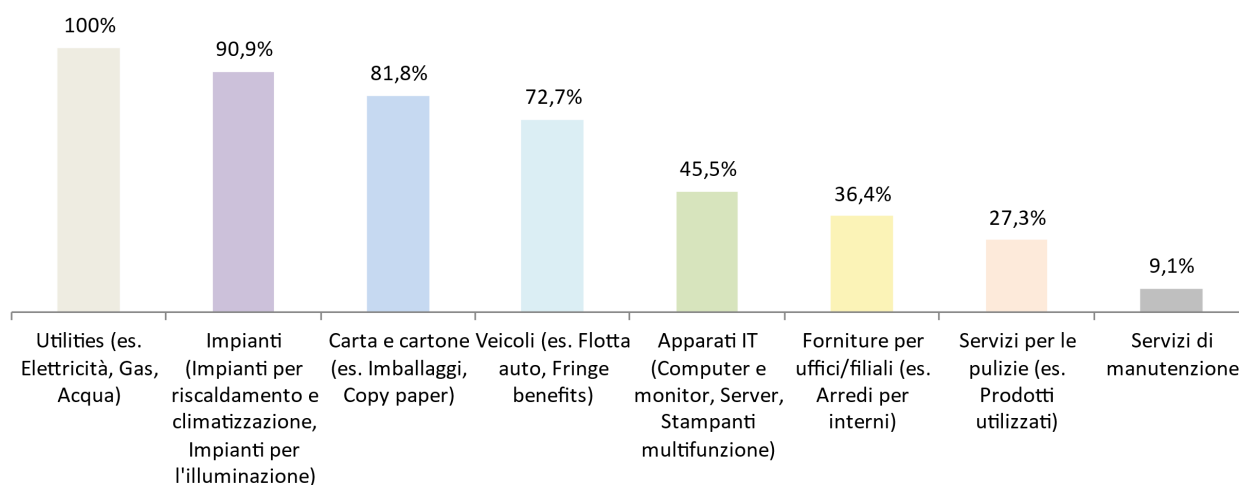


Figura 1. Categorie di prodotti e servizi per le quali le banche prevedono criteri di preferibilità ambientale
Fonte: ABI Lab – rilevazione “Green Banking Procurement” 2020, 11 banche-gruppi bancari [6]

Per ciascuna categoria di prodotti e servizi, è possibile anche identificare i principali criteri ambientali (keypoint) richiesti, illustrati sinteticamente in Figura 2, tratta dal Report Sustainable Banking Transition 2020 [8].

Apparati IT (Computer e monitor, Server, Stampanti multifunzione):	Key points
• valutazione del consumo energetico nel periodo di ammortamento; • basse emissioni CO₂; • scelta di apparecchiature certificate Energy Star; • acquisto di apparecchiature che contengono un limitato quantitativo di sostanze pericolose e/ o di sostanze di possibile impatto ambientale; • considerazioni relative all'economia circolare; • basso impatto acustico;	• consumi; • materiali; • certificazioni; • metodi di smaltimento.
Impianti (Impianti per riscaldamento e climatizzazione, Impianti per l'illuminazione):	Key points
• riduzione consumi/ emissioni CO₂; • riferimento a classe di efficienza e in generale ricerca della miglior tecnologia sul mercato; • richiesto livello di efficienza energetica conforme ai migliori standard di mercato e in ogni caso superiore al minimo richiesto per accesso ad agevolazioni fiscali; • adozione di sistemi a tecnologia a led, con regolazione automatica del livello di illuminazione in base a illuminamento naturale.	• classe di efficienza; • superamento livelli minimi per incentivi.
Forniture per uffici/ filiali (es. Arredi per interni)	Key points
• certificazioni ambientali del ciclo produttivo; • arredi a bassa emissione di formaldeide; • prodotti costituiti prevalentemente da materiale riciclato prodotti privi di sostanze pericolose classificate, in conformità alla direttiva 1999/45/CE, come cancerogene.	• ciclo produttivo; • sostanze dannose.
Carta e cartone (es. Imballaggi, Copy paper)	Key points
• acquisto carta riciclata anche al fine di ridurre le emissioni di CO₂; • acquisto carta certificata in particolare: eco-sostenibile, a basso impatto ambientale, senza utilizzo di cloro, ecolabel, FSC.	• certificazioni; • riciclo.
Servizi per le pulizie (es. Prodotti utilizzati)	Key points
• utilizzo di prodotti conformi ai criteri ambientali minimi previsti nel DM 24.5.2012.	• prodotti utilizzati.
Utilities (es. Elettricità, Gas, Acqua)	Key points
• energia elettrica da fonte rinnovabile con Garanzia di Origine.	• garanzia di origine.
Veicoli (es. Flotta auto, Fringe benefits)	Key points
• riduzione consumi/ emissioni CO₂ (auto ibride/ elettriche).	• riduzione consumi.

Figura 2. Principali criteri ambientali richieste dalle banche per categoria [fonte: ABI Lab – Report Sustainable Banking Transition 2020 [8]]

Questi dati, ovviamente, vanno ad aggiungersi alle politiche di efficientamento già intraprese dalle banche, e che stanno portando a risultati notevoli. Basti pensare che, considerando gli impatti ambientali diretti riportati dalle banche nella dichiarazione non finanziaria, 8 banche del campione esaminato da ABI Lab hanno conseguito riduzioni di emissioni per un totale di 44.297,58 t_{CO2eq} pari in media a 0,408 t_{CO2eq} per ogni dipendente. I principali interventi che hanno permesso di conseguire questo risultato sono riportati nella Figura 3.

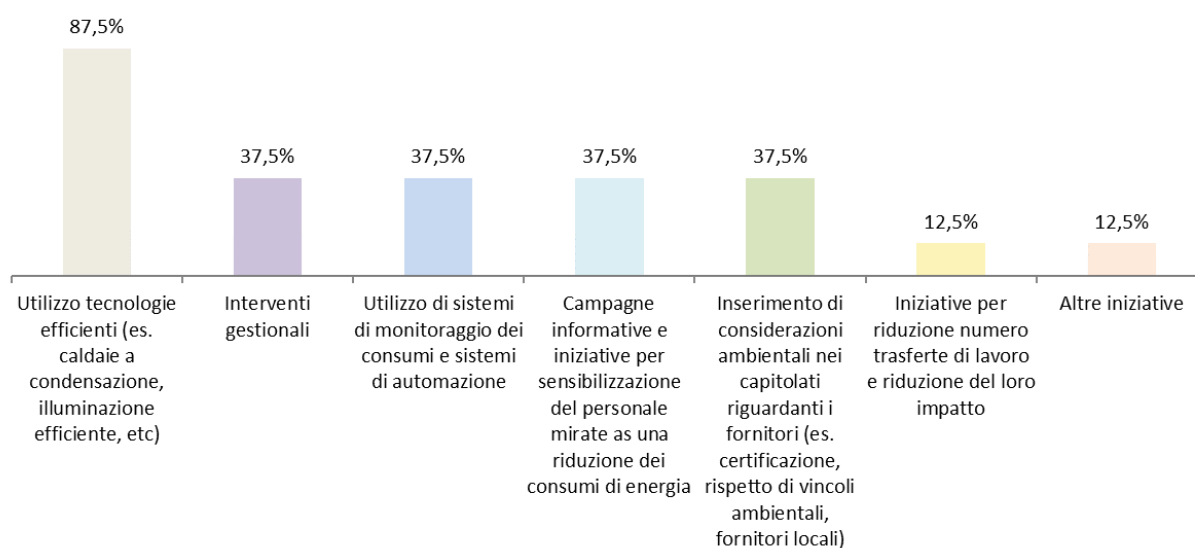


Figura 3. Iniziative di riduzione delle emissioni adottate [fonte: ABI Lab – Report Sustainable Banking Transition 2020 [8]]

Si evince che dominano gli interventi legati alle tecnologie efficienti, nelle quali sono comprese anche le pdc (87,5%), mentre assumono un peso egualitario gli interventi di natura gestionale, di implementazione di sistemi di monitoraggio dei consumi, di conduzione di campagne di formazione e informazione, di inserimento di considerazioni ambientali nei capitolati riguardanti i fornitori.

In conclusione, gli interventi di efficientamento energetico nel settore bancario permettono di ottimizzare i consumi e di abbattere i costi fino al 40%. Inoltre, l'adozione di tecnologie evolute e attente alla sostenibilità ambientale consegna un ritorno di immagine positivo presso un pubblico sempre più sensibile a tematiche green, con la possibilità di eccellere sul mercato, attirare e fidelizzare nuovi clienti [9].

1.2 Diagnosi energetica

A mezzo della Direttiva 2012/27/UE [10] sul tema dell'efficienza energetica, l'Unione Europea ha chiesto agli Stati membri la definizione degli obiettivi nazionali di risparmio energetico e l'implementazione di programmi operativi volti al conseguimento degli stessi. La Direttiva [10] punta sulla promozione dell'efficienza energetica e l'introduzione di regimi obbligatori di efficienza energetica e identifica nella diagnosi energetica uno strumento importante per individuare gli interventi di miglioramento delle performance.

In Italia, viene emanato il Dlgs 102/2014 [11] come Decreto di recepimento della Direttiva 2012/27/UE [10]. L'art. 8 dello stesso sancisce l'obbligo di diagnosi energetica, entro dicembre 2015 e, successivamente, con cadenza quadriennale per i siti delle grandi imprese e delle imprese a forte consumo di energia ed affida ad ENEA la gestione del meccanismo di obbligo.

12] di integrazione del Dlgs 102/2014, si intende una "procedura sistematica finalizzata a ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività o impianto industriale o commerciale o di servizi pubblici o privati, a individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e a riferire in merito ai risultati".

Scopo della diagnosi risulta la definizione analitica dei consumi energetici dell'impresa e la comparazione sistematica delle prestazioni con quelle tipiche del settore merceologico di riferimento, allo scopo di valutare l'efficienza energetica dell'impresa ed individuare le misure di miglioramento.

Ai fini dell'obbligo di diagnosi, vengono definite grandi imprese quelle che soddisfano uno dei tre seguenti criteri:

1. Occupati > 250 e fatturato > 50 M€ e totale di bilancio annuo > 43 M€;
2. Occupati > 250 e fatturato > 50 M€;
3. Occupati > 250 e totale di bilancio annuo > 43 M€.

Ai fini dell'obbligo di diagnosi, vengono definite imprese a forte consumo di energia (energivore) quelle iscritte nell'elenco annuale istituito presso la CSEA ai sensi del Decreto Interministeriale del 5 aprile 2013 [13].

L'obbligo non si applica alle Amministrazioni Pubbliche. La ricognizione delle stesse è operata dall'ISTAT ai sensi della legge n. 196 del 31 dicembre 2009 [14].

La diagnosi deve essere conforme all'allegato 2 del Dlgs 102/2014, tale prescrizione risulta rispettata se la diagnosi è rispondente ai criteri minimi riportati nel pacchetto delle norme tecniche UNI CEI EN 16247-1-2-3-4 [15-18].

La Tabella 1 esprime, per diversi codici ATECO, le risultanze degli interventi di efficientamento delle rispettive strutture come da diagnosi energetiche obbligatorie di dicembre 2019 pervenute ed analizzate da ENEA. Gli interventi danno luogo a un risparmio (per gli interventi effettuati o individuati, espresso in tep/anno) così come illustrato in Tabella 1.

Facendo un focus sulla sezione ATECO K "Attività finanziarie ed assicurative" (ossia la sezione che include le attività di intermediazione finanziaria, comprese le assicurazioni, le riassicurazioni e i fondi pensione, nonché le attività ausiliarie dell'intermediazione finanziaria, in aggiunta anche le attività di assunzione e detenzione di attività finanziarie, quali l'attività delle holding, delle società fiduciarie, delle società di gestione dei fondi ed altri intermediari finanziari [19]), attraverso lo strumento delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2019 è stato possibile analizzare siti con un consumo energetico complessivo di circa 120 Mtep di cui circa 100 Mtep elettrici come riportato nel RAEE 2020 [20] e dalla Tabella 1 si evince un numero di interventi eseguiti pari a 56 a fronte di 810 individuati con il conseguimento di oltre 1 Mtep/anno di risparmio effettivo a fronte di oltre 260 Mtep/anno di risparmio potenziale.

Tabella 1. Risparmi annui (tep/anno) per gli interventi effettuati o individuati da dati diagnosi energetiche obbligatorie 2019. [20]

Settore ATECO	Interventi effettuati	Interventi individuati	Risparmio annuo interventi effettuati (tep)	Risparmio annuo interventi individuati (tep)	Percentuale di risparmio annuo interventi individuati
AGRICOLTURA, SILVICOLTURA E PESCA	45	187	1.156	5.628	0,2%
ESTRAZIONE DI MINERALI DA CAVE E MINIERE	10	121	12.296	14.910	0,4%
ATTIVITA' MANUFATTURIERE	5.438	19.998	618.992	2.070.126	55,4%
FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA	177	445	34.676	344.089	9,2%
FORNITURA DI ACQUA; RETI FOGNARIE, ATTIVITA' DI GESTIONE DEI RIFIUTI E RISANAMENTO	210	1.205	10.026	108.115	2,9%
COSTRUZIONI	49	294	2.948	7.155	0,2%
COMMERCIO ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO; RIPARAZIONE DI AUTOVEICOLI E MOTOCICLI	474	3.711	6.790	56.023	1,5%
TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO	264	1.502	47.916	373.865	10,0%
ATTIVITA' DI SERVIZI DI ALLOGGIO E RISTORAZIONE	111	548	887	15.565	0,4%
SERVIZI DI INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE	243	663	6.345	24.818	0,7%
ATTIVITA' FINANZIARIE E ASSICURATIVE	56	810	1.218	260.455	7,0%
ATTIVITA' IMMOBILIARI	25	190	151	5.187	0,1%
ATTIVITA' PROFESSIONALI, SCIENTIFICHE E TECNICHE	36	253	837	414.817	11,1%
NOLEGGIO, AGENZIE DI VIAGGIO, SERVIZI DI SUPPORTO ALLE IMPRESE	26	227	175	3.825	0,1%
AMMINISTRAZIONE PUBBLICA E DIFESA; ASSICURAZIONE SOCIALE OBBLIGATORIA	0	14	0	53	0,0%
ISTRUZIONE	0	17	0	161	0,0%
SANITA' E ASSISTENZA SOCIALE	78	558	5.757	26.167	0,7%
ATTIVITA' ARTISTICHE, SPORTIVE, DI INTRATTENIMENTO E DIVERTIMENTO	15	120	255	2.474	0,1%
ALTRE ATTIVITA' DI SERVIZI	8	90	26	2.256	0,1%
ATTIVITA' DI FAMIGLIE E CONVIVENZE COME DATORI DI LAVORO PER PERSONALE DOMESTICO; PRODUZIONE DI BENI E SERVIZI INDIFFERENZIATI PER USO PROPRIO DA PARTE DI FAMIGLIE E CONVIVENZE	0	0	0	0	0,0%
ORGANIZZAZIONI ED ORGANISMI EXTRATERRITORIALI	0	0	0	0	0,0%
NON ASSEGNATE					
TOTALE	7.265	30.953	750.451	3.735.689	100%

La sezione K potrebbe conseguire, sulla base degli interventi individuati, una percentuale di risparmio annuo del 7% (Figura 4), classificandosi quindi al quinto posto (sul totale). Premettendo l'ampia valenza del settore manifatturiero, a seguire la sezione K copre una fetta tra le più cospicue del grafico in Figura 4.

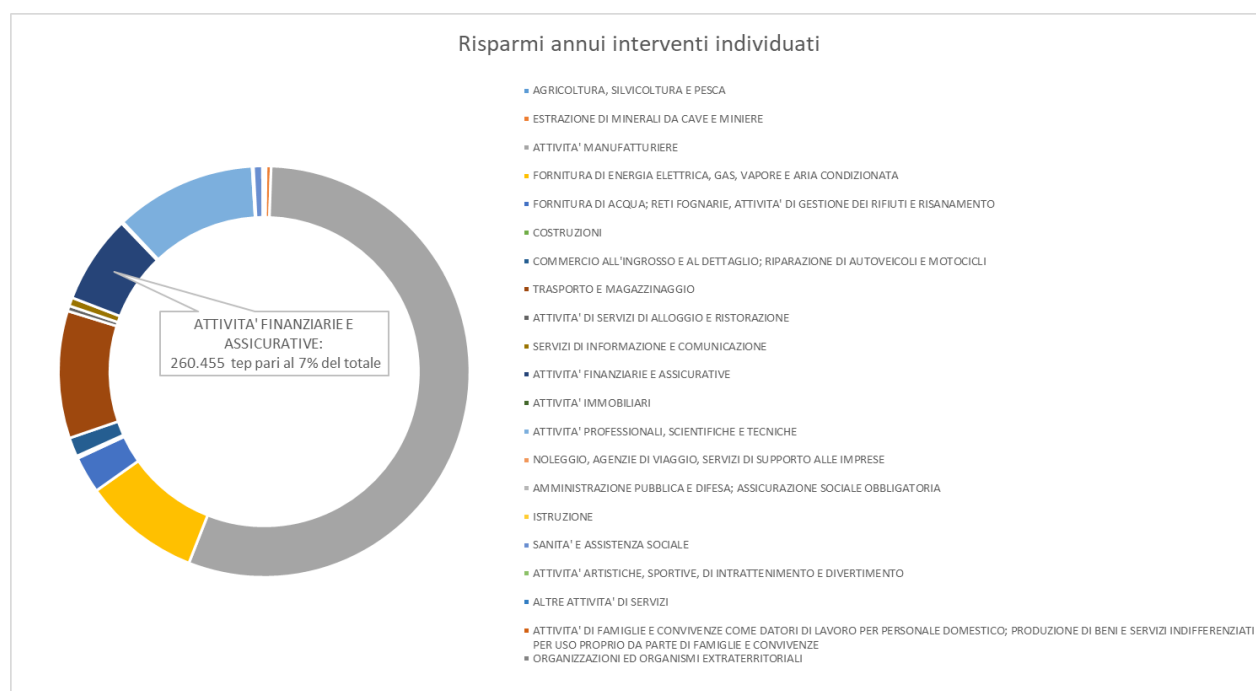


Figura 4. Percentuali dei risparmi conseguibili dagli interventi individuati da dati diagnosi energetiche obbligatorie al 2019 [Elaborazione ENEA da dati in Tabella 1]

Si riportano in Tabella 2 le aree di intervento proposte all'interno delle diagnosi obbligatorie al 2019 per la sezione K. Esse vengono mostrate in ordine decrescente di ricorrenza.

Tabella 2. Interventi ricorrenti per la sezione ATECO K sulla base delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2019 [21]

Sezione K "Attività finanziarie ed assicurative"
Tipologia intervento
Illuminazione
Climatizzazione
Generale (monitoraggio, organizzazione, formazione, ISO 50001)
Involucro edilizio
Impianti elettrici; Produzione da fonti rinnovabili
Centrale termica/Recuperi termici
Motori elettrici/Inverter

All'interno della sezione K sussistono le seguenti divisioni ATECO:

- 64 Intermediazione monetaria;
- 65 Assicurazioni, riassicurazioni e fondi pensione;
- 66 Attività ausiliarie dei servizi finanziari [20].

**Divisione ATECO 64 -
Risparmio totale 0,01 Mtep/anno**

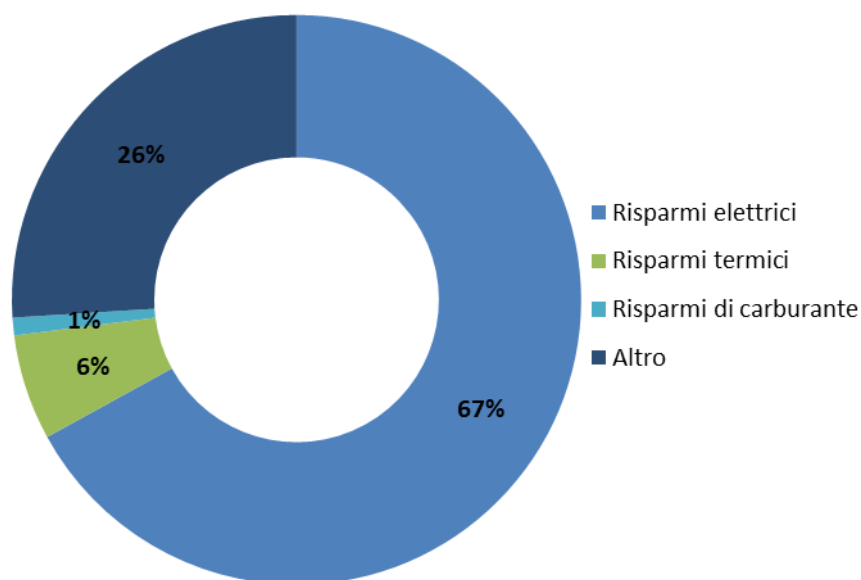


Figura 5. Suddivisione dei risparmi della divisione ATECO 64 da dati diagnosi energetiche obbligatorie 2019 [Elaborazione ENEA da [22]]

Dai dati delle diagnosi obbligatorie al 2019 risulta possibile elaborare la distribuzione dei risparmi della divisione 64 che viene riportata in Figura 5. La fetta più cospicua è coperta dai risparmi elettrici (67%), mentre i risparmi termici si attestano al 6%.

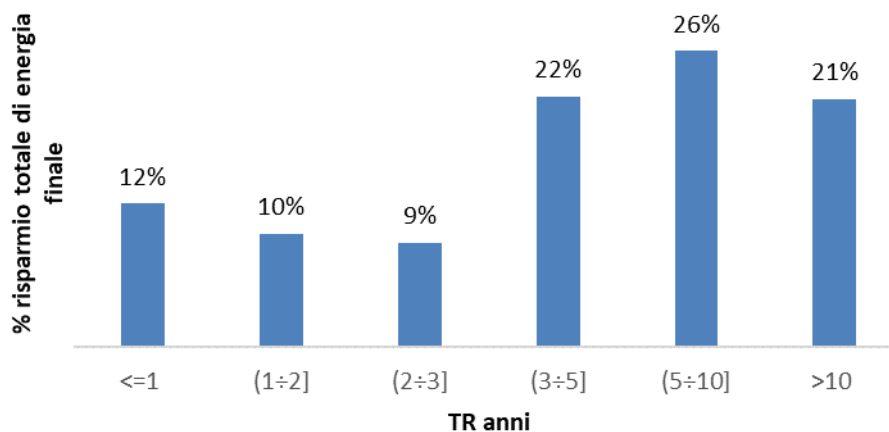


Figura 6. Tempi di ritorno e percentuali di risparmio totale di energia finale della divisione ATECO 64
[Elaborazione ENEA da dati diagnosi energetiche obbligatorie 2019]

In Figura 6, dai dati delle diagnosi obbligatorie al 2019, vengono riportate le percentuali di risparmio totale di energia finale atteso per la divisione 64 in relazione al tempo di ritorno (TR) degli interventi. Tali risparmi di energia finale sono da intendersi come valori soglia massimi, poiché, verosimilmente, non tutti gli interventi proposti nelle diagnosi energetiche saranno realizzati, e la loro eventuale attuazione sarà dilazionata nel tempo.

Per quanto riguarda l'analisi sulla numerosità di diagnosi energetiche pervenute in ENEA al 2019, si fa riferimento alla Tabella 3. Nel campo P.IVA viene riportato il numero di partite IVA che hanno ottemperato all'obbligo registrandosi al portale ENEA pertinente e caricando almeno una diagnosi energetica. Per la sezione K, tale numero è pari a 109 con una produzione totale di diagnosi energetiche pari a 368. Risulta evidente che una partita IVA ha imputato, mediamente, al portale 3,4 diagnosi. La sezione K risulta tra quelle con il più alto rapporto tra diagnosi presentate e P.IVA ottemperanti [20].

Tabella 3. Numerosità diagnosi energetiche obbligatorie e P.IVA adempienti al 2019 in funzione della sezione ATECO [23]

Settore ATECO	ATECO 2	Diagnosi	P.IVA
AGRICOLTURA, SILVICOLTURA E PESCA	01-03	75	39
ESTRAZIONE DI MINERALI DA CAVE E MINIERE	05-09	53	31
ATTIVITA' MANUFATTURIERE	10-33	5.916	4.453
FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA	35	318	106
FORNITURA DI ACQUA; RETI FOGNARIE, ATTIVITA' DI GESTIONE DEI RIFIUTI E RISANAMENTO	36-39	576	243
COSTRUZIONI	41-43	176	89
COMMERCIO ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO; RIPARAZIONE DI AUTOVEICOLI E MOTOCICLI	45-47	1.561	466
TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO	49-53	687	267
ATTIVITA' DI SERVIZI DI ALLOGGIO E RISTORAZIONE	55-56	214	70
SERVIZI DI INFORMAZIONE E COMUNICAZIONE	58-63	383	96
ATTIVITA' FINANZIARIE E ASSICURATIVE	64-66	368	109
ATTIVITA' IMMOBILIARI	68	78	38
ATTIVITA' PROFESSIONALI, SCIENTIFICHE E TECNICHE	69-75	133	81
NOLEGGIO, AGENZIE DI VIAGGIO, SERVIZI DI SUPPORTO ALLE IMPRESE	77-82	150	81
AMMINISTRAZIONE PUBBLICA E DIFESA; ASSICURAZIONE SOCIALE OBBLIGATORIA	84	2	1
ISTRUZIONE	85	3	3
SANITA' E ASSISTENZA SOCIALE	86-88	226	115
ATTIVITA' ARTISTICHE, SPORTIVE, DI INTRATTENIMENTO E DIVERTIMENTO	90-93	70	33
ALTRE ATTIVITA' DI SERVIZI	94-96	36	16
ATTIVITA' DI FAMIGLIE E CONVIVENZE COME DATORI DI LAVORO PER PERSONALE DOMESTICO; PRODUZIONE DI BENI E SERVIZI INDIFFERENZIATI PER USO PROPRIO DA PARTE DI FAMIGLIE E CONVIVENZE	97-98	0	0
ORGANIZZAZIONI ED ORGANISMI EXTRATERRITORIALI	99	0	0
NON ASSEGNATE		147	97
TOTALE		11172	6434

Con riferimento alla Tabella 3, invece, si specifica come abbiano contribuito (al totale di 368 diagnosi) le tre divisioni ATECO del settore K (64, 65, 66).

Il maggior contributo all'obbligo di diagnosi risulta fornito dalla divisione 64 con 320 diagnosi.

Tabella 4. Numerosità diagnosi energetiche obbligatorie e incidenza del consumo al 2019 per le tre divisioni della sezione ATECO K [20]

	Diagnosi	P.IVA	Consumi (ktep)	Energia elettrica (ktep)
INTERMEDIAZIONE MONETARIA	320	89	108	90
ASS., RIASSICURAZIONI E FONDI PENSIONE	38	14	12	9
ATTIVITÀ AUSILIARIE DEI SERVIZI FINANZIARI	10	6	1,4	1,4
TOTALE	368	109	121,4	100,4

L'informazione su mappa di Figura 7 evidenzia che il maggior numero di diagnosi per la divisione 64 risultano provenienti dalla Lombardia (35%) seguono staccate le altre regioni del Centro Nord. Si evince un esiguo numero di diagnosi per le regioni del Sud (il cui dato più significativo è quello della Sicilia (5%)).

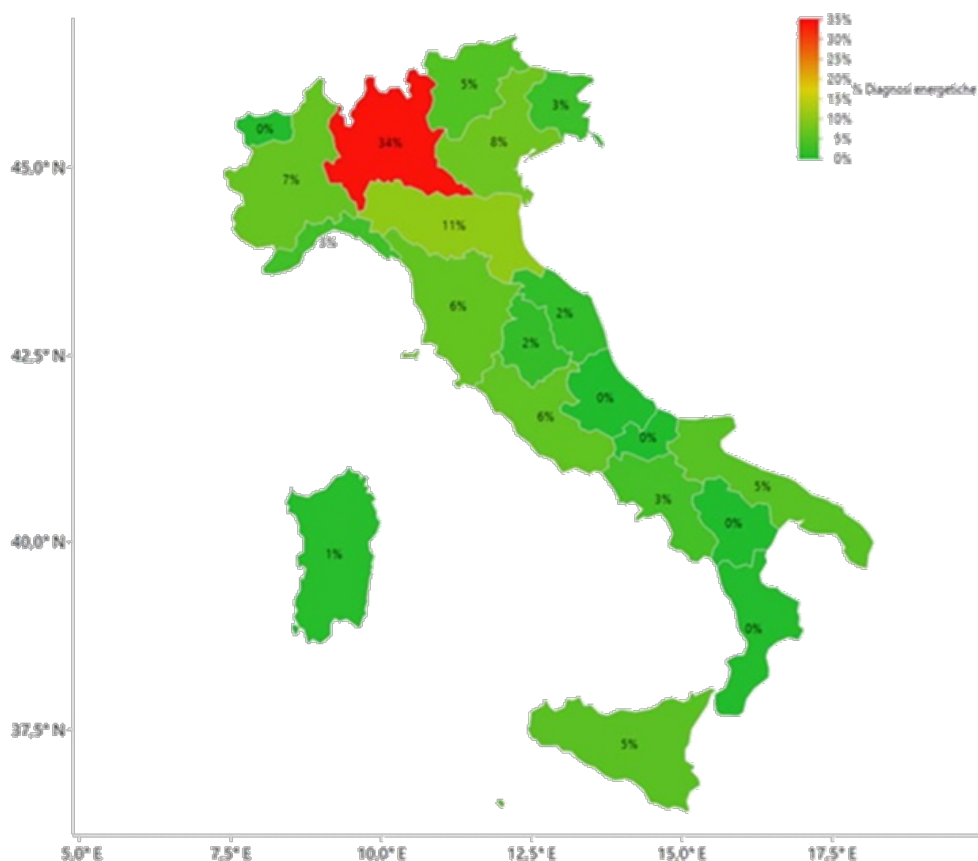


Figura 7. Mappa sulla numerosità di diagnosi energetiche obbligatorie al 2019 per la divisione ATECO 64 [21]

La divisione ATECO 64 è caratterizzata da 17 sottocategorie, per 6 delle quali risulta presentata almeno una diagnosi energetica. La sottocategoria 64.19.10 (trattasi, sostanzialmente, del settore bancario) risulta essere quella maggiormente coinvolta dall'obbligo di diagnosi. Come si evince dalla Figura 7, in termini di incidenza percentuale, delle diagnosi afferenti alla divisione 64, circa il 77% è stato presentato dal settore bancario, con un totale di 246 diagnosi e 44 P.IVA adempienti. Tale sottocategoria presenta, notoriamente, un numero di siti elevato per singola azienda, infatti risulta alto il rapporto (diagnosi/P.IVA) pari a 5,6 [20].

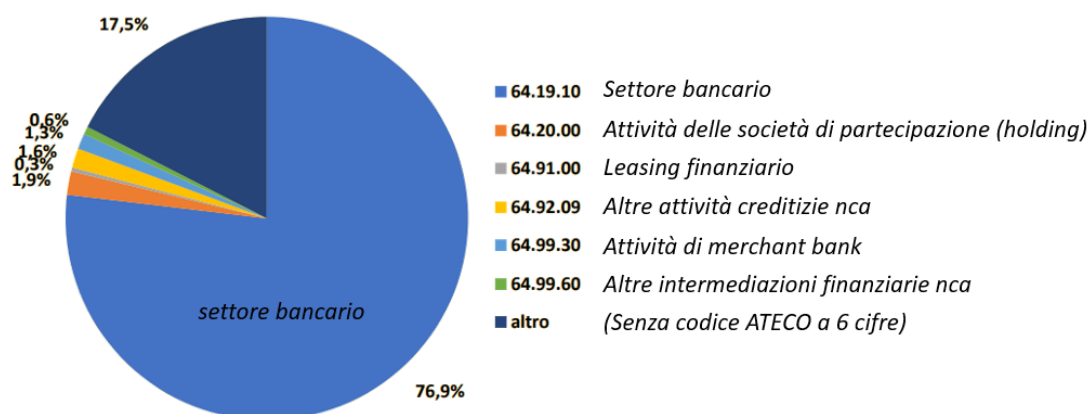


Figura 9. Distribuzione delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2019 per le sottocategorie della divisione ATECO 64 [20, 21]

Le banche si configurano, per ovvie ragioni, come “imprese multisito”, pertanto non è facile desumere dei dati di consumo che possano descrivere, in maniera univoca, tutte le possibili sedi o filiali. È facilmente immaginabile, ad esempio, che l’istituto di credito abbia degli uffici di rappresentanza, magari in strutture multipiano dal grande impatto visivo, caratterizzate da estese superfici vetrate. Si può considerare, inoltre, la presenza di sedi regionali o territoriali, in strutture certamente dalla minore superficie utile. Ed infine la diffusione, sul territorio nazionale, di tante filiali che, a seconda del contesto, saranno ospitate in locali la cui superficie può variare anche di centinaia di metri quadrati. Si veda a tal proposito la Figura 8, che propone la suddivisione dei siti, per zone climatiche e per classi di superficie, di banche che hanno realizzato diagnosi energetiche obbligatorie al 2015.

	< 1500 mq	Tra 1500 e 10000 mq	> 10000 mq
B	1,7%	0,9%	0,0%
C	4,3%	1,7%	3,5%
D	10,4%	3,5%	8,7%
E	11,3%	33,0%	19,1%
F	0,9%	0,9%	0,0%

Figura 8. Suddivisione dei siti per zone climatiche e per classi di superficie delle banche che hanno realizzato diagnosi energetiche obbligatorie al 2015 da [24]

Per qualsiasi classe di superficie, risulta che la percentuale più alta dei siti è ubicata in zona climatica E. In particolare, per i siti fino a 1500 m² (che costituiscono complessivamente il 28,6% dei siti bancari), la distribuzione nella zona climatica E e D è quasi paritetica. Al contrario, per i siti di superficie tra 1500 m² e 10.000 m² (che costituiscono complessivamente il 40% dei siti bancari), quasi la totalità dei siti è in zona climatica E. Spostandosi invece su tagli ancora maggiori (> 10.000 m², che costituiscono complessivamente il 31,3% dei siti bancari), primeggia, ancora una volta, la zona climatica E.

Questa suddivisione giustifica, nella presente attività di ricerca, la scelta di casi di studio localizzati in zona climatica E.

Ovviamente, gli interventi di efficientamento energetico e la conversione verso edifici all-electric è differente nel caso in cui si considerino edifici di grandi dimensioni o edifici piccoli (Figura 9).

Nel primo caso, infatti, le soluzioni impiantistiche e le scelte progettuali sono piuttosto specifiche, implicando grandi costi ma anche elevati risparmi conseguibili. Al contrario, quando la taglia dell’edificio è piccola, gli interventi di efficientamento e le scelte impiantistiche sono piuttosto standard e facilmente replicabili, comportando risparmi, alle volte, meno incisivi.

GRANDI EDIFICI (es. ed direzionali)



- Interventi di efficientamento ad hoc e complessi
- Soluzioni progettuali specifiche
- Elevati risparmi conseguibili

PICCOLI EDIFICI (es. agenzie)



- Interventi di efficientamento semplici e replicabili
- Soluzioni progettuali standard
- Piccoli risparmi conseguibili

Figura 9. Opportunità di efficientamento energetico di grandi e piccoli immobili bancari [Elaborazione ENEA da dati [25]]

a)



b)



Figura 10. Fotografie di due edifici di BPM: a) Sede Centrale, in Piazza Meda a Milano [26]; b) filiale di Ladispoli

Risolvere la complessità, dunque, consiste nel riuscire a dipingere un quadro fedele dei consumi di una banca, considerando però la grande varietà degli immobili occupati. Per questo, ai fini dell'adempimento all'obbligo di diagnosi energetica, si può ricorrere ad una clusterizzazione dei siti da sottoporre a diagnosi, ovvero ad una selezione dei siti sufficientemente rappresentativi, o di particolare interesse, ai fini delle valutazioni di tipo energetico [27].

Per clusterizzazione dei siti da diagnosticare si intende la metodologia di campionamento dei siti da sottoporre a diagnosi energetica, proposta da ENEA, nel caso di impresa multisito o di gruppo di imprese garantendo i criteri minimi di proporzionalità e rappresentatività. Per sito produttivo si intende la "località geograficamente definita in cui viene prodotto un bene e/o fornito un servizio, entro la quale l'uso dell'energia è sotto il controllo dell'impresa" [28, 29].

Si descrive la metodologia di clusterizzazione dei siti da diagnosticare per un gruppo societario del settore terziario. La Figura 11 costituisce un valido supporto grafico.

In prima battuta, vengono identificati i siti con obbligo di diagnosi energetica, ossia tutti quelli con consumo in termini di energia primaria > 1.000 tep (valore per il quale sussiste l'obbligo di nomina dell'Energy Manager ai sensi della legge 10/91 [30]).

Come secondo step, viene individuato il numero di siti che possono essere esclusi dalla diagnosi energetica trattasi di tutti quelli nelle prime posizioni (classificazione dei siti in ordine di consumo crescente) che soddisfano, contemporaneamente, le due condizioni per le quali il consumo del sito ≤ 100 tep e la somma dei consumi dei siti concorre alla copertura del 20% dei consumi totali del gruppo societario. La soglia dei 100 tep viene stabilita a seguito di analisi per le quali al di sotto della stessa, non risulta economicamente conveniente eseguire la diagnosi.

Nel terzo passaggio, vengono trattati i siti non obbligati alla diagnosi e non esclusi dalla stessa, per i quali si può scegliere di condurre la diagnosi energetica per tutti oppure procedere alla clusterizzazione per fasce di consumo, all'interno delle quali viene eseguita la diagnosi, esclusivamente, su un campione limitato di siti. Vengono definite 9 fasce di consumo con ampiezza 100 tep. Il campione selezionato, per ogni fascia di consumo, è costituito dalla percentuale indicata sul totale dei siti appartenenti alla fascia, in ordine decrescente da 50% a 10% (Figura 11).

Può presentarsi il caso particolare che esula dallo schema di Figura 11, per il quale non sono escludibili tutti i siti con consumo ≤ 100 tep, in quanto la somma dei consumi degli stessi supera il livello di copertura del 20% dei consumi totali del gruppo societario. Trattasi di realtà costituite da una miriade di siti sul territorio

nazionale caratterizzati da consumi bassi, a titolo esemplificativo, pari a 1 tep/anno. In tal caso, vengono esclusi tutti i siti con consumo più basso fino alla concorrenza del 20% del consumo totale, i rimanenti vengono collocati in due ulteriori fasce di consumo: $[1 \div 50]$ tep e $[51 \div 99]$ tep, la cui percentuale di campionamento è pari, rispettivamente, a 1% e 3%.

Individuati i siti da sottoporre a diagnosi secondo la clusterizzazione, un gruppo societario multisito ha la facoltà di optare per un'altra ripartizione secondo la regola per la quale, per ogni cluster, è possibile sostituire i siti identificati con altrettanti siti appartenenti al cluster di consumo superiore.

Il numero totale dei siti su cui il gruppo societario deve condurre la diagnosi può essere limitato a 100.

Il gruppo societario esegue la diagnosi energetica dell'anno (n) sulla base dei consumi dell'anno (n-1).

Il foglio di calcolo della clusterizzazione deve essere trasmesso ad ENEA, insieme al report di diagnosi ed al foglio di calcolo di riepilogo dei consumi del sito.

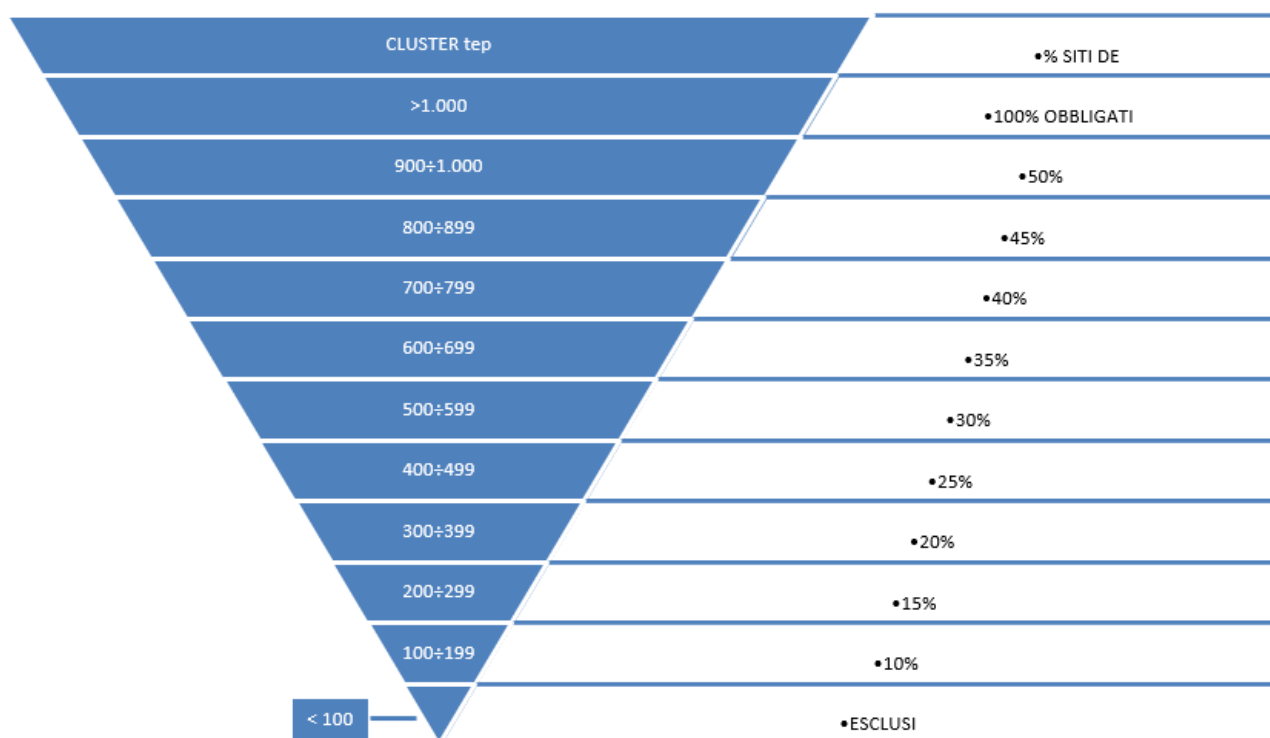


Figura 11. Clusterizzazione dei siti da sottoporre a diagnosi energetica per i settori primario e terziario [31]

In relazione all'obbligo di diagnosi energetica al 2015, l'analisi della numerosità dei siti e del totale dei consumi rispetto alla clusterizzazione ENEA mostra in particolare che oltre il 32% dei siti sottoposti a diagnosi si trova nella fascia 0-49 tep ma, complessivamente, essi coprono solo l'1,6% dei consumi totali, mentre i siti nella fascia superiore ai 1000 tep rappresentano il 13% dei siti totali ed oltre il 66% dei consumi totali (Figura 12).

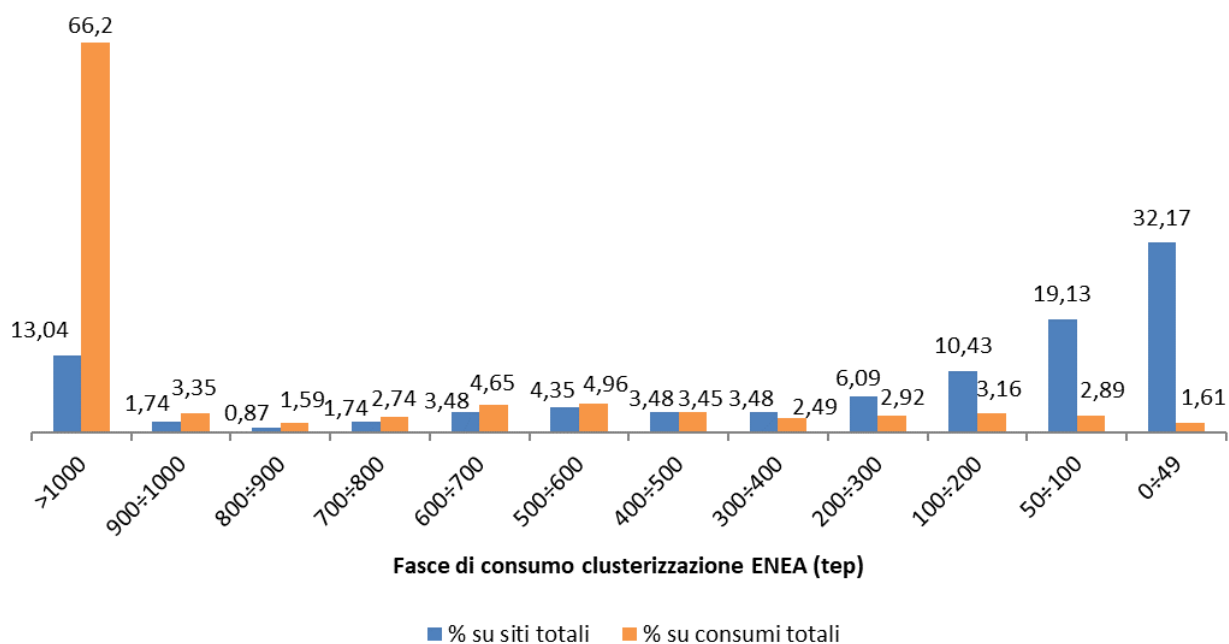


Figura 12. Analisi dei siti bancari aderenti all'osservatorio Green Banking di ABI Lab dai dati delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2015. [Elaborazione ENEA da [24]]

Il consumo del vettore elettrico risulta dominante rispetto agli altri con percentuali che si attestano ad oltre il 70%, indipendentemente dalle fasce di consumo (Figura 13).

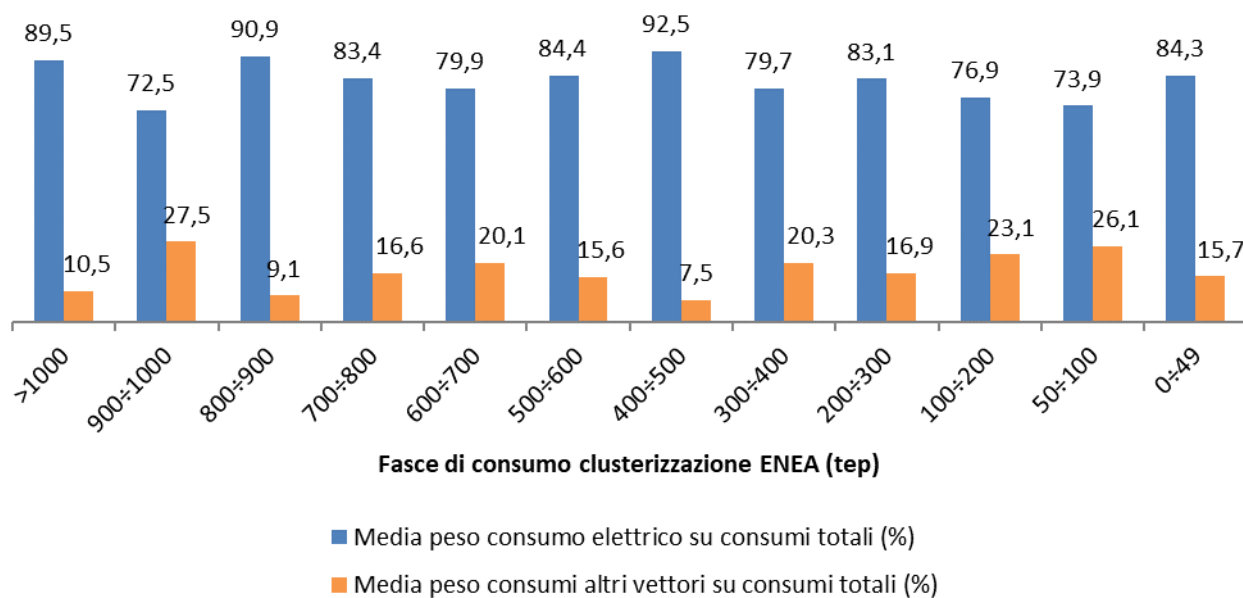


Figura 13. Analisi dei consumi dei siti bancari aderenti all'osservatorio Green Banking di ABI Lab dai dati delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2015. [Elaborazione ENEA da [24]]

Dalla Figura 14 si evince che la maggior parte dei siti sottoposti a diagnosi (oltre il 60%) ricade in zona climatica E con una copertura di oltre il 70% dei consumi.

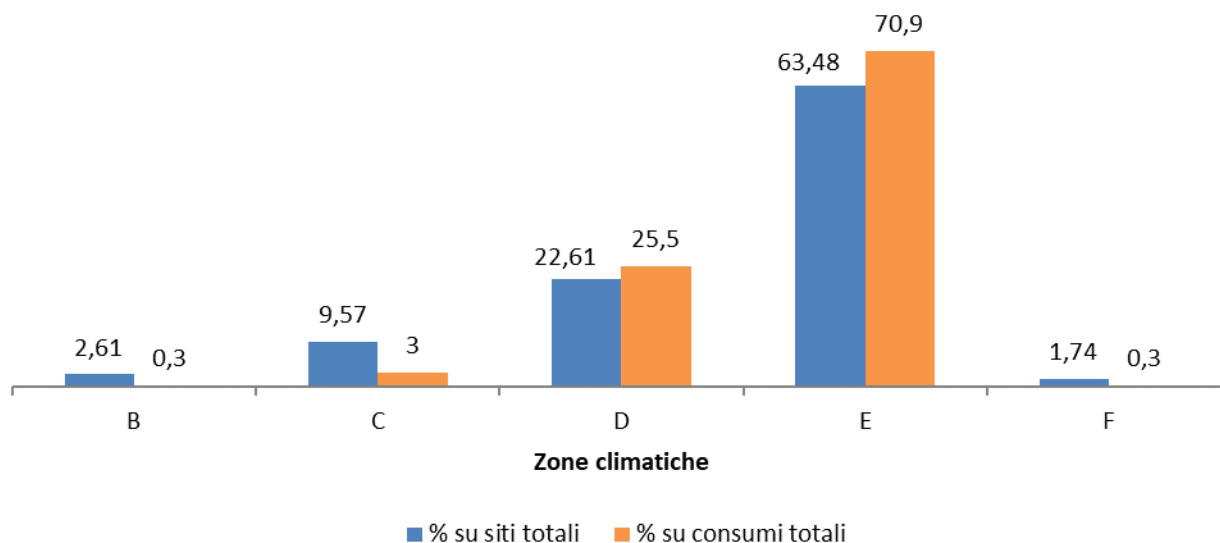


Figura 14. Ripartizione per zone climatiche dei siti bancari aderenti all'osservatorio Green Banking di ABI Lab dai dati delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2015. [Elaborazione ENEA da [24]]

In riferimento all'obbligo di diagnosi energetica al 2019, si evince che le 44 P.IVA che hanno presentato almeno una diagnosi energetica (appartenenti a 41 gruppi societari) hanno consentito, proprio grazie alla clusterizzazione di Figura 11, a ben 244 P.IVA di ottemperare all'obbligo.

Tale risultato conferma la bontà e l'utilità dello strumento della clusterizzazione dei siti da diagnosticare, in quanto ha permesso ai soggetti obbligati alla diagnosi di focalizzare le risorse sui siti più significativi in termini di consumi energetici [20].

Analogamente alla scelta dei siti da sottoporre a diagnosi, sussiste una proposta di clusterizzazione ENEA e Abi Lab relativa ai siti nei quali implementare un piano di monitoraggio dei consumi come da Figura 15.

Si descrive la metodologia di clusterizzazione dei siti da monitorare per un gruppo bancario.

In prima battuta, vengono identificati i siti con obbligo di monitoraggio, ossia tutti quelli con consumo annuale > 1.000 tep.

Come secondo step, vengono esclusi dal monitoraggio tutti i siti con consumo annuale < 100 tep.

Nel terzo passaggio, i restanti siti vengono inseriti nelle fasce di consumo di Figura 15, per ognuna delle quali viene indicata la percentuale dei siti da sottoporre a monitoraggio partendo dal 25% (per la fascia di consumo più alta) fino all'1% (per quella più bassa).

Il numero totale dei siti individuati con il campionamento può attestarsi a 50.

Il piano di monitoraggio non deve essere, necessariamente, implementato presso un sito sottoposto a diagnosi energetica precedentemente.

Al fini dell'individuazione dei siti da sottoporre a misura, la banca può decidere di non monitorare (n) siti, individuati mediante l'applicazione della clusterizzazione e procedere alla sostituzione con (m) siti, appartenenti a fasce di consumo più alte e non precedentemente previsti nella clusterizzazione, i cui consumi complessivi (in tep) siano $\geq$ alla somma dei consumi degli (n) siti.

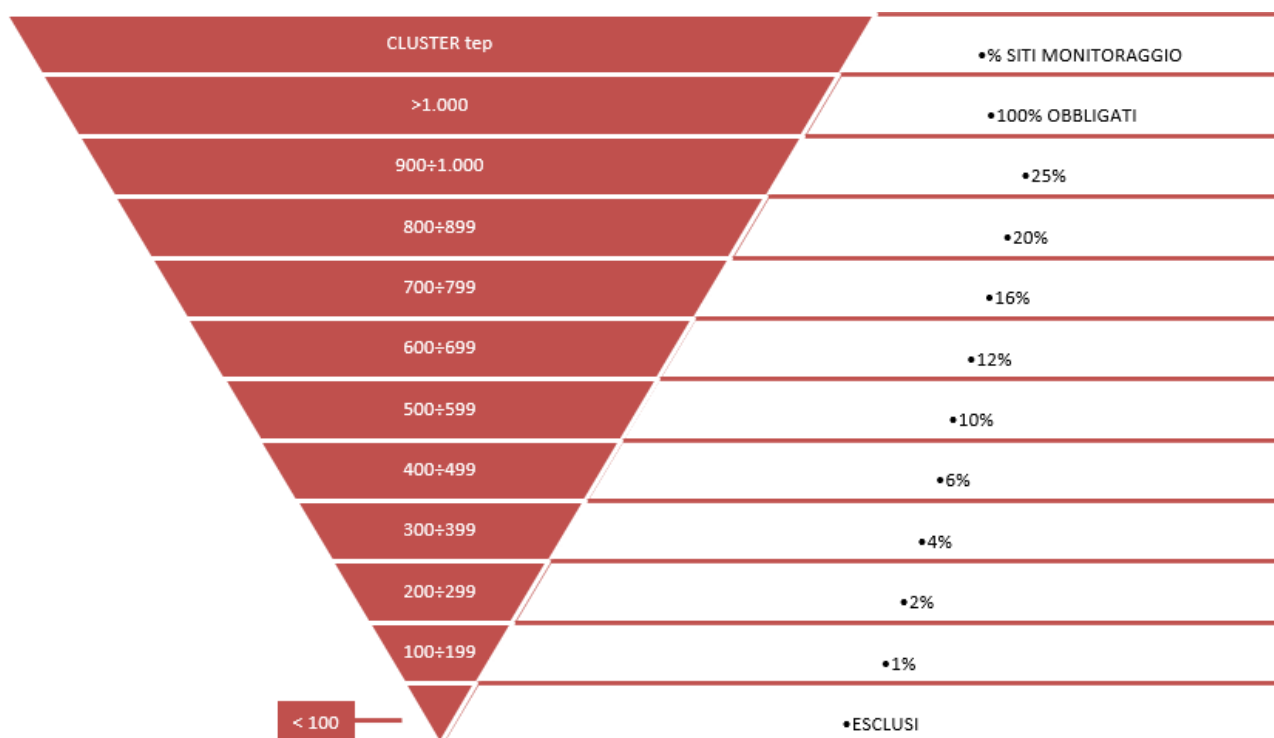


Figura 15. Piramide di clusterizzazione dei siti bancari ai fini del monitoraggio [31]

L’approccio alla misura differisce in funzione di: tipologia del sito, replicabilità dei dati prelevabili da alcuni utilizzatori, utilità di mantenere sotto controllo alcune linee di consumo indipendentemente dall’obiettivo di individuazione del benchmark settoriale.

Di conseguenza, i dati possono essere acquisiti adottando le seguenti metodologie:

- campagna di misura: la durata della campagna deve essere scelta in modo rappresentativo (in termini di significatività, riproducibilità e validità temporale) rispetto alla tipologia del sito, agli utilizzatori considerati ed alla stagionalità;
- campionamenti: in caso di presenza nel sito di utilizzatori con caratteristiche energetiche omogenee, risulta possibile eseguire misure spot su alcuni campioni ed estendere i risultati, eventualmente, impiegando fattori correttivi;
- installazione permanente di strumenti di misura.

Ai fini dell’individuazione di benchmark di consumo, perciò, non solo è indispensabile individuare i siti o casi studio che possano fungere da “campione” di riferimento (clusterizzazione dei siti da sottoporre a monitoraggio), ma risulta indispensabile organizzare i consumi elettrici e termici per consentire un opportuno confronto tra differenti siti di diverse banche (schema energetico) (Figura 16 e Figura 17).

Questo aspetto è stato evidenziato da ABI Lab, avendo riscontrato che sulle diagnosi energetiche obbligatorie al 2015, su 115 siti di 8 gruppi bancari, è risultato che il vettore elettrico costituisce in media l’82% dei consumi totali [32].

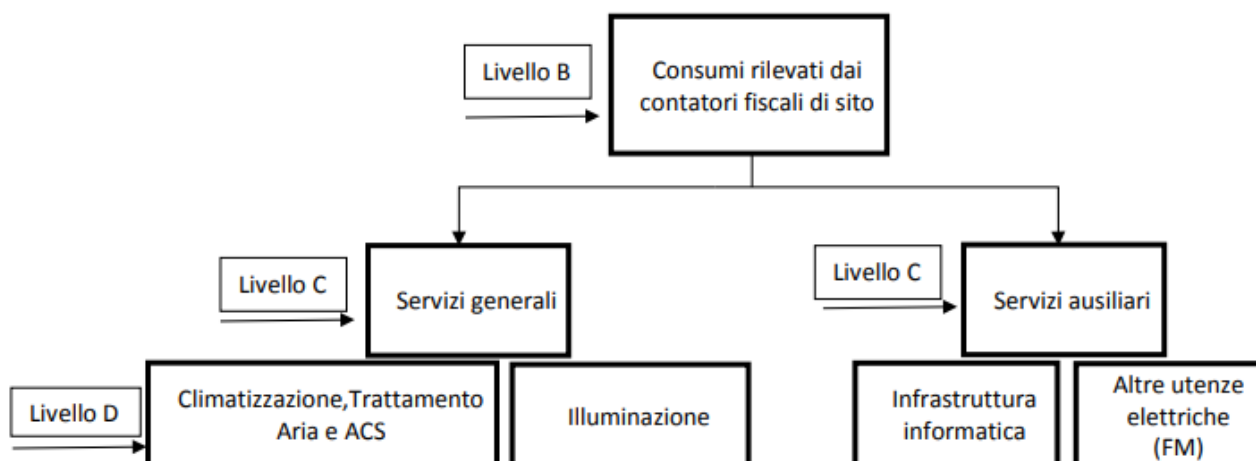


Figura 16. Schema energetico di una banca per il vettore elettrico [32]

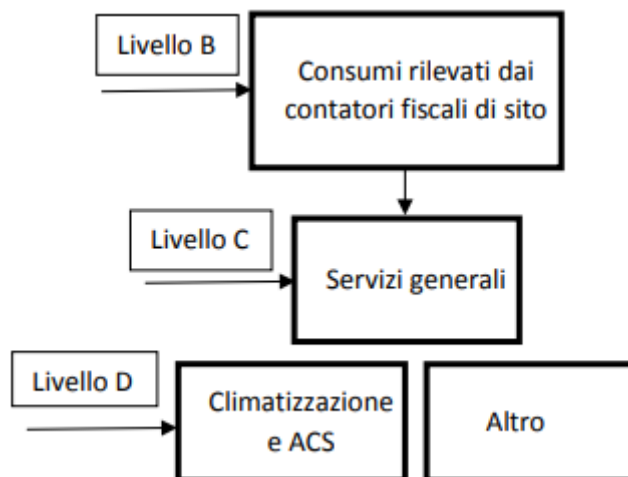


Figura 17. Schema energetico di una banca per il vettore termico [32]

In generale, ai fini del benchmark settoriale, non sussiste l'indicazione delle grandezze da misurare a livello D o ai livelli sottostanti, in quanto i siti presentano differenti caratteristiche impiantistiche e la scelta delle grandezze da misurare a livello D non può prescindere dall'analisi costi/benefici. Mentre, risulta significativo individuare una modalità condivisa di aggregazione delle informazioni che possono essere acquisite mediante misure, dirette o indirette e, in parte, sulla base di calcoli, volti a definire i benchmark delle aree (box dello schema energetico). Si suggerisce alle banche di focalizzare l'attenzione sugli utilizzatori che ritengono significativi, soprattutto per il perseguimento dell'obiettivo collegato alla diagnosi energetica e non solo al benchmark, ossia l'individuazione di interventi di miglioramento dell'efficienza energetica.

Per quanto riguarda lo schema energetico per il vettore elettrico (Figura 16), ai fini del corretto posizionamento, nell'ambito dei box dei dati di consumo rilevati, mediante calcoli o misure, in [32], vengono riportati, titolo esemplificativo, gli utilizzatori da inserire in ciascun box del livello D, trattasi di: gruppi frigoriferi, unità di trattamento aria e altri apparati di ventilazione come: recuperatori di calore, ausiliari, impianti a pompe di calore, eventuali split per locali tecnici e boiler elettrici (climatizzazione, trattamento aria e ACS); lampade interne ed esterne ed insegne luminose (illuminazione); postazioni di lavoro, server – data center, ATM - Automated Teller Machine e UPS - gruppi di continuità (Infrastruttura informatica).

Nella presente attività di ricerca vengono indagate alcune filiali bancarie appartenenti ad un gruppo societario che si configura come grande impresa, di conseguenza obbligato alla diagnosi energetica ai sensi dell'art.8 del Dlgs 102/2014. Bisogna sottolineare che le filiali oggetto di studio rientrano nel caso definito come particolare della clusterizzazione dei siti (consumi dell'ordine dell'unità di tep all'anno). Per esse

rimangono valide le considerazioni sulla struttura energetica e in esse risulta implementato un piano di monitoraggio dei consumi degli impianti a pompa di calore presenti, sebbene non siano soggette al vincolo della misura, in quanto caratterizzate da consumi annuali, di gran lunga, inferiori a 100 tep.

2 Siti di monitoraggio

Per il perseguimento dell'obiettivo della linea di ricerca, ossia la conduzione di monitoraggi di impianti a pompa di calore allo scopo della definizione di indici prestazionali in funzione della zona climatica, delle condizioni climatiche stagionali e del profilo di carico, sono state eseguite campagne di rilevazione al fine di individuare i casi studio significativi e verificare la consistenza delle misure effettuate.

I casi studio sono stati selezionati all'interno delle filiali di un gruppo bancario di primaria importanza nel panorama italiano, ossia il Gruppo Banco BPM.

L'individuazione dei casi studio è stata possibile grazie alla collaborazione con ENEA dell'Unità tecnica di Banco BPM e dell'azienda Tech4eff che si occupa di automazione per gli impianti degli edifici con una costante tensione a tecnologie innovative per sviluppare soluzioni di ottimizzazione dei costi di investimento iniziali, operativi e di gestione. Tec4eff [33] offre i servizi di:

- monitoraggio: trasformazione dei dati in informazioni utili al fine di prendere decisioni strategiche, trattasi del primo passo per intraprendere un percorso di efficienza;
- efficientamento: mantenimento degli stessi livelli di comfort e produzione utilizzando meno risorse energetiche ed economiche, trattasi del cuore di un percorso di efficienza;
- comunicazione: coinvolgimento della propria azienda ed educazione ad un uso razionale delle risorse, trattasi di una fase fondamentale di un ciclo sostenibile di risparmio.

2.1 Profilo del Gruppo Banco BPM

I siti di monitoraggio si configurano come alcune sedi del Banco BPM nel Nord e Centro Italia.

Banco BPM nasce dalla fusione tra Banco Popolare e Banca Popolare di Milano e risulta operativo dal 1 gennaio 2017. L'istituto ha la sua sede legale a Milano e quella amministrativa a Verona.

Una rete capillare a servizio di famiglie e imprese e una profonda conoscenza del mercato risultano alla base dell'azione di Banco BPM, attivo in diversi ambiti del settore bancario, quali: private banking, investment banking, asset management e banca assurance anche attraverso le società partecipate del Gruppo.

Il Banco BPM conta 22.200 dipendenti e 4 milioni di clienti di cui circa 470.000 aziende e professionisti e circa 31.000 imprese no profit e risulta quotato sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana Spa e l'azionariato si compone di circa 365.000 azionisti di cui 130 investitori istituzionali in possesso di oltre 1/3 del capitale. [34].

Il Gruppo risulta composto da società consolidate, le cui principali si evincono in Figura 18.

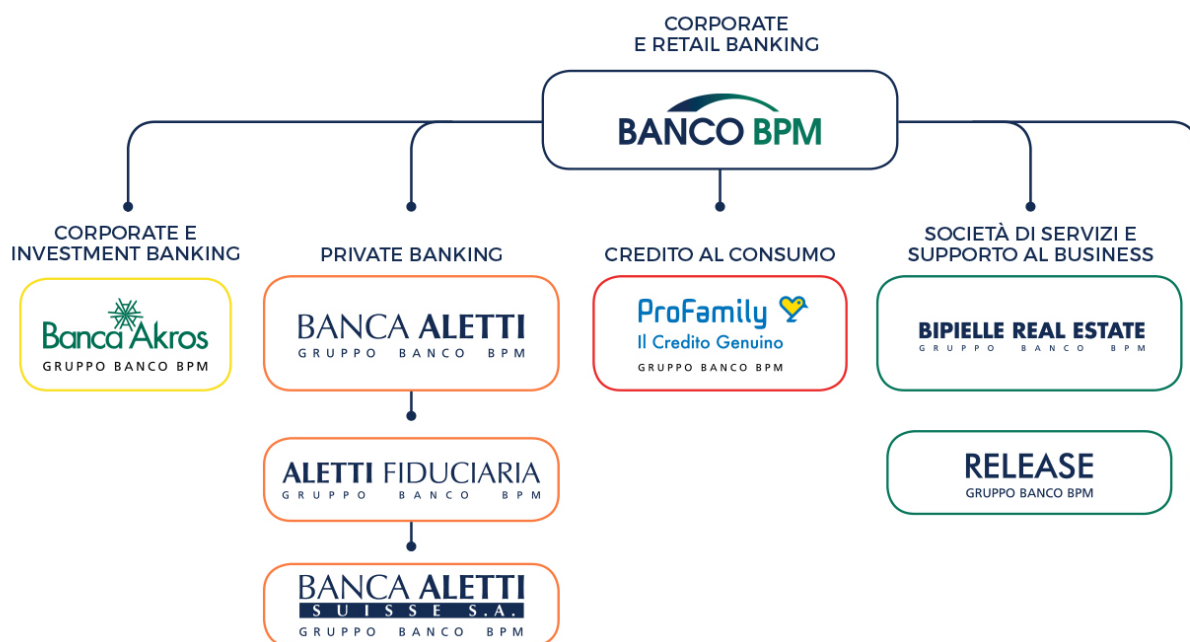


Figura 18. Profilo Banco BPM - principali società [34]

Inoltre, la rete commerciale del Gruppo, si avvale delle banche fisiche mostrate in Figura 19.

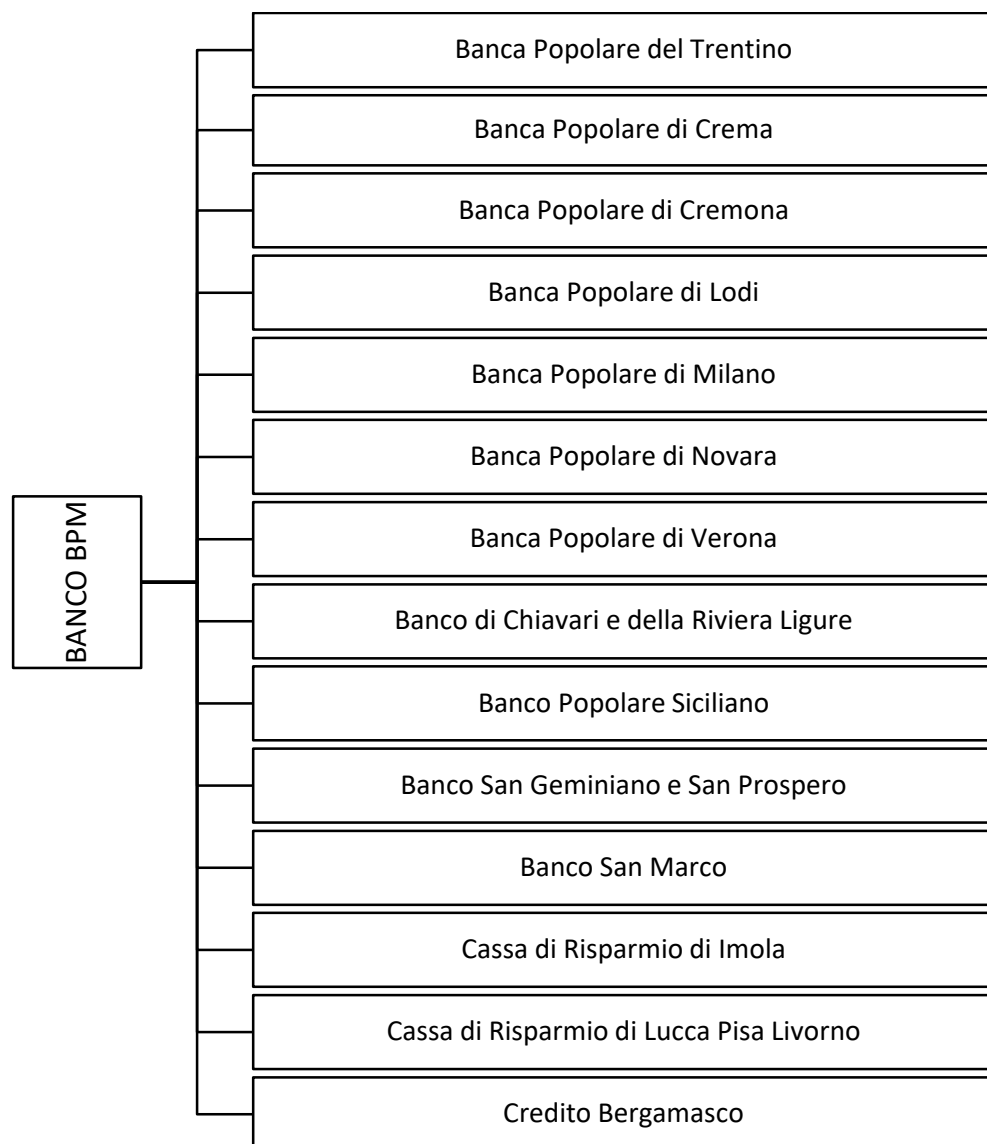


Figura 19. Profilo Banco BPM - rete commerciale [Elaborazione ENEA da dati [35]

Un Gruppo bancario può avvalersi di più banche a loro volta operanti a mezzo di numerose filiali. Nel panorama composito dei gruppi bancari italiani ed esteri operanti sul territorio italiano, trattasi di 464 al 26/02/2021, il Banco BPM si configura come il terzo gruppo bancario in Italia, in termini di numerosità di filiali (1.779), come si evince dalla Figura 20 nella quale si mostrano i primi dieci gruppi bancari operanti in Italia, con un'incidenza percentuale sul totale (23.540) di circa l'8% (Figura 21).

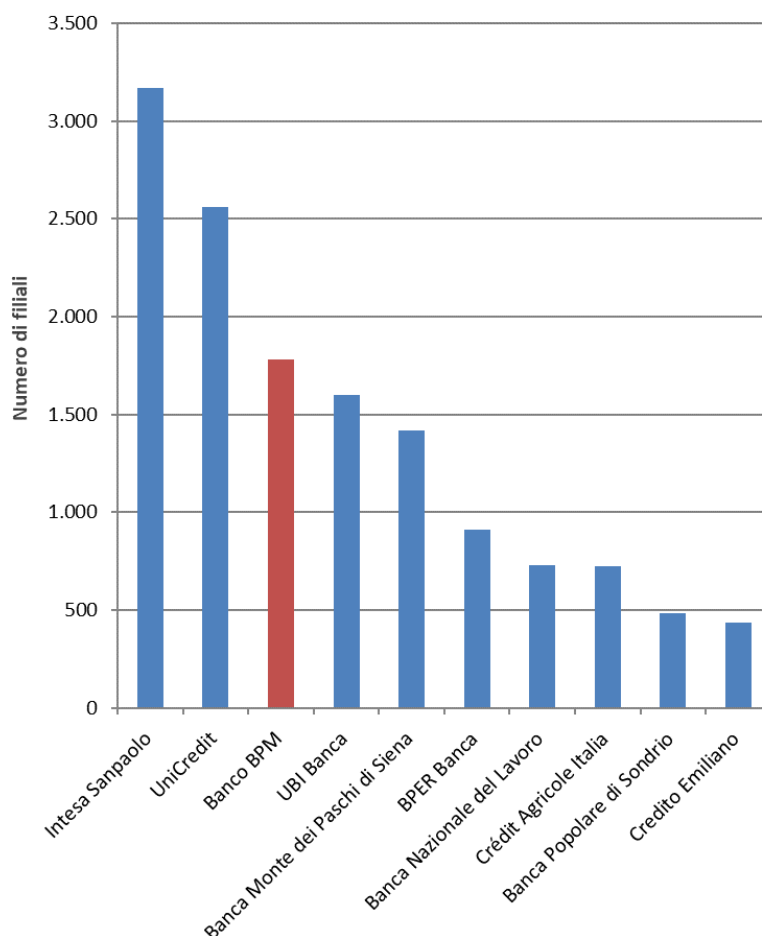


Figura 20. Posizionamento Banco BPM in Italia per numerosità filiali - [Elaborazione ENEA da dati [36]]

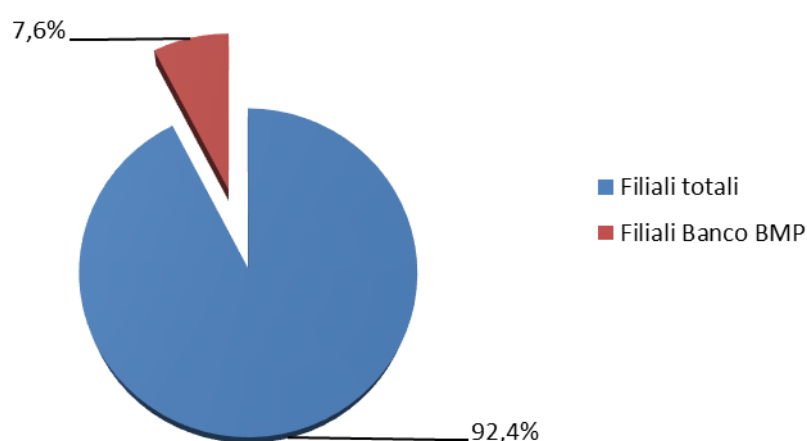


Figura 21. Aliquota filiali Banco BPM in Italia - [Elaborazione ENEA da dati [36]]

Il numero maggiore di filiali del Banco BPM è collocato nelle regioni del Nord Italia (Figura 22), infatti nelle prime tre posizioni si trovano Lombardia (654), Veneto (210) e Piemonte (108) a fronte, rispettivamente, di un numero totale di filiali bancarie operanti sul territorio regionale pari a: 4.712, 2.361 e 1.906, al Centro domina il Lazio (97) contro 1.985 totali, mentre al Sud la Sicilia (60) rispetto a 1.179 totali.

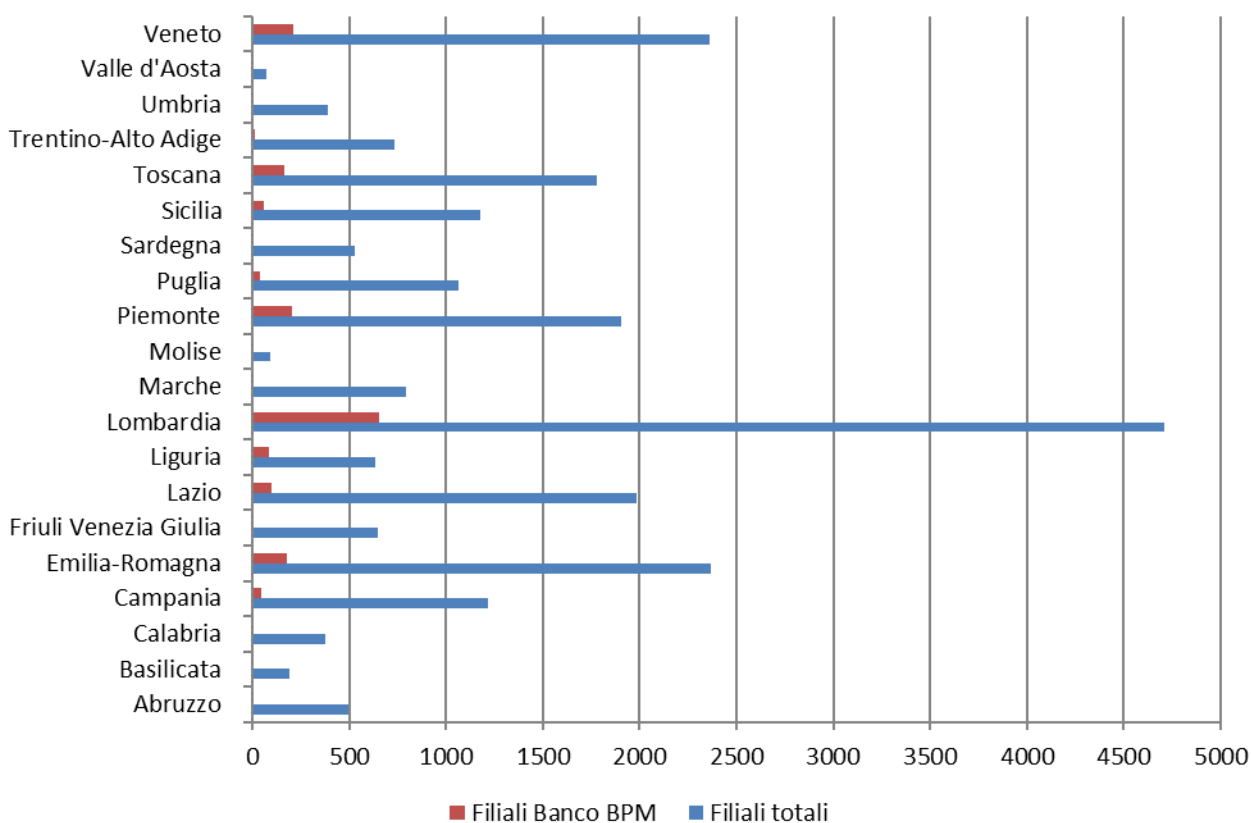


Figura 22. Ripartizione per Regioni filiali Banco BPM in Italia [Elaborazione ENEA da dati [36]]

2.2 Selezione dei casi studio

Rispetto a tale quadro nazionale, in prima battuta l'Unità tecnica di Banco BPM e l'azienda Tech4eff hanno manifestato la disponibilità a fornire ad ENEA i dati di monitoraggio di 9 filiali del Banco BPM (filiali target) dislocate al Nord e al Centro Italia, precisamente, nelle regioni: Emilia-Romagna (3), Lombardia (2), Piemonte (1), Veneto (1) e Lazio (2) come si mostra nella mappa di Figura 23.

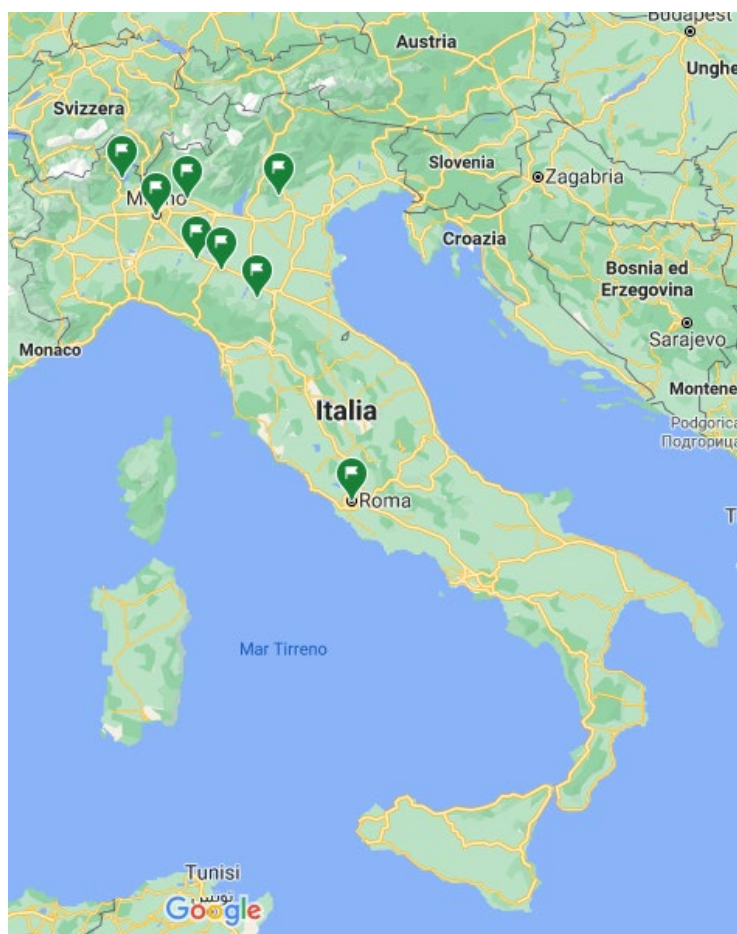


Figura 23. Inquadramento geografico filiali target [Elaborazione ENEA a mezzo Google Maps [37] da dati Unità tecnica di Banco BPM e azienda Tech4eff]

Al fine di individuare univocamente e rapidamente le filiali target, si è proceduto alla codifica delle stesse come da Tabella 5. A seguire, si rappresenta un'infografica delle filiali (Figura 24).

Tabella 5. Codifica filiali target [Elaborazione ENEA da dati Unità tecnica di Banco BPM e azienda Tech4eff]

Banca	Comune	Indirizzo	Codifica filiale
Banca Popolare di Lodi	Fiorenzuola d'Arda (PC)	Via Scapuzzi, 1	Fiorenzuola
Banco S. Geminiano e S. Prospero	Marano sul Panaro (MO)	Via Vignolese, 33	Marano sul Panaro
Credito Bergamasco	Milano	Via Cenisio, 36	Milano Cenisio
Banca Popolare di Lodi	Parma	Via Lepido, 47/A	Parma
Banca Popolare di Novara	Roma	Piazzale Medaglie d'Oro, 69/70	Roma Medaglie d'Oro
Credito Bergamasco	Roma	Viale Civiltà del Lavoro, 64	Roma Eur
Banca Popolare di Verona	Schio (VI)	Piazza Statuto	Schio
Credito Bergamasco	Seriate (BG)	Via Dante, 3	Seriate
Banca Popolare di Novara	Verbania	Corso Cobianchi, 2	Verbania



Figura 24. Infografica filiali target [Elaborazione ENEA da dati [38]]

Risulta possibile collocare le filiali target nelle zone climatiche italiane, per la definizione delle quali occorre esplicitare il concetto di gradi –giorno (GG) (Tabella 6) e fare un excursus sull’evoluzione dello stesso come da [39].

Tabella 6. Formulazione matematica dei gradi giorno [40]

$\begin{cases} 0 & T_{me} \geq 20\text{ }^{\circ}\text{C} \\ \sum_{i=1}^{Nrisc} T_a - T_{me} & T_{me} < 20\text{ }^{\circ}\text{C} \end{cases}$	Ta	Temperatura ambiente indoor = 20 °C
	Tme	Temperatura media esterna giornaliera (°C)
	Nrisc	Numero di giorni di periodo annuale convenzionale di riscaldamento

I gradi giorno di riscaldamento sono definiti dal [40] come “somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20 °C, e la temperatura media esterna giornaliera” (Tabella 6).

A livello internazionale, la norma di riferimento è la UNI EN ISO 15927-6:2008 [41] che specifica la definizione, il metodo di calcolo e il metodo di presentazione dei dati relativi ai gradi giorno impiegati per stimare l'energia utilizzata per il riscaldamento degli edifici.

Oltre che alla trattazione per la stagione invernale, si è reso necessario procedere alla definizione di indicatori in grado di descrivere la variabilità climatica del territorio anche nella stagione di raffrescamento. Risulta necessario precisare che il fabbisogno energetico per la climatizzazione estiva, oltre che della temperatura dell'aria esterna, è funzione anche degli apporti solari termici e dall'umidità dell'aria, di conseguenza, la grandezza gradi giorno di raffrescamento può risultare non esaustiva.

A tale criticità risponde la normativa italiana UNI 10349-3:2016 [42], che oltre a trattare il tema dei gradi giorno di riscaldamento e raffrescamento (Figura 28), riporta anche indicazioni per determinare indici sintetici invernali ed estivi basati su temperatura dell'aria esterna, umidità massica dell'aria esterna e radiazione solare globale sul piano orizzontale per la descrizione climatica del territorio. Completa la UNI 10349-3:2016 [42] l'indice di severità climatica che consente il raggruppamento in un unico descrittore dei parametri appena citati. Tale indice consente la stima del fabbisogno di energia per la climatizzazione estiva e la zonizzazione climatica estiva del territorio nazionale ma nonostante la [42] riporti i valori per tutti gli indici nelle stazioni di rilevazione dei dati, occorre precisare che, in Italia, il riferimento legislativo ufficiale sussiste solo in termini di zonizzazione climatica invernale del territorio e consiste nel [40].

Nella figura 27 viene riportata tale zonizzazione integrata con il posizionamento delle filiali target.

Tutte le filiali target ricadono in zona E, eccetto le 2 di Roma collocate in zona D come si evince dalla (Figura 25) che mostra i Comuni di ubicazione delle filiali.

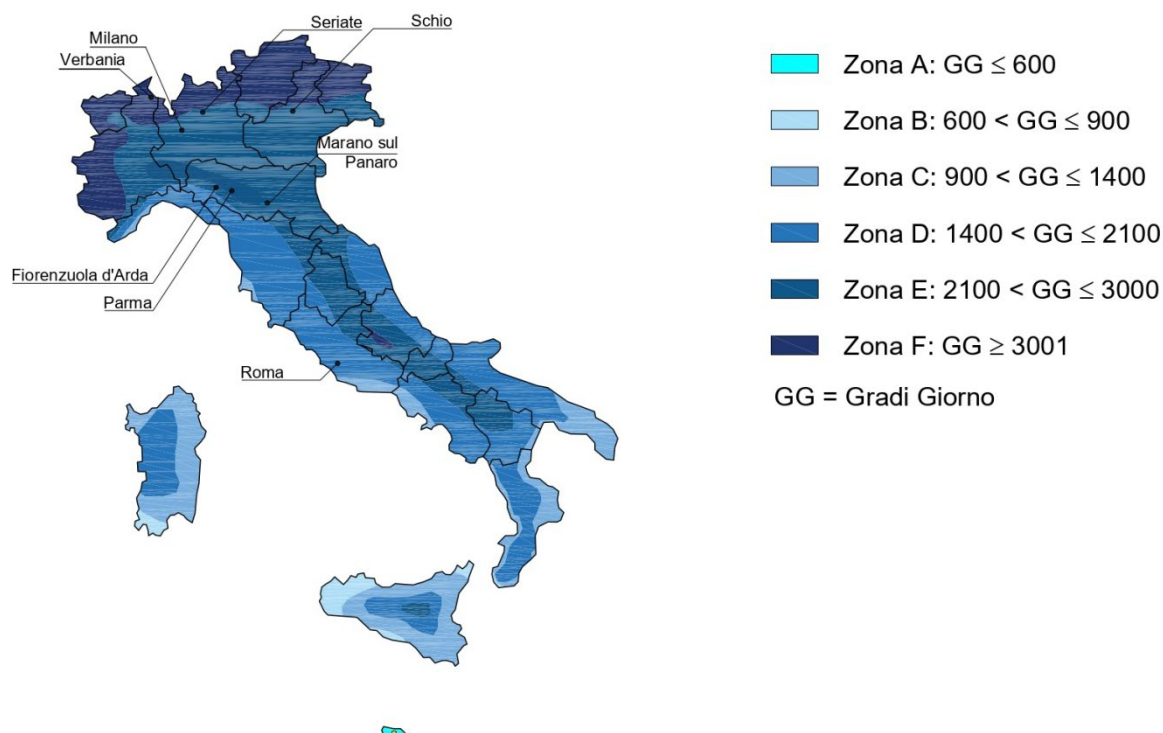


Figura 25. Zone climatiche filiali target [Elaborazione ENEA da dati DPR 412/1993 [40]]

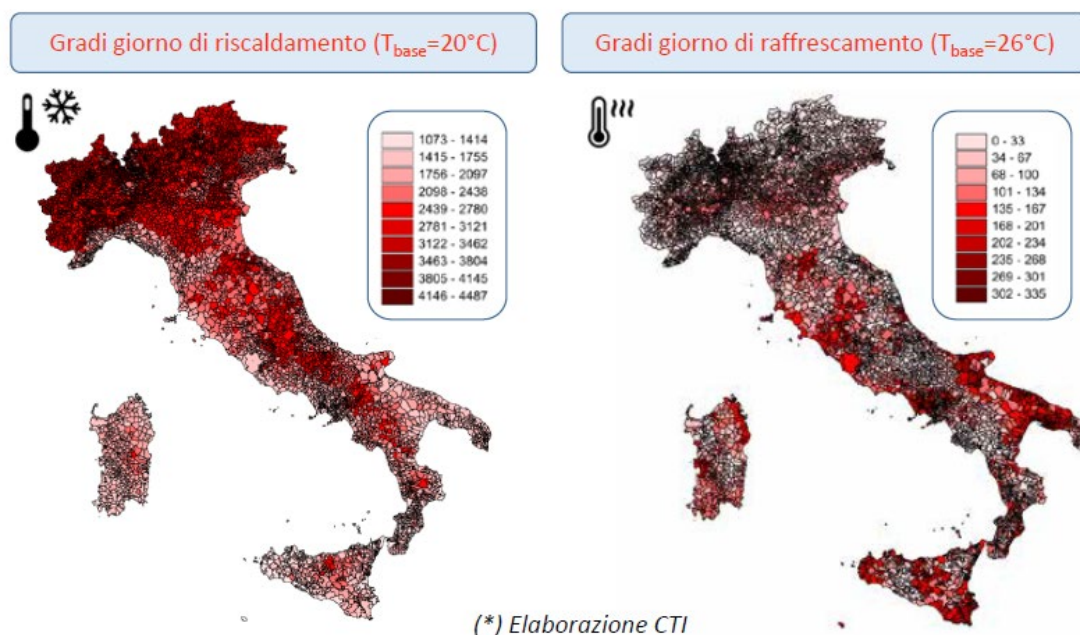


Figura 26. Gradi giorno di riscaldamento e raffreddamento, secondo la UNI 10349-3 [immagine tratta da [39]]

Si mostrano, in Figura 27, i Gradi-Giorno invernali dei Comuni di ubicazione delle filiali target ai sensi del [40].

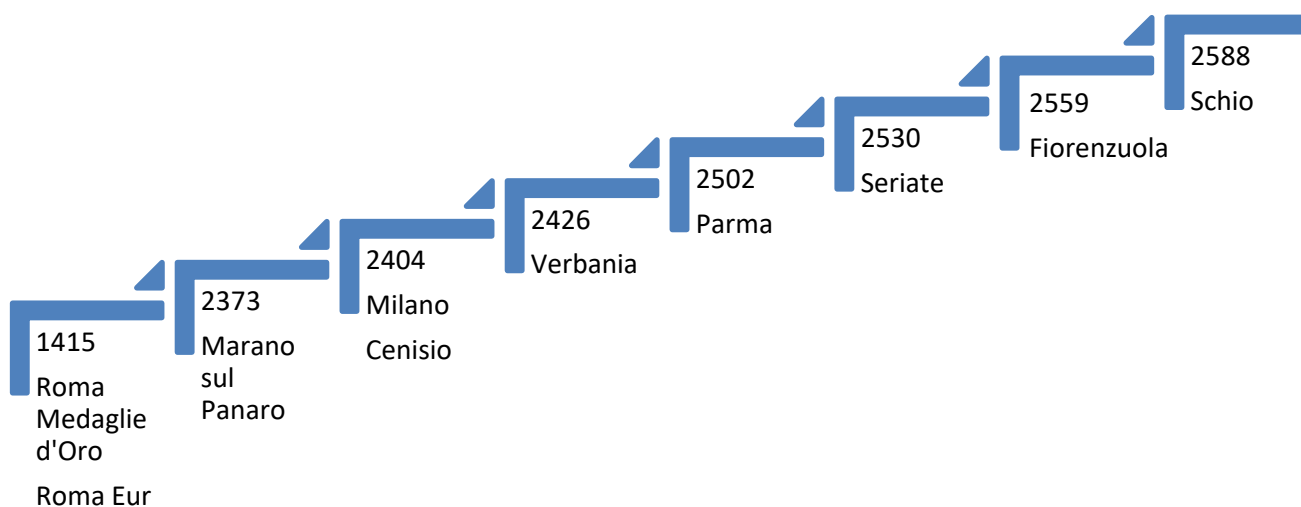


Figura 27. Gradi Giorno invernali filiali target [Elaborazione ENEA da dati DPR 412/1993 [40]]

Si evince da sinistra verso destra della Figura 27, la progressione dalle località più calde a quelle più fredde. In Tabella 7 si riportano i dati anagrafici delle filiali, ovvero:

- ABI (Codice dell'Associazione Bancaria Italiana) che consente di individuare univocamente la banca;
- CAB (Codice di Avviamento Bancario) che permette di identificare univocamente la filiale;
- numero dell'agenzia;
- servizi disponibili.

In riferimento ai servizi, in tutte le filiali è presente il Bancomat, mentre nessuna filiale dispone dello sportello con versamento.

Tabella 7. Anagrafica filiali target [43]

Filiale	ABI	CAB	Numero Agenzia	Servizio Bancomat
Fiorenzuola	05034	65311	02974	✓
Marano sul Panaro		63830	00446	
Milano Cenisio		01638	04091	
Parma		12706	02512	
Roma Medaglie d'Oro		03241	02191	
Roma Eur		03258	04222	
Schio		60750	00180	
Seriate		53510	04034	
Verbania		22400	01546	

In Tabella 8, si riportano le caratteristiche di involucro delle filiali, mentre in Tabella 9 quelle di impianto.

Tabella 8. Dati involucro filiali target [fonte: Unità tecnica di Banco BPM e azienda Tech4eff]

Filiale	Epoca di costruzione	Tipologia costruttiva	Numero piani	Superficie lorda (m ²)	Superficie netta (m ²)	Volume (m ³)
Fiorenzuola	1960	Mattoni e pilastri in calcestruzzo	3	306	240	855
Marano sul Panaro	1960		1	180	153	540
Milano Cenisio	1950		2	323	252	906
Parma	1965		1	285	265	855
Roma Medaglie d'Oro	1960		2	400	353	1100
Roma Eur	1960		1	400	364	1200
Schio	1965		2	553	487	1556
Seriate	1960		2	1144	944	3208
Verbania	1950		1	1029	870	3087

Tabella 9. Dati impianto filiali target [fonte: Unità tecnica di Banco BPM e azienda Tech4eff]

Filiale	Tipologia di impianto	Produzione integrata di ACS	Anno di installazione	Terminali di erogazione
Fiorenzuola	Aria primaria e fan coil	☐ SI ☒ NO	2015	Fan coil
Marano sul Panaro			2018	
Milano Cenisio			2016	
Parma			2018	
Roma Medaglie d'Oro			2020	
Roma Eur			2018	
Schio			2014	
Seriate			2017	
Verbania			2014	

Per tutte le filiali target, la centrale di produzione di acqua calda e refrigerata è costituita da una pompa di calore. Si rappresenta un'infografica delle pompe di calore delle filiali (Figura 28). A seguire, si riportano i dati prestazionali delle stesse acquisiti dalle schede tecniche dei produttori (Tabella 10). Trattasi di:

- potenza erogata in riscaldamento (Pt);
- potenza erogata in raffrescamento (Pf);
- COP (Coefficient of Performance), tale parametro si configura come l'indicatore dell'efficienza della pompa di calore nella stagione invernale e viene calcolato come il rapporto tra energia termica erogata ed energia elettrica assorbita. Ovviamente, valori alti di COP implicano macchine più efficienti, per effetto del maggiore calore reso consumando meno energia elettrica.
- EER (Energy Efficiency Ratio), tale parametro si configura come l'indicatore dell'efficienza della pompa di calore nella stagione estiva e viene calcolato come il rapporto tra energia frigorifera erogata ed energia elettrica assorbita. Ovviamente, valori alti di EER implicano macchine più efficienti, per effetto del maggiore raffrescamento fornito consumando meno energia elettrica.
- ESEER (European Seasonal Energy Efficiency Ratio) si configura come l'indicatore dell'efficienza energetica stagionale della pompa di calore. Può intendersi come l'EER integrato, nel senso che a differenza di quest'ultimo, tiene conto del fattore di carico della pompa di calore e delle temperature stagionali dell'acqua o dell'aria.



Firenzuola



Marano sul Panaro



Milano via Cenisio



Parma



Roma Medaglie d'Oro



Roma Eur



Schio



Seriate



Verbania

Figura 28. Infografica pompe di calore filiali target

Tabella 10. Dati prestazionali pompe di calore filiali target

Filiale	Pompa di calore						
	Marca	Modello	Pt (kW)	COP	Pf (kW)	EER	ESEER
¹ Fiorenzuola	Climaveneta	AWR-HT/LN-CA-E 0202	69,6	3,55	60,1	2,91	3,29
² Marano sul Panaro	Daikin	RXYSQ6T8Y	15,5	3,9	15,5	3,4	5,23
³ Milano Cenisio	Aermec	CL 200 HA	43,84	2,93	38,31	2,57	3,71
⁴ Parma	Clivet	WSAN XIN 121	25,8	3,21	24,1	2,56	4,76
³ Roma Medaglie d'Oro	Aermec	CL 150 H	34,92	3,22	31,21	2,79	4,04
⁵ Roma Eur	Trane	Picco 270	60,45	3,08	53,4	2,83	3,97
⁶ Schio	Daikin	EWQ040BAWN	42,3	2,92	41,7	2,74	4,12
⁷ Seriate	Aermec	NRK0650HAJ00	156	3,42	133	2,96	3,59
⁸ Verbania	RC Group	REVERSO 124 P2 DC4	150	3,39	116	2,66	3,39

¹<https://www.melcohit.com/IT/Products/Product.aspx?IdSottofamiglia=1615>

²<https://agenziadelfabro.it/wp-content/uploads/2018/07/2017-Mini-VRV-serie-S-201805.pdf>

³<https://www.schede-tecniche.it/schede-tecniche-climatizzatori/AERMEC-scheda-tecnica-pompe-di-calore-CL-H-%20025-200.pdf>

⁴https://world.clivet.it/SearchDocs_100

⁵https://www.trane.com/WEBCACHE/CG-SLB046-GB_11012017.PDF

⁶https://www.daikin.ch/it_ch/products/EWYQ-BAWN.table.html

⁷http://www.casaportale.com/download/NRK200_700_scheda%20prodotto.pdf

⁸<https://pdf.archiexpo.it/pdf/rc-group-spa/pompe-calore-multifunzione-2014/90366-258069.html>

(last access: 14/04/2021)

La struttura del piano di monitoraggio delle filiali implica l'acquisizione di dati di energia e temperatura a mezzo strumenti dedicati (Figura 29). Dall'elaborazione di tali dati, si perviene all'obiettivo della presente linea di ricerca, ossia il calcolo dei parametri prestazionali delle pompe di calore in situ.

In seconda battuta, partendo dal primo set delle filiali target (Figura 29), sono stati trasmessi ad ENEA, da parte dell'Unità tecnica di Banco BPM e dell'azienda Tech4eff, gli slot dei dati di monitoraggio (file in formato .csv) per le 5 filiali (secondo set) mostrate in Figura 30. A seguito dell'analisi dei corposi slot da parte di ENEA, non è stato possibile trattare 3 filiali per incongruenza dei dati pervenuti. Di conseguenza, si è proceduto alla valutazione di approfondimento delle 2 filiali (casi studio) di Figura 31 per le quali sono risultati plausibili i dati di monitoraggio degli impianti a pompa di calore per due stagioni di riscaldamento (filiale di Fiorenzuola) ed una stagione di raffrescamento (filiale di Schio).

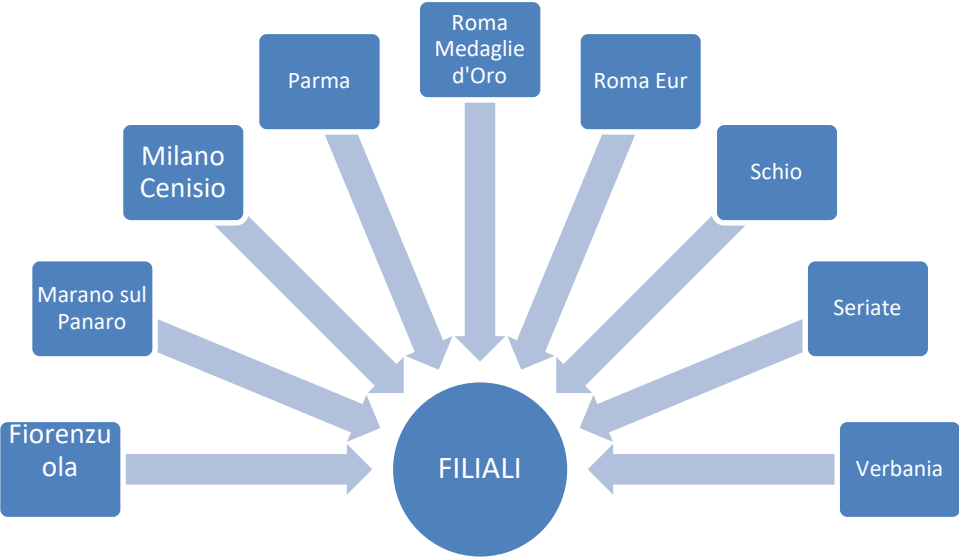


Figura 29. Composizione filiali - primo set

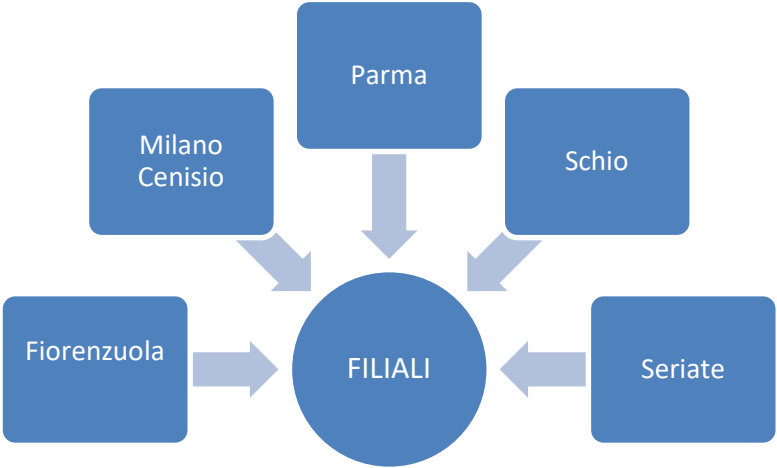


Figura 30. Composizione filiali - secondo set

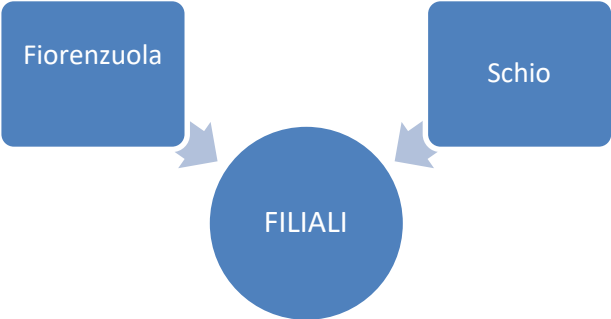


Figura 31. Composizione filiali - casi studio

3 Metodologia

3.1 Considerazioni generali

Nell'effettuare il monitoraggio di un impianto di riscaldamento a pompa di calore, occorre considerare che l'analisi dei dati (a partire dalla loro acquisizione fino alla loro elaborazione) non è una questione scontata. Questo perché, dopo l'installazione della strumentazione di acquisizione, possono sorgere degli inconvenienti tipici delle prove sul campo, come ad esempio:

- Incorretto posizionamento degli strumenti di misura;
- Mancato collegamento degli strumenti al sistema di acquisizione dei dati;
- Rottura, in fase d'uso, degli strumenti;
- Mancato salvataggio dei dati monitorati;
- Mancata acquisizione di qualche dato, ad esempio a causa di interruzioni di alimentazione elettrica del sistema di acquisizione;
- Mancata acquisizione dovuta a manutenzione straordinaria dell'impianto;
- Outlier o derive nelle misure;

A ciò si aggiunga la questione legata alla sincronizzazione degli strumenti (se non connessi allo stesso data logger), e alla possibilità che alcuni degli acquisitori (connessi, ad esempio, ad una parte della strumentazione di misura) tengano conto del cambio dell'ora solare e dell'ora legale, mentre gli acquisitori relativi alla restante parte della strumentazione di misura non tengano conto di ciò. Questo aspetto, nella sua semplicità, causa spesso degli sfasamenti temporali nelle misure, di cui ci si rende conto solo dopo una attenta osservazione dei dati, della loro numerosità e dopo un accurato lavoro di data cleaning, volto ad individuare eventuali "buchi" di acquisizione.

Altro aspetto rilevante è l'individuazione del più idoneo timestep di acquisizione dei dati. È bene osservare che timestep troppo piccoli comportano grandi moli di dati da immagazzinare ed elaborare, consentendo però una più fedele ricostruzione delle dinamiche di variazione delle grandezze coinvolte nel monitoraggio. Per contro, un timestep troppo lungo alleggerisce la fase di post processing dei dati, ma rischia di non permettere di ricostruire come sono variate le grandezze tra una acquisizione e l'altra, o se ci sono stati dei "fenomeni" intermedi.

E' difficile, in tal senso, individuare un timestep ottimale, anche perché è funzione degli scopi propri del monitoraggio. Appare evidente, infatti, che se l'obiettivo del monitoraggio è assicurarsi che l'impianto funzioni (prescindendo dalle prestazioni) anche in condizioni di temperatura esterna estremamente bassa, un timestep ampio può essere opportuno. Se invece, come in questo caso, si ha lo scopo di correlare le prestazioni della macchina alle condizioni occorse, e di individuare dei valori di riferimento, allora occorre un timestep più corto.

Anche nella fase di elaborazione delle misure, occorre una certa sensibilità nell'individuare a quale "scala" temporale sia più utile aggregare i dati e le informazioni raccolte. Infatti, come verrà meglio dettagliato nel seguito riferendosi ad un caso specifico (la filiale di Fiorenzuola d'Arda), elaborare i dati su una scala temporale molto fina (ad esempio quartoraria) non consente di ottenere informazioni attendibili sulle prestazioni stagionali della macchina, ma piuttosto informazioni puntuali nel tempo; del resto, a quella stessa scala temporale, si possono verificare delle variazioni di una grandezza (es. temperatura esterna) di cui le temperature di mandata dell'impianto non risentono. Ovvero, occorre considerare anche quelli che sono i tempi caratteristici di variazione delle cause e i tempi caratteristici di manifestazione degli effetti, dove per cause ed effetti intendiamo rispettivamente le variazioni climatiche o anche del set-point, e gli assorbimenti o rese di energia della macchina.

L'ultima considerazione è dedicata agli obiettivi iniziali dell'attività di ricerca della presente annualità.

Originariamente, infatti, si era stabilito di procedere come di seguito:

- Per i casi studio già dotati di sistema di monitoraggio: elaborare i dati di monitoraggio di più annualità già acquisite e confrontare le prestazioni operative con i dati relativi alla annualità 2020;
- Per i casi studio individuati ma non ancora dotati di sistema di monitoraggio: elaborare un piano di monitoraggio, definire ed installare la strumentazione utile a tal fine, e procedere all'avvio del monitoraggio stesso elaborando i primi dati acquisiti per verificare la piena funzionalità del sistema, i cui dati sarebbero stati oggetto di più ampie considerazioni nella terza annualità.

Purtroppo, l'emergenza sanitaria dovuta al virus Sars-Cov-19 ha imposto una naturale variazione delle impostazioni progettuali iniziali.

Infatti, i lockdown e le restrizioni necessarie al contenimento della diffusione del virus a livello nazionale hanno imposto la chiusura, più o meno prolungata, delle filiali bancarie individuate come casi studio. Pertanto, da un lato non sarebbe stato opportuno acquisire ed elaborare i dati relativi all'annualità 2020, in quanto non rappresentativa di un "normale" funzionamento annuale dell'impianto, anche in riferimento al profilo di carico che chiaramente risente delle modalità di uso e gestione dell'edificio.

Dall'altro lato, risultava complicato eseguire i sopralluoghi su quei casi studio non ancora equipaggiati con sistemi di monitoraggio, e, in ogni caso, quando ciò è stato possibile, non si è resa contingente l'installazione della strumentazione di misura nella consapevolezza che i dati del 2020 e, verosimilmente, del 2021 non sarebbero risultati rappresentativi delle consuete modalità di gestione del sistema edificio-impianto.

Per questo motivo, piuttosto che illustrare dei dati poco attendibili, si è preferito selezionare specifici casi studio (come illustrato nel seguito), riportando i dati relativi ai precedenti anni di climatizzazione, oggetto di monitoraggio. Pertanto, verranno illustrati i dati relativi alle stagioni 2018 e 2019, poiché valgono le considerazioni fin qui esposte circa l'attendibilità dei dati di monitoraggio successivi.

Ciò non esclude, tuttavia, che in futuro si possano esprimere delle considerazioni relative alla gestione degli impianti di climatizzazione all-electric in contesti pandemici. Del resto, risulta interessante verificare gli effetti (energetici, economici, ambientali e prestazionali) di lockdown e chiusure limitate nel tempo. Tuttavia, questo approccio esula dagli scopi della presente attività di ricerca, che mira ad offrire panorami (di consumo e prestazioni di macchina) reali e realistici, e proprio per questo motivo avrà ancor più valore in un'ottica di confronto con situazioni di chiusure da pandemia.

3.2 *Approccio ai raw data*

La collaborazione di ENEA con il Banco BPM e Tech4eff ha consentito di acquisire i dati (generalmente quartorari) di monitoraggio degli impianti di riscaldamento a pdc a servizio di alcune filiali (fase 1 di Figura 32). Si rimarca che rispetto ai 9 possibili casi studio illustrati nel report dell'attività di ricerca della precedente annualità, è stato possibile ottenere i dati di monitoraggio di sole 5 filiali (Fiorenzuola d'Arda, Schio, Seriate, Milano Cenisio, Parma).

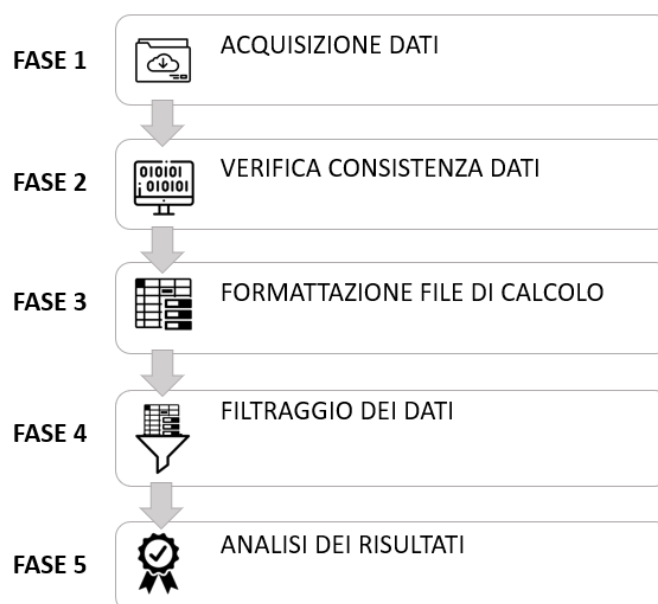


Figura 32. Metodologia di approccio ai raw data

Di queste, si è avuto a disposizione un file in formato .csv per ognuna delle seguenti grandezze:

- Timestamp (momento di acquisizione, in formato gg/mm/aaaa hh:mm)
- energia elettrica complessiva [kWh]
- energia termica complessiva [kWh]
- Temperatura di mandata dell'acqua [°C]
- Temperatura di ritorno dell'acqua [°C]
- Temperatura esterna [°C]
- Temperatura interna (in corrispondenza dello sportello per gli utenti/casse) [°C].

Per energia elettrica e termica *complessiva* si intende il totale dell'energia consumata o erogata dall'impianto dall'avvio del monitoraggio, ovvero dall'installazione della strumentazione di acquisizione dei dati. Nell'effettuare il download dei dati di monitoraggio, però, si è fatto riferimento ad un arco temporale (inizio e fine acquisizione) più ristretto, sulla base del quale sono state effettuate le considerazioni ed elaborazioni riportate nel seguito.

Le temperature di mandata e di ritorno dell'acqua sono state acquisite per ogni filiale.

In alcuni casi non è stato possibile reperire il dato di temperatura interna.

Ciò ha comportato la necessità di verificare la consistenza dei dati scaricati (fase 2 di Figura 32), in termini non solo qualitativi ma anche quantitativi. Pertanto, per ognuna delle filiali preliminarmente individuate nella prima annualità, si è operata una vera e propria vagliatura dei dati (data cleaning).

Per un controllo a livello qualitativo, si è proceduto ad individuare, per ciascuna delle grandezze monitorate, i periodi di acquisizione definibili "completi", ovvero senza "buchi"; laddove, al contrario, si riscontrava un salto nella acquisizione, è stato necessario verificare la numerosità e distribuzione nel tempo di tali vuoti, dovuti ai motivi espressi in precedenza.

Un esempio di verifica di consistenza dei dati è riportato in Figura 33, in cui si evincono i periodi completi (in verde) ed i mesi di monitoraggio (in rosso) in cui si sono verificate delle anomalie nelle acquisizioni, con il relativo dettaglio di giorno ed orario di occorrenza dell'anomalia.

															CADENZA 15 min. DATI		
Andamento monitoraggio Seriate																	
<i>Grandezza: energia multimetro</i>																mancanti	completi
inizio	ott-18	nov-18	dic-18	gen-19	feb-19	mar-19	apr-19	mag-19	giu-19	lug-19	ago-19	set-19	ott-19	nov-19	dic-19	fine	
25/10/2018																	
ore 19.00					Manca 8/2 alle 13.15	Salto 4/3 dall'1.45 alle 15.00		Mancano 16/5 alle 9.15; 22/5 alle 8.15	Mancano 19,23/6 alle 8.45	Mancano 9,23/7 alle 8.30	Mancano 2/8 alle 5.00; 6/8 alle 20.45; 14/8 alle 21.00; 15/8 alle 21.15; 30/8 alle 21.00	Mancano 2,12/9 alle 21.15; 15/9 alle 21.00; 21,23/9 alle 21.15	Mancano 7,8/10 alle 21.15	Manca 4/11 alle 20.00			01/12/2019 ore 13.45
<i>Grandezza: temperatura mandata, energia caldo</i>																	
inizio	ott-18	nov-18	dic-18	gen-19	feb-19	mar-19	apr-19	mag-19	giu-19	lug-19	ago-19	set-19	ott-19	nov-19	dic-19	fine	
25/10/2018																	
ore 12.00					Manca 8/2 alle 13.15	Salto 4/3 dall'1.45 alle 15.00		Mancano 16/5 alle 9.15; 22/5 alle 8.15	Mancano 19,23/6 alle 8.45	Mancano 9,23/7 alle 8.30	Mancano 2/8 alle 5.00; 6/8 alle 20.45; 14/8 alle 21.00; 15/8 alle 21.15; 30/8 alle 21.00	Mancano 2,12/9 alle 21.15; 15/9 alle 21.00; 21,23/9 alle 21.15	Mancano 7,8/10 alle 21.15	Manca 4/11 alle 20.00	Manca 9/12 alle 20.15		10/12/2019 ore 14.45
<i>Grandezza: temperatura ritorno</i>																	
inizio	ott-18	nov-18	dic-18	gen-19	feb-19	mar-19	apr-19	mag-19	giu-19	lug-19	ago-19	set-19	ott-19	nov-19	dic-19	fine	
25/10/2018																	
ore 12.00					Manca 8/2 alle 13.15	Salto 4/3 dall'1.45 alle 15.00		Mancano 16/5 alle 9.15; 22/5 alle 8.15	Mancano 19,23/6 alle 8.45	Mancano 9,23/7 alle 8.30	Mancano 2/8 alle 5.00; 6/8 alle 20.45; 14/8 alle 21.00; 15/8 alle 21.15; 30/8 alle 21.00	Mancano 2,12/9 alle 21.15; 15/9 alle 21.00; 21,23/9 alle 21.15	Mancano 7,8/10 alle 21.15				09/10/2019 ore 16.15
<i>Grandezza: temperatura esterna</i>																	
inizio	ott-18	nov-18	dic-18	gen-19	feb-19	mar-19	apr-19	mag-19	giu-19	lug-19	ago-19	set-19	ott-19	nov-19	dic-19	fine	
25/10/2018																	
ore 12.00					Manca 8/2 alle 13.15	Salto 4/3 dall'1.45 alle 15.00		Mancano 16/5 alle 9.15; 22/5 alle 8.15	Mancano 19,23/6 alle 8.45	Mancano 9,23/7 alle 8.30							01/08/2019 ore 8.30
<i>Grandezza: temperatura ambiente (indoor)</i>															CADENZA GIORNALIERA		
inizio	ott-18	nov-18	dic-18	gen-19	feb-19	mar-19	apr-19	mag-19	giu-19	lug-19	ago-19	set-19	ott-19	nov-19	dic-19	fine	
25/10/2018																	
																	completi
																	10/12/2019

Figura 33. Esempio di verifica della consistenza dei dati, effettuata per la filiale di Seriate

E' importante disporre di dati di buona qualità e consistenza, in modo da premiare la qualità del risultato in uscita. Del resto, le incertezze tipiche delle misure sul campo, già richiamate nel paragrafo introduttivo, impongono di dover fare delle scelte o adottare dei criteri di validità del dataset iniziale (Figura 34). Questo raffronto è ovviamente indispensabile in fase preliminare. Proprio per questo motivo, a livello qualitativo, il primo check è consistito nel verificare gli ordini di grandezza delle quantità misurate. Sebbene queste, infatti, dipendono strettamente dall'impianto, dal suo utilizzo, dalla superficie da climatizzare, e da molti altri fattori, certo è che poter raffrontare, anche in maniera grossolana, i consumi elettrici e termici può rivelarsi di grande aiuto.

Per la filiale di Milano Cenisio, si è verificato che l'ordine di grandezza dell'energia termica non è risultato plausibile, e in corrispondenza del mese di ottobre 2019 si è verificato un salto di ordine di grandezza dell'energia elettrica nell'arco di una giornata. Ciò comportava una notevole incongruenza nel parametro prestazionale, che risultava non plausibile. A ciò, si aggiunga che anche il salto termico dell'acqua non risultava attendibile. Stante la consistenza delle criticità, si è ritenuto di non procedere con l'ulteriore analisi dei dati.

Per la filiale di Parma, risultava troppo ridotto il salto termico del fluido vettore (sia per la stagione invernale che estiva), pertanto non si è ritenuta attendibile l'intera serie di dati.

Per la filiale di Seriate, gli ordini di grandezza non congruenti di dato termico ed elettrico comportano COP ed EER non attendibili.

Per la filiale di Schio, nella stagione invernale si verifica un fermo del contabilizzatore di energia termica, pertanto le uniche valutazioni fattibili sono relative alla stagione di climatizzazione estiva. Al contrario di quanto avviene per la filiale di Fiorenzuola, nella quale i dati vengono registrati in due stagioni di riscaldamento e non nella stagione di raffrescamento.

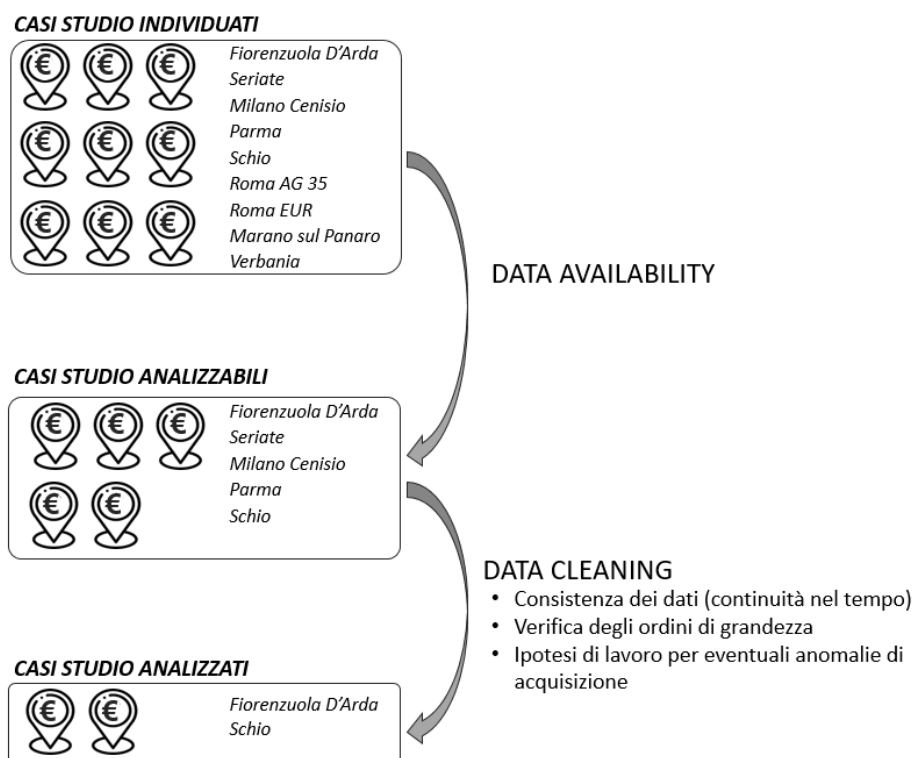


Figura 34. La selezione dei casi studio

I criteri adoperati sono stati stringenti in modo da prediligere l'elevata qualità del dataset di partenza e, di conseguenza, la bontà del risultato finale. Tale scelta si è dimostrata vincente, dal momento che nella fase di post-processing dei dati si è operata una ulteriore scrematura, a valle della quale si è ottenuto un

numero esiguo di valori finali delle grandezze, aggregati secondo specifiche scale temporali, ma nonostante la qualità degli stessi ha consentito di raggiungere l'obiettivo dell'attività di ricerca, ossia la valutazione delle performance delle pompe di calore.

Ovvero, gli originali dataset che includono migliaia di dati su scala quortaria, si riducono, al termine della metodologia impiegata, ad un ordine di grandezza di un centinaio di dati (aggregati su scala giornaliera) e a qualche decina di dati (se aggregati su scala settimanale). Questo aspetto permette una importante riflessione, sempre legata al piano di monitoraggio che occorre sviluppare. Infatti, come già detto, disporre di dati a livello di minuto o quarto d'ora può essere di aiuto per comprendere fenomeni veloce-variabili (quelli cioè in cui la variazione di una delle grandezze determina il rapido adeguamento delle altre); tali fenomeni, tuttavia, non sono frequenti negli impianti aria-acqua. Infatti, questo tipo di impianti è caratterizzato da una certa *inerzia termica* (intimamente legata anche alle modalità di gestione dell'impianto, alla quantità d'acqua del fluido vettore, alle tipologie, numerosità e distribuzione dei corpi scaldanti), che fa sì che si presenti uno sfasamento temporale tra l'assorbimento di energia elettrica (dovuta al funzionamento proprio della macchina, per la produzione di acqua calda) e l'innalzamento della temperatura di mandata dell'acqua impiegata come fluido vettore.

A ciò, si aggiunga anche una considerazione di tipo puramente pratico e metrologico, legata alla capacità dei misuratori impiegati per il monitoraggio di "inseguire" le variazioni delle grandezze e di memorizzarne i valori. Ciò significa che anche i tempi caratteristici degli acquisitori devono essere tenuti in considerazione, in relazione agli aspetti che occorre misurare. A titolo esemplificativo, si può considerare la capacità dei misuratori di portata meccanici (a turbina) di restituire in maniera precisa il valore della portata fluuta. Infatti, in questo tipo di misuratori, ad un determinato numero di giri del rotore interno corrisponde un determinato volume fluuto; tuttavia, se il numero di giri compiuti dal rotore è inferiore a quelli necessari per la totalizzazione, l'impulso elettrico all'acquisitore non viene inviato. Il che implica che è fluuta una portata d'acqua di cui però non si ha contezza, poiché inferiore alla sensibilità dello strumento.

Questo aspetto, come già richiamato nella precedente annualità, comporta la possibilità di disporre di misure "a batch" e quindi non solo discontinue, ma anche imprecise.

Di conseguenza, ampliare la scala temporale di riferimento, piuttosto che individuare un timestep più ampio per l'acquisizione dei dati, risulta essenziale per poter meglio descrivere i fenomeni che si verificano in lassi di tempo più ampi.

L'analisi è poi consistita nel "riunire" i diversi file *.csv in un unico foglio di lavoro, sul quale poter procedere con le elaborazioni (fase 3 di Figura 32).

Anche questo passaggio, nella sua semplicità, ha condotto a poter contemplare la molteplicità di considerazioni che possono emergere dai dati di monitoraggio (Figura 35). A tale scopo, si è scelto di realizzare un foglio di lavoro con i seguenti campi:

- Anno
- Mese
- Giorno
- Giorno della settimana (lun, mart, ...)
- Giorno festivo o feriale
- Numero della settimana (1-52)
- Data (nel formato gg/mm/aaaa)
- Ora (00-23)
- Orario (nel formato hh:mm)
- Timestamp (nel formato gg/mm/aaaa hh:mm)
- Energia elettrica complessiva
- Incremento di energia elettrica (è l'energia effettivamente consumata nel quarto d'ora)

- Energia elettrica cumulativa (dall'inizio del periodo considerato per il download dei dati)
- Temperatura di mandata dell'acqua
- Temperatura di ritorno dell'acqua
- Delta T di temperatura dell'acqua
- Temperatura interna
- Energia termica complessiva
- Incremento di energia termica (è l'energia effettivamente prodotta nel quarto d'ora)
- Energia termica cumulativa (dall'inizio del periodo considerato per il download dei dati)
- Temperatura esterna



Figura 35. Divisione delle informazioni di base per la formattazione del foglio di lavoro

Di conseguenza, il file iniziale composto da pochi campi si è trasformato in un foglio di lavoro più complesso da gestire (Figura 36), ma più utile per gli scopi della ricerca, poiché ha consentito di lavorare a diverse scale temporali di riferimento (da quella sub-oraria a quella mensile).

										PDC_Energia	PDC_Temperatura	PDC_Temperatura	AMBptcasce	PDC_EnergiaCaldo	IMP_Temperatura
Timestamp										Multimetro(kWh)	MandataContatore(°C)	RitornoContatore(°C)	Temperatura(°C)	Contatore(kWh)	Esterna(°C)
19/11/2019 14:15										16298,5	49,4	47,6	22,6	21450	9,3
19/11/2019 14:30										16299,3	48,1	46,3	23	21450	9,3
19/11/2019 14:45										16300,8	47,6	46,9	22,6	21450	9,3
19/11/2019 15:00										16301,5	48,7	46,8	22,3	21450	9,4
19/11/2019 15:15										16301,9	47,5	47,2	22,2	21460	9,4
19/11/2019 15:30										16303,4	49,4	49,1	22,2	21460	9,4
19/11/2019 15:45										16303,4	47,6	47	22,1	21460	9,4
19/11/2019 16:00										16304,4	49,3	49,1	22,1	21460	9,5
19/11/2019 16:15										16306,1	46,7	44,9	23	21470	9,5
19/11/2019 16:30										16307,2	49,2	47	22,5	21470	9,5
19/11/2019 16:45										16308,4	49,4	49,1	22,3	21470	9,5
19/11/2019 17:00										16308,8	47,2	47,5	22,2	21470	9,6
19/11/2019 17:15										16308,8	46,7	45,5	22,1	21470	9,6
19/11/2019 17:30										16308,8	46,1	44,3	22,1	21470	9,6
19/11/2019 17:45										16308,9	45,9	43,2	22	21470	9,5
19/11/2019 18:00										16308,9	45,7	42,1	21,9	21470	9,5
19/11/2019 18:15										16309	45,5	41	21,8	21470	9,5
19/11/2019 18:30										16309	45,3	40,1	21,7	21470	9,5
19/11/2019 18:45										16309	45,1	39,2	21,6	21470	9,6

anno	mese	giorno	fest/fer	G.SETT	num settiman	Data	hh	orario	Timestamp	PDC_Energia Multimetro (kWh)	Incremento di energia elettrica (kWh)	en elettrica cumulativa (kWh)	PDC_Temperatura MandataContatore (°C)	PDC_Temperatura RitornoContatore (°C)	DELTA T ACQUA	AMBptcasce Temperatura(°C)	PDC_EnergiaCaldo Contatore (kWh)	Incremento di En termica (kWh)	en termica cumulativa (kWh)	Text (°C)
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	14	14:00:00	19/11/2019 14:00	16297,1		15143,5	47,2	45,5	1,7	22,1	21440	0	21280	9,3
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	14	14:15:00	19/11/2019 14:15	16298,5	1,4	15144,9	49,4	47,6	1,8	22,6	21450	10	21290	9,3
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	14	14:30:00	19/11/2019 14:30	16299,3	0,8	15145,7	48,1	46,3	1,8	23	21450	0	21290	9,3
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	14	14:45:00	19/11/2019 14:45	16300,8	1,5	15147,2	47,6	46,9	0,7	22,6	21450	0	21290	9,3
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	15	15:00:00	19/11/2019 15:00	16301,5	0,7	15147,9	48,7	46,8	1,9	22,3	21450	0	21290	9,4
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	15	15:15:00	19/11/2019 15:15	16301,9	0,4	15148,3	47,5	47,2	0,3	22,2	21460	10	21300	9,4
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	15	15:30:00	19/11/2019 15:30	16303,4	1,5	15149,8	49,4	49,1	0,3	22,2	21460	0	21300	9,4
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	15	15:45:00	19/11/2019 15:45	16303,4		15149,8	47,6	47	0,6	22,1	21460	0	21300	9,4
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	16	16:00:00	19/11/2019 16:00	16304,4	1	15150,8	49,3	49,1	0,2	22,1	21460	0	21300	9,5
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	16	16:15:00	19/11/2019 16:15	16306,1	1,7	15152,5	46,7	44,9	1,8	23	21470	10	21310	9,5
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	16	16:30:00	19/11/2019 16:30	16307,2	1,1	15153,6	49,2	47	2,2	22,5	21470	0	21310	9,5
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	16	16:45:00	19/11/2019 16:45	16308,4	1,2	15154,8	49,4	49,1	0,3	22,3	21470	0	21310	9,5
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	17	17:00:00	19/11/2019 17:00	16308,8	0,4	15155,2	47,2	47,5	-0,3	22,2	21470	0	21310	9,6
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	17	17:15:00	19/11/2019 17:15	16308,8		15155,2	46,7	45,5	1,2	22,1	21470	0	21310	9,6
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	17	17:30:00	19/11/2019 17:30	16308,8		15155,2	46,1	44,3	1,8	22,1	21470	0	21310	9,6
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	17	17:45:00	19/11/2019 17:45	16308,9	0,1	15155,3	45,9	43,2	2,7	22	21470	0	21310	9,5
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	18	18:00:00	19/11/2019 18:00	16308,9		15155,3	45,7	42,1	3,6	21,9	21470	0	21310	9,5
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	18	18:15:00	19/11/2019 18:15	16309	0,1	15155,4	45,5	41	4,5	21,8	21470	0	21310	9,5
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	18	18:30:00	19/11/2019 18:30	16309		15155,4	45,3	40,1	5,2	21,7	21470	0	21310	9,5
2019	11	19	lavorativo	mar	47	19/11/2019	18	18:45:00	19/11/2019 18:45	16309		15155,4	45,1	39,2	5,9	21,6	21470	0	21310	9,6

Figura 36. Formattazione finale del foglio di lavoro

Riuscire a comprendere quali informazioni e campi aggiungere, e soprattutto in quale ordine, ha richiesto ulteriori test e considerazioni, in ragione anche delle modalità con cui si intendeva analizzare ed elaborare i grafici.

Ad esempio, inizialmente si è pensato di operare con la funzione delle tabelle pivot, in modo da poter agilmente variare la scala temporale.

Poi, tuttavia, si è scelto di lavorare con la funzione di riepilogo dei sub-totali, e quindi di generare, grazie alle tabelle pivot, fogli di lavoro singoli per ogni scala temporale analizzata. Pertanto, la formattazione iniziale è stata utile e necessaria, così come la tabella pivot, ma poi si è proceduto (anche a valle delle considerazioni maturate con la fase 4 della Figura 32) con la stesura di fogli di lavoro separati.

A questo punto, dopo aver vagliato i casi studio, e verificato l'attendibilità e consistenza dei dati, si è proceduto alla loro elaborazione (fase 4 della Figura 32).

Si è scelta la filiale bancaria di Fiorenzuola d'Arda come caso esempio, quindi le considerazioni che verranno sviluppate nel seguito sono riferibili a tale filiale. Questi ragionamenti, tuttavia, hanno permesso di definire la metodologia di elaborazione dei dati, poi applicata anche per la filiale di Schio.

In prima istanza, si è cercato di verificare la corrispondenza tra temperatura esterna e consumo di energia elettrica. Per questo motivo, la Figura 37 mostra tutti i dati quartorari, e riferiti all'arco temporale 14/10/2018-10/12/2019 della filiale di Fiorenzuola d'Arda.

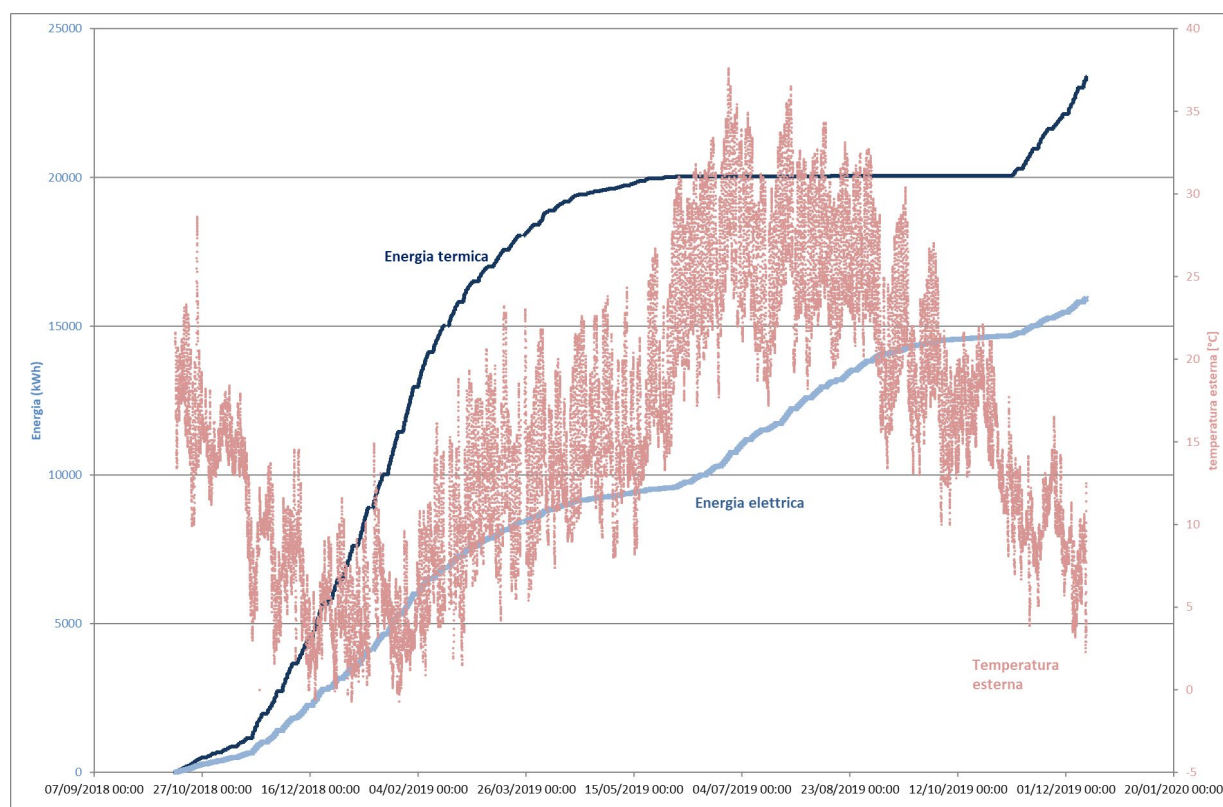


Figura 37. Dati quartorari relativi ad energia termica, energia elettrica e temperatura esterna

Sull'asse verticale sinistro di Figura 37 è possibile acquisire le informazioni relative all'energia termica (in blu) e all'energia elettrica (in celeste); il dato di temperatura esterna (in rosa) va letto sull'asse verticale destro.

L'informazione quartoraria, benché preziosa per ricostruire un dettagliato profilo di utilizzo dell'impianto, rende meno visibili altre informazioni che invece hanno dinamicità più lento-variabile, come ad esempio il COP e l'EER. Ciò è particolarmente intuibile osservando i grafici in Figura 38, in cui il COP è ricavato come

rapporto istantaneo dei valori quartorari di energia termica ed elettrica, presentati in Figura 37, limitando la visualizzazione ai COP compresi tra 0 e 7.

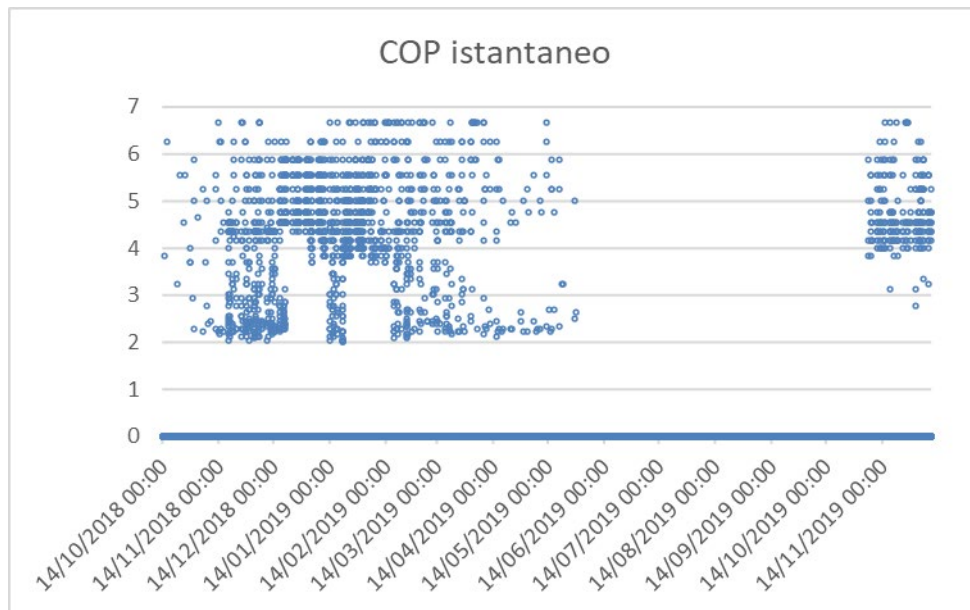


Figura 38. COP istantaneo, ricavato come rapporto dei valori quartorari di energia termica ed elettrica (valori da 0 a 7).

La Figura 38 mette in luce che i valori di COP ottenuti come rapporto istantaneo sono devono essere opportunamente filtrati per un corretto studio: già ridurre la scala del COP nel range 0-7 (come in Figura 38), aiuta a meglio comprendere che tale approccio (rapporto istantaneo) non restituisce una informazione facilmente leggibile delle performance della pompa di calore. Ciò, anche in ragione della scala temporale di analisi, con la quale si opera un vero e proprio “zoom” sulle dinamiche occorse, e in virtù del fatto che si leggono i dati in maniera istantanea e quindi nel transitorio, non a regime, e peraltro prescindendo dal salto termico, ovvero anche in caso di bassissimo scambio termico con l’utenza.

Ciò costituisce uno dei punti di approfondimento della presente linea di ricerca: verificare quale è l’intervallo minimo di acquisizione dei dati operativi per la corretta definizione delle prestazioni in campo degli impianti all-electric. Per questo motivo, anche il COP ed EER acquisiti possono risultare, se valutati su scala temporale non corretta, incoerenti o privi di significato fisico. Tuttavia, si dimostrerà come il semplice passaggio di scala temporale aiuti a comprendere la dinamicità delle prestazioni dell’impianto.

Perciò, le analisi seguenti sono state condotte anche su base oraria, giornaliera e settimanale, e in prima battuta senza eliminare, dalle considerazioni, i giorni festivi.

Riguardo alle elaborazioni e alle diverse scale temporali, è possibile riassumere in Tabella 11 i valori massimi e minimi delle grandezze di interesse.

Tabella 11. Valori massimi e minimi delle grandezze in varie scale temporali

	Incremento di En termica	Incremento di En elettrica	Delta Tacqua	Temp. Mandata	Temp. Ritorno	Temp. interna (casse)	Temp. Esterna
	[kWh]	[kWh]	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]
ELABORAZIONE QUARTORARIA							
MIN	0	0,1	-4,2	5,9	6,8	16,8	-0,7
MAX	20	33,3	19,4	51,3	51,3	30,7	37,6
ELABORAZIONE ORARIA							
MIN	0	0,1	-2,3	6,6	7,7	16,8	-0,5
MAX	40	34,7	19,3	52	50,15	30,7	37,5
ELABORAZIONE GIORNALIERA							
MIN	0	3,5	-1,7	10,1	11,1	17,5	1,2
MAX	360	182,6	17,7	47,6	46,4	29,9	32,2
ELABORAZIONE SETTIMANALE							
MIN	0	7,1	-1,4	13,5	14,4	20,0	3,2
MAX	1770	734,5	9,6	44,9	41,8	27,9	29,5

La differente scala temporale tende a “smussare” eventuali picchi locali ovvero i transitori e, in generale, ad essere rappresentativa di un comportamento più stagionale.

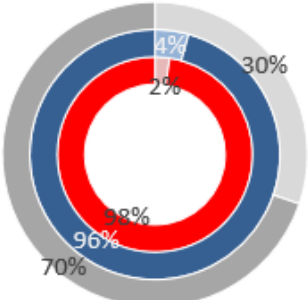
È risultato allora opportuno considerare in maniera separata i giorni festivi e i feriali del periodo di monitoraggio: il calendario delle festività negli anni 2018, 2019 e 2020 è riportato nella Tabella 12.

Tabella 12. Calendario delle festività negli anni 2018, 2019 e 2020

	GIORNI FESTIVI		
	2018	2019	2020
Capodanno	01/01/2018 lun	01/01/2019 mar	01/01/2020 mer
Epifania	06/01/2018 sab	06/01/2019 dom	06/01/2020 lun
Pasqua	01/04/2018 dom	21/04/2019 dom	12/04/2020 dom
Lunedì di Pasqua	02/04/2018 lun	22/04/2019 lun	13/04/2020 lun
Liberazione	25/04/2018 mer	25/04/2019 gio	25/04/2020 sab
Festa del lavoro	01/05/2018 mar	01/05/2019 mer	01/05/2020 ven
Festa della Repubblica	02/06/2018 sab	02/06/2019 dom	02/06/2020 mar
Ferragosto	15/08/2018 mer	15/08/2019 gio	15/08/2020 sab
Ognissanti	01/11/2018 gio	01/11/2019 ven	01/11/2020 dom
Immacolata concezione	08/12/2018 sab	08/12/2019 dom	08/12/2020 mar
Natale	25/12/2018 mar	25/12/2019 mer	25/12/2020 ven
Santo Stefano	26/12/2018 mer	26/12/2019 gio	26/12/2020 sab

Le considerazioni che seguono fanno riferimento ai giorni festivi di Tabella 12. Tuttavia, al termine della metodologia, si è preferito scegliere un approccio ulteriormente cautelativo, ovvero di considerare come festive anche le giornate pre-festive (ovvero, la vigilia di Pasqua, il 14 agosto, la vigilia di Natale, vigilia di Capodanno) inoltre, si è aggiunto e il giorno del santo patrono).

Pertanto, sempre a partire dagli stessi dati illustrati in Figura 37, si è ritenuto interessante osservare i consumi medi nei giorni festivi e feriali (Tabella 13).

Tabella 13. Analisi dei carichi nei giorni festivi e lavorativi						
	Numero di giorni	En termica [kWh]	En elettrica [kWh]	En termica/giorno [kWh/giorno]	En elettrica/giorno [kWh/giorno]	
Giorni Festivi	127	570	695,3	4,4	5,4	
Giorni Lavorativi	293	22810	15249,8	79,5	53,1	
TOTALE	420	23380	15954,1	55,7	38,0	

Come lecito attendersi e confermato dalla Tabella 13, nei giorni lavorativi il consumo medio è nettamente superiore di quello nei giorni festivi, indice del fatto che in questi ultimi l'impianto viene spento.

Anche il dato di energia termica giornaliera dimostra l'erogazione nettamente superiore nei giorni lavorativi, pur non risultando trascurabile nei giorni festivi. Perciò, sebbene il 70% dei giorni monitorati risultano lavorativi (anello grigio scuro) e i restanti 30% festivi, i consumi di energia elettrica (anello blu) e quelli di energia termica (anello rosso) sono imputabili per la quasi totalità alle giornate lavorative.

Per questo motivo, si è scelto di portare avanti le successive considerazioni separando i giorni lavorativi da quelli festivi.

La Figura 39 mostra in rosso l'andamento di energia termica, e in blu quello dell'energia elettrica, utilizzando l'aggregazione oraria dei dati relativi alle giornate lavorative (lun-ven, ed escludendo le festività).

Nel passare dal dato quartorario al dato orario, i valori di energia elettrica e termica sono semplicemente sommati, mentre quelli di temperatura vengono mediati sulla scala temporale.

Nel periodo estivo non c'è produzione di energia termica, ma vengono registrati dei piccoli (ma costanti) assorbimenti elettrici. Questo aspetto, se da un lato manifesta il fatto che l'impianto non viene usato per la climatizzazione estiva, dall'altro evidenzia che ci sono dei carichi "parassiti" che vengono registrati dall'acquisitore. Questo aspetto è meglio indagato nel seguito.

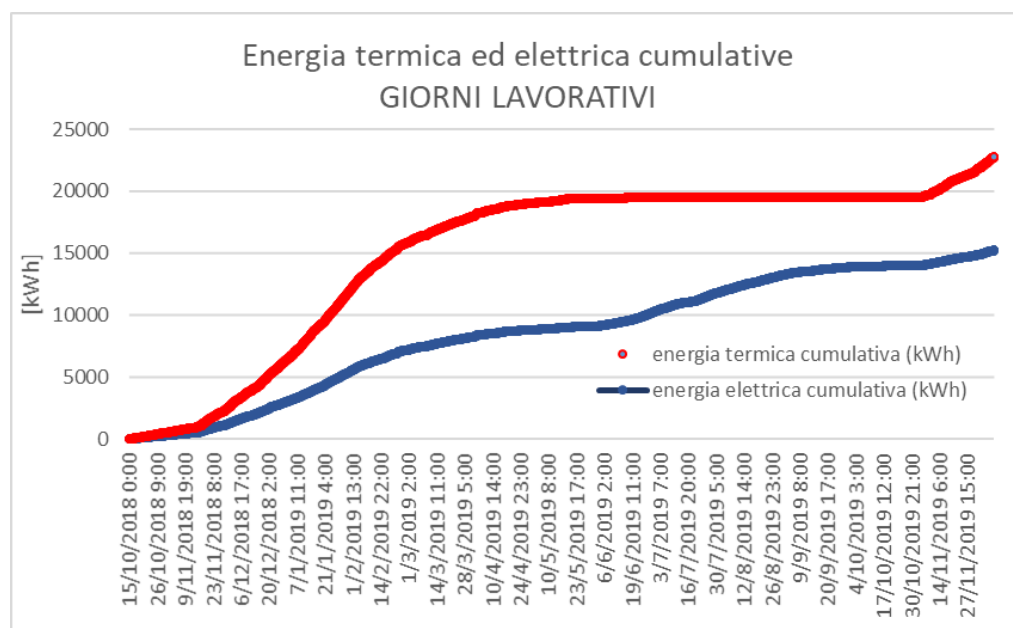


Figura 39. Dati orari, giorni lavorativi, curve cumulative di energia termica ed energia elettrica

Nello stesso periodo, e sempre per i giorni lavorativi, si è scelto di graficare le temperature esterne ed interne (Figura 40).

Riguardo la temperatura esterna (in verde in Figura 40), si notano in maniera distinta le oscillazioni giornaliere e annuali; per la temperatura interna (in viola) le acquisizioni sono state avviate solo in data 14/6/2019, perciò nel grafico risultano valori nulli per date anteriori. Questo purtroppo evidenzia le difficoltà o problematiche che possono sorgere durante un monitoraggio. In questo caso, l'acquisizione del dato di temperatura interna (in corrispondenza delle casse dello sportello bancario) è avvenuta solo a partire da una certa data, a monitoraggio delle altre grandezze già avviato.

Ad ogni modo, l'andamento della Figura 40 dimostra da un lato la variazione annuale delle temperature (che seguono quasi una sinusoide), dall'altro lato una fluttuazione/oscillazione a volte anche ampia, specie in corrispondenza delle giornate delle stagioni intermedie. Tale variabilità si evince anche dalla Figura 37. Del resto, è utile osservare che le corrispondenti temperature interne non subiscono una forte oscillazione. Per meglio comprendere la distribuzione in frequenza delle temperature, sono stati realizzati anche gli istogrammi di Figura 41 e Figura 42.

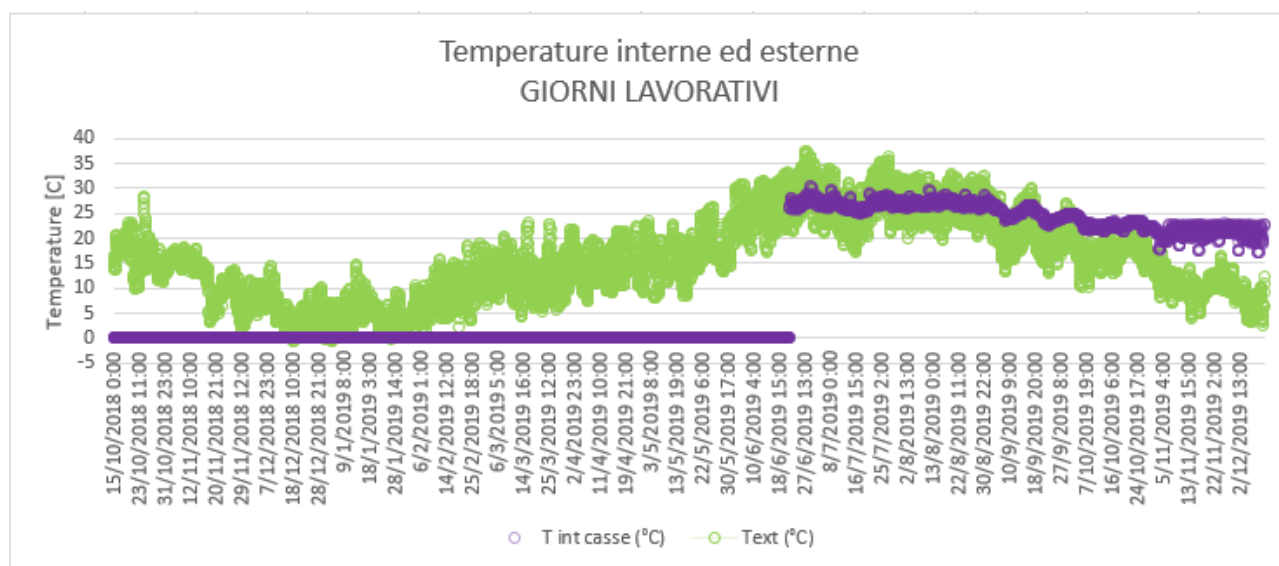


Figura 40. Dati orari, giorni lavorativi, temperatura interna ed esterna

L'analisi degli istogrammi permette di comprendere quali siano state, nell'arco temporale preso a riferimento (14/10/2018-10/12/2019), le temperature massime e minime e con quale frequenza. Questo, per comprendere anche quali siano gli estremi della temperatura esterna all'interno delle quali si trova ad operare la pompa di calore, e dunque per avere una idea di quanto ampio sia questo range in relazione a quello nel quale sono dichiarate le prestazioni nominali della pdc stessa. Tale valutazione risulta opportuna per comprendere anche a quali situazioni di variabilità esterna è sottoposta la macchina, le cui performance ovviamente tendono a diminuire al diminuire della temperatura esterna (in inverno).

Stesso dicasi, chiaramente, anche per quanto riguarda le temperature interne, rilevate in corrispondenza delle casse dello sportello bancario, ovvero lì dove viene accolta e servita l'utenza. La distribuzione delle temperature mostra due "picchi": uno in corrispondenza dei 23-24 °C (temperatura di comfort indoor), l'altro in corrispondenza di 27-28 °C, che evidenzia una situazione di discomfort associabile al periodo estivo, in cui, come già detto, la pompa di calore non lavora.

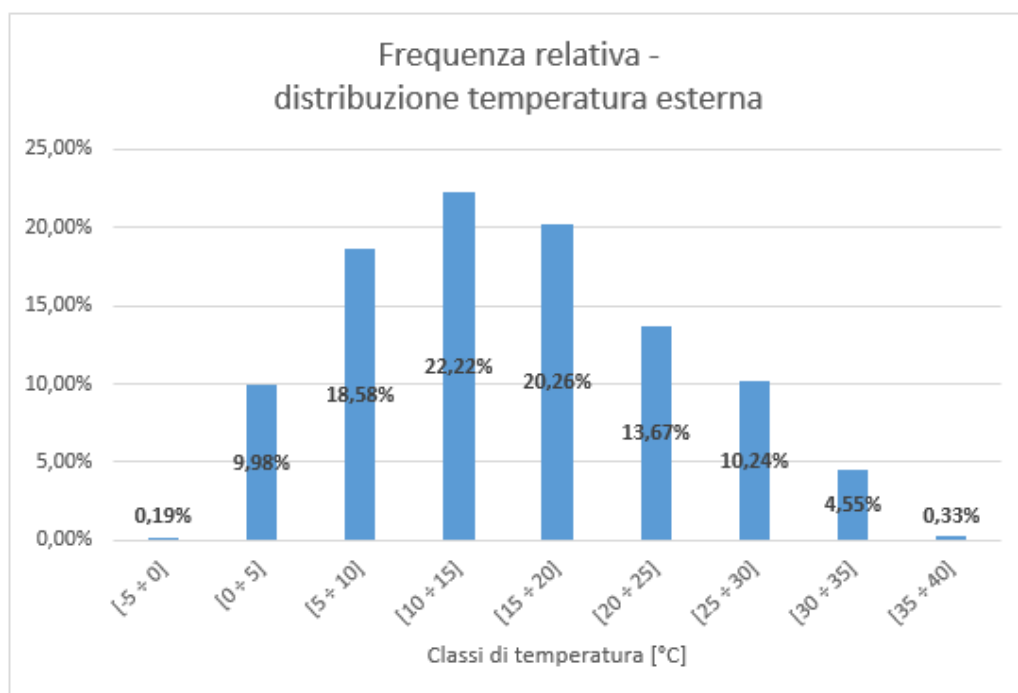


Figura 41. Distribuzione in frequenza per classi di temperatura, relativa alla temperatura esterna con dati a livello orario

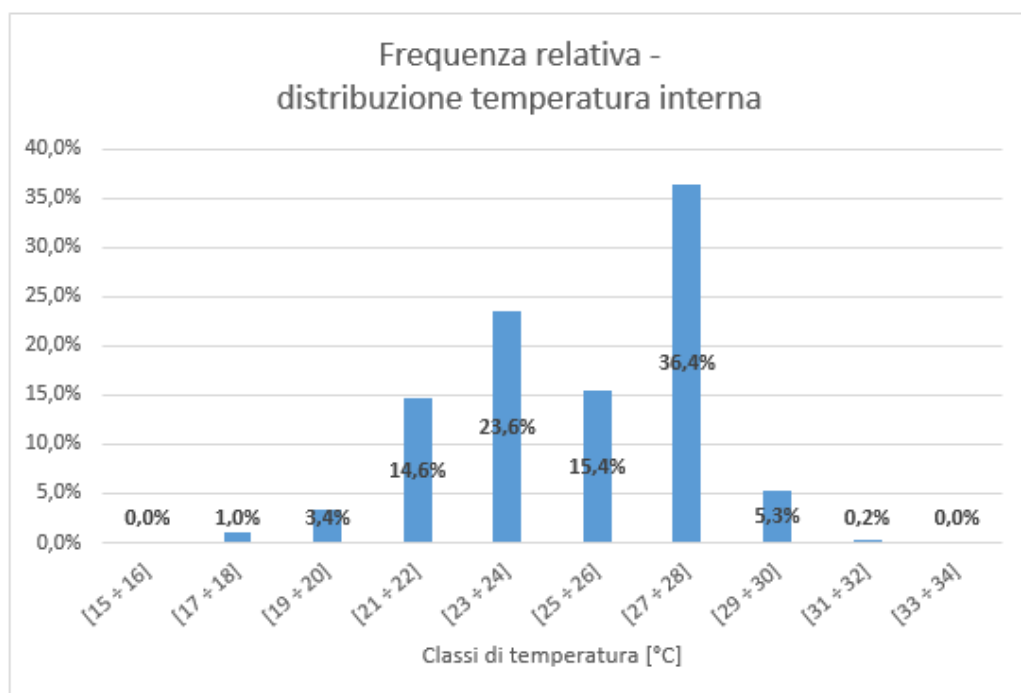


Figura 42. Distribuzione in frequenza per classi di temperatura, relativa alla temperatura interna con dati a livello orario

Queste valutazioni ovviamente non possono essere scisse dalla valutazione del salto termico operato dall'acqua (fluido vettore) nello stesso periodo, riportato in Figura 43. In tale grafico è riportata, su base oraria, la differenza di temperatura tra mandata e ritorno dell'impianto nei giorni lavorativi. Ne emerge un salto termico anche importante (superiore a 15 °C) e con andamento piuttosto discontinuo. Se ne deduce che all'avvio dell'impianto ovviamente il delta termico è maggiore, rispetto alla situazione di "messa a regime".

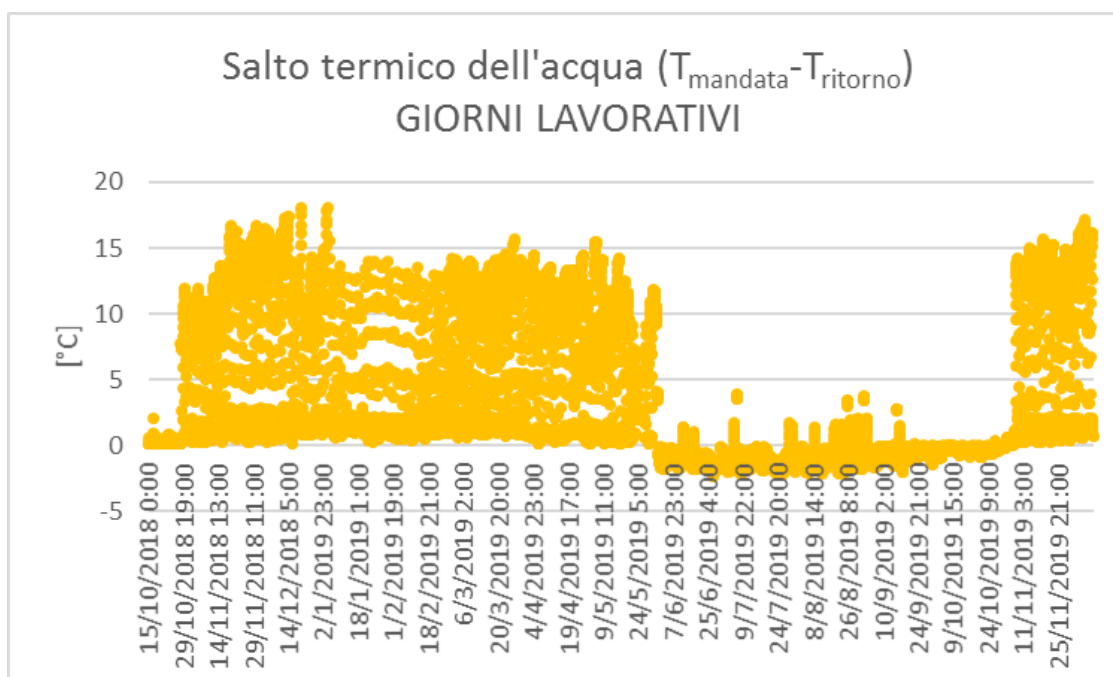


Figura 43. Dati orari, giorni lavorativi, salto termico dell'acqua tra mandata e ritorno

È utile anche osservare uno “scalino” nelle acquisizioni che denota che nel periodo estivo l'acqua non subisce alcuna variazione significativa di temperatura, segno che l'impianto è spento. Tuttavia, il grafico in Figura 43 non mostra nel periodo estivo delle variazioni di temperatura nulla: questa evidenza fa emergere la possibilità che uno dei sensori di temperatura dell'acqua non risulti completamente schermato da fonti di calore o radiazione durante il periodo considerato. Pertanto, ad esempio a causa di irraggiamento diretto, localmente l'acqua subisce un incremento di temperatura rilevato dalla sonda e trasmesso all'acquisitore, ma che di fatto non è correlabile al funzionamento dell'impianto. Tale periodo, infatti, corrisponde all'arco temporale 03/06/2019- 31/10/2019. Il dettaglio, riferito esclusivamente al delta temperatura dell'acqua, in tale periodo, è mostrato in Figura 44.

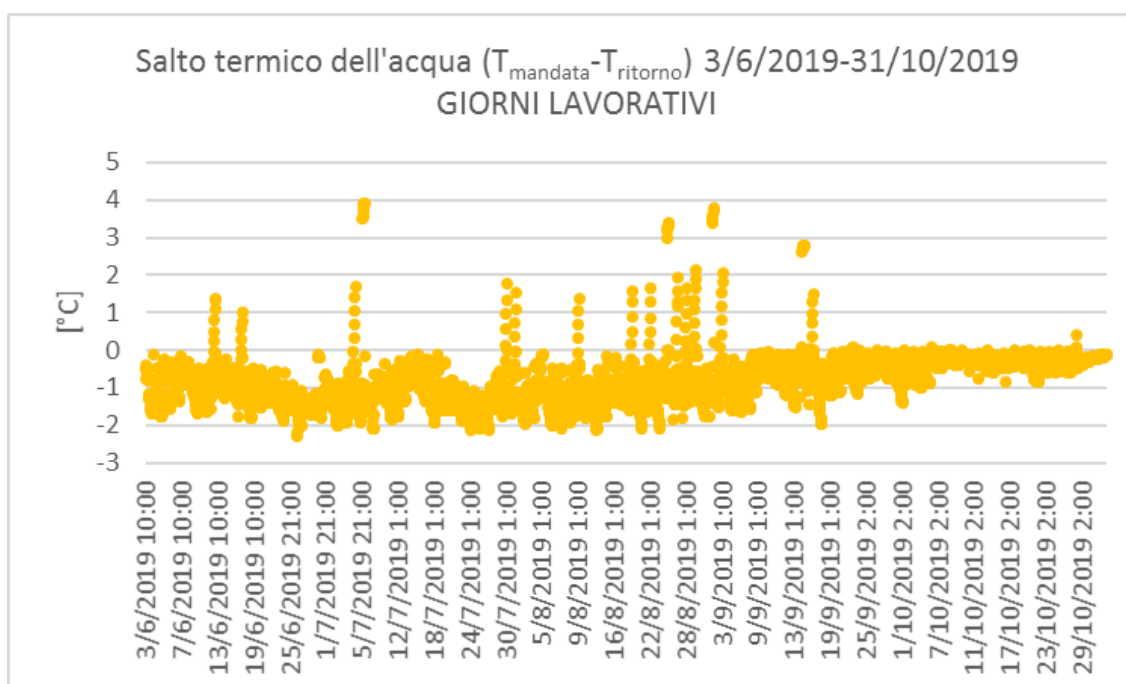
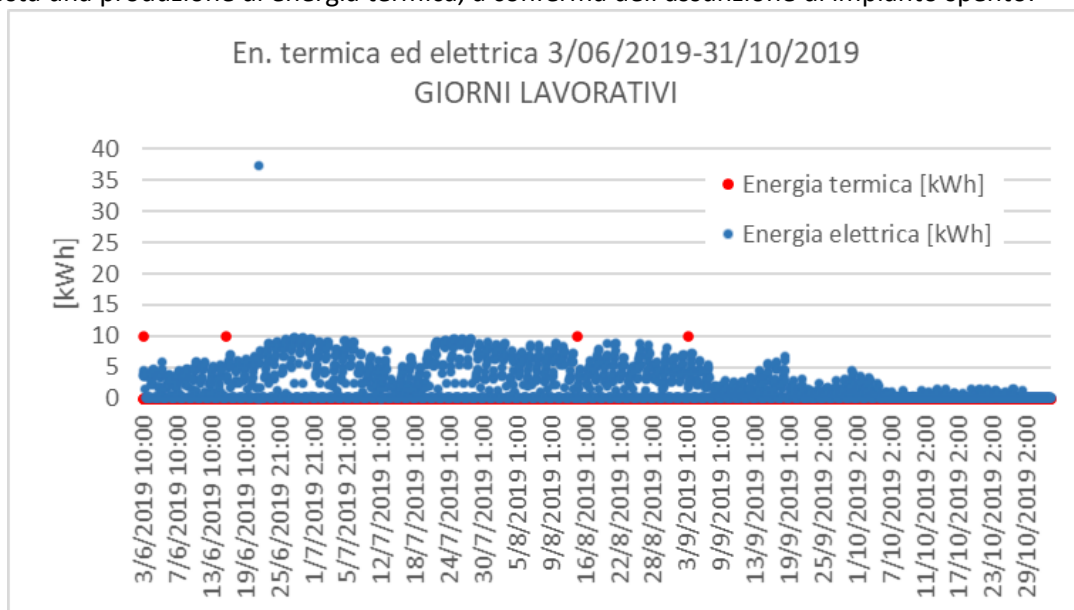


Figura 44. Differenza di temperatura di mandata e di ritorno dell'acqua su base oraria nei giorni lavorativi (in giallo) - visualizzazione di TUTTI i dati compresi tra 03/06/2019 e 31/10/2019 (plateau della Figura 43).

Il grafico in Figura 44 mostra il delta di temperatura (mandata - ritorno), su base oraria e nel periodo specificato. Tale differenza risulta generalmente negativa, a testimonianza di quanto asserito precedentemente, a meno di alcuni periodi, in cui si sono verificate acquisizioni positive, ovvero temperature di mandata superiori alle temperature di ritorno. La modesta entità di questo salto termico lascia pensare che l'impianto non fosse effettivamente in funzione, ma che ad esempio uno dei sensori di temperatura (quello sul ritorno) fosse soggetto ad una fonte di calore o irraggiamento tale da alterare la misura della temperatura stessa. Ad ogni modo, la modesta entità del salto termico è dello stesso ordine di grandezza della sensibilità degli strumenti di misura della temperatura, perciò l'analisi del grafico in Figura 44 permette di introdurre una nuova ipotesi di lavoro: eliminare dalle valutazioni tutti i dati (di energia) verificatisi in corrispondenza di salti termici inferiori a 2 °C (si specifica che tale ipotesi di lavoro verrà applicata nei grafici relativi alla filiale, e non nei prossimi grafici che invece sono stati necessari proprio per definire la metodologia da applicare e replicare).

Nel periodo estivo, si sono registrati i seguenti valori orari di energia termica ed elettrica, riportati in termini assoluti e di curve cumulative in Figura 45. Complessivamente, nei giorni lavorativi del periodo 03/06/2019 e 31/10/2019 (pari a 108 giorni), l'energia elettrica consumata è stata pari a 4929,5 kWh e l'erogazione termica pari a 40 kWh. Questo evidenzia dei consumi elettrici "di base", ovvero un vero e proprio zoccolo di carico elettrico (dovuto ad esempio al sistema di controllo, a eventuali ausiliari) cui non è corrisposta una produzione di energia termica, a conferma dell'assunzione di impianto spento.



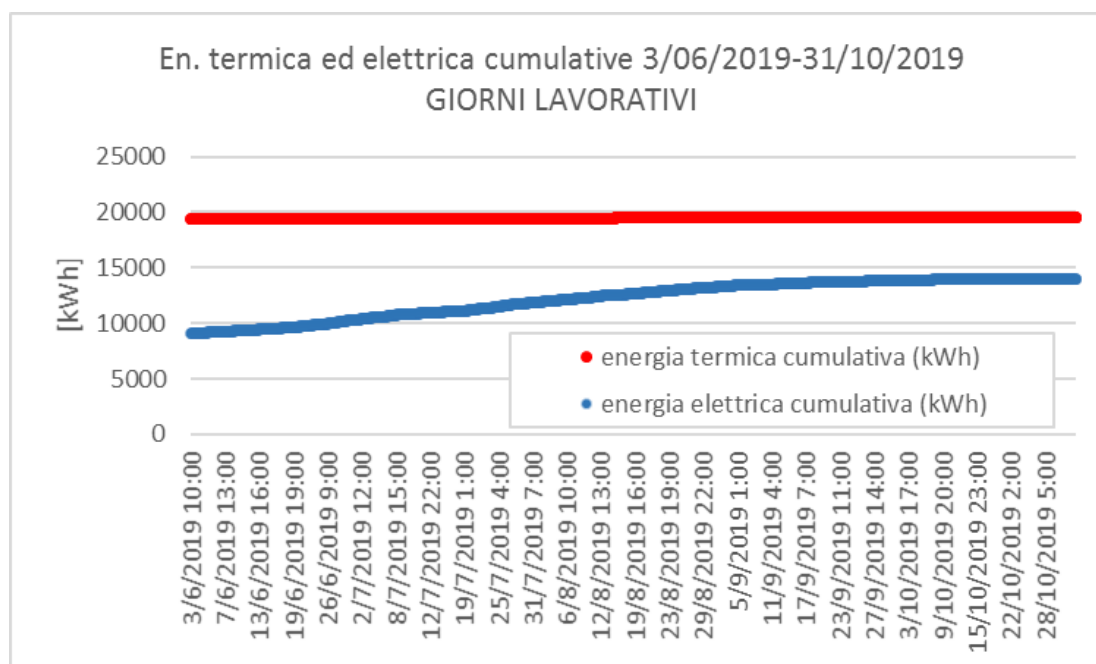


Figura 45. Dati orari, giorni lavorativi, incrementi di energia termica ed elettrica in termini assoluti e relativi, nel periodo 3/06/2019-31/10/2019

Si è ritenuto importante, allora, comprendere l'entità di tale "zoccolo" di energia elettrica, registrato nei giorni lavorativi, osservando la distribuzione in frequenza dei valori di energia elettrica. Il risultato è mostrato in Figura 46, in cui gli incrementi di energia elettrica sono divisi in classi di ampiezza pari a 0,5 kWh. Ne emerge che circa il 57% degli incrementi registrati è stato di valore compreso tra 0,5 kWh e 1 kWh; complessivamente, la frequenza cumulativa mostra che circa l'83% degli incrementi è stato inferiore a 5 kWh e il 99% degli incrementi è stato inferiore a 10 kWh.

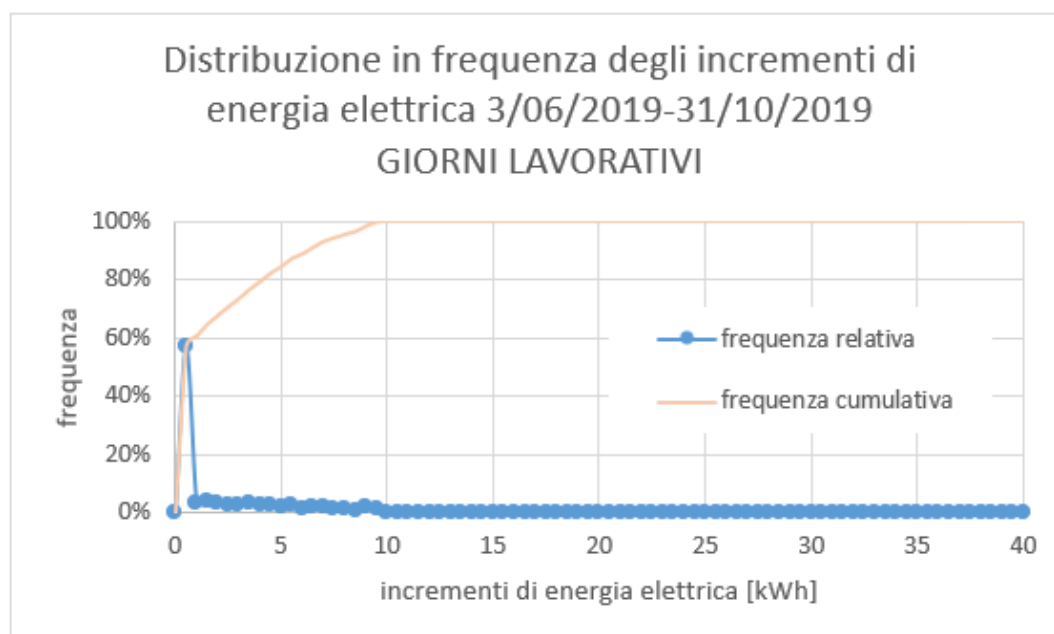


Figura 46. Dato orario, distribuzione in frequenza dei valori di energia elettrica assorbita nei giorni lavorativi del periodo 3/06/2019-31/10/2019 (con riferimento alla Figura 45)

Conseguenza diretta di analisi di tipo orario, che non tengano conto dell'inerzia dell'impianto e del suo avvio, è l'ottenere valori orari di COP come quelli mostrati in Figura 47, dove è rappresentato il rapporto

orario tra energia termica ed energia elettrica. I valori ottenuti sono decisamente alti (ordine di 5) con evidenti valori fuori scala (fino a 50).

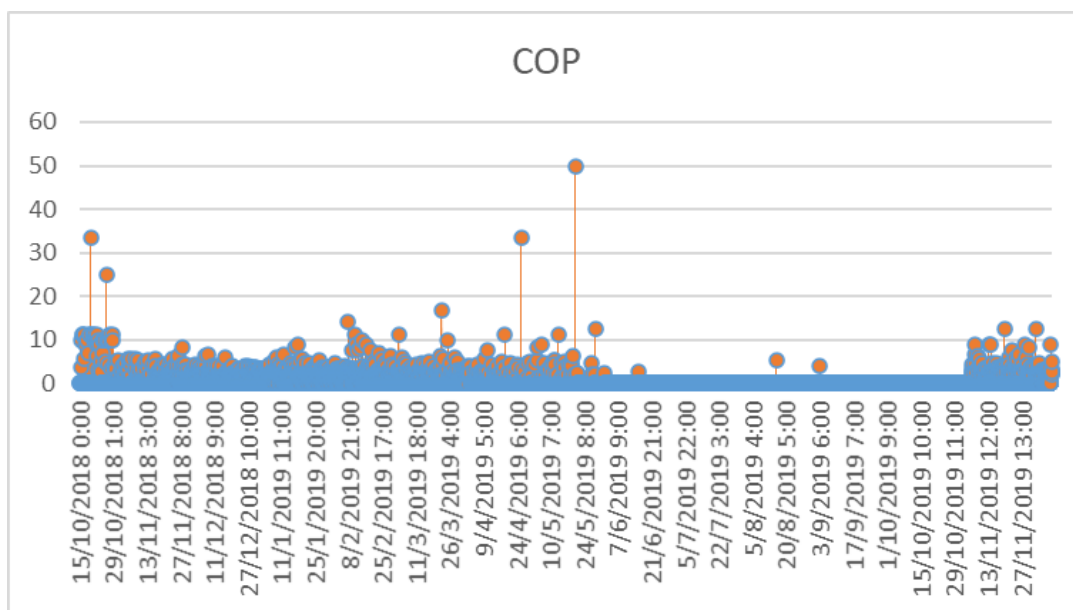


Figura 47. Dati orari, giorni lavorativi, COP

Il rapporto istantaneo orario di potenza termica ed elettrica (Figura 47), che determinano il salto termico di Figura 43, non risulta leggibile, ovvero non porta a delle considerazioni realistiche circa il funzionamento ed efficienza dell’impianto. È evidente, pertanto, che questo tipo di approccio, di tipo “tranchant”, con cui rapportare in maniera diretta energia termica ed elettrica, non permette di valutare in maniera corretta cosa avviene nei transitori termici e soprattutto nei transitori di acquisizione cui si è accennato in precedenza. Ovvero, è proprio dall’analisi della Figura 47 che si evidenzia come consumi elettrici e produzione di energia termica siano sfalsati temporalmente e come gli acquisitori stessi, per la loro natura metrologica, forniscano dei valori (registrati dal data logger) non necessariamente correlati in maniera istantanea al loro verificarsi, come accade spesso per la misura di portata cui è legata la valutazione dell’energia termica.

Ovviamente, si è ritenuto opportuno anche valutare le grandezze nei giorni festivi, per i quali si ottengono le curve cumulative di energia termica ed elettrica mostrati in Figura 48 riferite al dato orario (in ascisse è riportato il progressivo delle acquisizioni). Si nota che si sono registrati, anche nei giorni festivi, dei consumi termici (le giornate festive in cui la variazione di energia termica è stata non nulla sono state: 14/10/2018, 20/10/2018, 21/10/2018, 27/10/2018, 26/12/2018 e 01/01/2019) ed elettrici (come anche illustrati nella Tabella 13).

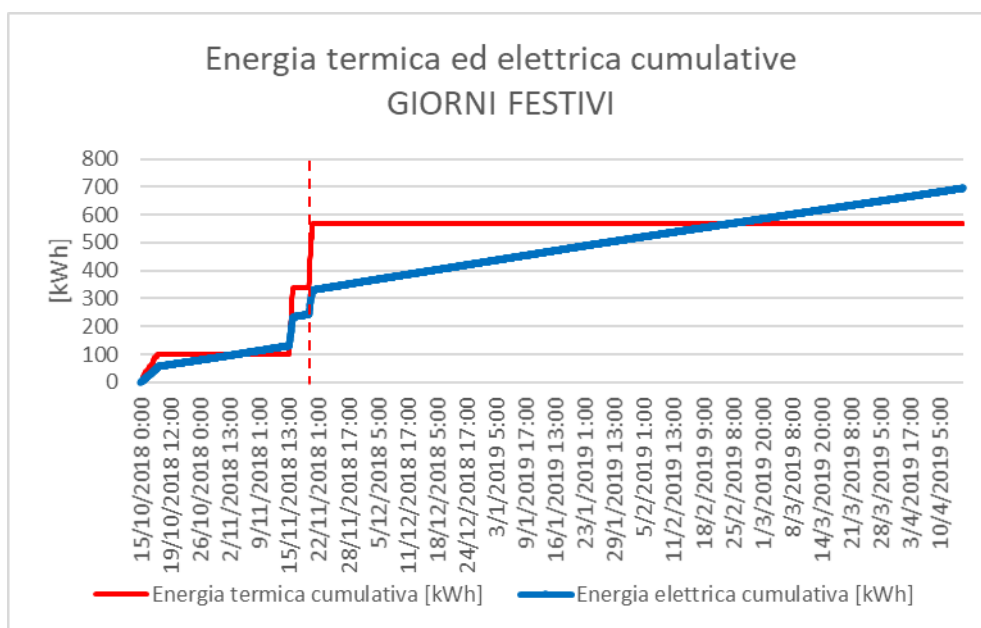


Figura 48. Dati orari, giorni festivi, curve cumulative di energia termica ed elettrica

L'andamento in Figura 48 fa emergere un comportamento anomalo delle misure durante il primo periodo di acquisizione. Per questo motivo, si è scelto di osservare nel dettaglio proprio l'arco temporale dal 14/10/2018 al 01/01/2019, sempre con riferimento ai giorni festivi. L'andamento ottenuto è mostrato in Figura 49, da cui si evince che vi è sempre un consumo di energia elettrica, ad incrementi costanti per brevi periodi. Ovvero, la curva cumulativa risulta composta da spezzate che hanno pendenza (e dunque incrementi) differenti. A tali assorbimenti elettrici non sempre corrispondono delle erogazioni di energia termica. Infatti, sempre dalla Figura 49, il trend in rosso relativo proprio all'energia termica cumulativa mostra degli "scalini" nelle prime acquisizioni, ovvero vengono registrati in maniera periodica dei segnali di energia termica pari a 10 kWh. Ciò è sintomatico delle modalità di funzionamento proprie del misuratore di energia termica, che come già detto soffre di inerzie e di misure "a batch". Segue un importante plateau in cui evidentemente gli acquisitori non hanno registrato energia termica in transito, e poi nuovamente vengono registrati dei valori (in corrispondenza del giorno 26/12/2018). Questa ultima informazione fa comprendere che l'impianto viene acceso (pur se in giornate festive) prima di una riapertura della filiale bancaria dovuta alle festività (in questo caso natalizie). Quindi, sebbene non si disponga di un vero e proprio profilo di accensione dell'impianto, da questa tipologia di analisi e dai grafici risulta plausibile la ricostruzione esposta.

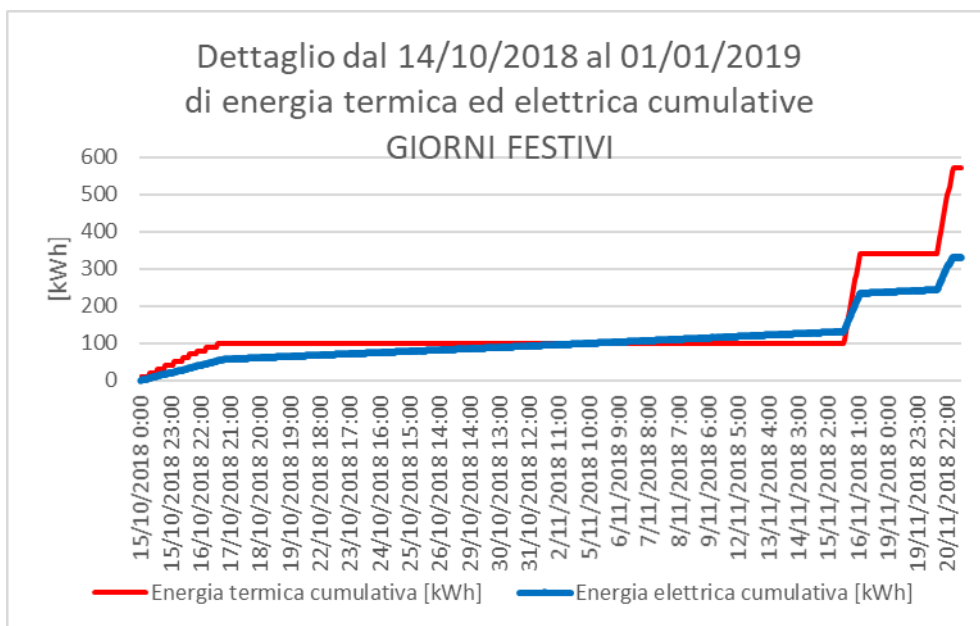


Figura 49. Dato orario, energia termica ed elettrica cumulative nel periodo 14/10/2018-01/01/2019

Questo avvalorava la tesi dello sfasamento temporale tra consumi ed erogazione, e sottolinea anche come ci sia una sorta di “zoccolo” di energia elettrica assorbita, dovuto con ogni probabilità ai controllori, agli ausiliari, etc. Proprio per quantificare l’entità di questo “zoccolo” di carico elettrico registrato in tutto l’arco temporale (ovvero con riferimento alla Figura 48), si è pensato di analizzare anche la distribuzione in frequenza degli incrementi di energia elettrica, sempre nei giorni festivi. Il risultato è mostrato in Figura 50, in cui gli incrementi di energia elettrica sono divisi in classi di ampiezza pari a 0,1 kWh.

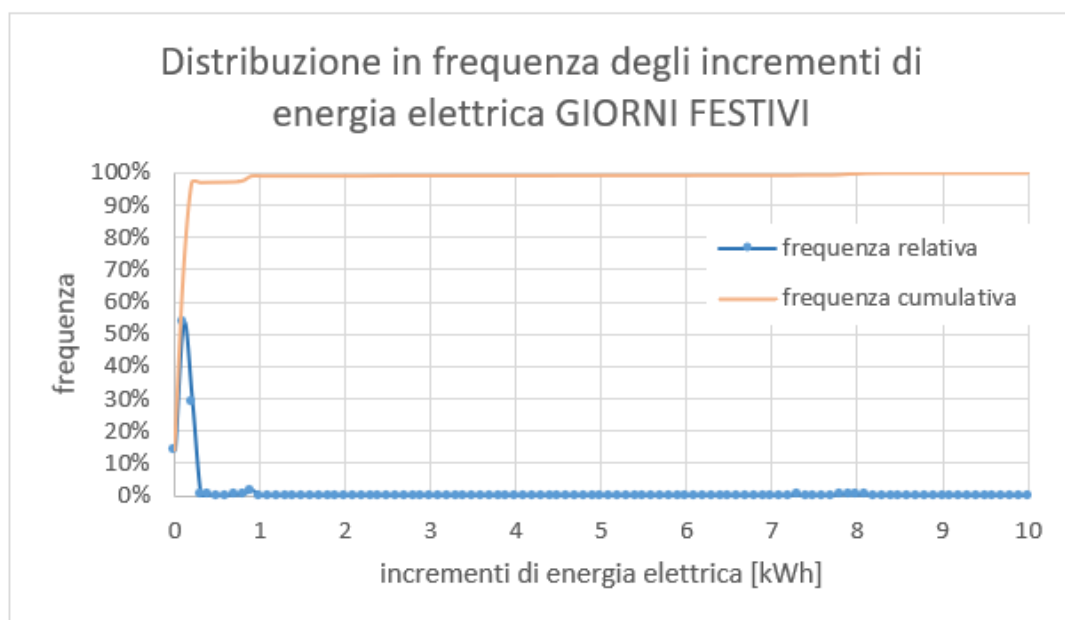


Figura 50. Dato orario, distribuzione in frequenza dell’energia elettrica assorbita nei giorni festivi

Ne emerge che il 14% dei valori registrati è stato compreso tra 0 e 0,1 kWh, e circa il 54% degli incrementi registrati è stato di valore compreso tra 0,1 kWh e 0,2 kWh; complessivamente, la frequenza cumulativa mostra che il 99% degli incrementi è stato inferiore a 1 kWh.

Il grado di dettaglio orario, dunque, permette di ricostruire in maniera puntuale cosa accede all’impianto (accensioni, spegnimenti) e quali sono eventuali anomalie o carichi registrati ma non correlati all’esercizio.

Tuttavia, per ottenere informazioni utili per determinare l'efficienza dell'impianto, occorre "salire di scala temporale" svolgendo analisi su base giornaliera.

Ancora una volta, come operato per passare dal dato quartorario a quello orario, i valori di energia elettrica e termica vengono sommati, mentre quelli di temperatura vengono mediati sulla scala temporale scelta.

Nel passaggio di scala si è voluto evidenziare come possa cambiare la "lettura" del COP.

A tal proposito, è stato realizzato il grafico in Figura 51, che riporta il COP (ottenuto come rapporto tra i valori giornalieri di energia termica ed elettrica) e in cui sono evidenziate con tratteggio rosso e blu rispettivamente il COP e l'EER della pompa di calore (come dichiarati sulla scheda tecnica). A beneficio di un ulteriore confronto e considerazioni, è stata realizzata anche la Figura 52, in parte omologa della Figura 51, in cui il COP (indicatori arancioni e blu, valori sull'asse verticale sinistro) è posto sullo stesso grafico delle temperature esterne (indicatori verdi, valori sull'asse verticale destro).

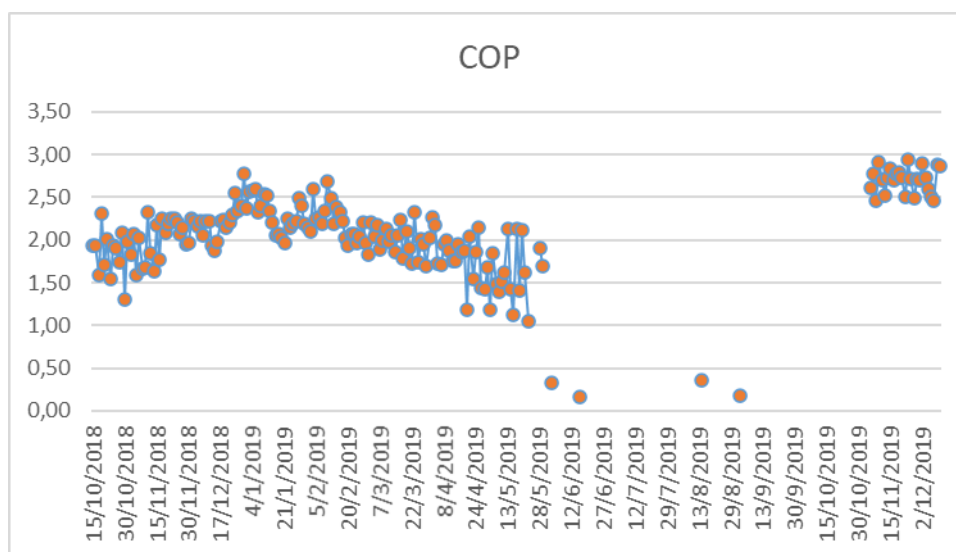


Figura 51. Dati giornalieri, giorni lavorativi, rapporto giornaliero di energia termica ed elettrica

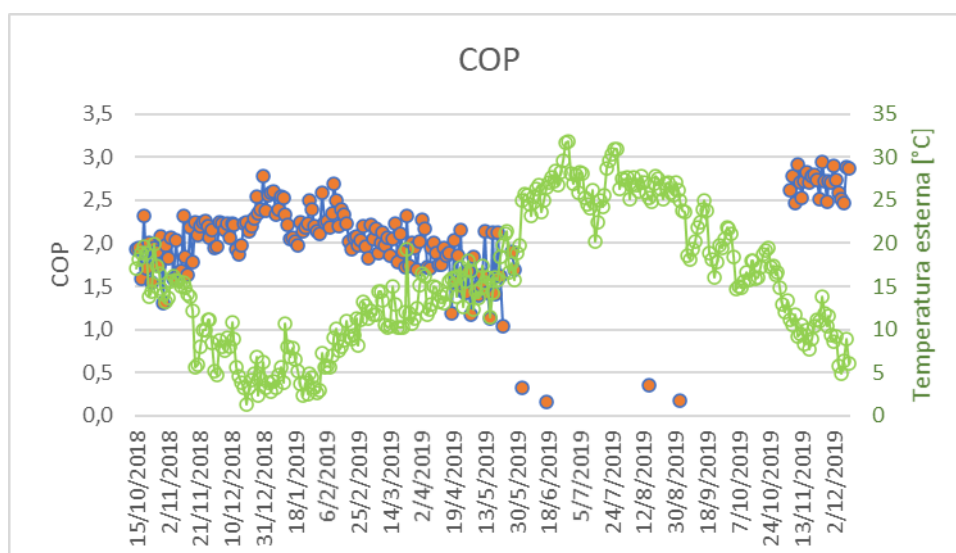


Figura 52. Dati giornalieri, giorni lavorativi, rapporto giornaliero di energia termica ed elettrica, confrontato con la temperatura esterna

Rispetto al corrispondente grafico su base oraria, riportato in Figura 47, i valori del COP risultano molto più contenuti e pertanto realistici, senza presentare picchi o anomalie. Si evidenzia, per le ragioni discusse in precedenza, il periodo in cui l'impianto non è in funzione. Ancora, si evidenzia come i valori che fanno seguito al prolungato spegnimento dell'impianto (la nuvola di punti sulla destra del grafico in Figura 51)

siano superiori rispetto a quelli del primo periodo di acquisizione (la nuvola di punti sulla sinistra del grafico in Figura 51). Questo aspetto è maggiormente comprensibile con la contestuale visualizzazione delle temperature esterne (Figura 52). Infatti, è evidente che nel primo periodo (porzione sinistra della Figura 52) le temperature medie giornaliere sono state più basse rispetto al periodo finale (porzione destra della Figura 52), determinando con ogni probabilità la diminuzione delle prestazioni appena evidenziata.

Tuttavia, è bene puntualizzare che anche questo genere di considerazioni deve essere opportunamente contestualizzato. Infatti, sempre con riferimento alla porzione sinistra del grafico in Figura 52, si nota come le temperature esterne subiscano una progressiva diminuzione ed innalzamento, in corrispondenza del quale si aspetterebbe che il COP diminuisca. Invece, nello stesso periodo, il COP sembra avere il comportamento opposto, mostrando un trend con un flesso verso il basso.

Per questo motivo, piuttosto che leggere i dati di temperatura e COP in relazione al tempo, può essere opportuno correlarli in maniera diretta tra loro. A tale scopo, sono stati costruiti i grafici in Figura 53 e Figura 54, in cui il COP è espresso in funzione della temperatura esterna. Ovviamente, molti dei valori del COP sono nulli (Figura 53), in corrispondenza del periodo di fermo impianto già discusso. Per questo motivo, lo stesso grafico è stato costruito togliendo i valori relativi al periodo 3/06/2019-31/10/2019 (Figura 54). Da tali grafici si evidenzia ancora una volta il comportamento apparentemente anomalo del COP, che tende a diminuire con l'aumentare della temperatura esterna. Tuttavia, è bene ricordare che la temperatura esterna è ottenuta come valore medio nell'arco delle 24 ore della giornata, perciò considerando sia le ore diurne che notturne. Ovviamente, possono verificarsi delle giornate in cui, nella fase diurna, la temperatura è più alta di altre, e in cui la pompa di calore lavora meglio, e nella fase notturna ci sono dei cali di temperatura rilevanti proprio in un momento della giornata in cui l'impianto non è in funzione. Perciò, la media delle temperature risente della fase (fredda) notturna, ma i corrispondenti consumi elettrici e termici non subiscono variazioni di rilievo. Di conseguenza, la correlazione delle due grandezze non conduce ai risultati attesi.

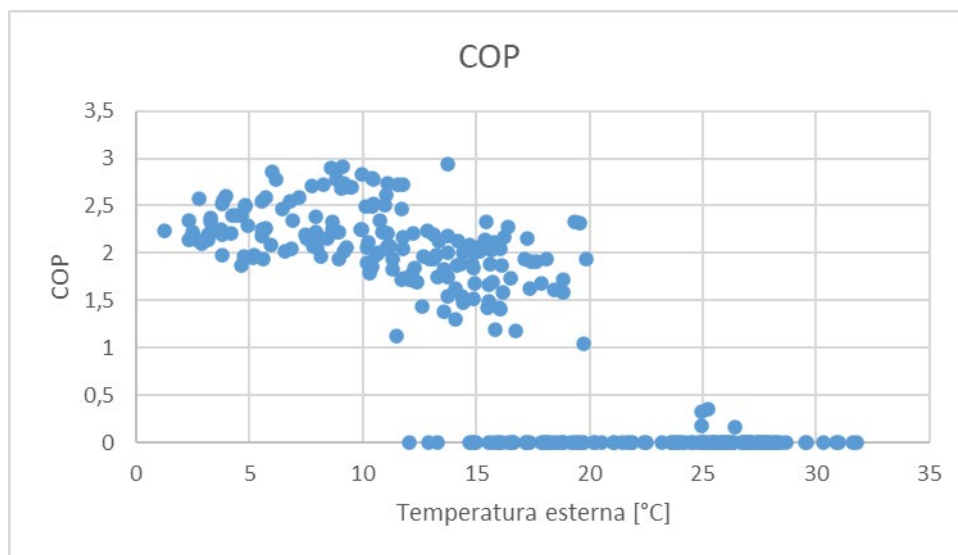


Figura 53. Dati giornalieri, giorni lavorativi, COP in relazione alla temperatura esterna

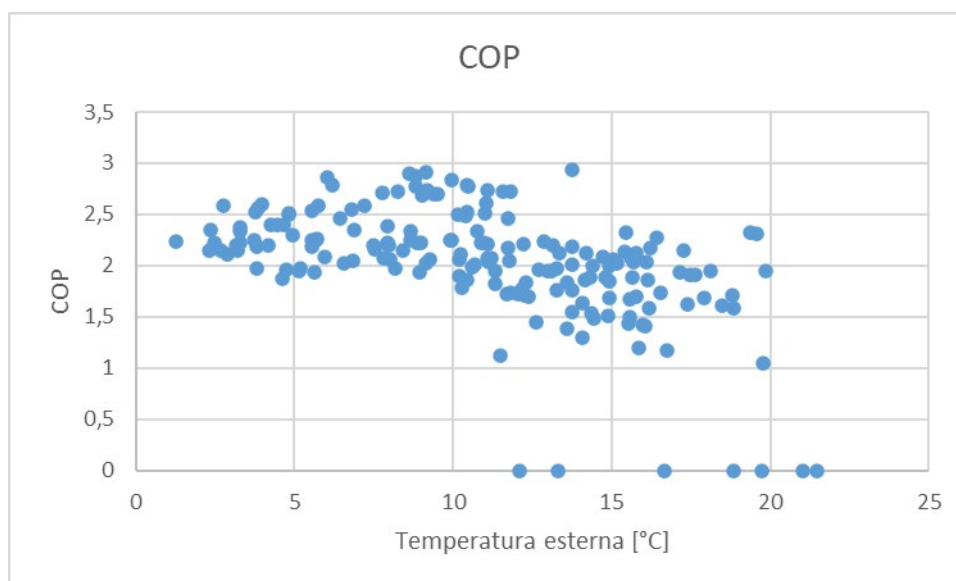


Figura 54. Dati giornalieri, giorni lavorativi, COP in relazione alla temperatura esterna (escludendo il periodo 3/06/2019-31/10/2019)

Questa analisi porta a comprendere come, se da un lato la scala temporale giornaliera aiuti a meglio definire il COP, dall'altro penalizza la lettura della temperatura, poiché il valor medio considerato è relativo alle 24 ore.

Pertanto, l'osservazione della Figura 52 è stata necessaria per comprendere che:

- Le analisi della prestazione della pompa di calore devono essere effettuate separando le due stagioni di riscaldamento, ovvero considerandole come periodi indipendenti;
- È bene considerare non l'intervallo giornaliero completo (ovvero le 24 ore) ma solo le ore di funzionamento dell'impianto, nelle quali valutare i consumi elettrici, la produzione di energia termica e le temperature. A partire da questa considerazione, si apre una parentesi operativa relativa a quale sia opportuno intendere come "periodo giornaliero di funzionamento dell'impianto". Da un lato, infatti, si potrebbe considerare esclusivamente l'orario di apertura al pubblico dello sportello bancario (dalle 8 alle 16); dall'altro, è bene tener conto che solitamente gli impianti vengono accesi prima dell'orario di ingresso di personale e clienti, e che vengono spenti dopo l'orario di lavoro, ad esempio a beneficio del personale che opera la pulizia degli ambienti. A partire da queste considerazioni, si è stabilito di introdurre, nelle valutazioni degli impianti, il seguente orario di funzionamento: dalle 8 alle 18, estremi inclusi, ovvero 11 ore di funzionamento giornaliero.

Da ultimo, si è scelto di salire ulteriormente nella scala temporale, e di passare alla valutazione settimanale (Figura 55). Ovviamente, in questo caso non avrebbe senso valutare l'andamento del COP in relazione alla temperatura, poiché le fluttuazioni settimanali non sarebbero indicative di un trend specifico e dunque intimamente correlabile al COP. Tuttavia, è necessario questo genere di valutazione per poter comprendere che, con l'approssimarsi della stagione estiva, il COP scende (settimanalmente) a valori medi talmente esigui (ordine di 1) che non conviene tenere acceso l'impianto. Segue infatti il periodo di sospensione del funzionamento.

Nella Figura 55, inoltre, si è scelto anche di evidenziare l'influenza dei giorni lavorativi sul bilancio settimanale complessivo. Pertanto, sono riportati i COP (indicatore quadrato arancione nel caso in cui venga considerata la settimana strettamente lavorativa (cioè dal lunedì al venerdì), e i COP (indicatore tondo arancione e blu) nel caso in cui si intenda come settimana il complesso dei 7 giorni (ovvero dal lunedì alla domenica).

Ovviamente, ci sono dei lievi disallineamenti tra i due indicatori, frutto dei consumi che si verificano proprio nei fine settimana e che, pur essendo di modesta entità, causano tale divario quando rapportati per esprimere il COP.

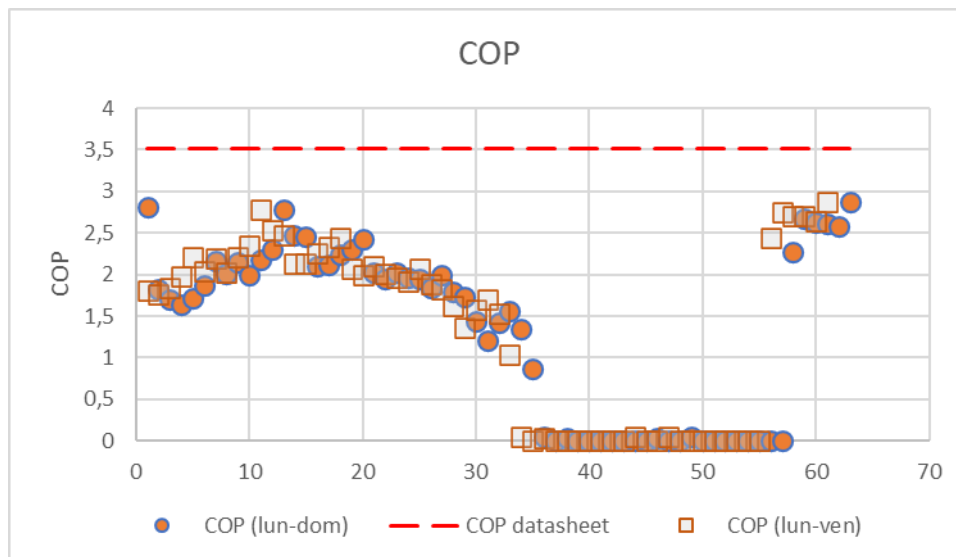


Figura 55. Dati settimanali, giorni lavorativi e settimane intere, COP

Si osserva che i valori del COP dell'intera settimana e i COP della settimana lavorativa sono molto prossimi tra loro, come evidenziato dalla Figura 56, in cui è espressa la loro correlazione. La linea di tendenza (tratteggio in blu) evidenzia proprio che non ci sono grandi differenze tra i valori di COP, come anche mostrato dall' $R^2 = 0.9979$.

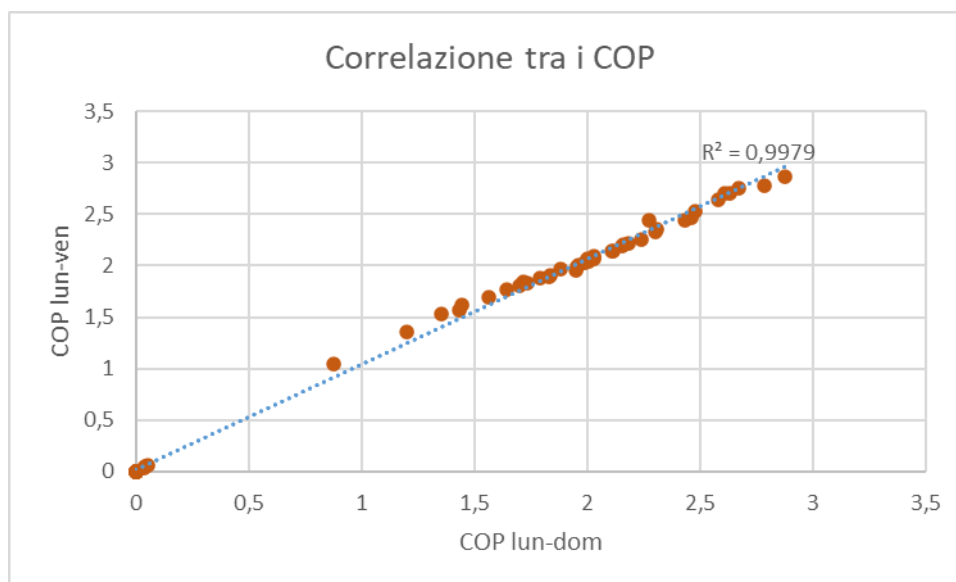


Figura 56. Correlazione tra il COP (lun-ven) e il COP (lun-dom)

A valle di queste elaborazioni e considerazioni, dunque, si sottolinea l'aspetto innovativo dell'attività di ricerca, ossia la costruzione di una metodologia di approccio ai dati ad un grado di dettaglio mancante nella letteratura scientifica pertinente. Infatti, i pochi lavori di letteratura che trattano i dati di monitoraggio delle pdc, mancano di esprimere l'intero processo di analisi, ossia quali siano state le operazioni preliminari, la selezione dei dati, e le ipotesi introdotte per giungere ai risultati.

Da questo punto di vista, il presente lavoro costituisce in qualche modo una linea guida e una traccia nuova, che necessita sicuramente di ampliamenti e discussioni, ma che non manca di segnare una direzione nell'approccio analitico ai dati di monitoraggio delle pdc.

Ovvero, le considerazioni fin qui sviluppate ed illustrate sono la sintesi e il frutto di numerosi tentativi di riuscire a realizzare una procedura sistematica per l'analisi dei dati di monitoraggio, la cui complessità risiede proprio nelle dinamiche impiantistiche e di acquisizione metrologica.

Sarebbe immediato, infatti, riportare in maniera istantanea energia termica ed elettrica, come operato in Figura 38, ma ciò non potrebbe necessariamente a risultati attendibili. Dunque, risulta necessario lo sviluppo di una metodologia, e soprattutto di un metodo di operare il filtraggio dei dati, in modo da evitare da un lato di lavorare con dati imprecisi o non realistici, dall'altro per evitare erronee interpretazioni dei risultati finali. La metodologia chiaramente, richiede di introdurre le ipotesi di lavoro a monte, che sono riassunte nel seguito.

3.3 Focus sulla metodologia impiegata

Alla luce delle elaborazioni illustrate nel paragrafo 3.2, e delle considerazioni di carattere pratico che i grafici hanno permesso di dedurre, è possibile riassumere la procedura che ne è scaturita (in Figura 57) e che è applicata per le elaborazioni dei casi studio individuati.

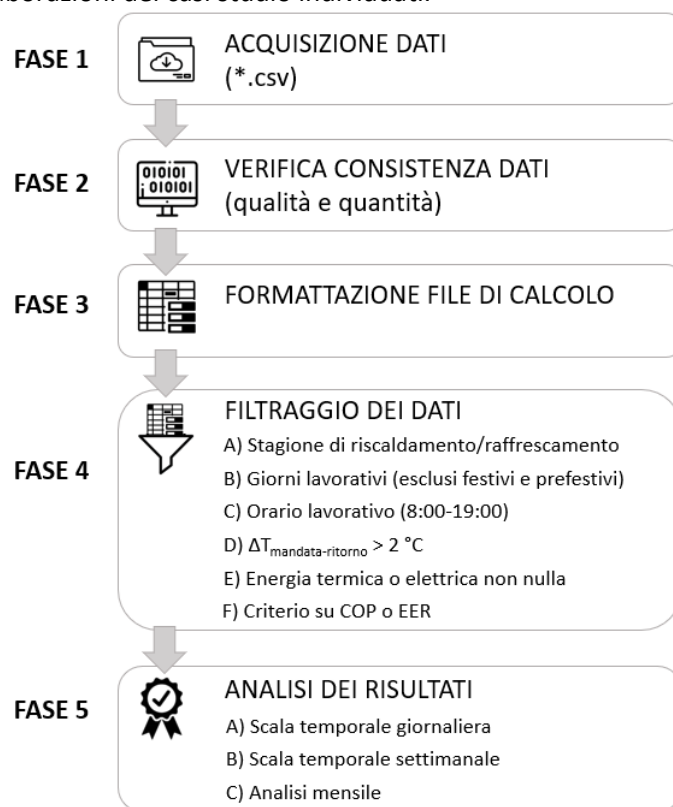


Figura 57. Metodologia di elaborazione dei dati

Gli aspetti necessari della procedura sono:

- I dati acquisiti devono essere in formato facilmente gestibile, come ad esempio il *.csv, in modo da consentire elaborazioni attraverso modalità semplici a mezzo di programmi come excel o Matlab;
- Verificare della consistenza dei dati:
 - ordini di grandezza congruenti delle quantità acquisite;
 - assenza di “buchi di acquisizione” importanti (dovuti ad esempio a mancati collegamenti, guasti, riprogrammazioni effettuate in maniera non corretta...);

- tener conto del cambio dell’ora solare e dell’ora legale;
- Formattare il foglio di lavoro tenendo conto delle informazioni necessarie all’elaborazione, ovvero aggiungere i campi che permettano di ricavare facilmente informazioni su:
 - data e mese
 - orario
 - giorno (lavorativo o festivo)
 - valori di energia termica (ed elettrica) istantanei e cumulativi nel periodo considerato
 - salto termico dell’acqua;
- Filtrare i dati con i seguenti criteri:
 - Separare la stagione di riscaldamento da quella di raffrescamento. Per la stagione di riscaldamento, si può far riferimento a quella prevista da normativa in ragione della zona climatica dell’edificio considerato. Per la stagione di raffrescamento si è considerato il periodo 10/6-10/9 ai fini del presente lavoro;
 - Separare i dati relativi ai giorni festivi e ai giorni feriali, avendo cura di considerare, in maniera cautelativa, i giorni prefestivi come festivi;
 - Considerare, come orario di accensione dell’impianto, dalle 8:00 alle 18:00 (estremi inclusi), ovvero considerare non solo l’orario di apertura al pubblico della filiale bancaria, ma anche l’orario del back office e il tempo per la pulizia dei locali;
 - Eliminare, dalle valutazioni, i dati di energia (termica ed elettrica) per i quali il corrispondente salto termico dell’acqua, ovvero la differenza di temperatura di mandata e di ritorno, sia inferiore a 2 °C (un salto termico inferiore, infatti, potrebbe essere dovuto ad anomalie di acquisizione). I dati di temperatura esterna e interna, invece, vengono considerati nella loro totalità;
 - Eliminare, dalle valutazioni, i dati che, a valle del precedente filtro, risultano avere energia termica o elettrica istantanea nulla;
 - Eliminare, dalle valutazioni, i dati che, a valle del precedente filtro, risultano avere:
 - $COP < 2$ o $COP > 4$;
 - $EER < 2,4$ o $EER > 4$;
- Procedere all’analisi dei risultati, considerando le diverse scale temporali:
 - Sommare i valori di energia elettrica e termica;
 - Mediare (sulla scala temporale di volta in volta scelta) i valori di temperatura.

4 I casi studio

Si è proceduto all'elaborazione dei dati filtrati, attraverso rappresentazioni grafiche che correlassero le grandezze monitorate, dividendo le considerazioni per le due filiali analizzate (Fiorenzuola d'Arda e Schio) e per le stagioni di climatizzazione considerate.

Nonostante l'eliminazione di una gran mole di dati (rispetto al dataset iniziale) a mezzo dell'operazione di filtraggio inserita nella metodologia impiegata, i dati finali risultano avere rilievo nell'individuare il reale funzionamento degli impianti a pompa di calore.

Pertanto, le trattazioni che seguono sono organizzate:

- Filiali;
- Stagioni di climatizzazione;
- Scale temporali;
- "settimana tipo" (stagione di raffrescamento);
- Considerazioni sui grafici.

4.1 Fiorenzuola D'Arda – Prima stagione di riscaldamento

L'esercizio degli impianti termici come stabilito in [40] e ribadito in [44] è consentito in funzione della zona climatica di ubicazione degli stessi con i limiti massimi relativi al periodo annuale di esercizio termico ed alla durata giornaliera di attivazione riportati in Tabella 14.

Tabella 14. Dati temporali degli impianti di riscaldamento [40] e [44]

Zona climatica	Stagione di riscaldamento	Ore di attivazione giornaliera (h/g)
A	1 dicembre ÷ 15 marzo	6
B	1 dicembre ÷ 31 marzo	8
C	15 novembre ÷ 31 marzo	10
D	1 novembre ÷ 15 aprile	12
E	15 ottobre ÷ 15 aprile	14
F	Nessuna limitazione	

Coerentemente con i riferimenti della Tabella 14, per la filiale di Fiorenzuola d'Arda ubicata in zona climatica E, la prima stagione di riscaldamento considerata è relativa al periodo 15/10/2018-15/04/2019. Inoltre, le ore di attivazione dell'impianto sono pari a 11 h/g e, di conseguenza, non superano il limite fissato di 14 h/g.

4.1.1 Scala temporale giornaliera

L'analisi in Figura 58 mostra che, analizzando il COP su scala giornaliera, esso tende ad aumentare con l'incremento della temperatura esterna (andamento attendibile), sebbene l'aumento del COP non sia molto pronunciato.

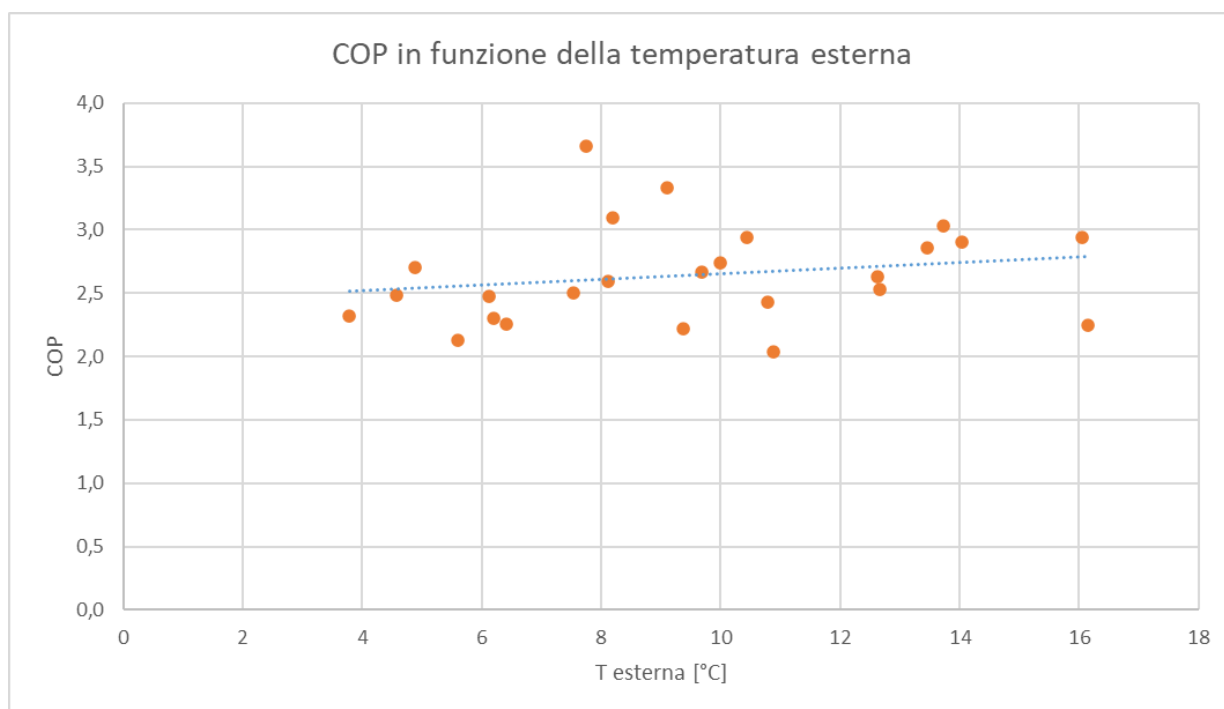


Figura 58. COP in funzione della temperatura esterna (scala giornaliera)

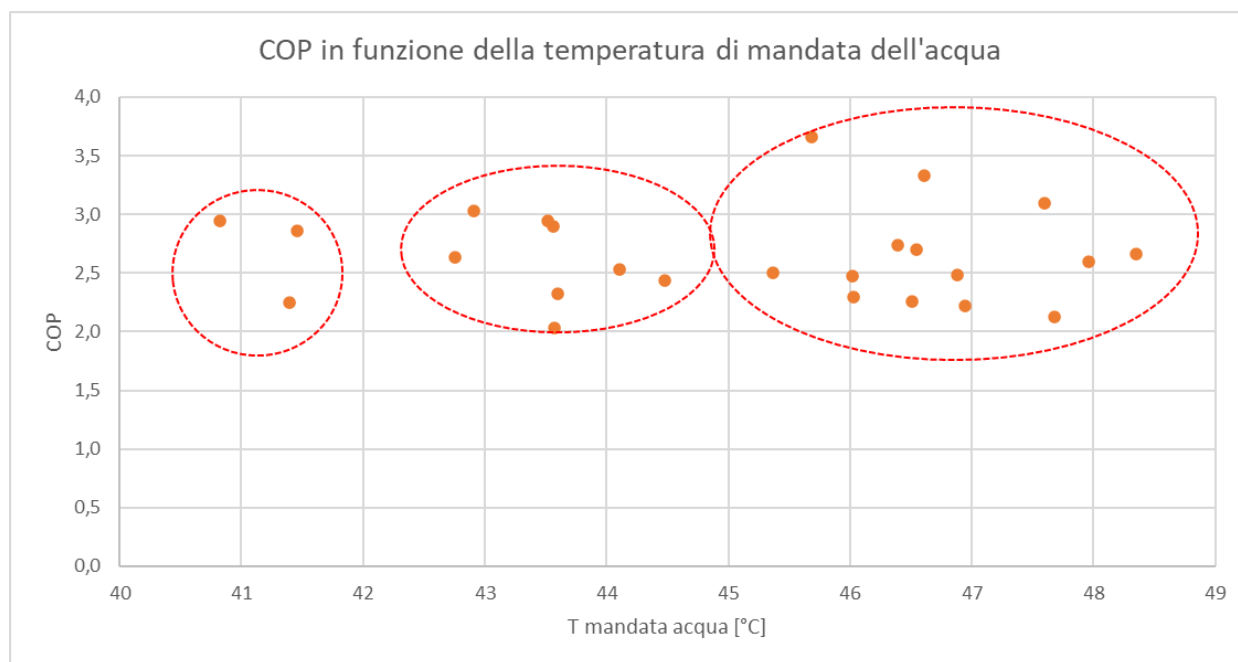


Figura 59. COP in funzione della temperatura di mandata dell'acqua (scala giornaliera)

Analizzando gli stessi dati in funzione della temperatura di mandata dell'acqua (Figura 59) si osserva che la temperatura di mandata (dopo il filtraggio dei dati già esposto in precedenza) spazia da circa 40 °C a circa 49 °C, temperatura compatibile con il sistema di emissione (fan coil). Inoltre, sono individuabili (ellissi rosse in Figura 59) delle "zone di funzionamento", in cui i valori di COP risultano concentrarsi. Sulla scala giornaliera, le modalità di regolazione della pompa di calore (attestate anche dalla dispersione dei valori della temperatura di mandata) portano ad una variabilità maggiore del COP.

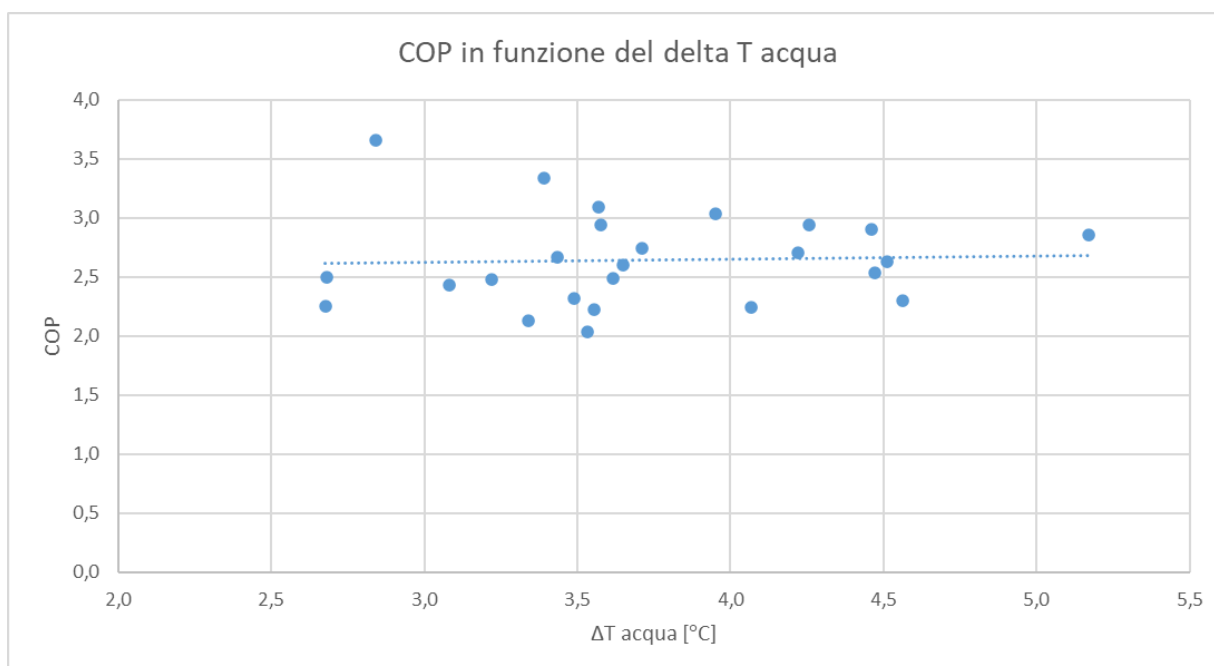


Figura 60. COP in funzione del salto termico dell'acqua (scala giornaliera)

Per contro, il COP risulta insensibile al salto termico operato dall'acqua, che arriva fino a 5,2 °C (il 31/10/2018) (Figura 60). Ciò significa che il calore scambiato è di entità tale che la macchina non ne risente. A seguire, si è scelto di verificare quale sia stato il fattore di carico della pompa di calore: i risultati sono mostrati in Figura 61.

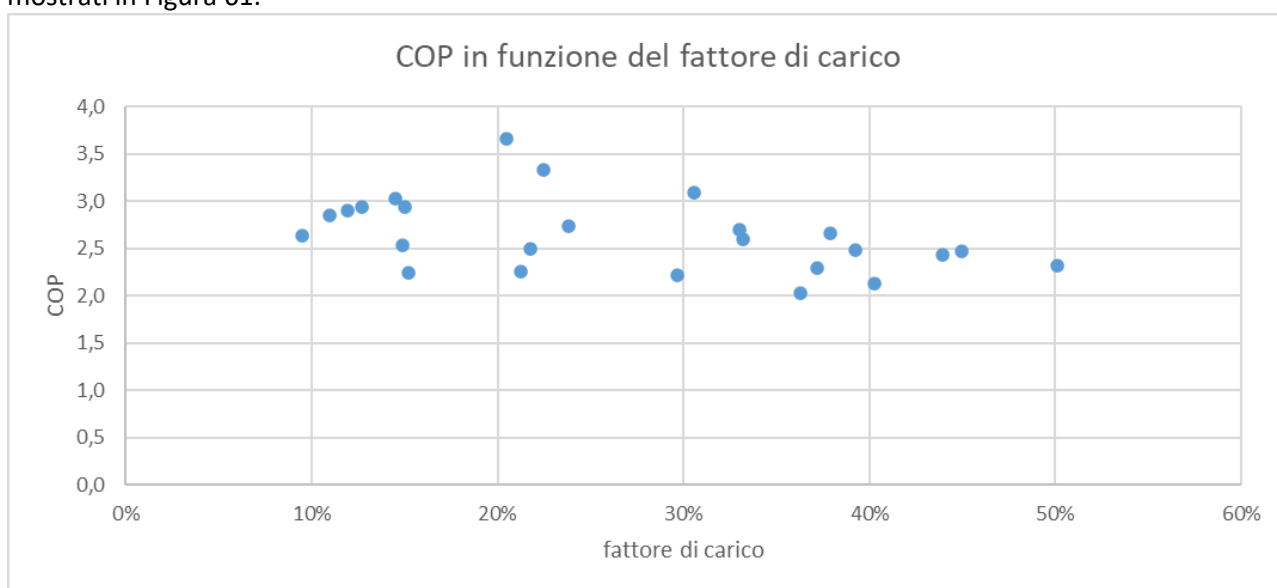


Figura 61. COP in funzione del fattore di carico (scala giornaliera)

Il fattore di carico medio giornaliero, riportato in Figura 61, è stato variabile tra il 10% ed il 50%, cui corrispondono dei COP tendenzialmente simili. Alcune considerazioni ulteriori sulle modalità operative avrebbero chiarito dei risultati particolari, come ad esempio i fattori di carico generalmente contenuti. Ovviamente, il fattore di carico è da correlare alla temperatura esterna, come mostrato in Figura 62: il grafico mostra che, all'aumentare della temperatura esterna, il fattore di carico diminuisce e conseguentemente il COP (rappresentato dalle dimensioni delle bolle) aumenta (andamenti attendibili).

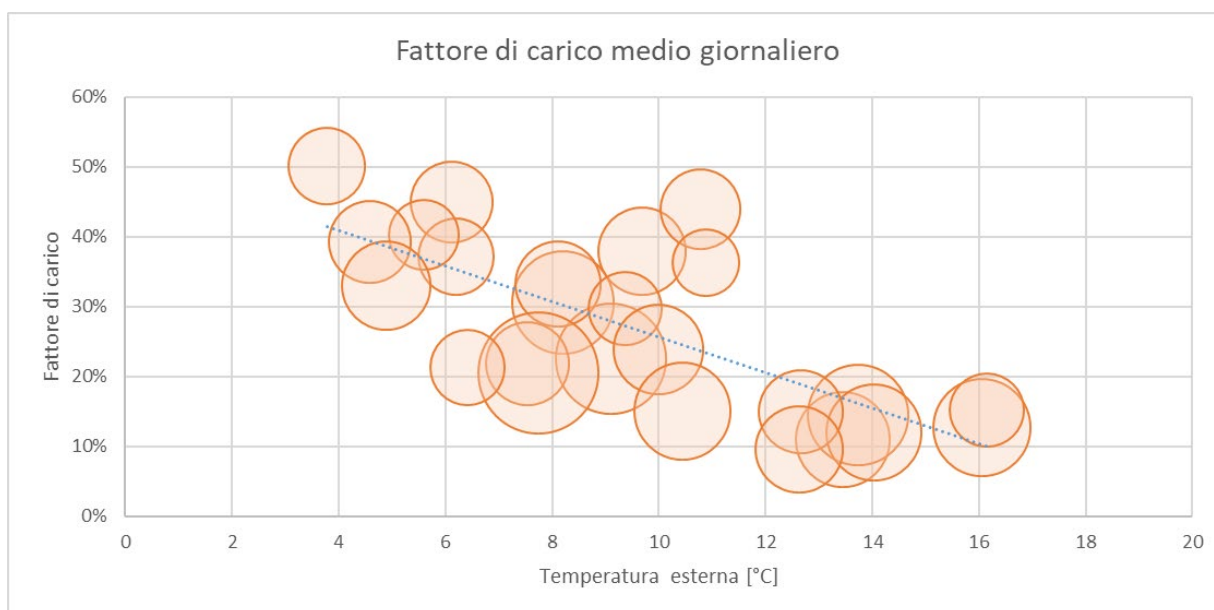


Figura 62. Fattore di carico medio giornaliero in funzione della temperatura esterna

A questo punto, può essere utile considerare anche la potenza media termica giornaliera, come riportata in Figura 63. Dal grafico si possono individuare due zone di funzionamento (tracciate dalle ellissi in rosso): una, inferiore, in cui la potenza termica media è compresa tra i 5 ed i 10 kW; l'altra, in cui la pompa di calore eroga tra i 10 kW ed i 20 kW. Questa duplice modalità potrebbe essere sintomatica delle modalità di funzionamento del compressore multistadio, ovvero, in relazione al fattore di carico richiesto alla macchina, si attivano uno o più stadi di compressione del compressore stesso.

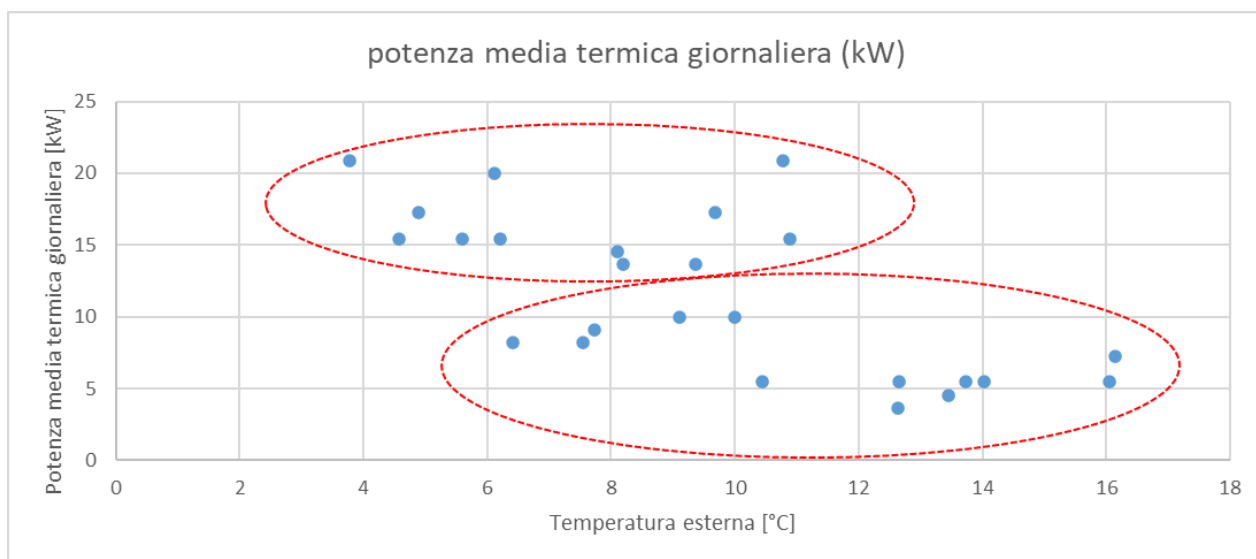


Figura 63. Potenza media termica giornaliera

Quanto appena descritto è reso maggiormente evidente in Figura 64, in cui la potenza media termica giornaliera è ancora una volta espressa in relazione alla temperatura esterna, e le dimensioni delle bolle sono proporzionate al fattore di carico. Bolle piccole si concentrano nella parte bassa del grafico (ellisse inferiore), mentre bolle grandi in quella alta (ellisse superiore) dove alla crescita della potenza media termica giornaliera corrisponde un aumento del fattore di carico.

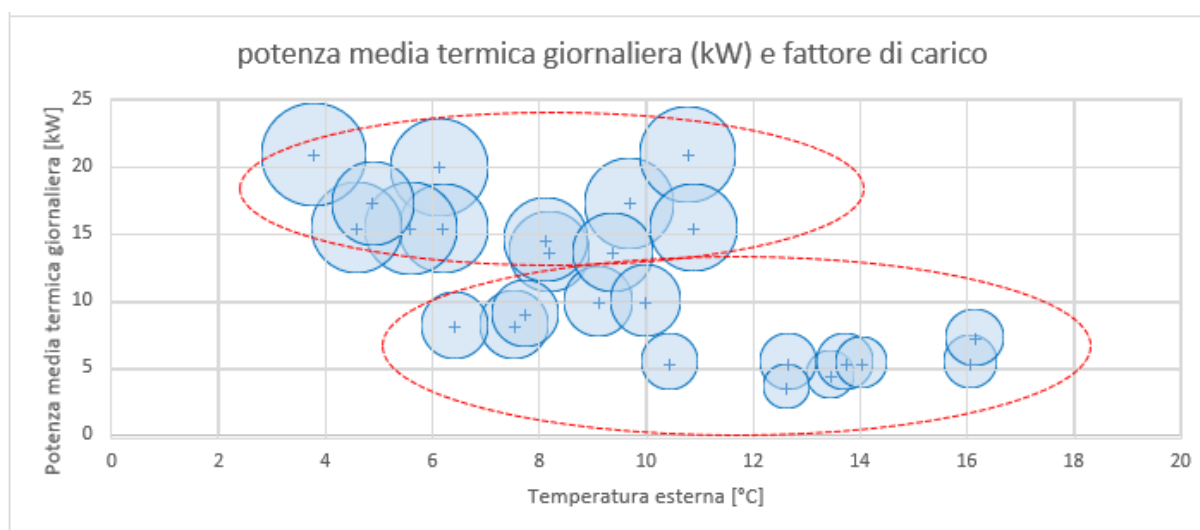


Figura 64. Potenza media termica giornaliera relazionata al fattore di carico

4.1.2 Scala temporale settimanale

Se si analizza l'andamento del COP in relazione alla scala temporale settimanale, stante il filtraggio già espresso, si ottengono i risultati proposti in Figura 65.

Il COP risulta, a questa scala, quasi insensibile alla variazione della temperatura esterna: infatti, sia quando la temperatura esterna è stata, mediamente, di circa 8 °C, sia quando è stata di circa 14 °C, il COP è rimasto compreso tra 2 e 3.

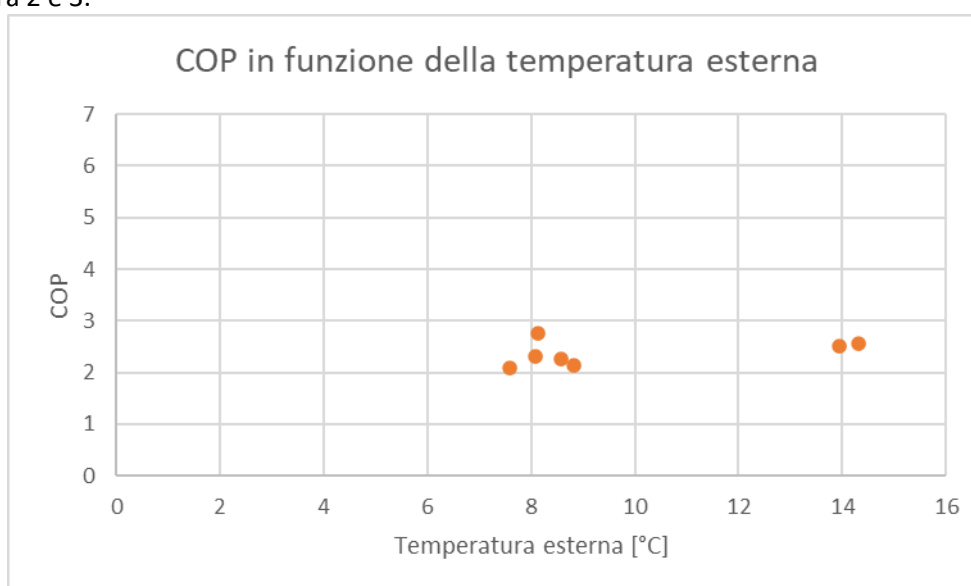


Figura 65. COP in funzione della temperatura esterna (scala settimanale)

Questo risultato dimostra come, in una scala temporale così ampia, le temperature esterne sono mediate al punto da rendere i punti molto ravvicinati tra loro. Sempre per lo stesso motivo, il COP (che tiene conto esclusivamente del rapporto tra i consumi e le erogazioni di energia) non risente di forti dinamiche.

4.1.3 Analisi mensile

Da ultimo, viene evidenziato in Figura 66 il consumo mensile di energia elettrica e produzione di energia termica. Gli istogrammi più alti e di colore uniforme si riferiscono al dato complessivo mensile, privo del filtraggio (dato grezzo); gli istogrammi con le campiture (e riportati in legenda) si riferiscono al dato di energia elettrica e termica con filtraggio sui fermi macchina, ovvero escludendo i giorni festivi e gli orari di

spegnimento notturno dell'impianto (da cui la minore altezza relativa), il cui rapporto dà origine ai valori di COP (indicatore verde) da leggere sull'asse destro.

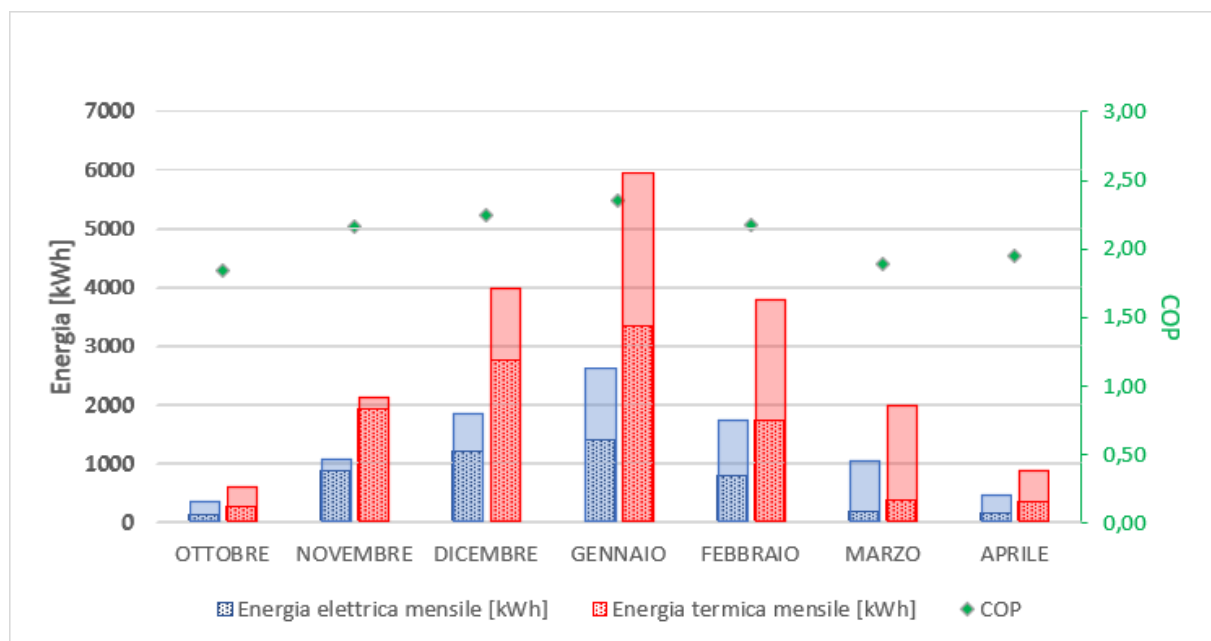


Figura 66. Ripartizione mensile dei consumi di energia elettrica ed erogazione di energia termica

Emerge, dal grafico in Figura 66, che i consumi nei mesi di ottobre ed aprile, in cui la climatizzazione (stante la stagione di riscaldamento) è attiva per circa 15 giorni, sono ridotti.

I mesi in cui il consumo è maggiore sono dicembre e gennaio: a quest'ultimo compete il 29% dei consumi totali di energia elettrica e la conseguente produzione di circa il 31% di tutta l'energia termica erogata nel periodo considerato. Gli effetti del filtraggio operato sono maggiormente evidenti nei mesi di gennaio, febbraio e marzo.

Da questi dati è inoltre possibile ricavare il rendimento effettivo stagionale (SCOP*), ovvero la prestazione della macchina in relazione alla stagione di riscaldamento. Se consideriamo la totalità dei dati (privi di filtraggio), lo SCOP* è pari a 2,13; se consideriamo invece i dati filtrati (ovvero escludendo i giorni festivi e gli orari di spegnimento notturno dell'impianto), lo SCOP* è pari a 2,21, quindi di poco superiore. Del resto, anche i COP mensili, ottenuti a valle del filtraggio appena menzionato, sono valori ricompresi tra 1,84 (ottobre) e 2,35 (gennaio). Peraltro, i valori più bassi di COP sono quelli relativi ai mesi estremi: evidentemente, lo scarso carico dei mesi estremi è tale da penalizzare il COP in maniera più significativa di quanto, invece, riesca a migliorarlo la temperatura esterna media, che è maggiore proprio in quei mesi.

4.2 Fiorenzuola D'Arda – Seconda stagione di riscaldamento

Analogamente alla prima stagione di riscaldamento analizzata, coerentemente con i riferimenti della Tabella 14. Dati temporali degli impianti di riscaldamento [40] e [44], per la filiale di Fiorenzuola d'Arda ubicata in zona climatica E, la seconda stagione termica considerata è relativa al periodo 15/10/2019-15/04/2020. Le ore di attivazione dell'impianto sono sempre pari a 11 h/g e, di conseguenza, non superano il limite fissato di 14 h/g.

Si sottolinea che da marzo 2020 possono essere intervenute delle variazioni nel profilo di utilizzo della pompa di calore, e in generale nel fabbisogno di riscaldamento, a causa della chiusura delle attività dovuta alla pandemia.

Come per la prima stagione di riscaldamento indagata, sono stati riportati i risultati su scala giornaliera, settimanale e mensile.

4.2.1 Scala temporale giornaliera

In Figura 67 è riportato il COP in funzione della temperatura esterna considerando i dati risultanti dal filtraggio. Il COP cresce con l'aumentare della temperatura esterna, come lecito attendersi.

Rispetto alla stagione di riscaldamento precedente, si evidenzia:

- Che il numero di punti, ovvero i dati risultanti dal filtraggio sono in numero superiore, segno che la macchina ha lavorato più frequentemente al di sopra delle soglie stabilite;
- Che il COP si assesta su valori mediamente più alti, sebbene la temperatura esterna (su base giornaliera) sia stata anche inferiore.

Dunque, la pompa di calore ha lavorato meglio nella seconda stagione di riscaldamento considerata. Questo aspetto porta a concludere che poter dedurre le performance di una macchina elettrica richiede un monitoraggio pluriennale, e, in generale, non è detto che il cattivo funzionamento in una stagione comporti necessariamente cattive performance anche nelle stagioni successive.

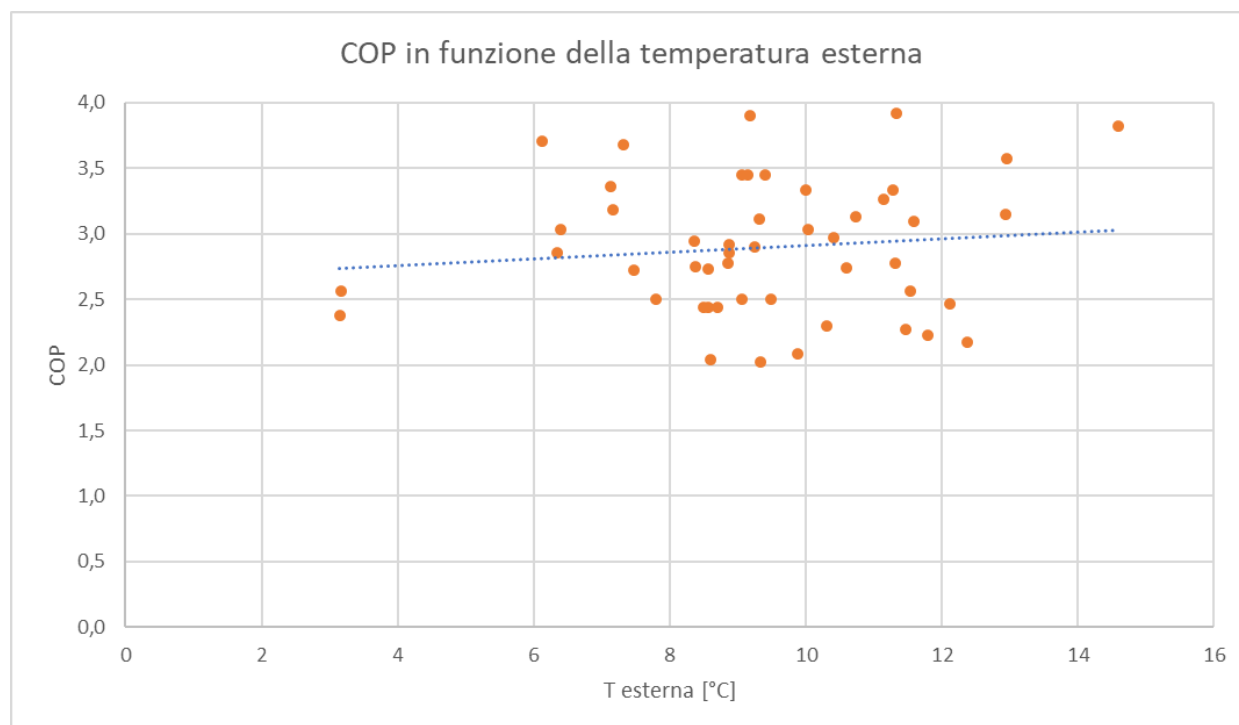


Figura 67. COP in funzione della temperatura esterna (scala giornaliera)

In Figura 68 il COP è espresso in funzione della temperatura di mandata dell'acqua nell'impianto, che si è mantenuta generalmente compresa tra i 40 °C ed i 55 °C. la nuvola, piuttosto rarefatta, di Figura 68, porta a

dedurre che il COP non risente, in maniera particolare della temperatura di mandata, né, come evidente dalla Figura 69, del salto termico operato dall'acqua.

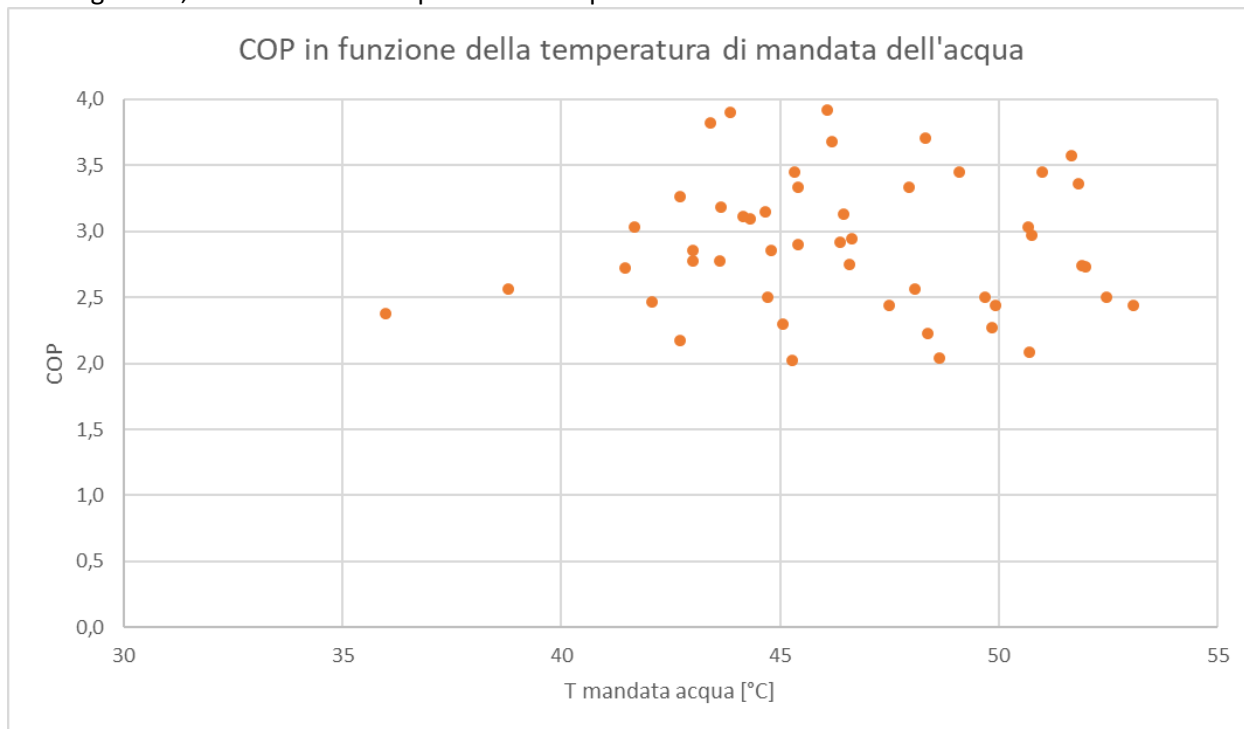


Figura 68. COP in funzione della temperatura di mandata dell'acqua (scala giornaliera)

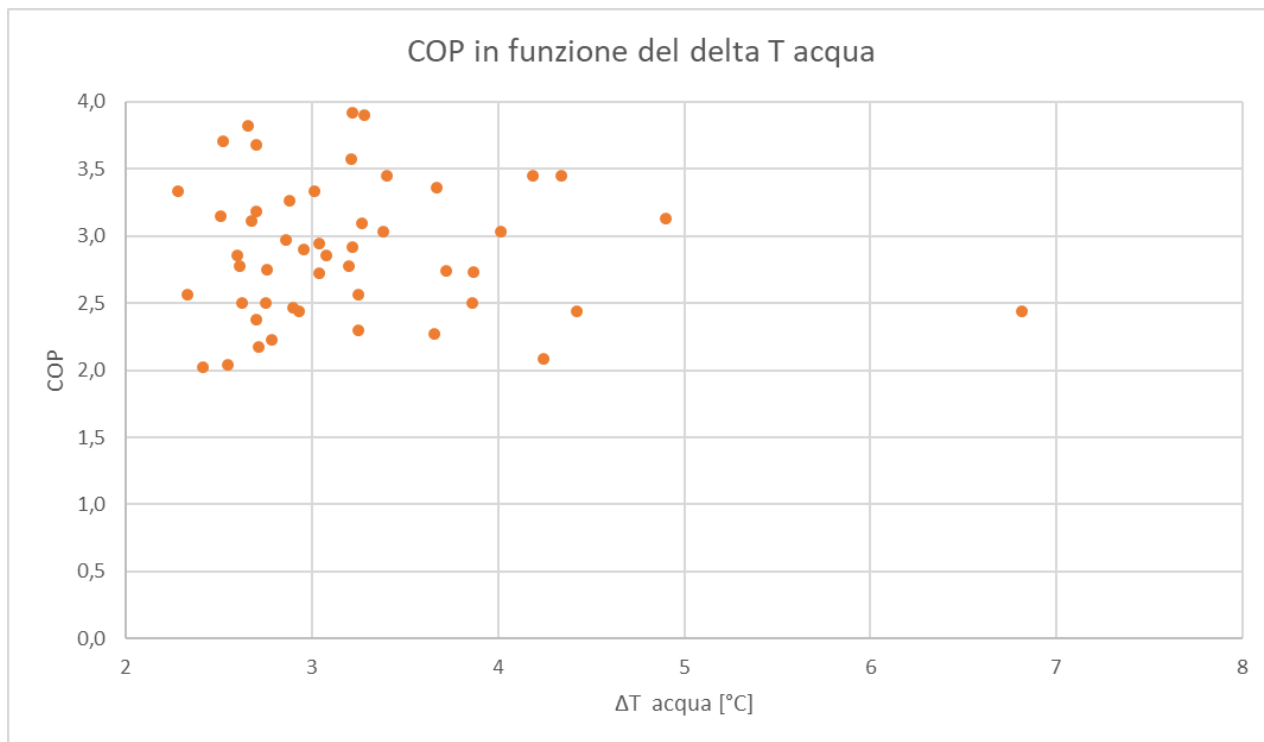


Figura 69. COP in funzione del salto termico dell'acqua (scala giornaliera)

Il grafico in Figura 70 mostra una invarianza del valore medio del COP rispetto al fattore di carico, che spazia dal 10% al 40% circa.

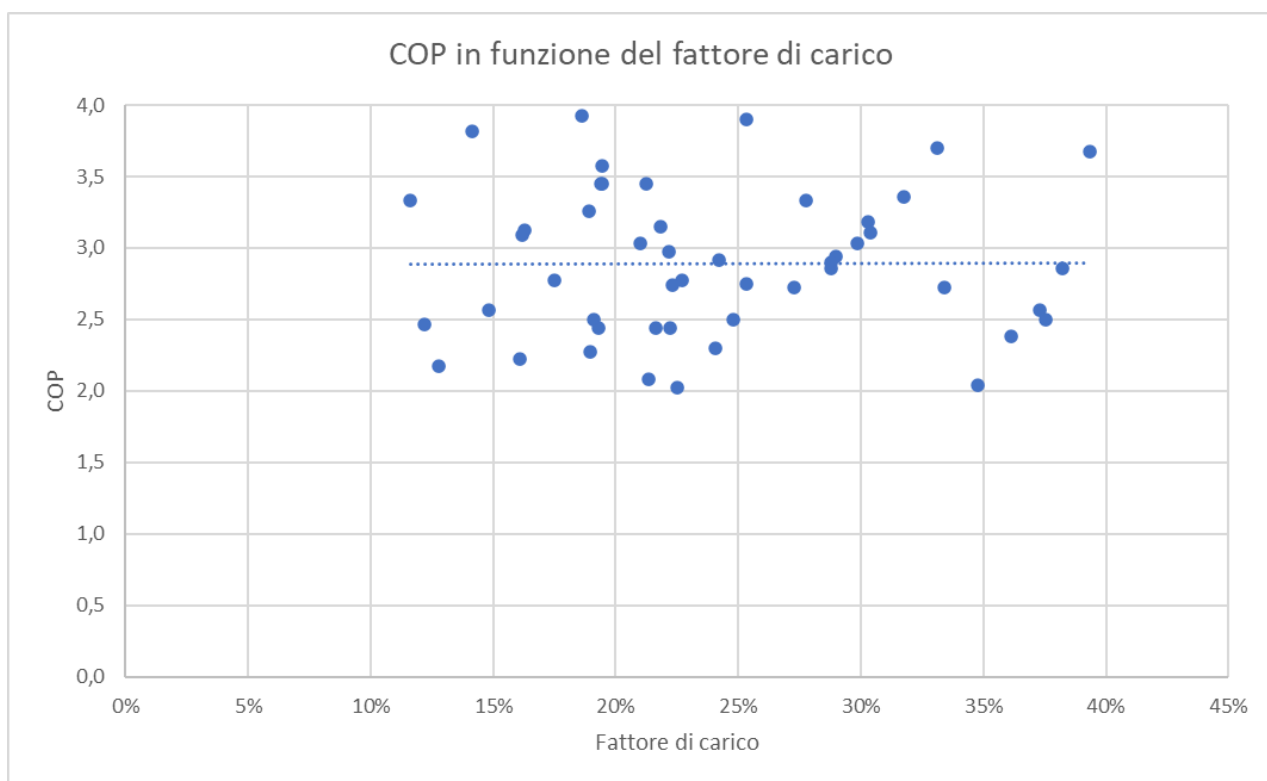


Figura 70. COP in funzione del fattore di carico (scala giornaliera)

Mentre, il plot in Figura 71 mostra come, all'aumentare della temperatura esterna, il fattore di carico diminuisca, come lecito attendersi.

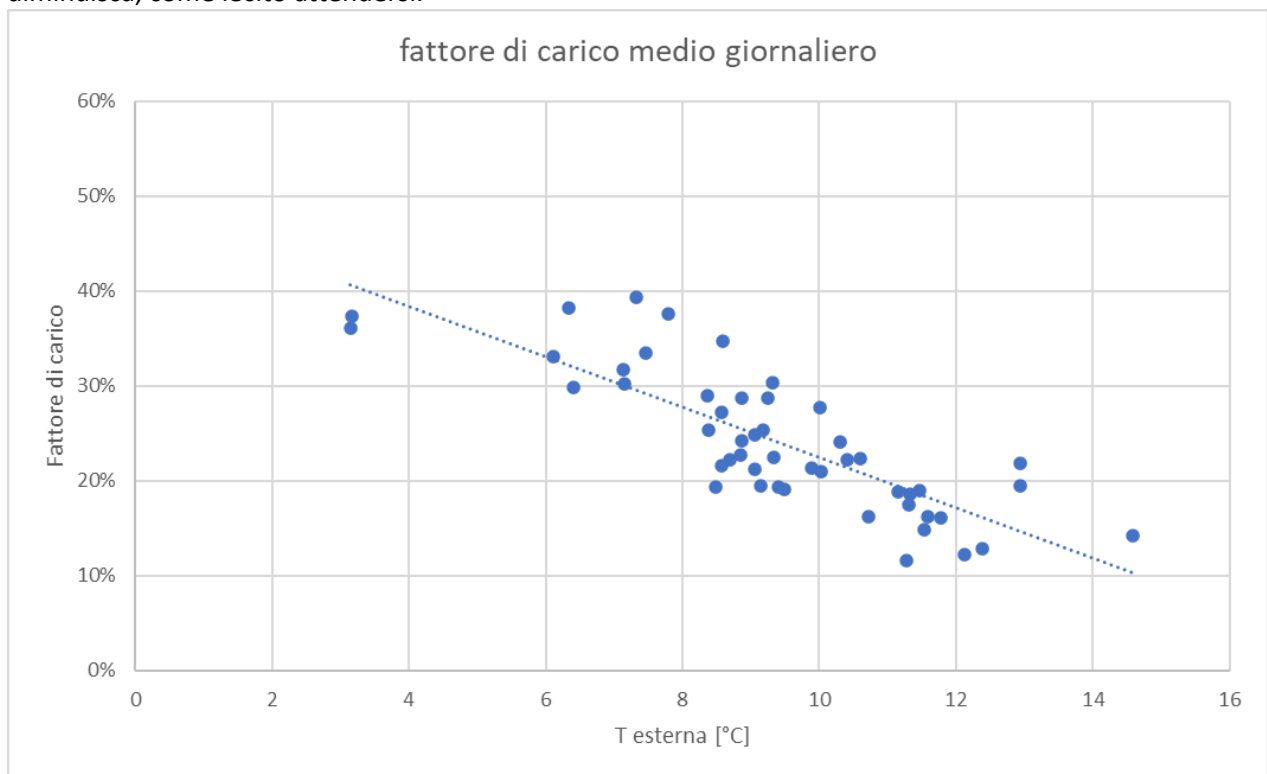


Figura 71. Fattore di carico medio giornaliero

Analogamente alla precedente stagione di riscaldamento, è possibile leggere la potenza termica giornaliera in funzione della temperatura esterna, ed individuare due zone di funzionamento (ellissi in Figura 72) corrispondenti verosimilmente agli stadi di compressione della pompa di calore.

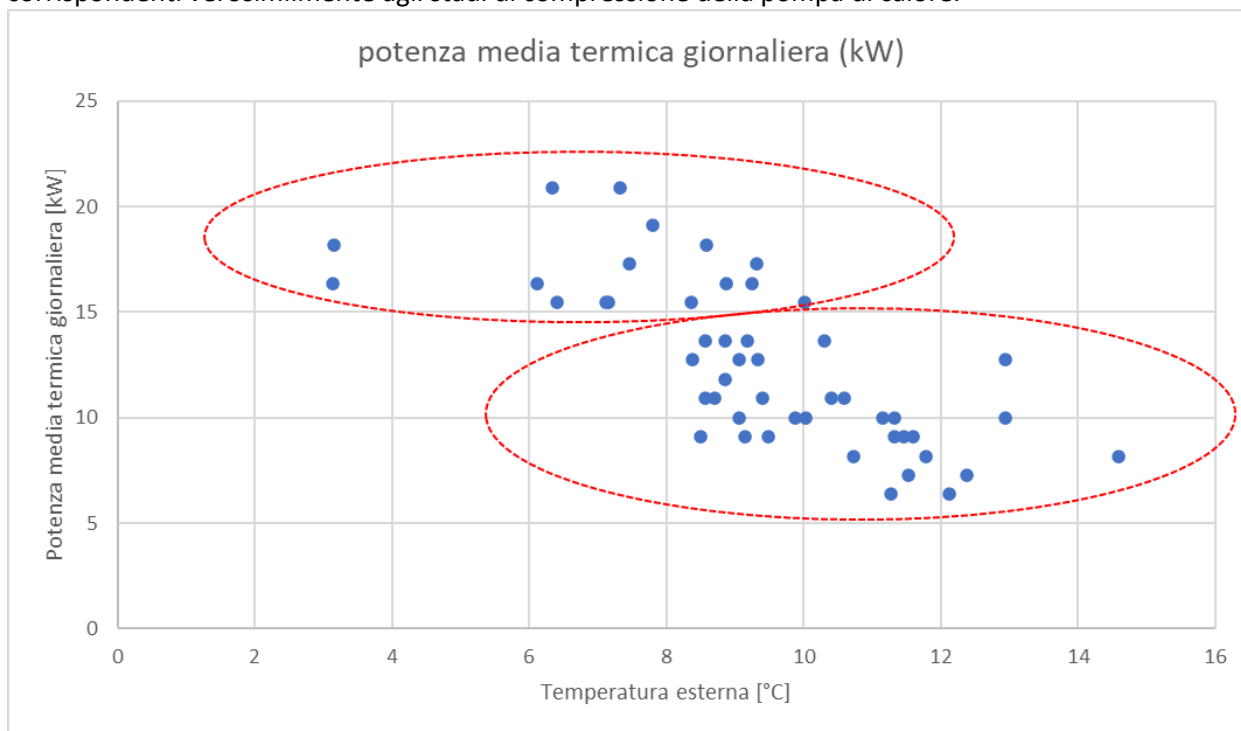


Figura 72. Potenza media termica giornaliera

Si osserva che entrambe le stagioni di riscaldamento portano a considerazioni analoghe in relazione ai parametri individuati.

4.2.2 Scala temporale settimanale

Analizzando i risultati su scala settimanale, proposti in Figura 73, si osserva che la numerosità dei dati, anche stavolta, è superiore a quella della precedente stagione di riscaldamento considerata (sono presenti 19 settimane sulle 25 del periodo di riscaldamento).

I valori del COP tendono ad una lieve diminuzione all'aumentare della temperatura esterna, pur non mostrando una incisiva riduzione per i motivi già illustrati in precedenza.

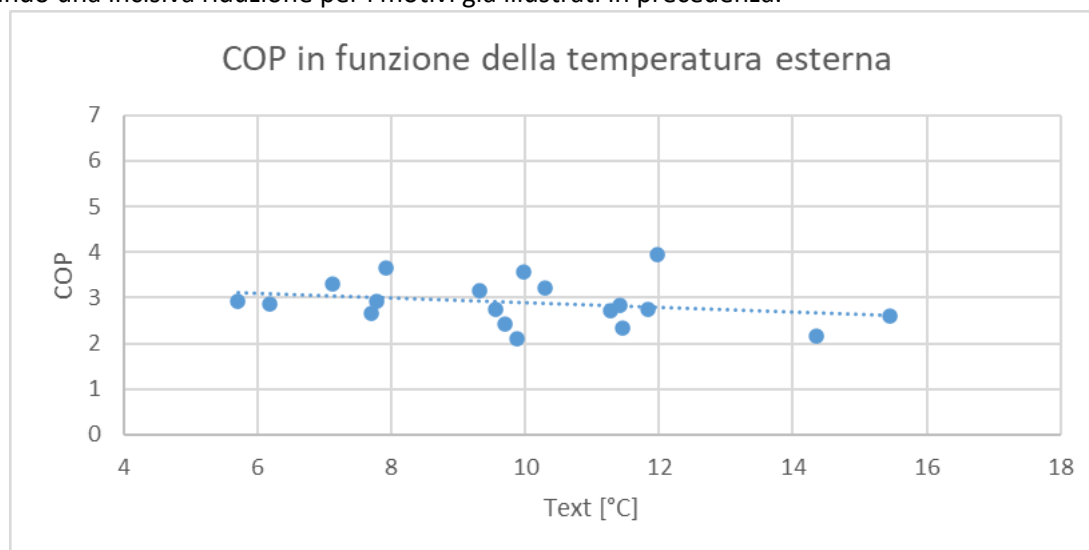


Figura 73. COP in funzione della temperatura esterna (scala settimanale)

4.2.3 Analisi mensile

La ripartizione mensile dei consumi elettrici e termici è riportata in Figura 74: gli istogrammi di colore uniforme si riferiscono al dato complessivo mensile, privo del filtraggio (dato grezzo); gli istogrammi con le campiture (e riportati in legenda) si riferiscono al dato di energia elettrica e termica con filtraggio sui fermi macchina, ovvero escludendo i giorni festivi e gli orari di spegnimento notturno dell'impianto (da cui la minore altezza relativa), il cui rapporto dà origine ai valori di COP (indicatore verde) da leggere sull'asse destro. Dal grafico si deduce che:

- I mesi di ottobre ed aprile non hanno carichi rilevanti;
- I mesi di maggior consumo sono dicembre e gennaio: a gennaio viene consumato il 29% di energia elettrica sul totale annuale, con conseguente erogazione del 30% dell'energia termica annuale complessiva;
- I mesi in cui il COP (complessivamente) è stato più alto sono stati novembre (COP=2,81) e dicembre (COP=2,72);
- Il COP dell'intera stagione, calcolato come rapporto (per l'intero periodo di riscaldamento) tra energia termica ed energia elettrica a partire dal dato grezzo, è stato pari a 2,42. Se invece si considerano i dati di energia al netto dei fermi macchina, si ottiene uno SCOP* reale pari a 2,59.

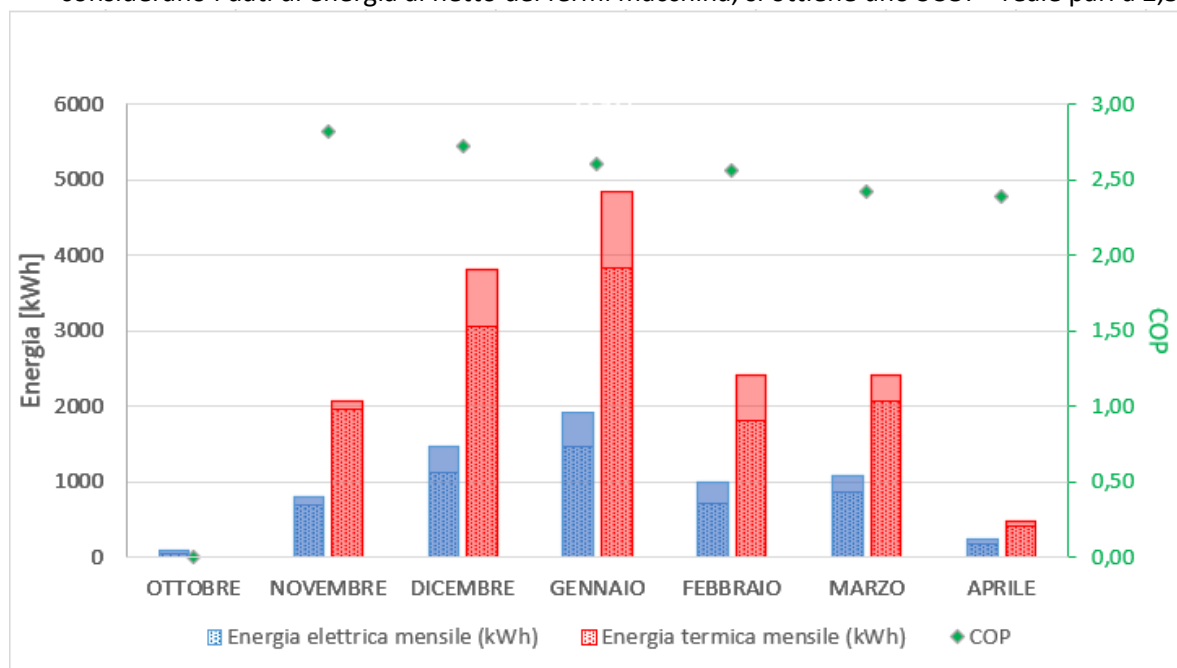


Figura 74. Ripartizione mensile di consumi di energia elettrica ed erogazione di energia termica

4.3 Schio– Stagione di raffrescamento

Per la filiale di Schio, l'analisi è stata condotta per la stagione di climatizzazione estiva, che è stata ipotizzata compresa nel periodo 10/6/2019-10/9/2019.

Infatti, essendo presente da normativa una definizione degli estremi temporali della stagione di raffrescamento, si è scelto di considerare tale periodo come convenzionale per tale scopo.

Ancora una volta, sono state condotte le analisi su scala temporale giornaliera e mensile e i risultati sono illustrati nei paragrafi che seguono.

4.3.1 Scala temporale giornaliera

In Figura 75 è mostrato l'EER in funzione della temperatura esterna, che evidenzia una linea di tendenza con pendenza negativa come giusto attendersi: infatti, in estate, all'aumentare della temperatura esterna, le prestazioni della pompa di calore atta al raffrescamento diminuiscono. Mediamente, l'EER si è attestato a 3,2.

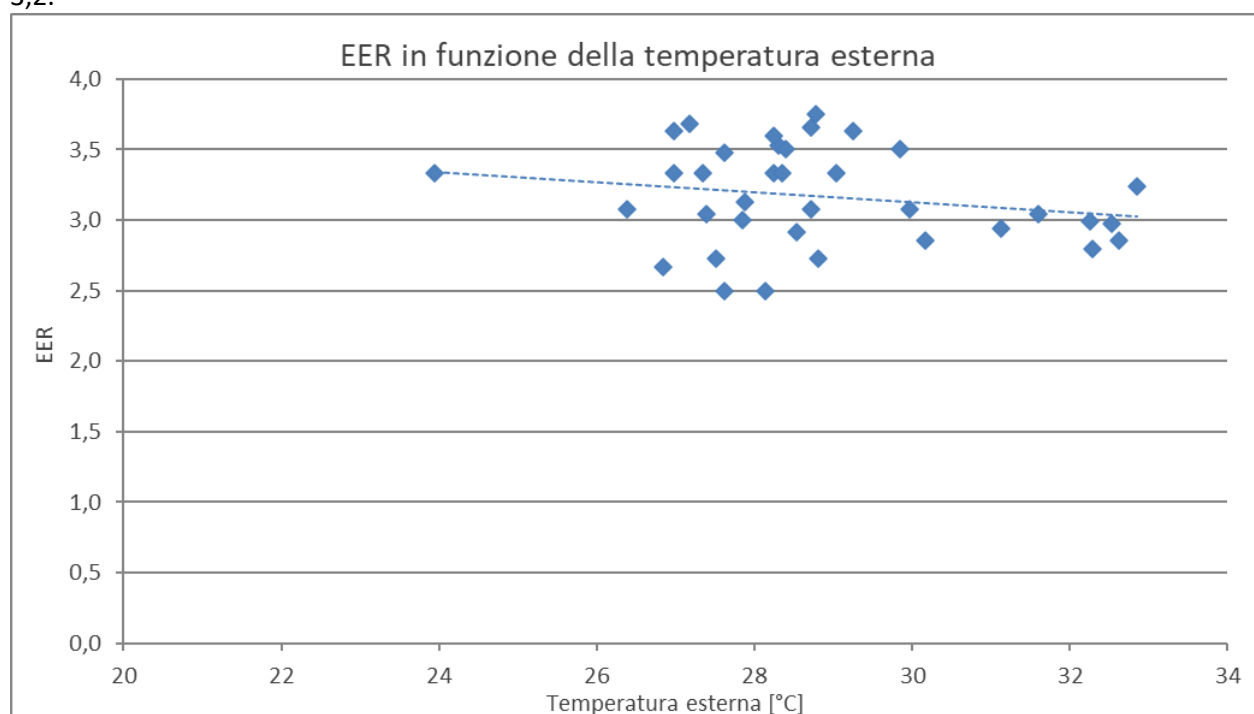


Figura 75. EER in funzione della temperatura esterna (scala giornaliera)

Le prestazioni della macchina non risultano essere influenzate dalla temperatura di mandata dell'acqua (Figura 76), né dal salto termico che essa realizza (Figura 77), generalmente attestato sui 3 °C, 4 °C e 5 °C.

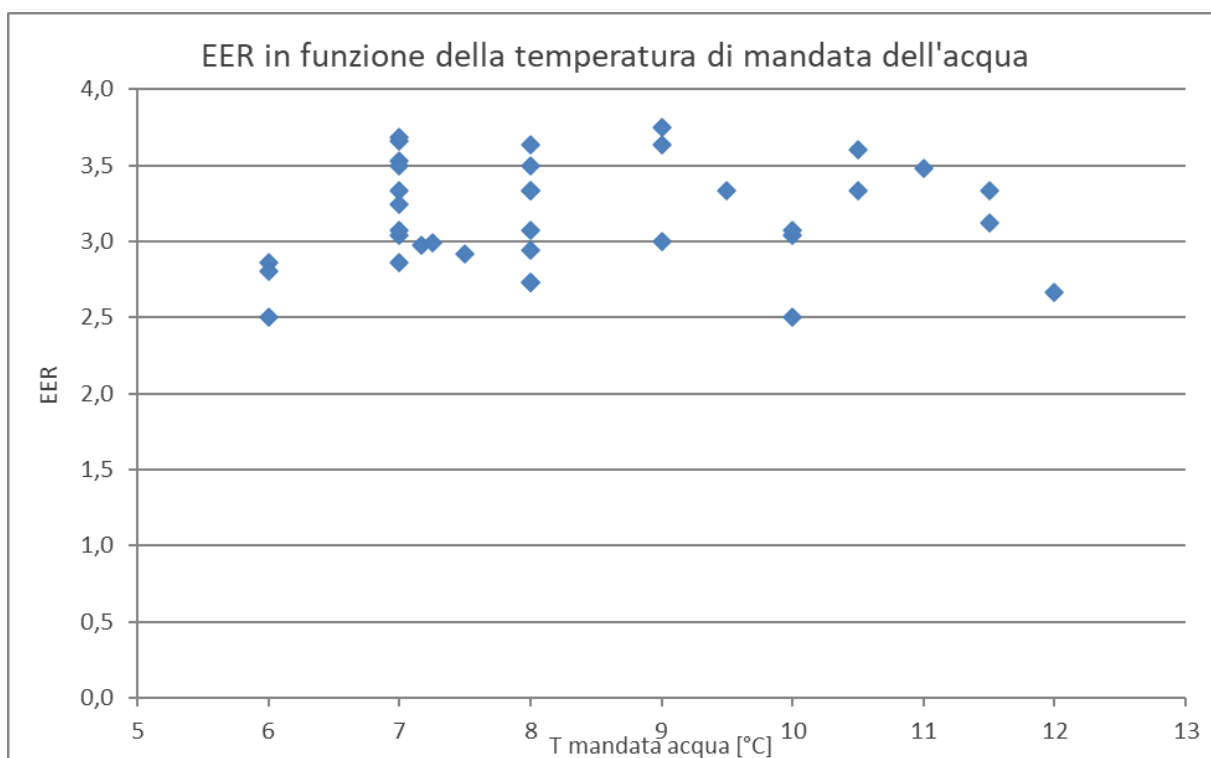


Figura 76. EER in funzione della temperatura di mandata dell'acqua (scala giornaliera)

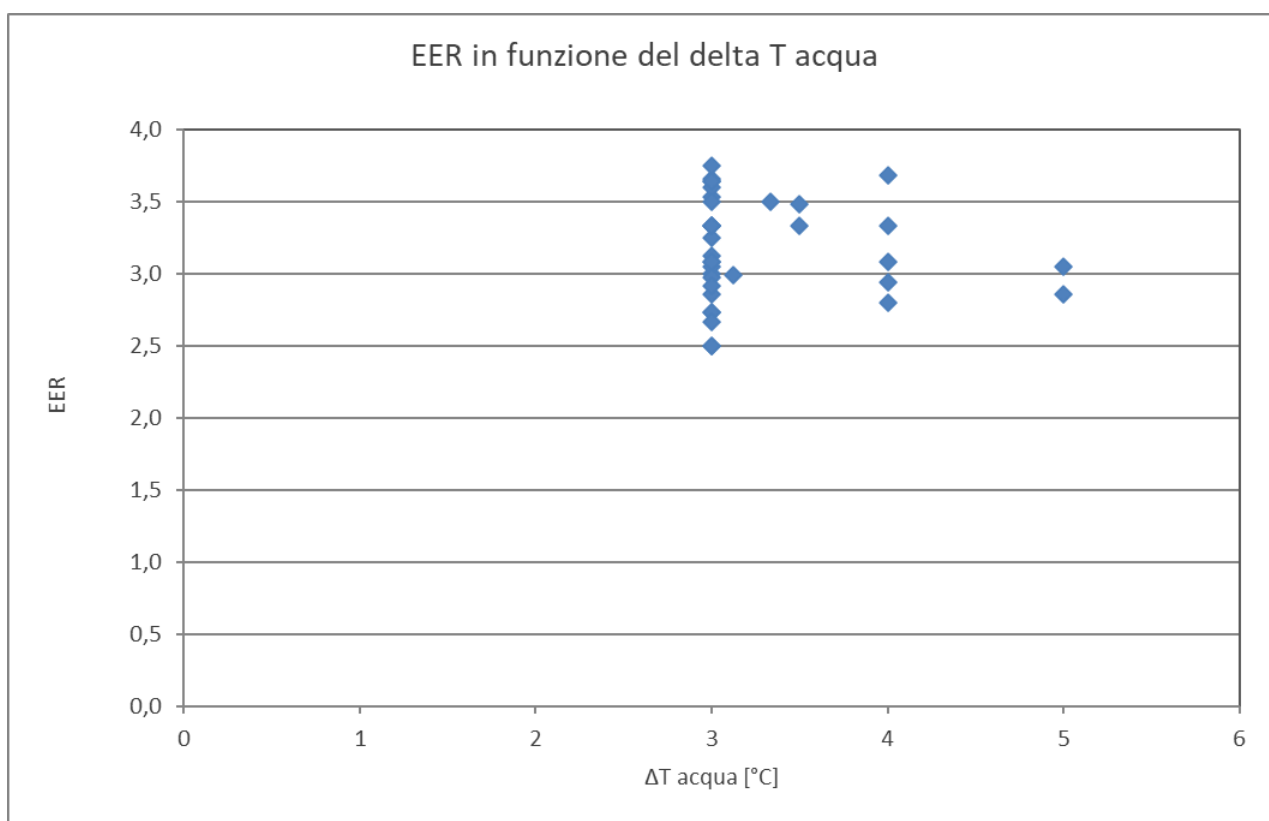


Figura 77. EER in funzione del salto termico dell'acqua (scala giornaliera)

Similmente, l'EER non risulta influenzato in maniera significativa dal fattore di carico, compreso (nel periodo analizzato) tra il 10% ed il 30% (Figura 78). Mentre in Figura 79 il fattore di carico mostra un incremento all'aumentare della temperatura esterna (andamento attendibile).

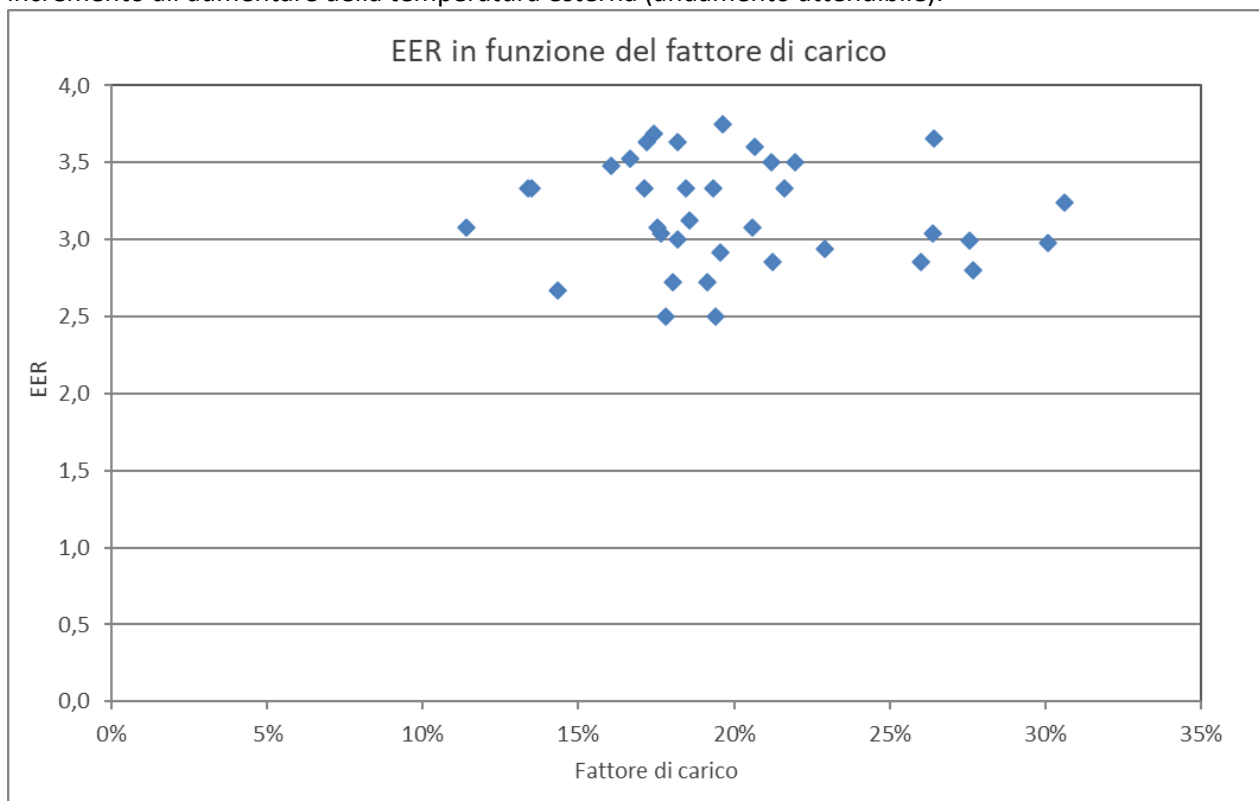


Figura 78. EER in funzione del fattore di carico (scala giornaliera)

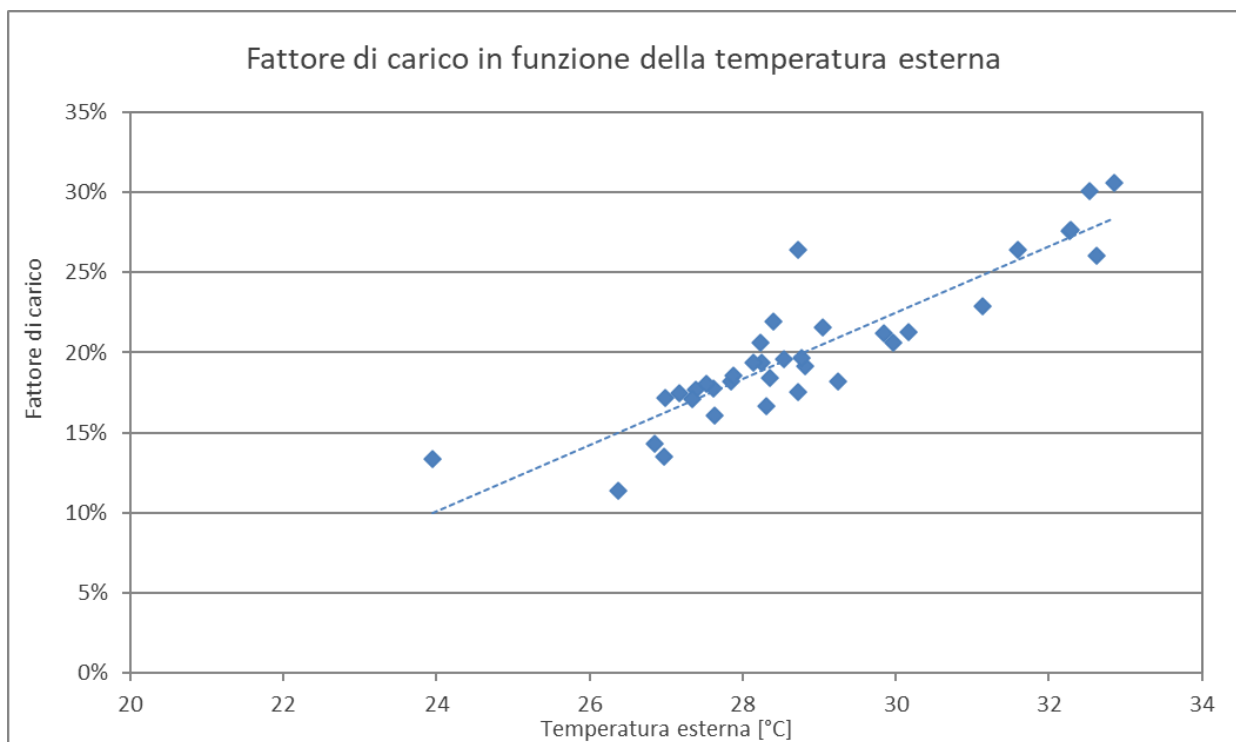


Figura 79. Fattore di carico in funzione della temperatura esterna

A conferma del funzionamento della pdc, il grafico in Figura 80 correla la potenza termica media alla temperatura esterna, mostrando un trend in netto aumento al crescere di quest'ultima.

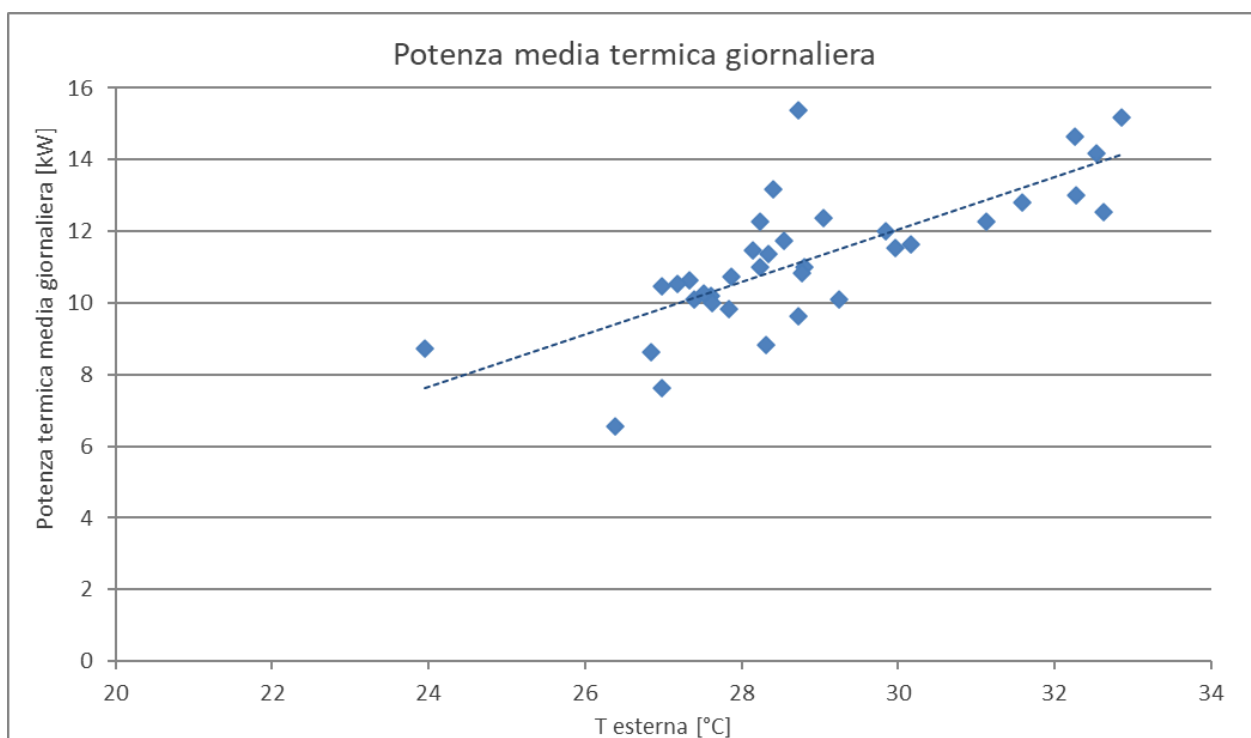


Figura 80. Potenza media termica giornaliera in funzione della temperatura esterna

4.3.2 Scala temporale settimanale

Conducendo l'analisi su scala settimanale, è possibile tracciare l'EER in funzione della temperatura esterna come riportato in Figura 81, in cui non si evince una particolare tendenza delle prestazioni della macchina. In prima battuta, sembrerebbe che, come per la filiale di Fiorenzuola d'Arda, la scala settimanale non offra una lettura chiara del risultato complessivo ovvero delle prestazioni della pompa di calore.

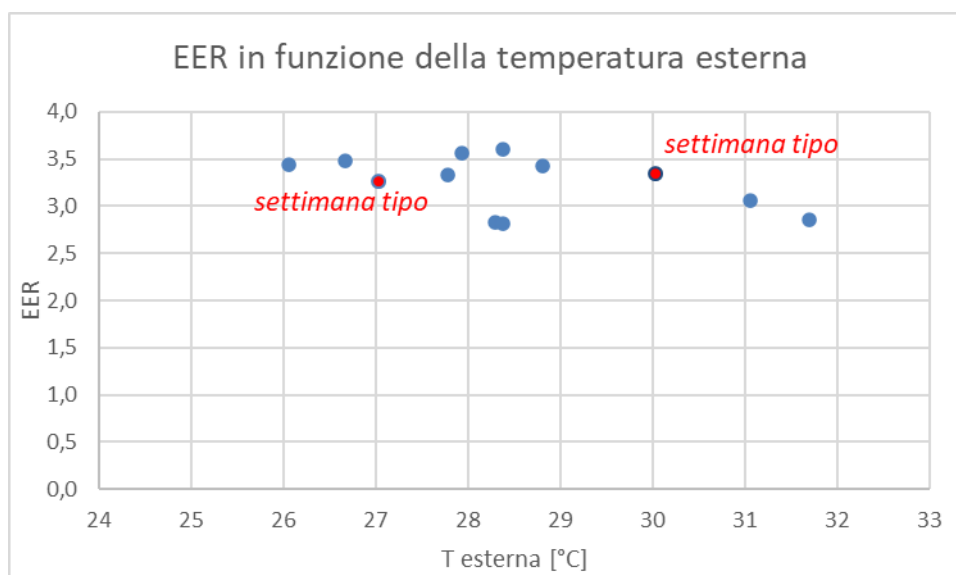


Figura 81. EER in funzione della temperatura esterna (scala settimanale)

4.3.3 Settimana tipo

Approfondendo l'analisi, per la filiale di Schio, il funzionamento registrato nei giorni 2-3-4-5-8-9-10 luglio 2019 risulta assimilabile a quello di una settimana tipo. Le giornate sono successive (a meno dell'interruzione del week-end), e fanno riferimento a due settimane consecutive nel calendario (le settimane 27 e 28), segnate peraltro in rosso nel grafico in Figura 81.

L'andamento dell'EER, in relazione al variare della temperatura esterna, è stato tracciato per i giorni della settimana tipo nel grafico di Figura 82. Si evince l'abbassamento dell'EER all'aumentare della temperatura esterna.

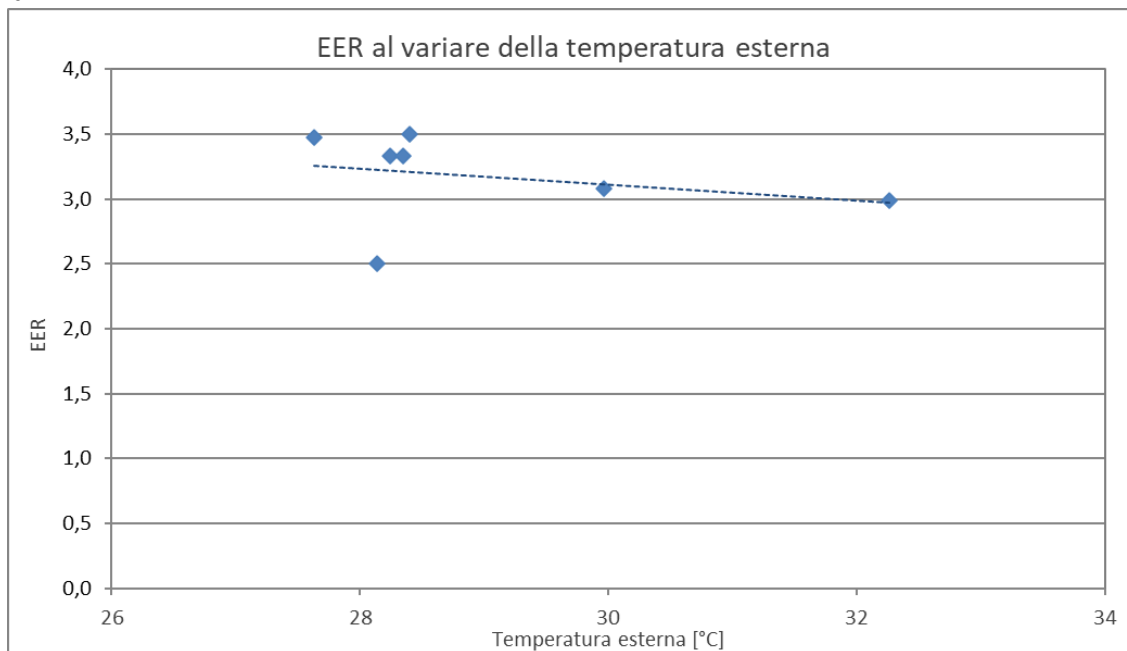


Figura 82. EER al variare della temperatura esterna (settimana tipo)

Durante la settimana tipo, l'EER è risultato poco influenzato dal fattore di carico, quest'ultimo compreso tra 15% e 30% (Figura 83).

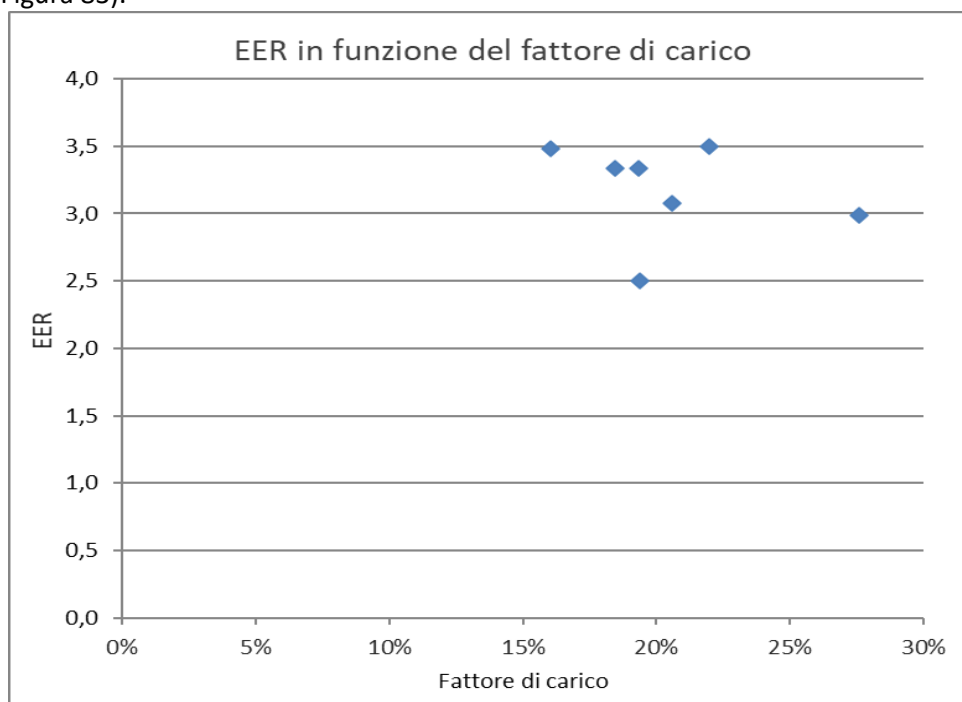


Figura 83. EER in funzione del fattore di carico (settimana tipo)

4.3.4 Analisi mensile

L'analisi mensile dei consumi di energia elettrica e della produzione di energia termica è riportata in Figura 84. I dati con campitura si riferiscono al dato di energia elettrica e termica con filtraggio sui fermi macchina, ovvero escludendo i giorni festivi e gli orari di spegnimento notturno dell'impianto, il cui rapporto dà origine ai valori di EER (indicatore verde) da leggere sull'asse destro

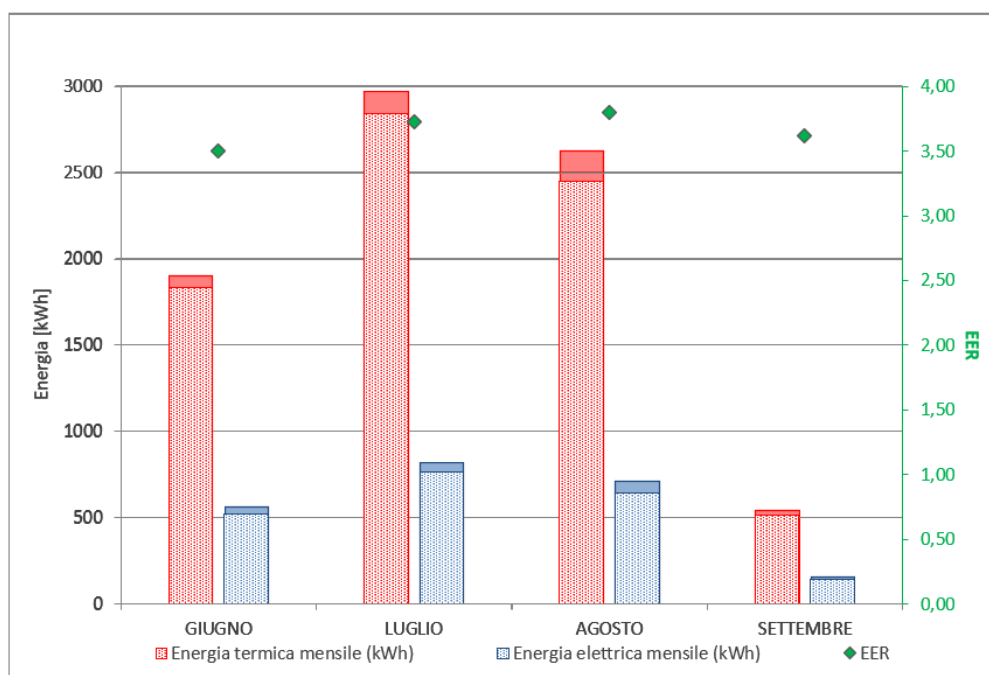


Figura 84. Ripartizione mensile di consumi di energia elettrica ed erogazione di energia termica

Nei mesi centrali (luglio ed agosto) si concentra la maggiore produzione di energia termica, mentre il mese di giugno fa registrare un cospicuo consumo (20 giorni considerati), segno che nonostante la zona climatica E, l'impianto è stato acceso in maniera significativa. Al contrario, il mese di settembre fa registrare consumi di energia elettrica più contenuti, segno che l'impianto è stato acceso meno in questo mese (si ricorda che i giorni considerati in questo mese sono 10).

Su scala mensile, l'EER ha avuto valori compresi tra 3,5 (a giugno) e 3,8 (ad agosto), mentre nell'intero periodo di raffrescamento considerato il valore medio (confrontabile con il SEER) è stato pari a 3,68 se si considerano i dati al netto dei fermi macchina, e di 3,58 se si considera il dato grezzo.

5 Sviluppi e confronto con le attività nel settore residenziale

La presente attività di ricerca, che è incentrata sugli edifici del settore terziario, è di fatto complementare all'omologa attività svolta sugli edifici del settore residenziale, condotta dall'Università di Padova all'interno dell'attuale Accordo di Programma e afferente allo stesso Work Package.

Le linee di ricerca, peraltro, sono strettamente collaborative, e hanno beneficiato, nel loro svolgimento, delle reciproche expertise e know-how, stanti anche le complessità intrinseche delle attività sperimentali, per le quali la condivisione delle esperienze sul campo (ivi compresi i casi di insuccesso o le difficoltà operative) risulta fondamentale.

In ragione della convergenza degli obiettivi, stanti le pregresse esperienze di monitoraggio, nonché le evidenze ed i risultati delle linee di ricerca LA3.23, LA3.24 ed LA3.26, vi è stato un mutuo scambio ed una sinergia nella definizione e messa a punto anche dei piani di monitoraggio previsti nelle attività di ricerca.

In particolar modo, in considerazione della possibilità di realizzare monitoraggi ex-novo profilatasi per il settore residenziale, ENEA e l'Università degli Studi di Padova hanno unito gli sforzi ai fini dell'avvio di un monitoraggio su un plesso condominiale servito da un impianto ibrido (pompa di calore integrata con caldaia a metano, che offre anche il servizio di produzione di acqua calda sanitaria). Oltre a ciò, si è ravvisata la possibilità di monitorare anche l'impianto di riscaldamento (alimentato a gas metano) a servizio di un plesso condominiale gemello al precedente, e ad esso antistante.

Essendo i due condomini identici, a meno del sistema di generazione, e non dotati di sistema di monitoraggio dei consumi, si è scelto di monitorarli: nel report della linea LA 3.26 sono esplicitati le motivazioni di tale scelta, l'ubicazione precisa (nella città di Verona) e le informazioni di dettaglio sui casi studio.

In particolare, l'Università di Padova ha avuto modo di selezionare i casi studio, interfacciandosi non solo con l'Amministratore dei condomini, ma anche con la ditta che realizza la manutenzione degli impianti (sita nella stessa città), per effettuare dei sopralluoghi e per il reperimento del materiale documentale preliminare, come ad esempio gli schemi di impianti.

A causa dei difficili spostamenti legati alla situazione epidemiologica da Covid-19, l'Università di Padova ha costituito un *trait d'union* tra i condomini e l'ENEA, permettendo peraltro l'elaborazione congiunta del piano di monitoraggio dei due plessi.

La complessità impiantistica, dovuta al posizionamento delle pompe di calore e delle caldaie, e le conseguenti impianti di distribuzione, hanno reso necessaria da parte di ENEA una attenta progettazione del sistema di acquisizione, ad esempio in termini delle tipologie di sensoristica e di misuratori più idonei allo scopo. A tal riguardo, già nel report della precedente annualità (LA 3.23) si era precisato come le differenti tipologie di misuratori di portata, e i misuratori di potenza termica, si prestino in maniera differente alle applicazioni in campo.

Proprio per questo motivo, in ragione degli schemi di impianto dei due condomini (riportati in Figura 85, Figura 86, Figura 87 e Figura 88), l'ENEA ha proceduto dapprima alla individuazione delle quantità di misuratori da installare, e poi alla scelta della più idonea strumentazione di monitoraggio di cui dotare i casi studio.

LEGENDA

FXX Codice punto misura energia frigorifera (Q+Tm+Tr)
EXX Codice punto misura energia elettrica
QXX Codice punto misura portata
Tm Temperatura di mandata
Tr Temperatura di ritorno

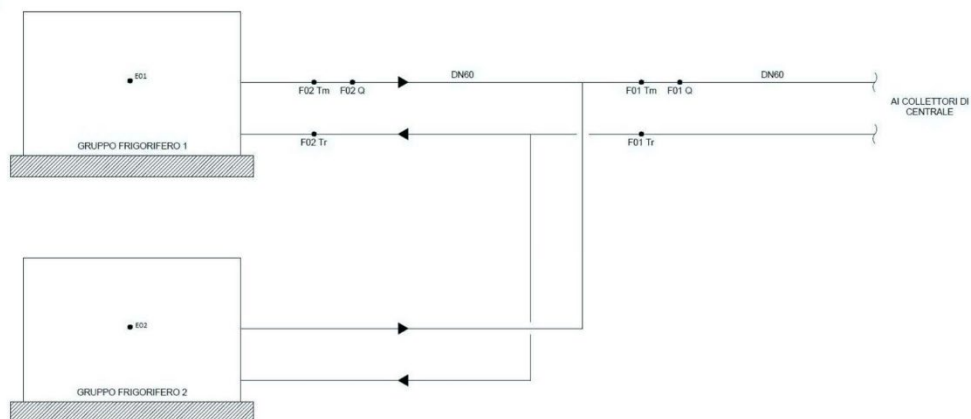
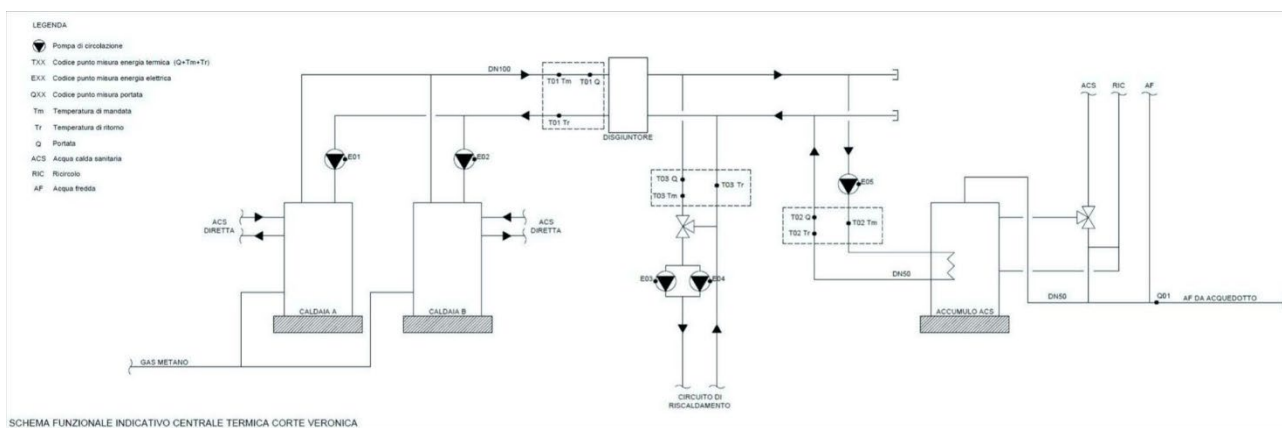


Figura 85. Schema funzionale centrale frigorifera - Condominio 1 (Corte Veronica)



SCHEMA FUNZIONALE INDICATIVO CENTRALE TERMICA CORTE VERONICA

Figura 86. Schema funzionale impianto riscaldamento - Condominio 1 (Corte Veronica)

LEGENDA

FXX Codice punto misura energia frigorifera (Q+Tm+Tr)
EXX Codice punto misura energia elettrica
QXX Codice punto misura portata
Tm Temperatura di mandata
Tr Temperatura di ritorno

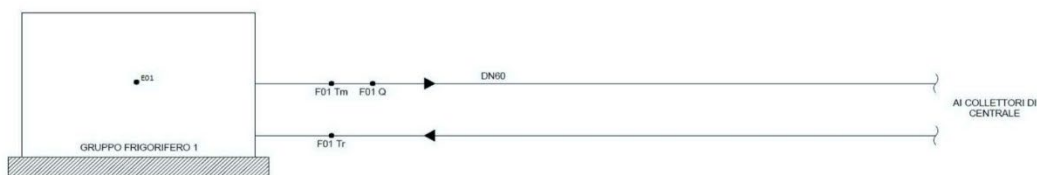


Figura 87. Schema funzionale centrale frigorifera - Condominio 2 (Corte Sara)

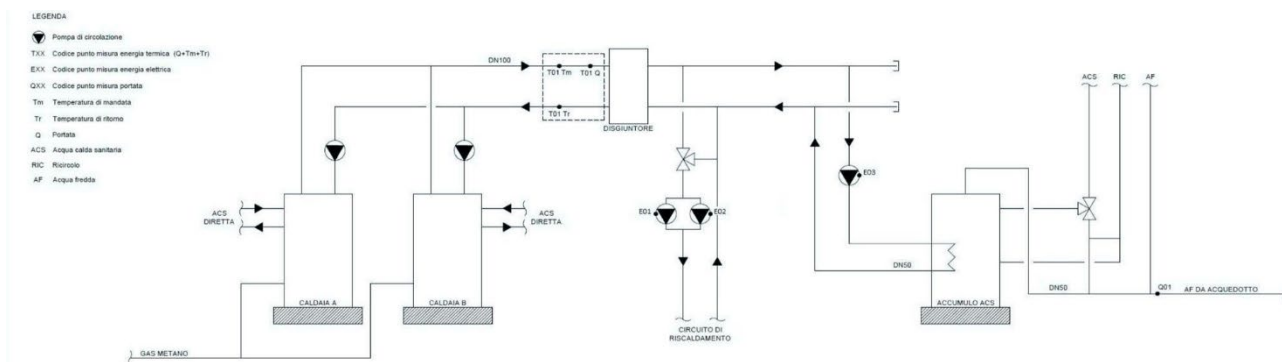


Figura 88. Schema funzionale centrale termica - Condominio 2 (Corte Sara)

In fase preliminare, dunque, si è individuata la strumentazione di monitoraggio riportata nel seguito:

- Condominio 1 (Corte Veronica):
 - Pompe di calore: 2 contacalorie e 2 contaenergia elettrica;
 - Circuito riscaldamento: contacalorie generale e contaenergia elettrica sui due circolatori;
 - Caldaie: contacalorie generale, contaenergia elettrica sulle due pompe primarie e 2 contatori gas;
 - Circuito sanitario: contacalorie e contaenergia;
 - Centraline rilevamento dati a distanza: 2 dispositivi di rilevamento dati (frequenza 5 minuti).
- Condominio 2 (Corte Sara):
 - Gruppo frigo: contaenergia elettrica sul gruppo frigo;
 - Centrale termica: 2 contatori del gas, 2 contaenergia elettrica sulle pompe del circuito secondario e un contacalorie;
 - Centraline rilevamento dati a distanza: 2 dispositivi di rilevamento dati (frequenza 5 minuti).

Si è scelta poi la sensoristica più idonea procedendo quindi alla definizione di un elenco di strumentazione, riportato in Tabella 15, che rimanda anche al posizionamento negli impianti illustrati nelle figure precedenti, in ragione delle caratteristiche tecniche riportate nel seguito (prese dai siti web delle ditte produttrici).

Tabella 15. Strumentazione individuata ai fini del monitoraggio				
Qt.	Marca e modello	Funzione	Luogo di installazione	Identificativo in Figura
1	Siemens UH50 A70 DN65	Contacalorie	tubazioni di mandata e ritorno generali a valle delle pompe di calore (Corte Veronica)	F02 - Figura 85
1	Siemens UH50 A65 DN65	Contacalorie	a valle della prima pompa di calore (Corte Veronica)	F01 – Figura 85
1	Siemens UH50 A65 DN50	Contacalorie	tubazioni di mandata e ritorno a monte dell'accumulo di acqua calda sanitaria	T02 – Figura 86
3	Siemens UH50 A83 DN100	Contacalorie	tubazioni di mandata e ritorno a monte del disgiuntore (per entrambi i condomini) e a monte dei circolatori del circuito di riscaldamento (solo per Corte Veronica)	T01 – Figura 88 T01 – Figura 86 T03 – Figura 86
9	SENECA S504C-6	Contaenergia	sui circolatori primari, solo in Corte Veronica, e sui gruppi frigo, su entrambi i circolatori del circuito di riscaldamento e dell'ACS di Corte Veronica e su 2 circolatori di Corte Sara	E01/E02 –Figura 85 E03-E06 – Figura 86 E01 – Figura 87 E01/E03 – Figura 88
4	SETECNA REG	Centralina trasmissione dati	centrale termica di entrambi i condomini, gruppo frigo e pompe di calore	
4	Riels QAE-PN4-ALU	Contatore gas con contaimpulsi	A monte delle 2 caldaie per ciascuno dei condomini	

Tutti i contacalorie Siemens presentano uscita MOD BUS RS 485, i contaenergia elettrica presentano uscita MOD BUS mentre i contatori del gas hanno uscita impulsiva M-BUS. Di seguito si riportano ulteriori informazioni sui sensori installati.

Siemens UH50

Contatore di calore a ultrasuoni. Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche dei singoli modelli precedentemente citati come da specifiche del costruttore.

Tabella 16. Specifiche tecniche dei sensori Siemens dal sito del produttore

Siemens	UH50-A65-00	UH50-A70-00	UH50-A83-00
Measurement accuracy	Heat: MID class 2, Cold: EN 1434	Heat: MID class 2, Cold: EN 1434	Heat: MID class 2, Cold: EN 1434
Standard	EN 1434	EN 1434	EN 1434
Voltage supply	Without, see accessories	Without, see accessories	Without, see accessories
Nominal flow rate	15 m ³ /h	25 m ³ /h	60 m ³ /h
Due Date	01.01	01.01	01.01
Mounting length	270 mm	300 mm	360 mm
PN class	PN 25	PN 25	PN 25
Measuring range, temperature	Processor unit: 0...180 °C, Flow measuring section: 5...130 °C	Processor unit: 0...180 °C, Flow measuring section: 5...130 °C	Processor unit: 0...180 °C, Flow measuring section: 5...130 °C
Temperature response threshold	Heat: 0.2 K, Cold: 0.2 K	Heat: 0.2 K, Cold: 0.2 K	Heat: 0.2 K, Cold: 0.2 K
Sensing element, temperature	Pt500	Pt500	Pt500
Sensor	Ø6x100 mm	Ø6x100 mm	Ø6x150 mm
Cable length, sensor	5 m	5 m	5 m
Communication	Without, see accessories	Without, see accessories	Without, see accessories
Display	MWh	MWh	MWh
DN	50	65	100
Type of Meter	Heat	Heat	Heat
Mounting location	Meter: Return	Meter: Return	Meter: Return
Dimensions (W x H x D)	143 x 42 x 136 mm	143 x 42 x 136 mm	143 x 42 x 136 mm
Packaging unit	1 pce	1 pce	1 pce

SENECA S504C-6

Contatore di energia trifase 3/4 fili 6A con interfaccia di comunicazione. S504C-6 è un contatore di energia compatto a 4 moduli DIN (disponibili anche certificato MID) per la misura dell'energia in ambiente industriale e civile, con comunicazione integrata (RS485 Modbus, M-Bus o Ethernet). Il contatore, oltre all'energia, misura i principali parametri elettrici e li rende disponibili sulla porta COM integrata. Sul display LCD vengono mostrati i totalizzatori e le potenze istantanee. La porta COM consente di gestire il contatore connesso ad una stazione remota. Questi dati vengono trasmessi su linea RS485, M-Bus o Ethernet a seconda del modello di strumento. Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche presenti nel sito del produttore.

Tabella 17. Specifiche tecniche del sensore SENECA S504C-6 dal sito del produttore

Alimentazione	Autoalimentato dalle linee di tensione
Tensione	3x230/400V - 3x240/415V 50/60Hz 4 fili
Corrente max	6 A
Porte di comunicazione	RS485 Modbus, M-Bus, 10/100Base T Ethernet
Classe di precisione	Energia attiva classe 1 secondo IEC/EN 62053-21, Energia reattiva classe 2 secondo IEC/EN 62053-53
Uscita SO	Optoisolata passiva, durata impulso 50 ±2ms ON time
LED metrologico	Costante d'integrazione 10000 imp/kWh
Temperatura di funzionamento	-25°C - +55°C
Certificazioni	CE, MID

SETECNA REG

Il sistema di regolazione REG è un sistema pensato per il controllo di Impianti Radianti e Centrali Termiche in un'ottica di integrazione con tutte le serie elettriche civili

Il sistema può gestire fino a 32 Zone, 8 Circuiti Miscelati o Collettori e 3 sorgenti.

Il sistema può colloquiare con generatori di calore con protocollo Opentherm anche al fine di scambiare informazioni diagnostiche e di funzionamento.

Il sistema è telegestibile tramite un portale Web direttamente da PC, Tablet o Smartphone.

Riels QAE-PN4-ALU

I quantometri Riels QA e QAe sono strumenti di misura del gas molto sicuri per l'ampia gamma di portata e per le diverse esigenze delle Aziende. I modelli QA e QAe sono quantometri a turbina. La rotazione della girante è proporzionale al volume del gas fluido e viene registrata mediante un numeratore meccanico (QA) o elettronico (QAe). I cuscinetti autolubrificanti garantiscono un funzionamento perfetto del quantometro esente dalla manutenzione. Oltre alla registrazione del volume totale, il QAe permette la visualizzazione della portata istantanea e del volume ad una data impostata. Alcune caratteristiche dei sensori sono riportate nella seguente tabella.

Tabella 18. Specifiche tecniche dei sensori Riels QA dal sito del produttore

Principio di misura	Turbina
Campo di misura/regolazione	1.6÷1'600 [mc/h]
Classe di precisione	±1% VFS
Uscite disponibili	NAMUR Reed switch RS485 Modbus
Temperatura di esercizio	-10÷+60 [°C]
Pressione massima	20 [Bar]
Attacco al processo	Filettato: 1" 1"1/2 Flangiato: da DN50 fino a DN150
Materiali a contatto con il fluido	Alluminio
Grado di protezione	IP44 IP52
Display	LCD a 6 cifre
Certificati/Omologazioni	Certificazione PED Dichiarazione ATEX Dichiarazione di conformità CE

Sempre ENEA ha proceduto all'acquisto sul mercato di tale strumentazione, le cui fasi di installazione, collaudo e avviamento sono state seguite dall'Università di Padova (in quanto più vicina ai siti di installazione), proprio per ovviare ai problemi di spostamento tra regioni imposte dalle leggi per il contenimento della diffusione del virus Sars-Cov-19.

Nel report della linea di ricerca LA3.26, curato dall'Università di Padova, sono espresse anche a mezzo di materiale fotografico le fasi di installazione della strumentazione nei plessi di cui si è avviato il monitoraggio. Le analisi dei dati del monitoraggio di questi condomini, e in generale dei casi studio nel settore residenziale, verranno curate dall'Università di Padova, mentre tutto ciò che concerne il settore terziario viene sviluppato da ENEA.

Tuttavia, la sinergia e complementarità delle linee è tale che, da ultimo, ENEA e l'Università di Padova, stante anche l'esperienza maturata in questa fase per la definizione, scelta, acquisto, installazione, collaudo e avviamento del sistema di monitoraggio, hanno proceduto all'elaborazione di una check-list operativa (riportata in Allegato 3. Check list monitoraggio) per una più speditiva ispezione degli impianti e definizione della strumentazione per il monitoraggio.

Tale scheda è da intendersi non esaustiva, ma una traccia per la più rapida definizione dei piani di monitoraggio e della strumentazione necessaria a seconda dei tipi di impianto installati.

6 Conclusioni

Nell'attività di ricerca della presente annualità, sono stati illustrati i risultati del monitoraggio di alcuni impianti a pompa di calore a servizio di filiali bancarie del gruppo BPM.

Ciò, al fine di identificare i consumi reali delle macchine in condizioni di esercizio, anche in relazione al loro anno di installazione.

Il lavoro, che ricomprende la più ampia fase di ricerca dei casi studio e della loro identificazione, ha permesso di mettere in luce alcune importanti considerazioni, anche metodologiche, di seguito riassunte:

- Ai fini del monitoraggio, è necessario privilegiare l'aspetto qualitativo piuttosto che quantitativo dei dati, in relazione alle stagioni termiche di interesse. L'affermazione implica che non occorre necessariamente disporre di dati ravvicinati nel tempo, ovvero acquisiti con passo temporale molto stretto. In tale circostanza, infatti, la mole di dati da elaborare rischia di rendere complessa ed onerosa (anche sotto il profilo gestionale) l'analisi del funzionamento della pompa di calore ma significa piuttosto avere dati di buona qualità, ovvero aventi consistenza e coerenza, senza "buchi", outlier e interruzioni significative;
- Pur disponendo di dataset iniziali numerosi, i dati effettivamente utilizzabili si possono ridurre notevolmente, a causa delle difficoltà tipiche delle misure sul campo (come il non corretto posizionamento della strumentazione, gli errori di settaggio degli acquisitori, ...);
- È opportuno, ove possibile, verificare attraverso un rilievo in campo il corretto posizionamento della strumentazione di misura, al fine di evitare la possibilità di valori anomali o atipici;
- In un piano di monitoraggio, occorre considerare i tempi caratteristici:
 - Di variazione delle cause e manifestazione degli effetti;
 - Di acquisizione da parte della strumentazione di misura.

Quest'ultimo aspetto è importante per consentire che la variazione delle grandezze sia correttamente registrata dagli strumenti di misura individuati, anche in relazioni alle finalità del monitoraggio stesso;

- La bontà dei risultati finali dipende fortemente dalle ipotesi di lavoro che vengono introdotte. In tal senso, è bene osservare che spesso (come in questo lavoro) è più opportuno eseguire delle operazioni di filtraggio dei dati estremamente selettive, al fine di poter elaborare dei valori che abbiano una consistenza qualitativa e quantitativa. Per questo motivo, nell'attività di ricerca della presente annualità si è partiti dai dati grezzi, ossia quelli restituiti dai misuratori senza alcun trattamento degli stessi e si è costruita una metodologia di approccio ai raw data, che tenesse conto di una serie di considerazioni legate proprio alla qualità dei dati e alle difficoltà nella loro misurazione. Tale metodologia ha ridotto da un lato il numero di casi studio analizzabili, dall'altro la mole di dati grezzi dei casi studio selezionati dando priorità alla qualità dei risultati finali.
- La definizione della scala temporale di aggregazione dei dati è fondamentale (e su questo aspetto non emergono trattazioni nella letteratura scientifica pertinente). Eppure, come evidenziato dal lavoro, specialmente nella fase di definizione della metodologia, ogni scala temporale si presta a "leggere" meglio le variazioni di alcune grandezze piuttosto che di altre.
- La scala oraria o suboraria si presta per rappresentare le variazioni di temperatura all'interno di una o più giornate tipiche, ma non aiuta a descrivere le prestazioni di una pompa di calore.
- Un buon compromesso nella lettura di tutte le grandezze caratteristiche del funzionamento di una pdc è fornito dalla scala temporale giornaliera.
- Le diverse scale temporali permettono di focalizzare in maniera differente sul regime di funzionamento istantaneo della macchina, che ovviamente incide sulle prestazioni complessive.
- Tanto più piccola è la scala temporale, più si valutano le prestazioni della pompa di calore in condizioni transitorie e non a regime;

- La scala settimanale aiuta a comprendere il trend generale delle grandezze, ma in questo senso in alcune circostanze risulta di maggiore ausilio la scala mensile.
- Non sempre è possibile definire una “settimana tipo”, ovvero individuare (a valle delle operazioni di data filtering) 5 o 7 giornate consecutive che possano essere ritenute rappresentative del funzionamento della pompa di calore.

A valle di queste considerazioni, gli sviluppi futuri della attività di ricerca verteranno sulla messa a punto di una metodologia generalizzabile, e nell’ampliamento del database di consumi reali delle pompe di calore applicate in vari contesti, incrementando le casistiche già analizzate in precedenti attività di ricerca, al fine di poter identificare dei benchmark di consumo e di prestazioni delle pdc nelle loro applicazioni nel settore terziario.

In questo senso, anche i casi studio attualmente non valutati potranno, a valle di approfondimenti sopralluoghi ed eventuale manutenzione, fornire spunti di ricerca e di approfondimento, oltre a costituire una casistica ancor più ampia.

L’incremento dei casi studio di riferimento e, in generale, la disponibilità di dati reali acquisiti in campo, permetterebbe, in un’ottica allargata, di definire anche dei “profili tipo” di utenza che possano essere generalizzabili, ed utilizzabili per modellazioni impiantistiche più realistiche e fedeli all’uso reale.

7 Riferimenti bibliografici

1. Decreto Ministeriale 26.6.2015. Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle precisazioni e dei requisiti minimi degli edifici.
2. Rapporto statistico 2019. Energia da fonti rinnovabili in Italia. Settori elettrico, termico e trasporti, GSE, Direzione Studi e Monitoraggio di Sistema - Funzione Statistiche e Monitoraggio Target
3. https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202019.pdf (last access: 19/04/2021)
4. Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
5. Decisione della Commissione, dell' 1 marzo 2013 che stabilisce gli orientamenti relativi al calcolo da parte degli Stati membri della quota di energia da fonti rinnovabili prodotta a partire da pompe di calore per le diverse tecnologie a pompa di calore a norma dell'articolo 5 della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio
6. F. Rosati, G. Recanati, "Le banche e l'evoluzione della supply chain in chiave sostenibile", Energia, Ambiente e Innovazione, 3 (2020), 41-43. DOI 10.12910/EAI2020-066 <https://www.eai.enea.it/component/jdownloads/?task=download.send&id=873&catid=39&Itemid=101> (last access: 14/04/2021)
7. <https://www.abilab.it/web/guest/aree-ricerca> (last access: 15/04/2021)
8. Rapporto Sustainable Banking Transition 2020, Abi Lab
9. <https://enerqos.com/settori/banche-assicurazioni/> (last access: 15/04/2021)
10. Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE
11. Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102. Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE
12. Decreto legislativo 18 luglio 2016, n. 141. Disposizioni integrative al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE
13. Decreto 5 aprile 2013 - Definizione delle imprese a forte consumo di energia
14. LEGGE 31 dicembre 2009, n. 196 - Legge di contabilità e finanza pubblica
15. UNI CEI EN 16247-1:2012 - Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali

16. UNI CEI EN 16247-2:2014 - Diagnosi energetiche - Parte 2: Edifici
17. UNI CEI EN 16247-3:2014 - Diagnosi energetiche - Parte 3: Processi
18. UNI CEI EN 16247-4:2014 - Diagnosi energetiche - Parte 4: Trasporto
19. <https://www.codiceateco.it/sezione?q=K> (last access: 15/04/2021)
20. Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2020, ENEA, Dipartimento Unità Efficienza Energetica
<https://www.efficientaenergetica.enea.it/component/jdownloads/?task=download.send&id=453&catid=40%20&Itemid=101> (last access: 14/04/2021)
21. F. Martini, “Le diagnosi energetiche ai sensi del Decreto 102/2014: le risultanze generali del settore delle banche e del commercio”, in Atti del web seminar ENEA “Le diagnosi energetiche ai sensi del Decreto 102/2014. Le risultanze del secondo ciclo di obbligo nel settore terziario”, 26/06/2020
https://www.enea.it/it/seguici/events/diagnositerziario_26giu2020/20200626Martini.pdf (last access: 14/04/2021)
22. C. Martini, “L’analisi degli interventi previsti nelle diagnosi energetiche obbligatorie”, in Atti del web seminar ENEA “Le diagnosi energetiche ai sensi del Decreto 102/2014. Analisi degli interventi e focus ISO 50001”, 16/06/2020
https://www.enea.it/it/seguici/events/diagnosi_iso50001_16giu2020/CMartini16062020.pdf (last access: 14/04/2021)
23. M. Salvio, E. Biele, C. Martini, C. Toro, “L’efficienza energetica nei settori economici: diagnosi obbligatorie e attività per le PMI”, Energia, Ambiente e Innovazione, 3 (2020), 120-126. DOI 10.12910/EAI2020-083
<https://www.eai.enea.it/component/jdownloads/?task=download.send&id=896&catid=39&Itemid=101> (last access: 14/04/2021)
24. R. Stasi, “Le diagnosi energetiche in banca”, in Atti del workshop ENEA/ Abi Lab “L’efficienza energetica nel settore bancario: diagnosi energetiche e best practice”, 16/12/2016 Roma
https://www.enea.it/it/seguici/events/diagnosienergeticheabi_16dic2016/Stasi_ABILab16dic.2016.pdf (last access: 14/04/2021)
25. E. Reale, “Diagnosi energetiche D. L. 102/2014. I risultati un anno dopo”, in Atti del workshop ENEA/Abi Lab “L’efficienza energetica nel settore bancario: diagnosi energetiche e best practice”, 16/12/2016 Roma
https://www.enea.it/it/seguici/events/diagnosienergeticheabi_16dic2016/BNL_20161216_finale.pdf (last access: 14/04/2021)
26. M. Nissoli, “Energy Efficiency & Workplace Strategy. “L’evoluzione del concetto di efficienza energetica e degli spazi ufficio in BPM”, in Atti del workshop ENEA/Abi Lab “L’efficienza energetica nel settore bancario: diagnosi energetiche e best practice”, 16/12/2016 Roma
https://www.enea.it/it/seguici/events/diagnosienergeticheabi_16dic2016/NISSOLI_BPM.pdf (last access: 14/04/2021)
27. <https://www.tecnosrl.it/2019/05/15/diagnosi-energetica-banca-non-solo-obbligo-opportunita-di-risparmio-e-maggiore-efficienza/> (last access: 14/04/2021)

28. Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese ai sensi dell'articolo 8 del Decreto legislativo n. 102 del 2014", MISE, novembre 2016
29. <https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/CHIARIMENTI-DIAGNOSI-14-nov-2016.pdf> (last access: 14/04/2021)
30. Legge 9 gennaio 1991, n. 10. Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia
31. Diagnosi Energetiche art .8 del D.Lgs. 102/2014. Linee Guida e Manuale Operativo. Clusterizzazione, il rapporto di diagnosi ed il piano di monitoraggio, ENEA, Dipartimento Unità Efficienza Energetica, Laboratorio Efficienza Energetica nei Settori Economici, maggio 2019 <https://www.energiaefficiente.enea.it/component/jdownloads/?task=download.send&id=%20170&catid=41&Itemid=101> (last access: 14/04/2021)
32. Linee Guida per l'introduzione di metodologie di misura nell'ambito delle diagnosi energetiche del settore bancario, ABI Lab, versione del 13/06/2017 <https://www.energiaefficiente.enea.it/component/jdownloads/?task=download.send&id=176&catid=36&Itemid=101> (last access: 14/04/2021)
33. <http://www.tech4eff.com> (last access: 14/04/2021)
34. <https://gruppo.bancobpm.it/il-gruppo/profilo-del-gruppo/> (last access: 14/04/2021)
35. <https://www.facile.it/banche-finanziarie/banco-popolare/banche-del-gruppo.html> (last access: 14/04/2021)
36. <https://www.tuttitalia.it/banche/> (last access: 14/04/2021)
37. <https://www.google.com/maps/> (last access: 22/03/2021)
38. <https://www.google.it/intl/it/earth/> (last access: 12/04/2021)
39. G. Murano, "I dati climatici per le applicazioni termotecniche. L'evoluzione della normazione tecnica con un occhio ai cambiamenti climatici", Energia & dintorni, marzo 2021, 8-15 <https://www.cti2000.it/index.php?controller=news&action=show&newsid=35686#> (last access: 14/04/2021)
40. Decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412. Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10
41. UNI EN ISO 15927-6:2008 - Prestazione termoigrometrica degli edifici - Calcolo e presentazione dei dati climatici - Parte 6: Differenze di temperatura cumulate (gradi giorno)
42. UNI 10349-3:2016 - Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 3: Differenze di temperatura cumulate (gradi giorno) ed altri indici sintetici
43. <https://www.bancobpm.it/trova-filiali/> (last access: 14/04/2021)

44. Decreto Del Presidente Della Repubblica 16 aprile 2013, n. 74. Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192

8 Abbreviazioni ed acronimi

pdC	Pompa di calore
COP	Coefficient of Performance
EER	Energy Efficiency Ratio
ESG	Environmental Social Governance
ABI Lab	Centro di Ricerca e Innovazione per la Banca
ABI	Associazione Bancaria Italiana
IT	Information Technology
CSEA	Cassa per i servizi energetici e ambientali
ISTAT	Istituto nazionale di statistica
ATECO	Attività economiche
RAEE	Rapporto annuale sull'efficienza energetica
TR	Tempo di ritorno
P.IVA	Partita iva
ATM	Automated Teller Machine
UPS	Gruppi di continuità
GG	Gradi giorno
Codice ABI	Codice dell'Associazione Bancaria Italiana
Codice CAB	Codice di Avviamento Bancario
ESEER	European Seasonal Energy Efficiency Ratio
SCOP	Seasonal Coefficient of Performance
SEER	Seasonal Energy Efficiency Ratio

9 Indice delle tabelle

Tabella 1. Risparmi annui (tep/anno) per gli interventi effettuati o individuati da dati diagnosi energetiche obbligatorie 2019. [20]	11
Tabella 2. Interventi ricorrenti per la sezione ATECO K sulla base delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2019 [21]	12
Tabella 3. Numerosità diagnosi energetiche obbligatorie e P.IVA adempienti al 2019 in funzione della sezione ATECO [23]	14
Tabella 4. Numerosità diagnosi energetiche obbligatorie e incidenza del consumo al 2019 per le tre divisioni della sezione ATECO K [20]	14
Tabella 5. Codifica filiali target [Elaborazione ENEA da dati Unità tecnica di Banco BPM e azienda Tech4eff]	29
Tabella 6. Formulazione matematica dei gradi giorno [40]	30
Tabella 7. Anagrafica filiali target [43]	33
Tabella 8. Dati involucro filiali target [fonte: Unità tecnica di Banco BPM e azienda Tech4eff]	33
Tabella 9. Dati impianto filiali target [fonte: Unità tecnica di Banco BPM e azienda Tech4eff]	33
Tabella 10. Dati prestazionali pompe di calore filiali target	35
Tabella 11. Valori massimi e minimi delle grandezze in varie scale temporali	47
Tabella 12. Calendario delle festività negli anni 2018, 2019 e 2020	47
Tabella 13. Analisi dei carichi nei giorni festivi e lavorativi	48
Tabella 14. Dati temporali degli impianti di riscaldamento [40] e [44]	63
Tabella 15. Strumentazione individuata ai fini del monitoraggio	82
Tabella 16. Specifiche tecniche dei sensori Siemens dal sito del produttore	83
Tabella 17. Specifiche tecniche del sensore SENECA S504C-6 dal sito del produttore	84
Tabella 18. Specifiche tecniche dei sensori Riels QA dal sito del produttore	84

10 Indice delle figure

Figura 1. Categorie di prodotti e servizi per le quali le banche prevedono criteri di preferibilità ambientale Fonte: ABI Lab – rilevazione “Green Banking Procurement” 2020, 11 banche-gruppi bancari [6]	7
Figura 2. Principali criteri ambientali richieste dalle banche per categoria [fonte: ABI Lab – Report Sustainable Banking Transition 2020 [8]]	8
Figura 3. Iniziative di riduzione delle emissioni adottate [fonte: ABI Lab – Report Sustainable Banking Transition 2020 [8]].....	9
Figura 4. Percentuali dei risparmi conseguibili dagli interventi individuati da dati diagnosi energetiche obbligatorie al 2019 [Elaborazione ENEA da dati in Tabella 1].....	11
Figura 5. Suddivisione dei risparmi della divisione ATECO 64 da dati diagnosi energetiche obbligatorie 2019 [Elaborazione ENEA da [22]].....	12
Figura 6. Tempi di ritorno e percentuali di risparmio totale di energia finale della divisione ATECO 64 [Elaborazione ENEA da dati diagnosi energetiche obbligatorie 2019]	13
Figura 7. Mappa sulla numerosità di diagnosi energetiche obbligatorie al 2019 per la divisione ATECO 64 [21]	15
Figura 8. Suddivisione dei siti per zone climatiche e per classi di superficie delle banche che hanno realizzato diagnosi energetiche obbligatorie al 2015 da [24]	16
Figura 9. Opportunità di efficientamento energetico di grandi e piccoli immobili bancari [Elaborazione ENEA da dati [25]	16
Figura 10. Fotografie di due edifici di BPM: a) Sede Centrale, in Piazza Meda a Milano [26]; b) filiale di Ladispoli	17
Figura 11. Clusterizzazione dei siti da sottoporre a diagnosi energetica per i settori primario e terziario [31]	18
Figura 12. Analisi dei siti bancari aderenti all’osservatorio Green Banking di ABI Lab dai dati delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2015. [Elaborazione ENEA da [24]	19
Figura 13. Analisi dei consumi dei siti bancari aderenti all’osservatorio Green Banking di ABI Lab dai dati delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2015. [Elaborazione ENEA da [24]	19
Figura 14. Ripartizione per zone climatiche dei siti bancari aderenti all’osservatorio Green Banking di ABI Lab dai dati delle diagnosi energetiche obbligatorie al 2015. [Elaborazione ENEA da [24]].....	20
Figura 15. Piramide di clusterizzazione dei siti bancari ai fini del monitoraggio [31].....	21
Figura 16. Schema energetico di una banca per il vettore elettrico [32]	22
Figura 17. Schema energetico di una banca per il vettore termico [32]	22
Figura 18. Profilo Banco BPM - principali società [34]	25
Figura 19. Profilo Banco BPM - rete commerciale [Elaborazione ENEA da dati [35]	26
Figura 20. Posizionamento Banco BPM in Italia per numerosità filiali - [Elaborazione ENEA da dati [36]].....	27
Figura 21. Aliquota filiali Banco BPM in Italia - [Elaborazione ENEA da dati [36]]	27
Figura 22. Ripartizione per Regioni filiali Banco BPM in Italia [Elaborazione ENEA da dati [36]]	28
Figura 23. Inquadramento geografico filiali target [Elaborazione ENEA a mezzo Google Maps [37] da dati Unità tecnica di Banco BPM e azienda Tech4eff]	29
Figura 24. Infografica filiali target [Elaborazione ENEA da dati [38]	30
Figura 25. Zone climatiche filiali target [Elaborazione ENEA da dati DPR 412/1993 [40]].....	31
Figura 26. Gradi giorno di riscaldamento e raffrescamento, secondo la UNI 10349-3 [immagine tratta da [39]]	32
Figura 27. Gradi Giorno invernali filiali target [Elaborazione ENEA da dati DPR 412/1993 [40]].....	32
Figura 28. Infografica pompe di calore filiali target.....	34
Figura 29. Composizione filiali - primo set	36
Figura 30. Composizione filiali - secondo set.....	36
Figura 31. Composizione filiali - casi studio.....	36
Figura 32. Metodologia di approccio ai raw data	39
Figura 33. Esempio di verifica della consistenza dei dati, effettuata per la filiale di Seriate	40
Figura 34. La selezione dei casi studio.....	41
Figura 35. Divisione delle informazioni di base per la formattazione del foglio di lavoro.....	43
Figura 36. Formattazione finale del foglio di lavoro	44
Figura 37. Dati quattorari relativi ad energia termica, energia elettrica e temperatura esterna	45
Figura 38. COP istantaneo, ricavato come rapporto dei valori quattorari di energia termica ed elettrica (valori da 0 a 7).....	46

Figura 39. Dati orari, giorni lavorativi, curve cumulative di energia termica ed energia elettrica	48
Figura 40. Dati orari, giorni lavorativi, temperatura interna ed esterna	49
Figura 41. Distribuzione in frequenza per classi di temperatura, relativa alla temperatura esterna con dati a livello orario	50
Figura 42. Distribuzione in frequenza per classi di temperatura, relativa alla temperatura interna con dati a livello orario	50
Figura 43. Dati orari, giorni lavorativi, salto termico dell'acqua tra mandata e ritorno	51
Figura 44. Differenza di temperatura di mandata e di ritorno dell'acqua su base oraria nei giorni lavorativi (in giallo) - visualizzazione di TUTTI i dati compresi tra 03/06/2019 e 31/10/2019 (plateau della Figura 43)	51
Figura 45. Dati orari, giorni lavorativi, incrementi di energia termica ed elettrica in termini assoluti e relativi, nel periodo 3/06/2019-31/10/2019	53
Figura 46. Dato orario, distribuzione in frequenza dei valori di energia elettrica assorbita nei giorni lavorativi del periodo 3/06/2019-31/10/2019 (con riferimento alla Figura 45)	53
Figura 47. Dati orari, giorni lavorativi, COP	54
Figura 48. Dati orari, giorni festivi, curve cumulative di energia termica ed elettrica	55
Figura 49. Dato orario, energia termica ed elettrica cumulative nel periodo 14/10/2018-01/01/2019	56
Figura 50. Dato orario, distribuzione in frequenza dell'energia elettrica assorbita nei giorni festivi	56
Figura 51. Dati giornalieri, giorni lavorativi, rapporto giornaliero di energia termica ed elettrica	57
Figura 52. Dati giornalieri, giorni lavorativi, rapporto giornaliero di energia termica ed elettrica, confrontato con la temperatura esterna	57
Figura 53. Dati giornalieri, giorni lavorativi, COP in relazione alla temperatura esterna	58
Figura 54. Dati giornalieri, giorni lavorativi, COP in relazione alla temperatura esterna (escludendo il periodo 3/06/2019-31/10/2019)	59
Figura 55. Dati settimanali, giorni lavorativi e settimane intere, COP	60
Figura 56. Correlazione tra il COP (lun-ven) e il COP (lun-dom)	60
Figura 57. Metodologia di elaborazione dei dati	61
Figura 58. COP in funzione della temperatura esterna (scala giornaliera)	64
Figura 59. COP in funzione della temperatura di mandata dell'acqua (scala giornaliera)	64
Figura 60. COP in funzione del salto termico dell'acqua (scala giornaliera)	65
Figura 61. COP in funzione del fattore di carico (scala giornaliera)	65
Figura 62. Fattore di carico medio giornaliero in funzione della temperatura esterna	66
Figura 63. Potenza media termica giornaliera	66
Figura 64. Potenza media termica giornaliera relazionata al fattore di carico	67
Figura 65. COP in funzione della temperatura esterna (scala settimanale)	67
Figura 66. Ripartizione mensile dei consumi di energia elettrica ed erogazione di energia termica	68
Figura 67. COP in funzione della temperatura esterna (scala giornaliera)	69
Figura 68. COP in funzione della temperatura di mandata dell'acqua (scala giornaliera)	70
Figura 69. COP in funzione del salto termico dell'acqua (scala giornaliera)	70
Figura 70. COP in funzione del fattore di carico (scala giornaliera)	71
Figura 71. Fattore di carico medio giornaliero	71
Figura 72. Potenza media termica giornaliera	72
Figura 73. COP in funzione della temperatura esterna (scala settimanale)	72
Figura 74. Ripartizione mensile di consumi di energia elettrica ed erogazione di energia termica	73
Figura 75. EER in funzione della temperatura esterna (scala giornaliera)	74
Figura 76. EER in funzione della temperatura di mandata dell'acqua (scala giornaliera)	75
Figura 77. EER in funzione del salto termico dell'acqua (scala giornaliera)	75
Figura 78. EER in funzione del fattore di carico (scala giornaliera)	76
Figura 79. Fattore di carico in funzione della temperatura esterna	76
Figura 80. Potenza media termica giornaliera in funzione della temperatura esterna	77
Figura 81. EER in funzione della temperatura esterna (scala settimanale)	77
Figura 82. EER al variare della temperatura esterna (settimana tipo)	78
Figura 83. EER in funzione del fattore di carico (settimana tipo)	78
Figura 84. Ripartizione mensile di consumi di energia elettrica ed erogazione di energia termica	79
Figura 85. Schema funzionale centrale frigorifera - Condominio 1 (Corte Veronica)	81
Figura 86. Schema funzionale impianto riscaldamento - Condominio 1 (Corte Veronica)	81
Figura 87. Schema funzionale centrale frigorifera - Condominio 2 (Corte Sara)	81

Figura 88. Schema funzionale centrale termica - Condominio 2 (Corte Sara)81

Allegato 1. Scheda tecnica pompa di calore filiale di Fiorenzuola D'Arda

AWR-HT / LN-CA-E			0122	0152	0202	0262	0302
Power supply			V/ph/Hz 400/3/50+N 400/3/50+N 400/3/50+N 400/3/50+N 400/3/50+N				
PERFORMANCE							
COOLING ONLY (GROSS VALUE)							
Cooling capacity	(1)	kW	34,0	43,9	60,2	76,2	90,4
Total power input	(1)	kW	11,6	14,9	20,5	26,1	32,9
EER	(1)		2,93	2,95	2,94	2,92	2,75
ESEER	(1)		3,38	3,31	3,36	3,34	3,18
COOLING ONLY (EN14511 VALUE)							
Cooling capacity	(1)(2)	kW	33,9	43,8	60,1	76,0	90,1
EER	(1)(2)		2,90	2,92	2,91	2,89	2,72
ESEER	(1)(2)		3,33	3,22	3,29	3,28	3,10
Cooling energy class			B	B	B	C	C
HEATING ONLY (GROSS VALUE)							
Heating capacity	(3)	kW	38,4	51,0	69,4	85,8	100
Total power input	(3)	kW	10,7	14,3	19,4	23,7	27,6
COP	(3)		3,59	3,57	3,58	3,62	3,63
HEATING ONLY (EN14511 VALUE)							
Heating capacity	(3)(2)	kW	38,5	51,1	69,6	86,1	101
COP	(3)(2)		3,56	3,54	3,55	3,59	3,60
Cooling energy class			A	A	A	A	A
COOLING WITH PARTIAL RECOVERY							
Cooling capacity	(4)	kW	35,3	45,5	62,5	79,1	93,8
Total power input	(4)	kW	11,2	14,4	19,9	25,3	31,8
Desuperheater heating capacity	(4)	kW	9,46	12,0	16,5	21,5	27,6

EXCHANGERS

HEAT EXCHANGER USER SIDE IN REFRIGERATION

Water flow	(1)	m³/h	5,85	7,56	10,4	13,1	15,6
Pressure drop	(1)	kPa	8,05	9,25	11,0	14,5	17,7

HEAT EXCHANGER USER SIDE IN HEATING

Water flow	(3)	m³/h	6,67	8,86	12,1	14,9	17,4
Pressure drop	(3)	kPa	10,5	12,7	14,8	18,7	22,2

PARTIAL RECOVERY USER SIDE IN

Water flow	(4)	m³/h	1,64	2,08	2,87	3,74	4,79
Pressure drop	(4)	kPa	2,77	4,42	3,64	6,18	10,2

COMPRESSORS

N. of compressors	N°	2	2	2	2	2
Number of capacity	N°	2	2	2	2	2
No. of circuits	N°	2	2	2	2	2
Regulation	STEPS	STEPS	STEPS	STEPS	STEPS	STEPS
Min. capacity step	%	50	50	50	50	50
Refrigerant	R407C	R407C	R407C	R407C	R407C	R407C
Refrigerant charge	kg	19,0	27,0	32,0	35,0	42,0
Oil charge	kg	3,80	8,00	8,00	8,20	8,20

FANS

Quantity	N°	4	6	8	8	8
Air flow	m³/s	4,17	6,25	8,42	8,68	8,68
Fans power	kW	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25

NOISE LEVEL

Noise Pressure	(5)	dB(A)	64	65	66	66	67
Noise Power	(6)	dB(A)	80	82	83	83	84

SIZE AND WEIGHT

A	(7)	mm	1695	2195	2745	2745	2745
B	(7)	mm	1120	1120	1120	1120	1120
H	(7)	mm	1420	1420	1420	1620	1620
Operating weight	(7)	kg	550	780	940	1010	1060

Notes:

1 Plant (side) cooling exchanger water (in/out) 12°C/7°C; Source (side) heat exchanger air (in) 35°C

2 Values in compliance with EN14511-3:2011

3 Plant (side) heat exchanger water (in/out) 40°C/45°C; Source (side) heat exchanger air (in) 7°C - 87% R.H.

4 Plant (side) cooling exchanger water (in/out) 12°C/7°C; Source (side) heat exchanger air (in) 35°C; Plant (side) heat exchanger recovery water (in/out) 40°C/45°C

5 Average sound pressure level, at 1m distance, unit in a free field on a reflective surface; non-binding value obtained from the sound power level.

6 Sound power on the basis of measurements made in compliance with ISO 9614 and Eurovent 8/1 for Eurovent certified units; in compliance with ISO 3744 for non-certified units.

7 Unit in standard configuration/execution, without optional accessories.

- Unavailable

AWR-HT / LN-CA-E

SIZE		0122	0152	0202	0262	0302
AWR-HT /LN-CA-E						
COOLING	(1)					
Cooling capacity	kW	43,6	56,2	77,0	97,6	116
Total power input (unit)	kW	12,5	15,9	22,0	29,0	37,2
EER		3,49	3,53	3,50	3,37	3,13
ESEER		3,38	3,31	3,36	3,34	3,18
Heat exchanger water flow	m³/h	7,53	9,70	13,3	16,8	20,1
Heat exchanger pressure drop	kPa	13,3	15,2	18,0	23,8	29,5
AWR-HT /LN-CA-E						
HEATING	(2)					
Heating capacity	kW	38,4	51,0	69,4	85,8	100
Total power input (unit)	kW	10,7	14,3	19,4	23,7	27,6
COP		3,59	3,57	3,58	3,62	3,63
Heat exchanger water flow	m³/h	6,67	8,86	12,1	14,9	17,4
Heat exchanger pressure drop	kPa	10,5	12,7	14,8	18,7	22,2
AWR-HT /D /LN-CA-E						
COOLING WITH PARTIAL RECOVERY	(3)					
Cooling capacity	kW	45,2	58,3	79,9	101	121
Total power input (unit)	kW	12,1	15,4	21,3	28,1	36,0
Heat exchanger water flow	m³/h	7,53	9,70	13,3	16,8	20,1
Heat exchanger pressure drop	kPa	13,3	15,2	18,0	23,8	29,5
Heat recovery thermal capacity	kW	10,3	12,9	17,9	24,1	31,4
Heat exchanger recovery water flow	m³/h	1,78	2,23	3,10	4,19	5,46
Plant side heat exchanger recovery pressure drop	kPa	3,26	5,11	4,25	7,75	13,2
COMPRESSORS						
Number	N°.	2	2	2	2	2
Number of capacity	N°.	2	2	2	2	2
Number of circuits	N°.	2	2	2	2	2
Type of regulation	STEPS	STEPS	STEPS	STEPS	STEPS	STEPS
Minimum capacity steps	%	50	50	50	50	50
Type of refrigerant	R407C	R407C	R407C	R407C	R407C	R407C
Refrigerant charge	kg.	18	26	30	33	40
Oil charge	kg.	3,8	8	8	8,2	8,2
FANS						
Number	N°.	4	6	8	8	8
Air flow	m³/s	4,17	6,25	8,42	8,68	8,68
Single power input	kW	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
NOISE LEVELS						
Total sound power	dB(A)	80	82	83	83	84
Total sound pressure	dB(A)	48	50	51	51	52
DIMENSIONS AND WEIGHTS						
Length	mm.	1695	2195	2745	2745	2745
Width	mm.	1120	1120	1120	1120	1120
Height	mm.	1420	1420	1420	1620	1620
Weight	kg.	530	760	910	980	1030

1 Plant (side) cooling exchanger water (in/out) 23/18 °C

Heat exchanger air (in) 35 °C

2 Plant (side) heating exchanger water (in/out) 40/45 °C

Source (side) heat exchanger air (in) 7 °C 87% R.H.

3 Plant (side) cooling exchanger water (in/out) 23/18 °C

Heat exchanger air (in) 35 °C

Plant (side) heat exchanger recovery water (in/out) 40/45 °C

4 Sound power on the basis of measurements made in compliance with ISO 9614 and Eurovent 8/1 for Eurovent certified units; in compliance with ISO 3744 for non-certified units

Average sound pressure level, at 10 (m.) distance, unit in a free field on a reflective surface; non-binding value obtained from the sound power level

5 Standard configuration

- Not available

COOLING CAPACITY PERFORMANCE

	0202																	
Ta	25	30	32	35	40	46	25	30	32	35	40	46	25	30	32	35	40	46
Tev	6						7						8					
Pf	61,5	60,0	59,4	58,5	57,1	55,4	63,3	61,7	61,1	60,2	58,7	56,9	65,0	63,4	62,8	61,8	60,3	58,5
Pat	16,9	18,5	19,2	20,3	22,3	24,8	17,0	18,7	19,4	20,5	22,5	25,1	17,1	18,8	19,5	20,7	22,7	25,4
Qev	10,6	10,3	10,2	10,1	9,82	9,53	10,9	10,6	10,5	10,4	10,1	9,80	11,2	10,9	10,8	10,6	10,4	10,1
Dpev	11,4	10,9	10,7	10,4	9,84	9,26	12,1	11,5	11,3	11,0	10,4	9,80	12,8	12,2	11,9	11,6	11,0	10,3
Tev	9						10						11					
Pf	66,7	65,1	64,4	63,5	61,9	60,0	68,4	66,7	66,1	65,1	63,4	61,5	70,1	68,4	67,7	66,6	65,0	63,0
Pat	17,2	19,0	19,7	20,9	22,9	25,6	17,4	19,1	19,8	21,0	23,1	25,9	17,5	19,2	20,0	21,2	23,3	26,1
Qev	11,5	11,2	11,1	10,9	10,7	10,3	11,8	11,5	11,4	11,2	10,9	10,6	12,1	11,8	11,7	11,5	11,2	10,9
Dpev	13,5	12,8	12,6	12,2	11,6	10,9	14,2	13,5	13,2	12,8	12,2	11,5	14,9	14,1	13,9	13,5	12,8	12,0

Ta [°C] - Air temperature

Tev [°C] - Plant (side) cooling exchanger output water temperature

Pat [kW] - Total power input

Qev [m³/h] - Plant (side) heat exchanger water flow

Dpev [kPa] - Plant (side) cooling exchanger pressure drop

Pf [kW] - Cooling capacity

'-' Conditions outside the operating range

Waterflow and pressure drop on heat exchangers calculated with 5°C of delta T

NOTE: Data on grey background: unit switched to non-silenced operation

HEAT PUMP CAPACITY PERFORMANCE

	0202																	
Ta	-20	-15	-12	-5	0	7	-20	-15	-12	-5	0	7	-20	-15	-12	-5	0	7
Tcd	35						45						50					
Pt	32,2	38,5	42,5	52,2	59,5	70,3	32,6	39,2	43,3	53,1	60,5	71,2	-	39,7	43,9	53,8	61,2	71,8
Qcd	3,49	4,17	4,59	5,64	6,44	7,61	3,53	4,25	4,70	5,77	6,56	7,73	-	4,32	4,77	5,85	6,66	7,81
Pod	1,24	1,77	2,15	3,25	4,22	5,90	1,27	1,84	2,25	3,39	4,40	6,09	-	1,90	2,32	3,50	4,52	6,22
Pat	14,8	15,0	15,2	15,6	15,9	16,3	16,7	17,2	17,5	18,2	18,7	19,4	-	18,3	18,7	19,7	20,4	21,2
Ta	-20	-15	-12	-5	0	7	-20	-15	-12	-5	0	7	-20	-15	-12	-5	0	7
Tcd	55						60						65					
Pt	-	40,4	44,6	54,7	62,1	72,6	-	-	45,6	55,7	63,1	73,6	-	-	46,6	56,9	64,3	74,7
Qcd	-	4,40	4,86	5,96	6,76	7,91	-	-	4,97	6,08	6,89	8,03	-	-	5,10	6,22	7,03	8,17
Pod	-	1,98	2,41	3,62	4,66	6,39	-	-	2,52	3,77	4,84	6,58	-	-	2,65	3,95	5,04	6,81
Pat	-	19,4	20,0	21,3	22,2	23,2	-	-	21,4	23,1	24,1	25,4	-	-	22,8	25,0	26,2	27,7

Ta [°C] - Air temperature

Tcd (°C) - Plant (side) heating exchanger output water temperature

Pt (kW) - Heating capacity

Pat (kW) - Total power input

Qcd (m³/h) - Plant (side) heating exchanger water flow

Dpcd (kPa) - Plant (side) heating exchanger pressure drop

'-' Conditions outside the operating range

Waterflow and pressure drop on heat exchangers calculated with 8°C of delta T

NOTE: Data on grey background: unit switched to non-silenced operation

Allegato 2. Scheda tecnica pompa di calore filiale di Schio

EWYQ040BAWN (Fuori Produzione)					Note
Capacità di raffreddamento	Nom.		kW	41.7 (1)	(1) - Stato: Ta 35°C - LWE 7°C (DT = 5°C)
Capacità di riscaldamento	Nom.		kW	42.3 (2)	
Controllo della capacità	Metodo			Controllo ad Inverter	(2) - Stato: Ta BS/BU 7°C/6°C - LWC 45°C (Dt=5°C)
	Capacità minima		%	25	
Potenza assorbita	Raffrescamento	Nom.	kW	15.23 (1)	(3) - È poss. usare acqua sopra i 5°C. Tra 0°C e 5°C è necess. usare una soluzione a base di glicole (propilene o etilene) al 30%. Tra 0°C e -10°C è necess. utiliz. una soluzione a base di glicole (propilene o etilene) al 40% (consultare il manuale di instal. e le info. relative all'opzione OPZL)
	Riscaldamento	Nom.	kW	14.52 (2)	
EER				2.74 (1)	
COP				2.92 (2)	
ESEER				4.12	
Dimensioni	Unità	Profondità	mm	780	(4) - Escluso il volume d'acqua nell'unità. Nella maggior parte delle applicazioni questo volume d'acqua minimo darà risultati soddisfacenti. Tuttavia, nei processi più critici oppure nei locali con carico termico elevato, potrebbe essere necessario un volume d'acqua maggiore. Per maggiori informazioni, consultare i dati relativi al camp
		Altezza	mm	1,684	
		Larghezza	mm	2,360	
Weight	Peso in ordine di marcia		kg	577	(5) - Escluso il volume d'acqua nell'unità. Questo volume garantisce un'energia di sbrinamento sufficiente per tutte le applicazioni; tuttavia, è possibile moltiplicare questo volume per 0,66 se il setpoint di riscaldamento è ≥ 45° C (ad es. unità fan coil)
	Unità		kg	571	
Scambiatore di calore refrigerante/acqua	Tipo			Piastra saldobrasata	
	Portata acqua	Min.	l/min	46	
	Volume acqua		l	4	(6) - Questa è la caduta di pressione tra attacchi in ingresso e uscita dell'unità. Ciò comprende la caduta di pressione dello scambiatore di calore lato acqua.
Scambiatore calore aria	Tipo			Hi-XSS (8)	
Ventilatore	Pressione statica esterna	Max.	Pa	78,000	
Motore del ventilatore	Posizione			Verticale	
Compressore	Quantità_			4	(7) - Compresse tubazioni + scambiatore di calore a piastre; escluso vaso di espansione
	Compressor=-Type			Compressore ermetico Scroll	
Livello potenza sonora	Raffrescamento	Nom.	dBA	81	
Refrigerante	Type			R-410A	
	GWP			2,087.5	(8) - Nessun picco di corrente grazie al compressore con inverter
	Circuiti	Quantità		1	
	Controllo			Valvola di espansione elettronica	
Carica	Per circuito		kg	15.20	
	Per circuito		TCO2Eq	31.7	
Circuito idraulico	Valvola di spurgo aria			Si	
	Valvola di scarico / valvola di riempimento			Si	
	Tubazioni		pollici	1-1/2"	
	Piping connections diameter		pollici	2" (femmina)	
	Valvola di sicurezza		bar	3	
	Valvola di intercettazione			Si	
	Volume totale acqua		l	5.8 (7)	
Alimentazione	Nome			W1	
	Fase			3N-	
	Frequenza		Hz	50	
	Tensione		V	400	

Allegato 3. Check list monitoraggio

CHECK LIST MONITORAGGIO

GENERALITA' del sito

Città

Provincia

via

civico

zona climatica

GENERALITA' EDIFICIO

Destinazione d'uso

- ☐ E.1 Edifici di tutte le tipologie adibiti a residenza e assimilabili
☐ E.2 Edifici adibiti a residenze collettive, a uffici e assimilabili
☐ E.3 Edifici adibiti a ospedali, cliniche o case di cura e assimilabili
☐ E.4 Edifici adibiti ad attività ricreative, associative o di culto e assimilabili
☐ E.5 Edifici adibiti ad attività commerciali e assimilabili
☐ E.6 Edifici adibiti ad attività sportive
☐ E.7 Edifici adibiti ad attività scolastiche a tutti i livelli e assimilabili
☐ E.8 Edifici adibiti ad attività industriali ed artigianali e assimilabili

Tipologia costruttiva

Anno di costruzione

Superficie netta riscaldata

Superficie netta raffrescata

Superficie lorda riscaldata

Superficie lorda raffrescata

Numero di piani

Referente (nome, cognome, recapito)

Ruolo

- ☐ proprietario ☐ amministratore ☐ gestore impianto
☐ manutentore impianto ☐ altro ()

Altro referente (nome, cognome, recapito)

Ruolo

- ☐ proprietario ☐ amministratore ☐ gestore impianto
☐ manutentore impianto ☐ altro ()

IMPIANTO

Tipologia di impianto

- ☐ pompa di calore ☐ VRV ☐ VRF ☐ altro ()

Tipologia di terminali

temperatura di regolazione

Anno di installazione

Servizio

- ☐ riscaldamento ☐ raffrescamento ☐ ACS

Marca

Modello

Potenza termica

Potenza frigorifera

Impianto con integrazione

- ☐ no ☐ si ☐ monoenergetico ☐ ibrido

temperatura di bivalenza [°C]

altro

Giorni di funzionamento

- ☐ Lun ☐ Mart ☐ Merc ☐ Giov ☐ Ven ☐ Sab ☐ Dom

Orari di accensione

| | | | | |
 | | | | | |

SCHEMA FUNZIONALE DI IMPIANTO

--	--

QUADRO ELETTRICO

Tipologia

linea dedicata per pdc

altro

note

N° CONTACALORIE NECESSARI

C1	tipologia flussimetro diametro raccomandazioni
----	--

C2	tipologia flussimetro diametro raccomandazioni
----	--

C3	tipologia flussimetro diametro raccomandazioni
----	--

ripetere se necessario

N° MULTIMETRI NECESSARI

M1	tipologia raccomandazioni
----	------------------------------

M2	tipologia raccomandazioni
----	------------------------------

M3	tipologia raccomandazioni
----	------------------------------

ripetere se necessario

N° SONDE TEMPERATURA FLUIDO VETTORE

T1	tipologia raccomandazioni
----	------------------------------

T2	tipologia raccomandazioni
----	------------------------------

T3	tipologia raccomandazioni
----	------------------------------

ripetere se necessario

N° SONDE TEMPERATURA ARIA OUTDOOR

TO1	tipologia raccomandazioni
-----	------------------------------

TO2	tipologia raccomandazioni
-----	------------------------------

TO3	tipologia raccomandazioni
-----	------------------------------

ripetere se necessario

N° SONDE TEMPERATURA ARIA INDOOR

TI1	tipologia raccomandazioni
-----	------------------------------

TI2	tipologia raccomandazioni
-----	------------------------------

TI3	tipologia raccomandazioni
-----	------------------------------

ripetere se necessario

SISTEMA TRASMISSIONE DATI

☐ wired

☐ wireless

protocollo

porta

capacità della memoria

ANNOTAZIONI