



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi sperimentale e confronto tra le prestazioni di sistemi ibridi in edifici ad alta efficienza ottenute con controlli tradizionali e avanzati

P. Conti, E. Schito, D. Della Vista, D. Testi

ANALISI SPERIMENTALE E CONFRONTO TRA LE PRESTAZIONI DI SISTEMI IBRIDI IN EDIFICI AD ALTA EFFICIENZA OTTENUTE CON CONTROLLI TRADIZIONALI E AVANZATI

P. Conti, E. Schito, D. Della Vista, D. Testi (Università di Pisa, Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni DESTEC)

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: *LA3.29 - Analisi sperimentale e confronto tra le prestazioni di sistemi ibridi in edifici ad alta efficienza ottenute con controlli tradizionali e avanzati*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Sviluppo di sistemi di controllo per impianti ibridi applicati in edifici ad alta efficienza"

Biagio Di Pietra

Amiele Testi

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE	6
1.1 PREMessa	6
1.2 OBIETTIVI GENERALI DEL LAVORO.....	6
1.3 CONTESTUALIZZAZIONE DEL LAVORO NELLO STATO DELL'ARTE TECNICO-SCIENTIFICO	7
1.4 PRINCIPALI RISULTATI ATTESI DAL LAVORO	8
1.5 DESCRIZIONE DI OBIETTIVI, ATTIVITÀ E RISULTATI ATTESI, SPECIFICI DELLA SECONDA ANNUALITÀ	8
2 ESECUZIONE DELLA CAMPAGNA SPERIMENTALE	10
2.1 DESCRIZIONE CENTRALINA CLIMATICA E ANALISI CLIMA ESTERNO DURANTE LA CAMPAGNA SPERIMENTALE.....	10
2.2 ELENCO DI ELEMENTI TESTATI OGGETTO DI MODELLAZIONE	12
2.3 PROVE SPERIMENTALI SISTEMA IBRIDO A POMPA DI CALORE	13
2.3.1 Modalità riscaldamento: temperatura di mandata con regolazione climatica, terminali di emissione "radiatori" ("prova PDC2").....	16
2.3.2 Modalità riscaldamento: temperatura di mandata con regolazione climatica, terminali di emissione "pannelli radianti" ("prova PDC4")	19
2.3.3 Commutazione del sistema pompa di calore tra i servizi di riscaldamento e ricarica del serbatoio per ACS ("prova PDC7").....	22
2.3.4 Commutazione tra i generatori del sistema ibrido (pompa di calore e caldaia emulata) con terminali di emissione radiatori ("prova PDC8")	25
2.3.5 Modalità raffrescamento: temperatura di mandata fissa, terminali di emissione "fancoil" ("prova PDC10").....	27
2.3.6 Analisi del componente pompa di calore	29
2.3.7 Analisi del componente accumulo termico	29
2.3.8 Analisi del componente sistema fotovoltaico	37
2.3.9 Analisi del componente inverter/charger	38
2.3.10 Analisi del componente accumulo elettrochimico	40
3 MODELLI.....	42
3.1 MODELLO DELLA POMPA DI CALORE	42
3.2 MODELLO DELL'ACCUMULO TERMICO.....	47
3.3 MODELLO DEI COMPONENTI ELETTRICI (MODULI FOTOVOLTAICI, MPPT, INVERTER, BATTERIE)	56
3.3.1 Modelli di efficienza dei moduli fotovoltaici	56
3.3.2 Modelli di efficienza del controllore MPPT.....	57
3.3.3 Modelli di efficienza dell'inverter/charger	58
4 ANALISI DEI CASI STUDIO	61
4.1 RIEPILOGO DEI CASI STUDIO	61
4.2 INDICATORI UTILIZZATI PER IL CONFRONTO.....	63
4.3 APPARTAMENTO CON UTENZA FAMIGLIA.....	64
4.3.1 Appartamento con controllo tradizionale (Af-0) – Caso benchmark	64
4.3.2 Appartamento con controllo avanzato (Af-1)	67
4.3.3 Appartamento con controllo avanzato (Af-2 senza DR).....	72
4.3.4 Appartamento con controllo avanzato (Af-2 con DR1)	75
4.3.5 Appartamento con controllo avanzato (Af-2 con DR2).....	78
4.3.6 Appartamento con utenza famiglia: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati	81
4.4 APPARTAMENTO CON UTENZA PENSIONATO	84
4.4.1 Appartamento con controllo tradizionale (Ap-0) – Caso benchmark.....	84
4.4.2 Appartamento con controllo avanzato (Ap-1)	87
4.4.3 Appartamento con controllo avanzato (Ap-2 senza DR).....	90

4.4.4	<i>Appartamento con controllo avanzato (Ap-2 con DR1)</i>	93
4.4.5	<i>Appartamento con controllo avanzato (Ap-2 con DR2)</i>	96
4.4.6	<i>Appartamento con utenza pensionato: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati</i>	99
4.5	VILLA A COPERTURA ORIZZONTALE CON UTENZA PENSIONATO	102
4.5.1	<i>Villa con controllo tradizionale (Vp-0) – Caso benchmark</i>	102
4.5.2	<i>Villa a copertura orizzontale con controllo avanzato (Vp-1)</i>	108
4.5.3	<i>Villa a copertura orizzontale con controllo avanzato (Vp-2)</i>	117
4.5.4	<i>Villa a copertura orizzontale con controllo avanzato (Vp-2 DR1)</i>	125
4.5.5	<i>Villa a copertura orizzontale con controllo avanzato (Vp-2 DR2)</i>	132
4.5.6	<i>Villa profilo pensionato: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati</i> 139	
4.6	VILLA CON COPERTURA INCLINATA (30° SUD) PROFILO FAMIGLIA	143
4.6.1	<i>Villa con controllo tradizionale (Vf-0) – Caso benchmark</i>	143
4.6.2	<i>Villa con controllo avanzato (Vf-1)</i>	147
4.6.3	<i>Villa con controllo avanzato (Vf-2)</i>	155
4.6.4	<i>Villa con controllo avanzato (Vf-2 DR1)</i>	161
4.6.5	<i>Villa con controllo avanzato (Vf-2 DR2)</i>	168
4.6.6	<i>Villa profilo famiglia: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati</i>	175
4.7	UFFICIO	178
4.7.1	<i>Ufficio con controllo tradizionale (U-0) – Caso benchmark</i>	178
4.7.2	<i>Ufficio con controllo avanzato (U-1)</i>	183
4.7.3	<i>Ufficio con controllo avanzato (U-2)</i>	187
4.7.4	<i>Ufficio con controllo avanzato (U-2#1 DR1)</i>	191
4.7.5	<i>Ufficio con controllo avanzato (U-2#2 DR2)</i>	197
4.7.6	<i>Ufficio: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati</i>	202
5	CONCLUSIONI	206
	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	208
	NOMENCLATURA	209
	BREVE CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO	211

Sommario

La presente relazione tecnica si riferisce alla seconda annualità del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021, Work package WP3, LA3.29, dal titolo “Analisi sperimentale e confronto tra le prestazioni di sistemi ibridi in edifici ad alta efficienza ottenute con controlli tradizionali e avanzati”.

Tramite l'apparato “hardware-in-the-loop”, messo a punto nell'annualità precedente, sono state misurate sperimentalmente le prestazioni di un sistema ibrido a pompa di calore in una serie di casi-studio, individuati nella LA 3.28, con controllori tradizionali e avanzati. Le logiche di controllo tradizionali rappresentano la situazione benchmark su cui saranno valutati gli effetti dei controllori avanzati. In totale, sono stati analizzati tre tipologie di edifici ad alta efficienza (appartamento, villetta, blocco di uffici), tre destinazioni d'uso (famiglia di quattro persone, due pensionati, impiegato) e 32 strategie di controllo. La raccolta dati delle prestazioni dei vari componenti nelle condizioni operative più significative ha permesso di creare i modelli dinamici dell'impianto elettrico-termico con cui si sono estesi i risultati sperimentali delle diverse strategie di controllo all'intera stagione di riscaldamento e raffrescamento.

Le strategie di controllo più tradizionali hanno riguardato l'utilizzo di una regolazione di tipo climatico per il calcolo del setpoint di mandata dei generatori, una logica di commutazione tra pompa di calore e caldaia basata sulla temperatura esterna, setpoint fisso per il mantenimento in temperatura degli accumuli termici, carica e scarica degli accumuli elettrochimici prioritaria rispetto allo scambio con la rete elettrica. Le logiche di controllo avanzate hanno modificato la strategia di commutazione tra i generatori, attraverso l'implementazione di un controllore di tipo predittivo che ottimizzi la scelta del generatore da attivare, l'eventuale precarica degli accumuli termici e lo scambio di energia elettrica in rete, secondo diversi obiettivi: la minimizzazione del consumo di energia primaria dell'intero sistema edificio-impianto (comprensivo di tutti i servizi energetici), la minimizzazione dei costi netti operativi (compreso quindi l'eventuale ricavo da vendita di elettricità in rete), anche in presenza di demand-response.

I risultati hanno mostrato l'effettiva capacità dei sistemi ibridi a pompa di calore di garantire il rispetto dei setpoint richiesti per ogni servizio in tutti i casi studio analizzati. Rispetto alle prestazioni benchmark, l'utilizzo delle logiche di controllo avanzate ha mostrato effetti differenti a seconda della tipologia di edificio e del profilo di utilizzo. Nel caso-studio appartamento, l'utilizzo di terminali ad alta temperatura e il ridotto fabbisogno di climatizzazione dovuto alle caratteristiche di alta efficienza dell'involucro, comportano delle criticità nell'utilizzo della pompa di calore, incentivando l'uso della caldaia, con effetti minori della strategia di controllo adottata. Nel caso della villetta, l'utilizzo di pannelli radianti si è dimostrato promettente, con notevoli incrementi degli indici di prestazione economica ed energetica grazie ai controllori predittivi e alla produzione fotovoltaica. Per quanto riguarda il servizio di ACS, invece, il sistema di accumulo e le strategie di precarica, sebbene aumentino i fattori di carico e le efficienze dei generatori, introducono perdite termiche significative. Indipendentemente dalla strategia di controllo, sembra quindi necessaria l'introduzione di un'altra tecnologia rinnovabile (es. solare termico). I controlli avanzati nel caso studio ufficio, grazie alla possibilità di gestire gli accumuli elettrochimici, hanno mostrato i maggiori margini di ottimizzazione, specialmente economici, rispetto alla situazione benchmark, con effetti molto significativi in presenza di demand-response. A seconda del prezzo di vendita, si possono ottenere prestazioni opposte, con utilizzi massimi della pompa di calore rispetto alla caldaia o viceversa.

1 Introduzione

1.1 Premessa

Il Ministero dello Sviluppo Economico ed ENEA hanno stipulato un Accordo di Programma in base al quale è concesso il contributo finanziario per l'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale di Realizzazione (PTR) 2019-2021 della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale. La presente relazione tecnica si riferisce alla seconda annualità del Piano Triennale, relativa alle attività svolte nell'anno solare 2020, per quanto attiene al Tema di Ricerca 1.5 "Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti", Progetto 3 "Misura delle prestazioni reali di impianti integrati nel settore civile", Work Package 3 "Sviluppo di Sistemi di controllo per impianti ibridi applicati in Zero Energy Buildings". Il tema è sviluppato nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra ENEA e il Dipartimento di Ingegneria, dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni (DESTEC) dell'Università di Pisa e riguarda lo sviluppo di sistemi di controllo per impianti ibridi a pompa di calore in edifici ad alta efficienza. In particolare, all'interno del WP3, la presente Linea d'Attività LA3.29 si intitola "Analisi sperimentale e confronto tra le prestazioni di sistemi ibridi in edifici ad alta efficienza ottenute con controlli tradizionali e avanzati".

1.2 Obiettivi generali del lavoro

Il presente lavoro si colloca all'interno di un'attività triennale di ricerca inerente allo sviluppo di sistemi di controllo per impianti ibridi applicati a edifici ad alta efficienza. Alla luce della necessità sempre maggiore di ridurre le emissioni climalteranti e di migliorare l'efficienza degli edifici (responsabili di richieste energetiche pari a circa il 40% dei consumi finali di energia [1]), risulta necessario individuare le strategie più efficaci per raggiungere gli obiettivi prefissati dal legislatore nazionale o dagli accordi sovranazionali sul tema. Tra di esse, è di interesse lo studio dei sistemi ibridi, da utilizzare eventualmente in sinergia con energie rinnovabili: benché questi sistemi siano tecnologie ormai ampiamente presenti sul mercato, la loro progettazione e gestione ottima sono ancora oggetto di studio e analisi in letteratura scientifica. Per tale motivo, la presente attività triennale di ricerca consiste nell'individuazione di un set di test case (residenziale e terziario) ad alta efficienza, su 3 climi di riferimento in Italia sui quali individuare le migliori strategie di controllo di sistemi ibridi complessi, a seconda dei servizi richiesti.

Nella prima annualità (LA 3.28 "Messa a punto dell'apparato sperimentale e definizione dei test sulle logiche di controllo avanzate per impianti ibridi in edifici ad alta efficienza" [2]), sono stati definiti 10 edifici-tipo ad alta efficienza, diversificati per caratteristiche di involucro e impianto e profili di utenza. Contestualmente, è stato messo a punto l'apparato sperimentale hardware-in-the-loop, costituito da elementi reali del sistema (generatori, accumuli elettrici e termici) ed emulatori comandati da simulazioni dinamiche. La messa a punto del sistema hardware-in-the-loop ha permesso di simulare, durante la presente annualità, logiche di controllo "tradizionali" e "avanzate" del sistema ibrido nel clima reale di Pisa, per alcuni degli edifici-tipo individuati. Gli obiettivi del presente lavoro sono quindi:

- 1) Valutazione delle prestazioni sperimentali di un sistema ibrido a pompa di calore a servizio degli "edifici-tipo" situati a Pisa, secondo le logiche di controllo tradizionali e avanzate, i profili di carico elettrico, di riscaldamento, raffrescamento e ACS individuati nella LA 3.28
- 2) Caratterizzazione delle prestazioni dei componenti principali di impianto (es. pompa di calore, accumulo termico, accumulo elettrico, modulo fotovoltaico) nelle condizioni di funzionamento più significative a cui sono sottoposti in funzione dell'"edificio-tipo" e della logica di controllo utilizzata.
- 3) Simulazione, su un anno meteorologico tipo di Pisa, di 5 "edifici - tipo" con strategie di controllo tradizionali (prestazioni benchmark), definite nel corso della precedente annualità; per la simulazione verranno utilizzati i modelli degli elementi caratterizzati sperimentalmente tramite i test hardware-in-the-loop o modelli già validati (es. modello dell'edificio);
- 4) Simulazione, su un anno meteorologico tipo di Pisa, di strategie di controllo avanzate sugli stessi "edifici - tipo" valutati al punto precedente, al fine di verificare il miglioramento delle prestazioni ottenibili con controllori innovativi rispetto ai valori di benchmark in funzione di (tra gli altri)

capacità e isolamento termico dell'involucro; tipologia di terminali adottati; profilo di utilizzo e destinazione d'uso dei locali.

1.3 Contestualizzazione del lavoro nello stato dell'arte tecnico-scientifico

Ad oggi, il vettore principalmente utilizzato per il servizio di riscaldamento nel residenziale è il gas naturale (57%) [3]; tuttavia l'utilizzo di combustibili fossili è responsabile di elevate emissioni di CO₂. Per tale motivo, è necessario migliorare l'efficienza del patrimonio edilizio, anche tramite l'utilizzo di pompe di calore elettriche, che con le performance più alte raggiunte e la quota di energia fornita da fonti rinnovabili, possono ridurre le richieste di energia per usi domestici da fonte fossile.

Il piano di spostare su vettore elettrico alcune richieste energetiche attualmente soddisfatte da fonte fossile è presentato anche sul Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [4] per il periodo 2021-2030, redatto a seguito della stesura del documento "Clean Energy Package" da parte dell'Unione Europea.

Secondo il PNIEC, la riduzione dei consumi di energia nel settore degli edifici si effettuerà tramite una politica di riqualificazione profonda degli edifici esistenti e l'utilizzo di tecnologie particolarmente performanti, tra le quali appunto le pompe di calore, che garantiscono il servizio anche di raffrescamento. La Figura 1 mostra una proiezione di crescita dell'energia prodotta dalle pompe di calore nel settore termico secondo il PNIEC.

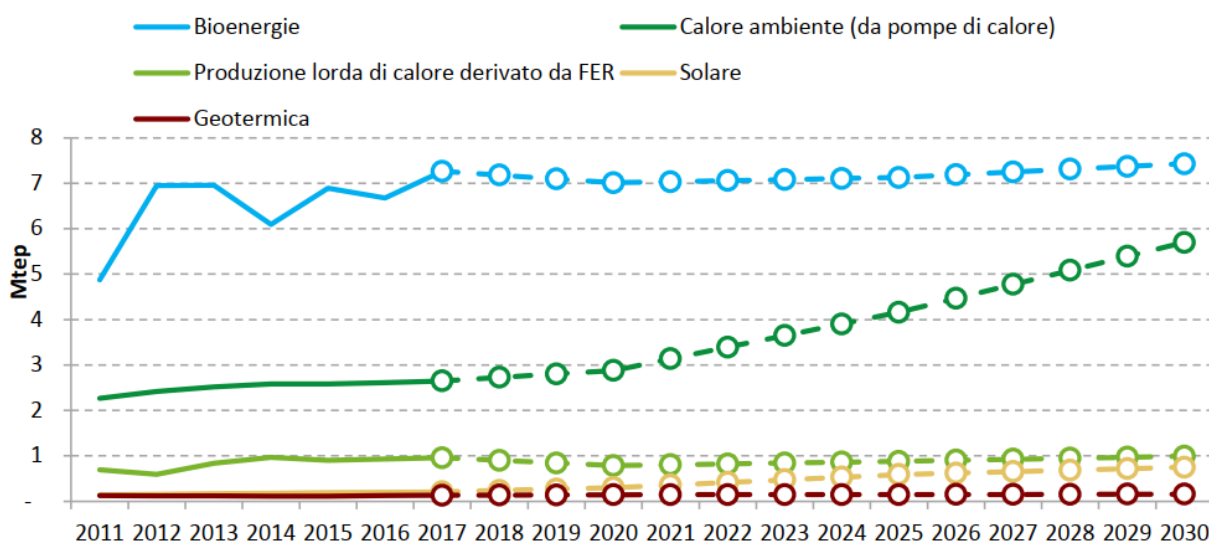


Figura 1. Proiezioni di crescita dell'energia da FER nel settore termico secondo il PNIEC.

Benché l'utilizzo diffuso delle pompe di calore sia fortemente incentivato, la letteratura scientifica ha evidenziato alcune problematiche nell'installazione acritica di questi generatori, di seguito sintetizzate.

Criticità utilizzo pompe di calore per riscaldamento L'installazione di pompe di calore elettriche sull'attuale patrimonio edilizio italiano, senza una preventiva opera di profonda riqualificazione energetica dello stesso, può non portare ad un aumento di efficienza dei sistemi edifici-impianto. La maggior parte degli edifici esistenti, infatti, utilizza come terminali di emissione per riscaldamento radiatori ed in generale sistemi a temperatura medio-alta, che mal si sposano con le pompe di calore, che risultano invece efficienti lavorando a temperature di sorgente calda basse.

Criticità utilizzo pompe di calore per servizio di ACS Per gli usi sanitari domestici, la pompa di calore usata in modalità istantanea spesso non rappresenta una soluzione ideale, a causa, come nel caso precedente, delle basse efficienze raggiunte per temperature di erogazione elevate. Inoltre, sono di ostacolo i tempi necessari alla pompa di calore per arrivare a regime. L'utilizzo di un accumulo caldo per ovviare a questo problema porta però ad un aumento delle perdite (e conseguente riduzione dell'efficienza) e alla necessità

di effettuare dei cicli anti-legionella (anche questi a temperatura molto alta e quindi a bassa efficienza del sistema).

Criticità nell' "elettrificazione" di tutti i servizi L'utilizzo di una pompa di calore elettrica per tutti i servizi domestici (riscaldamento, ACS, raffrescamento) va ad aggiungersi agli altri carichi tradizionalmente elettrici presenti negli edifici e porta ad un aumento significativo delle richieste con picchi di domanda sulla rete elettrica.

Queste criticità possono essere risolte tramite l'utilizzo di sistemi ibridi integrati, in cui le pompe di calore elettriche vengono associate a caldaie a gas naturale, che vengono utilizzate quando l'impiego delle pompe di calore non è possibile (ad esempio perché la potenza da fornire è maggiore di quella fornibile dalla pompa di calore in quelle condizioni) o non conveniente economicamente. I due generatori, quindi, lavorano – generalmente in maniera alternativa – con l'obiettivo di massimizzare l'efficienza del sistema di generazione. Le strategie più comunemente impiegate dai sistemi ibridi per identificare quando utilizzare un generatore o l'altro sono basate su criteri semplici (es. temperatura esterna fissa) o su costi operativi. In letteratura scientifica, invece, sono presenti molti lavori che analizzano nuove strategie per il controllo conveniente di questi sistemi ibridi, integrati anche con fonti rinnovabili (es. fotovoltaico), accumuli elettrici e termici. La possibilità di utilizzare la capacità degli accumuli, ed eventualmente sfruttare strategie di *demand-response* associate a logiche di controllo predittivo possono risultare particolarmente utili in alcuni contesti residenziali e del settore terziario (uffici). Le strategie basate su *demand-response* si basano sulle modifiche dei profili di richiesta energetica sulla base di modifiche di prezzo dell'energia elettrica: l'utente può quindi decidere di spostare, aumentare o diminuire la domanda, ma per mantenere livelli di comfort accettabili può accumulare l'energia e poi utilizzarla nei momenti di necessità.

1.4 Principali risultati attesi dal lavoro

Il presente lavoro, che si sviluppa su un triennio di attività, si pone l'obiettivo di analizzare l'efficienza di diverse strategie di controllo per diversi tipi di sistemi ibridi integrati in vari contesti residenziali e del settore terziario (uffici). Nella precedente annualità è stato messo a punto il sistema hardware-in-the-loop ed è stato definito il set di "edifici - tipo" sui quali verificare le logiche di controllo tradizionali e avanzate.

Durante la seconda annualità ci si pone l'obiettivo di verificare l'efficacia di alcune logiche di controllo tradizionali e avanzate, tramite sperimentazione sul sistema hardware-in-the-loop e simulazioni annuali. Nel terzo anno, l'analisi delle logiche di controllo verrà allargata a tutti gli "edifici - tipo", verificando quali valori prestazionali sia possibile ottenere in base alle caratteristiche climatiche, dell'involucro e dei servizi richiesti. Inoltre, verranno individuate delle logiche di controllo subottimali, sempre basate sulle caratteristiche di clima, involucro e utenza, ma di più facile implementazione sui sistemi ibridi da parte degli utenti generici. In questo modo sarà possibile ottenere, a fronte di una limitata riduzione delle prestazioni del sistema, una maggiore semplicità di utilizzo da parte degli utenti e risparmi comunque significativi rispetto a quanto oggi ottenibile con le strategie tradizionalmente implementate.

1.5 Descrizione di obiettivi, attività e risultati attesi, specifici della seconda annualità

L'obiettivo specifico della LA 3.29 "Analisi sperimentale e confronto tra le prestazioni di sistemi ibridi in edifici ad alta efficienza ottenute con controlli tradizionali e avanzati" è quello di confrontare l'efficienza di sistemi ibridi su alcuni "edifici - tipo" residenziali e del settore terziario (uffici) nel contesto climatico di Pisa, utilizzando logiche di controllo tradizionale e avanzato.

Si è proceduto dapprima alla valutazione delle prestazioni del sistema ibrido tramite prove sperimentali rappresentative delle condizioni di funzionamento più significative, individuate nella prima annualità. Si è ottenuta quindi una completa caratterizzazione dinamica delle prestazioni del sistema e dei singoli componenti, grazie all'analisi dettagliata di eventi significativi e condizioni di funzionamento tipiche verificatesi durante i giorni di test.

La campagna di monitoraggio ha permesso di sviluppare dei modelli dei componenti dei sistemi ibridi a pompa di calore con cui estendere i risultati delle singole prove ad intere stagioni di riscaldamento e raffrescamento. I principali componenti sono stati:

- 1) pompa di calore modulante reversibile;
- 2) accumuli termici;
- 3) moduli fotovoltaici;
- 4) accumuli elettrochimici + convertitori elettrici.

Le prove sperimentali hanno permesso di esaminare alcuni eventi tipici di funzionamento dei sistemi edificio-impianto (ad esempio, funzionamento a bassi fattori di carico della pompa di calore, carica degli accumuli). Questi eventi sono stati approfonditi tramite l'analisi dei dati di monitoraggio.

Tramite l'utilizzo dei modelli dinamici dei componenti, di altri modelli già validati (es. modello dell'edificio per il calcolo dei carichi di riscaldamento/raffrescamento) o di generici dati di input (es. profili di utenza per i carichi elettrici o ACS, definiti nella precedente annualità), si è quindi proceduto al calcolo delle prestazioni annuali di funzionamento dei sistemi ibridi negli edifici di riferimento situati a Pisa, usando come clima quello meteorologico tipo. Solamente, infatti, tramite una simulazione dinamica è possibile confrontare le varie logiche di controllo tra loro: il semplice confronto dei risultati ottenuti dalle prove sperimentali non sarebbe risultato significativo, in quanto il clima (reale) di Pisa poteva essere anche molto diverso per ogni prova e questo poteva portare a delle incongruenze nei risultati. Per ogni simulazione sono stati calcolati degli indicatori prestazionali utili per il confronto delle logiche.

Le logiche di controllo base e quelle avanzate erano state anch'esse definite nella precedente annualità e sono qui riportate sinteticamente:

- 1) logiche tradizionali:
 - commutazione tra i generatori basata su una temperatura fissa di soglia;
 - regolazione a setpoint fisso con banda morta per il riscaldamento del serbatoio caldo destinato all'ACS;
 - serbatoio freddo non utilizzato per il raffrescamento;
 - accumulo elettrochimico ricaricato prioritariamente in caso di surplus di produzione di energia elettrica rispetto alla cessione in rete; in caso di deficit di produzione, scaricato prioritariamente rispetto al prelievo dalla rete;
- 2) logiche avanzate:
 - commutazione tra i generatori basata sulla massimizzazione dell'efficienza energetica del sistema o sulla minimizzazione dei costi operativi con logiche di *demand-response*;
 - carica del serbatoio caldo, destinato all'ACS, in orari e a temperature stabiliti con logiche di massimizzazione dell'efficienza energetica o di minimizzazione dei costi operativi e *demand-response*;
 - carica del serbatoio freddo, destinato al servizio di raffrescamento, in orari e a temperature stabiliti con logiche di massimizzazione dell'efficienza energetica o di minimizzazione dei costi operativi e *demand-response*;
 - gestione dello stato di carica dell'accumulo elettrochimico basato su un ottimizzatore che controlla ricarica e scarica delle batterie (e prelievo e vendita in rete) sulla base di logiche di massimizzazione dell'efficienza energetica o di minimizzazione dei costi operativi e *demand-response*.

Non tutte le logiche riportate sopra sono applicate ad ogni edificio di riferimento considerato: ad esempio, la logica riguardante il serbatoio freddo non è implementata negli edifici in cui non è presente il servizio di raffrescamento e non è prevista la presenza del componente.

2 Esecuzione della campagna sperimentale

La campagna sperimentale si è svolta durante l'anno 2020. Vista l'impossibilità di emulare ogni "edificio-tipo" sull'apparato per l'intera stagione, e la mancanza di una camera climatica per confrontare le prove a parità di clima esterno, le prove effettuate durante la campagna sperimentale sono servite alla caratterizzazione dinamica dei singoli componenti, già installati e controllati in configurazione d'integrazione impiantistica, nelle condizioni di funzionamento più significative, individuate nella prima annualità. Sulla base dei risultati ottenuti dalle prove sperimentali, si è provveduto allo sviluppo di modelli dinamici in grado di estendere i risultati sperimentali a tutti gli edifici, destinazioni d'uso e servizi energetici (riscaldamento, raffrescamento, produzione ACS e utenze elettriche) per un intero anno di funzionamento.

2.1 Descrizione centralina climatica e analisi clima esterno durante la campagna sperimentale

Il clima esterno non è stato ovviamente controllabile nelle prove sperimentali, risulta quindi importante caratterizzarlo per una corretta interpretazione dei dati di output restituiti dall'apparato. Le valutazioni stagionali saranno infatti riferite all'anno meteorologico tipo fornito dal CTI [5]. La centralina meteo in dotazione comprende sensori per il rilievo di:

- 1) Temperatura dell'aria esterna;
- 2) umidità dell'aria esterna;
- 3) velocità e direzione del vento;
- 4) irradianza solare sul piano orizzontale nel campo spettrale 300 nm ÷ 2800 nm (piranometro);
- 5) irradianza verso il cielo sul piano orizzontale nel campo spettrale 5.5 µm ÷ 45 µm (pirgeometro).

Figura 2, Figura 3, Figura 4, Figura 5) sono confrontati i dati di temperatura e irradianza solare su piano orizzontale acquisiti dalla centralina meteo e quelli dell'anno tipo del CTI, per alcuni mesi in cui sono state condotte delle prove sperimentali sull'apparato hardware-in-the-loop.

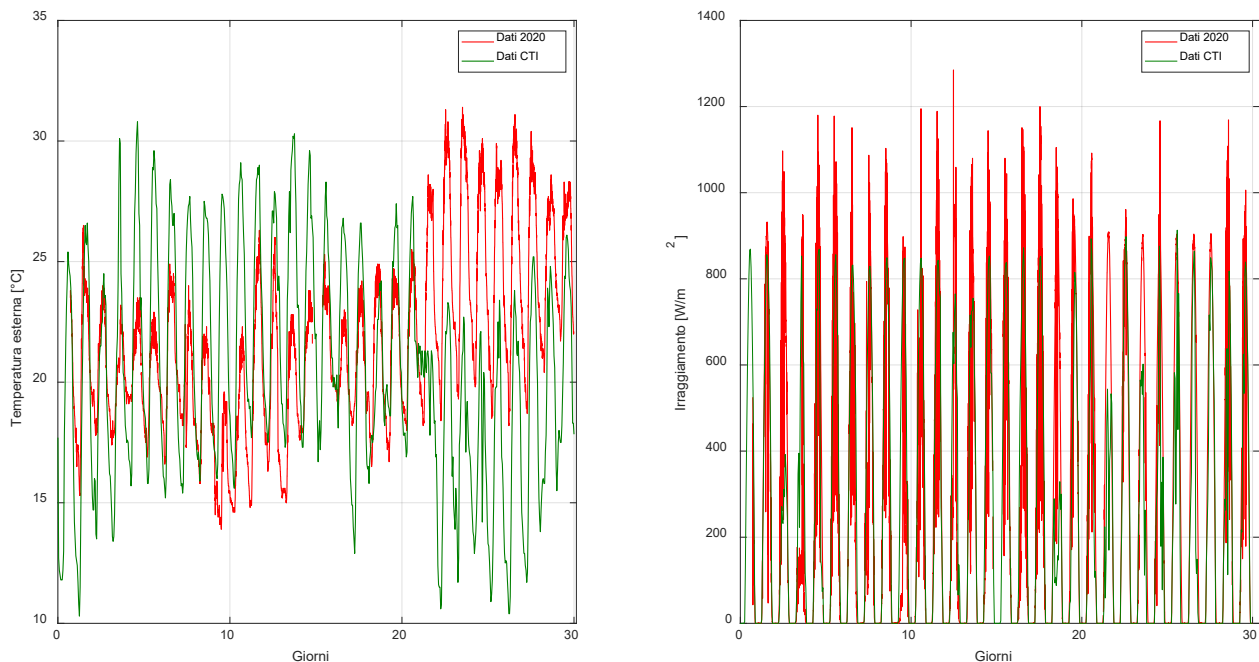


Figura 2. Temperatura dell'aria esterna e irradianza solare nel mese di giugno 2020.

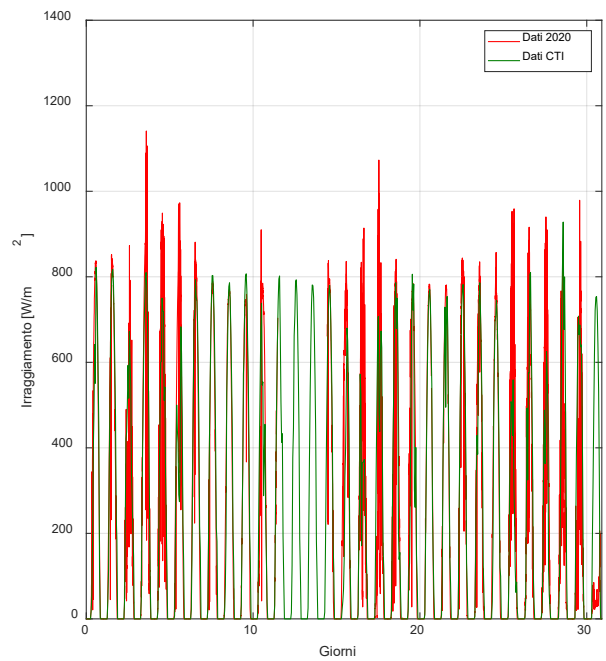
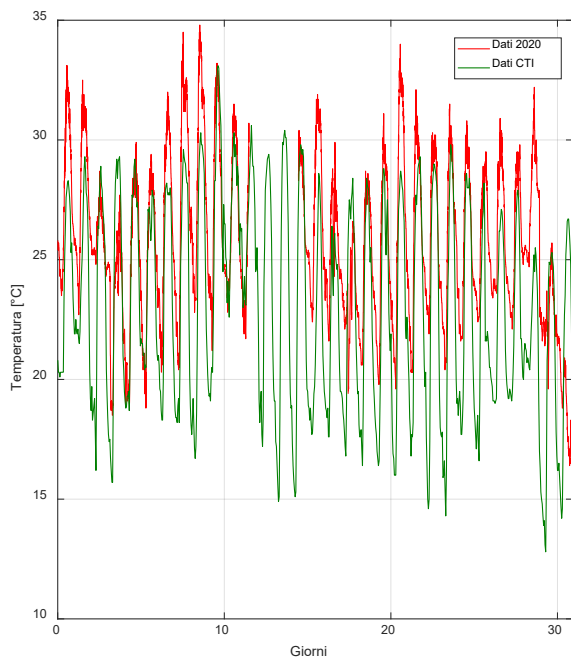


Figura 3. Temperatura dell'aria esterna e irradianza solare nel mese di agosto 2020.

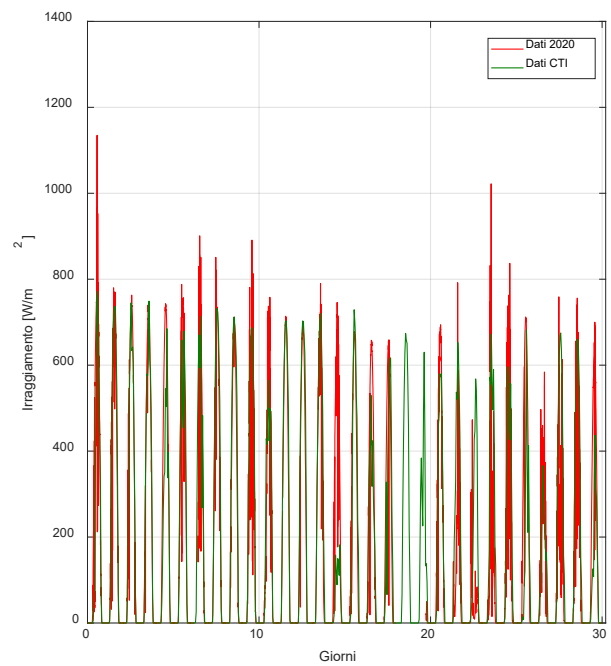
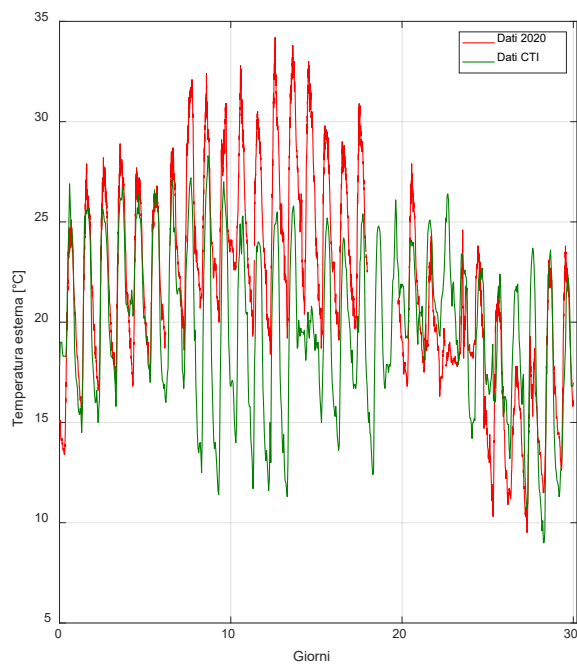


Figura 4. Temperatura dell'aria esterna e irradianza solare nel mese di settembre 2020.

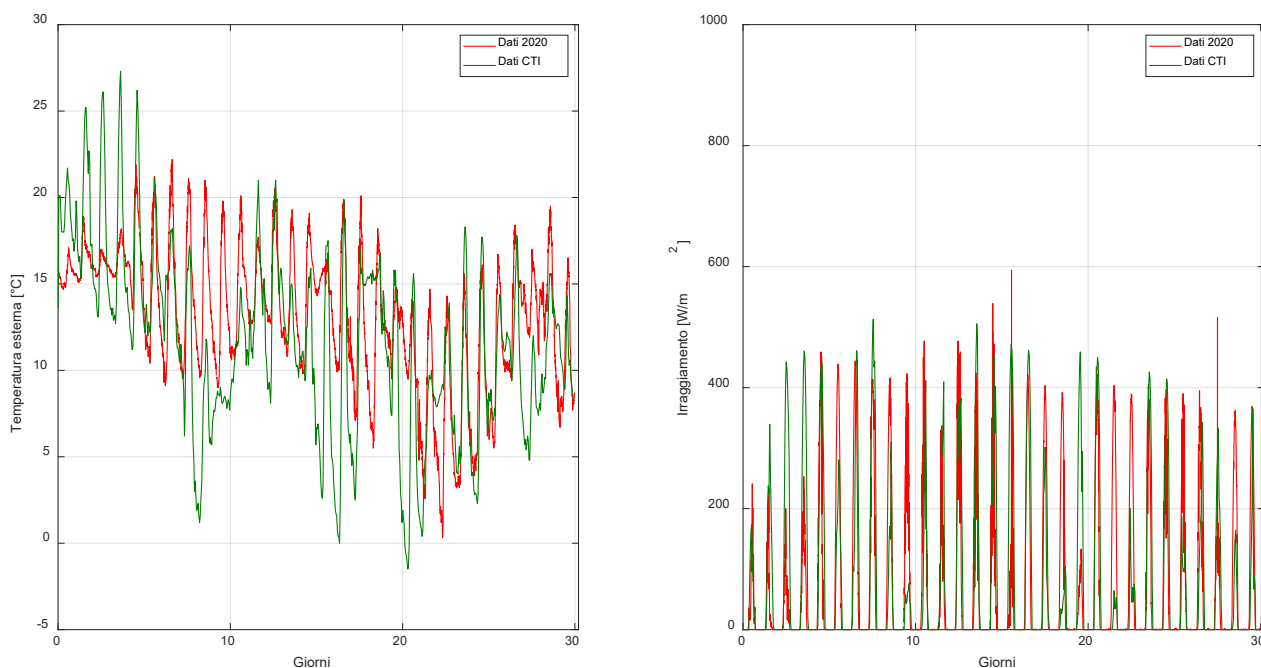


Figura 5. Temperatura dell'aria esterna e irradianza solare nel mese di novembre 2020.

La differenza tra i dati monitorati e i dati del CTI si nota ancora meglio confrontando i dati medi di temperatura esterna in Tabella 1.

Tabella 1. Confronto tra temperatura media esterna monitorata e da anno tipo nel periodo di monitoraggio.

Mese	Temperatura media monitorata [°C]	Temperatura media CTI [°C]
Giugno 2020	21.6	20.6
Luglio 2020	25.1	22.9
Agosto 2020	25.7	23.1
Settembre 2020	21.8	19.8
Ottobre 2020	15.4	15.6
Novembre 2020	13.1	11.7
Dicembre 2020	9.6	7.7

Si può concludere che, rispetto ai valori misurati nel 2020, l'anno climatico tipo presenta valori di temperatura mediamente più bassi rispetto a quelli verificatesi durante la campagna sperimentale.

2.2 Elenco di elementi testati oggetto di modellazione

Gli elementi presenti nell'apparato hardware-in-the-loop durante i test di funzionamento del sistema ibrido sono stati i seguenti:

- 1) pompa di calore aria-acqua, con potenza nominale in riscaldamento pari a 5 kW e potenza nominale in raffreddamento pari a 4 kW;
- 2) accumulo (caldo) di capacità 520 l, in cui sono presenti tre serpentini (di cui uno per ACS); la temperatura di setpoint viene mantenuta tramite flusso d'acqua da pompa di calore o direttamente tramite resistenza elettrica;
- 3) accumulo (freddo) di capacità 520 l, in cui è presente un serpentino; la temperatura di setpoint viene mantenuta tramite flusso d'acqua da chiller;
- 4) moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, di area complessiva 12 m² e potenza nominale 2 kWp complessivi, con regolatore di produzione basato su tecnologia MPPT;
- 5) batteria elettrochimiche di tipo LiFePO₄ di capacità complessiva 16 kWh;

6) inverter bidirezionale 5kVa.

Per la creazione degli specifici modelli, si sono individuati gli eventi e le condizioni operative più significative per ciascun componente, di modo da verificarne le prestazioni in funzionamento effettivo durante le dinamiche tipiche di funzionamento, controllando inoltre se queste fossero diverse dalle prestazioni date dal costruttore in condizioni standard. Questi modelli sono stati poi usati per le simulazioni dinamiche. Per tutti i componenti presenti nelle simulazioni non oggetto di analisi sperimentale, si sono fatte delle opportune ipotesi riportate nei prossimi paragrafi.

2.3 Prove sperimentali sistema ibrido a pompa di calore

Il sistema ibrido è stato testato nelle seguenti condizioni operative, corrispondenti alle condizioni-tipo di funzionamento relative ai casi studio individuati nella prima annualità. I profili di carico dinamici sono ricreati attraverso l'emulatore di edificio, controllato in tempo reale tramite la metodologia "thermal network" descritta nella precedente annualità. L'apparecchiatura è in grado, infatti, di ricreare la temperatura di ritorno che si avrebbe dall'impianto di un edificio tramite lo scambiatore aria – acqua e la valvola miscelatrice in Figura 6. Ogni test è stato eseguito per un periodo di tempo sufficientemente lungo (alcuni giorni, una o più settimane) per poter acquisire i dati di prestazioni del sistema di generazione anche nelle principali dinamiche operative (accensione, funzionamento a regime, spegnimento, variazioni di carico).

- 1) Riscaldamento: temperatura di mandata fissa, simulando il comportamento di terminali di emissione radiatori (cod. PCD1);
- 2) Riscaldamento: temperatura di mandata con regolazione climatica, simulando il comportamento di terminali di emissione radiatori (cod. PCD2);
- 3) Riscaldamento: temperatura di mandata fissa, simulando il comportamento di terminali di emissione pannelli radianti (cod. PCD3);
- 4) Riscaldamento: temperatura di mandata con regolazione climatica, simulando il comportamento di terminali di emissione pannelli radianti (cod. PCD4);
- 5) Riscaldamento: temperatura di mandata fissa, simulando il comportamento di terminali di emissione fancoil (cod. PCD5);
- 6) Riscaldamento: temperatura di mandata con regolazione climatica, simulando il comportamento di terminali di emissione fancoil (cod. PCD6);
- 7) Riscaldamento/ACS: commutazione del generatore tra i servizi di riscaldamento e ricarica del serbatoio per ACS (cod. PCD7);
- 8) Riscaldamento: commutazione tra pompa di calore e caldaia (emulata) per il servizio di riscaldamento su terminali di emissione radiatori (cod. PCD8);
- 9) Raffrescamento: temperatura di mandata fissa simulando il comportamento di terminali di emissione pannelli radianti (cod. PCD9);
- 10) Raffrescamento: temperatura di mandata fissa simulando il comportamento di terminali di emissione fancoil (cod. PCD10).

Le tipologie di prove emulate (riscaldamento con terminali ad alta/media/bassa temperatura, raffrescamento a bassa/media temperatura, alimentazione diretta dei terminali o tramite serbatoi) sono state scelte per descrivere il funzionamento della pompa di calore nelle condizioni-tipo attese per i casi studio in analisi. Inoltre, si sono testati gli effetti dello switch tra diversi generatori (es. da pompa di calore a caldaia e viceversa), in termini di tempistiche di realizzazione della commutazione, possibili diminuzioni dei rendimenti ed eventuali disservizi.

L'obiettivo di queste prove sperimentali era quello di verificare le prestazioni energetiche del sistema ibrido in condizioni operative e di dinamicità, cioè quando essa deve rispondere a dinamiche di carico legate ai terminali di emissione e all'edificio in esame. Queste situazioni operative sono spesso diverse dalle condizioni standard di prova delle pompe di calore, come quelle previste UNI EN 14511-2:2011. I dati sperimentali acquisiti hanno quindi consentito di calibrare il modello dinamico della macchina termica descritto nel successivo paragrafo 3.1 e di confrontare le prestazioni con quelle fornite dal catalogo del

costruttore, riportate in Tabella 2 e Tabella 3. I limiti operativi di temperatura sono riportati in Figura 7 e Figura 8.

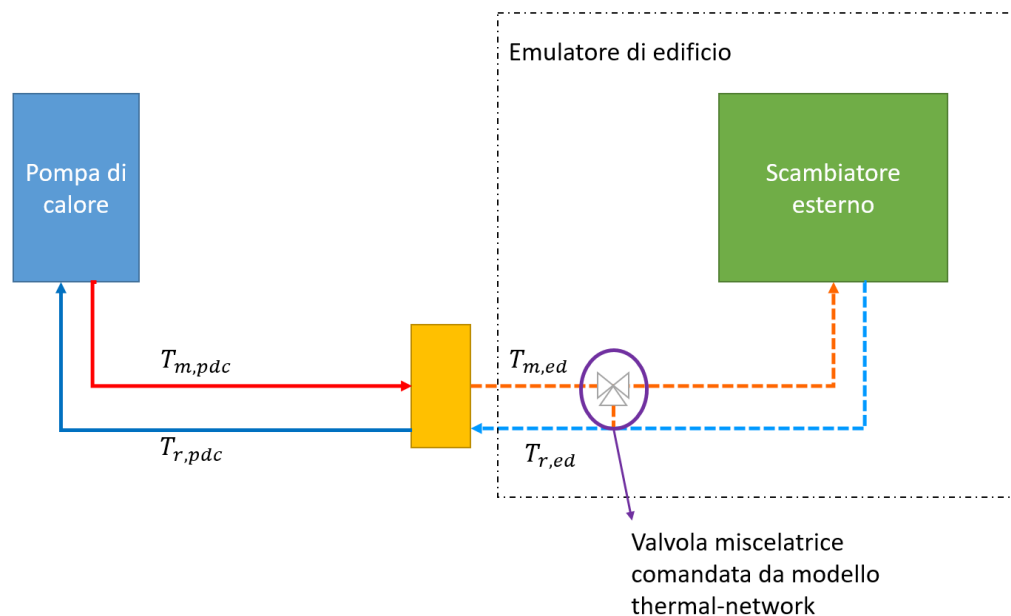


Figura 6. Pompa di calore con emulatore di edificio comandato da modello “thermal network”.

Tabella 2. Dati di potenza utile e EER della pompa di calore da scheda tecnica.

		Temperatura di mandata [°C]											
		7		10		13		15		18		25	
Temperatura esterna [°C]		$\dot{Q}_u$	EER	$\dot{Q}_u$	EER	$\dot{Q}_u$	EER	$\dot{Q}_u$	EER	$\dot{Q}_u$	EER	$\dot{Q}_u$	EER
	10	6.01	4.17	6.49	4.41	6.98	4.68	7.30	4.83	7.78	5.05	8.91	5.57
	20	5.57	3.46	6.05	3.69	6.53	3.91	6.85	4.08	7.34	4.29	8.46	4.75
	30	5.12	2.88	5.60	3.09	6.09	3.31	6.41	3.45	6.89	3.66	8.02	4.11
	35	4.90	2.62	5.38	2.83	5.87	3.06	6.19	3.19	6.67	3.39	7.80	3.84
	46	4.41	2.14	4.89	2.34	5.38	2.55	5.70	2.68	6.18	2.86	7.31	3.29

Tabella 3. Dati di potenza utile e COP della pompa di calore da scheda tecnica.

		Temperatura di mandata [°C]							
			25	30	35	40	45	50	55
Temperatura esterna [°C]	-20	$\dot{Q}_u$	5.24	5.01	4.78	4.55	-	-	-
		COP	2.86	2.42	2.08	1.79	-	-	-
	-15	$\dot{Q}_u$	5.67	5.44	5.21	4.98	4.75	-	-
		COP	3.10	2.63	2.27	1.96	1.71	-	-
	-10	$\dot{Q}_u$	5.96	5.88	5.21	5.49	5.33	5.17	5.01
		COP	3.31	2.88	2.30	2.20	1.97	1.75	1.57
	-7	$\dot{Q}_u$	6.14	6.02	5.91	5.79	5.67	6.56	5.44
		COP	3.43	2.98	2.63	2.34	2.10	2.24	1.72
	-2	$\dot{Q}_u$	6.44	6.31	6.18	6.06	5.93	5.80	5.67
		COP	4.13	3.56	3.12	2.77	2.47	2.23	2.02
	2	$\dot{Q}_u$	6.51	6.37	6.24	6.10	5.97	5.83	5.70
		COP	5.05	4.30	3.76	3.30	2.94	2.63	2.38
	7	$\dot{Q}_u$	6.30	6.05	5.80	5.55	5.30	5.05	4.80

	10	COP	6.24	5.26	4.53	3.91	3.42	2.99	2.64
		$\dot{Q}_u$	6.48	6.25	6.01	5.77	5.53	5.29	5.05
		COP	6.29	5.34	4.62	4.01	3.52	3.09	2.74
	15	$\dot{Q}_u$	6.79	6.57	6.35	6.13	5.93	5.70	5.48
		COP	6.35	5.48	4.74	4.17	3.62	3.28	2.91
	20	$\dot{Q}_u$	7.10	6.90	6.70	6.50	6.30	6.10	5.90
		COP	6.45	5.56	4.89	4.30	3.77	3.43	3.09

Nel seguito, a titolo esemplificativo, sono riportati alcuni dei dati acquisiti durante le prove sperimentali che hanno consentito la creazione del modello della pompa di calore.

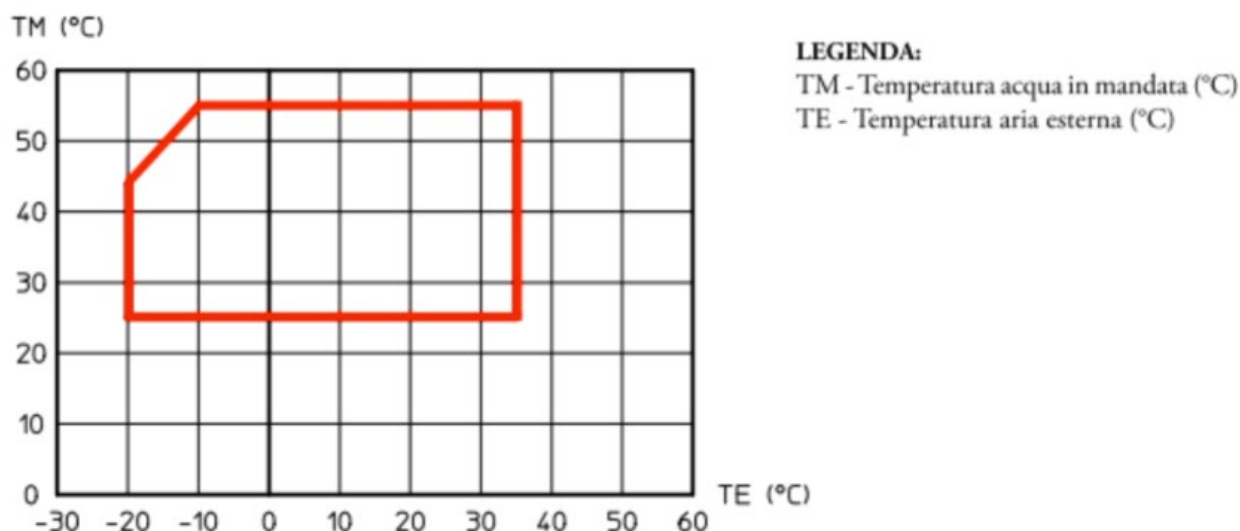


Figura 7. Limiti funzionamento della pompa di calore in modalità riscaldamento.

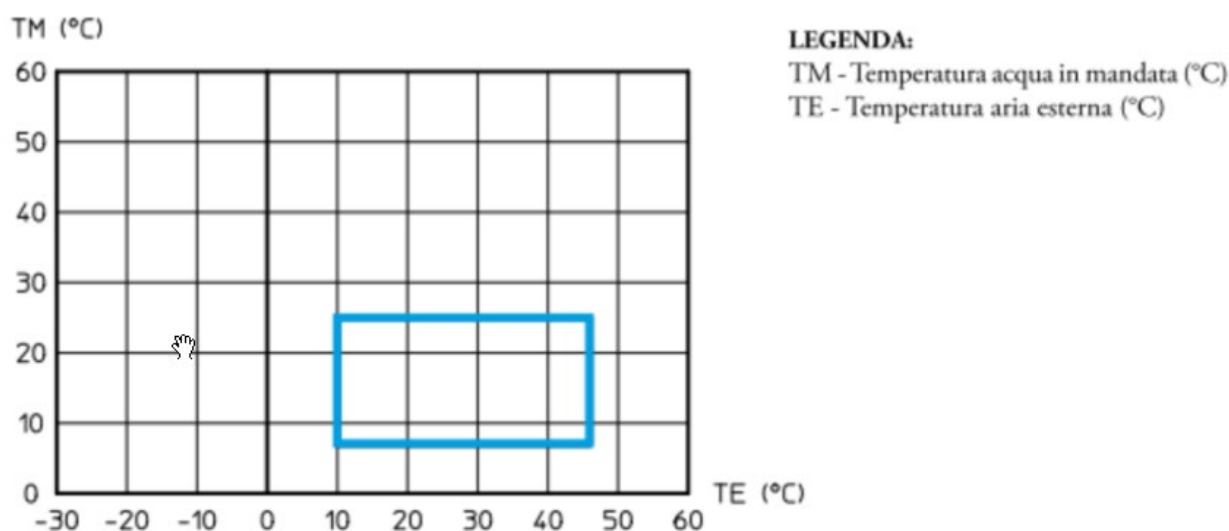


Figura 8. Limiti funzionamento della pompa di calore in modalità raffrescamento.

Nelle successive sezioni sono riportate le prove più significative per quanto riguarda la caratterizzazione del comportamento del sistema di generazione ibrido nei casi studio oggetto della presente attività.

2.3.1 Modalità riscaldamento: temperatura di mandata con regolazione climatica, terminali di emissione “radiatori” (“prova PDC2”)

In questa prova si è ipotizzato che il sistema a pompa di calore dovesse soddisfare interamente le richieste di riscaldamento dell’edificio emulato (appartamento con utenza famiglia), usando una regolazione di tipo climatico rappresentata in Figura 9. Poiché sono presenti radiatori come terminali di emissione, non possono essere adottate temperature di mandata troppo basse, che non consentirebbero di scambiare sufficiente potenza con l’ambiente. Temperature troppo alte, invece, porterebbero ad inefficienze della pompa di calore. La curva climatica, quindi, prevede una temperatura massima di mandata di 55 °C per temperature esterne uguali o inferiori a 0 °C e di 40 °C per temperatura esterna di 20 °C, al di sopra della quale si suppone che l’impianto di riscaldamento sia spento. Questa curva climatica è stata implementata anche per i casi studio “appartamento” descritti nel paragrafo 2.3.4.

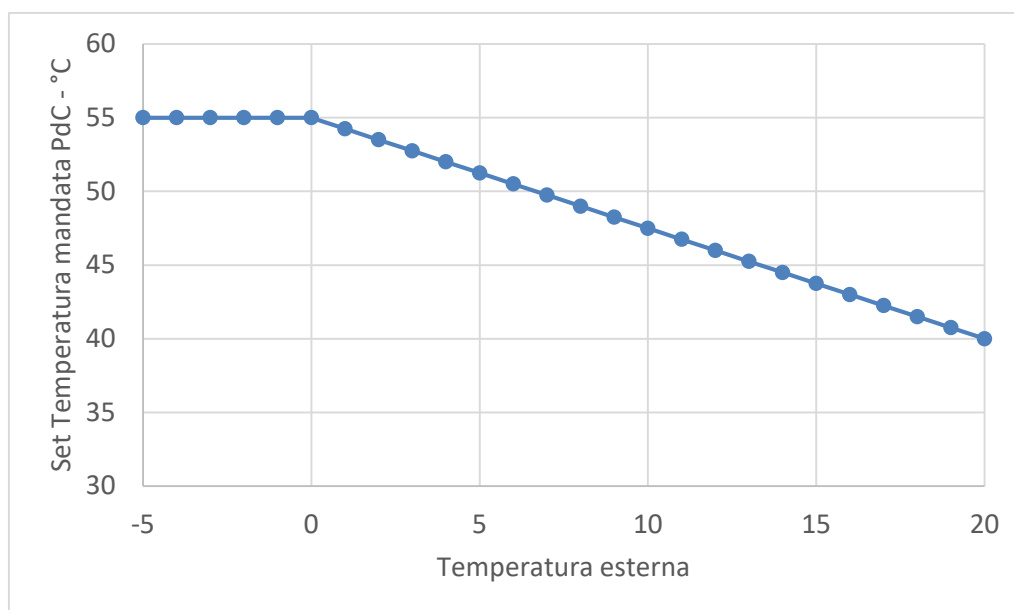
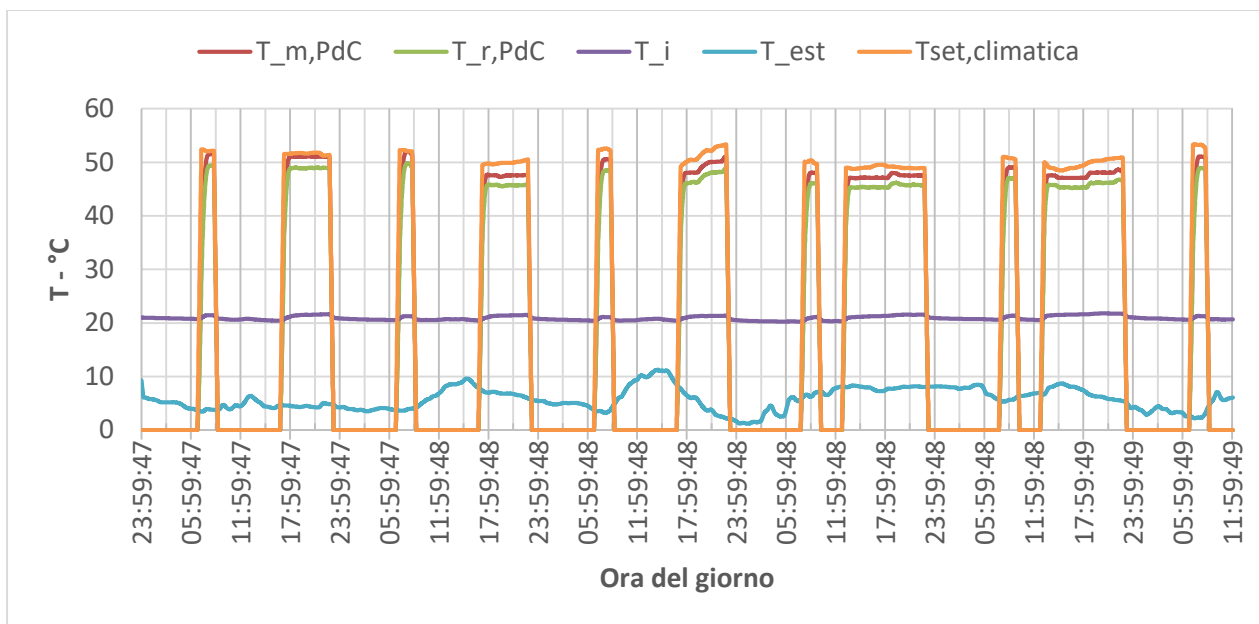


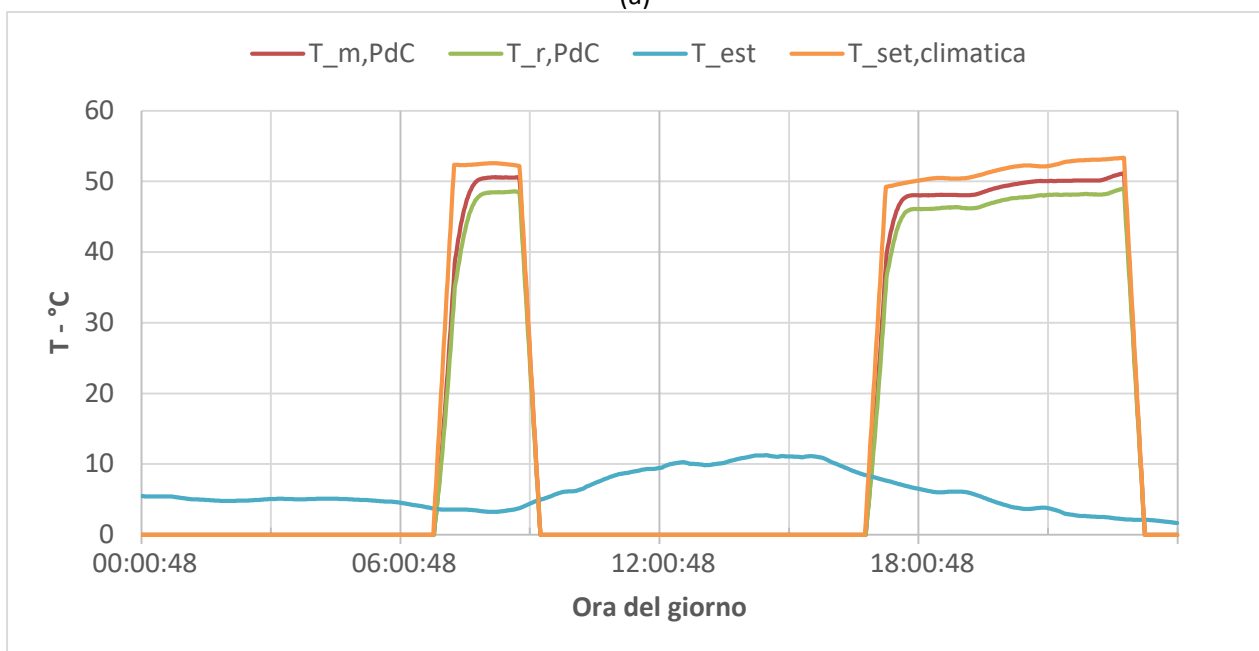
Figura 9. Curva climatica adottata nella prova PDC2.

L’evoluzione delle principali grandezze termiche ed energetiche durante la prova PDC2 è mostrata in Figura 10, Figura 11 e Tabella 4. In funzione della tipologia di utenza, il riscaldamento dell’edificio è predisposto all’accensione nei giorni feriali dalle 7 alle 9 e dalle 18 alle 23, mentre nei giorni festivi dalle 8 alle 11 e dalle 13 alle 23. Il setpoint per la temperatura interna è stato di 22 °C, con banda morta $\pm 1K$, al fine di assicurare le condizioni di comfort termico corrispondenti ad una temperatura operativa di circa 20 °C.

La temperatura media di mandata, nelle ore di accensione, in base alla legge climatica, è stata sempre abbastanza alta, intorno a 48-50 °C. La temperatura media esterna, nei momenti di accensione della pompa di calore, registrata tramite apposita centralina, è stata 6.7 °C. La differenza di temperatura che sembra esserci tra il set del controllo climatico e la mandata può essere dovuto a due fattori: incertezza del dato sperimentale dovuto all’accuratezza del sensore; differenza tra il sensore di lettura della temperatura di mandata nella prova PDC2 e quello che controlla l’effettivo funzionamento della pompa di calore (sensore interno alla pompa di calore), per cui può esserci uno scarto tra la temperatura letta dalla macchina e quella letta dal sistema di acquisizione. In ogni caso, dalla Figura 10 si nota che la temperatura di mandata della pompa di calore, anche se non coincidente, segue molto bene la temperatura di set da controllo climatico.



(a)

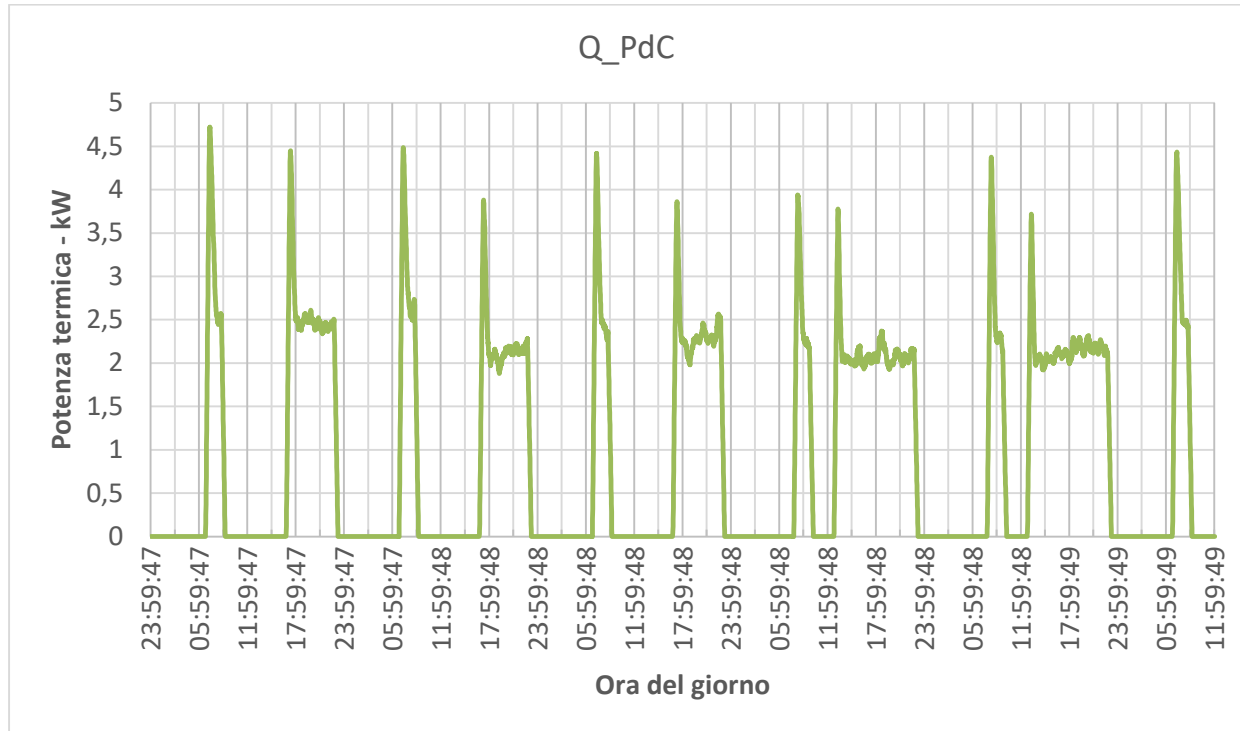


(b)

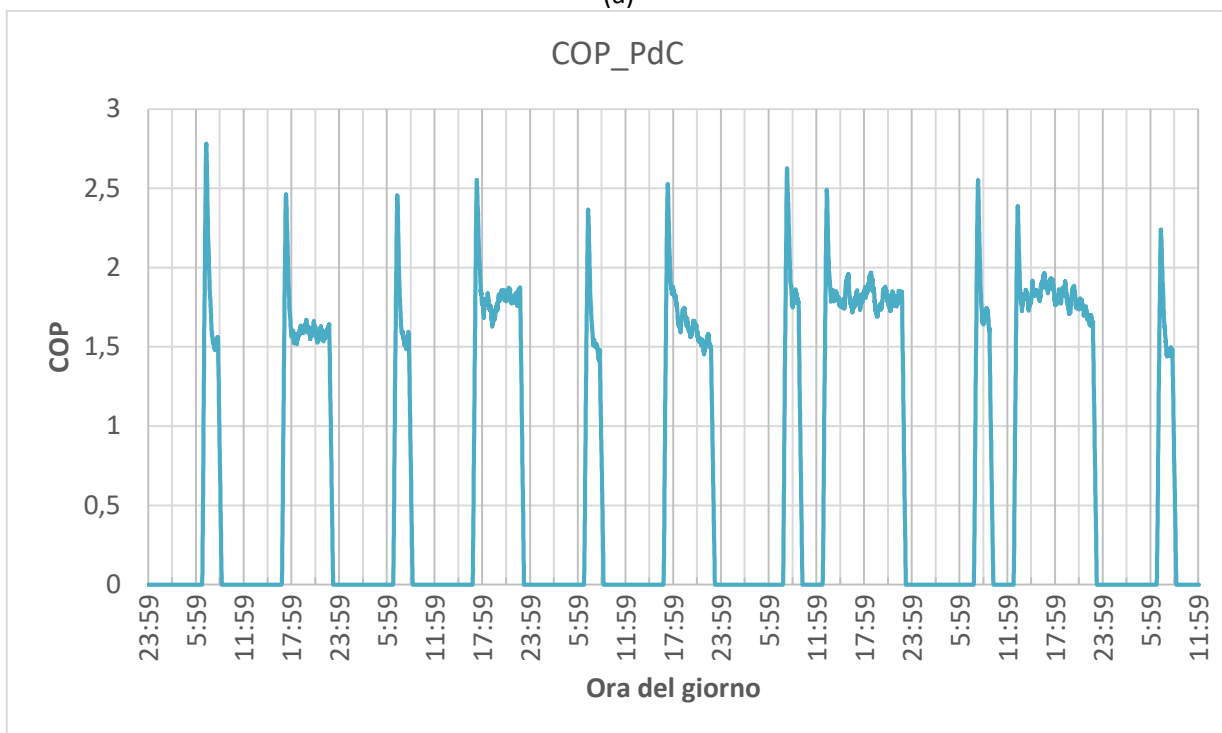
Figura 10. Estratto degli andamenti di temperature di mandata e ritorno, temperatura interna ed esterna e temperatura di setpoint da regolazione climatica nel periodo di monitoraggio completo (a) e in un giorno specifico (b), per la prova PDC2.

L'edificio emulato ha richiesto potenza termica per il 94% del tempo in cui era predisposta l'accensione ($\tau_{ON,T_i}/\tau_{ON,SYS}$), rimanendo in funzione diverse ore senza cicli di ON – OFF, ma parzializzando il numero di giri del compressore (vedi Figura 11). Nei periodi di accensione, la potenza media fornita dalla pompa di calore è stata 2.40 kW (pari a circa il 44% della capacità massima a fattore di potenza unitario che avrebbe la macchina nelle stesse condizioni medie di temperature di sorgente). L'elevata percentuale di richiesta di riscaldamento e il ridotto output termico del sistema di riscaldamento sono dovute alla ridotta temperatura di mandata, rispetto alla tipologia di terminali utilizzati. Questa notevole parzializzazione ha comportato che le prestazioni medie della macchina sono risultate piuttosto basse, con in media un COP di 1.84, circa il 41% in meno rispetto al COP nominale della pompa di calore nelle condizioni medie operative di

temperature. Questo valore particolarmente basso di prestazioni operative mette in evidenza l'importanza del fattore di potenza nel determinare il COP, rispetto alle condizioni a pieno carico. Questo elemento è evidenziato anche dal ridotto valore di rendimento exergetico, $\langle \eta^I \rangle_{PdC}$, pari a circa 0.23, mentre a pieno carico si hanno dei valori compresi tra 0.30 e 0.35.



(a)



(b)

Figura 11. Estratto degli andamenti della potenza fornita dalla pompa di calore (a) e del COP (b) nel periodo di monitoraggio completo per la prova PDC2.

Nella Figura 11 sono rappresentati i valori di potenza termica fornita dalla pompa di calore e il COP istantaneo della pompa di calore nei giorni di acquisizione. In generale si nota che, per tutta la durata del monitoraggio, il COP è stato molto basso, con valori compresi quasi sempre tra 1.5 e 2.

In generale, si può affermare che l'utilizzo della curva climatica consente da un lato di diminuire la temperatura di mandata, ma dall'altro diminuisce anche la potenza erogata ai terminali di emissione, diminuendo il fattore di carico. Vista la forte dipendenza tra prestazioni operative e fattore di carico, questa modalità non rappresenta un modo ideale di funzionamento per la pompa di calore.

Tabella 4. Risultati principali della prova invernale PDC2.

Parametro	Valore
$\langle COP \rangle_{PdC}$	1.84
$\langle PER \rangle_{gl,nren}$	0.56
$\langle COP \rangle_{PdC,DC}$	3.13
$\langle \eta^{II} \rangle_{PdC}$	0.23
$\langle T_i \rangle_{OCC}$	21.1 °C
$\tau_{ON,T_i} / \tau_{ON,SYS}$	94 %
$\#_{ON,PdC}$	0.63 gg ⁻¹
$\langle \tau_{ON,PdC} \rangle$	4.34 h
$\langle T_{est} \rangle_{PdC,ON}$	6.7 °C
$\langle T_m \rangle_{PdC,ON}$	47.0 °C
$\langle f_{PdC} \rangle$	40.35 Hz
$\langle Q_{PdC} \rangle$	2.40 kW
$\langle Q_{DC} \rangle$	5.34 kW

2.3.2 Modalità riscaldamento: temperatura di mandata con regolazione climatica, terminali di emissione "pannelli radianti" ("prova PDC4")

In analogia alla prova PDC2, si è verificato il funzionamento effettivo del sistema a pompa di calore considerando una temperatura di mandata regolata da centralina climatica e terminali di emissione pannelli radianti, emulando il caso di una villa a copertura orizzontale con profilo di utenza pensionato. La curva di regolazione climatica scelta è riportata in Figura 12: la temperatura di mandata massima (38 °C) è stata scelta sulla base del dimensionamento del terminale, eseguito secondo la norma tecnica UNI EN 1264. I risultati principali della prova sono mostrati in Figura 13, Figura 14 e Tabella 5.

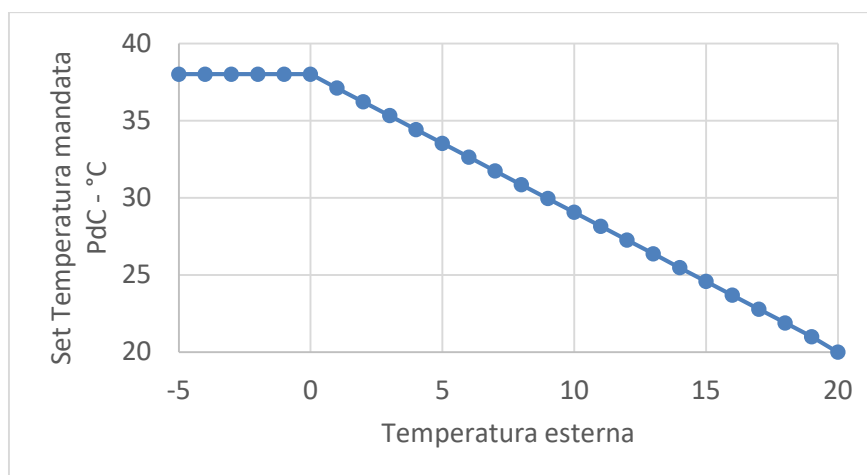


Figura 12. Curva climatica adottata nella prova PDC4.

Secondo il profilo di utenza, il riscaldamento dell'edificio è predisposto all'accensione dalle 8 alle 10, e dalle 12 alle 23, indipendentemente da giorni feriali e festivi; nell'emulazione dell'edificio, è stata scelta una temperatura di setpoint di 22 °C, con banda morta $\pm 1K$. Grazie alle buone performance dell'involucro emulato, la pompa di calore non si accende in tutte le ore in cui era predisposta all'accensione ($\tau_{ON,T_i}/\tau_{ON,SYS} \approx 65\%$).

In Figura 13 sono riportati i profili di temperatura di mandata e ritorno alla pompa di calore, la temperatura secondo la logica di controllo climatico, la temperatura interna emulata dal modello "thermal network" e la temperatura esterna monitorata. La temperatura media esterna durante il funzionamento della pompa di calore è stata circa 11 °C. La temperatura media di mandata è stata di circa 27 °C.

Un fenomeno interessante che si nota è la difficoltà della pompa di calore di fornire temperature di mandata al di sotto di 25 °C. Nel pomeriggio del primo giorno di monitoraggio, infatti, la temperatura di mandata secondo la regolazione climatica sarebbe dovuta scendere a 22-23 °C, ma i dati di monitoraggio mostrano che la temperatura di mandata rimane intorno a 25 °C; si nota inoltre un piccolo "overshoot" di temperatura, dovuto probabilmente ad un ON-OFF della macchina, necessario per garantire la bassa potenza richiesta ai terminali di emissione. Si veda il box azzurro in Figura 13. Possiamo concludere che la macchina pompa di calore riesce a modulare la sua potenza in maniera continua (senza on-off) all'interno dei range di funzionamento della macchina (vedi Figura 7)

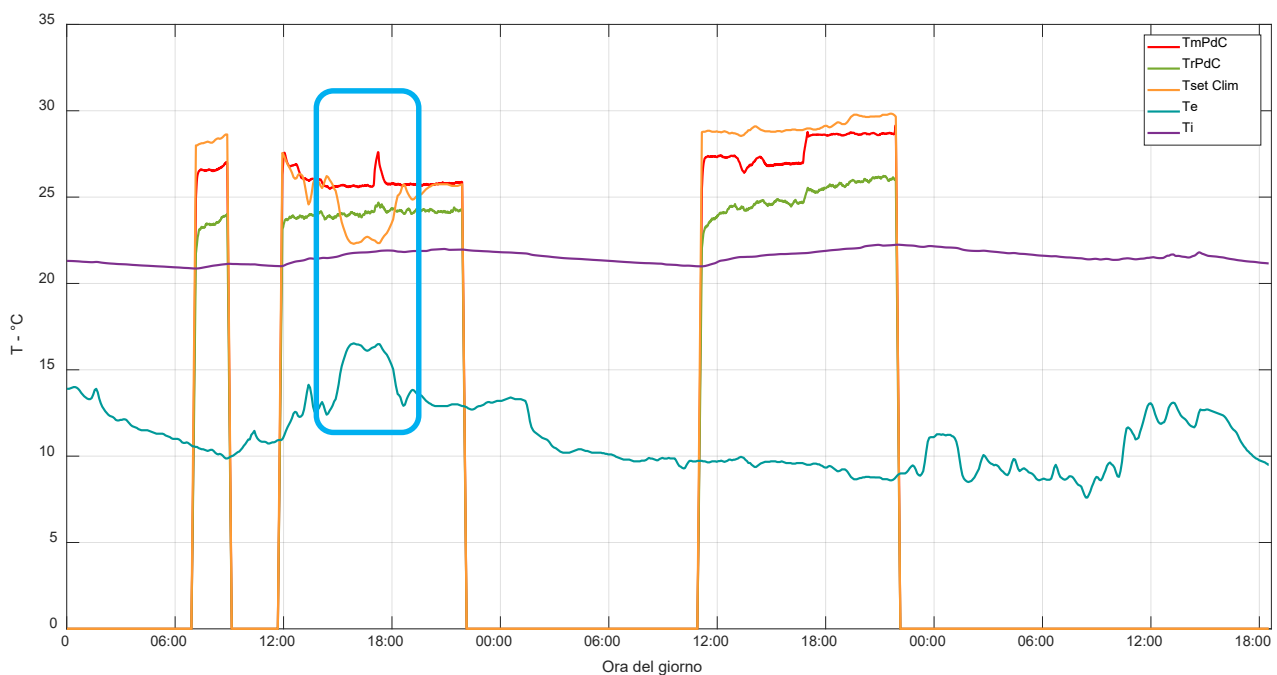
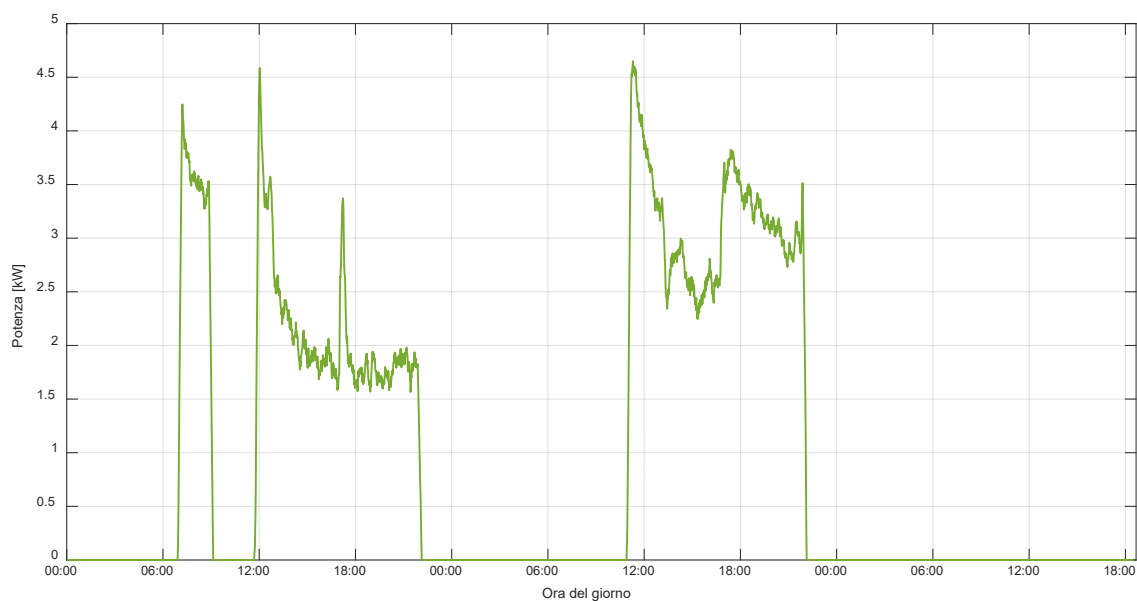
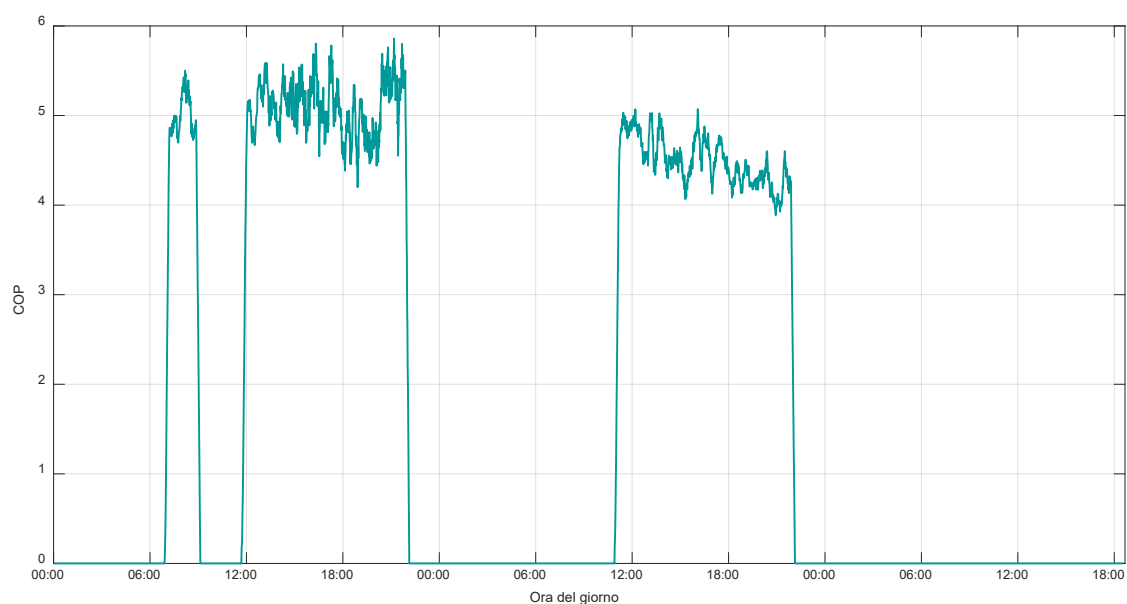


Figura 13. Estratto degli andamenti di temperature di mandata e ritorno, temperatura interna ed esterna e temperatura di setpoint da regolazione climatica nel periodo di monitoraggio completo per la prova PDC4.

La potenza media fornita dalla pompa di calore, nel periodo di funzionamento, è $\sim 2.7 \text{ kW}$; le prestazioni medie della macchina sono molto buone, con un valore medio del COP di 4.77. Il confronto con i risultati della prova PDC2, descritti nel paragrafo 2.3.1, mostrano un minore scostamento tra il COP operativo a carico parzializzato e il COP riportato da scheda tecnica a fattore di carico unitario a parità di temperature medie di sorgente (che sarebbe stato circa 5.8). Anche il rendimento exergetico, $\langle \eta^{II} \rangle_{PdC}$, ha un valore di 0.30, simile a quelli tipici delle macchine aria-acqua a massima potenza. Il modello, quindi, dovrà tenere conto, oltre che delle temperature di sorgente, anche del diverso effetto della parzializzazione di carico in base alla temperatura di mandata. I profili di potenza resa e COP istantaneo sono riportati in Figura 14.



(a)



(b)

Figura 14. Estratto degli andamenti della potenza fornita dalla pompa di calore (a) e del COP (b) nel periodo di monitoraggio completo per la prova PDC4.

Tabella 5. Risultati principali della prova invernale PDC4.

Parametro	Valore
$\langle COP \rangle_{PdC}$	4.65
$\langle PER \rangle_{gl,nren}$	2.25
$\langle COP \rangle_{PdC,DC}$	5.83
$\langle \eta^{II} \rangle_{PdC}$	0.30
$\langle T_i \rangle_{OCC}$	21.6 °C
$\tau_{ON,T_i} / \tau_{ON,SYS}$	65 %

$\#_{ON,PdC}$	1.08 gg ⁻¹
$\tau_{ON,PdC}$	7.72 h
$\langle T_{est} \rangle_{PdC,ON}$	11.4 °C
$\langle T_m \rangle_{PdC,ON}$	26.8 °C
$\langle f_{PdC} \rangle$	27.60 Hz
$\langle Q \rangle_{PdC}$	2.71 kW
$\langle Q_{DC} \rangle$	6.48 kW

2.3.3 Commutazione del sistema pompa di calore tra i servizi di riscaldamento e ricarica del serbatoio per ACS ("prova PDC7")

In questa prova, è stata testata la capacità del sistema pompa di calore di provvedere sia al servizio di riscaldamento che a quello di produzione ACS. Il sistema è configurato in analogia alla prova PDC4 (villetta con serbatoio di accumulo ACS), terminali di emissione a bassa temperatura (pannelli radianti), regolazione climatica come in Figura 12. Secondo il profilo di utenza, il riscaldamento dell'edificio è predisposto all'accensione dalle 8 alle 10, e dalle 12 alle 23, indipendentemente da giorni feriali e festivi; nell'emulazione dell'edificio, è stata scelta una temperatura di setpoint di 22 °C, con banda morta $\pm 1K$. La temperatura dell'accumulo è controllata tramite un sensore di temperatura posizionato nella parte alta dello stesso: il valore di set point è stato 50 °C (compatibile con la temperatura di erogazione richiesta), con banda morta di $\pm 5K$. Nel caso la temperatura dell'accumulo scenda al di sotto di 45 °C, è prevista l'attivazione della caldaia in parallelo alla pompa di calore per riportare velocemente la temperatura ai livelli richiesti dal servizio di ACS.

La temperatura di mandata della pompa di calore è controllata tramite centralina climatica per il servizio di riscaldamento (Figura 12) e fissata a 55 C° per la ricarica del serbatoio. I profili di richiesta di ACS sono descritti nel report della precedente annualità; in generale, possiamo dire che i momenti più "gravosi" sono concentrati nelle docce mattutine e serali (vedi Figura 15).

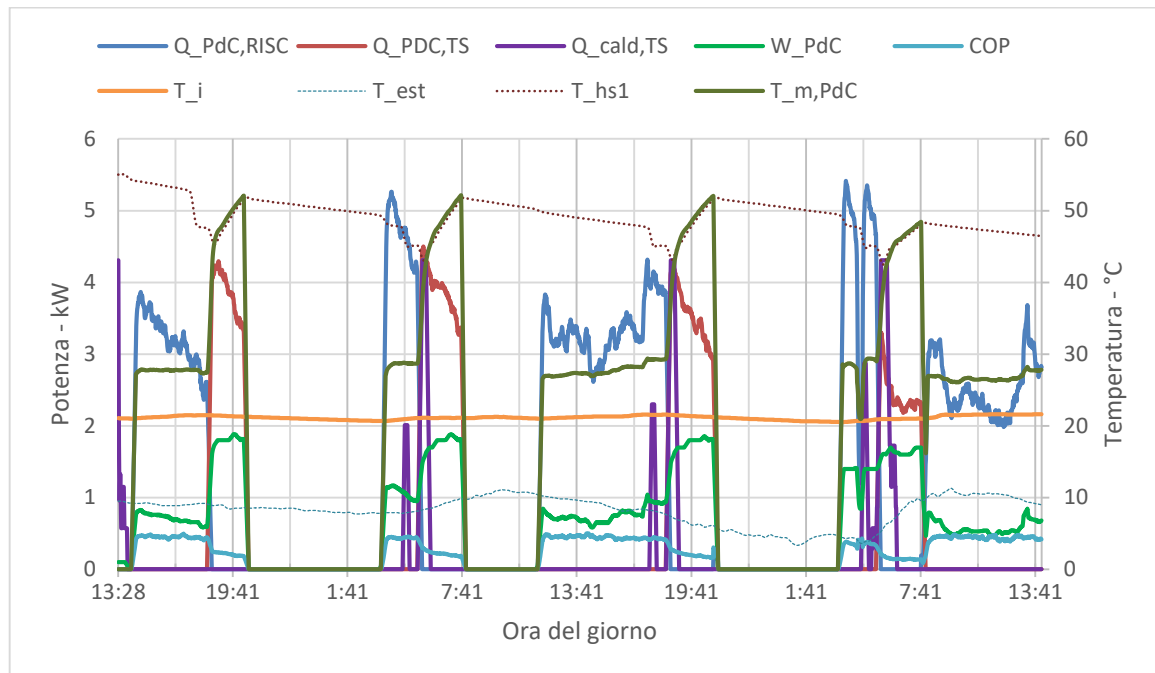


Figura 15 Estratto degli andamenti delle potenze, delle temperature e del COP per la prova sperimentale PDC7.

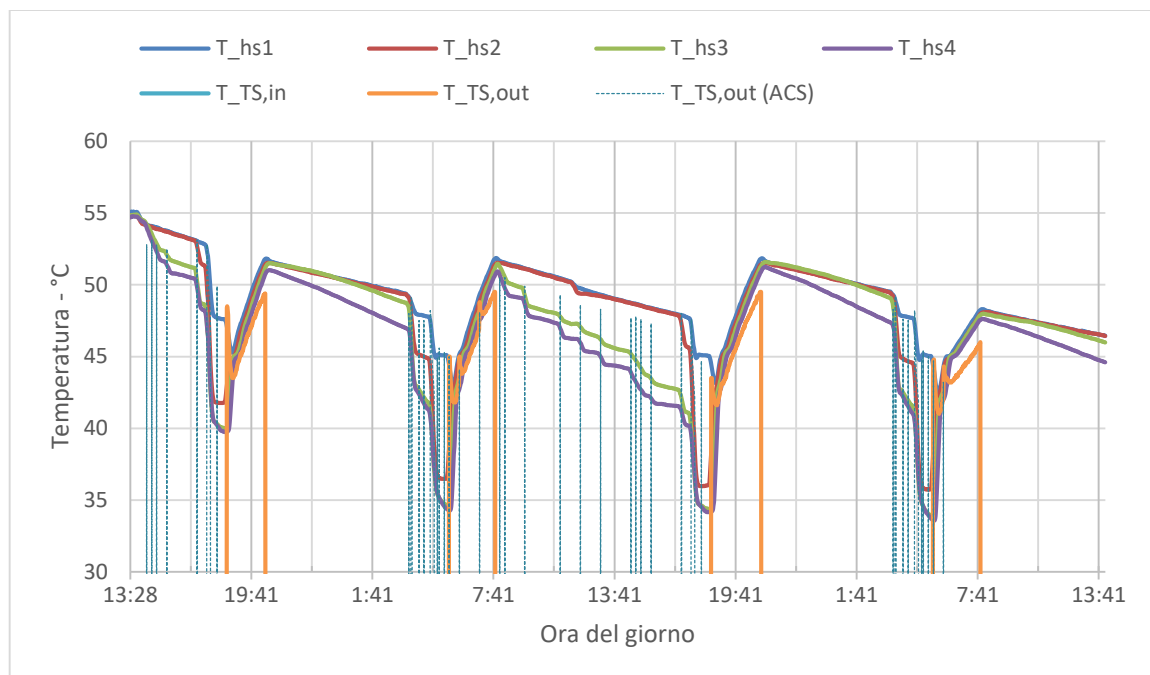


Figura 16. Estratto degli andamenti delle temperature per la prova sperimentale PDC7.

Sebbene la pompa di calore impieghi circa 2 ore al giorno (su un totale di 5 di attivazione) al servizio di ACS; l'utilizzo di un terminale ad elevata inerzia termica e le caratteristiche di involucro hanno mostrato di limitare il discomfort dovuto all'interruzione del servizio di riscaldamento durante i periodi di ricarica di accumulo. La temperatura interna si mantiene sempre vicino al valore di setpoint. Dal punto di vista delle prestazioni, il funzionamento in modalità "riscaldamento" ha caratteristiche analoghe a quelle descritte per la prova PDC4, con elevati valori di COP dovuti a una bassa temperatura di mandata, sebbene il rendimento exergetico mostri margini di miglioramento ($\langle \eta^{II} \rangle_{PDC, RISC} \approx 0.26$).

Per quanto riguarda il servizio di produzione ACS, tramite serbatoio di accumulo, dalla Tabella 6 si vede che la pompa di calore riesce a fornire circa il 75 % dell'energia in ingresso al serbatoio. La caldaia deve intervenire poche volte, a seguito delle richieste più gravose corrispondenti alle docce mattutine e serali. In generale però, le prestazioni del sistema sono ridotte dalla presenza di un serbatoio di accumulo che, sebbene isolato, deve essere mantenuto costantemente ad una temperatura di circa 50 °C. In questo modo, le perdite termiche (dell'accumulo e del sistema di tubazioni in centrale termica) sono circa il 20 % dell'energia fornita al serbatoio, pari a circa il 25 % dell'energia utile fornita. Globalmente quindi, le prestazioni in termini di energia primaria, $\langle PER \rangle_{gl, nren, ACS}$, sono di circa 0.83, un valore inferiore rispetto ad una produzione istantanea tramite caldaia ad elevata potenza. Questa criticità sarà evidenziata anche dai risultati stagionali presentati nei paragrafi 4.5 e 4.6.

In generale quindi, la produzione di ACS tramite sistema a pompa di calore più accumulo non sembra favorevole a causa dell'elevata temperatura di mandata richiesta e delle perdite del sistema di accumulo. Un possibile miglioramento si potrebbe ottenere tramite l'installazione di pannelli solari fotovoltaici e termici che aumentino l'energia rinnovabile impiegata per la produzione e il mantenimento in temperatura dell'accumulo.

Tabella 6. Risultati principali della prova invernale PDC7.

Parametro	Valore
$\langle COP \rangle_{PdC,RISC}$	4.25
$\langle COP \rangle_{PdC,TS}$	2.01
$\langle COP \rangle_{PdC}$	3.21
$\langle \eta_{cald} \rangle$	0.96
$\langle PER \rangle_{gl,nren,RISC}$	2.18
$\langle PER \rangle_{gl,nren,ACS}$	0.83
$\langle PER \rangle_{gl,nren}$	1.48
$\langle COP \rangle_{PdC,DC,RISC}$	5.59
$\langle COP \rangle_{PdC,DC,ACS}$	3.23
$\langle COP \rangle_{PdC,DC}$	4.63
$\langle \eta^{II} \rangle_{PdC,RISC}$	0.26
$\langle \eta^{II} \rangle_{PdC,TS}$	0.25
$\langle \eta^{II} \rangle_{PdC,PdC}$	0.25
$\langle T_i \rangle_{OCC}$	21.3 °C
$\tau_{ON,T_i} / \tau_{ON,SYS}$	81 %
$\tau_{ON,PdC,RISC} / \tau_{ON,PdC}$	73 %
$\tau_{ON,PdC,TS} / \tau_{ON,PdC}$	27 %
$\#_{ON,PdC,RISC}$	3.35 gg ⁻¹
$\#_{ON,PdC,TS}$	1.68 gg ⁻¹
$\#_{ON,PdC}$	2.68 gg ⁻¹
$\langle \tau_{ON,PdC,RISC} \rangle$	3.07 h
$\langle \tau_{ON,PdC,TS} \rangle$	2.22 h
$\langle \tau_{ON,PdC} \rangle$	5.23 h
$\langle T_{est} \rangle_{PdC,ON,RISC}$	9.0 °C
$\langle T_{est} \rangle_{PdC,ON,TS}$	8.0 °C
$\langle T_{est} \rangle_{PdC,ON}$	8.7 °C
$\langle T_m \rangle_{PdC,ON,RISC}$	27.6 °C
$\langle T_m \rangle_{PdC,ON,TS}$	47.3 °C
$\langle T_m \rangle_{PdC,ON}$	32.8 °C
$\langle f_{PdC,RISC} \rangle$	34.50 Hz
$\langle f_{PdC,TS} \rangle$	53.80 Hz
$\langle f_{PdC} \rangle$	39.63 Hz
$\langle Q \rangle_{PdC,RISC}$	3.16 kW
$\langle Q \rangle_{PdC,TS}$	3.47 kW
$\langle Q \rangle_{PdC}$	3.24 kW
$\langle Q \rangle_{cald,TS}$	4.33 kW
$En_{th,PdC,RISC}$	97.03 kWh
$En_{th,PdC,TS}$	38.57 kWh
$En_{th,TS,out}$	39.49 kWh
$En_{th,PdC,TS,in}$	28.55kWh
$En_{caldaia,TS,in}$	10.03 kWh
$\%En_{th,TS,losses}$	19 %

2.3.4 Commutazione tra i generatori del sistema ibrido (pompa di calore e caldaia emulata) con terminali di emissione radiatori ("prova PDC8")

In questa prova, è stata testata la capacità del sistema ibrido di commutare la generazione tra la pompa di calore e la caldaia per il servizio di riscaldamento. L'evoluzione delle principali grandezze termiche ed energetiche durante la prova PDC8 è mostrata in Figura 17, Figura 18 e Tabella 7. In questa prova, il riscaldamento dell'edificio è predisposto all'accensione nei giorni feriali dalle 7 alle 9 e dalle 18 alle 23, mentre nei giorni festivi dalle 8 alle 11 e dalle 13 alle 23. Il setpoint per la temperatura interna è stato di 22 °C, con banda morta $\pm 1K$. La temperatura di mandata è scelta con la stessa curva climatica della prova PDC2 (Figura 9). La caldaia (emulata tramite serbatoio e resistenza elettrica del sistema HiL) è predisposta per funzionare quando la temperatura esterna è inferiore a quella di switch (7 °C). La temperatura media di mandata, nelle ore di accensione, in base alla legge climatica, è stata sempre abbastanza alta, intorno a 48-50 °C. La temperatura media esterna, nei momenti di accensione della pompa di calore, grazie alla strategia di commutazione del generatore, è stata 9.5 °C, mentre nei momenti di funzionamento della caldaia, la stessa grandezza è di circa 4.9 °C.

Nei giorni del test, i due generatori si sono suddivisi il carico di riscaldamento in parti uguali, fornendo ciascuno il 50% dell'energia termica utile. La commutazione non ha comportato problematiche particolari all'impianto, il quale è sempre riuscito a fornire la potenza termica necessaria a mantenere il livello di comfort interno.

Dal punto di vista delle prestazioni, la pompa di calore ha un miglior valore di COP rispetto alla prova PDC2 (2.11 contro 1.84), dovuto essenzialmente all'aumentare della temperatura della sorgente fredda nei periodi di funzionamento. Sono invece confermate le criticità dovute ad un'elevata parzializzazione del fattore di carico e all'elevata temperatura di mandata. Il valore del rendimento exergetico $\langle \eta^{II} \rangle_{PDC}$, infatti, risulta sempre abbastanza basso, pari a circa 0.23. Inoltre, si nota un ovvio incremento dei cicli on-off del generatore. Possiamo quindi concludere che l'utilizzo del sistema ibrido è sicuramente una soluzione che aumenta l'efficienza energetica del sistema, ma esistono margini di miglioramento in termini di controllo e di prestazioni ai carichi parziali.

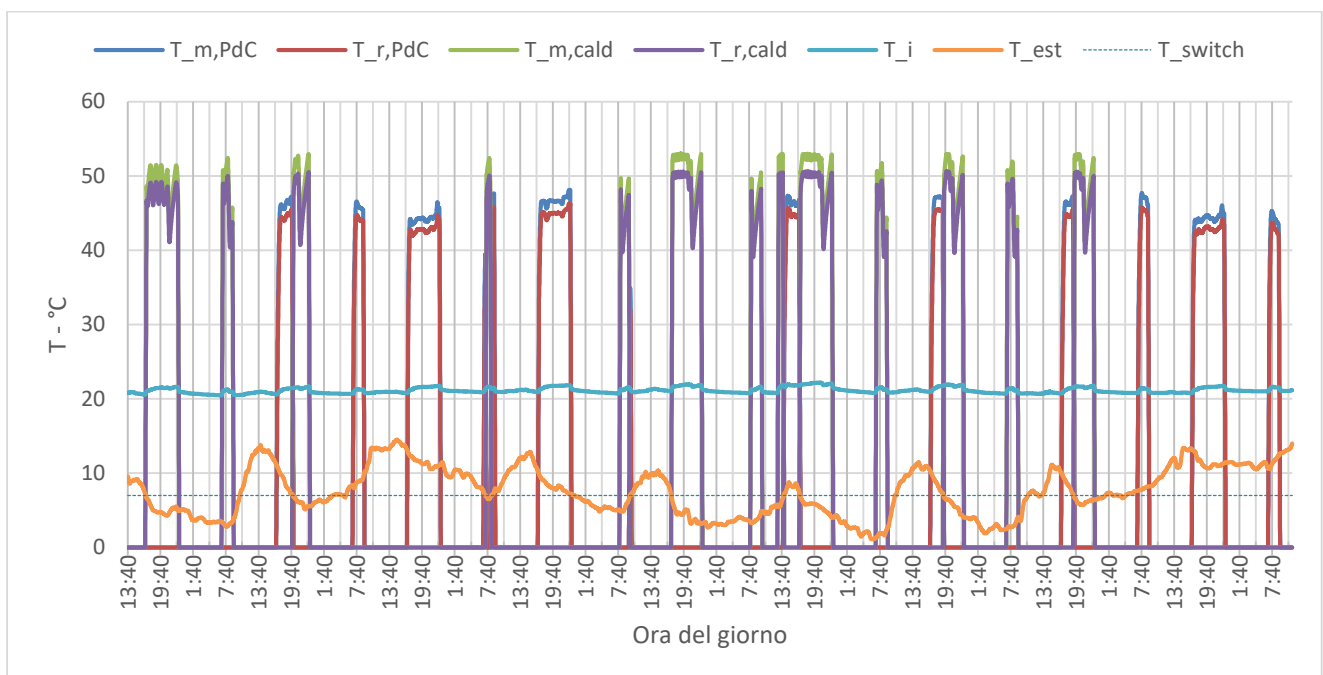


Figura 17. Andamenti di temperature nel periodo di monitoraggio completo per la prova PDC8.

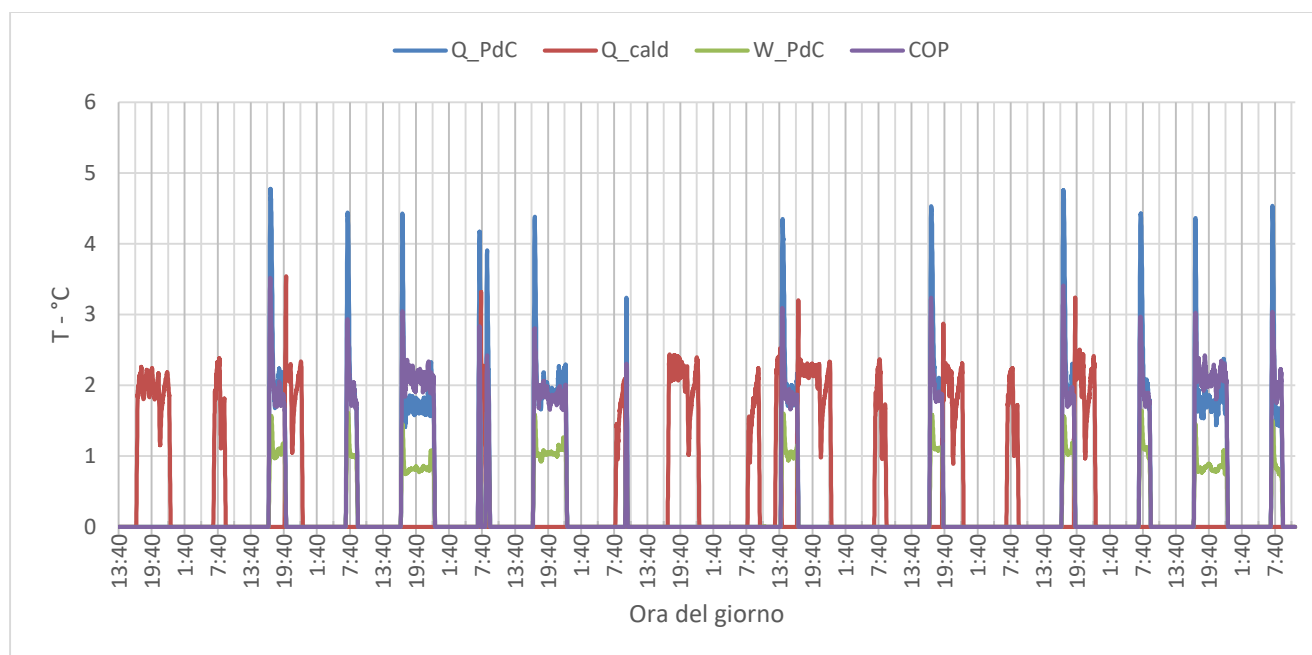


Figura 18. Andamenti della potenza fornita dalla pompa di calore e della caldaia e del COP nel periodo di monitoraggio completo per la prova PDC8.

Tabella 7. Risultati principali della prova invernale PDC8.

Parametro	Valore
$\frac{En_{th,PdC}}{En_{th,PdC} + En_{th,cald}}$	50 %
$\langle COP_{PdC} \rangle$	2.11
$\langle \eta_{cald} \rangle$	0.96
$\langle PER \rangle_{gl,nren}$	0.66
$\langle COP \rangle_{PdC,DC}$	3.58
$\langle \eta^{II} \rangle_{PdC}$	0.23
$\langle T_i \rangle_{OCC}$	21.2 °C
$\tau_{ON,T_i} / \tau_{ON,SYS}$	94 %
$\#_{ON,PdC}$	1.46 gg ⁻¹
$\langle \tau_{ON,PdC} \rangle$	2.74 h
$\#_{ON,cald}$	1.46 gg ⁻¹
$\langle \tau_{ON,cald} \rangle$	3.05 h
$\langle T_{est} \rangle_{PdC,ON}$	9.5 °C
$\langle T_{est} \rangle_{cald,ON}$	4.9 °C
$\langle T_m \rangle_{PdC,ON}$	44.4 °C
$\langle T_m \rangle_{cald,ON}$	49.3 °C
$\langle f_{PdC} \rangle$	33.62 Hz
$\langle Q_{PdC} \rangle$	2.19 kW
$\langle Q_{cald} \rangle$	1.99 kW
$\langle Q_{DC} \rangle$	5.52 kW

2.3.5 Modalità raffrescamento: temperatura di mandata fissa, terminali di emissione “fancoil” (“prova PDC10”)

In questa prova è stato testato il comportamento della pompa di calore in raffrescamento con terminali di emissione fancoil e temperatura di mandata fissa a 7 °C. Le prove sono state condotte in un periodo di 11 giorni, emulando il comportamento del caso studio “ufficio”. Secondo la logica descritta nel report della precedente annualità, il sistema di raffrescamento può essere acceso solo nei giorni feriali dalle 8 alle 19.

Per raggiungere carichi di raffrescamento coerenti con la taglia dalla pompa di calore in uso nell’apparato, si è ipotizzato che la macchina fosse utilizzata per un blocco di 3 uffici con le stesse caratteristiche. Il setpoint della temperatura di mandata per i fancoil è stato fissato a 7 °C. Tuttavia, come mostra la Figura 19, la temperatura di mandata effettiva risulta sempre più alta (valore medio pari a 11.3 °C): la pompa di calore, infatti, non riduce ulteriormente la temperatura di mandata a seguito di un controllo interno della macchina in esame, in quanto per la maggior parte del suo funzionamento la potenza termica erogata dai terminali comporta una frequenza di compressione ridotta a circa $\sim 30 - 35 \text{ Hz}$, vicini al minimo). In ogni caso, ciò è sufficiente a garantire una temperatura interna intorno al setpoint desiderato di 26 °C nelle ore di presenza di utenti. Si nota inoltre che, nelle prime ore della mattina, la temperatura interna tende ad aumentare a partire dalle 8, momento in cui gli utenti iniziano ad occupare e utilizzare gli uffici, ma la pompa di calore si accende solo quando viene superata la soglia della banda morta (27°C).

Il picco di temperatura iniziale è collegato al picco di potenza della macchina, necessario per abbassare la temperatura del fluido termovettore verso il valore di setpoint.

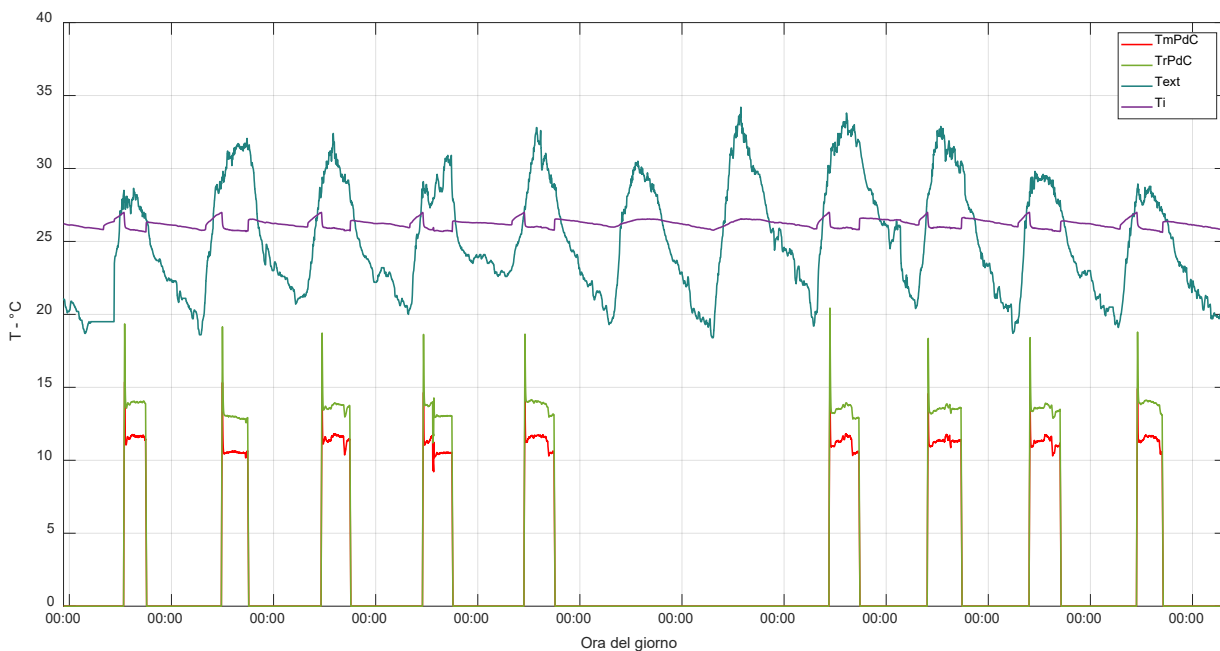
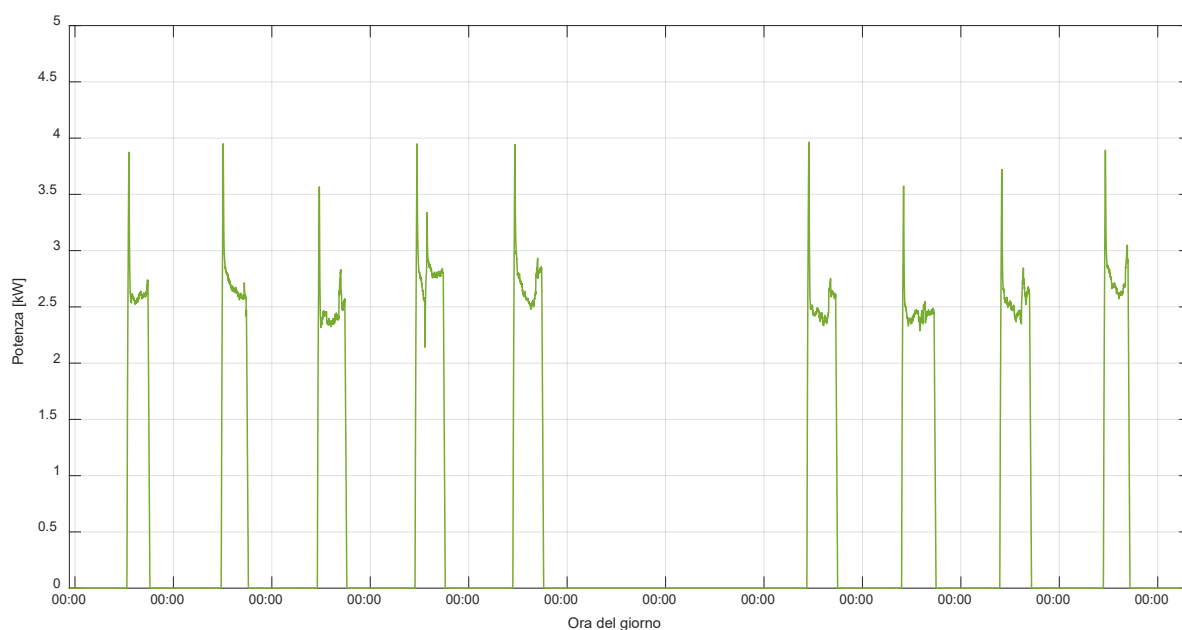
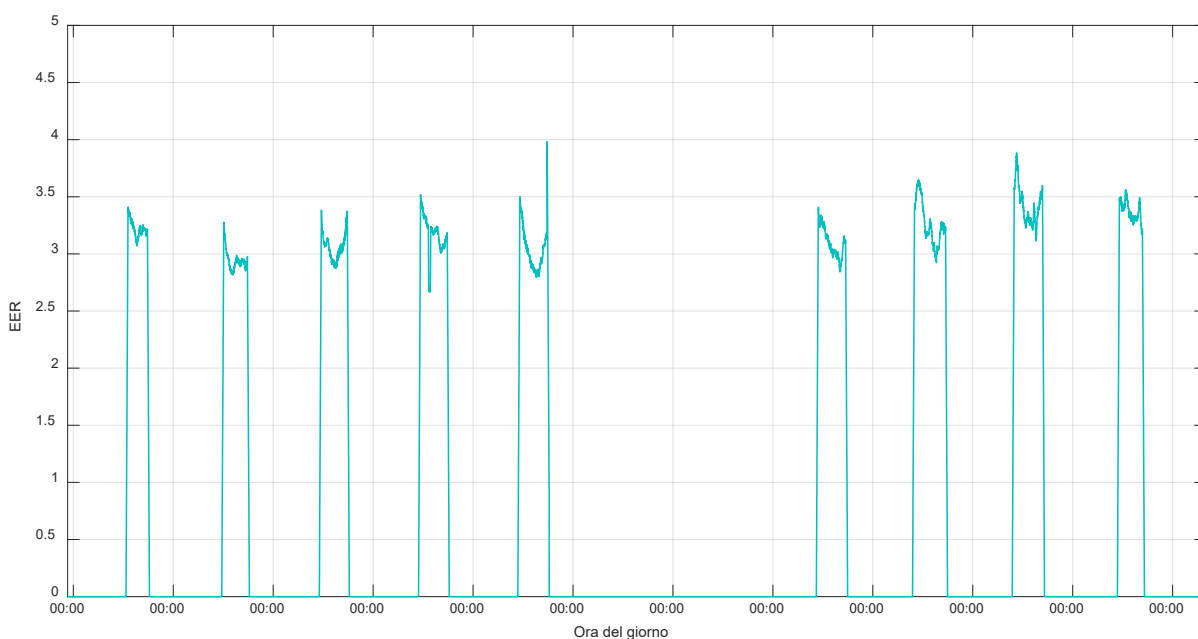


Figura 19. Estratto degli andamenti di temperature di mandata e ritorno, temperatura interna ed esterna nel periodo di monitoraggio completo per la prova PDC10.

In Figura 20 sono rappresentati i profili di potenza utile ed EER nel periodo di monitoraggio. In media, la potenza utile per raffrescamento è stata $\sim 2.7 \text{ kW}$, con un EER medio di ~ 3.2 .



(a)



(b)

Figura 20. Estratto degli andamenti della potenza utile per raffreddamento della pompa di calore (a) e di EER (b) nel periodo di monitoraggio completo per la prova PDC10.

Tabella 8. Risultati principali della prova invernale PDC10.

Parametro	Valore
$\langle EER \rangle_{PdC}$	3.15
$\langle PER \rangle_{gl,nren}$	1.62
$\langle EER \rangle_{PdC,DC}$	3.19
$\langle \eta^{II} \rangle_{PdC}$	0.20

$\langle T_i \rangle_{OCC}$	26.1
$\tau_{ON,T_i} / \tau_{ON,SYS}$	24 %
$\#_{ON,PdC}$	1 gg ⁻¹
$\langle \tau_{ON,PdC} \rangle$	6.0 h
$\langle T_{est} \rangle_{PdC,ON}$	29.8
$\langle T_m \rangle_{PdC,ON}$	11.3
$\langle f_{PdC} \rangle$	34 Hz
$\langle Q_{PdC} \rangle$	2.67 kW
$\langle Q_{DC} \rangle$	5.82 kW

2.3.6 Analisi del componente pompa di calore

Per quanto riguarda il generatore pompa di calore, le prove sperimentali sul sistema ibrido hanno evidenziato che, nel funzionamento in emulazione di edifici ad alta efficienza, la macchina lavora spesso in condizioni di forte parzializzazione, allontanandosi dai dati prestazionali forniti dal costruttore. In particolare, il COP risulta fortemente penalizzato nel momento in cui la macchina lavora in condizioni di ridotto output termico e temperature di mandata particolarmente elevate (terminali di emissione radiatori), mentre penalizzazioni minori si notano se i terminali di emissione sono pannelli radianti o fancoil, sia in riscaldamento che in raffrescamento.

Un altro risultato interessante delle prove sperimentali è che la pompa di calore tende a mantenere uno stato di parzializzazione, tramite inverter, ed evitare gli on-off, che potrebbero risultare dannosi per il compressore. Suddividendo i periodi di monitoraggio in sottoperiodi di un'ora, si nota quindi che la pompa di calore è mediamente: sempre accesa, sempre spenta, per più di 2/3 del tempo accesa, per più di 2/3 del tempo spenta. Non sono mai stati registrati periodi in cui la pompa di calore alterna più periodi di accensione e spegnimento nella stessa ora. Questo elemento è sottolineato dal valore della durata media del periodo di on, $\langle \tau_{ON,PdC} \rangle$, superiore ad un'ora, in tutti i test effettuati. Questa caratteristica operativa è ottenuta grazie alle caratteristiche di regolazione della macchina termica, ma anche attraverso un opportuno dimensionamento e controllo dei terminali di emissione (es. appropriata curva climatica), al fine di garantire una corretta interazione edificio – impianto.

Per quanto riguarda il servizio di produzione ACS, la presenza del serbatoio di accumulo, che deve essere mantenuto costantemente a temperatura di circa 50 °C, rappresenta un elemento di perdita del sistema che riduce notevolmente le prestazioni energetiche globali, sebbene il servizio sia erogato senza particolari criticità. In generale quindi, la produzione di ACS tramite sistema a pompa di calore più accumulo non sembra poter prescindere dall'adozione di tecnologie solari fotovoltaiche e termiche, in modo da aumentare l'energia rinnovabile impiegata per la produzione e il mantenimento in temperatura dell'accumulo.

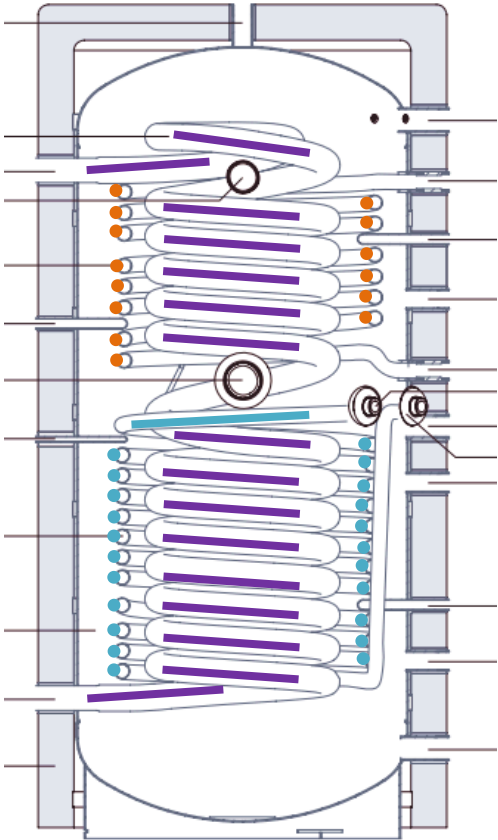
2.3.7 Analisi del componente accumulo termico

L'apparato sperimentale hardware-in-the-loop è costituito da due accumuli termici uguali, descritti nel report della precedente annualità. In Tabella 9 sono riportati i dati geometrici principali.

Le prove sperimentali effettuate hanno permesso di caratterizzare le prestazioni dinamiche del dispositivo di accumulo (sia caldo che freddo), attraverso i seguenti elementi:

- Valore del coefficiente di perdita, k_{boll} , del serbatoio;
- Valutazione del livello di stratificazione con e senza portata di bulk;
- Determinazione del coefficiente di scambio dei serpentine di utenza;
- Determinazione del coefficiente di scambio del serpentino sanitario.

Tabella 9. Caratteristiche geometriche del serbatoio e dei serpentini

Parametro	Valore	 ● Serpentino sanitario/ACS ● Serpentino di utenza
Capacità accumulo	520 l	
Altezza utile serbatoio (interno isolante)	1.90 m	
Diametro utile serbatoio (interno isolante)	0.63 m	
Altezza serbatoio (esterno isolante)	2.00 m	
Diametro serbatoio (esterno isolante)	0.81 m	
Contenuto acqua serpentino sanitario	23.6 litri	
Contenuto acqua serpentino utenza	12.8 litri	
Superficie di scambio serpentino sanitario	4.5 m ²	
Superficie di scambio serpentino utenza	2.1 m ²	
Altezza sezione di ingresso/uscita serbatoio caldo/freddo	1.76 m	
Altezza sezione di uscita/ingresso serbatoio caldo/freddo	0.18 m	
Altezza sezione di ingresso serpentino sanitario	0.49 m	
Altezza sezione di uscita serpentino sanitario	1.66 m	
Altezza sezione di ingresso serpentino utenza	1.00 m	
Altezza sezione di uscita serpentino utenza	0.35 m	

Determinazione del coefficiente di perdita k_{boll}

I dati sperimentali acquisiti hanno permesso la valutazione del valore efficace del coefficiente di perdita degli accumuli termici durante le condizioni-tipo di funzionamento del sistema ibrido. Il valore di k_{boll} , sebbene fornito in scheda tecnica dai costruttori, può cambiare notevolmente a seconda delle reali condizioni di installazione e operative del dispositivo di accumulo (es. dispersioni attraverso i raccordi idraulici metallici, dispersioni attraverso il pavimento, dispersioni a causa dell'instaurarsi di circolazione naturale dovute ai gradienti di temperatura nell'impianto).

Per la determinazione del valore efficace di k_{boll} , sono state analizzate due situazioni tipiche: la prima con presenza di portata di bulk e assenza di carico termico, in modo di valutare le prestazioni in presenza di un profilo uniforme di temperatura di acqua all'interno; la seconda condizione analizzata è stata quella tipica di un "evoluzione libera" del serbatoio, che corrisponde al raffreddamento spontaneo di un serbatoio "caldo" una volta raggiunta la temperatura di set point.

La prima situazione analizzata corrisponde ad un'alimentazione a circa 52 °C e una temperatura di set di TS_1 pari a 50 °C. La portata che attraversa l'accumulo è di circa 900 litri all'ora. Grazie al pompaggio di acqua attraverso il serbatoio, quest'ultimo presenta una temperatura pressoché uniforme (vedi Figura 21 e Figura 22). I valori di temperatura interna all'accumulo sono stati ottenuti attraverso l'interpolazione e l'estrapolazione lineare dei valori sperimentali nei quattro punti di misura disponibili alle seguenti altezze da terra: TS_1 1.31 m, TS_2 1.01 m; TS_3 0.40 m, TS_4 0.35 m, oltre alle misure nelle sezioni di ingresso e

uscita. Il valore del coefficiente di perdita, k_{boll} , è determinato principalmente dalla resistenza termica conduttiva dell'isolante dell'accumulo. Per questo motivo non si è ritenuto significativo introdurre una dipendenza dalla temperatura. Essendo trascurabile il valore di variazione dell'energia termica interna, k_{boll} è stato valutato a partire dal salto di entalpia tra le sezioni di ingresso e di uscita dall'accumulo durante la prova.

$$\langle \dot{Q}_{blk,losses} \rangle = \frac{1}{\tau} \int_{\tau} \dot{m} c_w (T_{bulk,in} - T_{bulk,out}) d\tau$$

$$k_{boll} = \frac{\langle \dot{Q}_{blk,losses} \rangle \tau}{\int_{\tau} \langle T_{bulk} \rangle - T_{amb} d\tau}$$

L'analisi sperimentale ha rilevato un valore efficace di k_{boll} pari a 8 W/K.

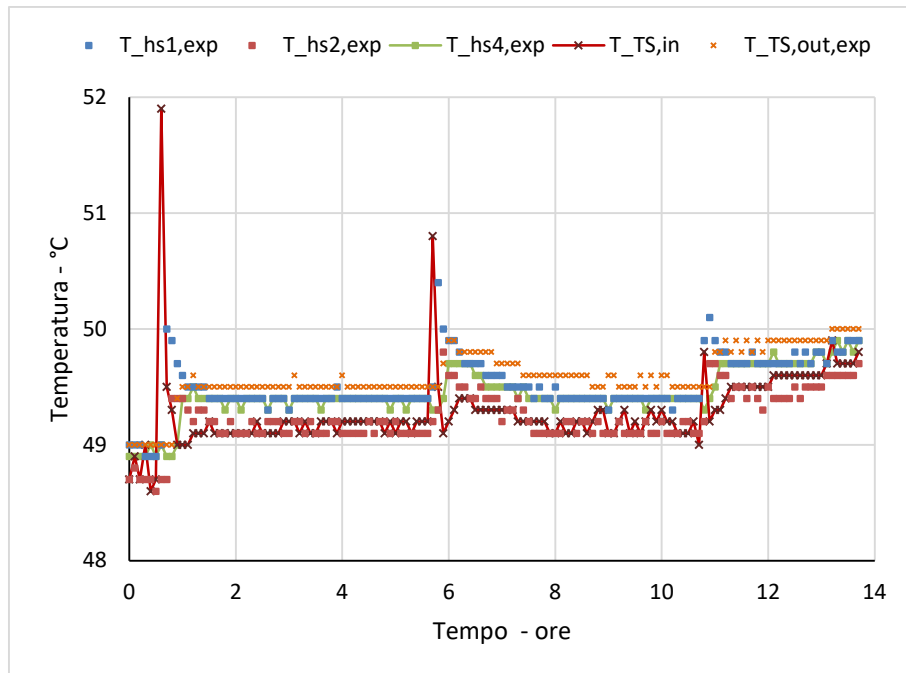


Figura 21. Evoluzione e stratificazione di temperatura nel serbatoio in presenza di portata di accumulo ($\dot{m}_{blk} > 0$).

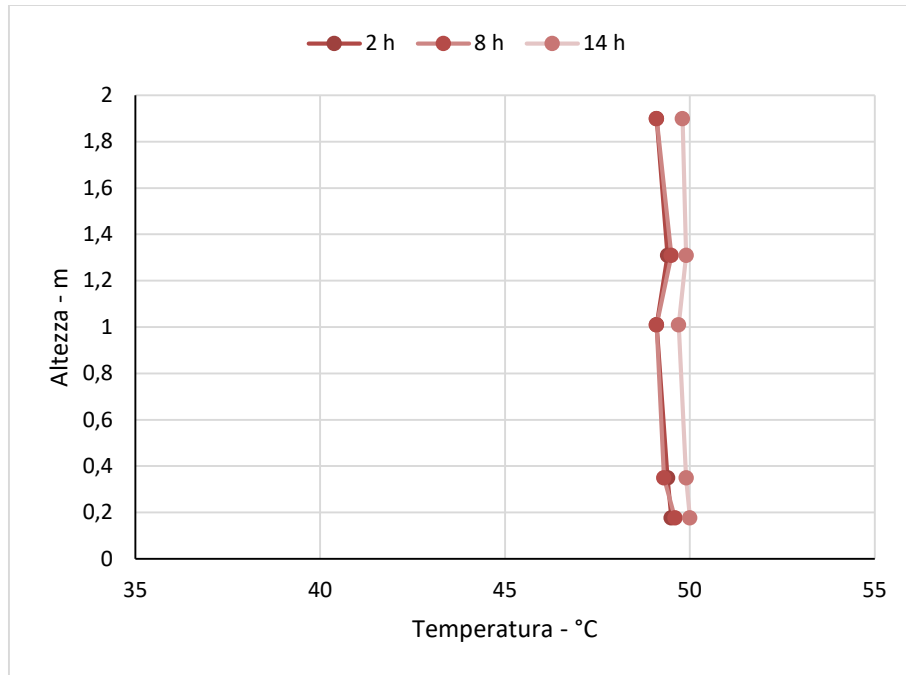


Figura 22. Evoluzione della stratificazione di temperatura nel serbatoio in presenza di portata di accumulo ($\dot{m}_{blk} > 0$).

La durata della seconda prova è stata di 16 ore, come mostrato in Figura 23. La stessa figura riporta l'evoluzione di temperatura nei quattro punti di misura di temperatura, evidenziando la stratificazione che viene sempre mantenuta all'interno del serbatoio anche per medi-lunghi periodi di inattività (ore – giorni).

Il valore di k_{boll} è stato valutato a partire dall'energia “persa” dall'accumulo durante la prova, corrispondente alla variazione dell'energia interna dello stesso.

$$\langle \dot{Q}_{blk,loss} \rangle = \rho V_{blk} c \frac{\langle T_{bulk} \rangle_{\tau} - \langle T_{bulk} \rangle_0}{\tau}$$

$$k_{boll} = \frac{\langle \dot{Q}_{blk,loss} \rangle \tau}{\int_{\tau} \langle T_{bulk} \rangle - T_{amb} d\tau}$$

Dove la $\langle T_{bulk} \rangle$ è stata valutata come media integrale lungo l'altezza del serbatoio del profilo di temperatura dell'acqua. L'evoluzione delle temperature è mostrata nella Figura 23 e Figura 24.

La procedura sperimentale ha rilevato un valore di k_{boll} pari a 6 W/K, superiore a quello nominale di scheda tecnica (1.5 W/K). Vista la coerenza dei due risultati sperimentali, è stato scelto un valore medio di 7 W/K.

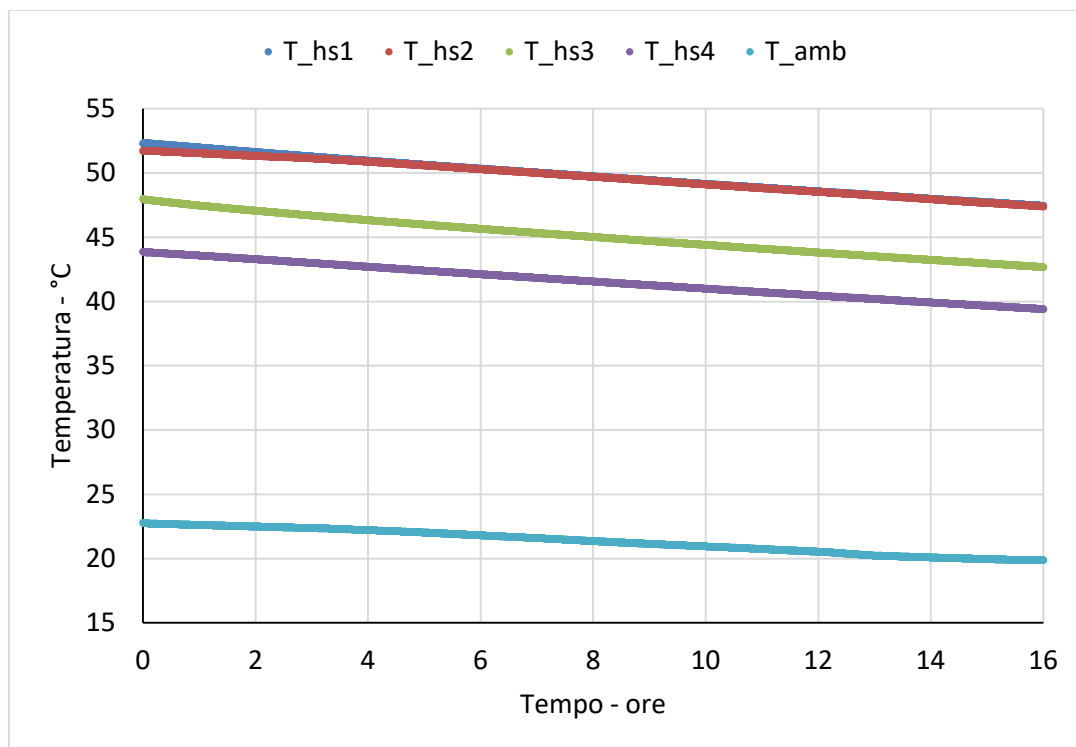


Figura 23. Evoluzione e stratificazione di temperatura nel serbatoio in "evoluzione libera".

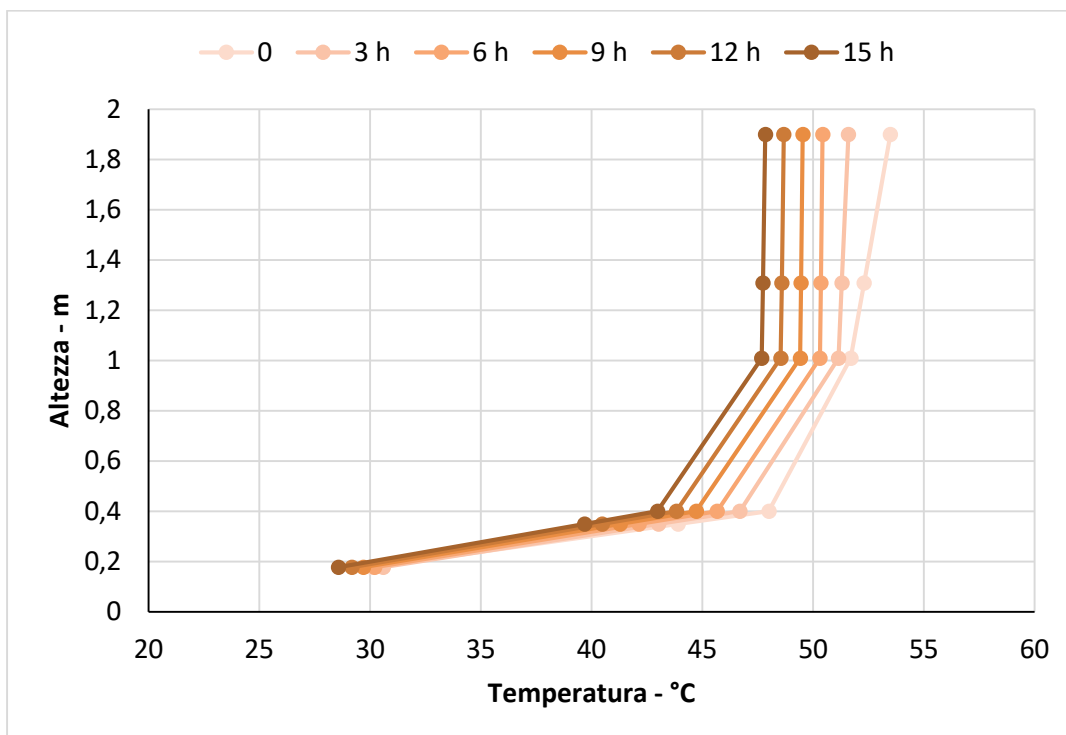


Figura 24. Evoluzione della stratificazione di temperatura nel serbatoio in "evoluzione libera".

Valutazione del livello di stratificazione con e senza portata di bulk

Il test descritto nel paragrafo precedente ha evidenziato come la temperatura nel serbatoio assume un profilo stratificato, con i maggiori gradienti concentrati nella parte inferiore del serbatoio; la parte superiore si mantiene ad una temperatura più uniforme (confronta Figura 22 e Figura 24). La differenza di temperatura tra la parte bassa e quella superiore può arrivare anche a 10 – 15 K. Il modello che sarà

utilizzato sarà dunque a multinodo, in modo da valutare gli effetti della distribuzione di temperatura nei confronti dello scambio termico dei serpentine.

Determinazione del coefficiente di scambio dei serpentine di utenza

I serpentine di utenza nel serbatoio hanno caratteristiche costruttive simili in termini di diametro, materiale (acciaio) e assenza di corrugazione. La differenza riguarda la posizione e la lunghezza degli stessi, ma entrambi presentano simili valori di coefficiente globale di scambio U . La determinazione di quest'ultimo è stata effettuata tramite la raccolta dati durante le prove sperimentali del sistema ibrido in cui sono stati utilizzati i serpentine (es. prova PDC7 in cui l'accumulo e il serpentino di utenza fungevano da emulatori di caldaia).

Il valore del coefficiente di scambio è stato valutato attraverso l'espressione:

$$\dot{Q}_{ut} = \dot{m}_{ut} c_w (T_{ut,in} - T_{ut,out}) = (UA)_{ut} \Delta T_{avg} \rightarrow U_{ut} = \frac{\dot{Q}_{ut}}{A_{ut} \Delta T_{avg}} \quad \left[\frac{W}{m^2 K} \right]$$

dove la potenza termica $\dot{Q}_{ut}$ è stata valutata attraverso la variazione di entalpia tra le sezioni di ingresso e di uscita del serpentino, l'area di scambio, A_{ut} , è fornita dalla scheda tecnica dell'accumulo, ΔT_{avg} è il salto di temperatura medio logaritmico tra la temperatura dell'acqua circolante nel serpentino e l'acqua nel serbatoio di accumulo all'altezza delle sezioni di ingresso e di uscita del serpentino considerato. Il profilo di temperatura interna all'accumulo è stato ottenuto attraverso l'interpolazione e l'estrapolazione lineare dei valori sperimentali nei quattro punti di misura disponibili.

I risultati sperimentali sono stati suddivisi tra condizioni di funzionamento a portata di bulk nulla, $\dot{m}_{blk} = 0$, e con portata di bulk, $\dot{m}_{blk} > 0$, pari a circa 900 litri all'ora. Il valore di U_{ut} è stato correlato in funzione della differenza media di temperatura ΔT_{avg} e della presenza di portata $\dot{m}_{blk}$ (vedi Figura 25 e Figura 26). Si nota come la presenza di una seppur limitata velocità del fluido all'interno dell'accumulo (circa 5 cm al minuto), riesca ad annullare quasi completamente l'effetto del salto di temperatura sul valore di U_{ut} .

$$U_{ut} = \begin{cases} 157.8 * \Delta T_{avg}^{0.32}, & \dot{m}_{blk} = 0 \\ 343.4 * \Delta T_{avg}^{0.04}, & \dot{m}_{blk} > 0 \end{cases}$$

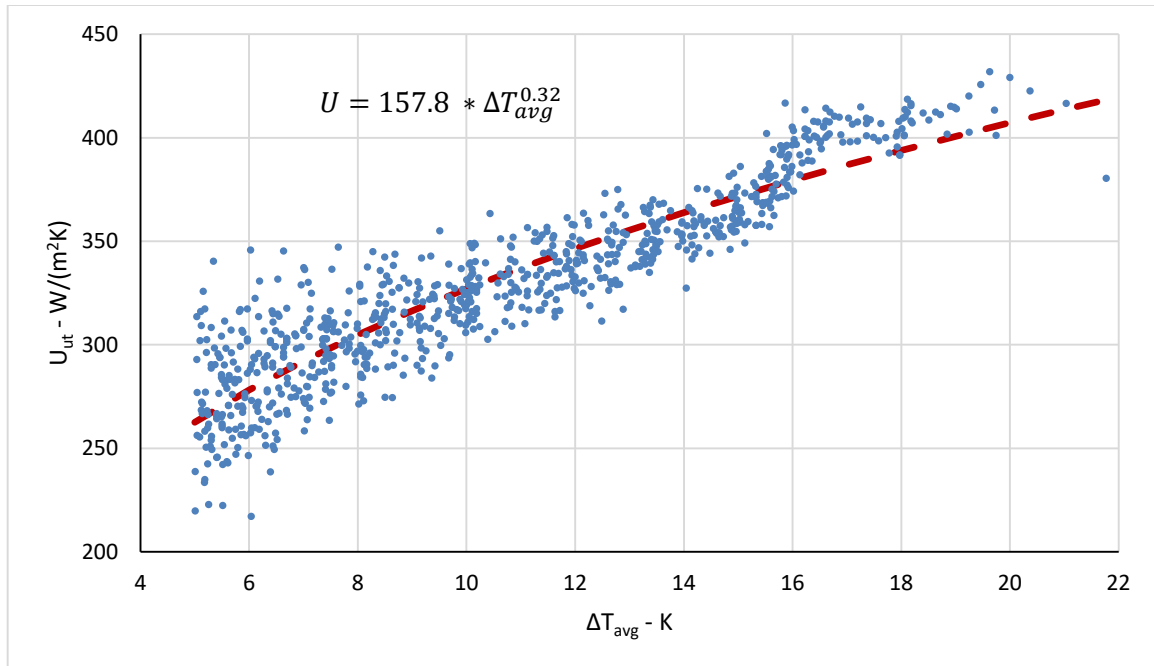


Figura 25. Correlazione per la determinazione del coefficiente di scambio termico del serpentino di utenza nel caso di portata di accumulo nulla ($\dot{m}_{blk} = 0$).

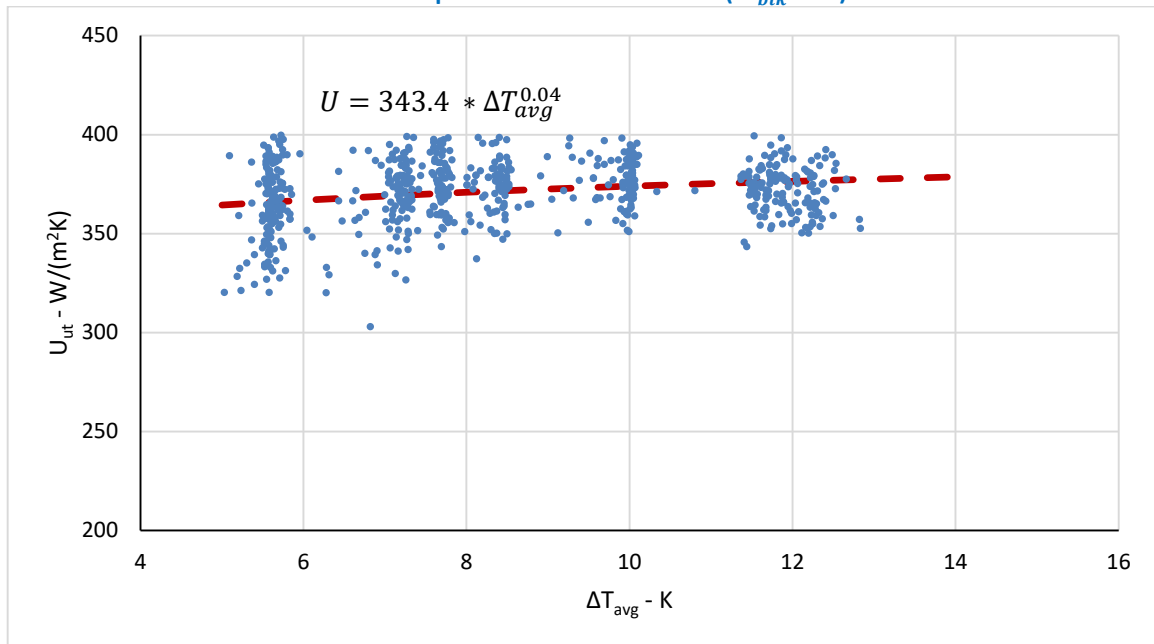


Figura 26. Correlazione per la determinazione del coefficiente di scambio termico del serpentino di utenza nel caso di portata di accumulo non nulla ($\dot{m}_{blk} > 0$).

Determinazione del coefficiente di scambio del serpentino di ACS

A differenza dei serpentini di utenza, il serpentino di ACS si estende per tutta l'altezza dell'accumulo, presenta un diametro maggiore, materiale meno conduttivo (acciaio Inox) e presenta corrugazione interna ed esterna. La determinazione del coefficiente di scambio U_{ACS} è stata effettuata tramite l'analisi dei dati raccolti durante le prove sperimentali del sistema ibrido in cui sono stati utilizzati i serpentini (es. prova PDC7). Il valore del coefficiente di scambio è stato valutato attraverso l'espressione:

$$\dot{Q}_{ACS} = \dot{m}_{ACS} c_w (T_{ACS,in} - T_{ACS,out}) = (UA)_{ACS} \Delta T_{avg} \rightarrow U_{ACS} = \frac{\dot{Q}_{ACS}}{A_{ACS} \Delta T_{avg}} \left[\frac{W}{m^2 K} \right]$$

dove la potenza termica $\dot{Q}_{ACS}$ è stata valutata attraverso la variazione di entalpia tra le sezioni di ingresso e di uscita del serpentino, l'area di scambio, A_{ACS} , è fornita dalla scheda tecnica dell'accumulo, ΔT_{avg} è il salto di temperatura medio logaritmico tra la temperatura dell'acqua circolante nel serpentino e l'acqua nel serbatoio di accumulo all'altezza delle sezioni di ingresso e di uscita del serpentino considerato. Il profilo di temperatura interna all'accumulo è stato ottenuto attraverso l'interpolazione e l'estrapolazione lineare dei valori sperimentali nei quattro punti di misura disponibili.

L'analisi sperimentale ha rilevato delle prestazioni di scambio termico diverse a seconda della differenza media di temperatura tra il fluido nell'accumulo e nel serpentino, ma anche di un effetto collegato all'eventuale presenza di portata all'interno del serbatoio principale, $\dot{m}_{blk}$. Le correlazioni ricavate dalle prove sperimentali per il calcolo del coefficiente di scambio globale U_{ACS} , sono le seguenti:

$$U(\Delta T_{avg}) = \begin{cases} 116.4 * \Delta T_{avg}^{0.51}, & \Delta T_{avg} < 9 \\ 284.0 * \Delta T_{avg}^{0.11}, & \Delta T_{avg} \geq 9 \end{cases}, \quad \dot{m}_{blk} = 0$$

$$51.0 * \Delta T_{avg}^{0.82}, \quad \dot{m}_{blk} > 0$$

La Figura 27 e la Figura 28 mostrano il confronto tra i dati sperimentali e le correlazioni individuate.

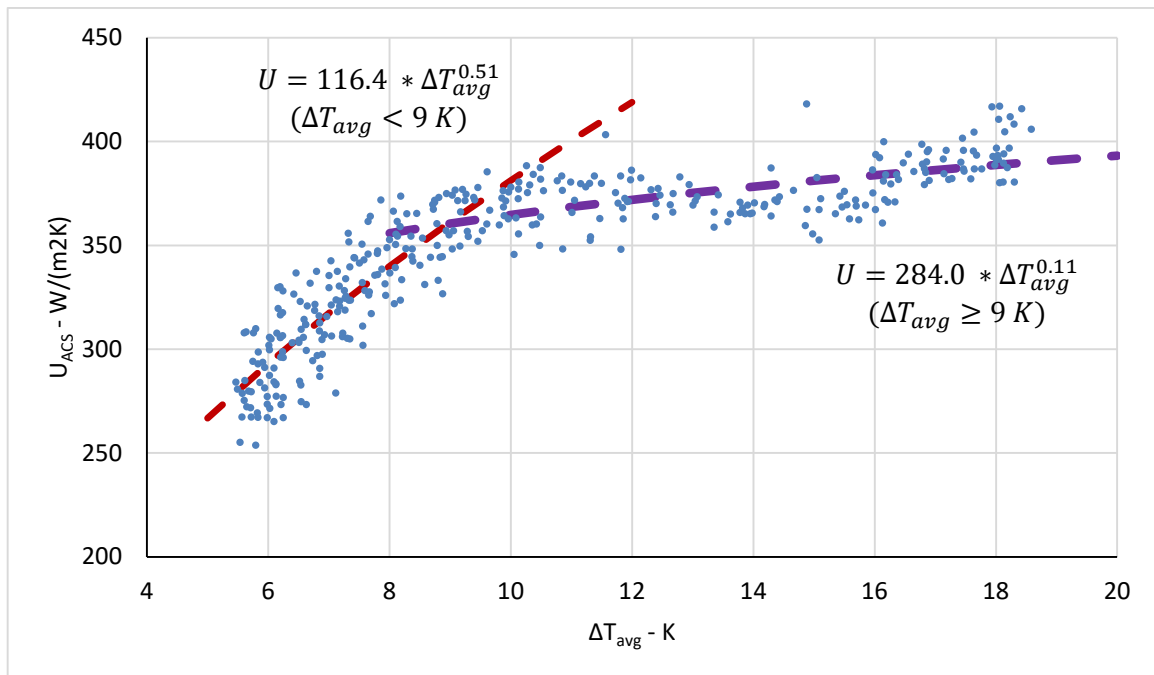


Figura 27. Correlazione per la determinazione del coefficiente di scambio termico del serpentino sanitario nel caso di portata di accumulo nulla ($\dot{m}_{blk} = 0$).

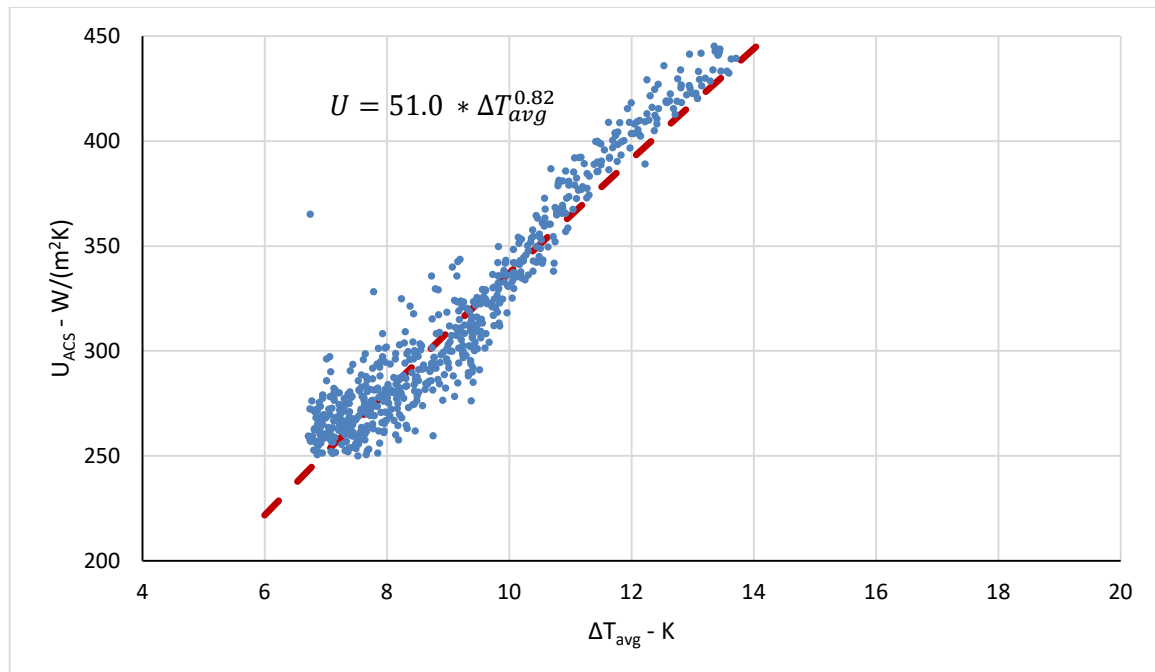


Figura 28. Correlazione per la determinazione del coefficiente di scambio termico del serpentino sanitario nel caso di portata di accumulo non nulla ($\dot{m}_{blk} > 0$).

Risultati complessivi dell'analisi sperimentale sui dispositivi di accumulo termico

La campagna di prove relative ai dispositivi di accumulo termico ha permesso di valutare i valori e le correlazioni sperimentali dei principali parametri: il coefficiente globale di perdita, k_{boll} , il coefficiente globale di scambio termico dei serpentini di utenza, U_{ut} , il coefficiente globale di scambio termico del serpentino sanitario, U_{ACS} . Inoltre, l'analisi dei profili di stratificazione ha evidenziato l'impossibilità di effettuare valutazioni a parametri concentrati, soprattutto nei momenti in cui il serbatoio non è alimentato tramite una portata di bulk, e si verifica quindi una significativa stratificazione della temperatura.

2.3.8 Analisi del componente sistema fotovoltaico

L'architettura della parte elettrica dell'apparato hardware-in-the-loop è descritta nel report della precedente annualità. I componenti principali sono riportati in Figura 58. L'analisi dei dati ricavati dalle prove sperimentali del sistema ibrido è stata finalizzata alla determinazione dei valori o delle correlazioni per il calcolo dei rendimenti dei componenti principali:

- Pannelli fotovoltaici;
- Controllore MPPT – Maximum Power Point Tracking;
- Efficienza del dispositivo inverter/charger;
- Efficienza di carica e scarica degli accumulatori elettrochimici.

Per quanto riguarda l'apparato fotovoltaico, questo è costituito da 8 pannelli in silicio monocristallino, di circa 1.5 m² ognuno. La potenza nominale è di 2 kWp. L'obiettivo delle prove sperimentali sull'apparato fotovoltaico è stato quello di verificare le prestazioni dei moduli sulla base della radiazione solare incidente, e le prestazioni del sistema MPPT che consente di ottimizzare la potenza elettrica prodotta, individuando il punto ottimale di funzionamento sulla curva tensione-corrente del modulo.

Sono state analizzate diverse condizioni di radiazione solare incidente e temperatura esterna, monitorando la produzione in uscita dai moduli ($\dot{W}_{PV}$) e in uscita dal sistema MPPT ($\dot{W}_{MPPT}$). Un esempio di dati acquisiti su due giorni consecutivi di settembre è riportato in Figura 29, con timestep di acquisizione un minuto.

Dall'analisi dell'esempio riportato si nota che l'efficienza del sistema MPPT è molto alta, tanto che le due curve $\dot{W}_{PV}$ e $\dot{W}_{MPPT}$ sono quasi coincidenti. Si nota inoltre il comportamento del sistema MPPT che, variando le condizioni di funzionamento tensione-corrente, varia la potenza in uscita dal sistema: la variabile $\dot{W}_{MPPT}$ infatti appare in figura più "disturbata" rispetto ai valori di irradianza solare, in quanto il controllore effettua periodicamente un tentativo di individuazione del punto ottimale di funzionamento al variare dell'intensità I_{sol} .

Si segnala, infine, che la variazione di potenza in uscita dal sistema nelle prime ore del giorno e nelle ore serali (si veda ad esempio il cerchio azzurro in evidenza in Figura 29), non è correlata ad un'analogia variazione a gradino sull'irradianza solare, ma è dovuta ad effetti di ombreggiamento dovuti al posizionamento reale dei moduli. I pannelli si trovano infatti sul tetto del laboratorio hardware-in-the-loop, che essendo però ad un'altezza di circa 4 m, viene messo in ombra dagli edifici adiacenti più alti, tra cui anche quello dove si trova la centralina.

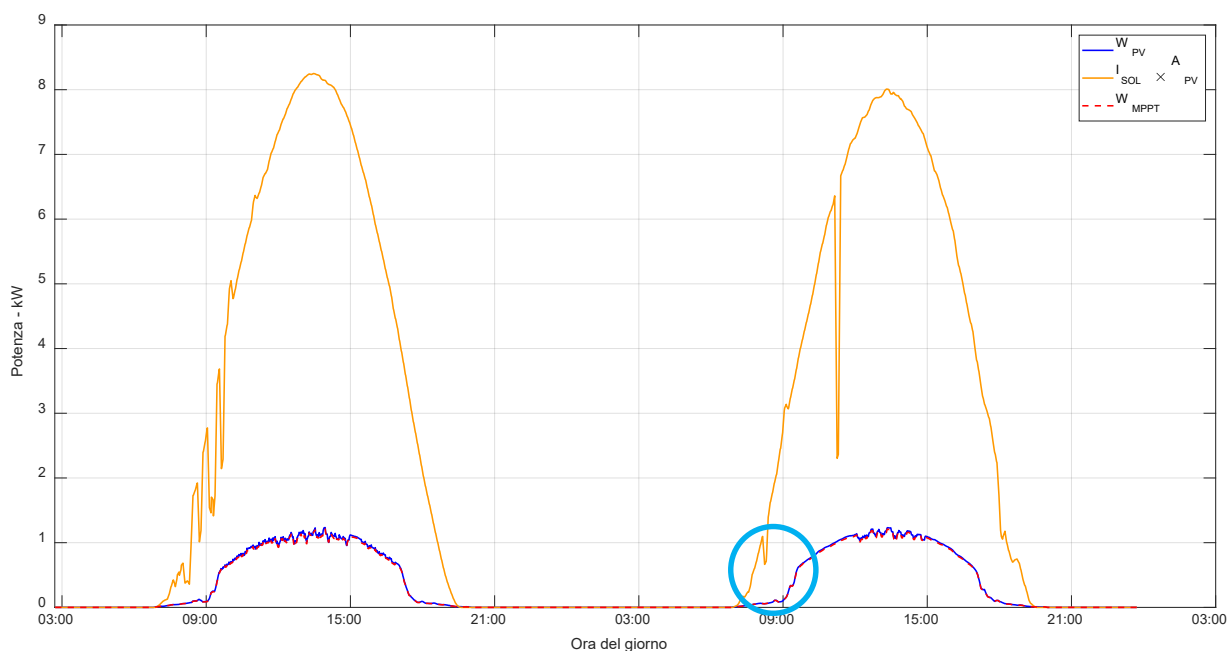


Figura 29. Esempio di dati acquisiti dai moduli fotovoltaici in due giorni di monitoraggio.

I valori sperimentali del rendimento del pannello e del controllore MPPT sono riportati rispettivamente in Figura 59 e Figura 60.

2.3.9 Analisi del componente inverter/charger

Il dispositivo inverter/charger permette il controllo del flusso di potenza e la conversione da AC a DC e viceversa, fino ad un limite di 5 kVA. Le prove effettuate sul dispositivo sono servite a verificare l'efficienza nelle sue due modalità di funzionamento:

- Modalità "inverter", in cui una potenza in corrente continua (proveniente ad esempio da fotovoltaico o batteria) in ingresso viene trasformata in una potenza in corrente alternata (utilizzabile dai carichi o cedibile alla rete);
- Modalità "charger", in cui una potenza in corrente alternata (proveniente tipicamente dalla rete) in ingresso viene trasformata in una potenza in corrente continua (per caricare le batterie).

Le due modalità di funzionamento sono state analizzate separatamente, verificando se la potenza "trasformata" dall'inverter fosse collegata alla sua efficienza. A titolo esemplificativo, in Figura 30 e Figura 31 sono riportati due diversi eventi monitorati, in cui la potenza media elaborata dall'inverter è stata, rispettivamente, 430 W e 1650 W. L'efficienza in modalità "inverter" è dipendente dalla potenza elettrica che attraversa il dispositivo ed è rappresentata in Figura 62. In generale, il dispositivo presenta dei valori di

efficienza di circa il 90 % per potenze superiori a 1 kW; per potenze inferiori il rendimento decresce fino ad un valore nullo (corrispondente ai consumi a carico nullo).

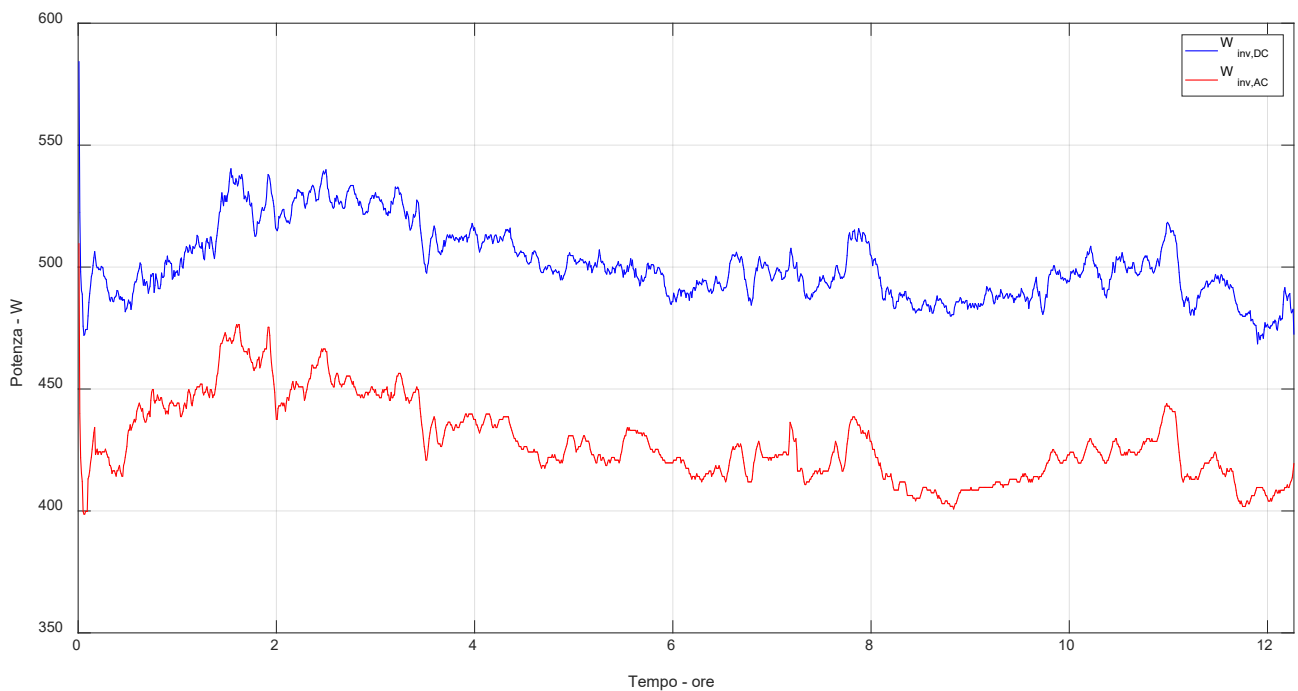


Figura 30. Esempio di dati acquisiti durante il funzionamento "inverter", potenza elaborata media 430 W. Tempo di acquisizione 30 secondi.

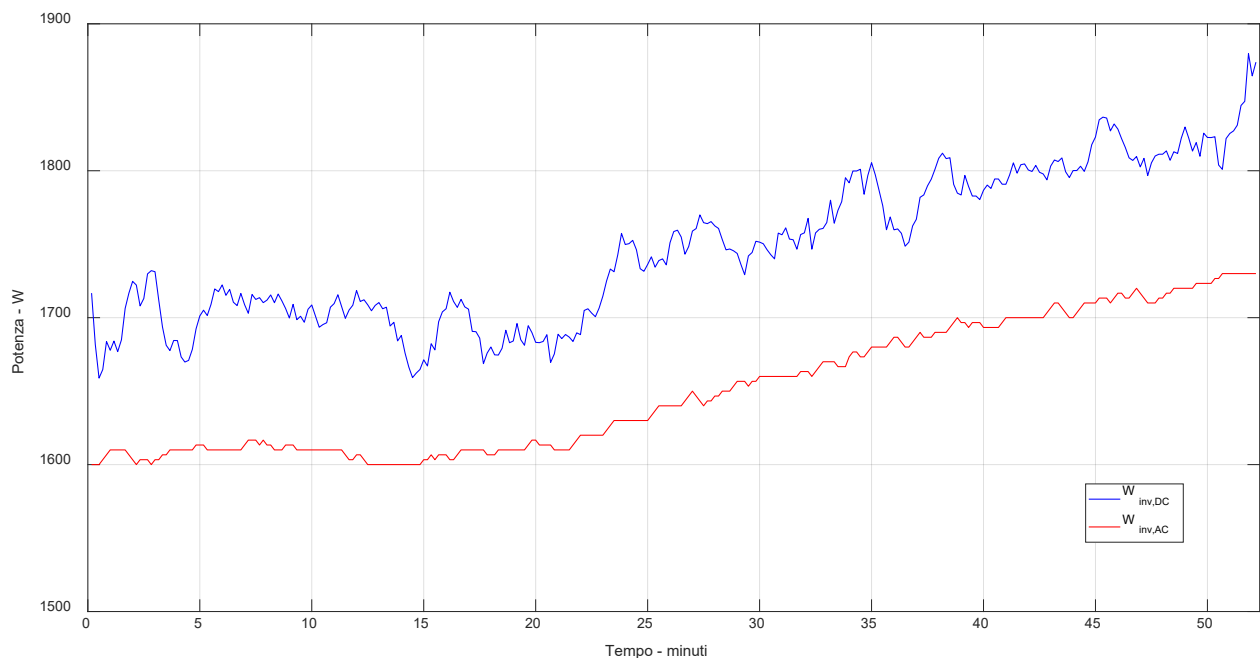


Figura 31. Esempio di dati acquisiti durante il funzionamento "inverter", potenza elaborata media 1650 W. Tempo di acquisizione 10 secondi.

Figura 32. In questo caso si è utilizzato un prelievo dalla rete di potenza media 1350 W per caricare le batterie. Anche l'efficienza in modalità "charger" è dipendente dalla potenza elettrica che attraversa il dispositivo ed è rappresentata in Figura 64. In generale, il dispositivo presenta dei valori di efficienza di circa il 90 % per potenze superiori a 1 kW; per potenze inferiori il rendimento decresce fino ad un valore nullo.

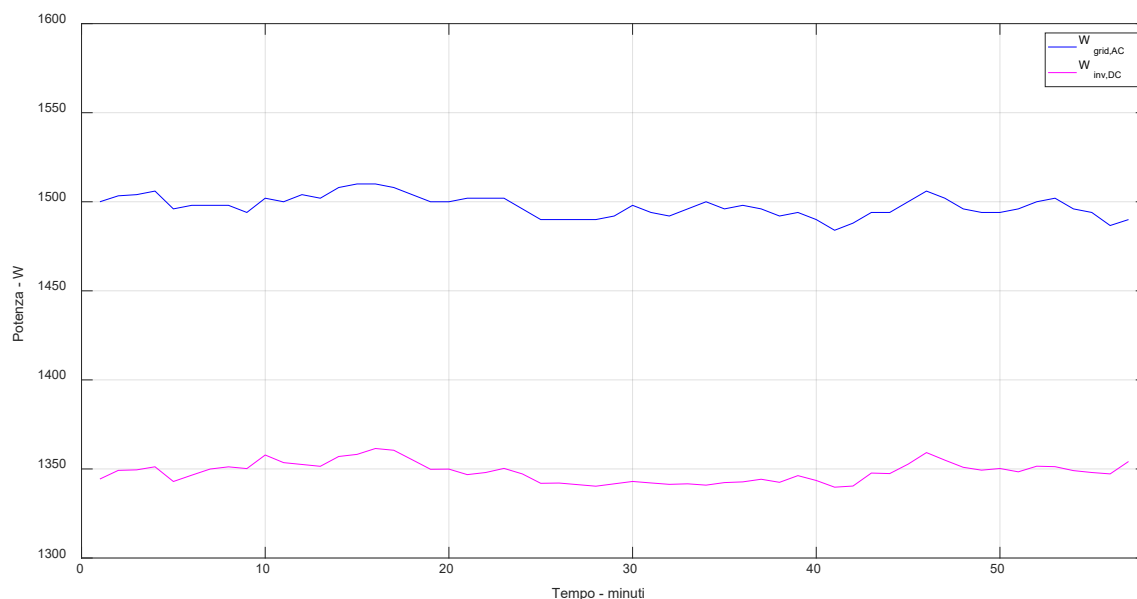


Figura 32. Esempio di dati acquisiti durante il funzionamento “charger”, potenza elaborata media 1350 W. Tempo di acquisizione 1 minuto.

2.3.10 Analisi del componente accumulo elettrochimico

I dati sperimentali riguardanti le batterie sono state effettuate per verificare l'efficienza di carica e di scarica e l'eventuale dipendenza dalla potenza immessa. Le batterie a disposizione sono di tipo LiFePO_4 per un totale di 16.4 kWh e, secondo le indicazioni da scheda tecnica, per preservarne la vita utile è previsto che lo stato di carica (SOC) si mantenga all'interno del range 60-95%. Nel seguito sono riportate due prove effettuate sulle batterie, una di carica diretta da fotovoltaico (Figura 33) e una di scarica su resistenza elettrica dimmerabile, emulante i carichi elettrici di un caso studio (Figura 34). I dati acquisiti sono stati, in entrambi i casi, il valore di SOC e la potenza in ingresso/uscita alle batterie ogni 30 secondi. L'aumento/la diminuzione di SOC è in entrambi i casi molto regolare nel tempo. Dai dati di scheda tecnica delle batterie si legge inoltre un valore di autoscarica del 3% al mese, in linea con i dati di letteratura [6].

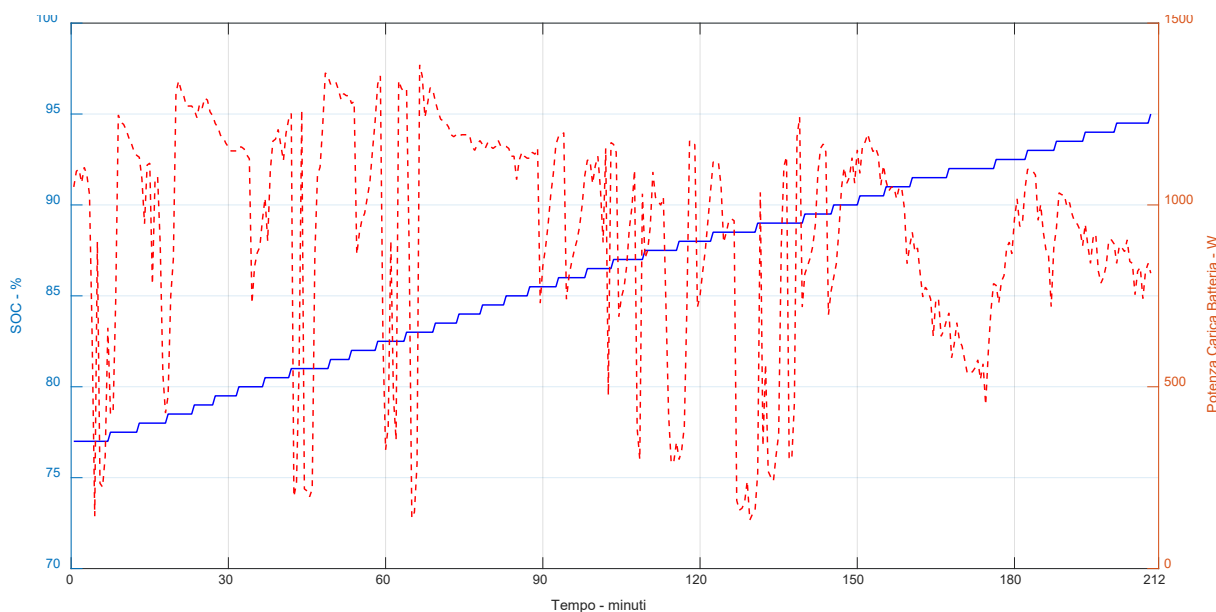


Figura 33. Esempio di dati acquisiti durante una carica delle batterie da fotovoltaico. Tempo di acquisizione 30 secondi.

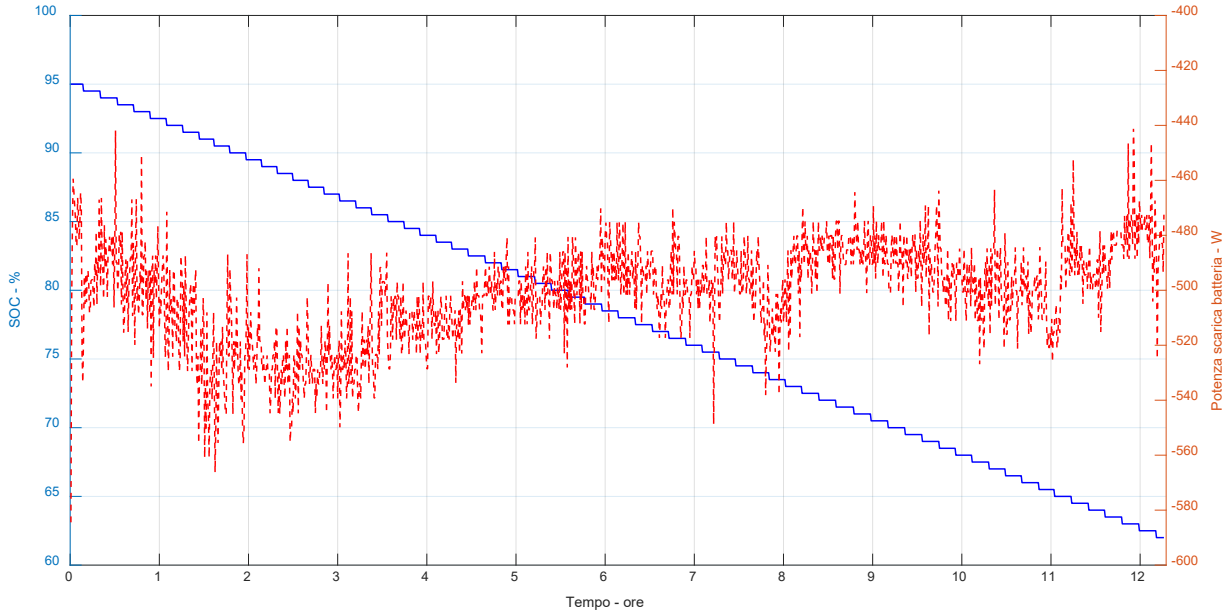


Figura 34. Esempio di dati acquisiti durante una scarica delle batterie su resistenza dimmerabile. Tempo di acquisizione 30 secondi.

Il valore del rendimento di carica, η_{car} , è valutabile tramite lo scostamento tra l'incremento dell'energia accumulata e l'integrale della potenza elettrica ai capi della batteria:

$$E_{nom,batterie} [SOC(\tau) - SOC(0)] = \eta_{car} \int_{\tau} \dot{W}_{in} d\tau$$

Dove SOC è lo stato di carica delle batterie (all'inizio, tempo 0, e alla fine della prova, tempo τ), $\dot{W}_{in}$ è la potenza elettrica in ingresso alle batterie, e $E_{tot,batterie} = 16.4 \text{ kWh}$ è la capacità nominale delle batterie. Analogamente, il rendimento di scarica, η_{scar} , si definisce come:

$$E_{tot,batterie} [SOC(t) - SOC(t-1)] = - \frac{\int_{\tau} \dot{W}_{out} d\tau}{\eta_{scar}}$$

Dove $\dot{W}_{out}$ è il modulo della potenza elettrica in uscita alle batterie.

Per entrambi i valori di η_{car} e η_{scar} , le prove sperimentali hanno fornito dei valori coerenti con quelli riportati in scheda tecnica e in letteratura [7], tra 0.9 – 0.95.

3 Modelli

Nel seguito sono riportati i modelli creati sulla base dei dati sperimentali acquisiti. Questi modelli sono stati utilizzati per le simulazioni annuali complete dei casi studio riportati nel paragrafo 4, per poter confrontare le logiche di controllo implementate. Non sarebbe stato possibile, infatti, confrontare direttamente i risultati ottenuti dai vari eventi emulati durante la campagna sperimentale con il clima reale, in quanto potevano risultare non coerenti a causa della variabilità del clima stesso, non avendo a disposizione una camera climatica. Ad esempio, se una logica “tradizionale” sul sistema ibrido pompa di calore-caldaia fosse stata emulata in una settimana con un clima più mite e una logica più “avanzata” fosse stata invece emulata nella settimana successiva, caratterizzata però da un clima più rigido, a causa della grande influenza del clima esterno sulle prestazioni della pompa di calore e sulla dinamica dell’edificio, i risultati ottenuti avrebbero potuto evidenziare un comportamento migliore della strategia di controllo “tradizionale”. Tramite simulazioni annuali basate su modelli calibrati su dati sperimentali, questa criticità è stata risolta.

3.1 Modello della pompa di calore

Con i dati acquisiti dalla pompa di calore si è creato un modello della pompa di calore basato sul calcolo del rendimento di secondo principio, η_{PdC}^{II} , da cui poi calcolare l’effettivo coefficiente di prestazione. Il modello permette di calcolare le prestazioni medie orarie del generatore e si basa sui seguenti dati mediati (o valutati) nell’ora considerata:

- temperatura esterna, $T_{est,PdC}$
- temperatura di mandata, $T_{m,PdC}$;
- temperatura di ritorno, $T_{r,PdC}$;
- portata del fluido termovettore; $\dot{m}_{PdC}$
- percentuale di tempo di funzionamento della pompa di calore nell’ora considerata, $\%_{ON,PdC}$;
- dati nominali (da scheda tecnica secondo UNI EN 14511-2:2018 [8]) di potenza utile, $\dot{Q}_{PdC,DC}$, e potenza elettrica assorbita $\dot{W}_{PdC,DC}$ a diverse temperature delle sorgenti.

Uno schema semplificato dei sensori utilizzati per questo modello è riportato in Figura 35.

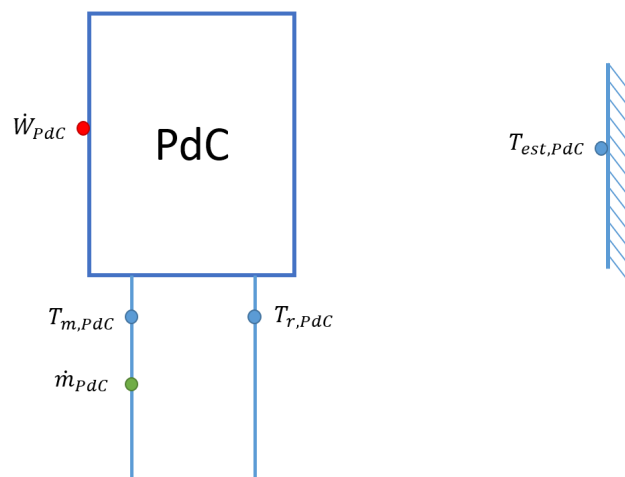


Figura 35. Schema semplificato di posizionamento dei sensori sull’apparato sperimentale, per il modello pompa di calore.

Il valore del rendimento di secondo principio, η_{PdC}^{II} , sia in modalità di funzionamento “pompa di calore”, sia in modalità “macchina frigorifera”, è espresso come funzione polinomiale di tre parametri adimensionali:

- *fattore di potenza*, definito come il rapporto tra l'energia effettivamente erogata dalla pompa di calore nell'ora considerata e l'energia utile massima erogabile dalla pompa di calore nelle stesse condizioni di temperatura esterna e di mandata, secondo i dati di catalogo:

$$FP = \frac{\int_{1 \text{ ora}} \dot{m}_{PdC} c_f (T_{m,PdC} - T_{r,PdC}) d\tau}{\int_{1 \text{ ora}} \dot{Q}_{PdC,DC} (T_{m,PdC}; T_{est,PdC}) d\tau}$$

Il parametro FP è rappresentativo del livello di parzializzazione (o fattore di carico) medio orario del generatore.

- *rapporto di temperatura*, definito come il rapporto tra il valore medio orario della temperatura di mandata e quella esterna, in K:

$$RT = \frac{\langle T_m + 273.15 \rangle}{\langle T_{ext} + 273.15 \rangle}$$

Il parametro RT è rappresentativo della distanza tra la sorgente “calda” e “fredda” della macchina termica e del rapporto di compressione eseguito dal compressore.

- *fattore di portata*, definito come il rapporto tra la portata media oraria effettiva di fluido termovettore e la portata nominale corrispondente alle condizioni nominali di potenza termica utile e salto di temperatura ($\Delta T_{nom,PdC} = 5 \text{ K}$):

$$FM = \frac{\int_{1 \text{ ora}} \dot{m}_{PdC} d\tau}{\frac{\int_{1 \text{ ora}} \dot{Q}_{PdC,DC} (T_{m,PdC}; T_{est,PdC}) d\tau}{c_f \Delta T_{nom,PdC}}} = \frac{\langle \dot{m}_{PdC} \rangle}{\langle \dot{m}_{PdC,DC} \rangle}$$

Tale rapporto corrisponde alla variazione, a parità di potenza erogata, del salto di temperatura effettivo del fluido termovettore nel suo attraversamento del generatore in condizioni di portata diverse da quelle nominali.

L'espressione polinomiale della correlazione usata per valutare il rendimento di secondo principio è di tipo lineare, ovvero

$$\eta_{PdC,RISC}^{II} = \alpha_{0,RISC} + \alpha_{1,RISC} FP + \alpha_{2,RISC} RT + \alpha_{3,RISC} FM$$

per la modalità “pompa di calore”, e:

$$\eta_{PdC,RAFF}^{II} = \alpha_{0,RAFF} + \alpha_{1,RAFF} FP + \alpha_{2,RAFF} RT + \alpha_{3,RAFF} FM$$

per la modalità “macchina frigorifera”.

Il valore dei coefficienti $\alpha_{0,RISC}$, $\alpha_{1,RISC}$, $\alpha_{2,RISC}$, $\alpha_{3,RISC}$, $\alpha_{0,RAFF}$, $\alpha_{1,RAFF}$, $\alpha_{2,RAFF}$, $\alpha_{3,RAFF}$, sono stati determinati sperimentalmente, in diverse condizioni di funzionamento, corrispondenti alle tipiche condizioni operative dei casi studio simulati nel paragrafo 4. Sono inoltre state analizzate correlazioni di ordine superiore, senza tuttavia ottenere significativi aumenti di accuratezza. Per questo motivo si è deciso di mantenere un'espressione con un limitato numero di coefficienti sperimentali.

In totale, il modello prevede 24 coefficienti sperimentali da utilizzare in funzione della modalità “riscaldamento” o “raffrescamento” e della percentuale di accensione della pompa di calore, $\%_{ON,PdC}$. La suddivisione dei coefficienti moltiplicativi sulla base del valore di $\%_{ON,PdC}$ è stata fatta considerando i risultati ottenuti dai dati sperimentali (sintetizzati nel paragrafo 2.3.6), in cui si è verificato che la pompa di

calore cerca di mantenere le sue condizioni di funzionamento, evitando di modificare più di una volta all'ora la sua condizione di accensione/spengimento. I coefficienti moltiplicativi sono riportati in Tabella 10.

Tabella 10. Coefficienti moltiplicativi per l'espressione polinomiale per il calcolo di η_{II} , in base al servizio (riscaldamento o raffrescamento) e a $\%_{ON,pdc}$.

		α_0	α_1	α_2	α_3
Riscaldamento	$\%_{ON,pdc} = 100\%$	+0.243	0.142	-0.054	-0.014
	$30\% \leq \%_{ON,pdc} < 100\%$	-0.190	0.201	0.358	-0.079
	$\%_{ON,pdc} < 30\%$	-0.551	0.797	0.611	-0.179
Raffrescamento	$\%_{ON,pdc} = 100\%$	3.234	-0.030	-3.031	-0.179
	$30\% \leq \%_{ON,pdc} < 100\%$	1.987	0.074	-1.745	-0.222
	$\%_{ON,pdc} < 30\%$	1.255	-0.004	-1.004	0.141

Si calcola poi la potenza elettrica media oraria in ingresso alla pompa di calore con la seguente formula:

$$\langle COP \rangle = \eta_{II} \frac{\langle T_m + 273.15 \rangle}{\langle T_m + 273.15 \rangle - \langle T_{ext} + 273.15 \rangle} \quad \langle EER \rangle = \eta_{II} \frac{\langle T_m + 273.15 \rangle}{\langle T_{ext} + 273.15 \rangle - \langle T_m + 273.15 \rangle}$$

$$\langle \dot{W}_{el} \rangle = \frac{\langle \dot{Q}_{Pdc} \rangle}{\langle COP \rangle} \quad \langle \dot{W}_{el} \rangle = \frac{\langle \dot{Q}_{Pdc} \rangle}{\langle EER \rangle}$$

Per la validazione del modello, si sono confrontati i valori di potenza elettrica in ingresso alla pompa di calore secondo il modello e quelli monitorati nelle prove. Il confronto è riportato nelle seguenti figure (Figura 36, Figura 37, Figura 38, Figura 39, Figura 40, Figura 41), suddiviso per stagione e $\%_{ON,pdc}$.

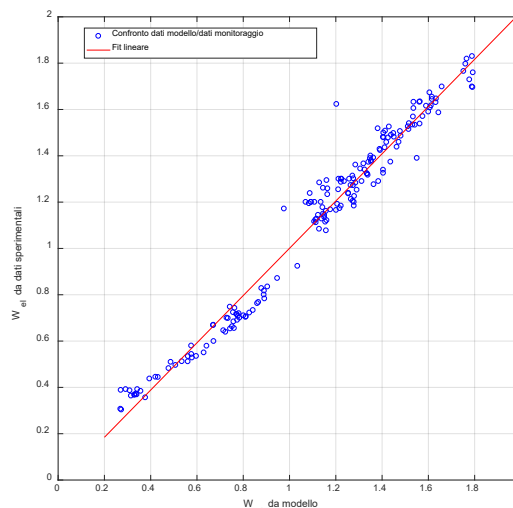


Figura 36. Confronto tra dati di potenza elettrica media oraria da modello e da monitoraggio riscaldamento, con $\%_{ON,pdc} = 100\%$.

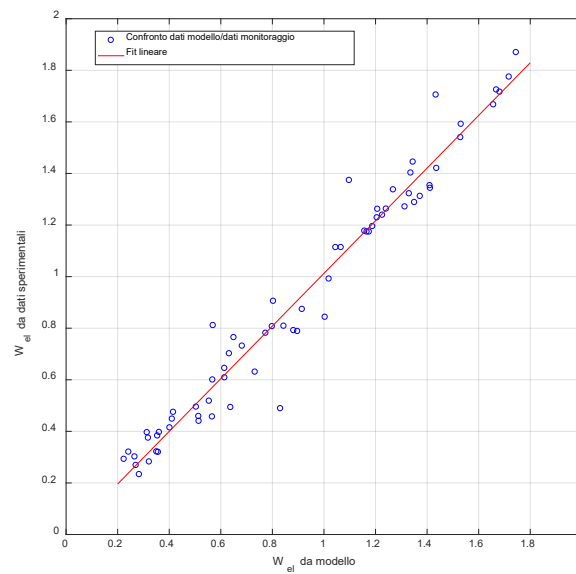


Figura 37. Confronto tra dati di potenza elettrica media oraria da modello e da monitoraggio in riscaldamento, con $30\% \leq \%ON_{pdc} < 100\%$.

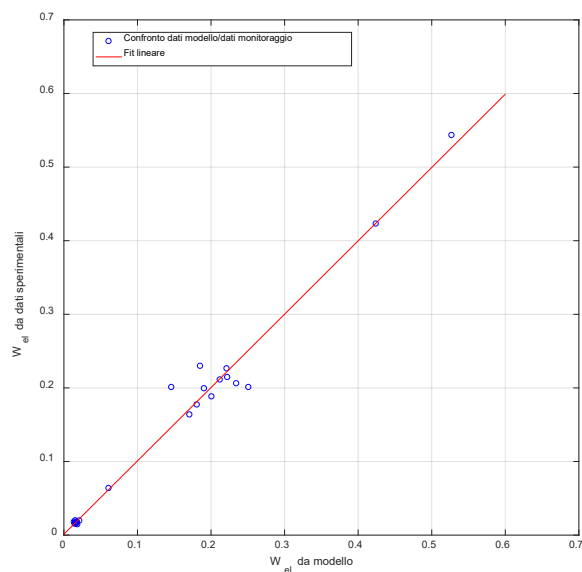


Figura 38. Confronto tra dati di potenza elettrica media oraria da modello e da monitoraggio in riscaldamento, con $\%ON_{pdc} < 30\%$.

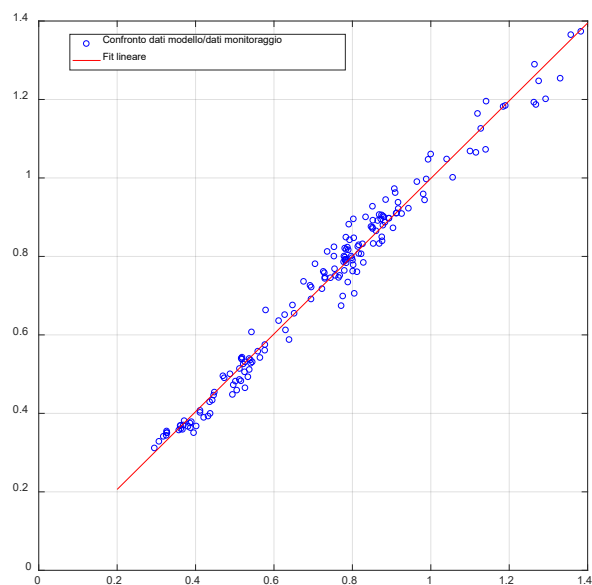


Figura 39. Confronto tra dati di potenza elettrica media oraria da modello e da monitoraggio in raffreddamento, con $\%_{ON,pdc} = 100\%$.

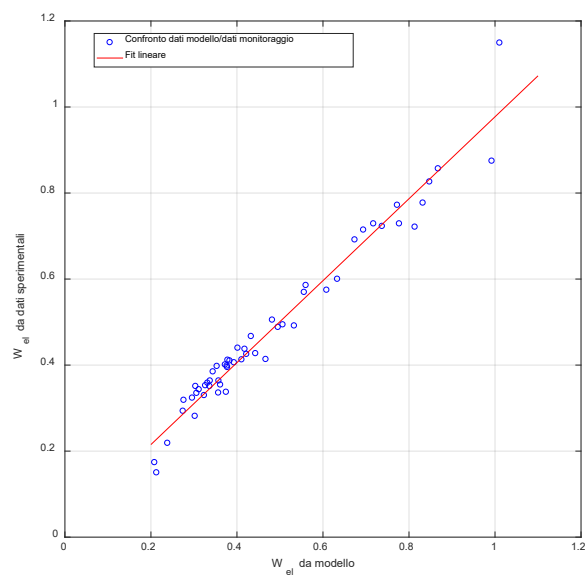


Figura 40. Confronto tra dati di potenza elettrica media oraria da modello e da monitoraggio in raffreddamento, con $30\% \leq \%_{ON,pdc} < 100\%$.

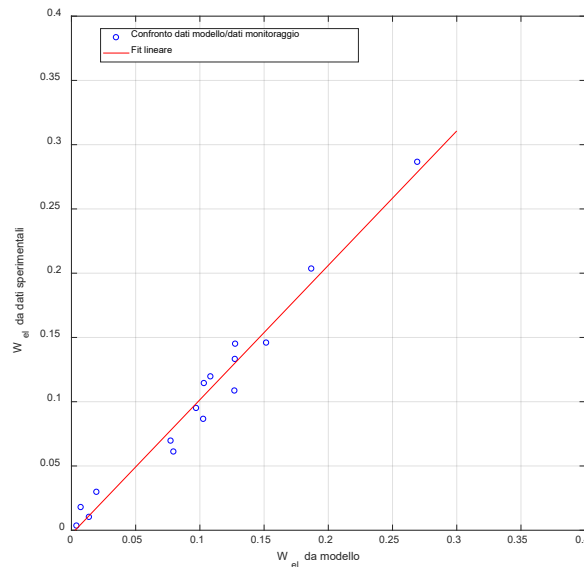


Figura 41. Confronto tra dati di potenza elettrica media oraria da modello e da monitoraggio in raffreddamento, con $\%_{ON,pdc} < 30\%$.

In Tabella 11 sono riportati, come indicatori di bontà di regressione dei dati sperimentali attraverso il modello della pompa di calore, i valori assoluti e normalizzati di $RMSE$ (errore quadratico medio), definiti come:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_N (\langle \dot{W}_{PdC,el} \rangle_{mod} - \langle \dot{W}_{PdC,el} \rangle_{exp})^2}{N}} \quad N - RMSE = \frac{RMSE}{\max(\dot{W}_{PdC,el})_{exp}}$$

I valori di entrambi gli indicatori sono ritenuti accettabili, in quanto l'unico caso con un errore relativo $N - RMSE$ superiore al 10% corrisponde a potenze medie orarie di pochi W.

Tabella 11. Indici di errore tra dati sperimentali e modello della pompa di calore.

MODELLO RIFERITO A:	$RMSE$	$N - RMSE$
Stagione di riscaldamento, $\%_{ON,pdc} = 100\%$	0.043 kWh/h	2.17%
Stagione di riscaldamento, $30\% \leq \%_{ON,pdc} < 100\%$	0.086 kWh/h	4.63%
Stagione di riscaldamento, $\%_{ON,pdc} < 30\%$	0.004 kWh/h	15.93%
Stagione di raffreddamento, $\%_{ON,pdc} = 100\%$	0.015 kWh/h	1.11%
Stagione di raffreddamento, $30\% \leq \%_{ON,pdc} < 100\%$	0.014 kWh/h	1.23 %
Stagione di raffreddamento, $\%_{ON,pdc} < 30\%$	0.006 kWh/h	4.92 %

3.2 Modello dell'accumulo termico

Il modello dell'accumulo termico (sia "caldo" che "freddo") è basato sul dispositivo descritto nella precedente annualità. Questo è composto da un volume di liquido (acqua) in cui possono essere immersi più serpentine collegati a utenze di riscaldamento, raffreddamento e produzione di ACS. L'analisi

sperimentale ha evidenziato la necessità di adottare un modello che consentisse di valutare la stratificazione termica all'interno del volume di accumulo. In questo lavoro, è stata adottata una modellazione ai volumi finiti, tipica della letteratura scientifica e dei software di simulazione dinamica [9 – 11]. Il modello è caratterizzato dalla suddivisione del volume principale del serbatoio in N_{blk} elementi, detti “nodi”, ognuno dei quali è considerato omogeneo, quindi caratterizzato da un solo valore di temperatura. Nel nostro caso, l'acqua circolante nel serbatoio proviene dal generatore, mentre all'interno dei serpentine circola acqua destinata all'utenza (Figura 42, serpentino viola), o acqua destinata al servizio di ACS (Figura 43, serpentino verde). Anche i serpentine sono a loro volta suddivisi in un numero finito di elementi (N_{ut} elementi nel caso del serpentino per l'utenza, N_{ACS} per il serpentino per ACS) corrispondenti al numero di elementi di accumulo “attraversati” dallo specifico serpentino.

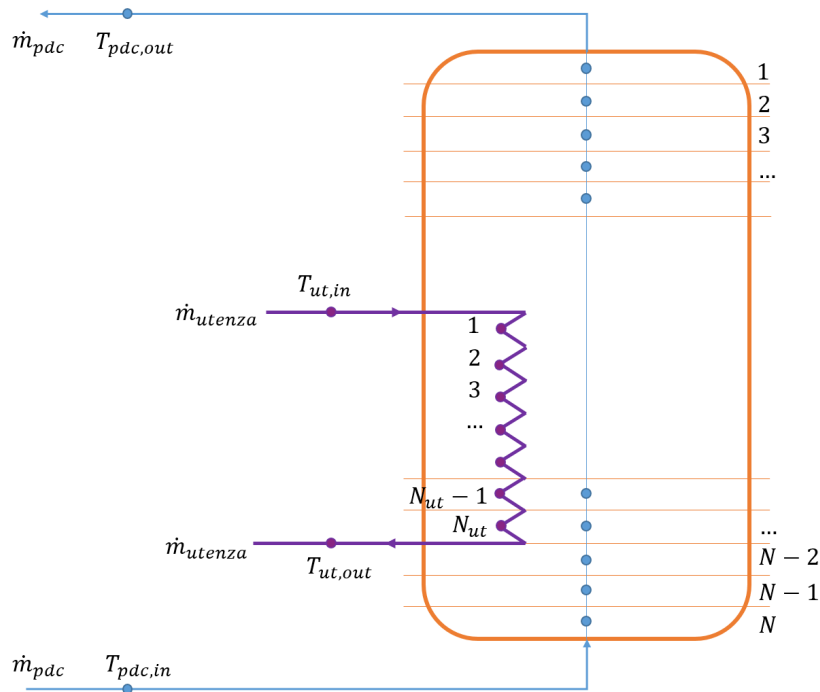


Figura 42. Modello dell'accumulo termico in funzionamento “raffrescamento”, accoppiato con utenza.

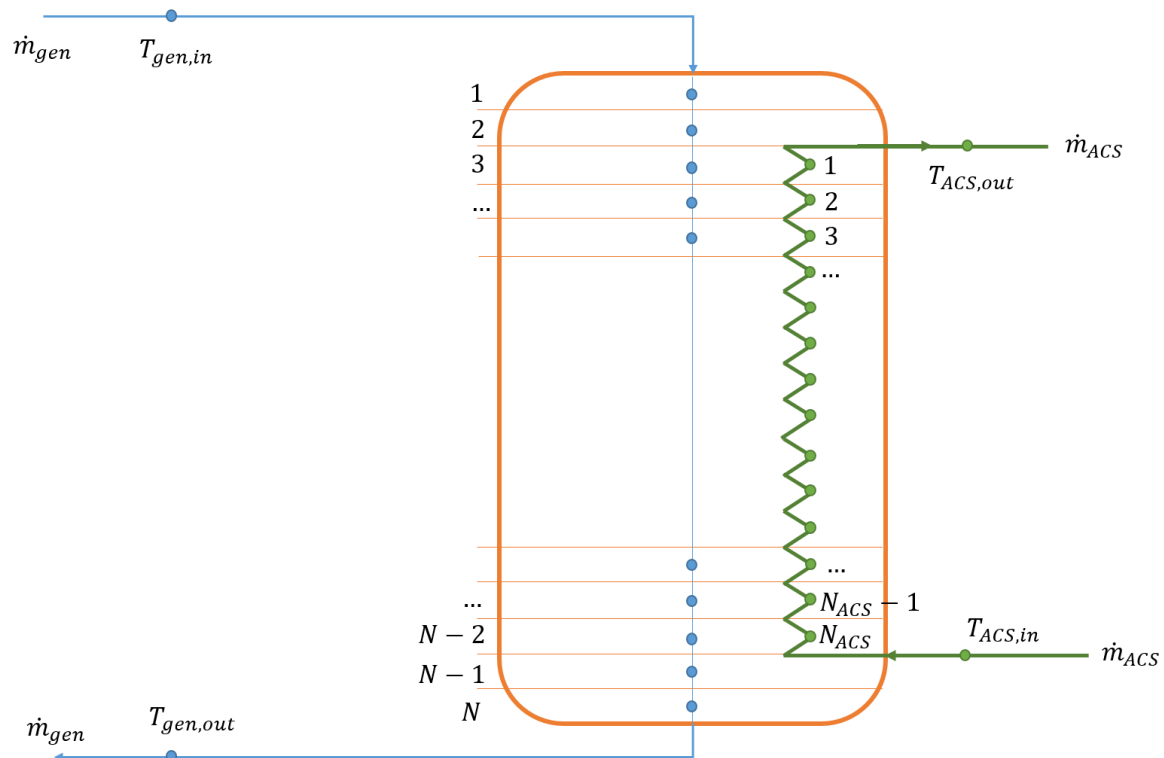


Figura 43. Modello dell'accumulo termico in funzionamento "ACS".

Ad ogni timestep t , per ciascun " i "-esimo volume in cui sono suddivisi i serpentine e l'accumulo, vengono risolti i bilanci di massa ed energia. Vengono calcolati:

- le variazioni di energia interna dell'elemento " i "-esimo nel periodo di tempo Δt ;
- gli scambi termici con l'ambiente in cui si trova l'accumulo, e quindi con la temperatura del locale tecnico, T_{amb}^t . La determinazione del coefficiente di perdita k_{boll} , effettuata su base sperimentale, è descritta nel paragrafo 2.3.7;
- i flussi entalpici con gli elementi " $i-1$ "-esimo e " $i+1$ "-esimo del serbatoio, supponendo che la portata di acqua che attraversi gli elementi sia costante;
- gli scambi di calore con il serpentino di ACS (o di utenza), caratterizzato anch'esso da una propria temperatura; in particolare, all'elemento " i "-esimo del serbatoio corrisponderà un elemento " j "-esimo del serpentino, e un coefficiente globale di scambio $(UA)_{ij}$. La determinazione di quest'ultimo, effettuata su base sperimentale, è descritta nel paragrafo 2.3.7;
- la diffusione termica tra gli elementi " i "-esimo, " $i-1$ "-esimo e " $i+1$ "-esimo, dovuti alla conducibilità equivalente del fluido (spesso trascurabile nelle simulazioni) ed eventuali ponti termici costituiti dal metallo dei serpentine e del serbatoio. Nel momento in cui la portata del fluido termovettore è maggiore di 0, questo termine è spesso trascurabile, ma risulta invece significativo in caso di portata nulla, in quanto contribuisce a diminuire la stratificazione del serbatoio.

In Figura 44 è riportato uno schema semplificato del modello dell'accumulo, in cui è stato evidenziato il volume " i "-esimo, di cui si deve calcolare la temperatura T_i^t . Sono inoltre evidenziate le resistenze che, nell'analogia elettrica, rappresentano gli scambi termici tra i vari nodi.

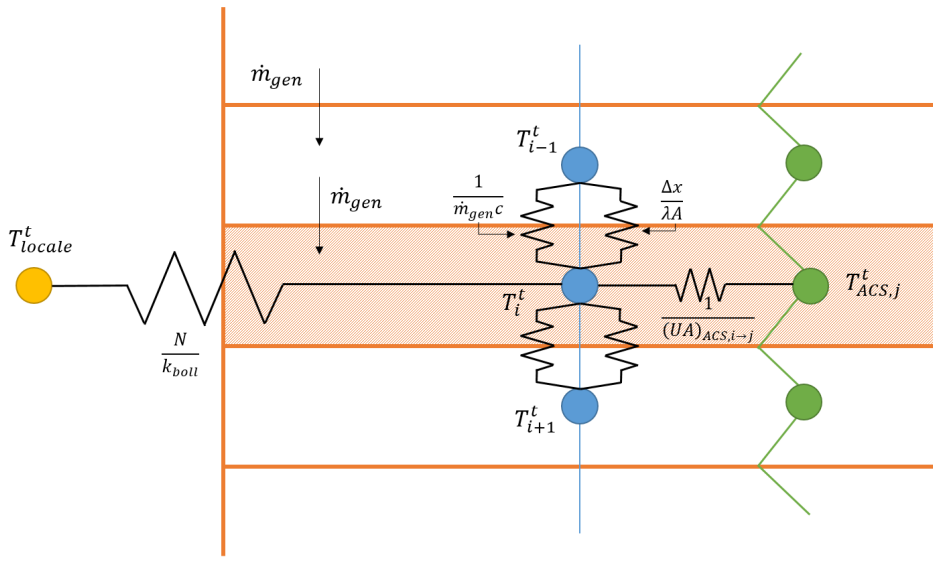


Figura 44. Resistenze termiche equivalenti del modello dell'accumulo.

In generale quindi, per ogni nodo del serbatoio e dei serpentini, vengono risolte le seguenti equazioni:

Tabella 12. Set di equazioni per la risoluzione del modello di accumulo termico.

Nodi del serbatoio: $A_{blk} = \pi D_{blk}^2/4$ – Sezione del serbatoio $V_{blk} = A_{blk} H_{blk}$ – Volume del serbatoio $\tilde{\lambda}$ – Conducibilità equivalente	$\frac{(\rho c) V_{blk}}{\Delta t} \frac{N_{blk}}{N_{blk}} (T_i^t - T_{i-1}^t) = \dots$ $\max[0; \dot{m}_{gen} c (T_i^t - T_{i-1}^t)] + \max[0; -\dot{m}_{gen} c (T_i^t - T_{i+1}^t)] + \dots$ $+ \tilde{\lambda} \frac{A_{blk}}{\Delta x} (T_i^t - T_{i-1}^t) + \tilde{\lambda} \frac{A_{blk}}{\Delta x} (T_{i+1}^t - T_i^t) + \dots$ $- \frac{k_{boll}}{N_{blk}} (T_i^t - T_{amb}^t) + \dots$ $- (UA)_{ACS,i} (T_i^t - T_{ACS,i}^t) + \dots$ $- (UA)_{ut,i} (T_i^t - T_{ut,i}^t)$
Nodi dei serpentini di utenza: $A_{ut} = \pi D_{ut}^2/4$ – Sezione del serbatoio $V_{ut} = A_{ut} L_{ut}$ – Volume del serbatoio	$\frac{(\rho c) V_{ut}}{\Delta t} \frac{N_{ut}}{N_{ut}} (T_i^t - T_{i-1}^t) = \dots$ $\max[0; \dot{m}_{ut} c (T_i^t - T_{i-1}^t)] + \max[0; -\dot{m}_{ut} c (T_i^t - T_{i+1}^t)] + \dots$ $+ (UA)_{ut,i} (T_i^t - T_{ut,i}^t)$
Nodi del serpentino di ACS: $A_{ACS} = \pi D_{ACS}^2/4$ $V_{ACS} = A_{ACS} L_{ACS}$	$\frac{(\rho c) V_{ACS}}{\Delta t} \frac{N_{ACS}}{N_{ACS}} (T_i^t - T_{i-1}^t) = \dots$ $\dot{m}_{ACS} c (T_i^t - T_{i+1}^t) \dots$ $+ (UA)_{ACS,i} (T_i^t - T_{ACS,i}^t)$

I set di equazioni relativi al bulk dell'accumulo, al serpentino "ut" e al serpentino "ACS" costituiscono un unico set di equazioni lineari che vengono risolti ad ogni timestep andando a determinare gli $N_{blk} + N_{ut} + N_{ACS}$ valori di temperatura incognita.

Il modello presentato, basato su bilanci energetici e di massa in diversi "strati" del serbatoio, può portare a profili di temperatura "invertiti", con valori maggiori nelle zone basse rispetto a quelle in alto. Questa situazione è tipica di quando il serbatoio viene riscaldato da uno scambiatore di calore posto sul fondo o raffreddato da uno scambiatore di utenza posto in alto. Nel caso in cui la risoluzione del set di equazioni porti a questa situazione di "inversione termica" ($T_i^t < T_{i+1}^t$), viene attuata una procedura denominata "Reversion elimination algorithm" che corregge i valori di temperatura T_i^t . Iniziando dal primo nodo in alto,

se la temperatura del nodo sottostante è più elevata ($T_i^t < T_{i+1}^t$), i due nodi vengono miscelati. Se questa temperatura è ancora inferiore al nodo successivo, tutti e tre i nodi vengono miscelati. La procedura continua fino a quando la condizione $T_i^t \geq T_{i+1}^t$ vale per tutti i nodi.

Il miscelamento viene attuato andando a modificare la conducibilità equivalente tra gli strati interessati, $\tilde{\lambda}$ applicando un valore molto elevato ($\approx 10^9$). Quest'espedito numerico fa sì che i due nodi adiacenti costituiscano un unico nodo.

Per la validazione del modello di accumulo, si riportano a titolo esemplificativo cinque situazioni tipo di funzionamento corrispondenti a:

- 1) ricarica del serbatoio caldo da 20 a 45 °C, tramite la circolazione di fluido proveniente dalla pompa di calore;
- 2) utilizzo del serpentino sanitario per la produzione di ACS senza portata di bulk;
- 3) utilizzo del serpentino sanitario per la produzione di ACS con portata di bulk;
- 4) utilizzo del serpentino di utenza senza portata di bulk;
- 5) utilizzo del serpentino di utenza con portata di bulk.

Il confronto tra dati sperimentali e ottenuti dal modello della prova 1 è riportato in Figura 45. Si nota la buona accuratezza del modello, tranne che nelle prime fasi del test per quanto riguarda la temperatura di uscita dal serbatoio. Tale scostamento è probabilmente dovuto ad una dispersione termica nel raccordo tubazione/accumulo dove è posizionato il sensore di temperatura. In ogni caso, i valori di errore quadratico medio riportati in Tabella 13 sono pienamente in linea con l'accuratezza sperimentale dell'apparato.

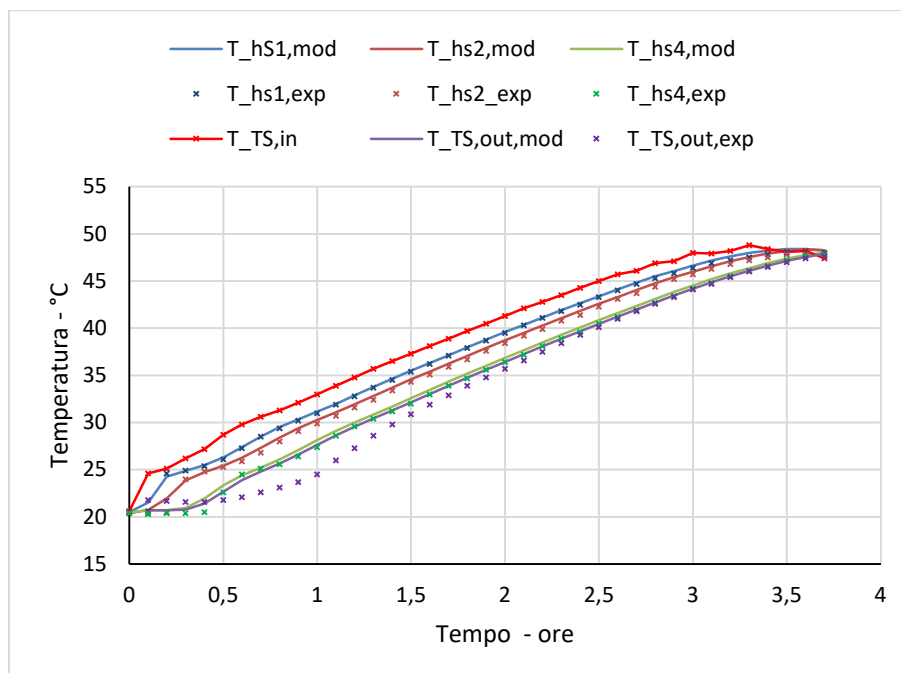


Figura 45. Confronto tra dati sperimentali e di modello per il riscaldamento dell'accumulo.

La Figura 46, la Figura 47 e la Figura 48 mostrano i profili di potenza termica scambiata dal serpentino sanitario valutata sperimentalmente e attraverso il modello di accumulo stratificato, per il test di verifica numero 2. La Figura 48 mostra la temperatura di uscita dal serpentino sanitario, che corrisponde all'erogazione all'utenza. La Figura 49, Figura 50 e Figura 51 mostrano le stesse grandezze, ma in presenza di $\dot{m}_{blk} \approx 950 \text{ l/h}$, corrispondenti al test di verifica numero 3. In quest'ultimo caso, si vede come il modello proposto riesca a riprodurre con sufficiente accuratezza anche il caso transitorio di un'interruzione e ripresa di richiesta di erogazione (Figura 49-b).

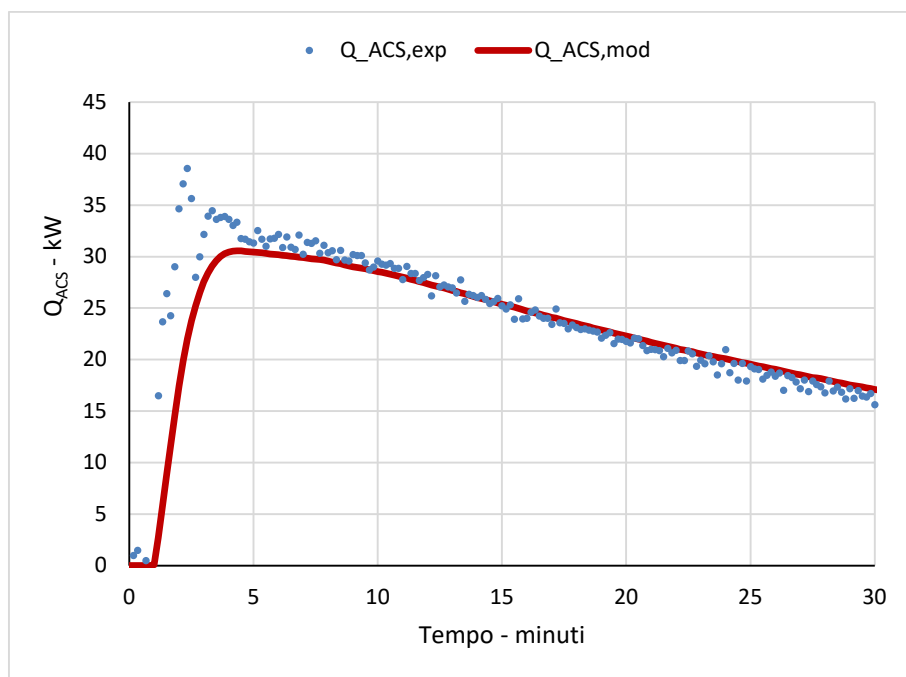


Figura 46. Confronto tra il profilo sperimentale e da modello per la potenza termica scambiata dal serpentino sanitario ($\dot{m}_{blk} = 0$).

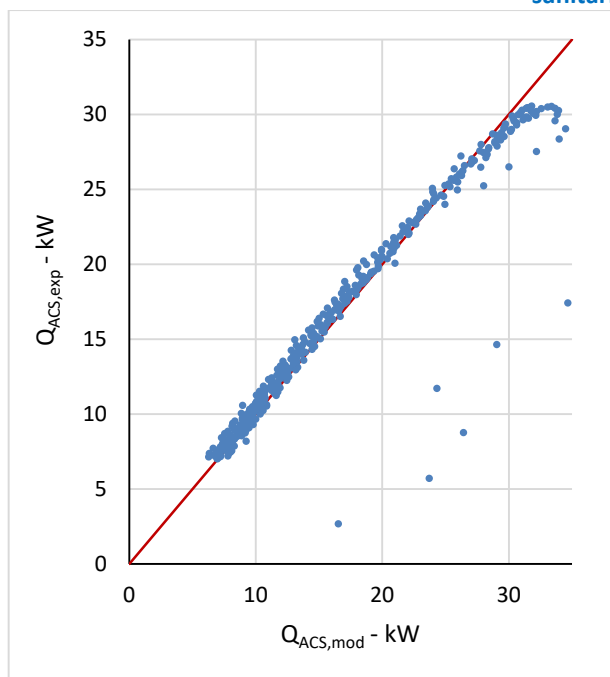


Figura 47. Confronto tra i valori sperimentali e da modello per la potenza termica scambiata dal serpentino sanitario ($\dot{m}_{blk} = 0$).

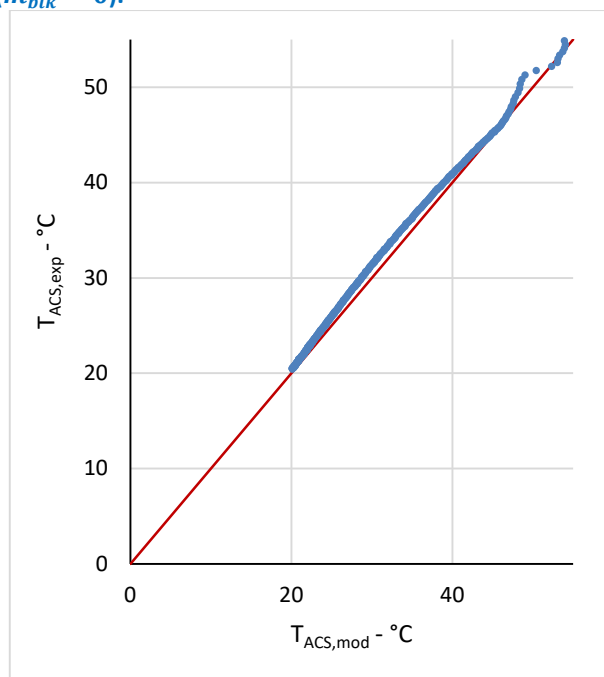


Figura 48. Confronto tra i valori sperimentali e da modello per la temperatura di uscita dal serpentino sanitario ($\dot{m}_{blk} = 0$).

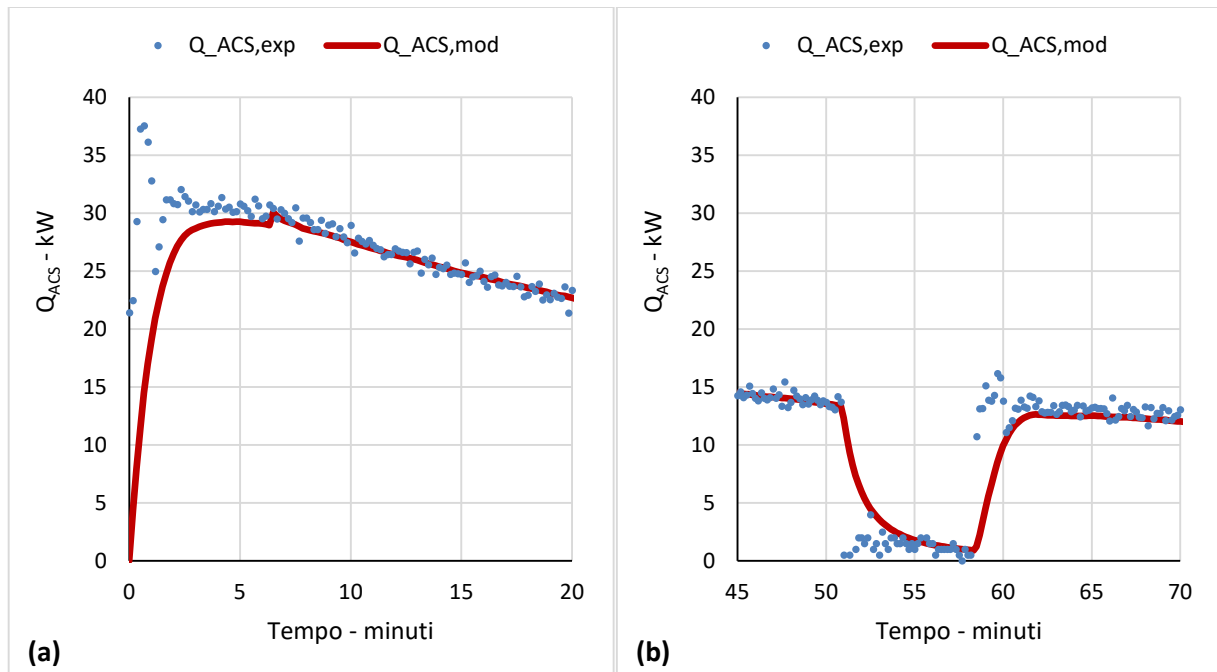


Figura 49 Confronto tra il profilo sperimentale e da modello per la potenza termica scambiata dal serpentino sanitario ($\dot{m}_{blk} > 0$) in due tipiche dinamiche di prelievo: a) prelievo continuato per 20 minuti; b) interruzione di prelievo per 10 minuti.

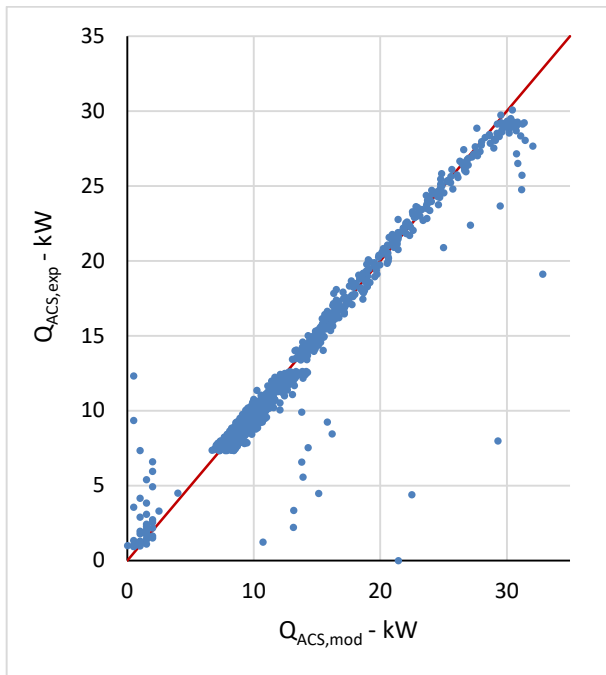


Figura 50. Confronto tra i valori sperimentali e da modello per la potenza termica scambiata dal serpentino sanitario ($\dot{m}_{blk} > 0$).

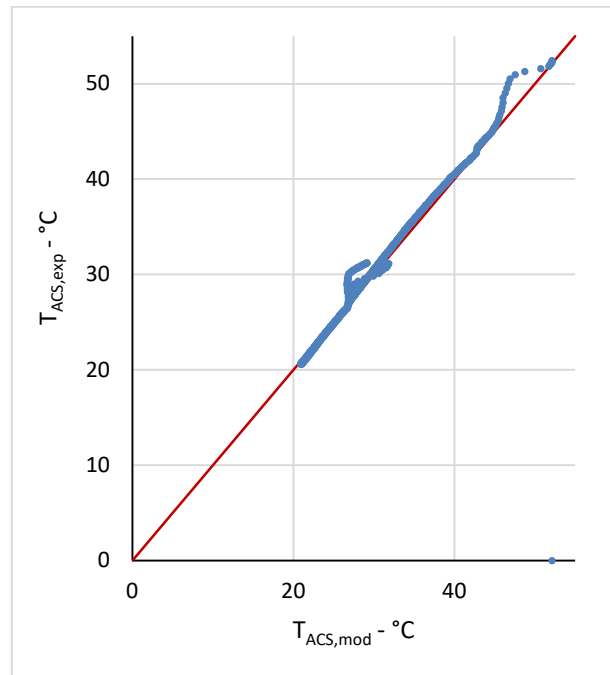


Figura 51. Confronto tra i valori sperimentali e da modello per la temperatura di uscita dal serpentino sanitario ($\dot{m}_{blk} > 0$).

La Figura 52, la Figura 53 e la Figura 54 mostrano i profili di potenza termica scambiata dal serpentino di utenza valutata sperimentalmente e attraverso il modello di accumulo stratificato, per il test di verifica numero 4. La Figura 54 mostra la temperatura di uscita dal serpentino, che corrisponde all'erogazione all'utenza. La Figura 55, la Figura 56 e la Figura 57 mostrano le stesse grandezze, ma in presenza di $\dot{m}_{blk} \approx 950 \text{ l/h}$, corrispondenti al test di verifica numero 5.

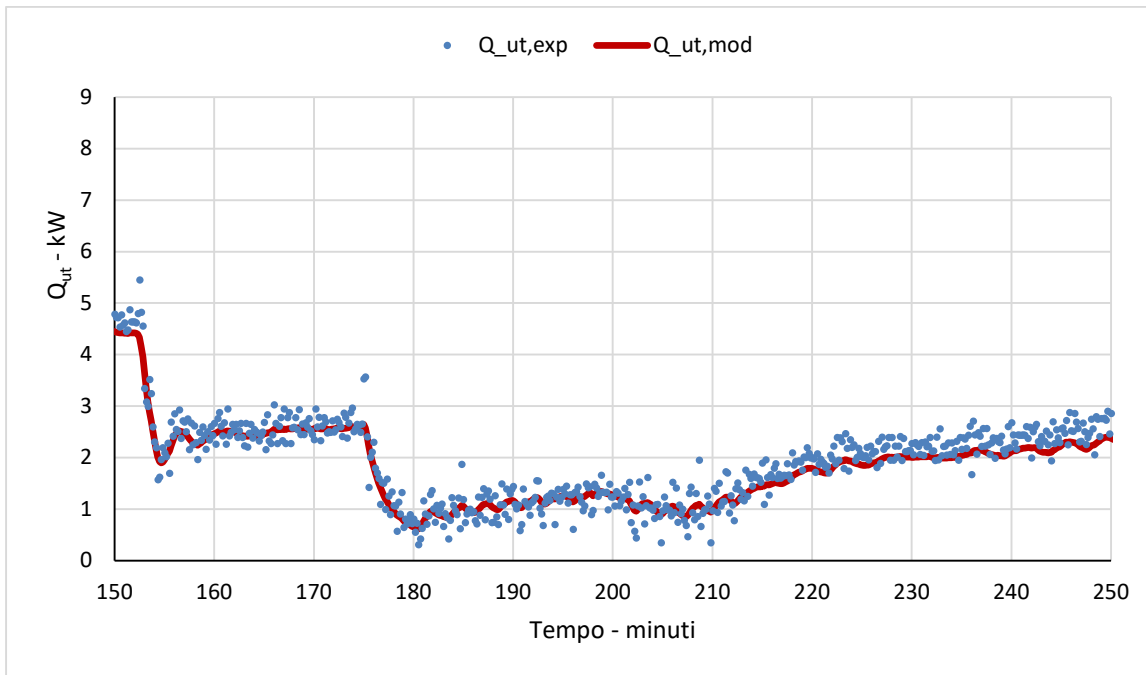


Figura 52. Confronto tra il profilo sperimentale e da modello per la potenza termica scambiata dal serpentino di utenza ($\dot{m}_{blk} = 0$).

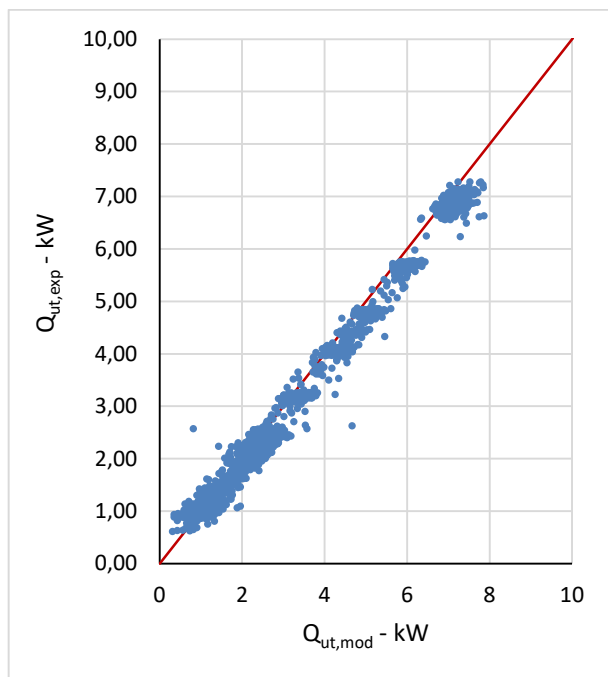


Figura 53. Confronto tra i valori sperimentali e da modello per la potenza termica scambiata dal serpentino di utenza ($\dot{m}_{blk} = 0$).

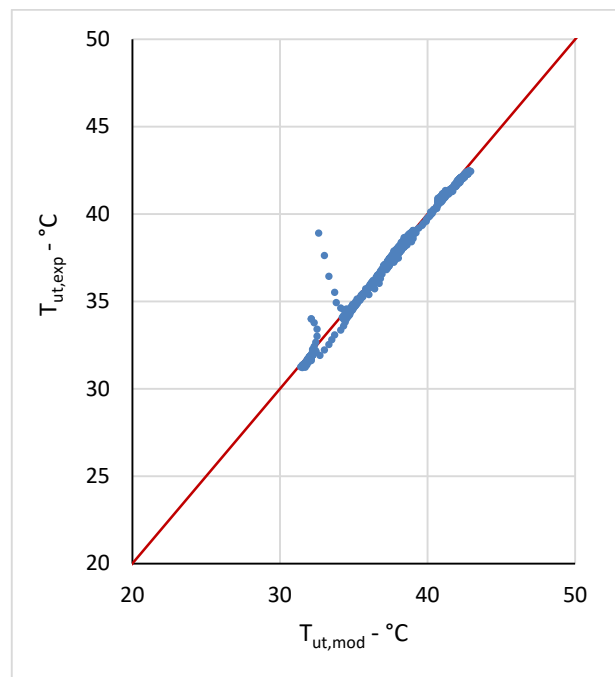


Figura 54. Confronto tra i valori sperimentali e da modello per la temperatura di uscita dal serpentino di utenza ($\dot{m}_{blk} = 0$).

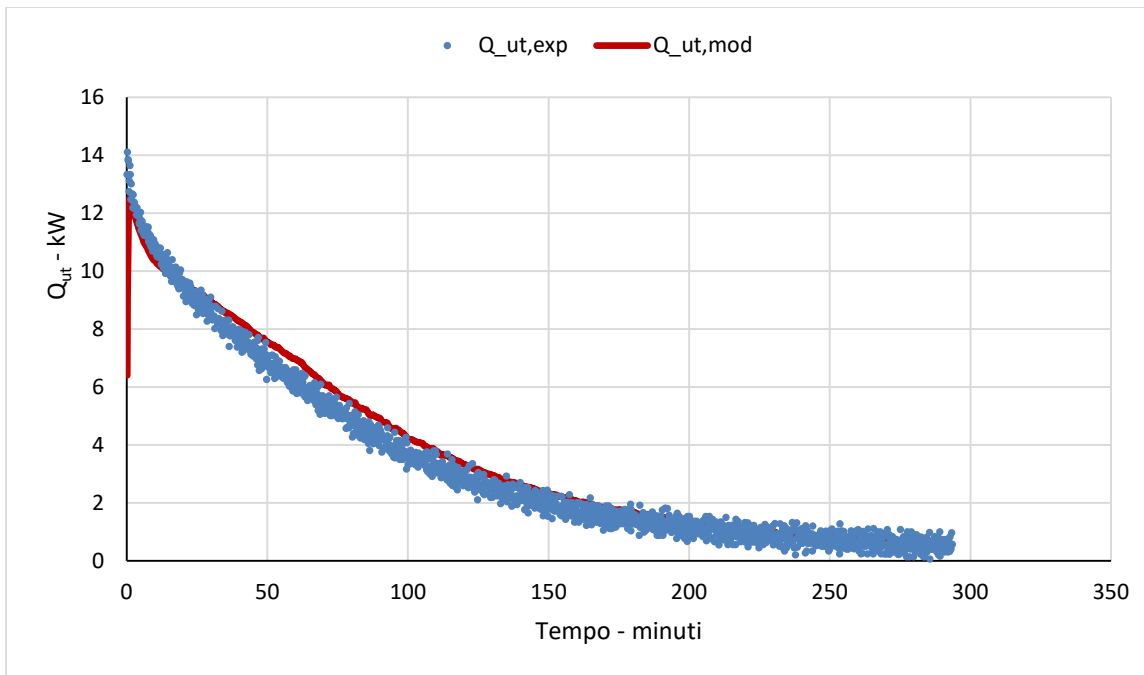


Figura 55. Confronto tra il profilo sperimentale e da modello per la potenza termica scambiata dal serpentino utenza ($\dot{m}_{blk} > 0$).

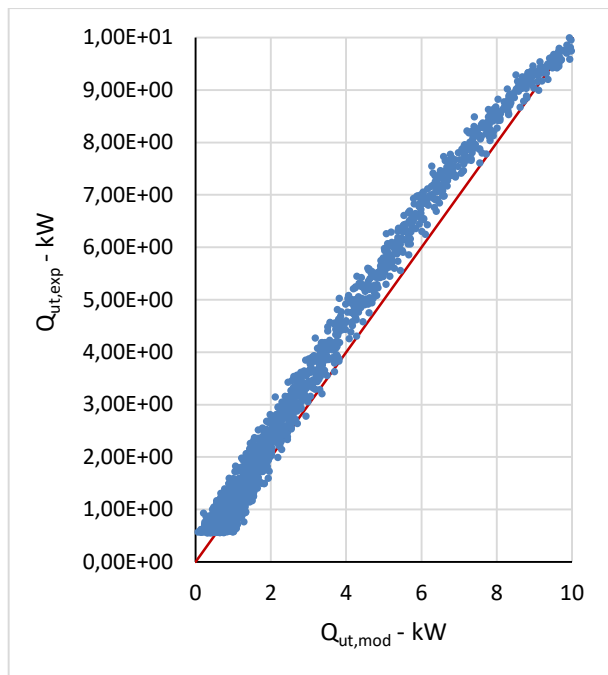


Figura 56. Confronto tra i valori sperimentali e da modello per la potenza termica scambiata dal serpentino di utenza ($\dot{m}_{blk} > 0$).

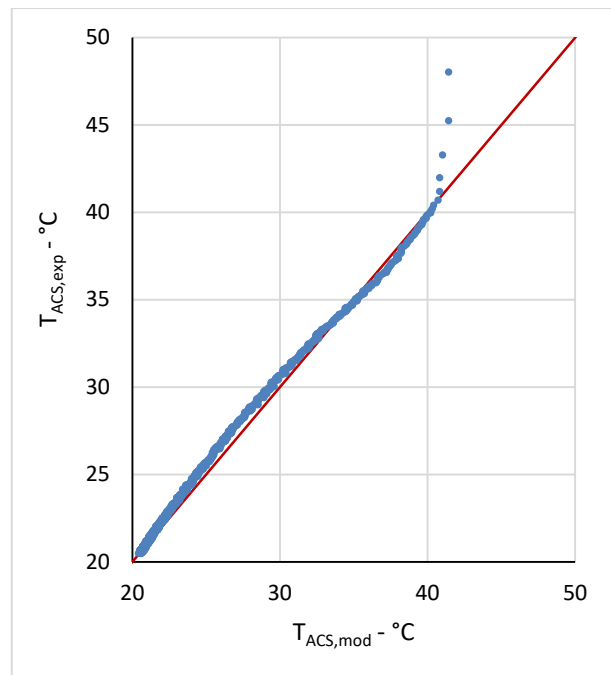


Figura 57. Confronto tra i valori sperimentali e da modello per la temperatura di uscita dal serpentino di utenza ($\dot{m}_{blk} > 0$).

Tutti gli indici di errore, assoluti e relativi in Tabella 13 mostrano valori coerenti con l'accuratezza di precisione dell'apparato sperimentale.

Tabella 13. Indici di errore tra dati sperimentali e modello dell'accumulo termico.

	Grandezza confrontata	RMSE	N – RMSE
TEST 1	$T_{TS,1}$	0.06 K	0.17%
	$T_{TS,2}$	0.16 K	0.46%
	$T_{TS,4}$	0.23 K	0.69%
	$T_{TS,out}$	1.61 K	4.71%
TEST 2	$\dot{Q}_{ACS}$	1.03 kW	5.96 %
TEST 3	$\dot{Q}_{ACS}$	1.54 kW	11.23 %
TEST 4	$\dot{Q}_{ut}$	0.41 kW	12.99 %
TEST 5	$\dot{Q}_{ut}$	0.47 kW	13.65%

3.3 Modello dei componenti elettrici (moduli fotovoltaici, MPPT, inverter, batterie)

Tramite l'analisi dei dati sperimentali sono stati calibrati i vari modelli dei componenti elettrici: moduli fotovoltaici, MPPT, inverter e batterie. Ognuno di questi modelli è stato modellato singolarmente, in modo che sia possibile realizzare lo schema più generale che si può vedere in Figura 58, ma anche schemi più semplificati in cui alcuni componenti non sono presenti (ad esempio batterie).

Nel caso più generico rappresentato in Figura 58 (oltretutto simulato nel caso studio “ufficio”), i carichi elettrici richiesti dall'edificio possono essere soddisfatti o direttamente dalla rete elettrica oppure tramite i vari componenti elettrici. La potenza elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici, trasformata con rendimento η_{PV} a partire dalla radiazione solare I_{SOL} incidente, è diminuita di un'ulteriore quota per effetto del rendimento del componente MPPT (η_{MPPT}). La potenza in uscita da questo componente ($\dot{W}_{MPPT}$) può andare all'inverter o, se presenti, alle batterie per caricarle. Se presenti, le batterie si caricano con rendimento η_{car} , con potenza che può provenire direttamente dai moduli fotovoltaici o dalla rete, e si scaricano con rendimento η_{scar} , andando ad alimentare i carichi elettrici o esportando energia alla rete se ci si trova in condizioni di vendita particolarmente vantaggiose. Anche la potenza proveniente da fotovoltaico può andare, tramite inverter, o ai carichi elettrici o in rete. Il passaggio di potenza da corrente continua in corrente alternata a cavallo del componente inverter avviene con un'efficienza del componente.

Sintetizzando, i flussi di potenza possibili nello schema di Figura 58 sono:

- Potenza scambiata con la rete elettrica in acquisto, $\dot{W}_{grid,IN}$, o in vendita $\dot{W}_{grid,OUT}$;
- Produzione lorda da fotovoltaico, $\dot{W}_{PV}$, dipendente dal rendimento di produzione η_{PV} ;
- Produzione netta da fotovoltaico, $\dot{W}_{MPPT}$, dipendente dal rendimento del dispositivo MPPT, η_{MPPT} ;
- Potenza di carica alle batterie, $\dot{W}_{battery,IN}$, collegata al rendimento di carica, η_{car} ;
- Potenza di scarica alle batterie, $\dot{W}_{battery,OUT}$, collegata al rendimento di scarica, η_{scar} ;
- Potenza in ingresso/uscita dall'inverter/charger, lato DC $\dot{W}_{inv,DC}$. A seconda della direzione di potenza (da AC a DC o viceversa) si ha un differente rendimento, $\eta_{inv,DCAC}$;
- Potenza in ingresso/uscita dall'inverter/charger, lato AC $\dot{W}_{inv,AC}$. A seconda della direzione di potenza (da AC a DC o viceversa) si ha un differente rendimento, $\eta_{inv,ACDC}$.

3.3.1 Modelli di efficienza dei moduli fotovoltaici

Il primo modello oggetto di analisi è quello dei moduli fotovoltaici. Usando i dati sperimentali raccolti in termini di irraggiamento incidente totale e potenza elettrica in uscita dai moduli, si è tarato un modello che prevede una semplice correlazione lineare tra η_{PV} e radiazione solare. Si veda la Figura 59. La correlazione proposta per il rendimento dei moduli fotovoltaici è la seguente:

$$\eta_{PV} = -1.526 \times 10^{-6} \times I_{sol} \times A_{PV} + 0.165$$

Poiché i moduli presenti nell'apparato hardware-in-the-loop sono in silicio monocristallino, l'efficienza risultante è alta (compresa tra 15-16%). La leggera diminuzione di efficienza che si osserva a radiazione solare incidente più elevata può essere imputata all'aumento di temperatura delle celle; in ogni caso si tratta di diminuzione di efficienza molto piccola.

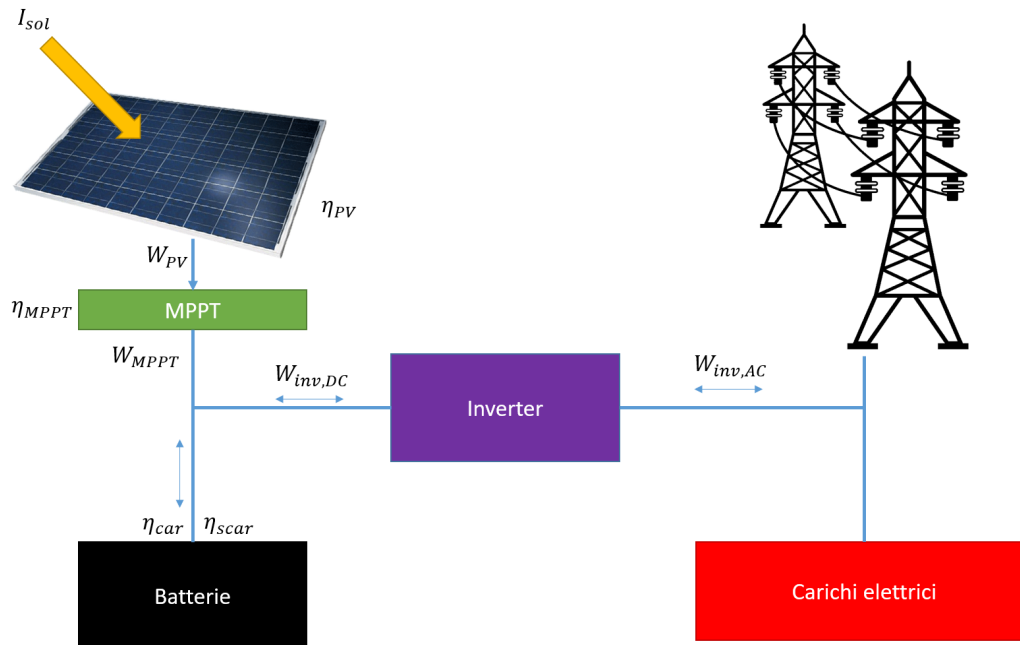


Figura 58. Configurazione generica dei componenti elettrici simulabili.

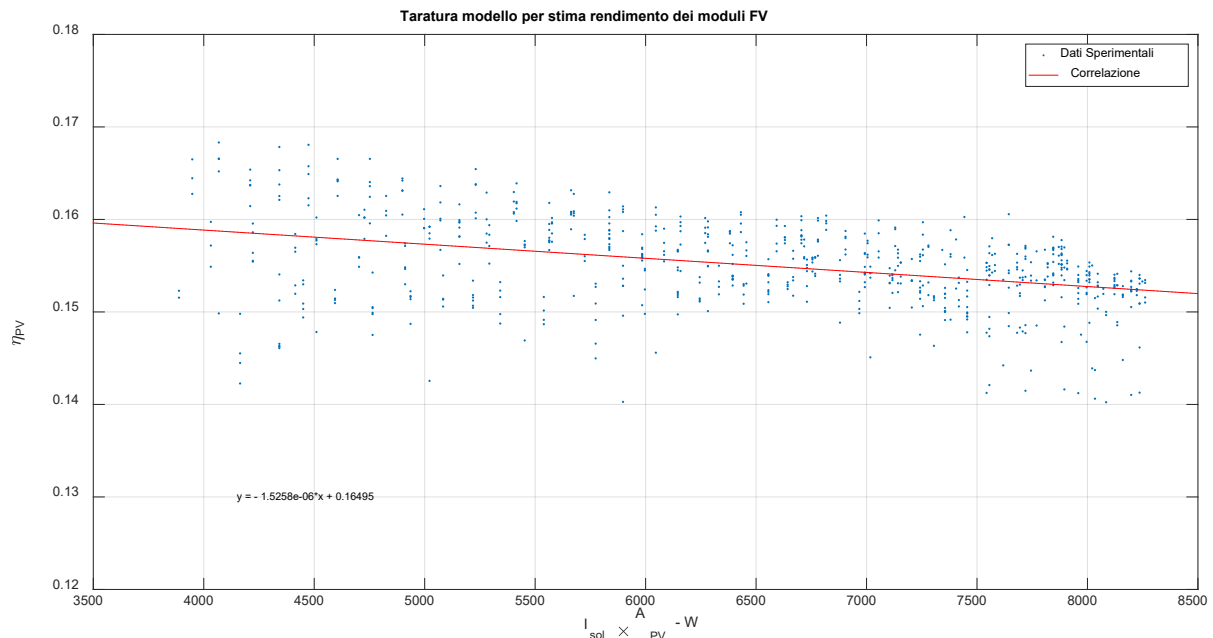


Figura 59. Correlazione tra dati sperimentali e modello proposto per il modello di η_{PV} .

3.3.2 Modelli di efficienza del controllore MPPT

Analizzando i dati di potenza in uscita dai moduli fotovoltaici e in ingresso a inverter o batterie, si è potuto verificare poi il rendimento del componente MPPT, che cerca di lavorare nel punto di maggiore rendimento della curva tensione-corrente del modulo. La Figura 60 mostra che il rendimento del componente è quasi indipendente dalla potenza in uscita dai moduli fotovoltaici, con rendimenti leggermente migliori per potenze elevate. È stata scelta una correlazione lineare per tenere conto dell'influenza della potenza:

$$\eta_{MPPT} = 1.2 \times 10^{-5} \times W_{PV} + 0.97$$

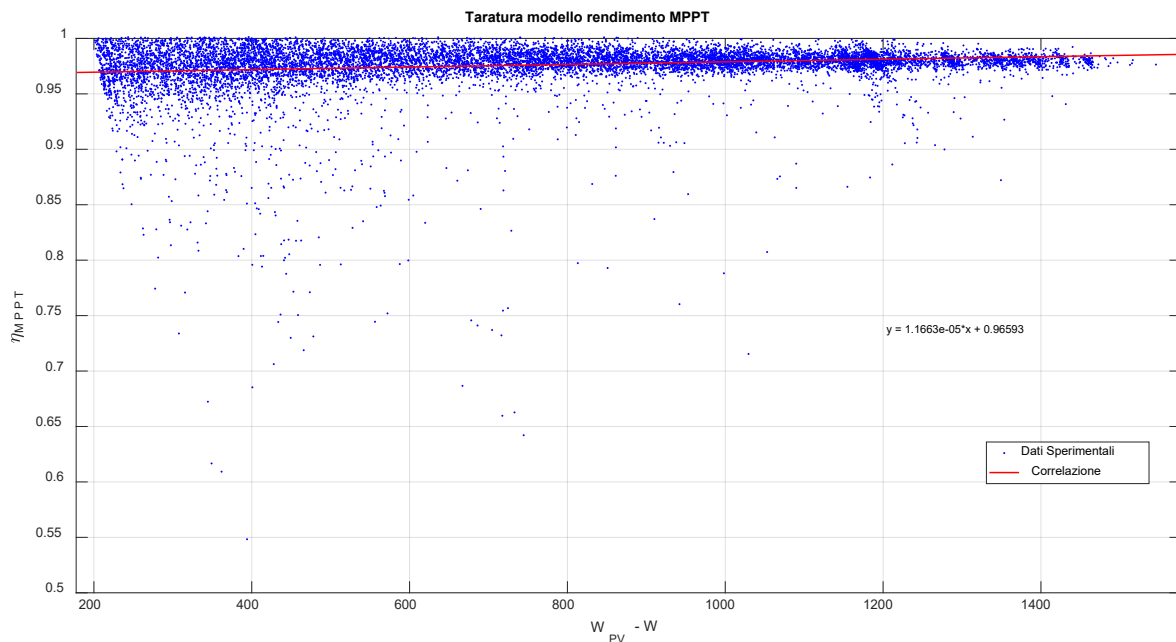


Figura 60. Correlazione tra dati sperimentali e modello proposto per il modello di η_{MPPT} .

3.3.3 Modelli di efficienza dell'inverter/charger

Per la modalità di funzionamento "inverter", si sono utilizzati i dati di monitoraggio in cui potenza dal lato DC veniva trasmessa ai carichi elettrici. La correlazione tra potenza in ingresso e potenza in uscita dall'inverter è riportata in Figura 61. La Figura 62 riporta invece il rendimento di funzionamento del componente "inverter", sempre da interpolazione di dati sperimentali.

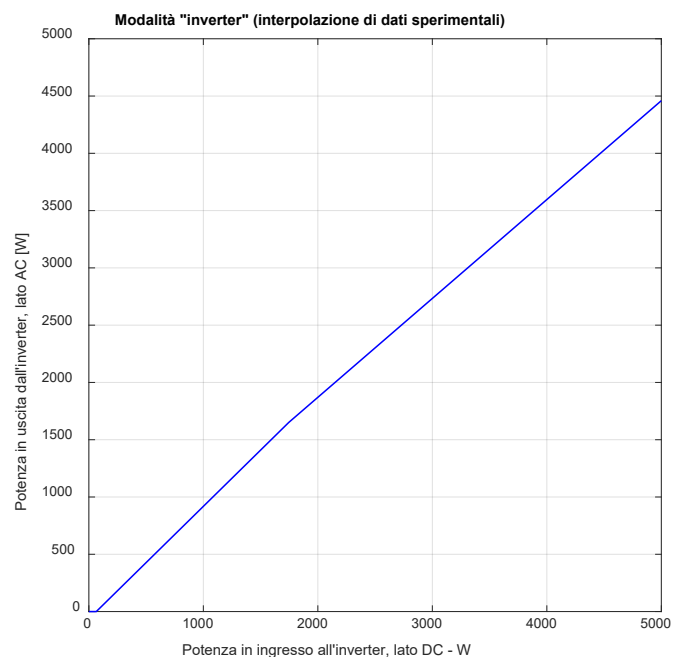


Figura 61. Correlazione tra potenza in ingresso e potenza in uscita, in modalità "inverter", da correlazione di dati sperimentali.

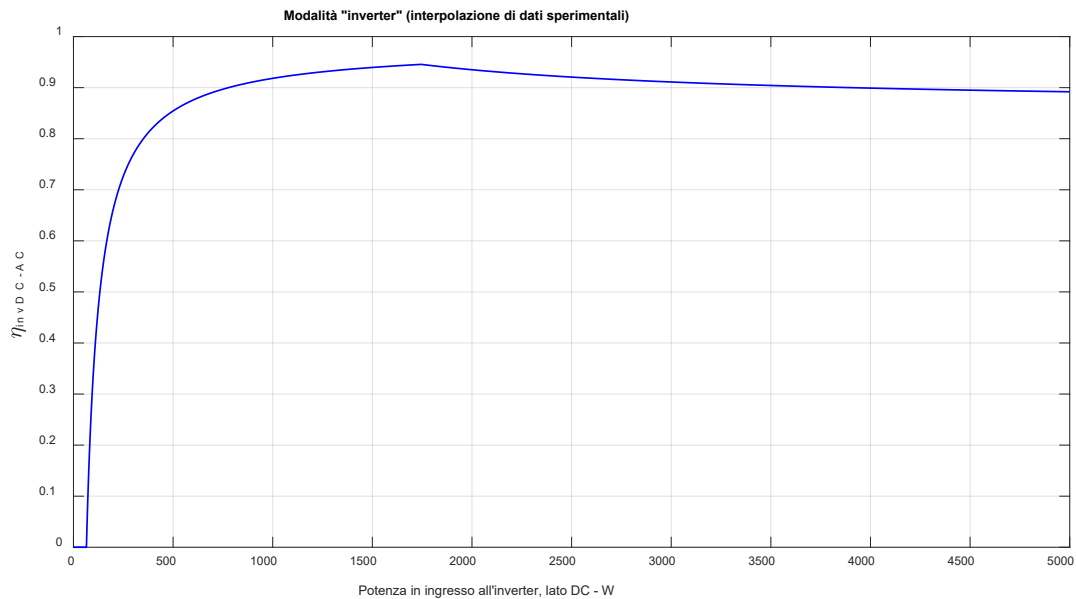


Figura 62. Rendimento in modalità "inverter" da correlazione di dati sperimentali.

La curva in Figura 62 mostra la dipendenza del rendimento del componente inverter in base alla potenza in ingresso all'inverter stesso. Si nota la presenza di pochi watt assorbiti in "stand-by", necessari per mantenere in funzione l'inverter anche quando non c'è trasmissione di potenza. Rendimenti oltre il 90% vengono raggiunti con potenze in ingresso sopra i 700-800 W, e vengono mantenute fino a oltre i 5 kW. Questa tipologia di curva è tipica del funzionamento degli inverter che si trovano in letteratura e anche sui cataloghi forniti dai costruttori. La curva interpolata da dati sperimentali in Figura 62 è stata utilizzata nelle simulazioni per calcolare la potenza in uscita dall'inverter.

Similmente si sono costruite delle curve per identificare il rendimento del componente in modalità "charger". La curva che lega la potenza in ingresso lato AC e quella in uscita lato DC è riportata in Figura 63. Come nel caso precedente, è presente una piccola potenza di "stand-by". La curva di rendimento $\eta_{inv,ACDC}$, riportata in Figura 64, a differenza della modalità di funzionamento "inverter", non presenta un massimo in corrispondenza di una potenza elaborata, ma ha andamento logaritmico crescente con il massimo valore ottenuto in corrispondenza della massima potenza che può attraversare il charger (5 kW).

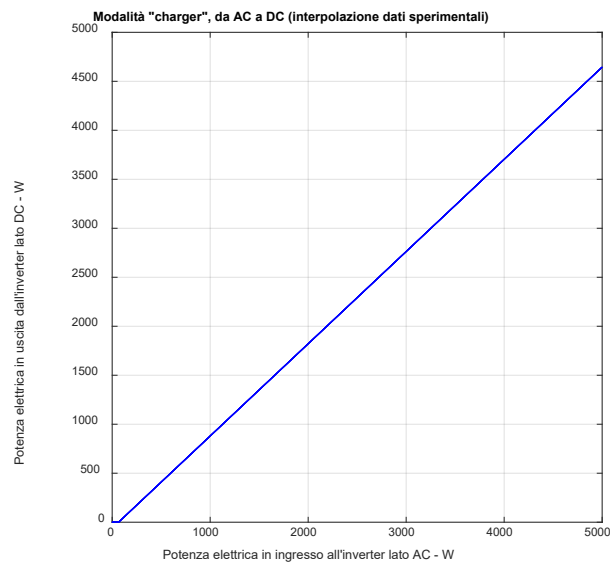


Figura 63. Correlazione tra potenza in ingresso e potenza in uscita, in modalità "charger", da correlazione di dati sperimentali.

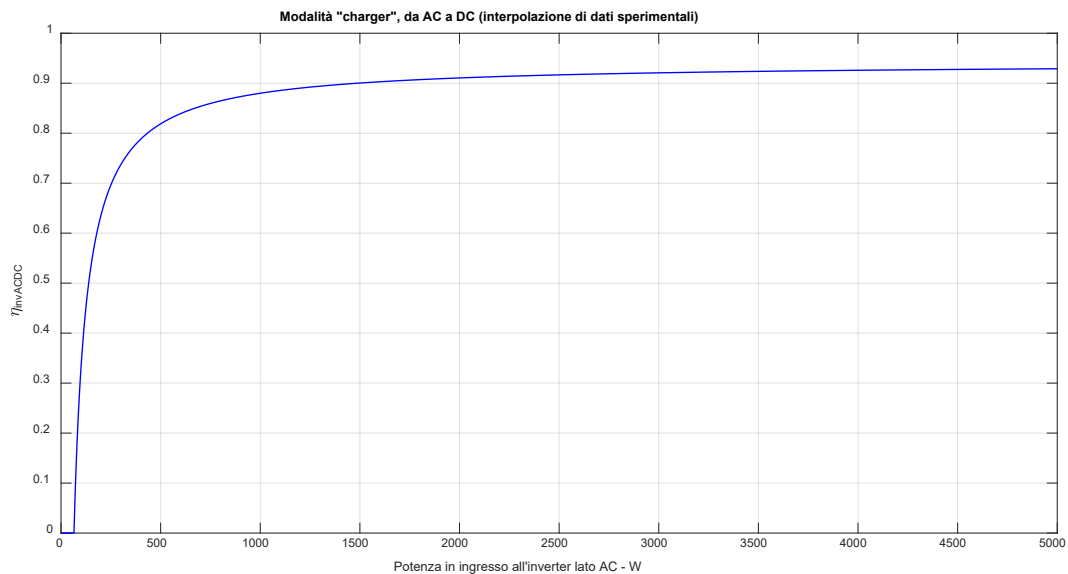


Figura 64. Rendimento in modalità "charger" da correlazione di dati sperimentali.

Anche questa curva di rendimento è stata implementata nei codici di simulazione per tenere conto dell'efficienza del componente nel momento in cui le batterie vengono caricate tramite la rete elettrica.

4 Analisi dei casi studio

4.1 Riepilogo dei casi studio

Nel seguito si andranno ad analizzare 5 casi studio, un appartamento con due diversi profili di utenza, una villa con due diversi profili di utenza e un ufficio. Per ognuno di questi casi studio sono stati ipotizzati nella precedente annualità dei profili di utenza, delle caratteristiche di involucro e impianto e delle metodologie di controllo “tradizionali” e “avanzate” nella precedente annualità.

Appartamento con utenza famiglia (Af)

Involucro: superficie calpestabile 80 m², tre pareti disperdenti con $U=0.26 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$, triplo vetro, solaio superiore, pavimenti e parete est non disperdenti.

Utenza: famiglia, 4 persone con presenza discontinua all’interno dell’appartamento, diversa tra giorni festivi e feriali (quindi setpoint di temperatura, carichi elettrici, profili di richiesta ACS, ecc. sono variabili tra giorni festivi e feriali).

Clima: Pisa.

Impianto: Terminali di emissione radiatori. Sistema ibrido pompa di calore-caldia per riscaldamento. Per ACS: caldaia ad uso istantaneo. Raffrescamento: con condizionatore split aria-aria dedicato.

Controllo tradizionale (Af-0): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato su una temperatura di soglia, al di sotto della quale funziona solo la caldaia.

Controllo avanzato (Af-1): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla massimizzazione istantanea del PER (massima efficienza energetica).

Controllo avanzato (Af-2): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla minimizzazione dei costi operativi. Valutazione di eventuali miglioramenti dovuti a richieste di demand-response.

Appartamento con utenza pensionato (Ap)

Involucro: superficie calpestabile 80 m², tre pareti disperdenti con $U=0.26 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$, triplo vetro, solaio superiore, pavimenti e parete est non disperdenti.

Utenza: pensionato, 2 persone, con presenza più o meno continua all’interno dell’appartamento.

Clima: Pisa.

Impianto: Terminali di emissione radiatori. Sistema ibrido pompa di calore-caldia per riscaldamento. Per ACS: caldaia ad uso istantaneo. Raffrescamento: con condizionatore split aria-aria dedicato.

Controllo tradizionale (Ap-0): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato su una temperatura di soglia, al di sotto della quale funziona solo la caldaia.

Controllo avanzato (Ap-1): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla massimizzazione istantanea del PER (massima efficienza energetica).

Controllo avanzato (Ap-2): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla minimizzazione dei costi operativi. Valutazione di eventuali miglioramenti dovuti a richieste di demand-response.

Villa con copertura orizzontale (Vp)

Involucro: superficie calpestabile 160 m², trasmittanza pareti verticali $0.27 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$, triplo vetro, copertura orizzontale.

Utenza: pensionato, 2 persone, con presenza più o meno continua all’interno della villa.

Clima: Pisa.

Impianto: Terminali di emissione pannelli radianti. Sistema ibrido pompa di calore-caldia per riscaldamento e ACS. Per ACS: serbatoio di accumulo, che può essere riscaldato da entrambi i generatori sulla base delle regole di controllo. Raffrescamento tramite pompa di calore utilizzata come chiller. Fotovoltaico inclinato 5°.

Controllo tradizionale (Vp-0): commutazione tra i generatori per riscaldamento e per la ricarica del serbatoio di ACS (per il quale è previsto un setpoint fisso) basato su una temperatura di soglia, al di sotto della quale funziona solo la caldaia.

Controllo avanzato (Vp-1): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla massimizzazione istantanea del PER non rinnovabile (massima efficienza energetica). Eventuale precarica del serbatoio in corrispondenza degli orari di maggior richiesta di ACS.

Controllo avanzato (Vp-2): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla minimizzazione dei costi operativi. Eventuale precarica del serbatoio in corrispondenza degli orari di maggior richiesta di ACS. Valutazione di eventuali miglioramenti dovuti a richieste di demand-response.

Villa con copertura inclinata (Vf)

Involucro: superficie calpestabile 160 m², trasmittanza pareti verticali 0.27 W/(m²K), triplo vetro, tetto inclinato.

Utenza: famiglia, 4 persone con presenza discontinua all'interno dell'appartamento, diversa tra giorni festivi e feriali (quindi setpoint di temperatura, carichi elettrici, profili di richiesta ACS, ecc. sono variabili tra giorni festivi e feriali).

Clima: Pisa.

Impianto: Terminali di emissione pannelli radianti. Sistema ibrido pompa di calore-caldaia per riscaldamento e ACS. Per ACS: serbatoio di accumulo, che può essere riscaldato da entrambi i generatori sulla base delle regole di controllo. Raffrescamento tramite pompa di calore utilizzata come chiller. Fotovoltaico inclinato 30°.

Controllo tradizionale (Vf-0): commutazione tra i generatori per riscaldamento e per la carica del serbatoio di ACS (per il quale è previsto un setpoint fisso) basato su una temperatura di soglia, al di sotto della quale funziona solo la caldaia.

Controllo avanzato (Vf-1): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla massimizzazione istantanea del PER non rinnovabile (massima efficienza energetica). Eventuale precarica del serbatoio in corrispondenza degli orari di maggior richiesta di ACS.

Controllo avanzato (Vf-2): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla minimizzazione dei costi operativi. Eventuale precarica del serbatoio in corrispondenza degli orari di maggior richiesta di ACS. Valutazione di eventuali miglioramenti dovuti a richieste di demand-response.

Ufficio (U)

Involucro: superficie calpestabile 20 m² per singolo ufficio (3 uffici in totale serviti dall'impianto in analisi), trasmittanza pareti verticali 0.25 W/(m²K), con isolamento esterno, triplo vetro, pavimento, solaio superiore, parete nord, est, ovest non disperdenti.

Utenza: impiegato.

Clima: Pisa.

Impianto: Terminali di emissione fancoil. Sistema ibrido pompa di calore-caldaia per riscaldamento. Servizio di ACS non presente. Raffrescamento tramite pompa di calore utilizzata come chiller (in caso di controllo avanzato, è presente anche un serbatoio freddo). Impianto fotovoltaico + accumulo elettrochimico per il soddisfacimento delle richieste di energia elettrica.

Controllo tradizionale (U0): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato su una temperatura di soglia, al di sotto della quale funziona solo la caldaia. Serbatoio freddo non utilizzato. Batterie elettrochimiche ricaricate in caso di surplus di energia da fotovoltaico, prioritario rispetto alla cessione in rete. Batterie elettrochimiche scaricate in caso di deficit di energia da fotovoltaico, prioritario rispetto al prelievo dalla rete.

Controllo avanzato (U1): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla massimizzazione istantanea del PER (massima efficienza energetica), valorizzando l'energia elettrica ceduta alla rete in quanto totalmente rinnovabile. Utilizzo del serbatoio freddo per raffrescamento con precarica notturna.

Controllo avanzato (U2): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla minimizzazione dei costi operativi, considerando l'eventuale ricavo dovuto alla vendita di energia elettrica in rete. Utilizzo del serbatoio freddo per raffrescamento con precarica notturna.

Controllo avanzato (U3): commutazione tra i generatori per riscaldamento basato sulla minimizzazione dei costi operativi. Gestione degli accumuli elettrochimici in funzione di richieste di demand-response,

minimizzando i costi di acquisto dell'energia elettrica dalla rete e massimizzando i ricavi collegati alla vendita.

In tutti i casi studio, per il calcolo delle prestazioni dei vari componenti del sistema edificio-impianto si è fatto riferimento ai modelli sviluppati:

- 1) per la simulazione dell'involucro, si è utilizzato il modello dinamico con approccio thermal network descritto nel report della precedente annualità;
- 2) per la simulazione del funzionamento dei terminali di emissione, si sono utilizzati i modelli specifici descritti nel report della precedente annualità;
- 3) per la definizione dei carichi di ACS, carichi elettrici, e presenza di persone all'interno degli edifici, si è fatto riferimento ai profili definiti nel report della precedente annualità;
- 4) per la caldaia, si è ipotizzato un rendimento fisso pari a 0.96 in accordo con le specifiche tecniche dei produttori;
- 5) per la pompa di calore e il calcolo del COP/EER, si è utilizzato il modello riportato nel paragrafo 3.1;
- 6) per il calcolo delle temperature all'interno del serbatoio caldo/freddo, si è utilizzato il modello riportato nel paragrafo 3.2;
- 7) per il calcolo della producibilità elettrica da fotovoltaico e la sua efficienza, si è utilizzato il modello riportato nel paragrafo 3.3.1;
- 8) per la simulazione del funzionamento delle batterie elettrochimiche, si è utilizzato il modello riportato nel paragrafo 3.3, basato su un rendimento di carica e scarica della batteria pari a 0.92 (vedi paragrafo 2.3.10).

Per il calcolo dei costi per vettore energetico/servizio, si sono utilizzati i seguenti prezzi: 0.24 €/kWh per l'energia elettrica [12]; 0.09 €/kWh per il gas naturale [13]. Se prevista, il costo per la vendita in rete è stato scelto pari a 0.12 €/kWh. Questi costi sono stati utilizzati in tutte le simulazioni tranne in quei casi in cui è stato applicato il demand-response, il cui approccio è stato considerato usando una logica di tipo "Price-Based Program" [14], una logica cioè in cui gli utenti possono decidere di modificare i loro profili di consumo o di cessione dell'energia prodotta da fotovoltaico, in accordo a cambiamenti nella tariffazione elettrica. Nelle simulazioni di demand-response, sono stati ipotizzati due scenari:

- 1) il mercato elettrico continua ad incentivare i consumi durante il fine settimana e nelle fasce orarie serali-notturne, per cui il costo dell'energia elettrica è 0.15 €/kWh per tutte le ore del sabato e della domenica e, nei giorni feriali, dalle 19 alle 7; nelle restanti ore, il costo dell'energia elettrica è invece 0.30 €/kWh (scenario DR1);
- 2) il mercato elettrico, invece, incentiva i consumi durante le ore centrali della giornata, in modo da sfruttare la produzione da fonte rinnovabile, immaginata come sempre più diffusa sul territorio. In questo caso, i costi sono 0.15 €/kWh dalle 8 alle 18 per tutti i giorni, e 0.30 €/kWh nelle ore restanti (scenario DR2).

Negli scenari di demand-response, se è possibile anche la vendita in rete, è prevista la vendita a 0.30 €/kWh nelle ore in cui il costo dell'energia è alto (per incentivare gli utenti a diventare produttori quando la rete è "in difficoltà") mentre la vendita è fissata a 0 €/kWh se il costo di acquisto è 0.15 €/kWh (per favorire l'autoconsumo).

Tutti i casi studio sono stati simulati con timestep 10 minuti.

4.2 Indicatori utilizzati per il confronto

Per tutti i casi studio analizzati, sono stati calcolati:

- 1) Energia utile fornita per ogni servizio energetico (riscaldamento, raffrescamento, ACS e carichi elettrici) [kWh], $\sum Q_{RISC}$, $\sum Q_{RAFFR}$, $\sum Q_{ACS}$, $\sum W_{carichi}$;

- 2) Energia in ingresso ai generatori, suddivisa per vettore energetico (metano ed energia elettrica) e per servizio energetico erogato (riscaldamento, raffrescamento, ACS e carichi elettrici), [kWh]
 $\Sigma Q_{gas,RISC}, \Sigma Q_{gas,ACS}, \Sigma W_{el,RISC}, \Sigma W_{el,ACS}, \Sigma W_{el,RAFFR}, \Sigma W_{el,carichi}$;

- 3) PER_{tot} , suddiviso per servizio (riscaldamento, raffrescamento, ACS e carichi elettrici), definito come:

$$PER_{tot,servizio} = \frac{\Sigma Q_{servizio}}{\Sigma Q_{gas,IN,servizio} \times f_{gas,tot} + \Sigma W_{grid,IN,servizio} \times f_{el,tot} + \Sigma I_{sol,servizio} - \Sigma W_{grid,OUT,servizio}}$$

in cui $\Sigma Q_{gas,IN,servizio}$ è l'energia complessiva fornita dalla caldaia per il servizio in analisi, $\Sigma W_{GRID,IN,servizio}$ è l'energia elettrica necessaria alla pompa di calore per quel servizio, $\Sigma I_{sol,servizio}$ è l'energia solare incidente sugli eventuali moduli fotovoltaici e $\Sigma W_{GRID,OUT,servizio}$ è l'energia elettrica venduta alla rete. Sono utilizzati i fattori di conversione di energia primaria globale $f_{gas,gl}$ e $f_{el,gl}$ (rispettivamente 1.05 e 2.42) per l'energia da gas naturale e da energia elettrica acquistata dalla rete. Per l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico ed esportata, si considera il fattore di conversione di energia primaria esportata (rinnovabile, non rinnovabile e totale), pari al fattore di conversione del relativo vettore energetico prodotto in situ (vedi UNI/TS 11300-5:2016 [15]). L'energia in ingresso e ceduta in rete viene attribuita ai diversi servizi in maniera proporzionale all'energia utile fornita per lo specifico servizio.

- 4) PER_{nren} suddiviso per servizio (riscaldamento, raffrescamento, ACS e carichi elettrici), definito come:

$$PER_{nren,servizio} = \frac{\Sigma Q_{servizio}}{\Sigma Q_{gas,IN,servizio} \times f_{gas,nren} + \Sigma W_{grid,IN,servizio} \times f_{el,nren}}$$

in cui $f_{gas,nren}$ è pari a 1.05 e $f_{el,nren}$ è pari a 1.95.

- 5) Prestazioni globali di impianto suddiviso per servizio, comprendenti l'efficienza dei generatori (caldaia, pompa di calore, chiller/split), dell'accumulo termico, dell'accumulo elettrochimico e dei componenti elettrici (BOS);
- 6) Prestazioni stagionali dei generatori in due periodi di riferimento (dal 1° novembre al 15 aprile "inverno", dal 16 aprile al 31 ottobre "estate"), per soddisfare tutti i servizi possibili (in inverno, se richiesti, riscaldamento e ACS; in estate, se richiesti, raffrescamento e ACS);
- 7) Costi ripartiti per servizio e ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica.

Specifici indicatori sono scelti inoltre, su alcuni casi studio, per enfatizzare le prestazioni di alcuni componenti non presenti in tutte le casistiche in esame (ad esempio, fotovoltaico, batterie elettriche).

4.3 Appartamento con utenza famiglia

4.3.1 Appartamento con controllo tradizionale (Af-0) – Caso benchmark

Nella simulazione effettuata, si presuppone che la pompa di calore venga utilizzata per il servizio di riscaldamento se la temperatura esterna è maggiore di un valore soglia (7 °C); per temperature inferiori, si presuppone che funzioni sempre la caldaia per soddisfare le esigenze di riscaldamento. Il servizio di ACS, invece, viene soddisfatto in maniera istantanea dalla caldaia.

Sono riportati nelle seguenti figure (Figura 65, Figura 66, Figura 67, Figura 68, Figura 69, Figura 70) i risultati delle simulazioni. Le figure mostrano che il servizio di riscaldamento è fornito per larga parte dalla caldaia (416 kWh contro i 191 kWh forniti dalla pompa di calore). Nonostante la temperatura di switch tra i generatori sia piuttosto elevata, la pompa di calore lavora con prestazioni piuttosto basse ($SCOP = 1.59$). Ciò è dovuto alle temperature di mandata ai terminali elevate, dovute all'utilizzo di radiatori, insieme alla mancanza di sistemi di accumulo, nonostante una temperatura media esterna di lavoro di circa 9 °C. Nel complesso, comunque, i costi operativi annuali sono dovuti per la maggior parte alle richieste di ACS e di carichi elettrici, mentre quelli relativi alle richieste di riscaldamento e raffrescamento sono marginali, grazie all'elevata efficienza dell'involucro. Inoltre, l'efficienza dello split risulta invece alta ($SEER = 3.59$).

Energia utile fornita all'edificio

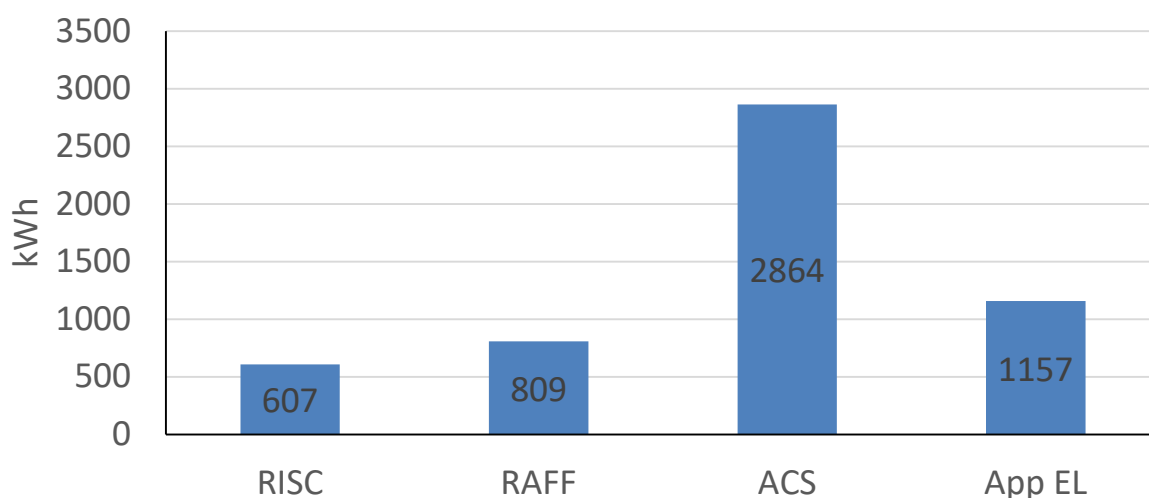


Figura 65. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Af-0).

Vettori energetici utilizzati

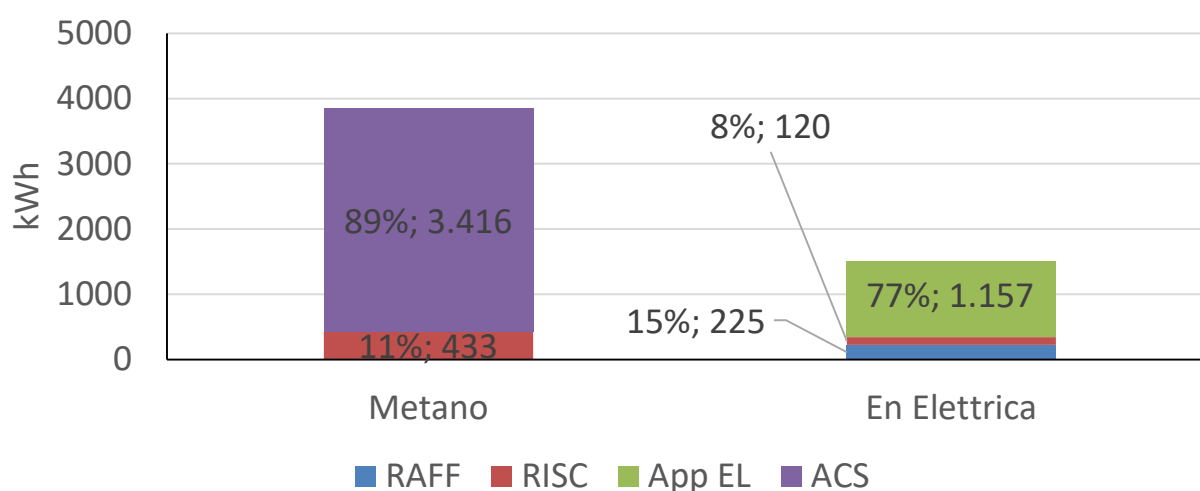


Figura 66. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Af-0).

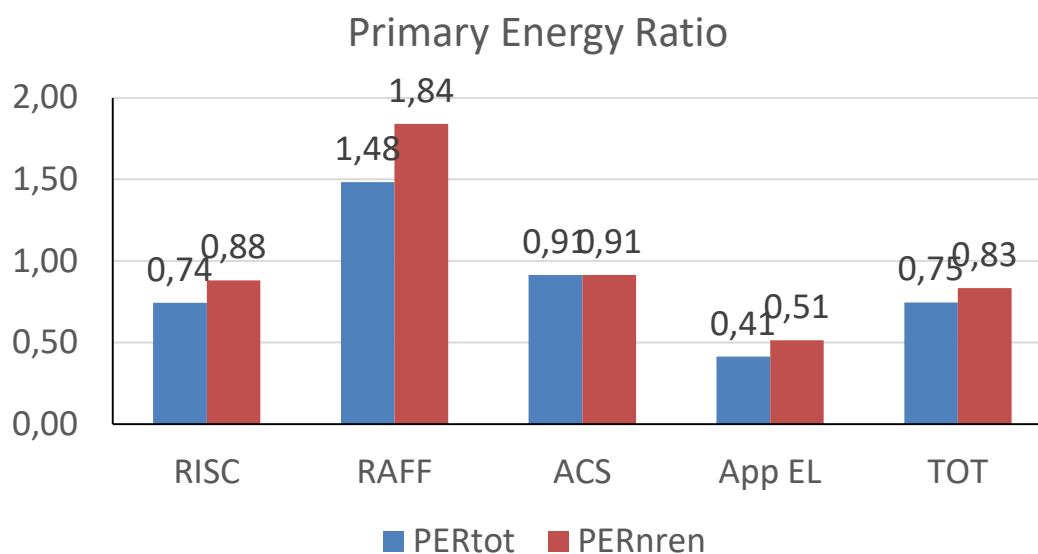


Figura 67. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Af-0).

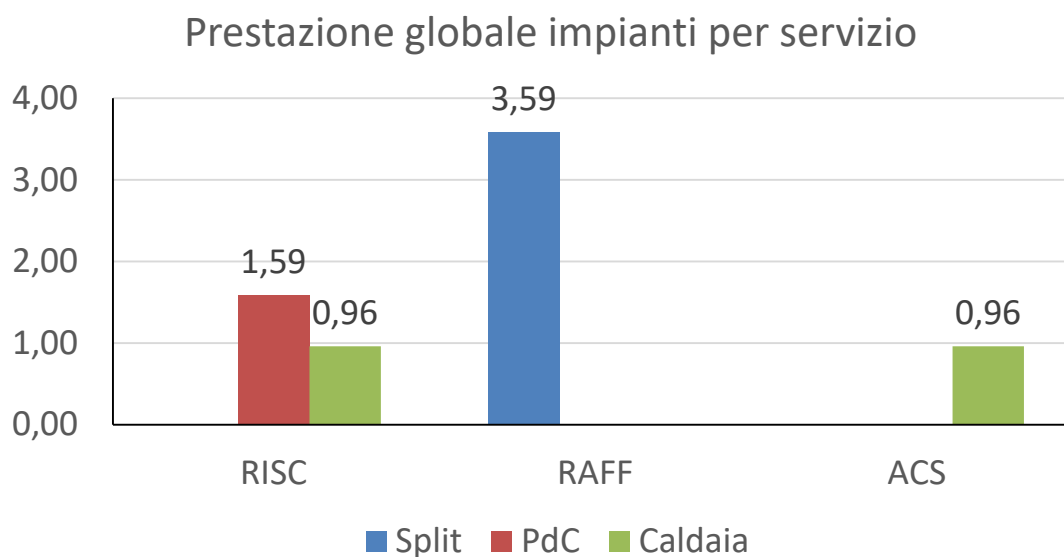


Figura 68. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Af-0).

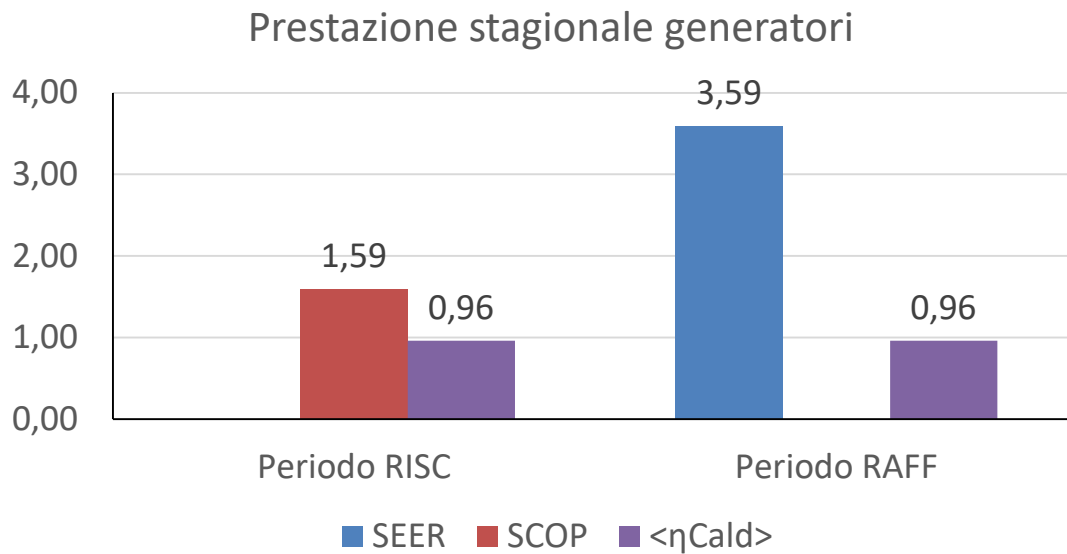


Figura 69. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Af-0).

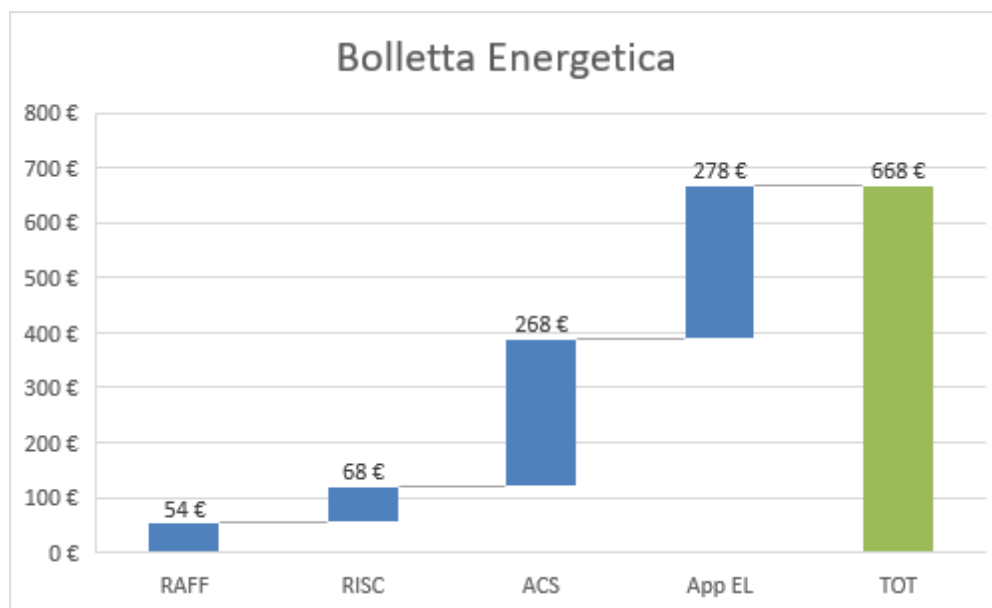


Figura 70. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Af-0).

4.3.2 Appartamento con controllo avanzato (Af-1)

In questa strategia di controllo, si è modificata la strategia che regola la commutazione dei generatori: questa non avviene più sulla base di una temperatura fissa esterna, ma sulla base di logiche di convenienza energetica. A tal proposito, è stato definito un COP di convenienza energetica:

$$COP_{conv,energ} = \eta_{caldaia} \times \frac{f_{nren,el}}{f_{nren,gas}} \sim 1.78$$

in cui $\eta_{caldaia} = 0.96$ è il rendimento della caldaia (assunto costante), $f_{nren,el} = 1.95$ è il fattore di conversione di energia primaria non rinnovabile per l'energia elettrica e $f_{nren,gas} = 1.05$ è il fattore di conversione di energia primaria non rinnovabile per il gas naturale [16].

Secondo la logica implementata, ogni 30 minuti il controllore calcola la media della potenza resa ai terminali, la temperatura esterna e la temperatura di mandata, nei 60 minuti precedenti. Sulla base di

questi dati, il controllore predittivo stima il COP con cui avrebbe lavorato in media la pompa di calore nell'ora precedente per soddisfare il carico medio, e lo confronta con il $COP_{conv,energ}$. Se il valore di COP medio è maggiore di $COP_{conv,energ}$, il controllore tiene accesa la pompa di calore per soddisfare il carico di riscaldamento nella mezz'ora successiva (3 timestep), supponendo che i valori di temperatura esterna, temperatura di mandata e potenza richiesta non varino così tanto nell'orizzonte temporale considerato (approccio tipico di algoritmi predittivi). La scelta di 30 minuti come orizzonte temporale è dovuta ad una valutazione della capacità termica dell'impianto (i cui effetti non sono quantificabili dal controllore) e considerando che la pompa di calore, per ridurre gli on-off e aumentare la vita del compressore, non dovrebbe modificare il suo *status* di accensione/spegnimento troppo frequentemente. Se, nella simulazione, a causa degli effettivi valori delle temperature delle sorgenti e dei carichi richiesti, il COP fornito è minore di 1.78, la decisione sull'accensione/spegnimento viene comunque riaggiornata dopo 30 minuti. Questo elemento, tipico dei sistemi reali, introdurrà un effetto di "errore di previsione".

I risultati trovati sono riportati nelle seguenti figure (Figura 71, Figura 72, Figura 73, Figura 74, Figura 75, Figura 76). La logica Af-1 consente di ottenere dei limitati miglioramenti sul funzionamento del sistema ibrido: rispetto alla configurazione Af-0: lo SCOP della pompa di calore in riscaldamento è di 1.61, ma si riduce la quota di energia che viene fornita per riscaldamento da pompa di calore. Questo dimostra che, nella configurazione "tradizionale", la modalità di switch basata sulla temperatura esterna non consente di ottenere SCOP elevati se la pompa di calore lavora in condizioni di parzializzazione con terminali ad alta temperatura. Tuttavia, neanche la tipologia di controllo avanzata Af-1 porta a miglioramenti significativi (il PER di riscaldamento aumenta di 0.03 punti), in quanto la temperatura di mandata è sempre alta (temperatura di mandata media quando funziona la pompa di calore = 47 °C). Inoltre, come detto precedentemente, la logica di decisione descritta precedentemente, basata sui valori calcolati nell'ora precedente e applicata sui 30 minuti successivi, può portare ad errori nella scelta del generatore più conveniente. Infatti, se anche in base ai risultati dell'ora precedente il COP fosse stato maggiore del $COP_{conv,energ}$, nella mezz'ora successiva la temperatura esterna, la temperatura di mandata e la richiesta ai terminali potrebbero essere anche tali che il calcolo effettivo del COP, in quei timestep, sia invece minore di $COP_{conv,energ}$. A titolo esemplificativo, si veda la Figura 77, dove si vede che per diversi momenti di simulazione all'inizio di gennaio, la stima del COP utilizzando il controllo Af-1 (figura a sinistra) era stata superiore del limite di 1.78, portando la pompa di calore ad accendersi per riscaldamento nella mezz'ora successiva; nel calcolo effettivo del COP (figura a destra), però, il valore è stato minore di 1.78, portando quindi ad un utilizzo improprio del generatore.

Energia utile fornita all'edificio

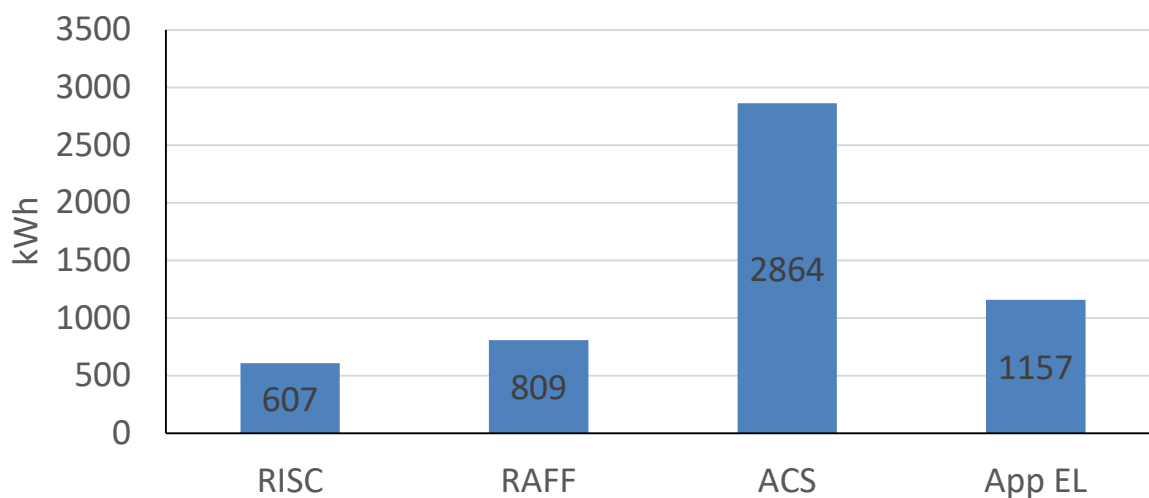


Figura 71. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Af-1).

Vettori energetici utilizzati

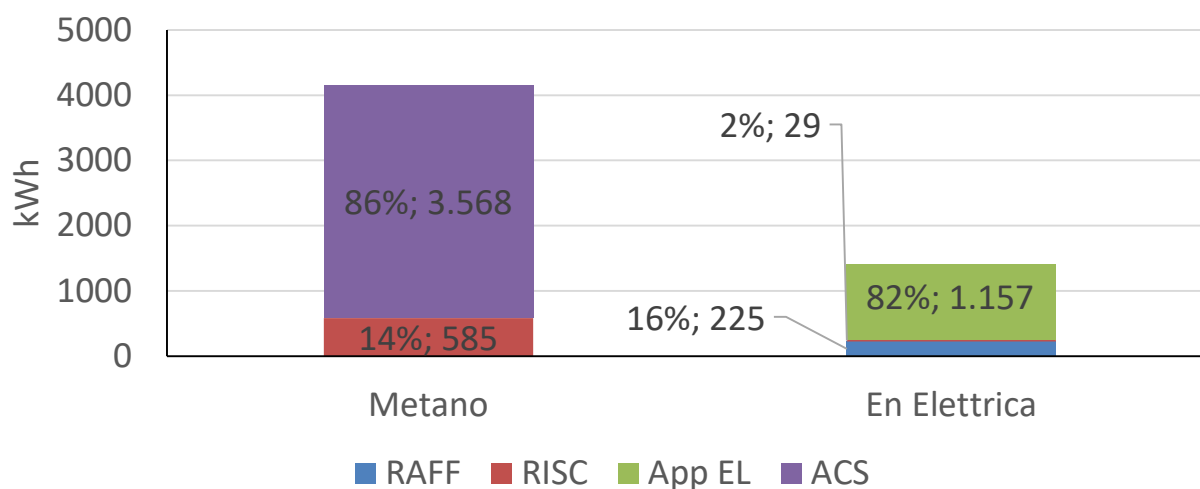


Figura 72. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Af-1).

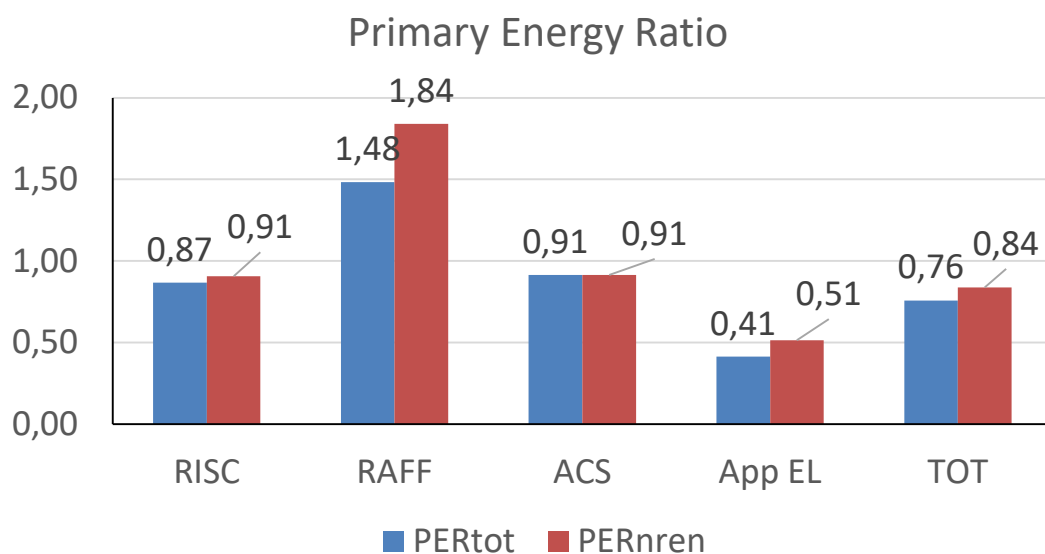


Figura 73. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Af-1).

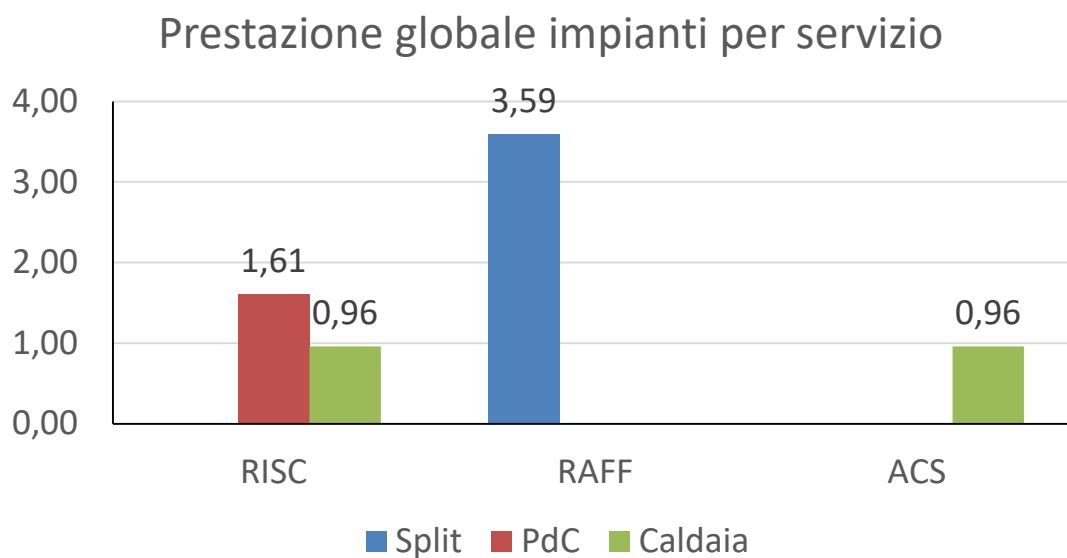


Figura 74. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Af-1).

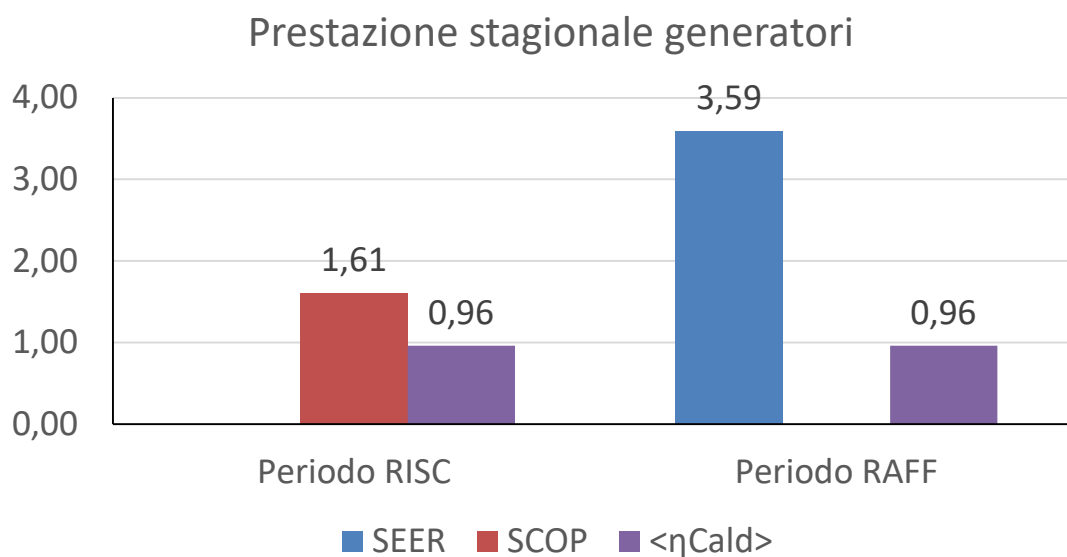


Figura 75. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Af-1).

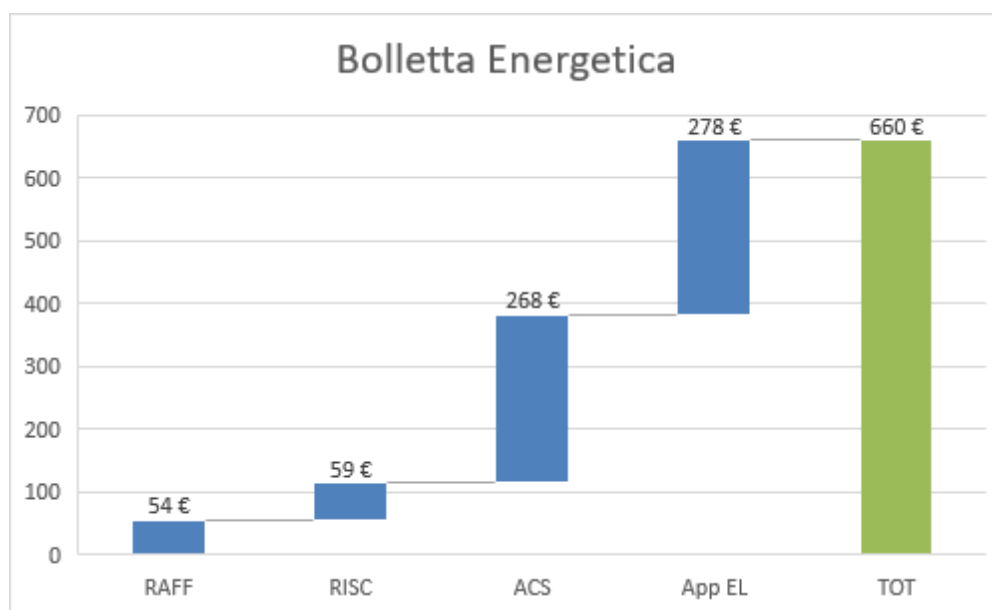


Figura 76. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Af-1).

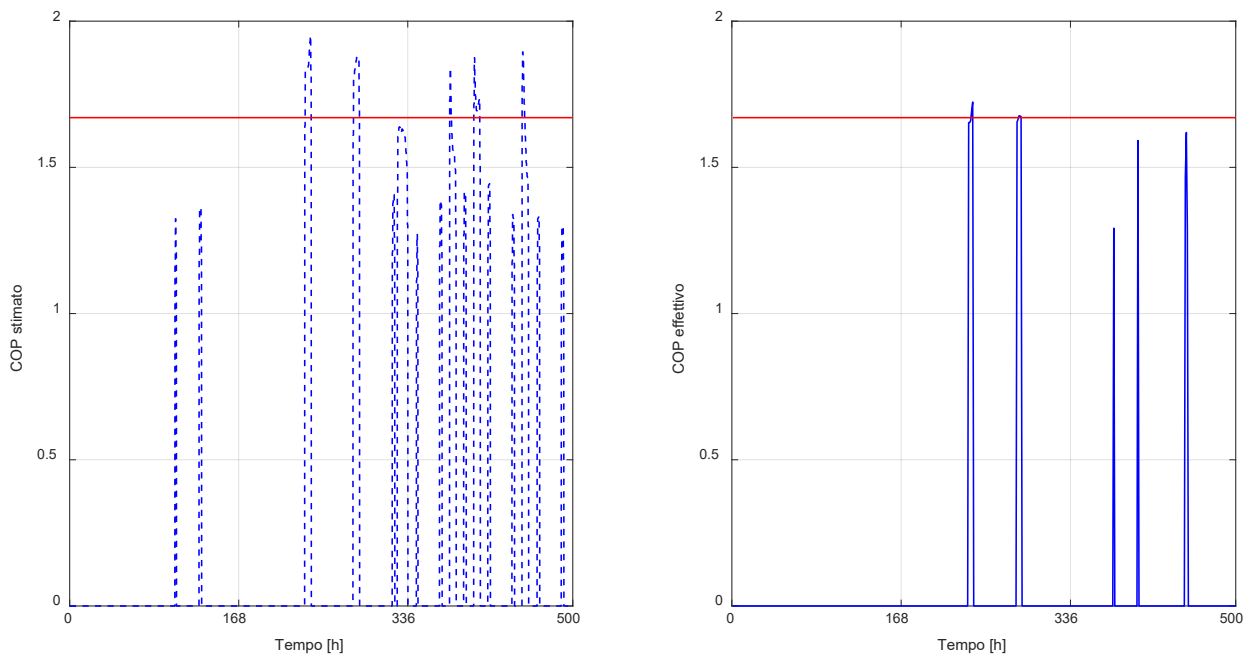


Figura 77. Confronto tra COP stimato e COP effettivo in due periodi di applicazione del controllo Af-1.

In ogni caso, anche per il caso di controllo Af-1 valgono le stesse considerazioni fatte per il controllo Af-0: i costi maggiori riscontrati (Figura 76) si riferiscono ai servizi di ACS e carichi elettrici, per i quali non sono previsti miglioramenti del sistema di controllo, mentre la quota di spesa riferita al riscaldamento rappresenta solo il 9% della spesa complessiva.

4.3.3 Appartamento con controllo avanzato (Af-2 senza DR)

In questa strategia di controllo, il controllore avanzato è analogo a quello scelto per il controllo Af-1, ma il criterio di scelta per l'attivazione del generatore di riscaldamento è su base economica. È stato quindi definito un COP di convenienza economica:

$$COP_{conv,eco} = \eta_{caldaia} \times \frac{c_{el}}{c_{gas}} \sim 2.56$$

in cui $\eta_{caldaia} = 0.96$ è il rendimento della caldaia (preso costante), $c_{el} = 0.24 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ è il costo dell'energia elettrica (costante) e $c_{gas} = 0.09 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ è il costo del gas naturale. A causa dei bassi valori di prestazione della pompa di calore in accoppiamento con i terminali ad alta temperatura, la soglia di $COP_{conv,eco} = \eta_{caldaia}$ non viene mai superata, quindi per il servizio di riscaldamento viene usata sempre la caldaia. I risultati complessivi sono riportati nelle seguenti figure (Figura 78, Figura 79, Figura 80, Figura 81, Figura 82, Figura 83). I valori di PER riferiti al servizio di riscaldamento sono quindi 0.91, in quanto viene usata solo la caldaia. Rispetto al caso di controllo Af-1 e Af-0, i costi riferiti al servizio di riscaldamento sono più bassi (Figura 83).

Energia utile fornita all'edificio

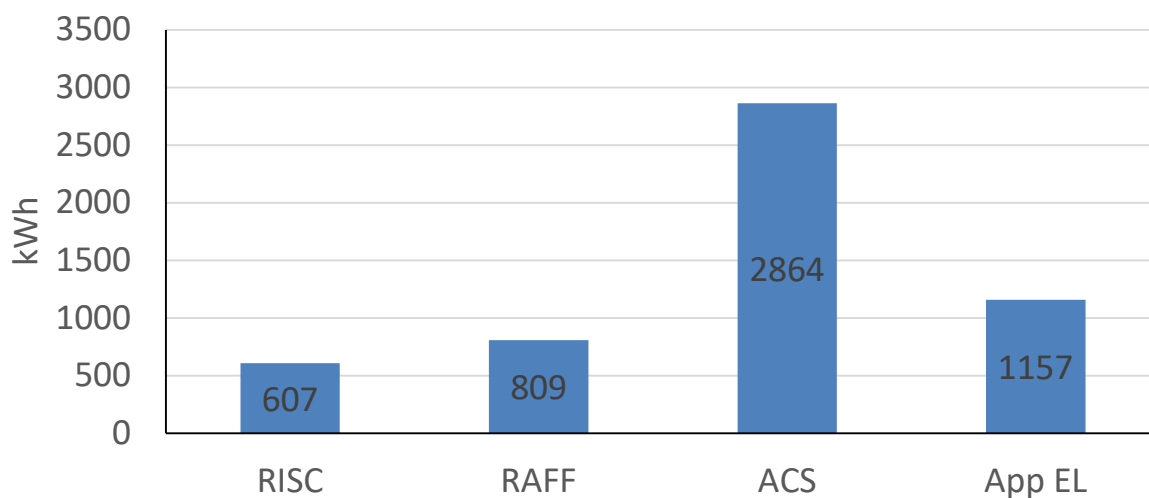


Figura 78. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Af-2).

Vettori energetici utilizzati

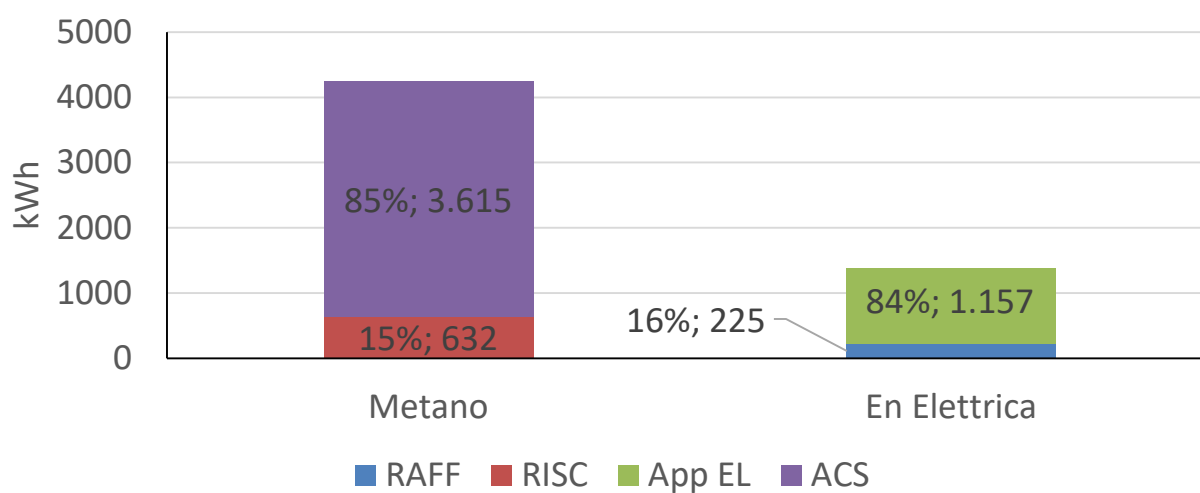


Figura 79. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Af-2).

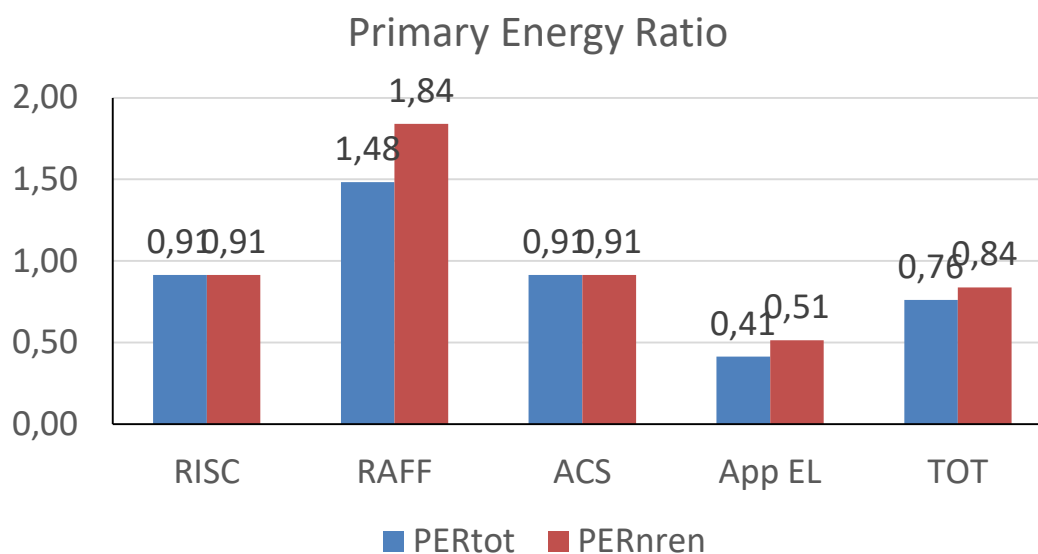


Figura 80. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Af-2).

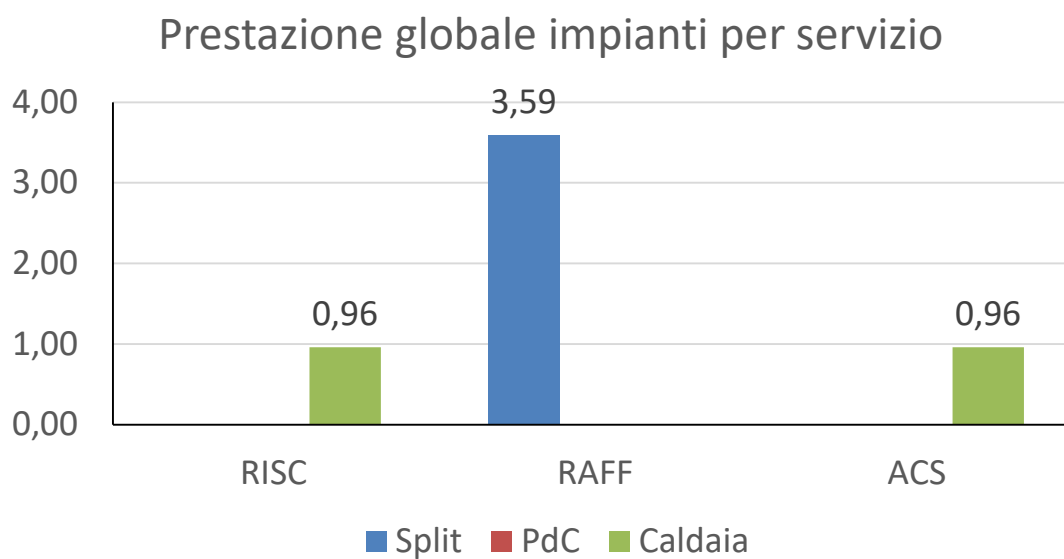


Figura 81. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Af-2).

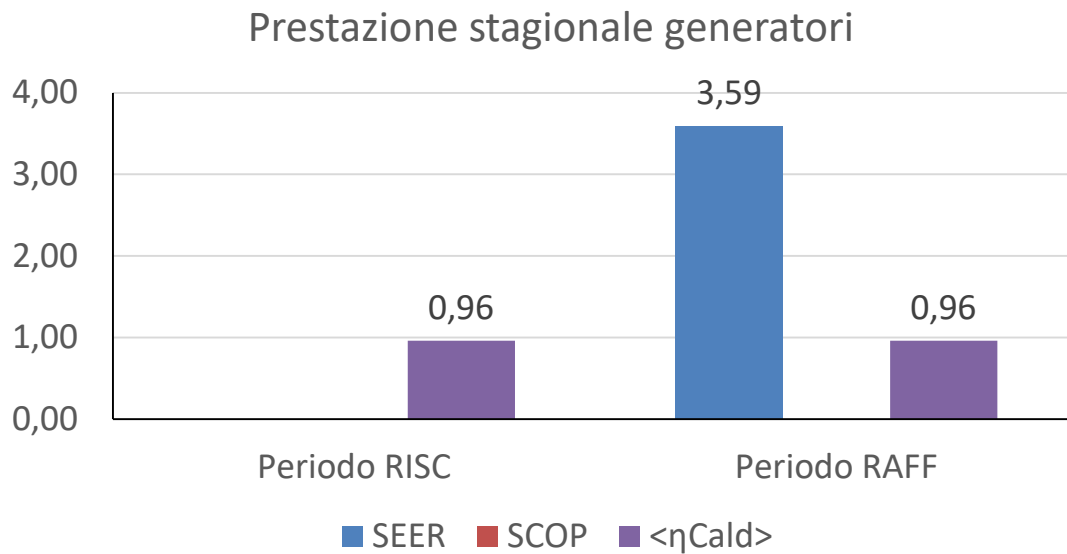


Figura 82. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Af-2).

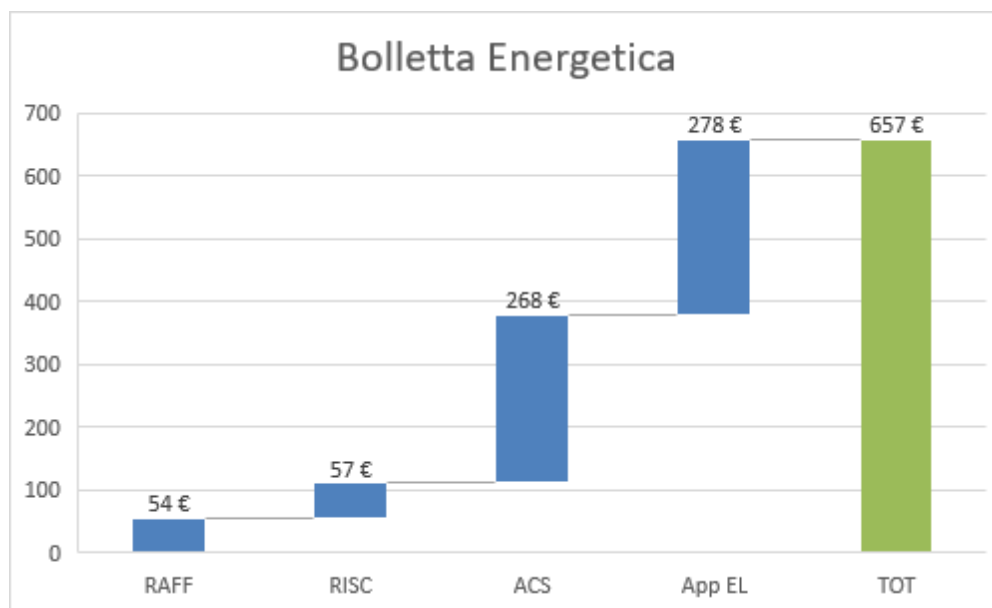


Figura 83. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Af-2).

4.3.4 Appartamento con controllo avanzato (Af-2 con DR1)

Rispetto alla precedente simulazione, viene utilizzata sempre una logica di commutazione tra i generatori basata su convenienza economica, ma i costi dell'energia elettrica sono variabili secondo un profilo riportato nel paragrafo 4.1. Variando il prezzo dell'energia elettrica, anche il COP di convenienza economica assume diversi valori:

- nelle ore diurne e nei giorni feriali, $COP_{conv,eco} = 3.2$;
- nelle ore notturne dei giorni feriali e durante il fine settimana, $COP_{conv,eco} = 1.6$.

A causa delle ridotte prestazioni operative della pompa di calore, questa verrà ragionevolmente impiegata solo quando il costo dell'energia elettrica è basso, in modo da riuscire a superare il valore di $COP_{conv,eco} = 1.6$.

Tramite la pompa di calore è possibile, in questa modalità, soddisfare il 23% del carico di riscaldamento totale in Figura 84, ma le prestazioni della pompa di calore rimangono comunque ridotte (Figura 87). I costi associabili al servizio di riscaldamento sono paragonabili al caso di controllo Af-2 senza DR (confronta Figura 83 e Figura 89), mentre diminuiscono quelli relativi al servizio di raffrescamento e per le utenze elettriche a causa della differente tariffazione nei momenti di consumo serali. I risultati completi sono riportati nelle figure seguenti (Figura 84, Figura 85, Figura 86, Figura 87, Figura 88, Figura 89).

Energia utile fornita all'edificio

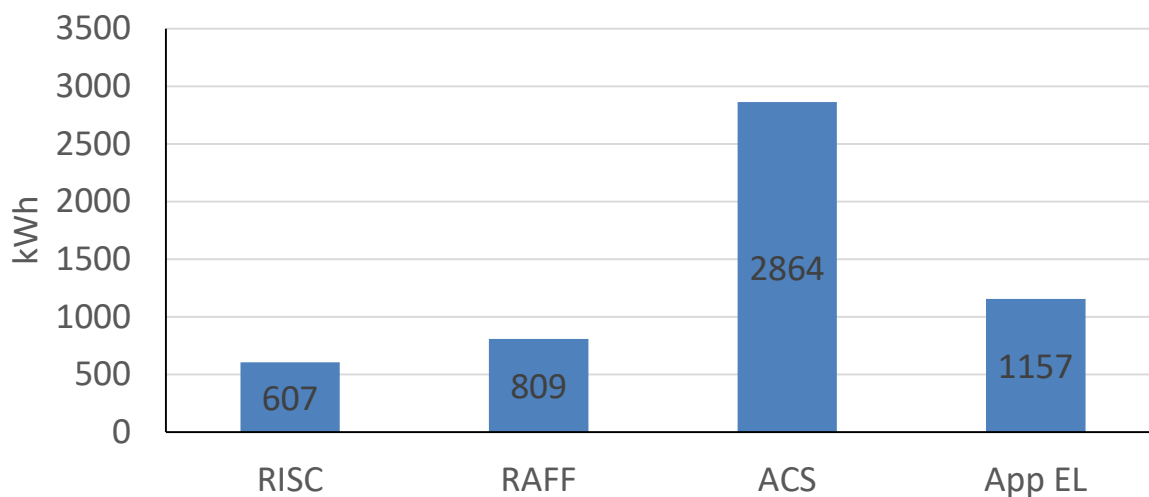


Figura 84. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Af-2-DR1).

Vettori energetici utilizzati

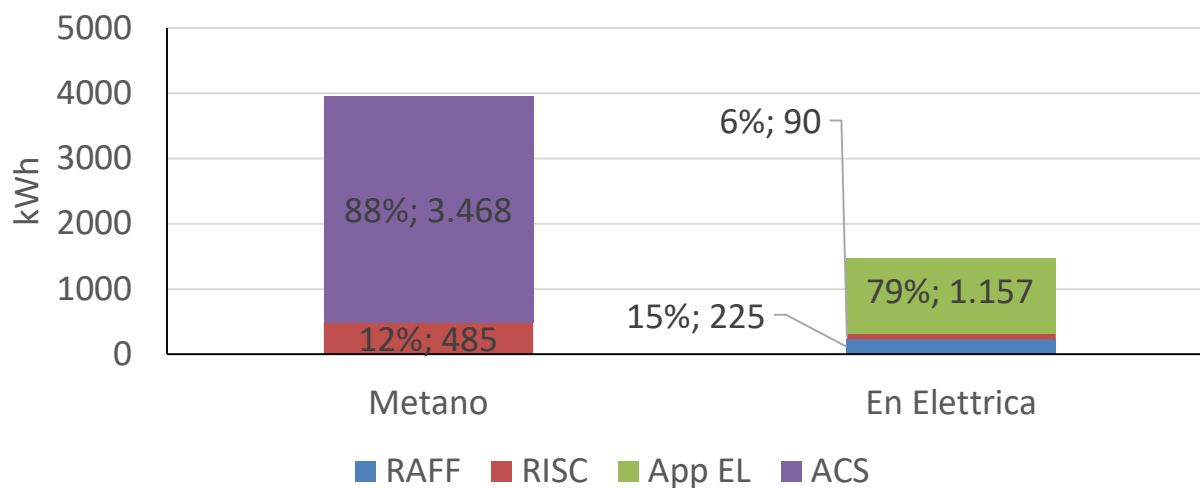


Figura 85. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Af-2-DR1).

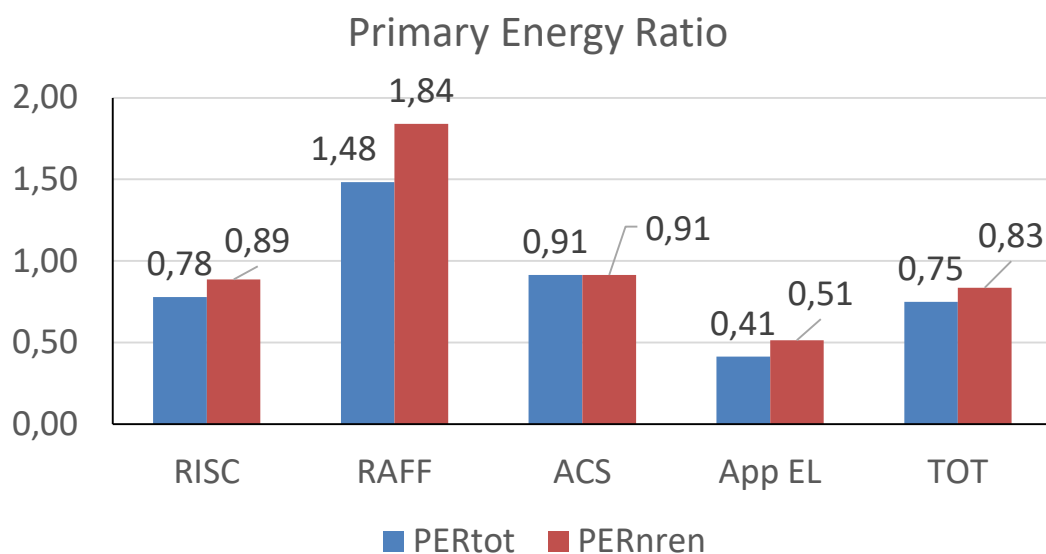


Figura 86. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Af-2-DR1).

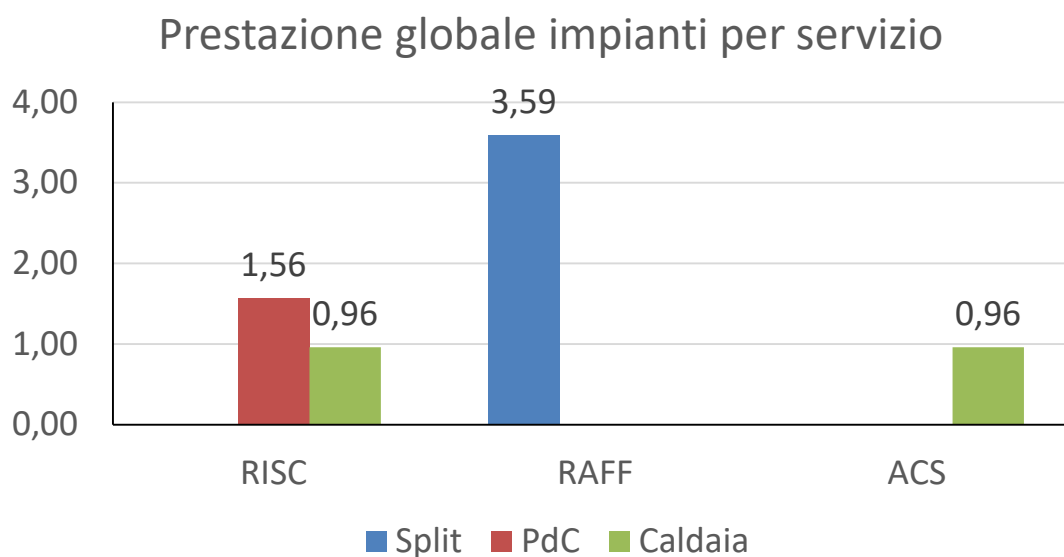


Figura 87. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Af-2-DR1).

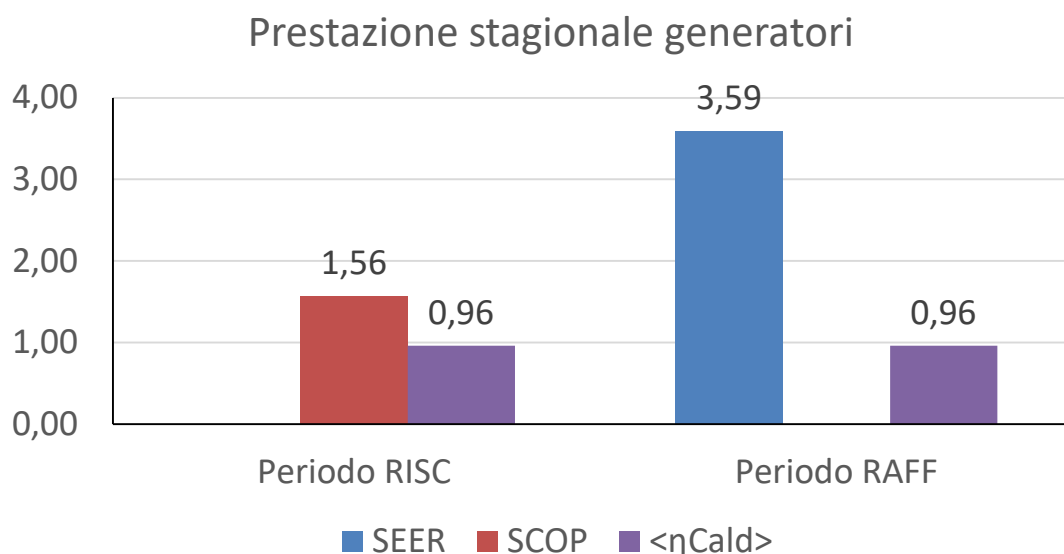


Figura 88. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Af-2-DR1).

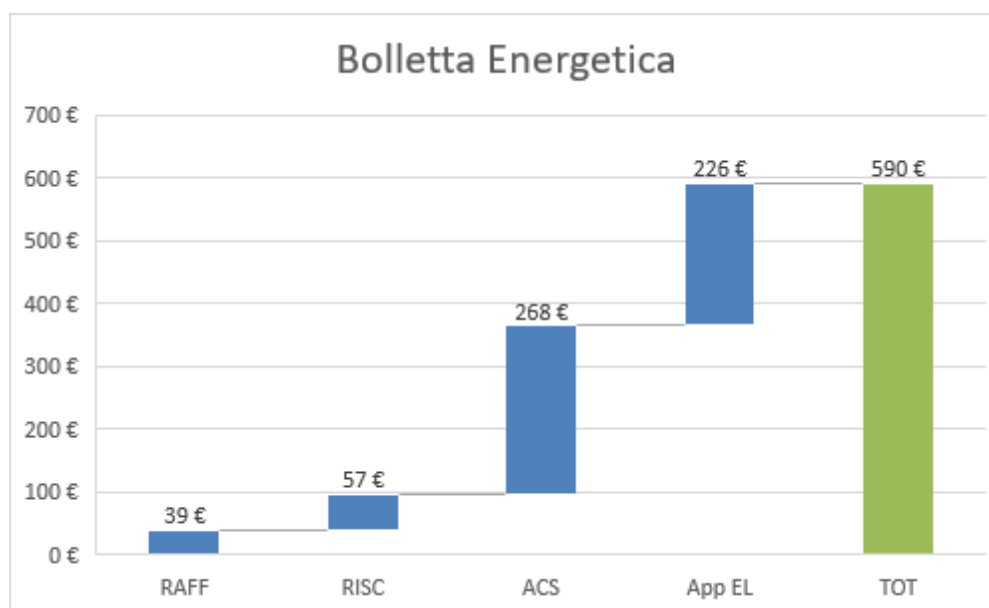


Figura 89. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Af-2-DR1).

4.3.5 Appartamento con controllo avanzato (Af-2 con DR2)

La logica di controllo implementata è analoga a quella del caso precedente, tranne che per le fasce di prezzo dell'energia (caso DR2 riportato nel paragrafo 4.1): in questo caso la pompa di calore, per risultare accesa, deve superare il $COP_{conv,eco}$ che è pari a 1.6 nelle ore diurne e 3.2 nelle ore notturne.

Poiché in questo caso studio il tipo di utenza (famiglia) concentra le richieste di riscaldamento soprattutto nelle ore notturne e nei fine settimana, la pompa di calore ha costi favorevoli dell'energia elettrica in poche ore, riducendo quindi la quota di servizio reso (12%, rispetto al totale in Figura 90). Lo SCOP è comunque di poco inferiore al limite di convenienza, come in tutti i casi con controllo avanzato, a causa degli inevitabili errori del predittore. Lo scostamento è comunque marginale (1.54 contro 1.6). I costi per il servizio di riscaldamento sono sostanzialmente analoghi al caso precedente (Figura 95). Tutti i risultati sono riportati nelle figure seguenti (Figura 90, Figura 91, Figura 92, Figura 93, Figura 94, Figura 95).

Energia utile fornita all'edificio

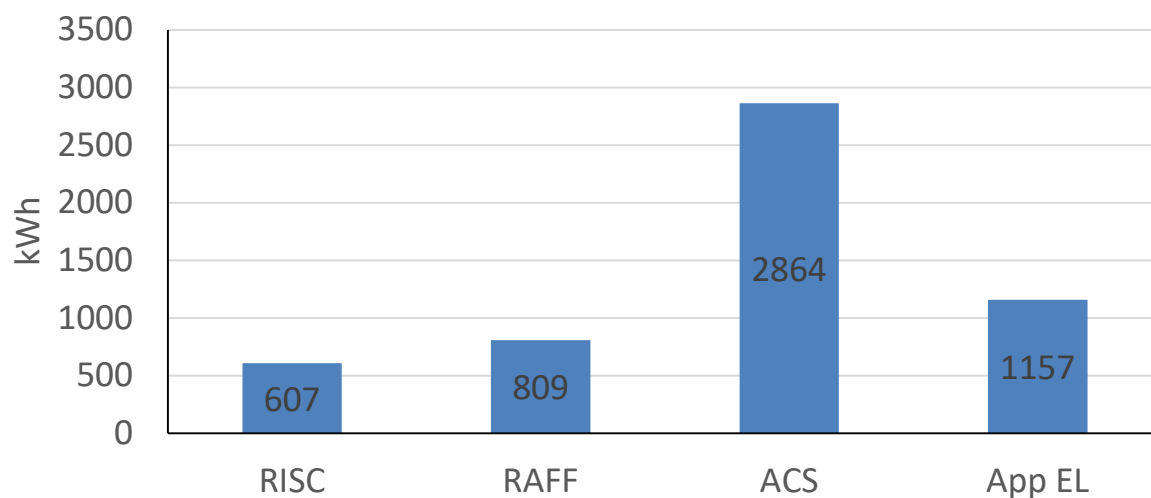


Figura 90. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Af-2-DR2).

Vettori energetici utilizzati

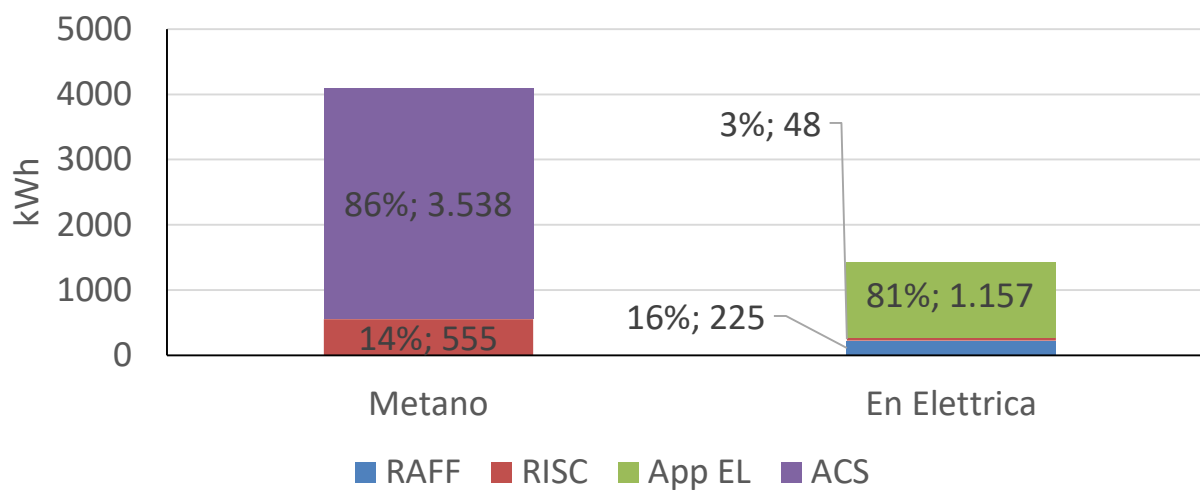


Figura 91. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Af-2-DR2).

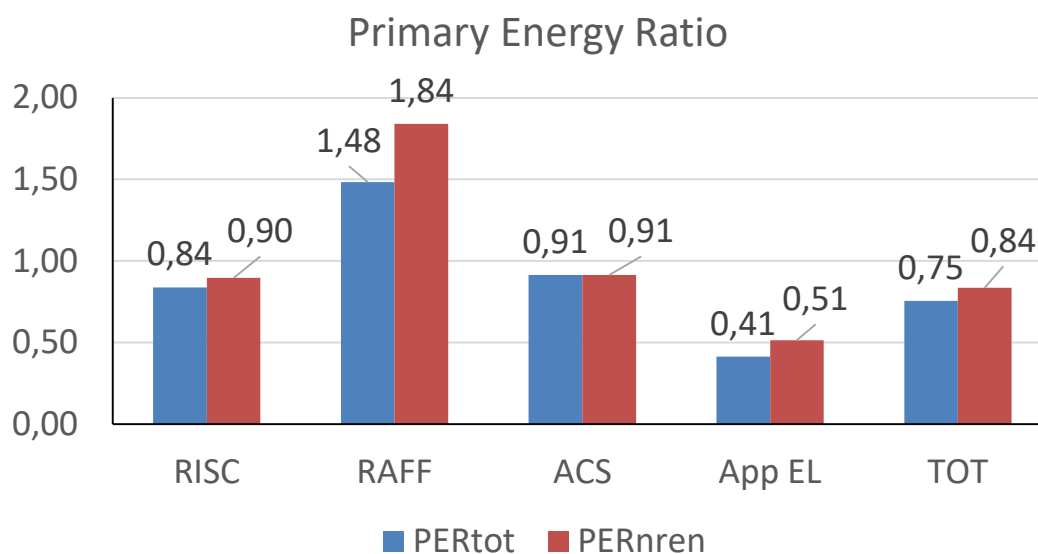


Figura 92. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Af-2-DR2).

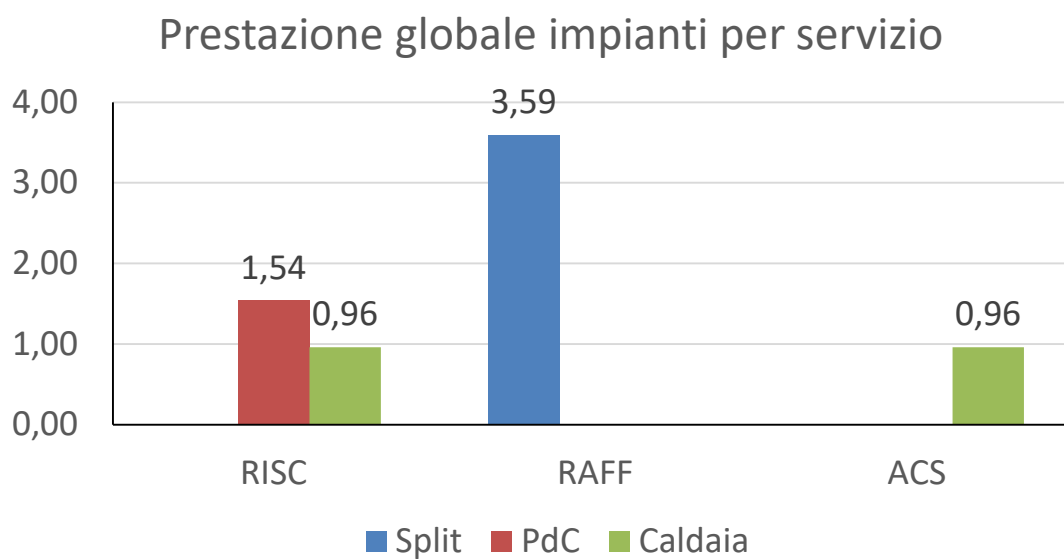


Figura 93. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Af-2-DR2).

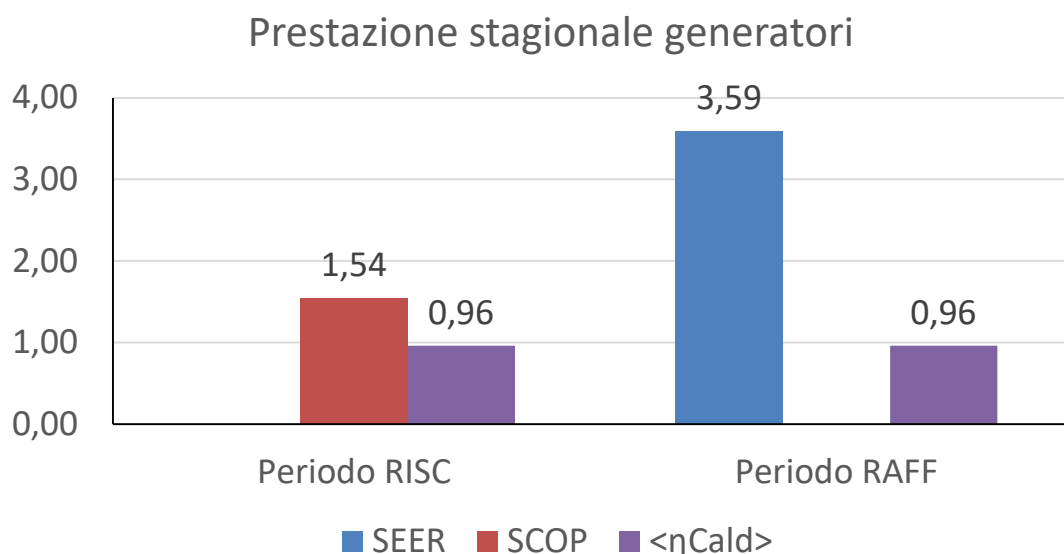


Figura 94. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Af-2-DR2).

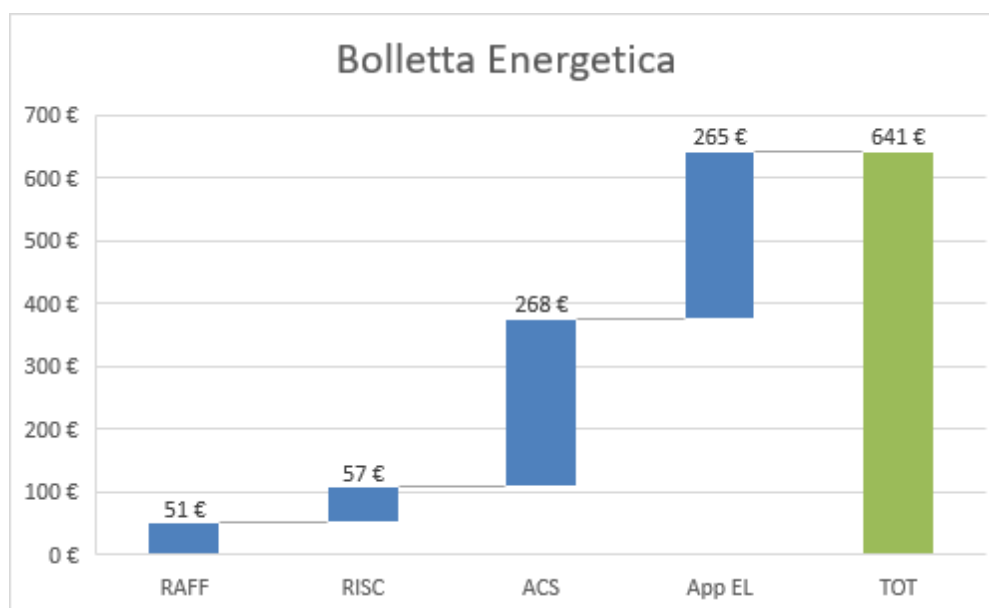


Figura 95. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Af-2-DR2).

4.3.6 Appartamento con utenza famiglia: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati

I risultati ottenuti per il caso studio appartamento mettono in luce le problematiche nel funzionamento del sistema ibrido in un edificio che, pur essendo ad alta efficienza, necessita comunque di temperature ai terminali elevate. La concomitanza di temperature intorno a 45-50 °C e potenze richieste limitate (in media 2 kW, con una potenza nominale della pompa di calore di 5 kW), fa sì che la pompa di calore lavori sempre in condizioni di scarse prestazioni, con temperature alle sorgenti alte e condizioni di parzializzazione. In queste modalità di funzionamento, la macchina ha COP di circa 1.5, rilevati anche sperimentalmente (vedi, per esempio, Figura 11). In assenza di accumuli termici e/o elettrici, il sistema ibrido non ha molti margini sui quali migliorare le sue prestazioni, anche se vengono implementate delle logiche di controllo avanzate. Un confronto più approfondito tra le varie logiche di controllo nel caso studio appartamento è riportato nel seguito. La quota di energia fornita dalla pompa di calore per riscaldamento (Figura 96) supera il 30% solo

nel caso di controllo tradizionale, mentre percentuali molto minori (o addirittura nulle) sono raggiunte quando si utilizzano logiche di controllo avanzate. Questo significa che, nella logica di controllo tradizionale, la pompa di calore viene utilizzata per riscaldamento in molti momenti in cui non sarebbe stato consigliabile farlo dal punto di vista economico e/o dal punto di vista energetico.

In Figura 97 e Figura 98 sono riportati i risparmi di energia primaria e i risparmi economici ottenuti rispetto al controllo tradizionale. In termini di energia primaria globale non rinnovabile risparmiata, l'applicazione dei controlli avanzati non consente risparmi significativi, poiché la maggior parte delle richieste non è dovuta al servizio di riscaldamento. Come si nota dalla Figura 97.b, osservando solamente l'energia primaria non rinnovabile dovuta al servizio di riscaldamento si notano risparmi maggiori, ma comunque ridotti (2-4%). Si ottengono invece risparmi economici significativi, intorno al 12-15%, in tutti i casi di controllo avanzato.

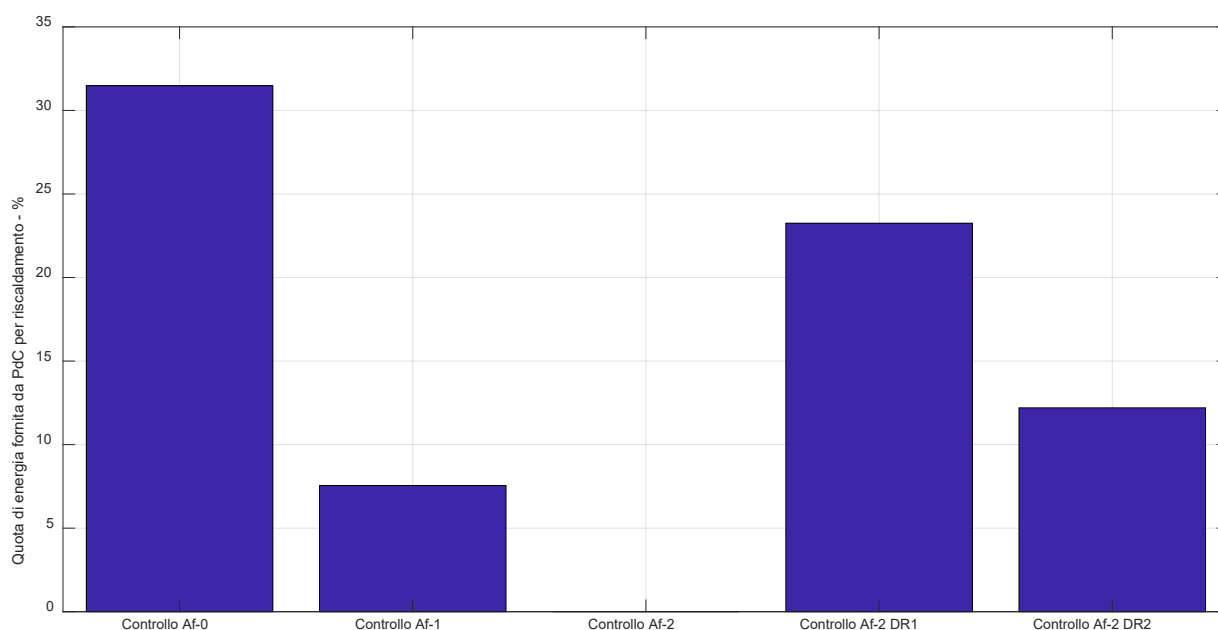
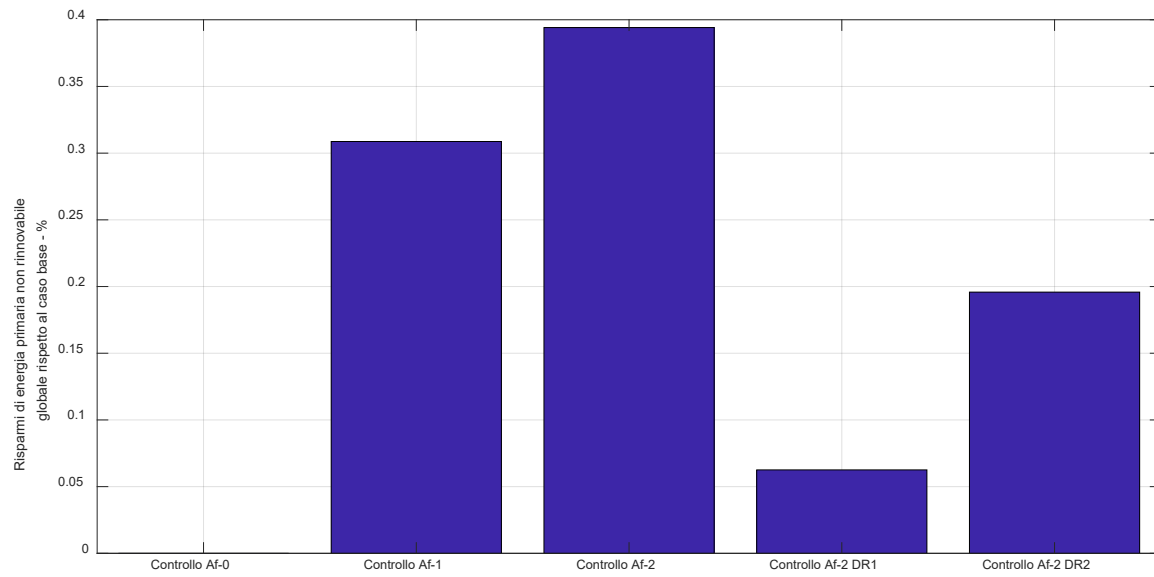
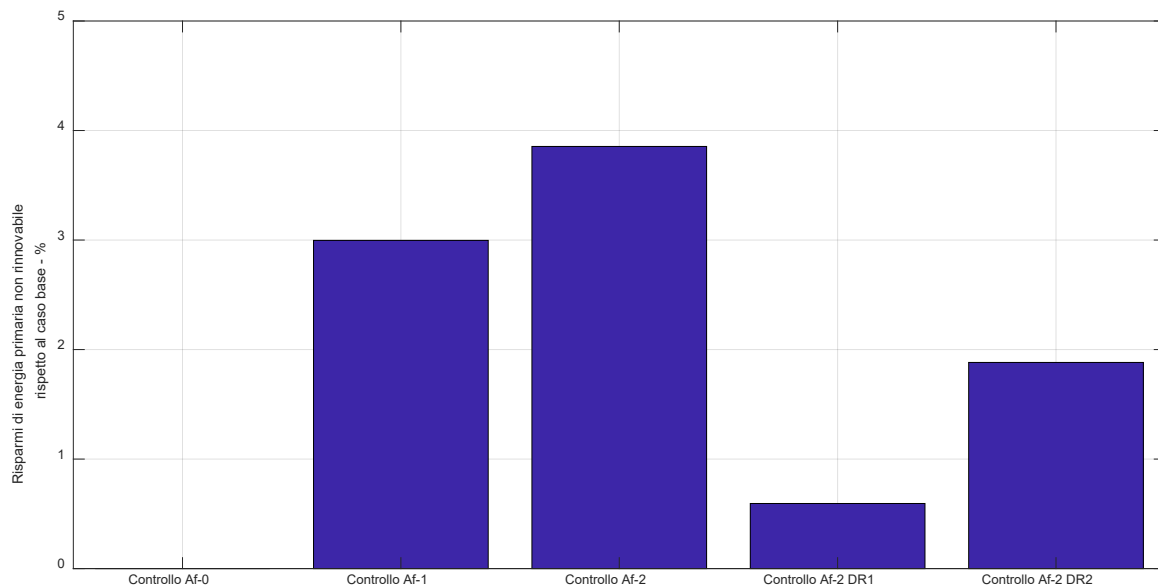


Figura 96. Quota di energia per riscaldamento fornita dalla pompa di calore: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio appartamento "famiglia".



(a)



(b)

Figura 97. Risparmi di energia primaria rispetto al controllo tradizionale: (a) energia primaria globale, (b) energia primaria per il solo servizio di riscaldamento. Confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio appartamento "famiglia".

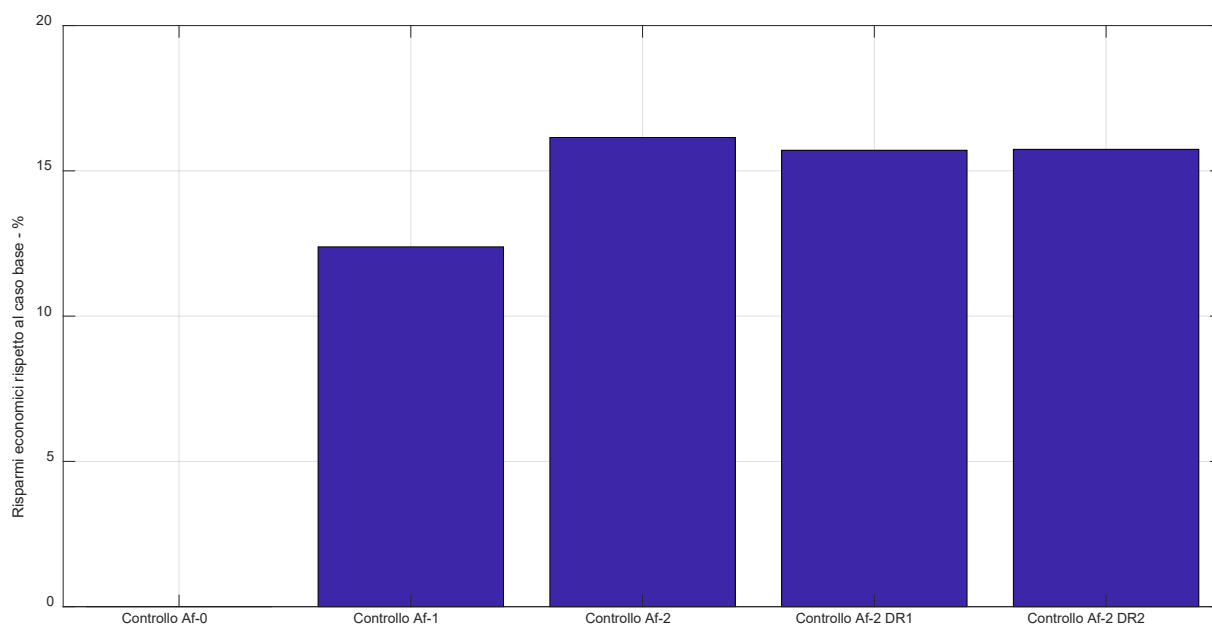


Figura 98. Risparmi economici rispetto al controllo tradizionale: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio appartamento “famiglia”.

4.4 Appartamento con utenza pensionato

4.4.1 Appartamento con controllo tradizionale (Ap-0) – Caso benchmark

Questo caso studio risulta del tutto analogo a quello descritto precedentemente nel paragrafo 4.3.1; le differenze sono nel profilo di utenza, dovute al fatto che i profili “pensionato” hanno diverse richieste di ACS, carichi elettrici, setpoint nei giorni feriali e festivi sia in riscaldamento che in raffrescamento e presenza nei locali. In genere, la presenza degli utenti, i carichi e le richieste di riscaldamento risultano molto più continuative durante la giornata. La presenza di due utenti (invece che quattro, come nel caso famiglia) riduce gli apporti interni gratuiti, causando un aumento di richiesta di riscaldamento e una diminuzione della richiesta di raffrescamento (Figura 99). La pompa di calore viene utilizzata per riscaldamento se la temperatura esterna è maggiore del valore di 7 °C. I risultati stagionali sono riportati nelle seguenti figure (Figura 99, Figura 100, Figura 101, Figura 102, Figura 103, Figura 104). Come nel caso precedente, la maggior parte dell’energia richiesta per riscaldamento è fornita dalla caldaia, mentre la quota da pompa di calore è fornita con SCOP basso (1.61). I costi dovuti al servizio di riscaldamento risultano anche superiori rispetto al caso analogo con utenza famiglia (23% contro il 10% del caso Af-0). Questo è dovuto alla richiesta di riscaldamento con maggiore continuità sulla giornata, ai minori carichi interni dovuti a presenza delle persone e altri carichi “non gratuiti” (es. elettrici). Risultano comunque molto significativi i consumi dovuti a ACS e carichi elettrici.

Energia utile fornita all'edificio

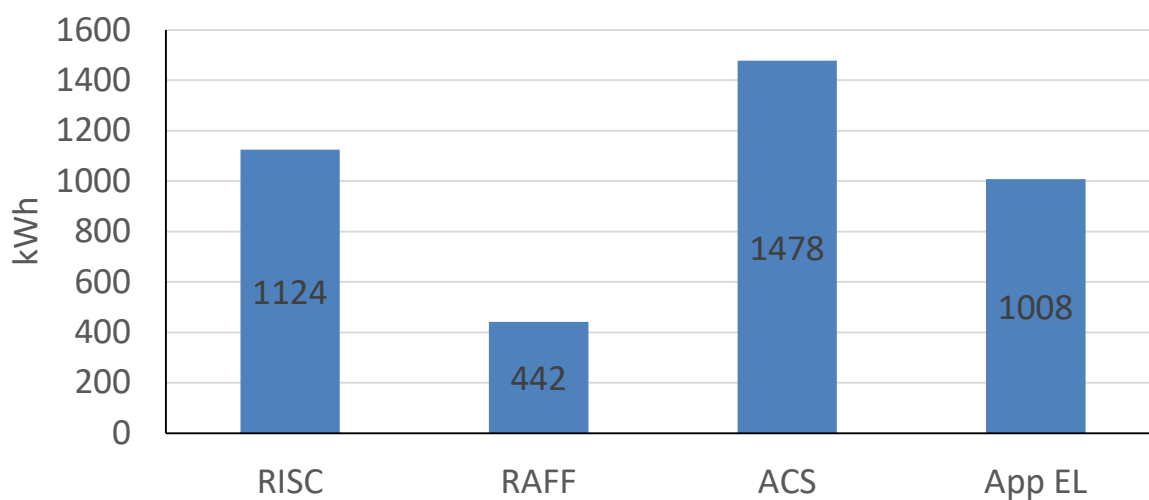


Figura 99. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Ap-0).

Vettori energetici utilizzati

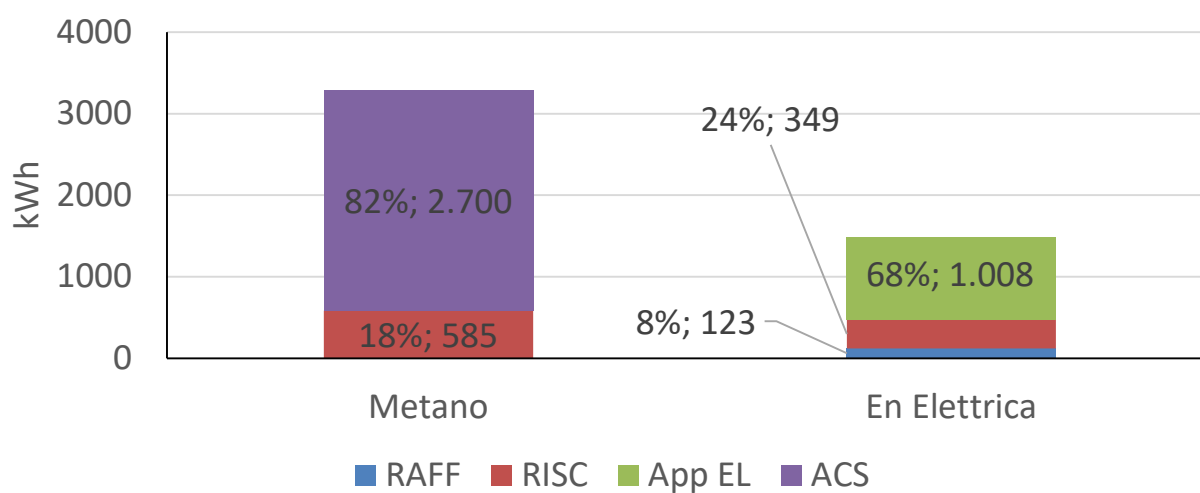


Figura 100. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Ap-0).

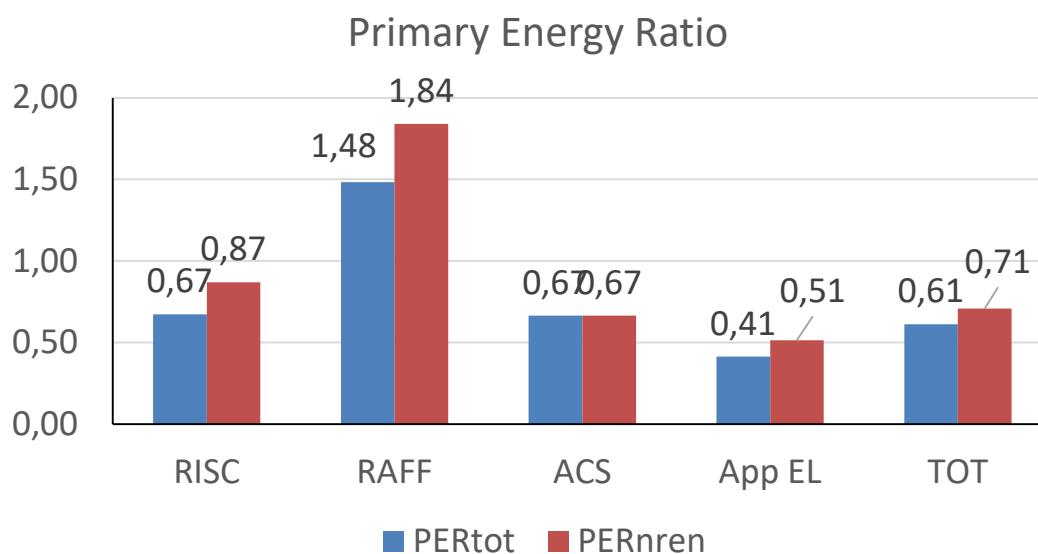


Figura 101. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Ap-0).

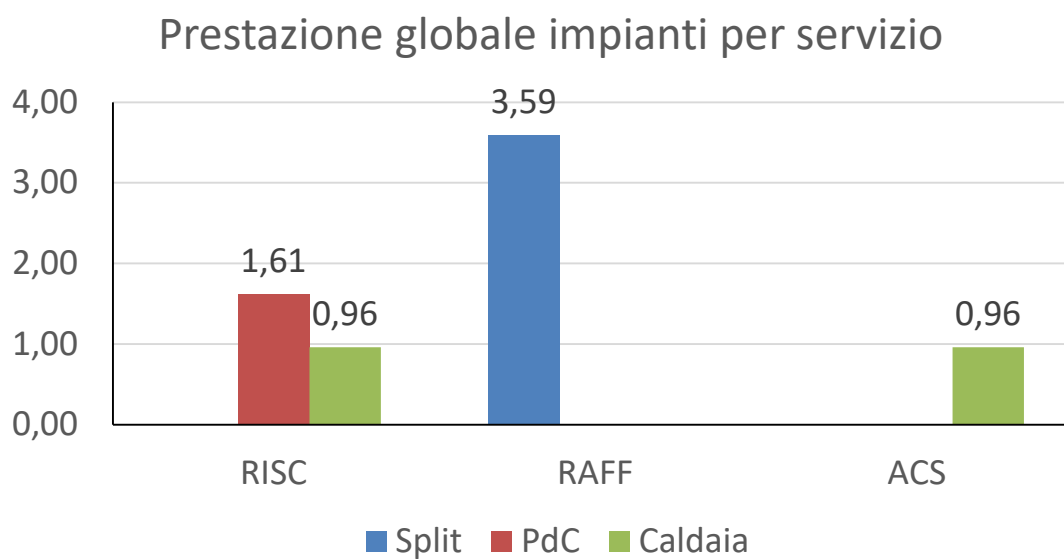


Figura 102. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Ap-0).

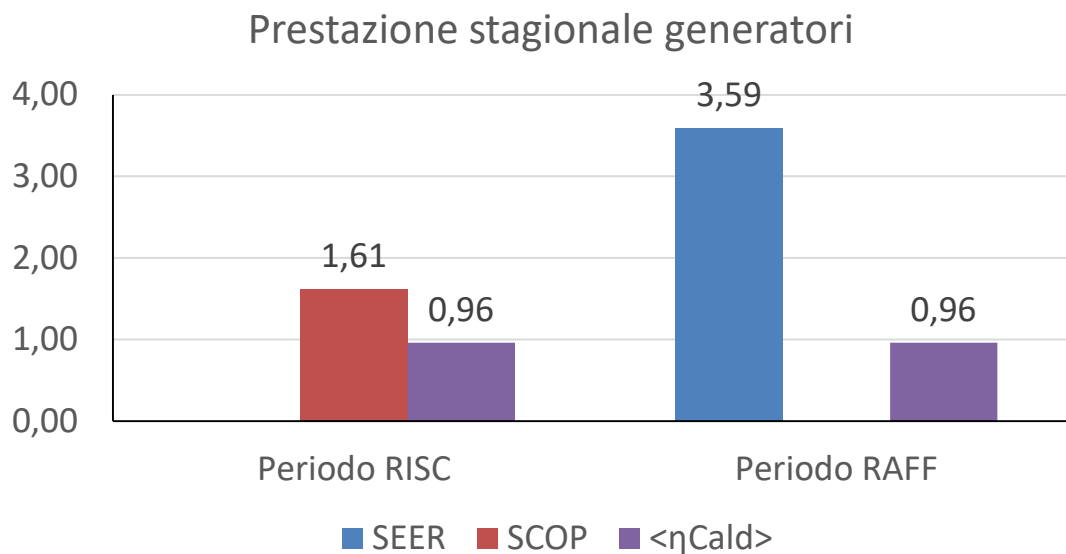


Figura 103. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Ap-0).

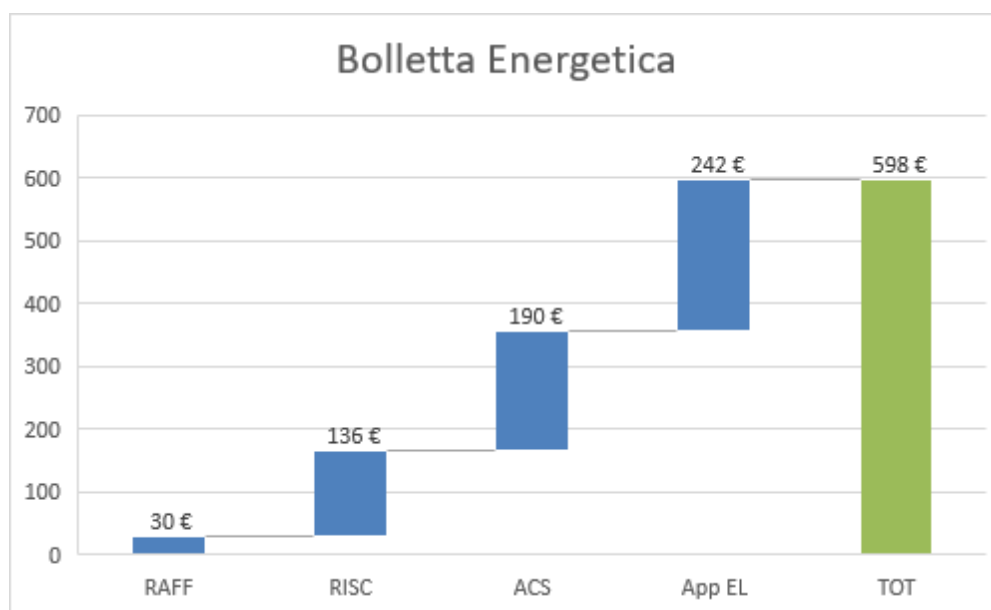


Figura 104. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Ap-0).

4.4.2 Appartamento con controllo avanzato (Ap-1)

Come nell'analogo caso Af-1 (presentato nel paragrafo 4.3.2), il controllo implementato prevede la stima del COP e il confronto con il COP di convenienza energetica ($COP_{conv,energ} \sim 1.78$), per prendere la decisione su quale generatore utilizzare sulla base della previsione, ogni 30 minuti, del carico di riscaldamento da soddisfare, della temperatura di mandata ai terminali e della temperatura esterna ogni 30 minuti.

I risultati sono riportati nelle seguenti figure (Figura 105, Figura 106, Figura 107, Figura 108, Figura 109, Figura 110). L'applicazione di questo controllo riduce di molto la quota di energia per riscaldamento che viene fornita da pompa di calore, mettendo in evidenza che, nel caso Ap-0, la semplice commutazione basata su temperatura esterna non è sufficiente per identificare i momenti in cui la pompa di calore lavora a COP più elevati. Si ottiene un lieve miglioramento dello SCOP (1.67 contro 1.61 del caso Ap-0), e una lieve riduzione dei costi associati a riscaldamento.

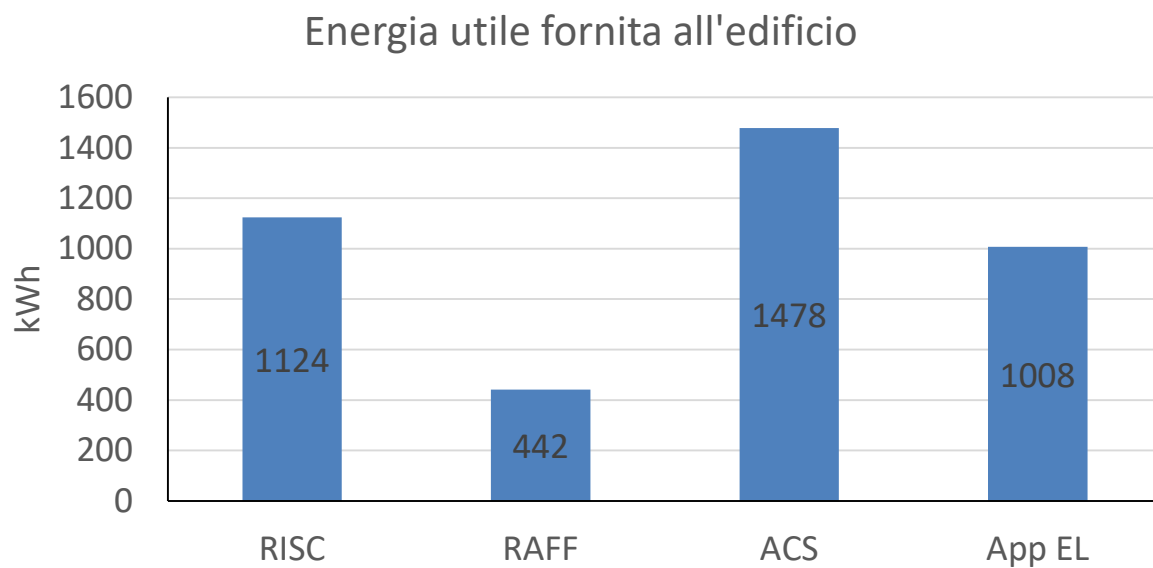


Figura 105. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Ap-1).

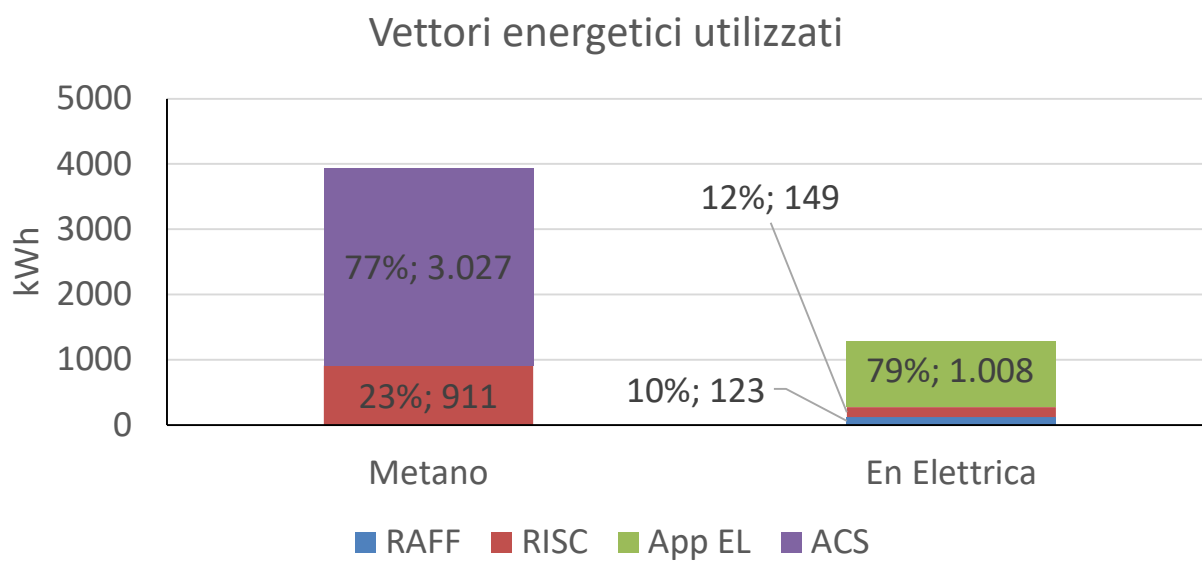


Figura 106. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Ap-1).

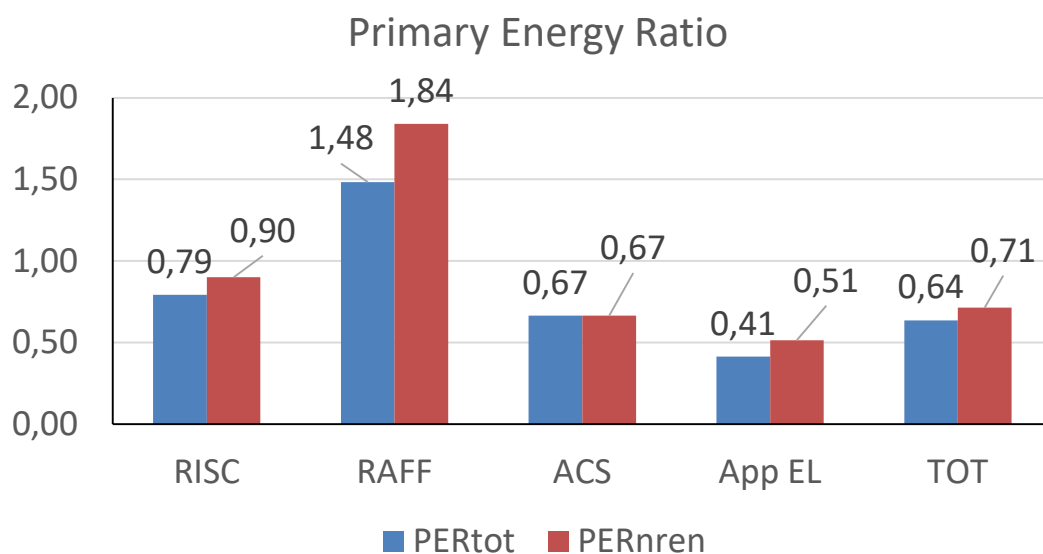


Figura 107. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Ap-1).

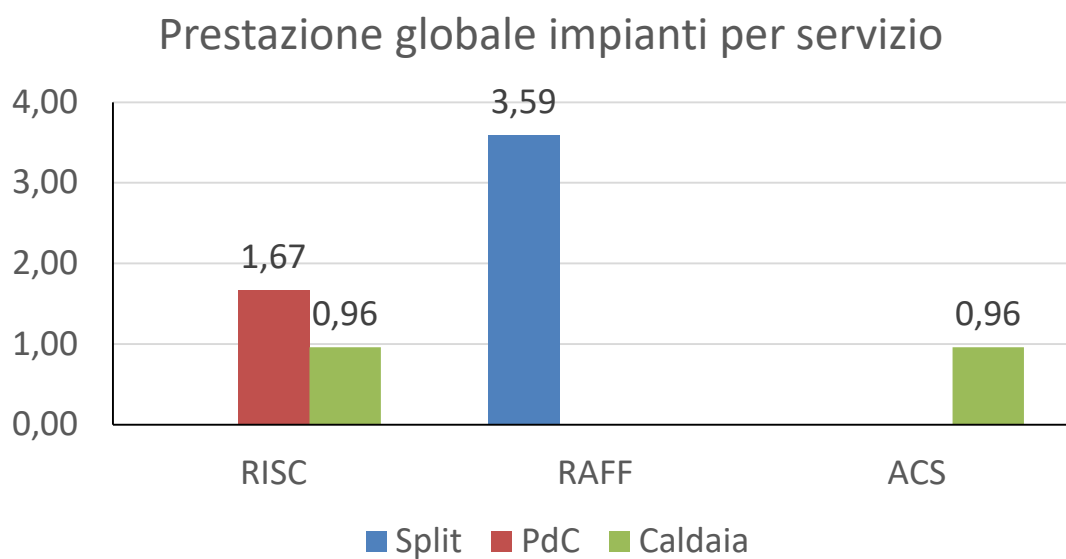


Figura 108. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Ap-1).

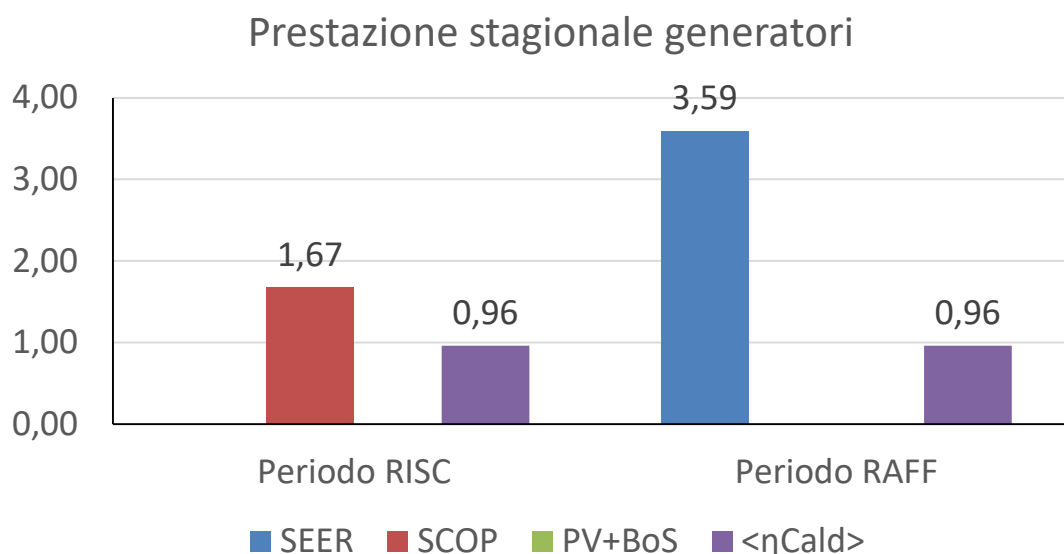


Figura 109. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Ap-1).

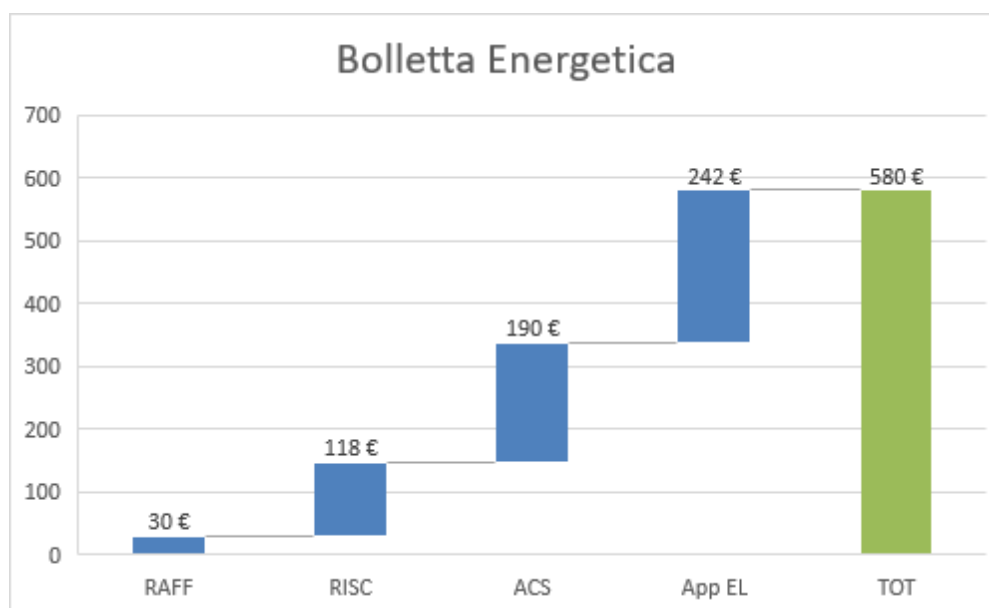


Figura 110. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Ap-1).

4.4.3 Appartamento con controllo avanzato (Ap-2 senza DR)

La logica di controllo basata su COP di convenienza economica prevede che la pompa di calore venga utilizzata per riscaldamento se viene superato il valore di $COP_{conv,eco} = 2.56$. Poiché questo valore di efficienza è molto alto per le effettive condizioni di funzionamento della pompa di calore, il controllore non fa accendere quasi mai la macchina per riscaldamento, a parte un'unica ora a novembre in cui la stima del COP risulta favorevole ($COP_{stimato} \sim 2.6$), anche se nelle condizioni effettivamente simulate il COP risulta inferiore ($COP_{eff} \sim 2.1$).

Le figure seguenti (Figura 111, Figura 112, Figura 113, Figura 114, Figura 115, Figura 116) riportano i risultati delle simulazioni. I costi dovuti a riscaldamento rappresentano meno del 20% del totale.

Energia utile fornita all'edificio

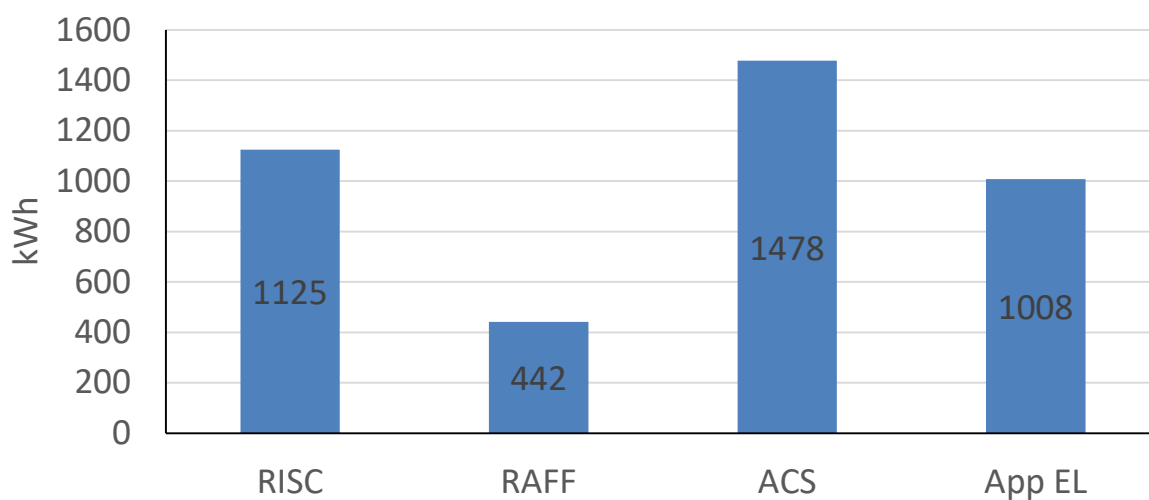


Figura 111. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Ap-2).

Vettori energetici utilizzati

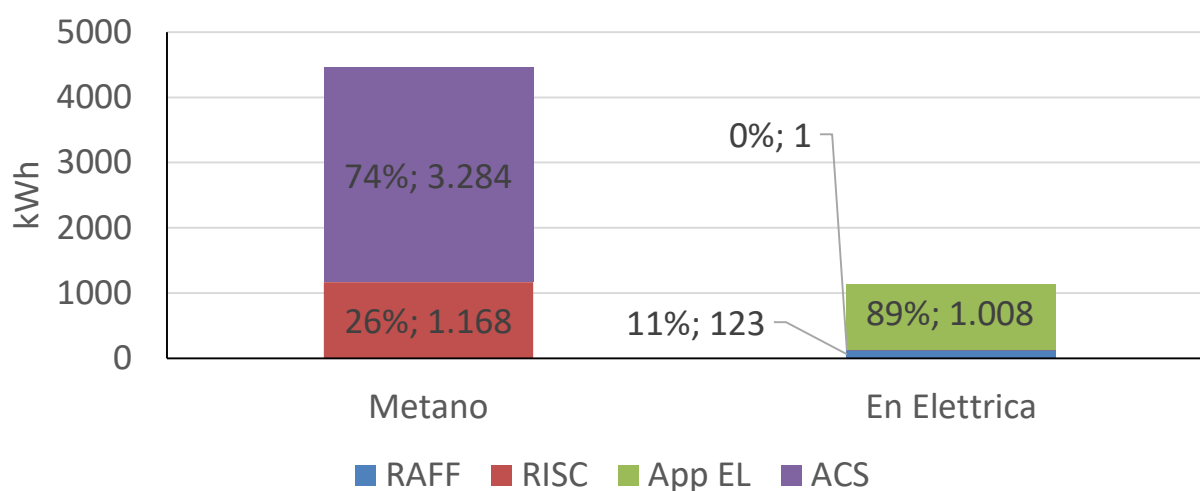


Figura 112. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Ap-2).

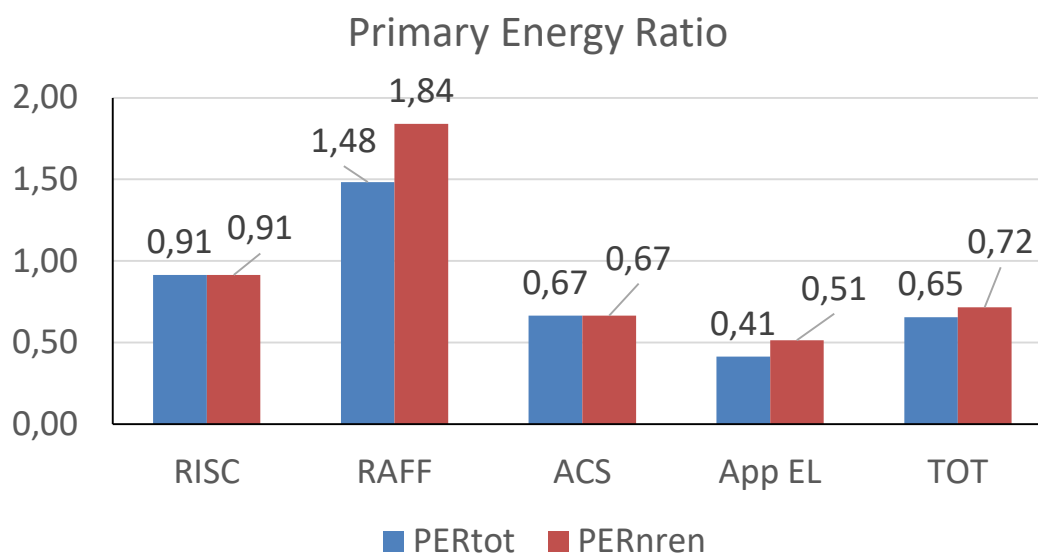


Figura 113. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Ap-2).

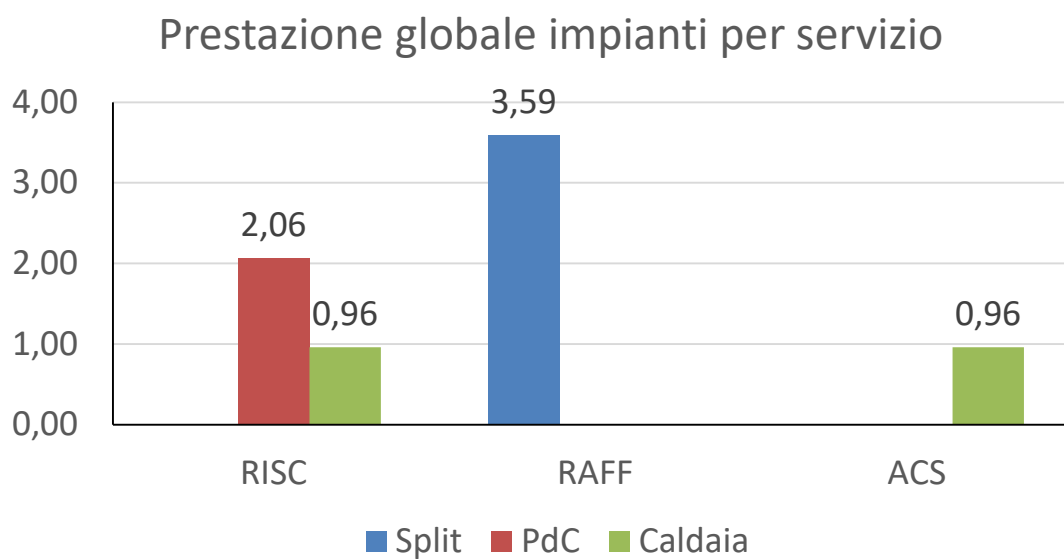


Figura 114. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Ap-2).

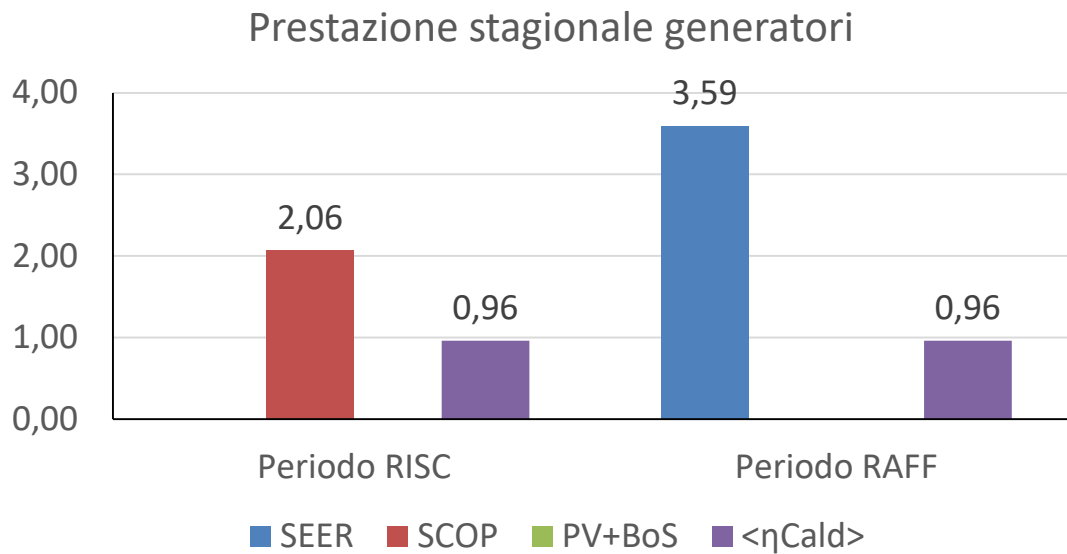


Figura 115. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Ap-2).

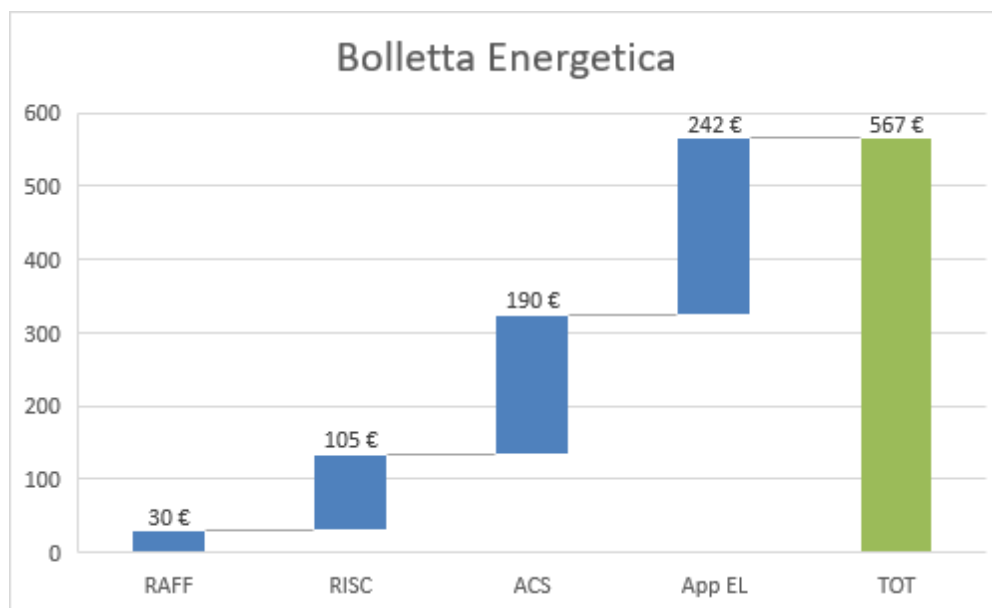


Figura 116. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Ap-2).

4.4.4 Appartamento con controllo avanzato (Ap-2 con DR1)

L'applicazione del controllo avanzato basato sempre su logica di convenienza economica ma con due diversi costi dell'energia elettrica (costi DR1) fa sì che la pompa di calore possa essere accesa:

- Nelle ore diurne e giorni feriali, se ha $COP \geq COP_{conv,eco}$, pari a 3.2;
- Nelle ore notturne dei giorni feriali e durante il fine settimana, se ha $COP \geq COP_{conv,eco}$, pari a 1.6.

L'abbassamento della soglia di convenienza economica della pompa di calore fa sì che sia possibile soddisfare parte delle richieste di riscaldamento con questo generatore, come si vede in Figura 118.

Questo fa sì che la pompa di calore si accenda anche con condizioni non particolarmente performanti dal punto di vista energetico, ma comunque accettabili dal punto di vista economico. Infatti, lo SCOP risultante è ~1.60. Tutti i risultati sono visibili nelle seguenti figure (Figura 117, Figura 118, Figura 119, Figura 120, Figura 121, Figura 122).

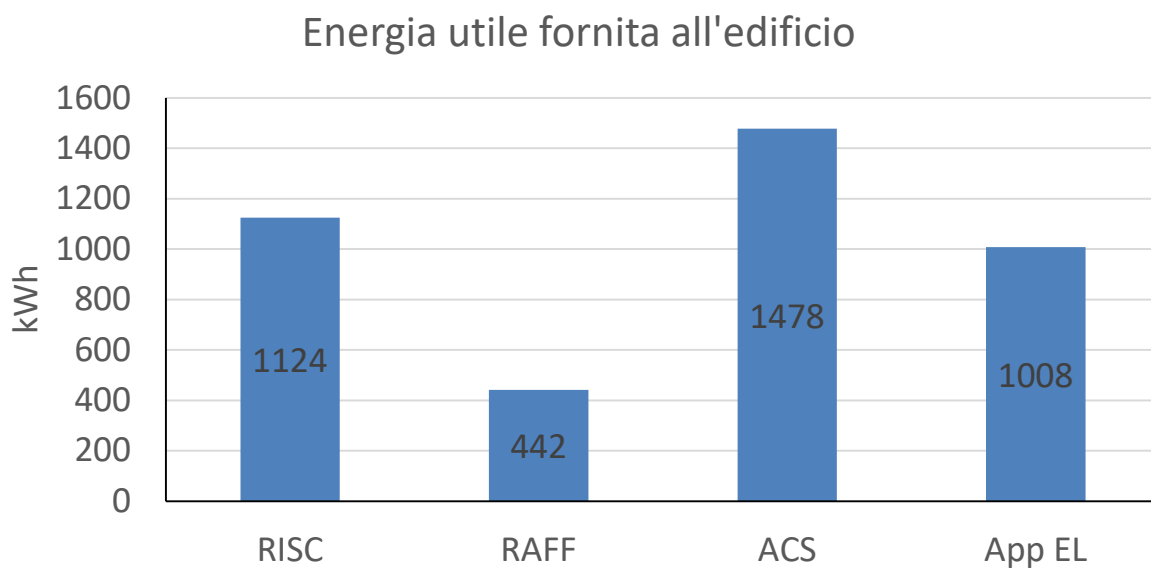


Figura 117. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Ap-2-DR1).

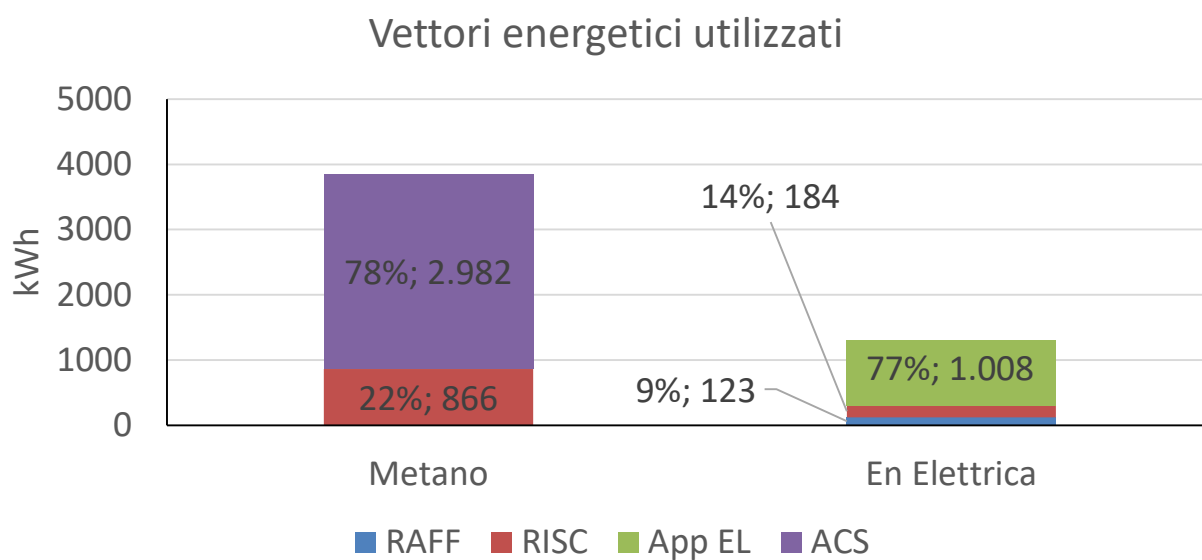


Figura 118. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Ap-2-DR1).

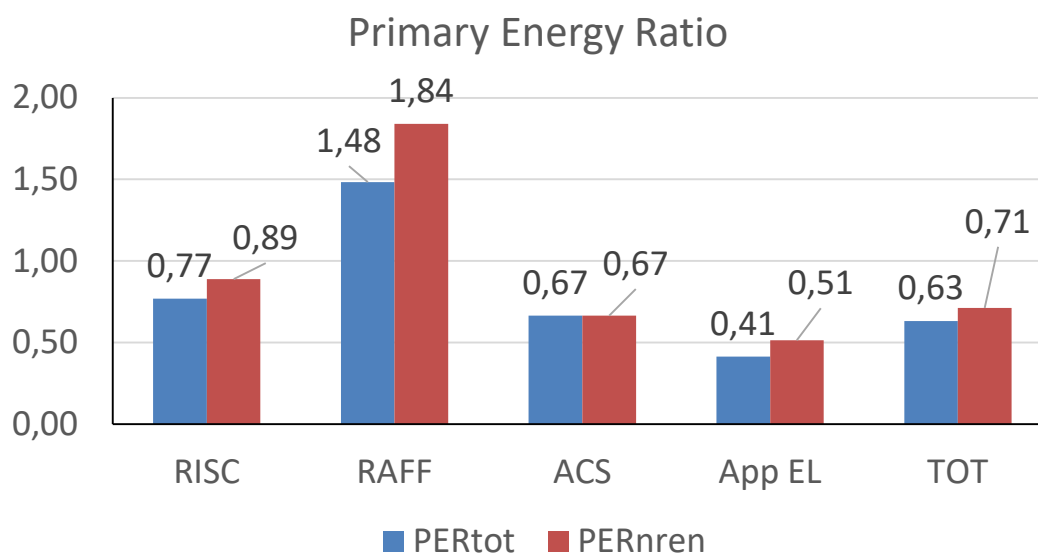


Figura 119. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Ap-2-DR1).

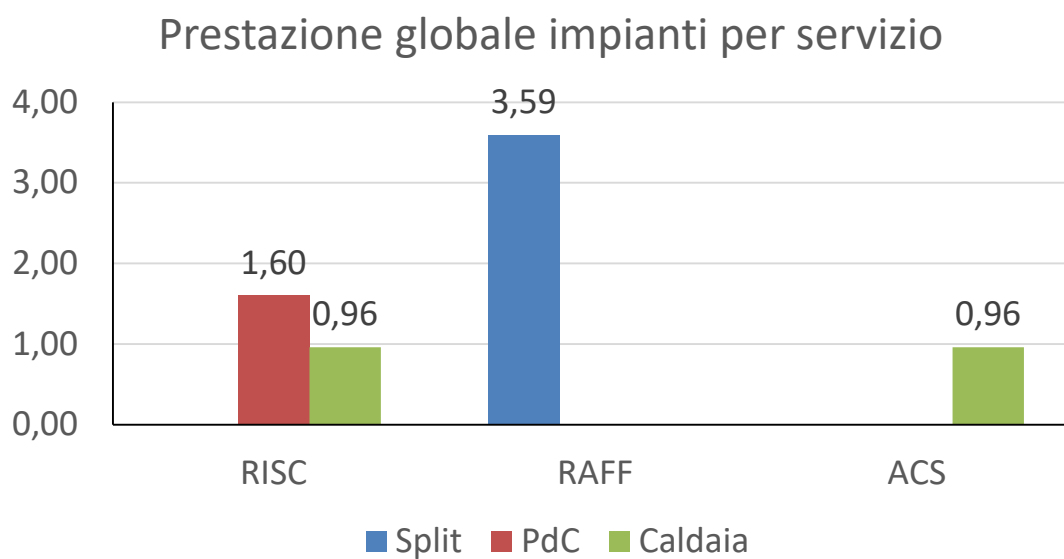


Figura 120. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Ap-2-DR1).

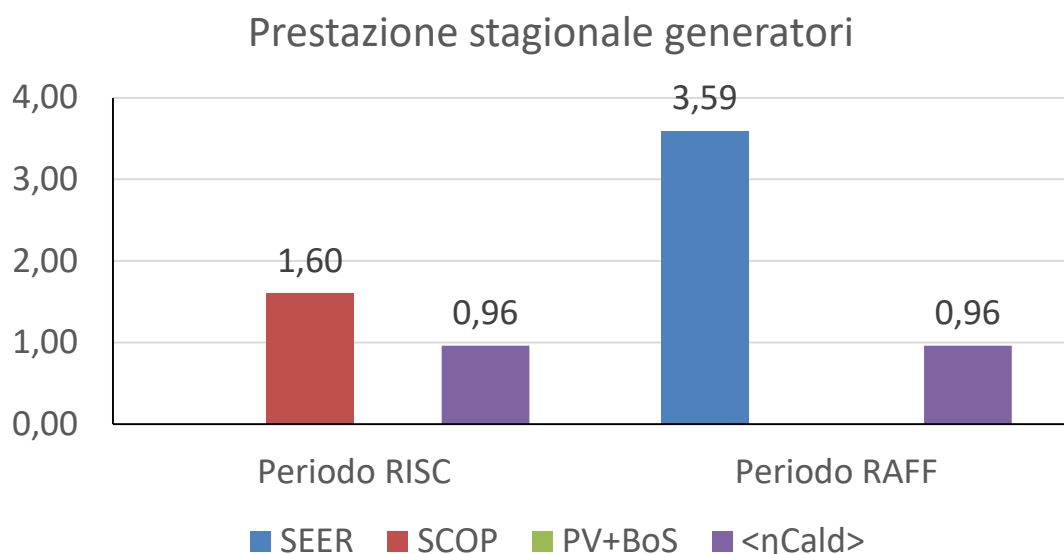


Figura 121. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Ap-2-DR1).

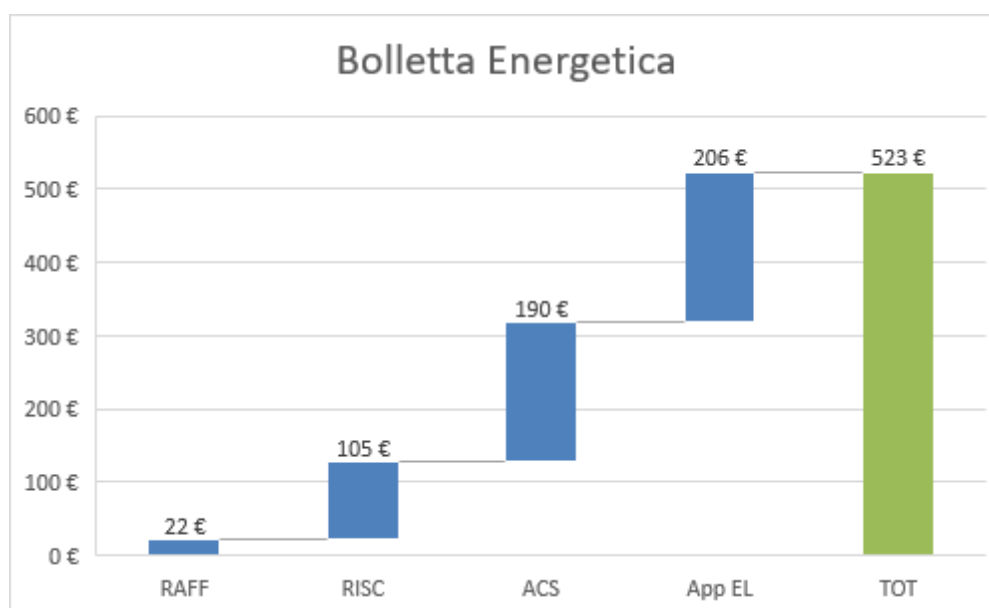


Figura 122. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Ap-2-DR1).

4.4.5 Appartamento con controllo avanzato (Ap-2 con DR2)

Con l'applicazione della logica DR2, i costi sono invece minori nelle ore diurne, per cui il $COP_{conv,eco}$ risulta pari a 1.6 di giorno a 3.2 nelle ore notturne. A differenza del caso Af-2-DR2, l'utenza pensionato ha richieste di riscaldamento anche nelle ore diurne, in cui le temperature più favorevoli esterne rendono possibile il superamento della soglia di COP più spesso. Quindi è maggiore la quota di riscaldamento soddisfatta da pompa di calore sul totale (37% del totale, nel caso di utenza famiglia era solo il 12% a causa del servizio utilizzato invece prevalentemente di notte). In ogni caso, il valore dello SCOP è basso (1.62), anche se migliore rispetto al caso di DR1. Tutti i risultati sono visibili nelle figure seguenti (Figura 123, Figura 124, Figura 125, Figura 126, Figura 127, Figura 128).

Energia utile fornita all'edificio

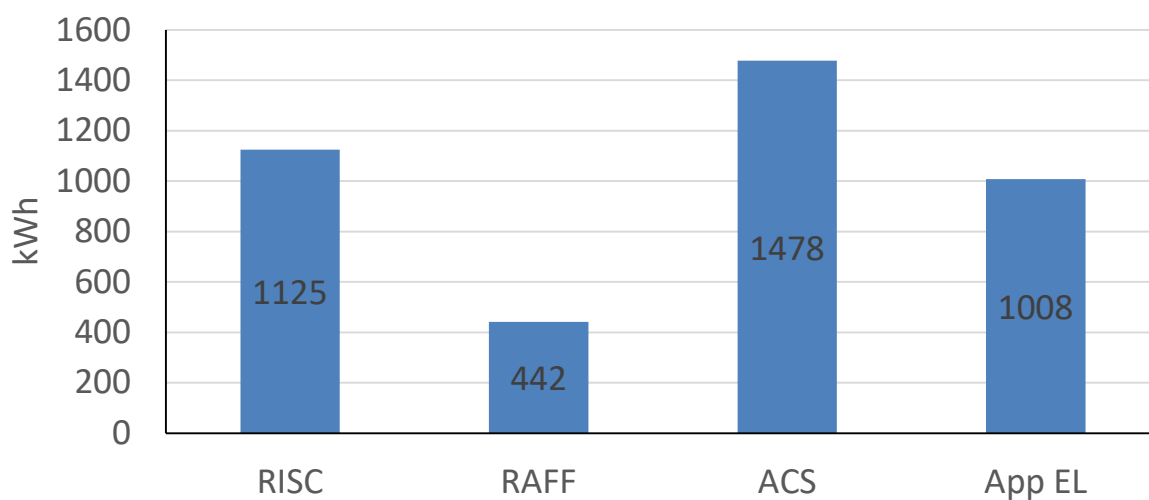


Figura 123. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Ap-2-DR2).

Vettori energetici utilizzati

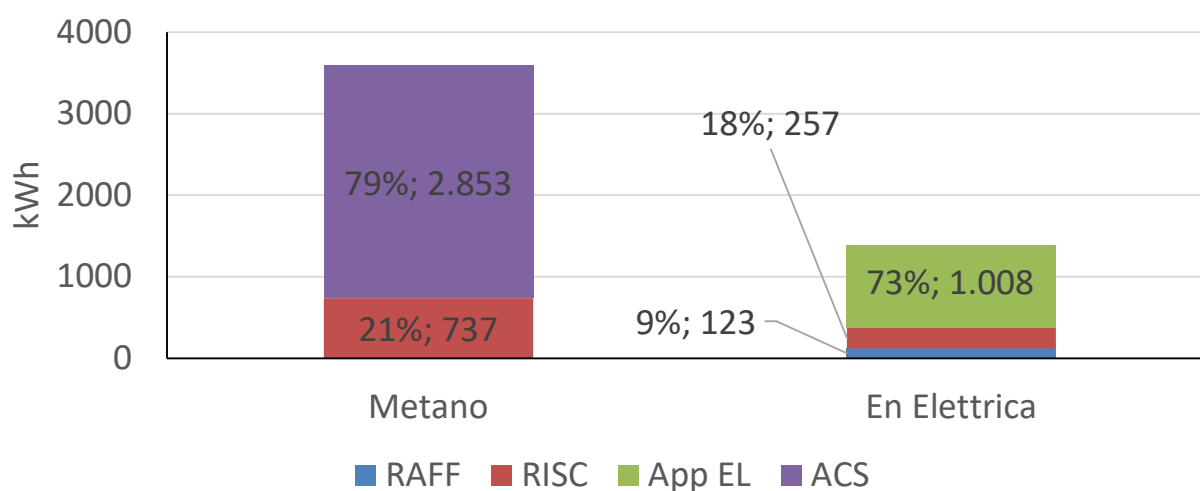


Figura 124. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Ap-2-DR2).

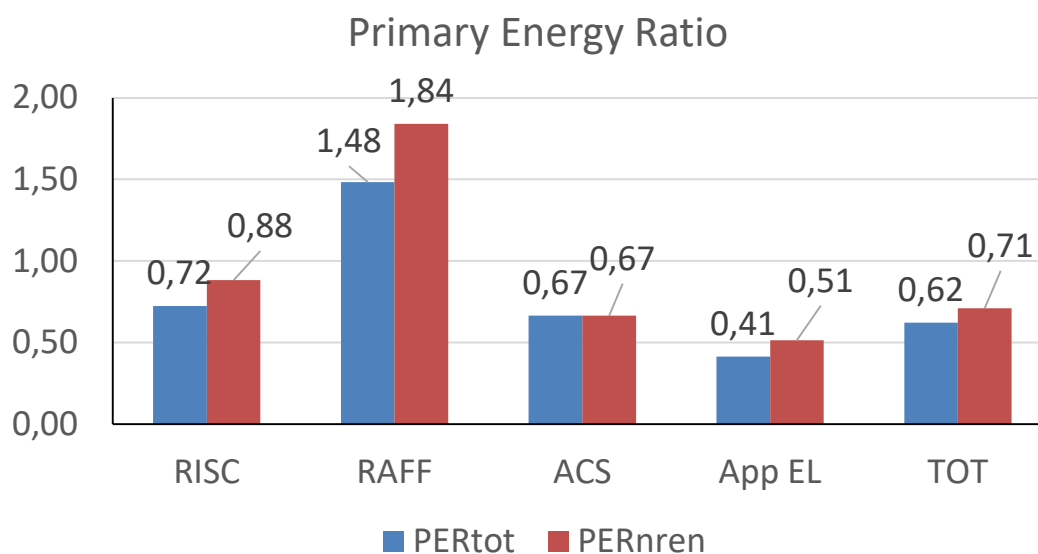


Figura 125. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Ap-2-DR2).

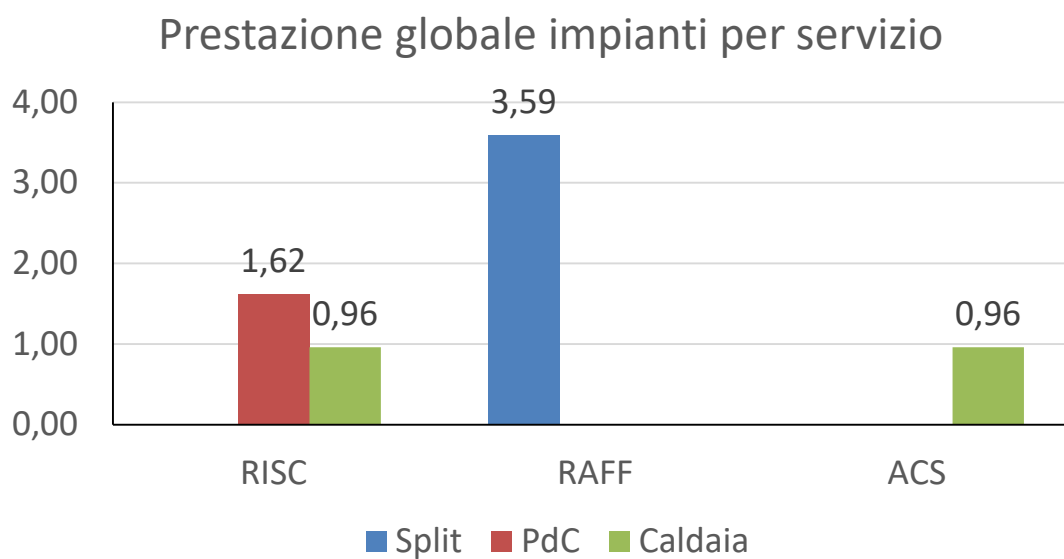


Figura 126. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Ap-2-DR2).

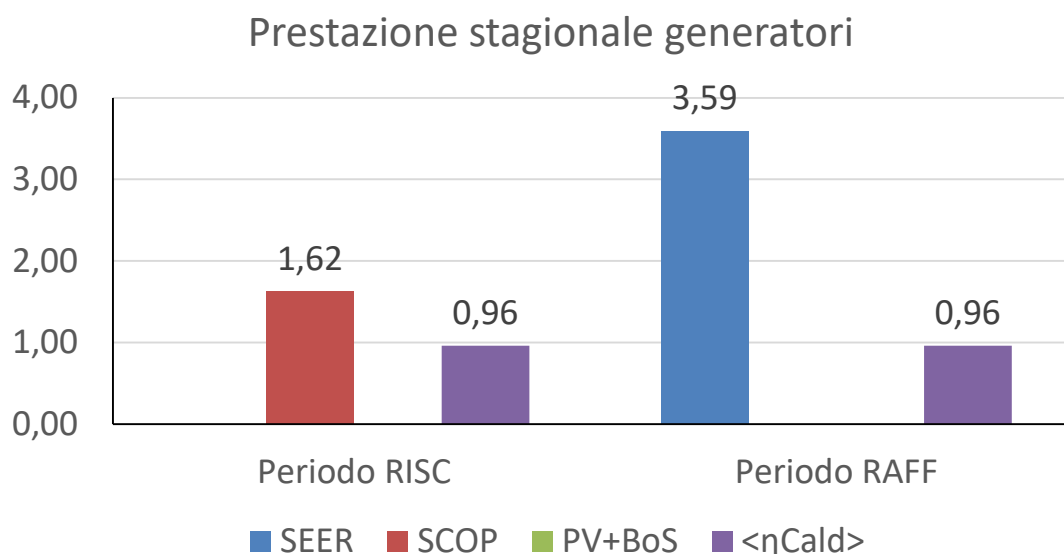


Figura 127. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Ap-2-DR2).

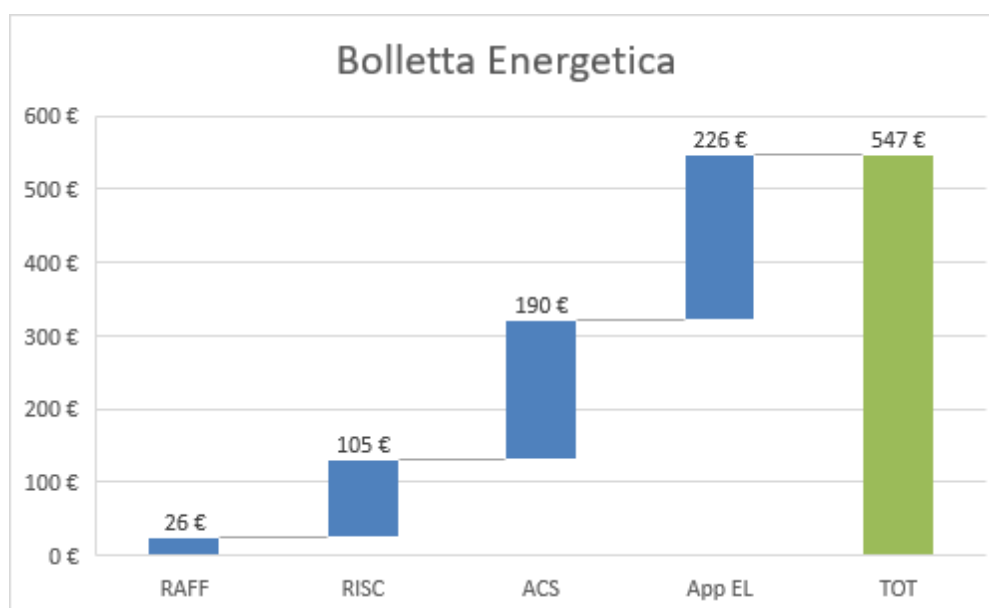


Figura 128. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Ap-2-DR2).

4.4.6 Appartamento con utenza pensionato: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati

Il confronto tra i risultati trovati dall'applicazione delle varie logiche di controllo sull'appartamento con utenza pensionato confermano quanto già trovato nel caso di appartamento con utenza famiglia, riportato nel paragrafo 4.3.6. La pompa di calore non funziona ottimamente se associata a edifici con terminali ad alta temperatura, in cui però il grado di parzializzazione è alto su tutta la stagione. In media, la potenza termica resa ai terminali è circa 1.7 kW, con una temperatura media esterna nei periodi di accensione comunque favorevole (superiore ai 7 °C). In queste condizioni, la macchina ha delle prestazioni molto poco performanti, risolvibili solo parzialmente con l'applicazione di controlli avanzati.

In Figura 129, è riportata la quota di energia che viene fornita dalla pompa di calore per il servizio di riscaldamento. Si nota che con l'applicazione delle regole di controllo avanzate diminuisce la quota di energia soddisfatta tramite questo generatore, a causa dei COP bassi, fino ad un valore minimo praticamente nullo (controllo Ap-2, con logica di convenienza solo economica).

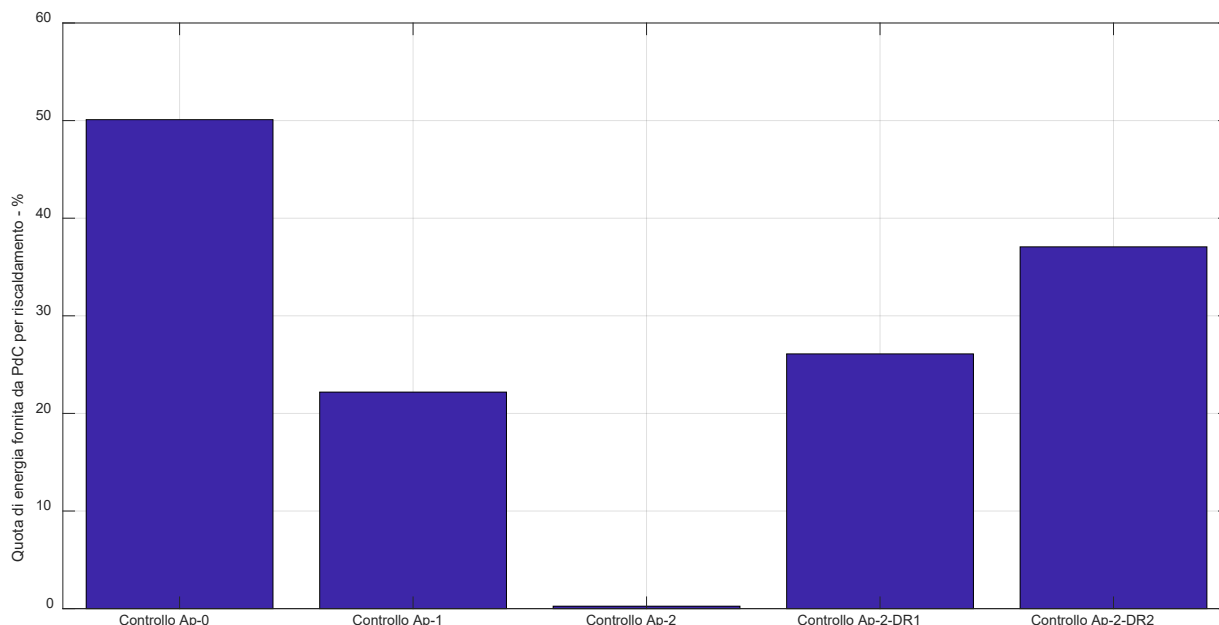
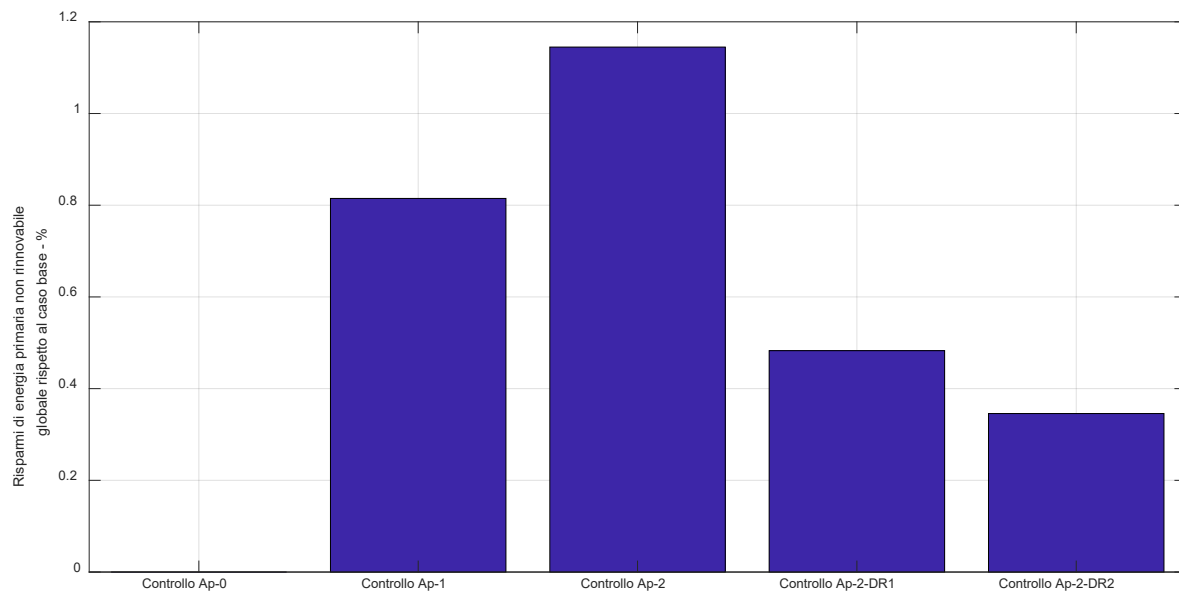
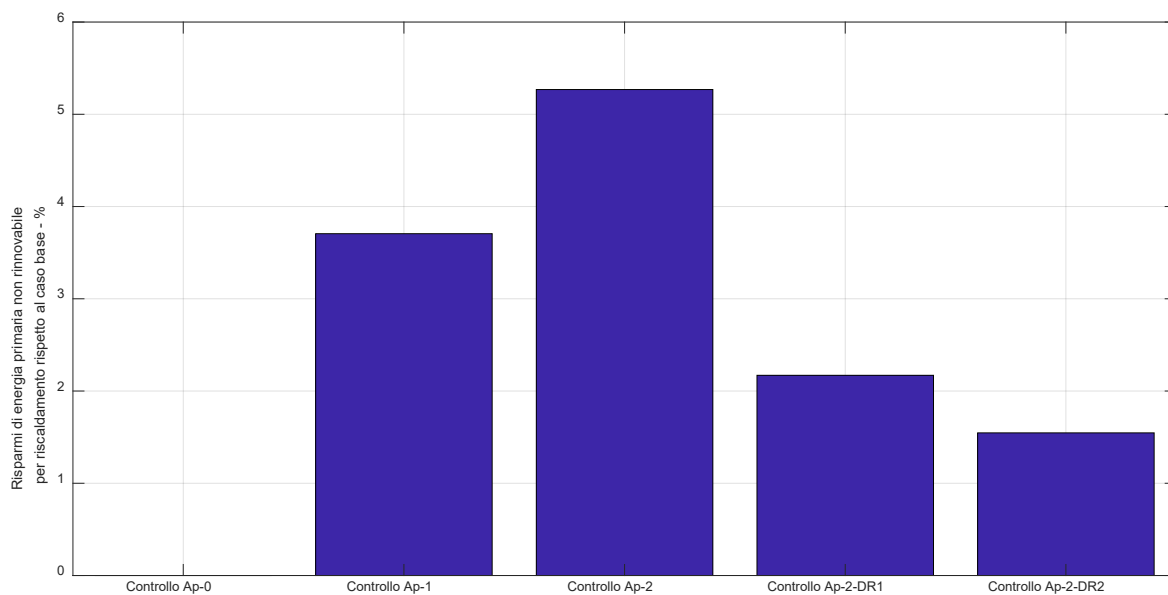


Figura 129. Quota di energia per riscaldamento fornita dalla pompa di calore: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio appartamento “pensionato”.

Dal punto di vista dell'energia primaria non rinnovabile risparmiata, si nota in Figura 130 che tutte le tipologie di controllo consentono risparmi piuttosto contenuti (intorno al 2-4% per la sola quota di energia primaria non rinnovabile per riscaldamento). Come nel caso di appartamento con utenza famiglia, l'applicazione del controllo Ap-2 finalizzato all'ottimizzazione economica porta i benefici anche dal punto di vista dell'energia primaria, paragonabili a quelli ottenuti con la logica di controllo Ap-1. Va precisato che gli scostamenti sono comunque minimi e legati all'imprecisione del predittore nel caso dell'ottimizzazione energetica (vedi Figura 77): nell'ottimizzazione economica, infatti, il COP di commutazione è più elevato (2.56 contro 1.78) e permette di limitare gli effetti dell'errore di predizione sui consumi energetici.



(a)



(b)

Figura 130. Risparmi di energia primaria rispetto al controllo tradizionale: (a) energia primaria globale, (b) energia primaria per il solo servizio di riscaldamento. Confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio appartamento "pensionato".

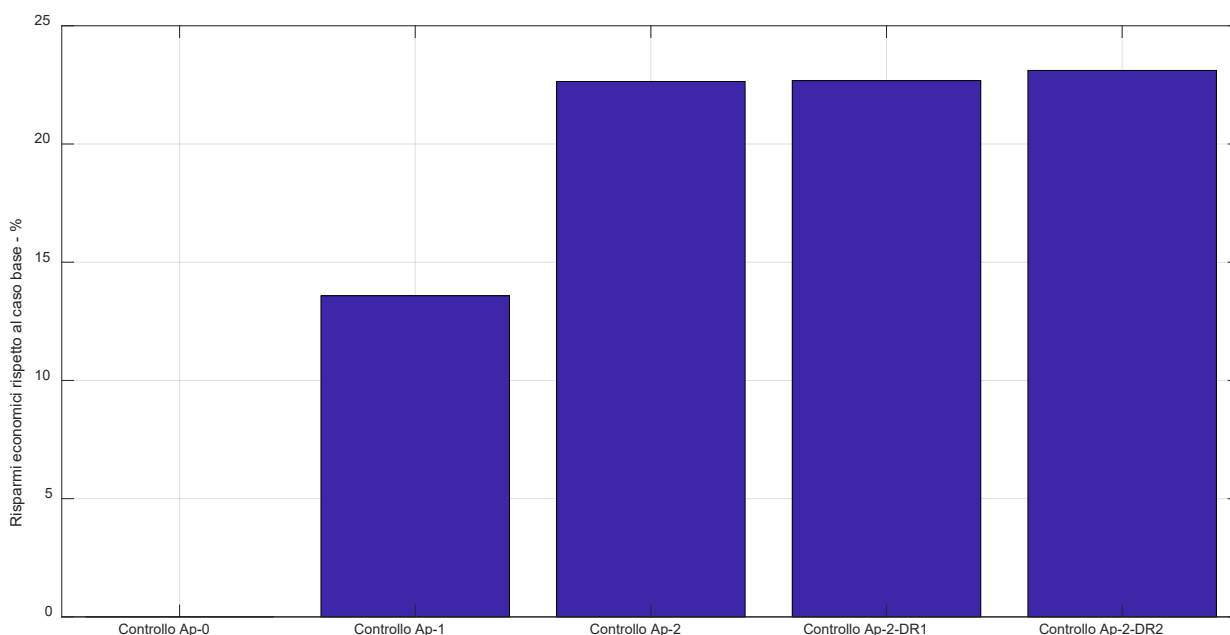


Figura 131. Risparmi economici rispetto al controllo tradizionale: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio appartamento “pensionato”.

Infine, i risparmi economici dovuti all’applicazione delle varie logiche di controllo avanzate consentono di ottenere diminuzione dei costi totali comprese tra il 10% e il 25%.

4.5 Villa a copertura orizzontale con utenza pensionato

4.5.1 Villa con controllo tradizionale (Vp-0) – Caso benchmark

Nel caso studio “Villa” con controllo tradizionale, la pompa di calore e la caldaia possono essere utilizzate sia per il servizio di riscaldamento che per il servizio di ACS. I terminali di emissione (pannelli radianti), rispetto al caso precedente, consentono di utilizzare temperature di mandata minori e quindi di migliorare le prestazioni della pompa di calore. Il servizio di ACS, invece, viene assicurato tramite la presenza di un accumulo dedicato, del volume di 520 l, che deve essere mantenuto ad una temperatura tale da consentire l’erogazione in tutti i momenti della giornata. In base al profilo di carico di ACS scelto (basato sulla norma EN 16147) e alla massima temperatura di erogazione per ACS (50 °C), si è scelta la temperatura di setpoint e relativa banda morta di regolazione relativa alla parte superiore dello stesso (50 °C con banda morta $\pm 2.5 K$). La portata di erogazione di ACS viene riscaldata tramite apposito serpentino sanitario, alimentato con acqua a temperatura di acquedotto (15 °C).

Il serbatoio invece può essere riscaldato alternativamente o dalla pompa di calore o dalla caldaia a seconda della logica di commutazione del sistema. Nel caso di controllo tradizionale Vp-0, la logica scelta è semplicemente basata sulla temperatura esterna ($T_{switch} = 7\text{ °C}$) e sull’eventuale richiesta contemporanea di riscaldamento:

- Se la temperatura esterna è maggiore o uguale a T_{switch} :
 - In caso di contemporanea richiesta di riscaldamento e di attivazione del serbatoio per ACS, la pompa di calore viene attivata sul serbatoio per ACS, supponendo che la temperatura

esterna favorevole e il fattore di carico elevato possa portare a valori di COP favorevoli per il servizio energetico che ragionevolmente richiede la maggior spesa energetica;

- In caso di richiesta unica di servizio (o di ACS o di riscaldamento), la pompa di calore soddisfa il servizio richiesto, mentre la caldaia rimane spenta;
- Se la temperatura esterna è minore di T_{switch} :
 - In caso di contemporanea richiesta di riscaldamento e di attivazione del serbatoio per ACS, la pompa di calore viene attivata sul servizio di riscaldamento, in quanto le temperature più basse richieste ai terminali di emissione potrebbero favorire il COP;
 - In caso di richiesta unica di servizio (o di ACS o di riscaldamento), la caldaia soddisfa il servizio richiesto.

La pompa di calore viene utilizzata anche come chiller in estate, fornendo il servizio di raffrescamento all'edificio tramite i pannelli radianti, con temperatura di mandata fissa (15 °C). Può comunque essere utilizzata come generatore per riscaldare l'accumulo di ACS, in alternativa alla caldaia. La logica di controllo tradizionale implementata prevede che la pompa di calore dia ovviamente la priorità al servizio di raffrescamento, in quanto unico generatore in grado di soddisfare tale servizio:

- Se ci si trova nelle ore di predisposizione all'accensione del chiller (indipendentemente se venga fornito o meno il servizio), la caldaia soddisfa le richieste provenienti dal serbatoio di ACS;
- Se invece ci si trova al di fuori delle ore di predisposizione all'accensione del chiller, la pompa di calore soddisfa le richieste provenienti dal serbatoio di ACS.

Si è inoltre simulata la presenza di 12 m² di moduli fotovoltaici sulla copertura (quindi con una minima inclinazione, presa pari a 5°, verso sud). La produzione elettrica da moduli fotovoltaici serve a diminuire la richiesta di energia elettrica da rete nel suo complesso, quindi sia le richieste di carichi elettrici direttamente collegati all'utenza, sia le richieste riconducibili invece al servizio di riscaldamento e raffrescamento ottenute tramite l'utilizzo della pompa di calore.

I risultati trovati sono riportati nelle seguenti figure (Figura 132, Figura 133, Figura 134, Figura 135, Figura 136, Figura 137, Figura 138). A differenza del caso studio appartamento, la pompa di calore funziona in maniera più performante per il riscaldamento con $SCOP \sim 4.3$, con una temperatura media di mandata di circa 28 °C e una temperatura media esterna di funzionamento di circa 9 °C. Spesso, però, la pompa di calore fornisce il servizio di ACS, in presenza di condizioni di temperatura favorevoli, secondo la logica di controllo implementata. Tuttavia, in questo caso le prestazioni sono basse ($SCOP_{ACS} \sim 1.2$), a causa delle elevate temperature necessarie a riscaldare l'accumulo e delle perdite del serbatoio stesso (incluse nel calcolo dello $SCOP_{ACS}$). Buone, invece, le prestazioni per raffrescamento ($SEER \sim 5.6$). Il rendimento BOS del sistema fotovoltaico (comprendente i moduli, sistema MPPT e inverter) è di circa il 13% per tutto l'anno (Figura 136), e contribuisce notevolmente ad abbassare i prelievi di energia elettrica dalla rete, come si nota dal bilancio in Figura 137.

I valori di PER riportati in Figura 134 evidenziano inoltre un ottimo funzionamento della pompa di calore in modalità raffrescamento, associato ai moduli fotovoltaici, come sistema che contribuisce all'utilizzo efficiente dell'energia rinnovabile. Il valore elevato del PER_{nren} per raffrescamento, associato ad un valore minore di PER_{tot} per lo stesso servizio, suggerisce che l'energia elettrica utilizzata dal chiller per il servizio arrivi prevalentemente da fonti rinnovabili (fotovoltaico). Quindi l'energia prodotta dai moduli viene utilizzata anche per il servizio di raffrescamento.

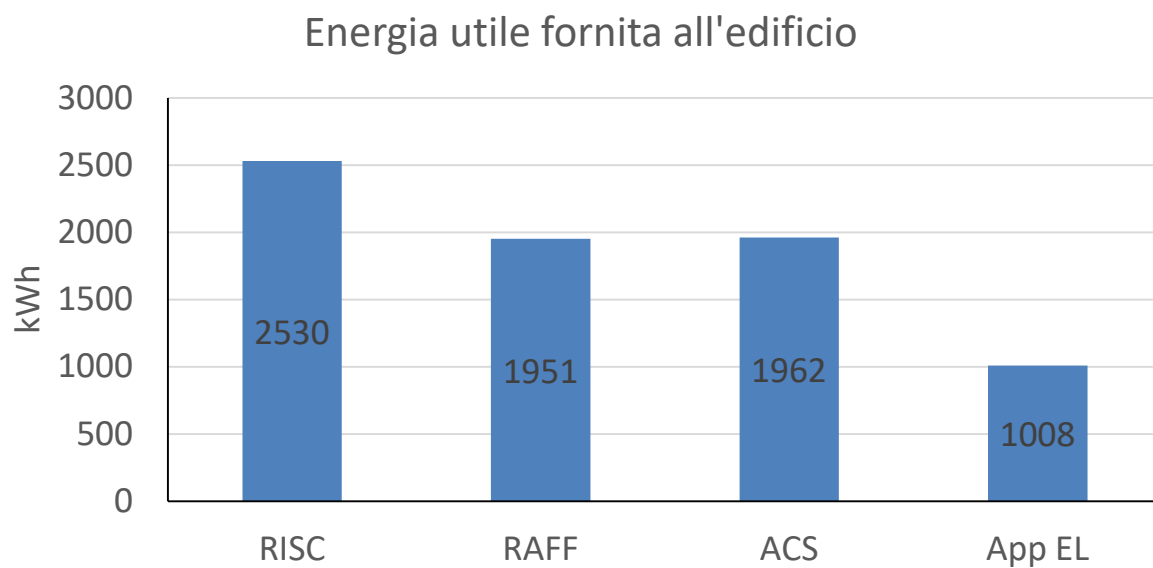


Figura 132. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vp-0).

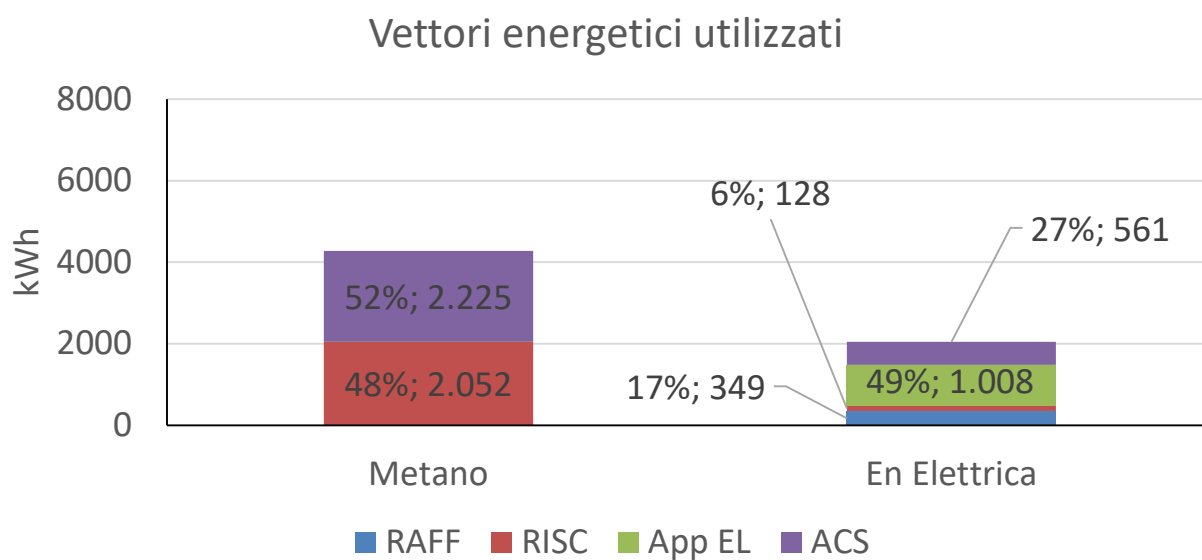


Figura 133. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vp-0).

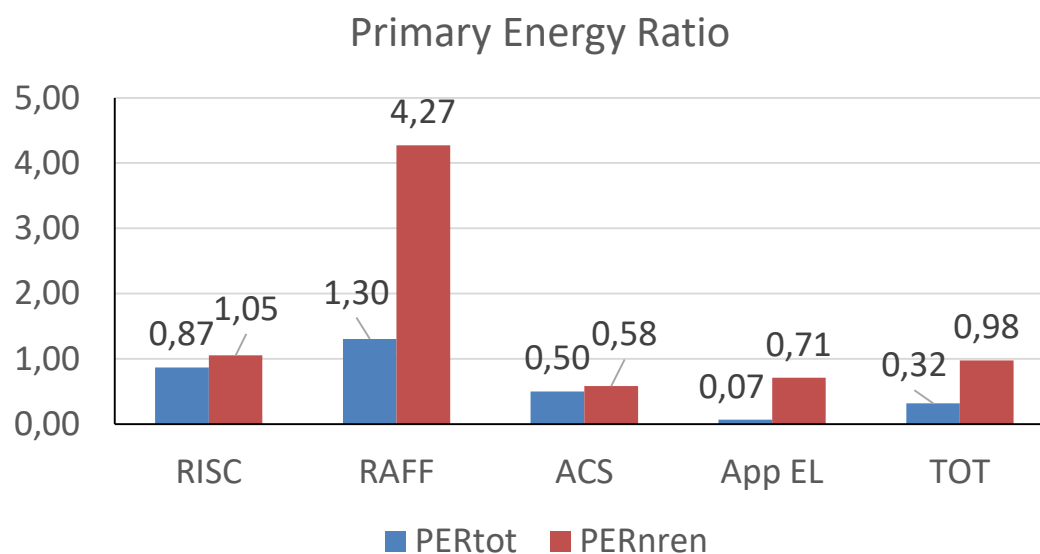


Figura 134. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vp-0).

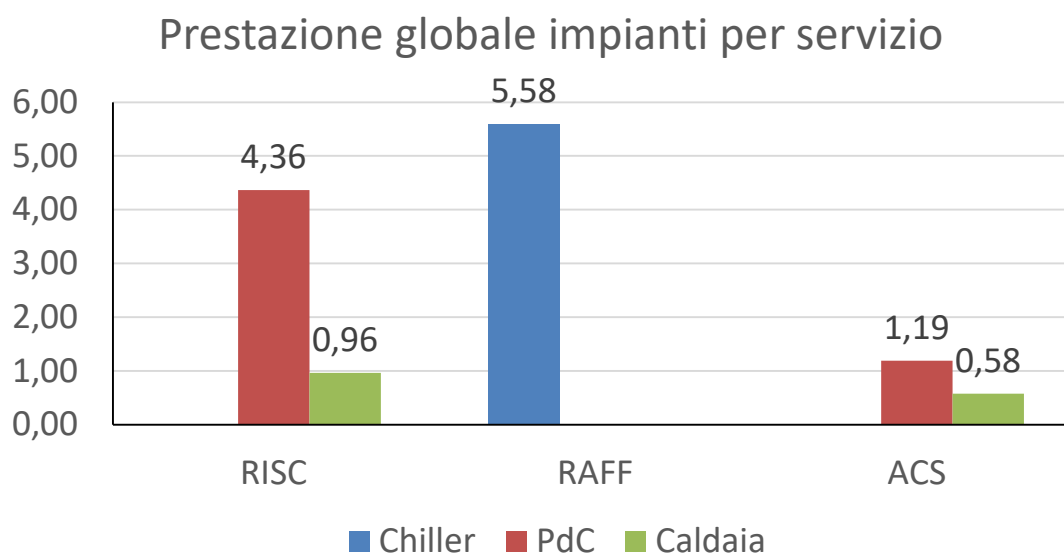


Figura 135. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-0).

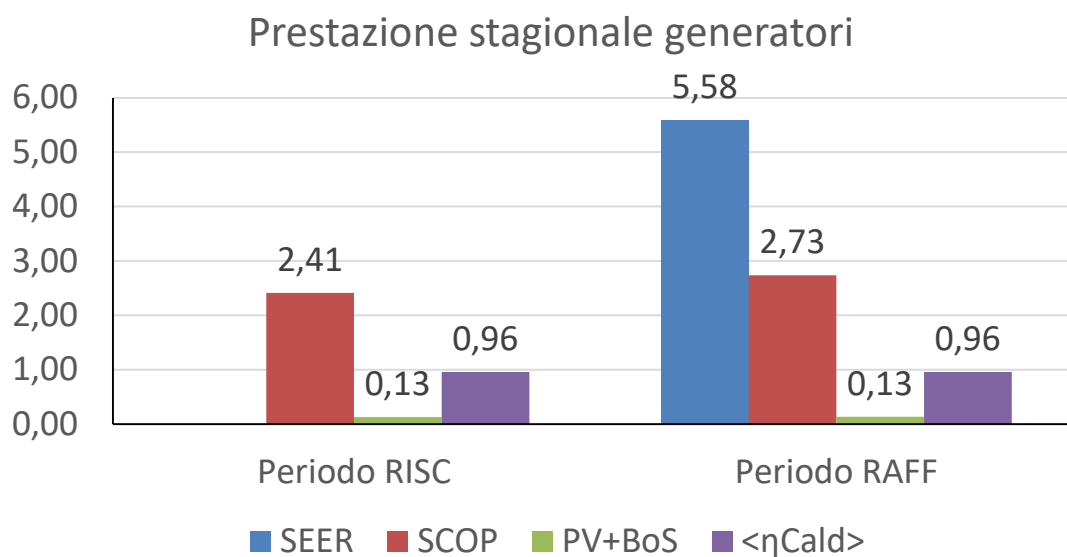


Figura 136. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vp-0).

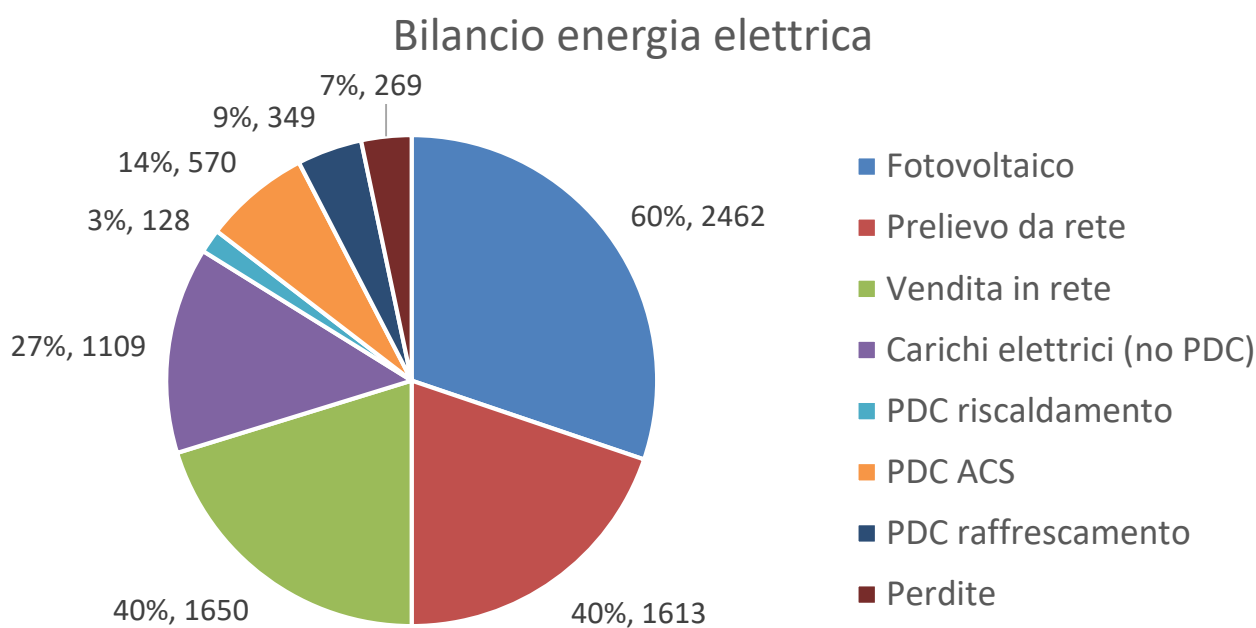


Figura 137. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vp-0).

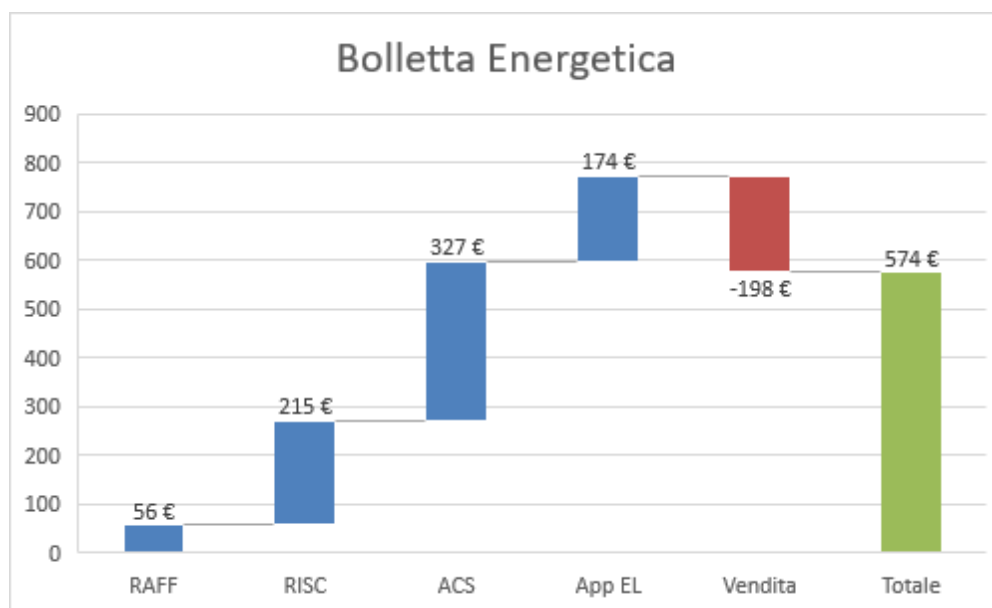


Figura 138. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vp-0).

I costi maggiori e le efficienze minori si riscontrano in relazione al serbatoio di ACS (Figura 138), a causa delle elevate perdite di questo componente, che deve essere mantenuto ad una temperatura elevata per poter avere acqua immediatamente utilizzabile all'erogazione, non essendo disponibile un generatore istantaneo a valle di esso.

Nella Figura 139 è rappresentato, a titolo esemplificativo, il bilancio elettrico in un giorno di luglio. Per gran parte della giornata, la produzione del fotovoltaico viene venduta in rete, in quanto i carichi elettrici non collegati alla pompa di calore sono molto bassi. Le richieste di raffrescamento sono significative nella seconda parte della giornata, nonostante la predisposizione all'accensione valga per quasi tutto il giorno per questa destinazione d'uso ("pensionato"): la temperatura interna di setpoint viene infatti superata solo nel pomeriggio, per effetto dell'inerzia termica dell'edificio ad alta efficienza. In questo momento della giornata, il picco di produzione da fotovoltaico è stato spesso già superato (l'inclinazione dei moduli è minima e l'orientamento è comunque verso sud), per cui oltre un certo orario diventa necessario acquistare energia dalla rete.

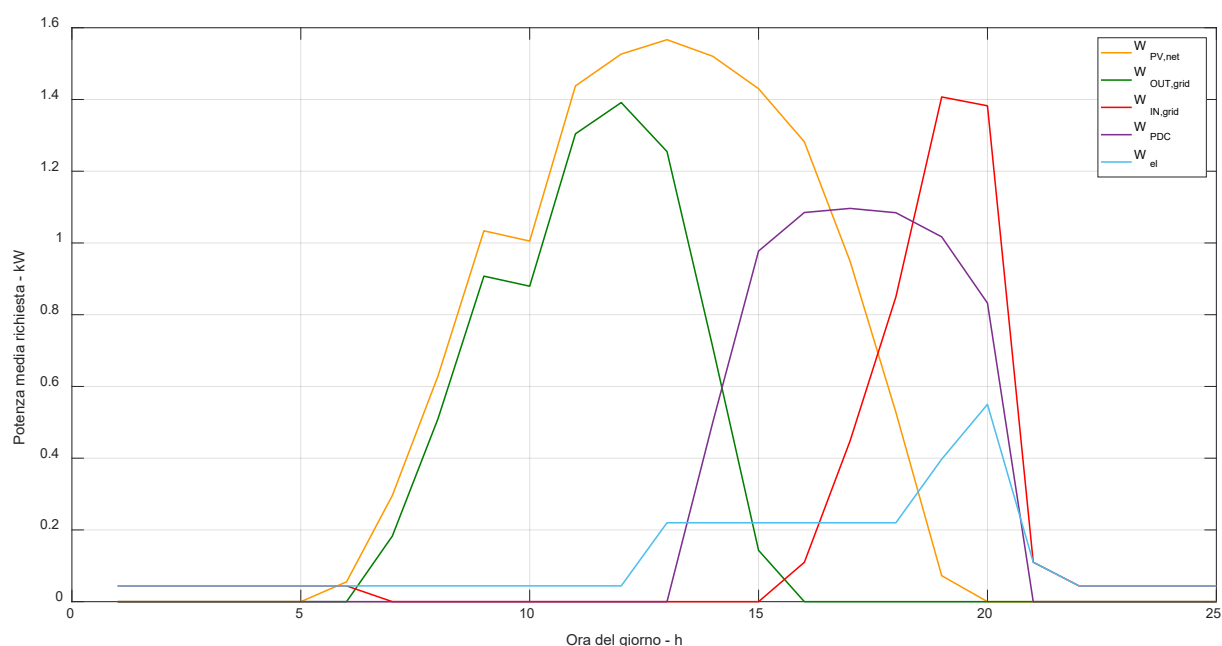


Figura 139. Profili dei vari ingressi ed uscite di energia elettrica della villetta (controllo Vp-0) per il primo giorno di luglio.

4.5.2 Villa a copertura orizzontale con controllo avanzato (Vp-1)

Nella seconda analisi, la logica di controllo implementata decide quale generatore impiegare per il servizio di riscaldamento sulla base della minima energia primaria non rinnovabile globale richiesta dall'edificio. Attraverso un controllo predittivo su una finestra temporale di mezz'ora, analogo a quello descritto per l'appartamento, vengono stimati e confrontati i consumi di energia che si verificherebbero nel caso che la pompa di calore sia destinata al fabbisogno di ACS, la caldaia al riscaldamento e viceversa. Il controllore considera anche la produzione da fotovoltaico, che, se presente, va a diminuire la quota di energia primaria non rinnovabile in ingresso dalla rete elettrica.

È inoltre presente una logica di precarica dell'accumulo che, prevedendo le fasce orarie di maggiore richiesta del servizio di ACS, preriscalda il serbatoio a temperature maggiori, cercando quindi di tenere il serbatoio a temperature maggiori ma nelle ore più vicine alle effettive richieste (mattina e sera), in modo da limitare le perdite. In queste due fasce orarie, il setpoint del serbatoio viene aumentato a $53^{\circ}\text{C} \pm 1\text{ K}$. Nel resto della giornata, invece, il setpoint rimane $50^{\circ}\text{C} \pm 2.5\text{ K}$.

L'algoritmo di controllo previsionale implementato, ogni mezz'ora, è il seguente:

1. calcola l'energia fornita ai terminali di riscaldamento nell'ora precedente, la temperatura media di mandata nell'ora precedente, la temperatura media esterna nell'ora precedente;
2. stima la richiesta di energia dall'edificio per apparecchiature elettriche, sulla base dei consumi nella stessa mezz'ora del giorno precedente;
3. stima la produzione utile da moduli fotovoltaici, considerando la produzione media avvenuta nell'ora precedente e i rendimenti dei moduli, del sistema MPPT e di inverter;
4. sulla base del calcolo a punto 1, viene stimato l'eventuale COP di funzionamento della pompa di calore in modalità riscaldamento (o raffreddamento) o per ricarica del serbatoio ACS;
5. stima la quantità di energia elettrica da rete e di metano richiesta nella successiva mezz'ora a seconda che la pompa di calore sia dedicata al servizio di riscaldamento (o raffreddamento) e la caldaia sia dedicata alla ricarica del serbatoio di ACS;

6. stima la quantità di energia elettrica da rete e di metano richiesta nella successiva mezz'ora a seconda che la pompa di calore sia dedicata al servizio di ACS (se richiesto) e la caldaia sia dedicata al servizio di riscaldamento;
7. confronta i consumi di energia primaria non rinnovabile calcolati al punto 5 e punto 6, per scegliere quello più conveniente.

Va precisato che la stima del consumo di energia primaria per la ricarica dell'accumulo da parte della pompa di calore viene effettuata solo se la temperatura del serbatoio di ACS è inferiore a 48 °C, presupponendo di essere quindi nelle vicinanze di una richiesta di ricarica del serbatoio, o se siamo in una fascia oraria predisposta alla precarica dell'accumulo. In questo caso le prestazioni della pompa di calore vengono valutate considerando la temperatura di mandata a 55 °C e la temperatura media esterna dell'ora precedente:

$$EP_1 = f_{nren,el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_{ACS}}{\eta_{cald}} \quad (\text{punto 5 elenco})$$

$$EP_2 = f_{nren,el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_H}{\eta_{cald}} \quad (\text{punto 6 elenco})$$

Al contrario se la temperatura del serbatoio di ACS è maggiore di 48 °C o se non siamo in una fascia oraria predisposta alla precarica dell'accumulo, vengono confrontate le energie primarie necessarie alla pompa di calore e alla caldaia per soddisfare la sola richiesta di riscaldamento valutata sulla base della media nell'ora precedente, usando il COP medio dell'ora precedente per la pompa di calore e il valore fisso di 0.96 per la caldaia:

$$EP_1 = f_{nren,el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) \quad (\text{punto 5 elenco})$$

$$EP_2 = f_{nren,el} \times \max(0, \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_H}{\eta_{cald}} \quad (\text{punto 6 elenco})$$

Nella stagione estiva, viene mantenuta l'indisponibilità della pompa di calore a fornire il servizio di ricarica e precarica del serbatoio negli orari di predisposizione al servizio di raffrescamento. Negli orari, invece, di non predisposizione, viene utilizzata anche in questo caso la logica di minimizzazione dell'utilizzo dell'energia primaria, valutata in riferimento al solo servizio di ACS:

$$EP_1 = f_{nren,el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) \quad (\text{punto 5 elenco})$$

$$EP_2 = f_{nren,el} \times \max(0, \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_{ACS}}{\eta_{cald}} \quad (\text{punto 6 elenco})$$

I risultati ottenuti tramite l'implementazione di questo controllo sono riportati nelle seguenti figure (Figura 140, Figura 141, Figura 142, Figura 143, Figura 144, Figura 145, Figura 146).

Rispetto al caso precedente, si nota che molta più energia viene fornita dalla pompa di calore sia per il servizio di ACS (1445 kWh contro i precedenti 1126 kWh) e anche per il servizio di riscaldamento (1581 kWh contro i precedenti 559 kWh): si veda la Figura 141. Anche le prestazioni con cui la pompa di calore effettua il servizio di riscaldamento sono molto buone ($SCOP_{RISC} \sim 3.7$) mentre risultano più scadenti quelle con cui viene effettuata la precarica/ricarica del serbatoio di ACS (Figura 143). Tuttavia, la pompa di calore effettua questo servizio perché l'energia elettrica necessaria proviene dal fotovoltaico, quindi non viene conteggiata nel computo dell'energia primaria non rinnovabile (vedi Figura 142). Nel grafico del bilancio dell'energia elettrica (Figura 145) si vede infatti che diminuisce, anche se di poco, la quota di energia elettrica venduta in rete (1626 kWh contro 1635 kWh del caso precedente) a fronte di un aumento delle richieste elettriche da parte della pompa di calore.

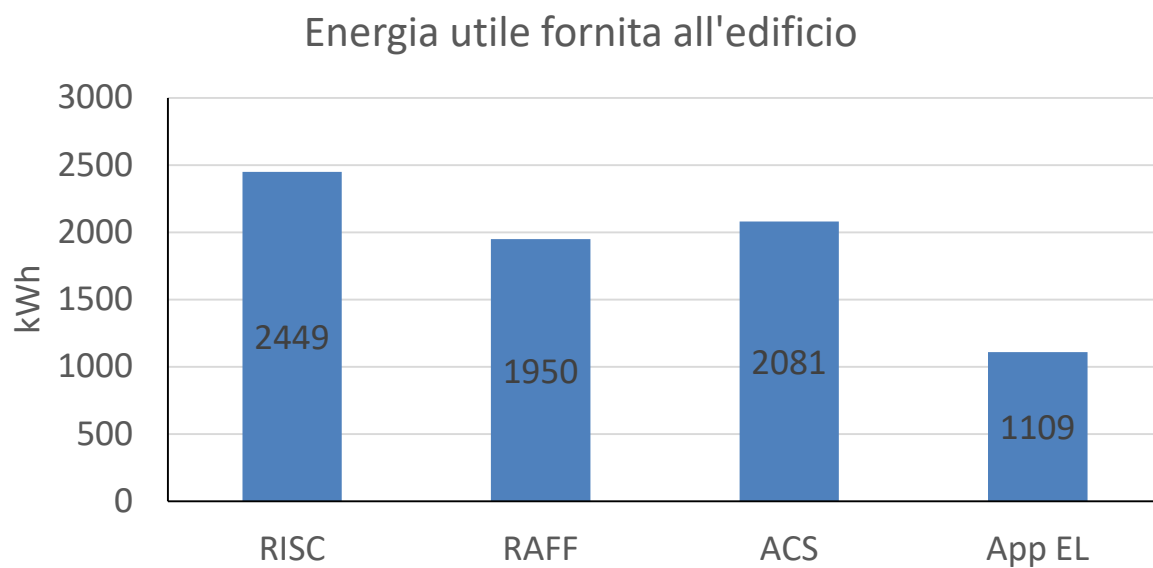


Figura 140. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vp-1).

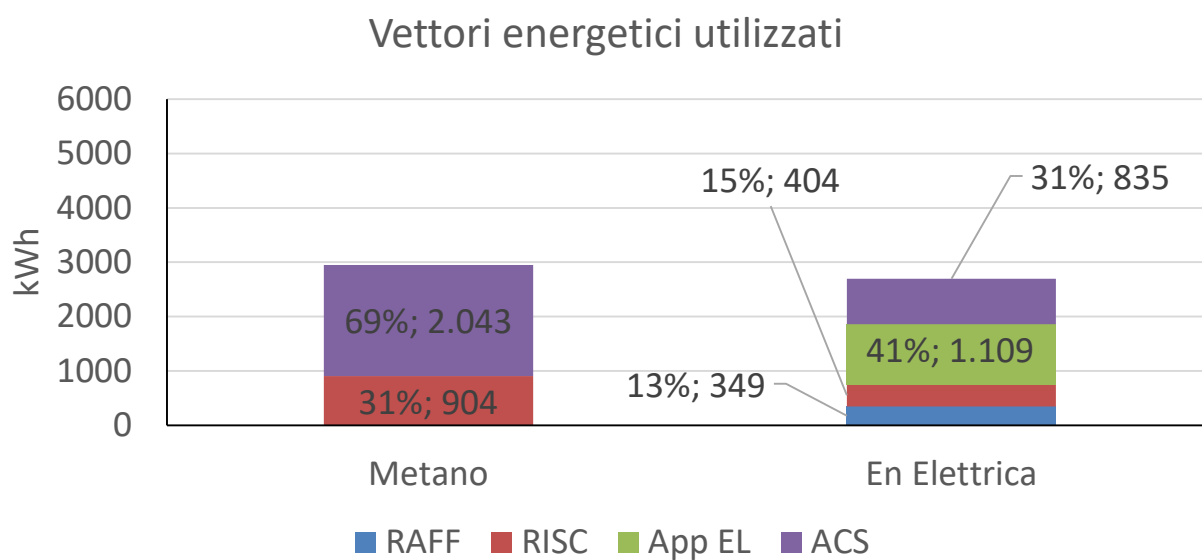


Figura 141. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vp-1).

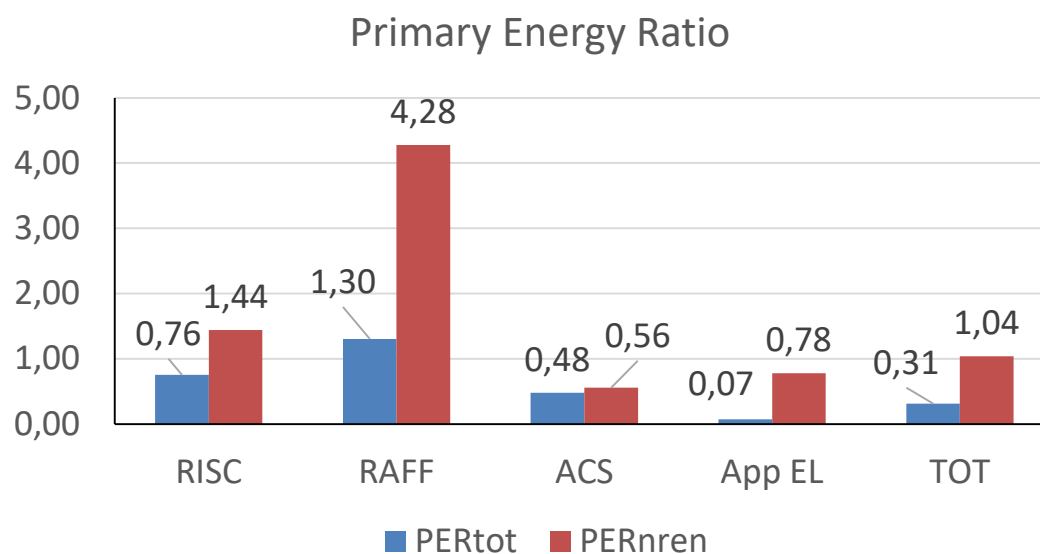


Figura 142. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vp-1).

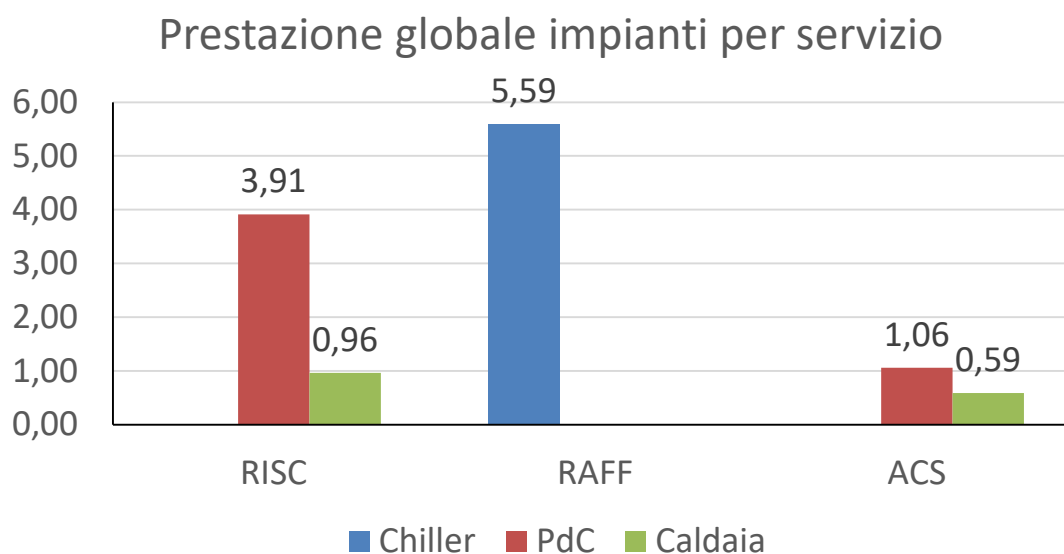


Figura 143. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-1).

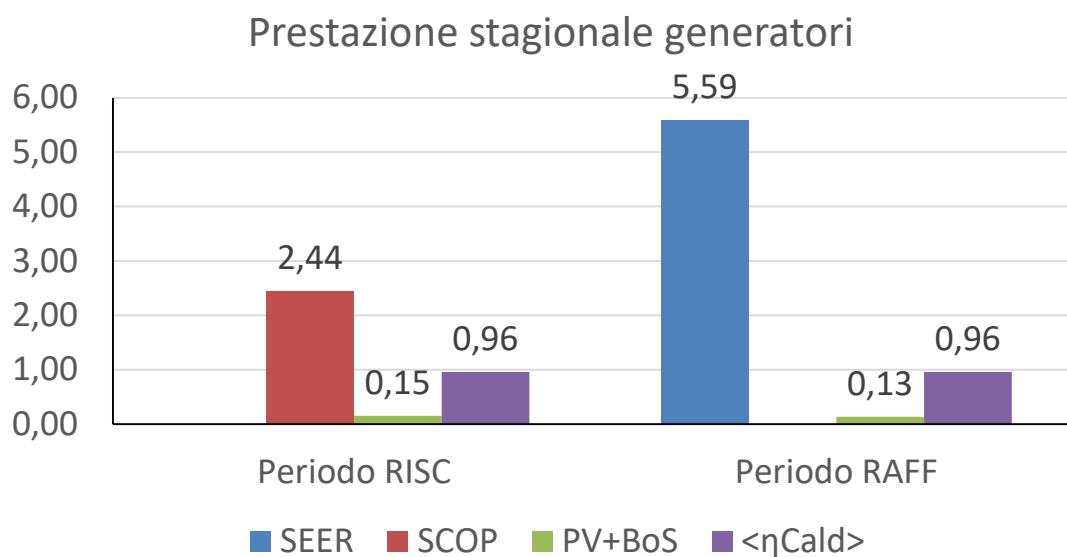


Figura 144. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vp-1).

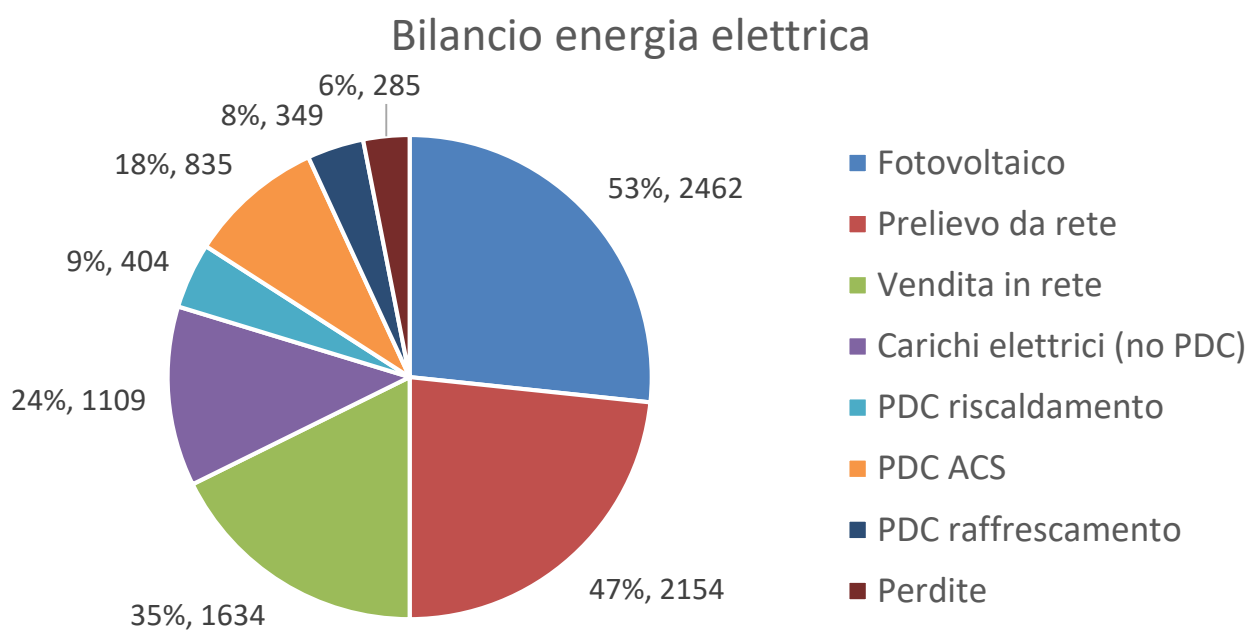


Figura 145. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vp-1).

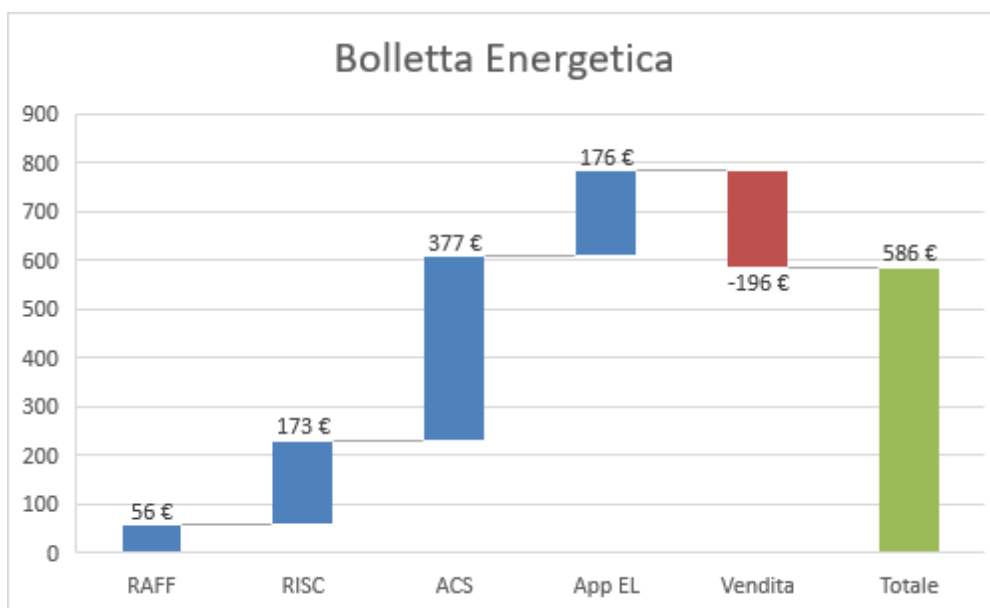


Figura 146. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vp-1).

Rispetto al caso Vp-0, si nota in Figura 146 una diminuzione dei costi per riscaldamento ma un aumento dei costi per ACS, dovuti principalmente all'implementazione della logica di precarica. Non sono rappresentati i ricavi della vendita di energia elettrica da fotovoltaico in rete, che per questa tipologia di controllo sono pari a 196 €.

Nelle figure seguenti (Figura 147, Figura 148, Figura 149, Figura 150, Figura 151, Figura 152, Figura 153) sono rappresentati gli indicatori nel caso in cui il controllo che minimizza l'energia primaria non rinnovabile utilizzata venga applicato senza però precarica dell'accumulo. Rispetto al caso con precarica, diminuisce la quota di energia elettrica utilizzata per il servizio di ACS (Figura 148) e aumenta il valore dello SCOP durante la stagione invernale, poiché si diminuisce la quota di energia fornita dalla pompa di calore per ACS ad alte temperature a COP non elevati (Figura 151). Aumenta invece la quota fornita dalla caldaia, che deve sopperire alle richieste di ACS spesso anche con potenze elevate per ricaricare l'accumulo velocemente in prossimità delle richieste maggiori di ACS.

Il confronto tra Figura 145 e Figura 152 mostra chiaramente che la differenza principale tra i due casi di controllo avanzato, nel bilancio elettrico, è da ricercarsi nella quota di energia elettrica per il servizio di ACS, che va ad incidere anche sulla quota di energia prelevata da rete.

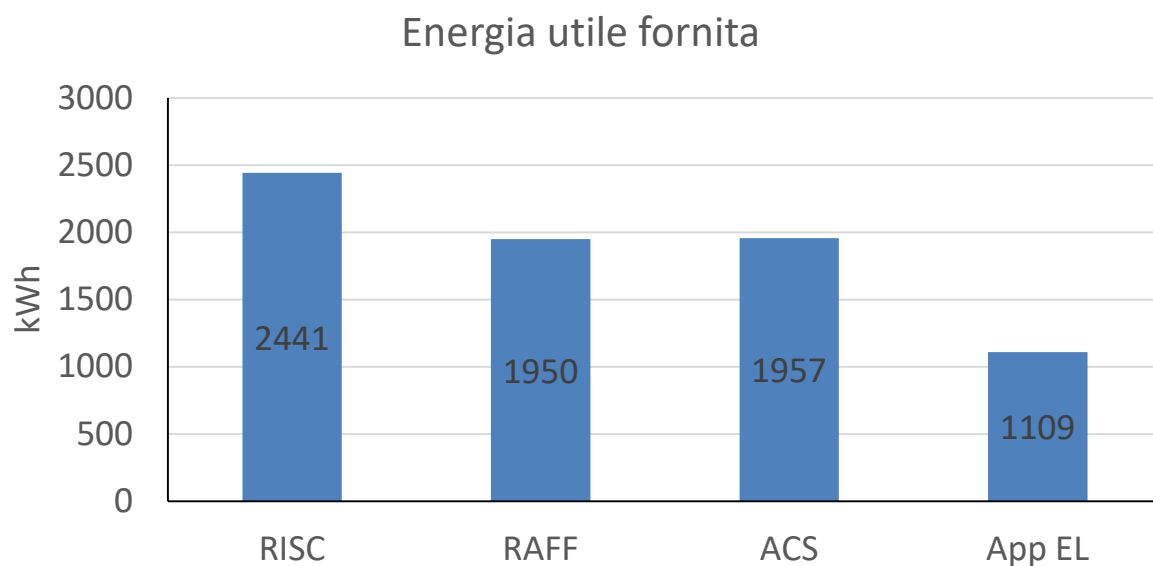


Figura 147. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vp-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

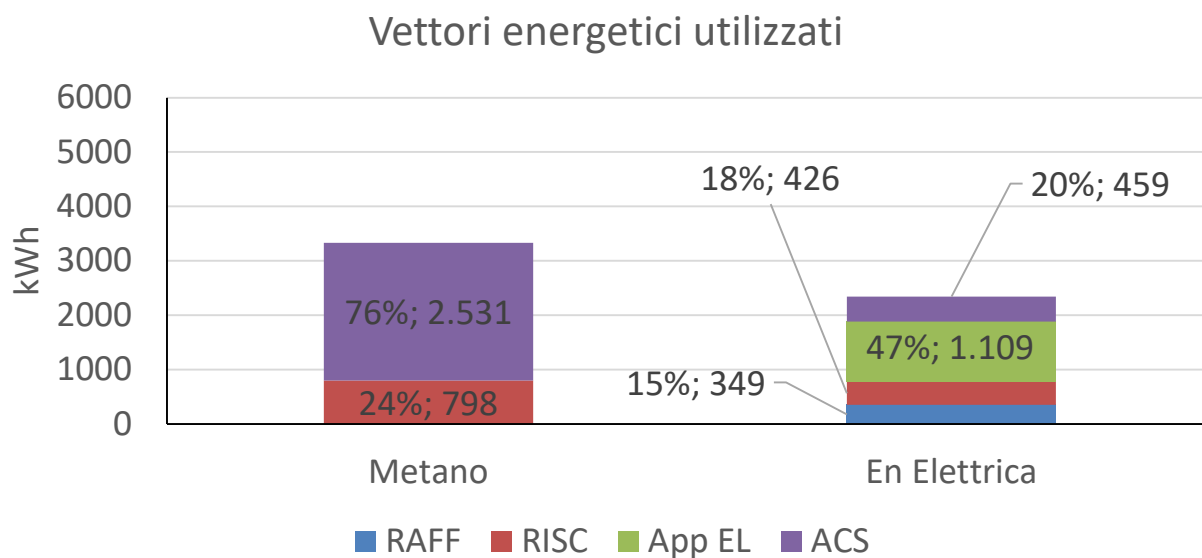


Figura 148. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vp-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Primary Energy Ratio

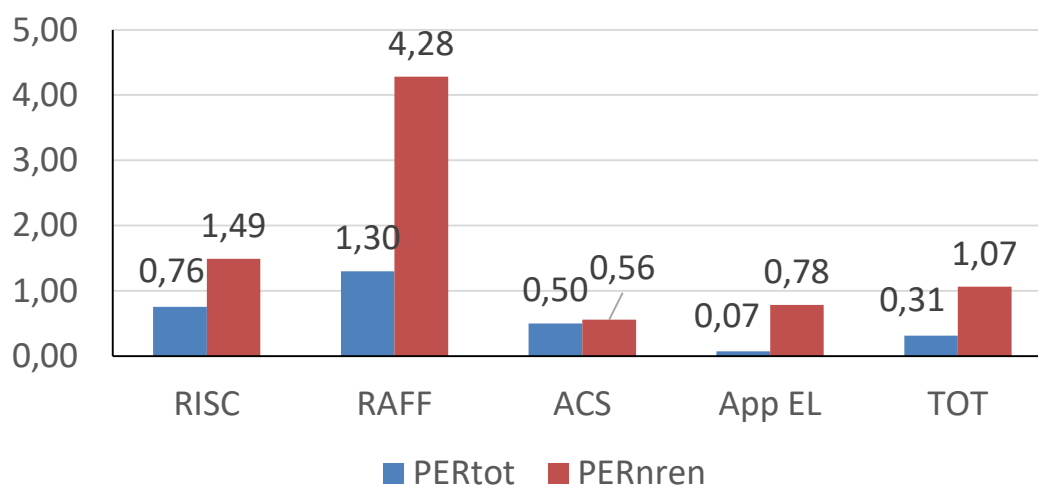


Figura 149. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vp-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Prestazione globale impianti per servizio

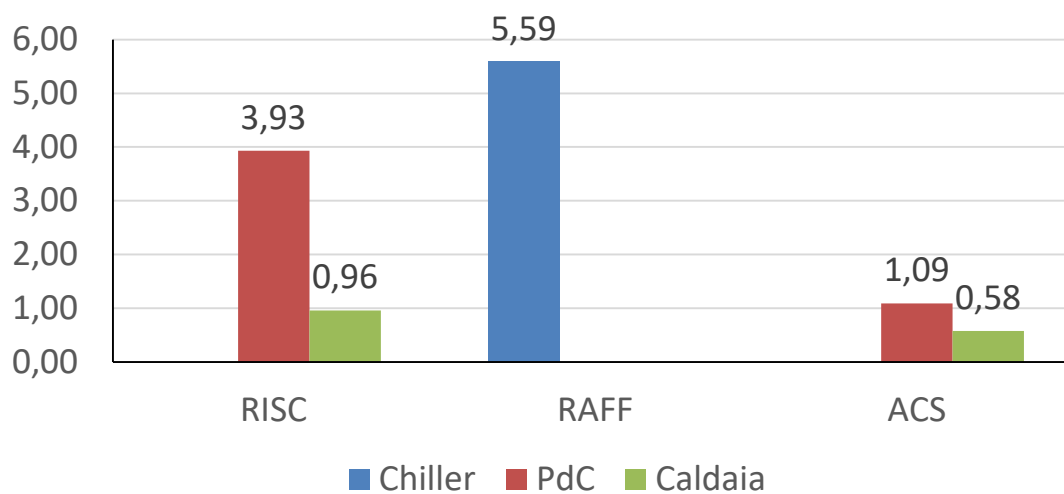


Figura 150. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

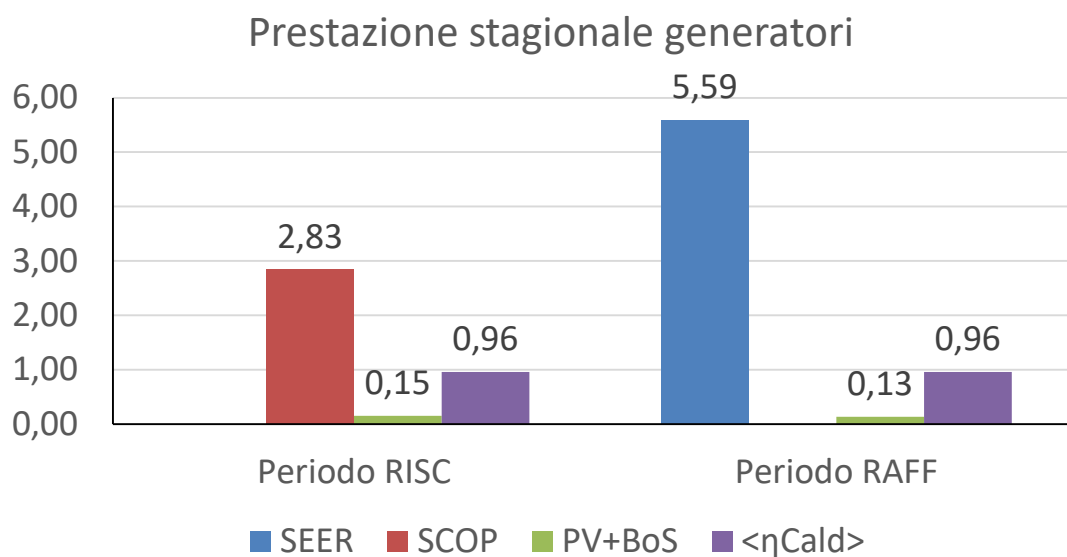


Figura 151. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vp-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

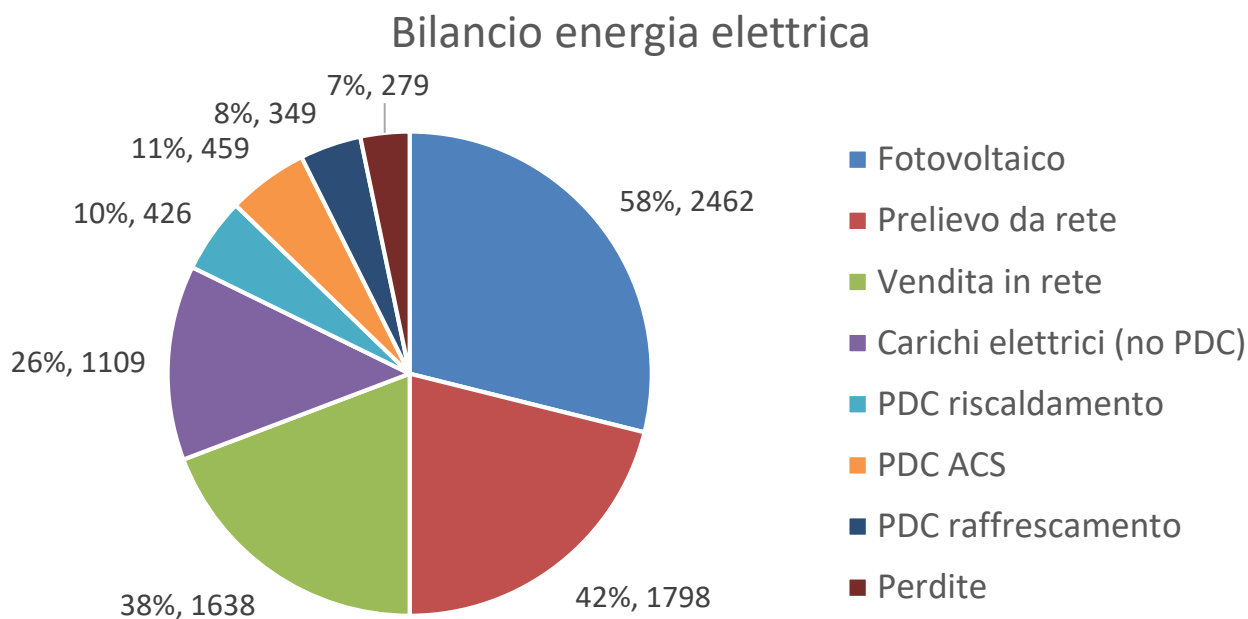


Figura 152. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vp-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

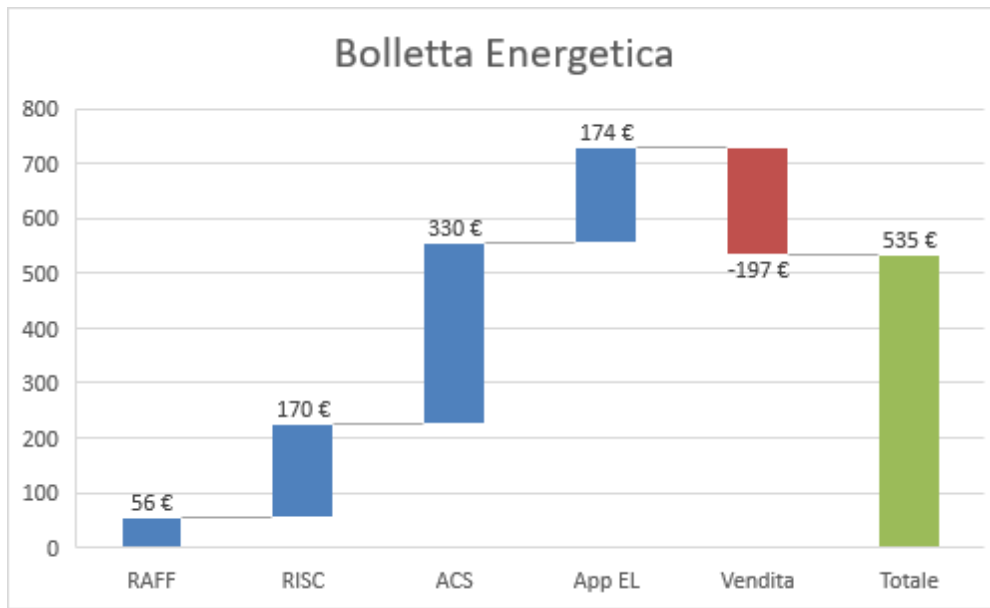


Figura 153. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vp-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

4.5.3 Villa a copertura orizzontale con controllo avanzato (Vp-2)

In questa successiva analisi, la logica di controllo implementata è analoga a quella descritta nel precedente paragrafo, ma in questo caso si minimizzano i costi operativi. Anche in questa simulazione si è considerata una precarica del serbatoio, a temperatura di setpoint maggiore, nelle fasce orarie immediatamente precedenti ai momenti di maggiore richiesta.

L'algoritmo implementato è identico a quello implementato per la minimizzazione dell'energia primaria, ma invece che i consumi associati alle possibili strategie di controllo EP_1 , EP_2 , vengono calcolati i costi di acquisto di metano ed energia elettrica C_1 , C_2 , al netto della vendita di quest'ultima. Si sostituiscono cioè i fattori di conversione dell'energia primaria, con i costi unitari di acquisto e vendita di energia.

Nella stagione invernale, in caso di prevista richiesta di ricarica accumulo ACS, vengono confrontati

$$C_1 = c_{el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV,net}\right) + c_{gas} \times \frac{\dot{Q}_{ACS}}{\eta_{cald}} - c_{el,vendita} \times \max\left(0, \dot{W}_{PV,net} - \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} - \dot{W}_{carichi}\right)$$

$$C_2 = c_{el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}\right) + c_{gas} \times \frac{\dot{Q}_H}{\eta_{cald}} - c_{el,vendita} \times \max\left(0, \dot{W}_{PV,net} - \dot{W}_{carichi} - \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}}\right)$$

Nel caso in cui non sia prevista l'erogazione di energia al serbatoio di accumulo, vengono confrontati i seguenti costi:

$$C_1 = c_{el} \times \max\left(0, \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV,net}\right) - c_{el,vendita} \times \max\left(0, \dot{W}_{PV,net} - \frac{\dot{Q}_H}{COP_H} - \dot{W}_{carichi}\right)$$

$$C_2 = c_{el} \times \max(0, \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV,net}) + c_{gas} \times \frac{\dot{Q}_H}{\eta_{cald}} - c_{el,vendita} \times \max(0, \dot{W}_{PV,net} - \dot{W}_{carichi})$$

Nel caso estivo, nei casi in cui non si ricade in un periodo di predisposizione di accensione dell'impianto di raffrescamento, vengono confrontati i seguenti costi:

$$C_1 = c_{el} \times \min \left(0, \frac{\dot{Q}_{ACS}}{COP_{ACS}} + \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV} \right) - c_{el,vendita} \times \max(0, \dot{W}_{PV,net} - \dot{W}_{carichi})$$

$$C_2 = c_{el} \times \max(0, \dot{W}_{carichi} - \dot{W}_{PV}) + f_{nren,gas} \times \frac{\dot{Q}_{ACS}}{\eta_{cald}} - c_{el,vendita} \times \max(0, \dot{W}_{PV,net} - \dot{W}_{carichi})$$

I risultati ottenuti sono riportati nelle successive figure (Figura 154, Figura 155, Figura 156, Figura 157, Figura 158, Figura 159, Figura 160).

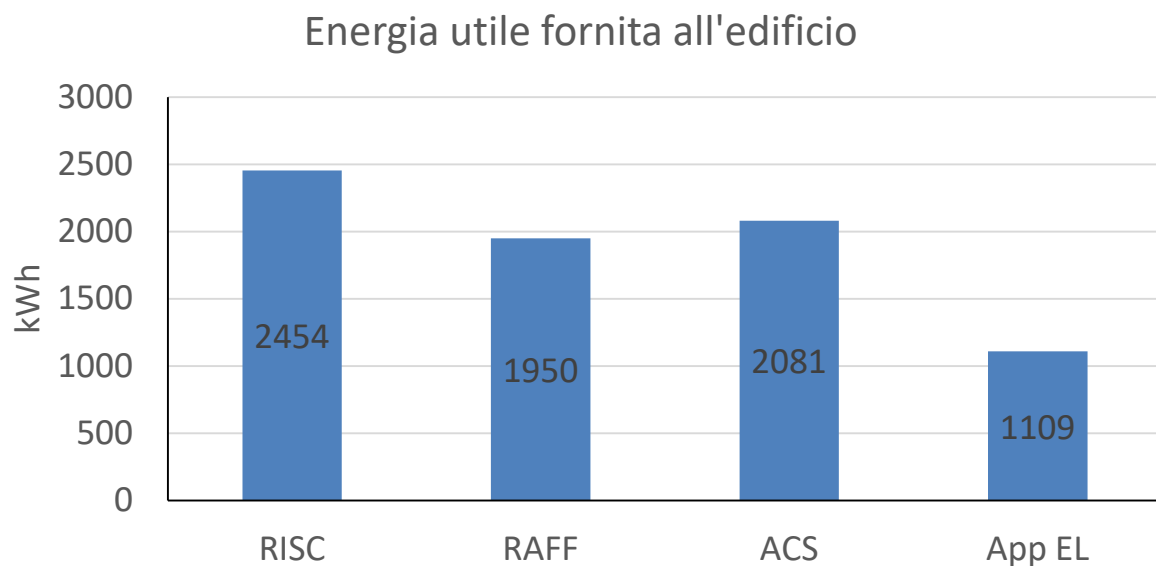


Figura 154. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2).

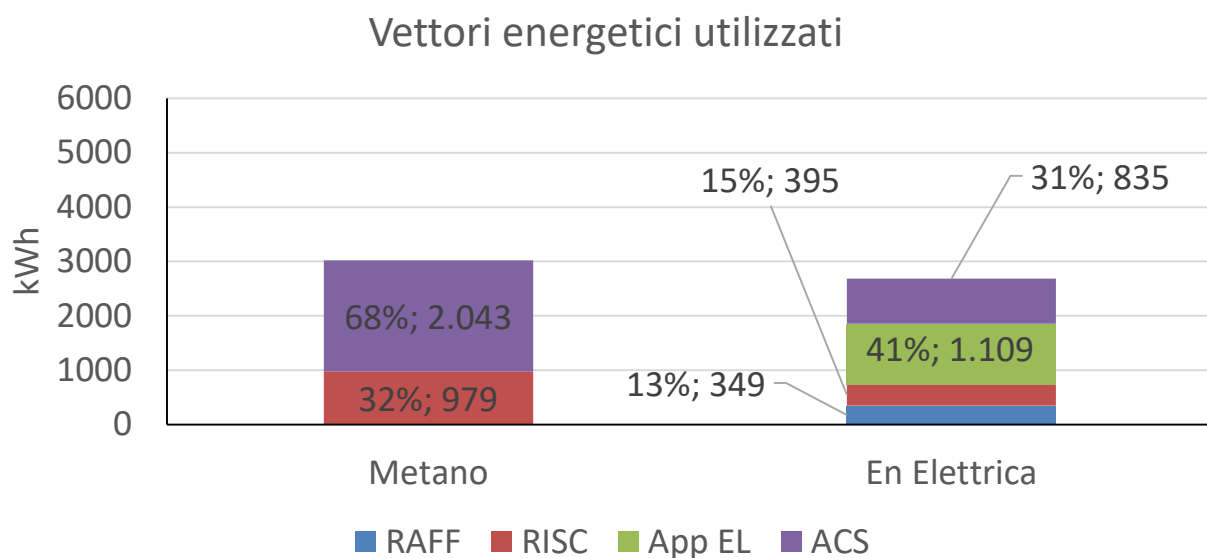


Figura 155. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vp-2).

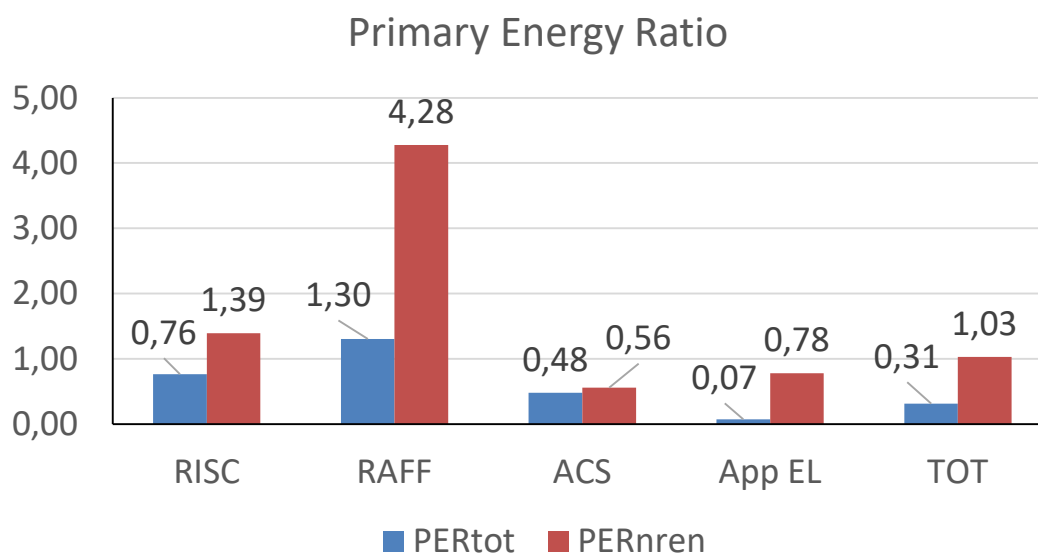


Figura 156. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vp-2).

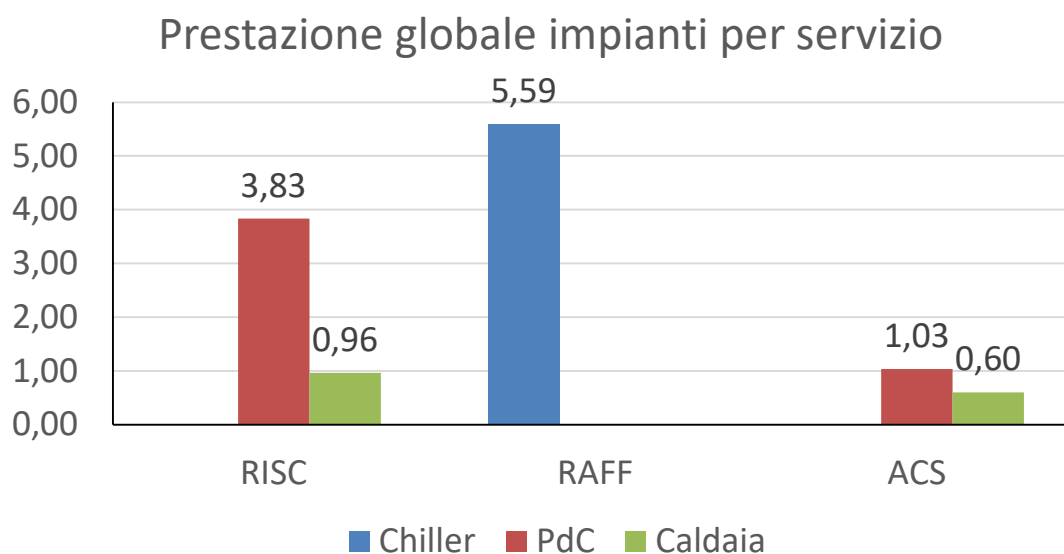


Figura 157. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2).

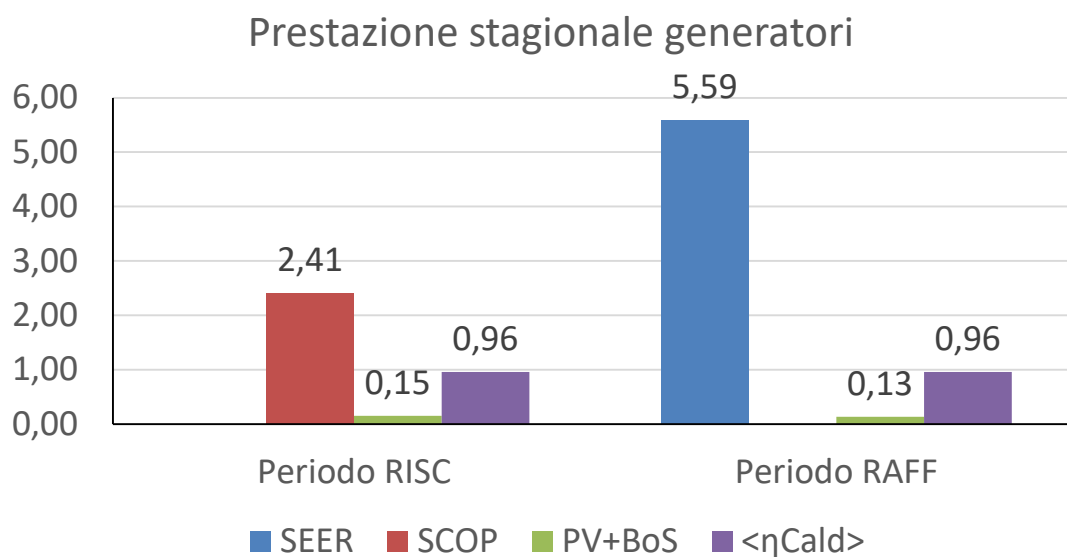


Figura 158. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vp-2).

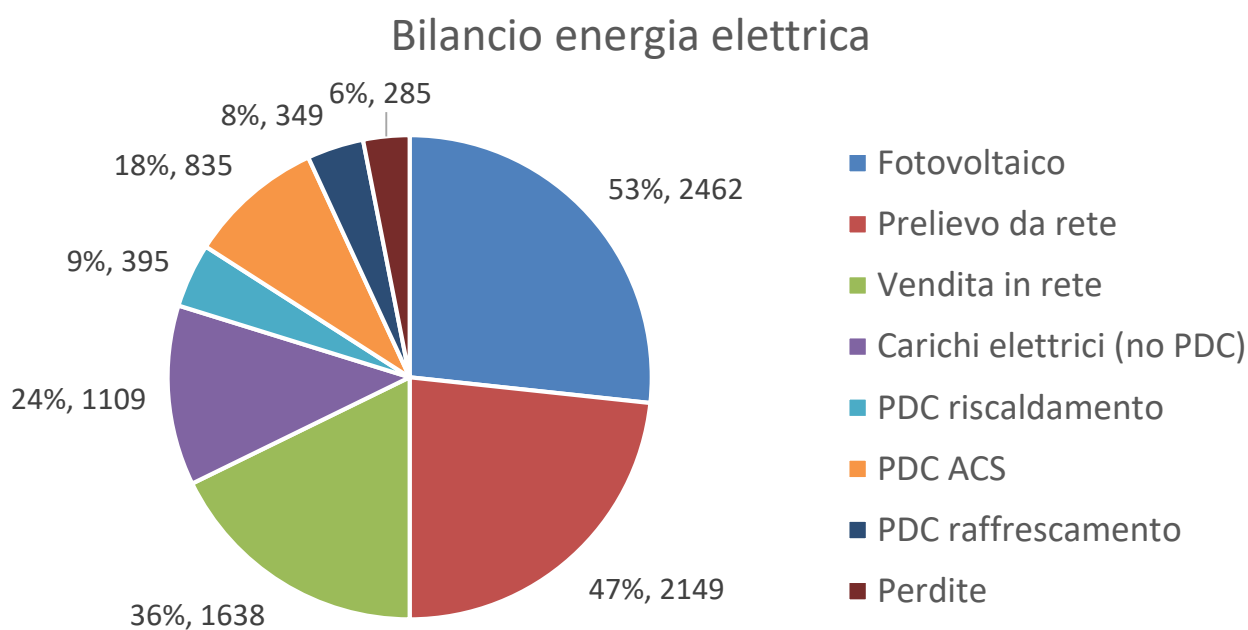


Figura 159. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vp-2).

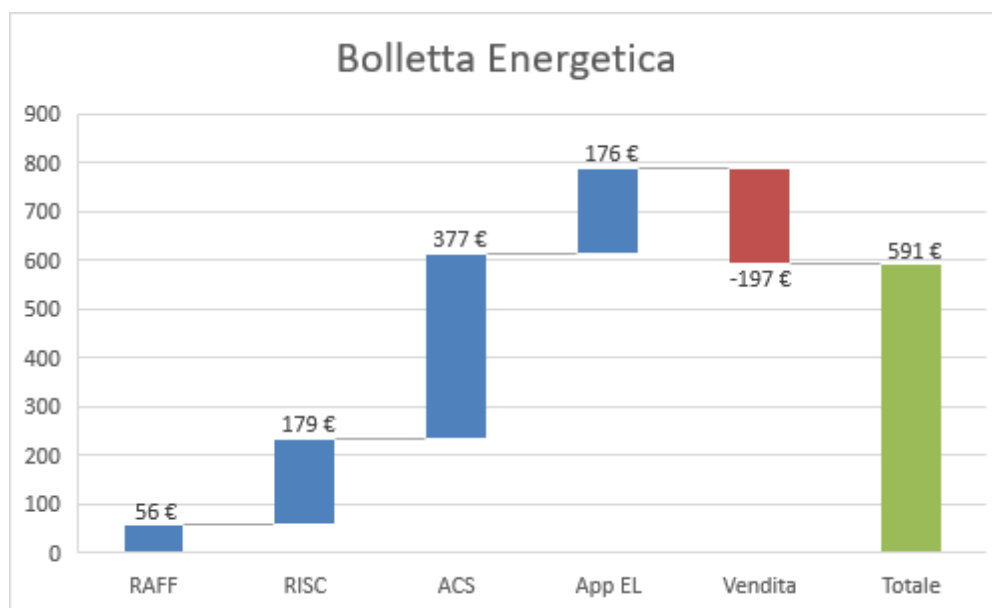


Figura 160. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vp-2).

Come nel caso precedente, i risultati di questa tipologia di controllo mostrano un miglioramento del PER non rinnovabile per riscaldamento e totale (Figura 156) rispetto al caso Vp-0. Aumenta la quota di energia fornita da pompa di calore sia per riscaldamento che per ACS (Figura 155), anche se ciò comporta una diminuzione delle prestazioni della pompa di calore (Figura 157). Per quanto riguarda i costi, rimangono rilevanti quelli dovuti all'accumulo per ACS, che si conferma il servizio più dispendioso.

Nelle seguenti figure (Figura 161, Figura 162, Figura 163, Figura 164, Figura 165, Figura 166, Figura 167) si riportano i risultati del controllo Vp-2 applicato senza precarica dell'accumulo di ACS. Come nel caso di controllo che ottimizza l'energia primaria, viene ridotta la quantità di energia elettrica usata per il servizio di ACS, mentre viene mantenuta costante l'energia fornita per riscaldamento. Ciò porta a un leggero miglioramento delle prestazioni dei generatori (Figura 171 e Figura 172), e ad una riduzione dei prelievi da rete (Figura 173) e dei costi (Figura 174). In Figura 165 è presente anche un valore di SCOP per la pompa di calore utilizzata per il servizio di ricarica dell'ACS durante la stagione estiva: tuttavia, questo valore è poco significativo perché l'energia fornita dalla pompa di calore complessivamente per questo servizio nell'intera stagione di raffrescamento è di pochi kWh.

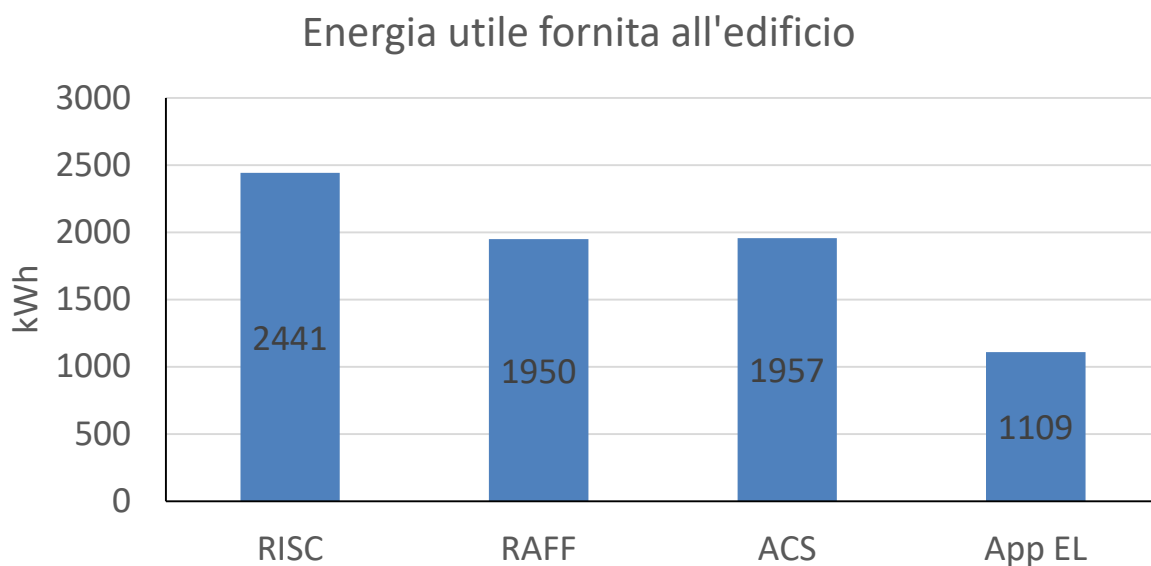


Figura 161. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

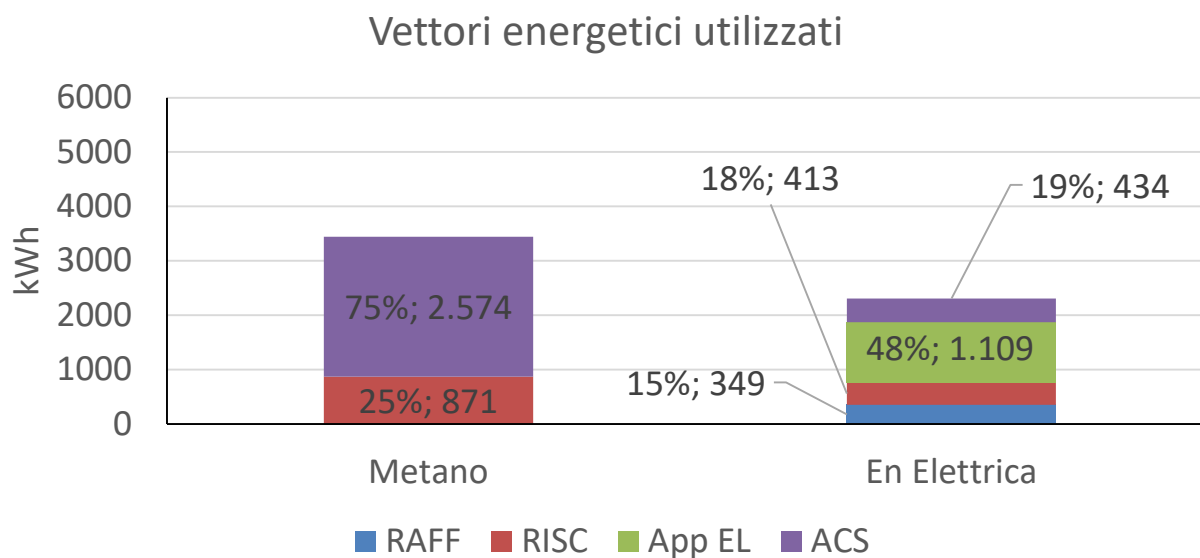


Figura 162. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vp-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

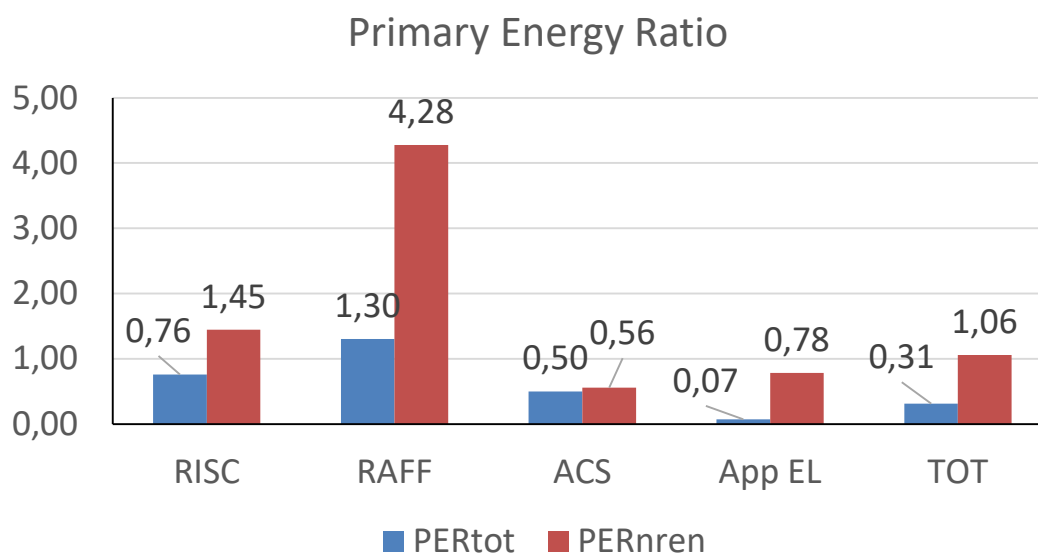


Figura 163. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vp-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

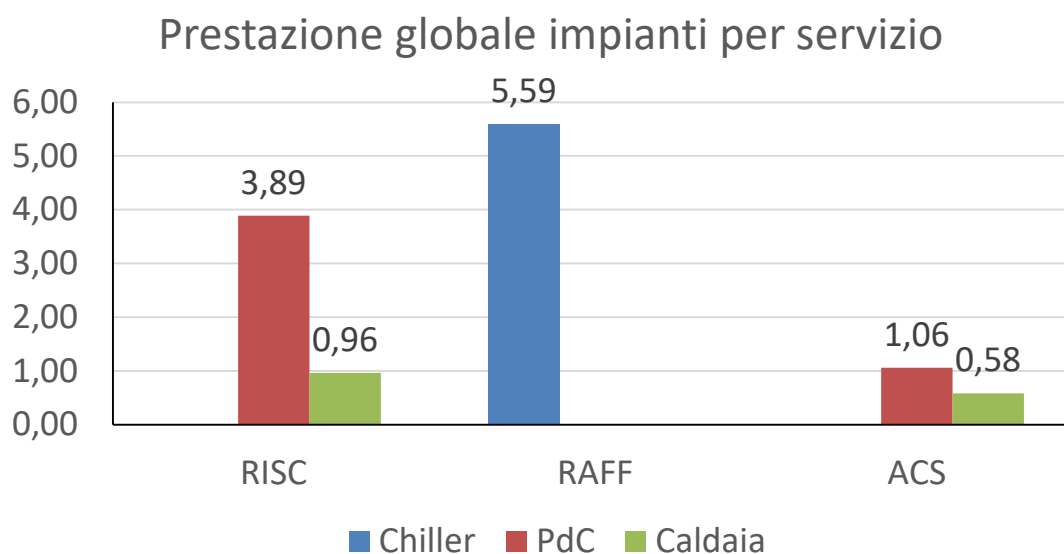


Figura 164. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

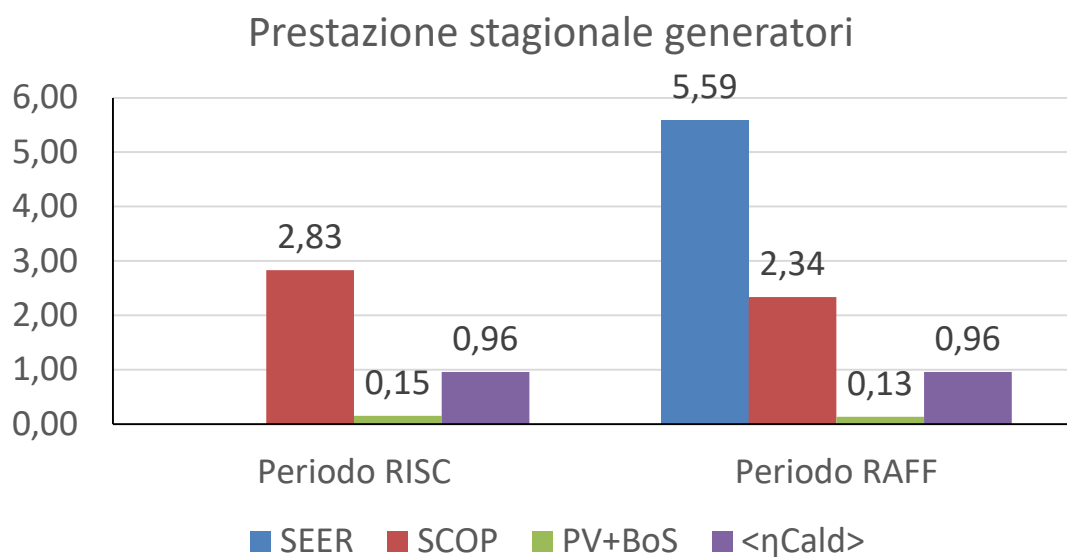


Figura 165. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vp-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

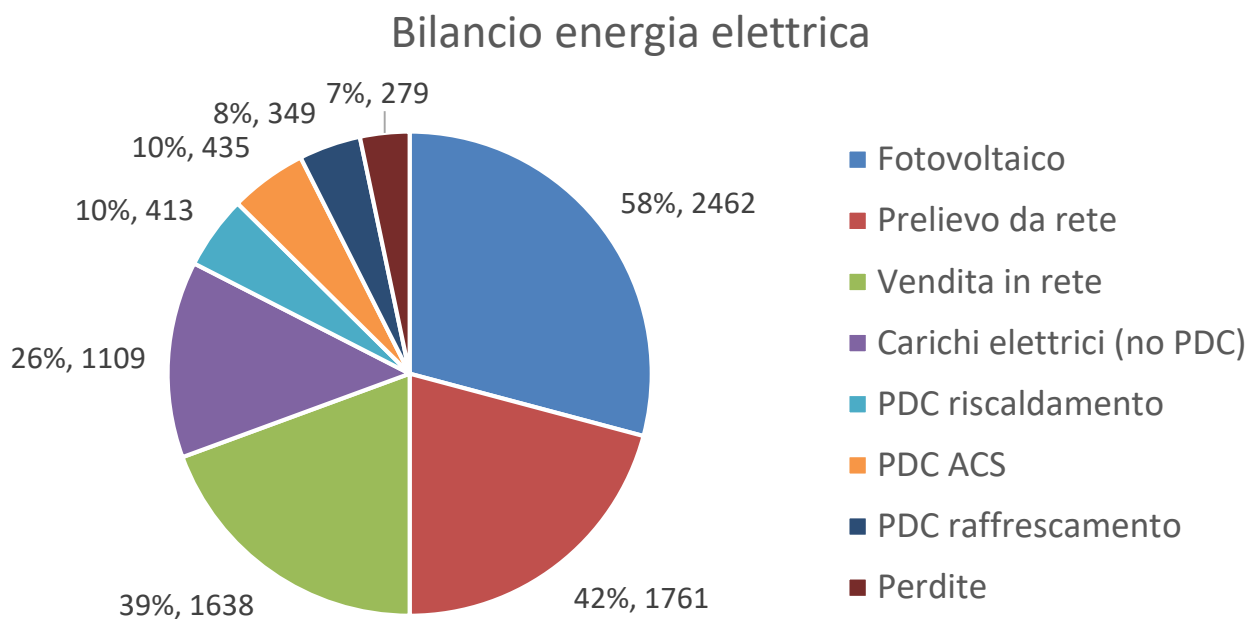


Figura 166. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vp-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

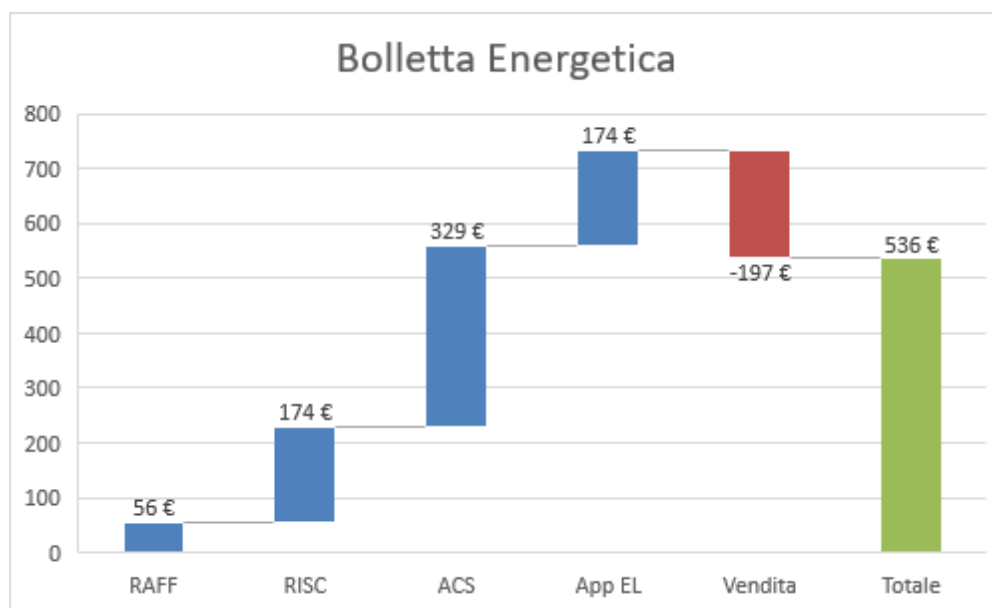


Figura 167. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vp-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

4.5.4 Villa a copertura orizzontale con controllo avanzato (Vp-2 DR1)

La logica implementata in questo caso studio prevede che il controllore effettui le scelte di accensione del generatore sempre su base economica; in più è prevista una logica aggiuntiva di demand-response, per cui i prezzi di vendita e acquisto in rete sono diversificati per giorno della settimana e ora del giorno per incentivare i consumi in determinate fasce orarie. In questo caso analizzato, i costi minori di acquisto si trovano nelle ore notturne e nei giorni festivi; in queste fasce orarie, il costo di vendita è nullo.

I risultati ottenuti sono riportati nelle successive figure (Figura 168, Figura 169, Figura 170, Figura 171, Figura 172, Figura 173, Figura 174).

A differenza della tipologia di controllo Vp-2, aumenta la quota di energia per riscaldamento che viene soddisfatta dalla caldaia, invece che dalla pompa di calore, a causa dei prezzi alti dell'energia elettrica durante le ore centrali dei giorni feriali in inverno, in cui c'è anche poca produzione da fotovoltaico. Viene mantenuta più o meno costante, invece, la quota da pompa di calore per il servizio di ricarica e precarica del serbatoio di ACS. Le prestazioni della pompa di calore sono simili a quelle della precedente tipologia di controllo.

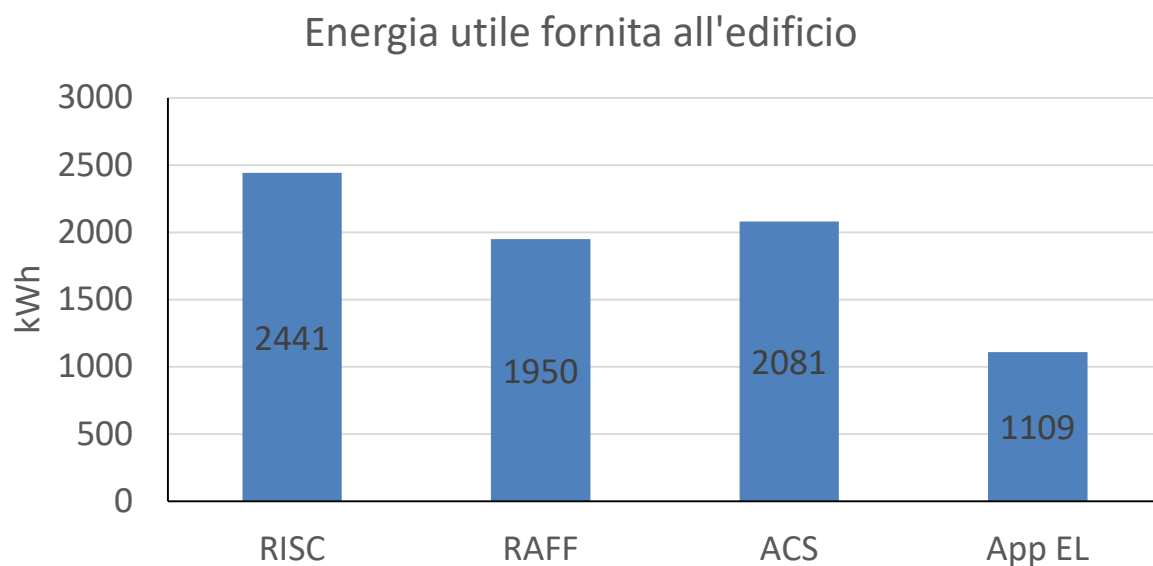


Figura 168. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 DR1).

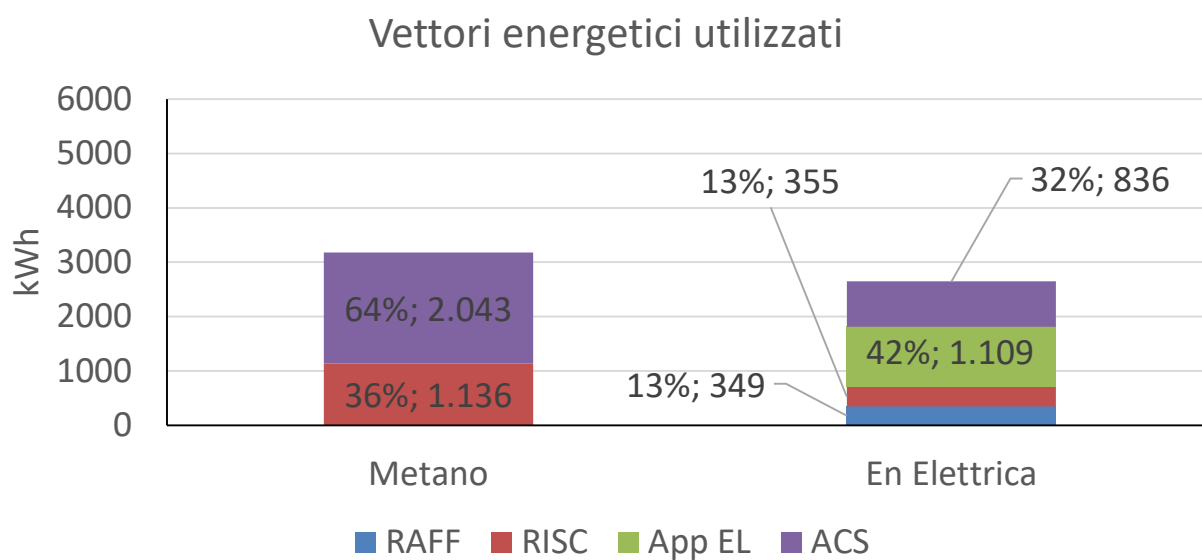


Figura 169. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vp-2 DR1).

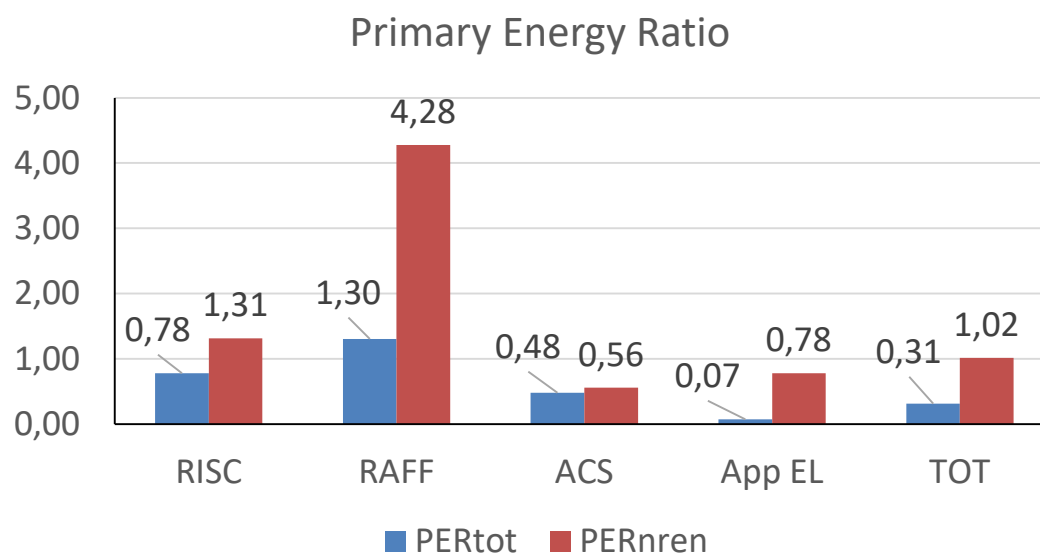


Figura 170. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vp-2 DR1).

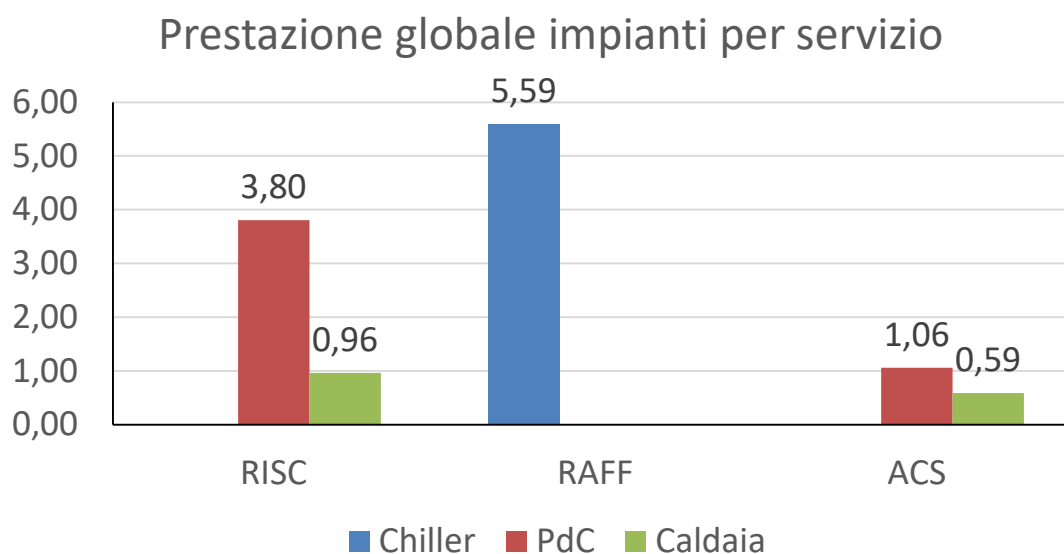


Figura 171. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 DR1).

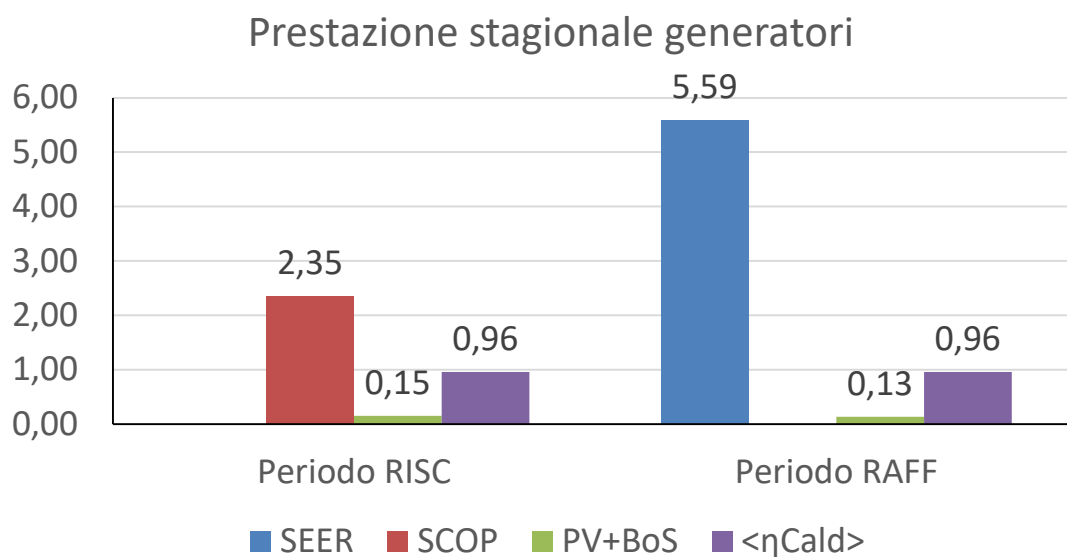


Figura 172. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vp-2 DR1).

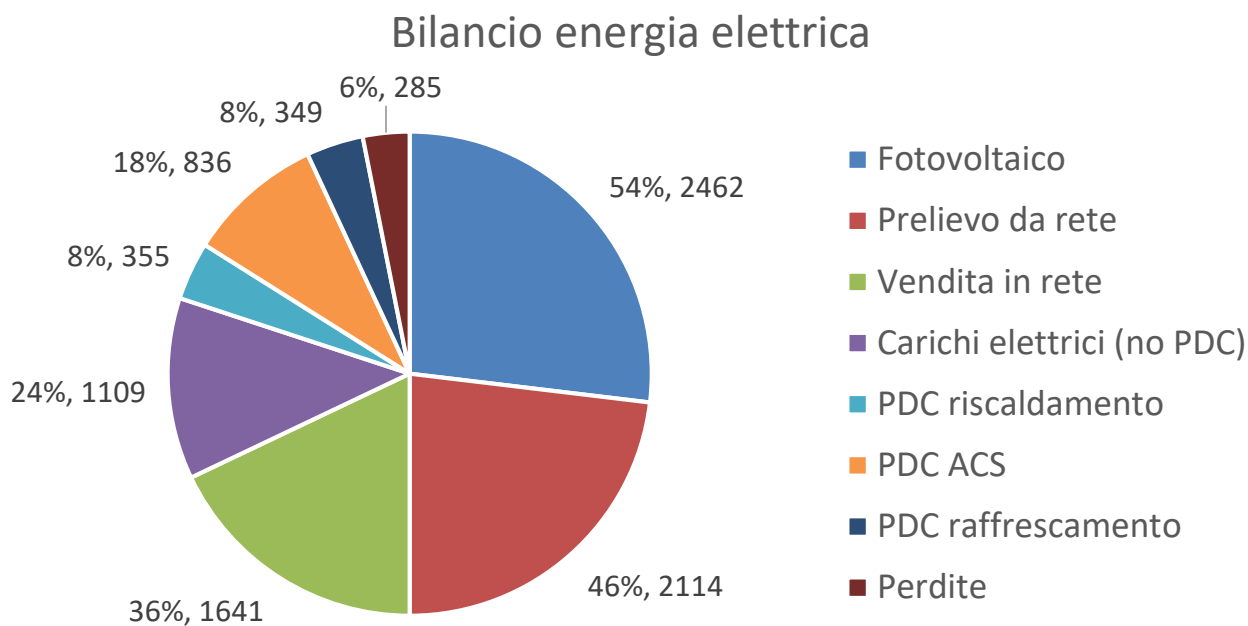


Figura 173. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vp-2 DR1).

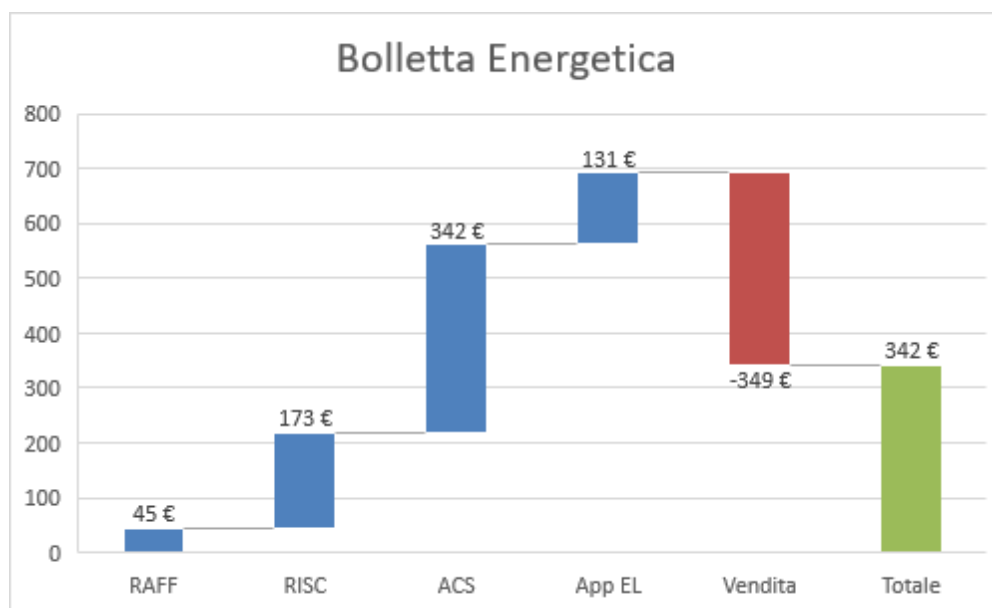


Figura 174. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vp-2 DR1).

Nel caso senza precarica del serbatoio di ACS (Figura 175, Figura 176, Figura 177, Figura 178, Figura 179, Figura 180), si ottiene un miglioramento delle prestazioni della pompa di calore, che durante la stagione invernale lavora a SCOP maggiore. In Figura 179 è presente anche un valore di SCOP per la pompa di calore utilizzata per il servizio di ricarica dell'ACS durante la stagione estiva: tuttavia, questo valore è poco significativo perché l'energia fornita dalla pompa di calore complessivamente per questo servizio nell'intera stagione di raffrescamento è pari a 2 kWh.

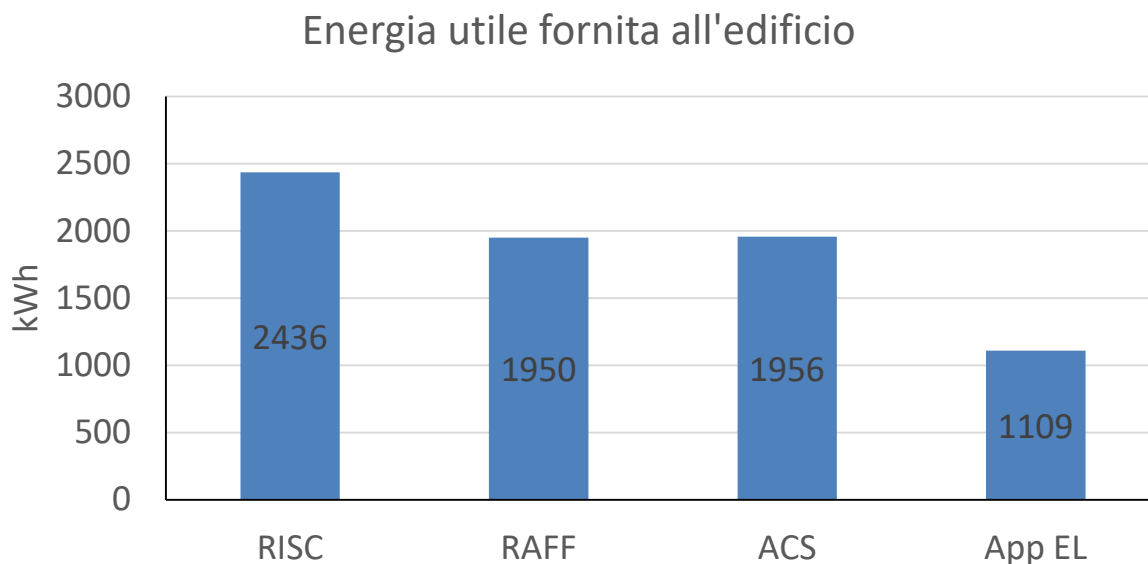


Figura 175. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

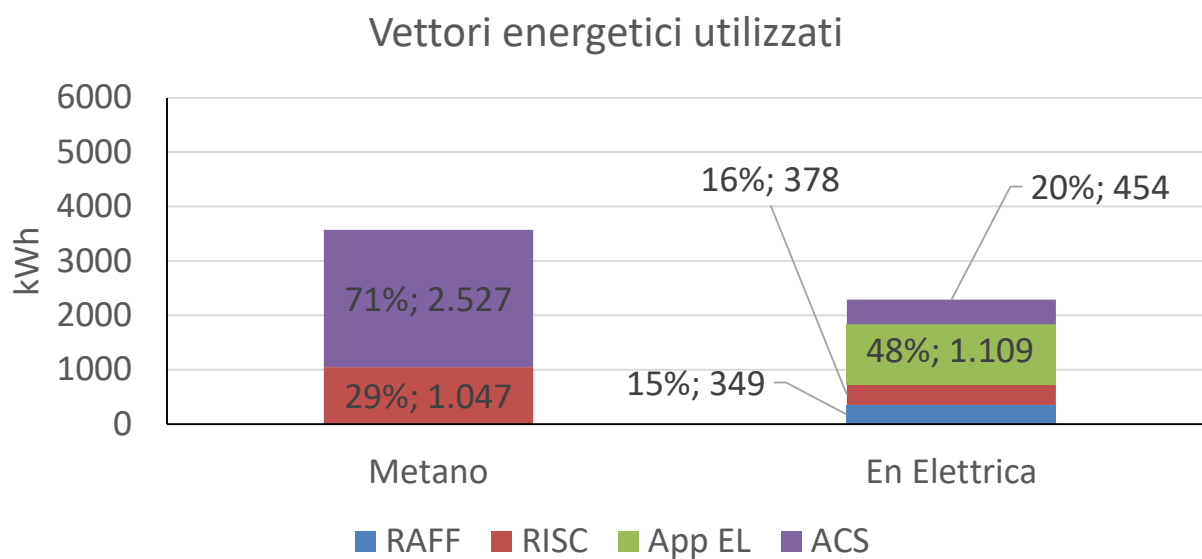


Figura 176. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vp-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

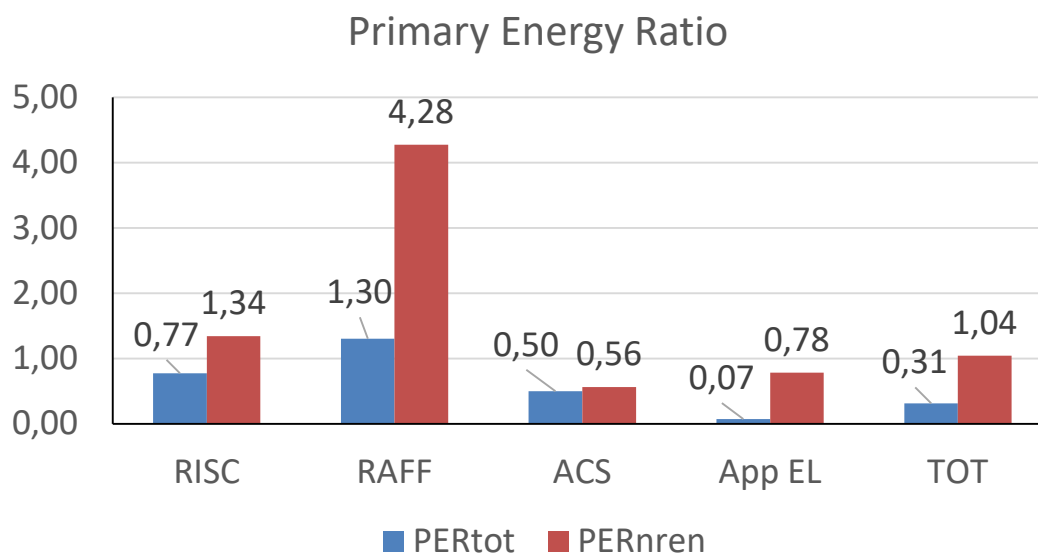


Figura 177. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vp-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

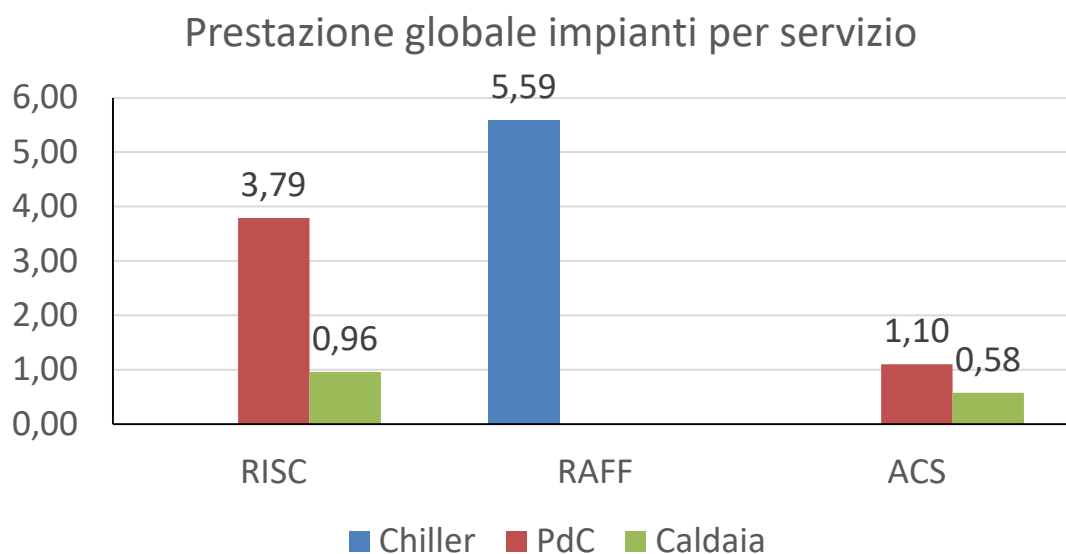


Figura 178. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

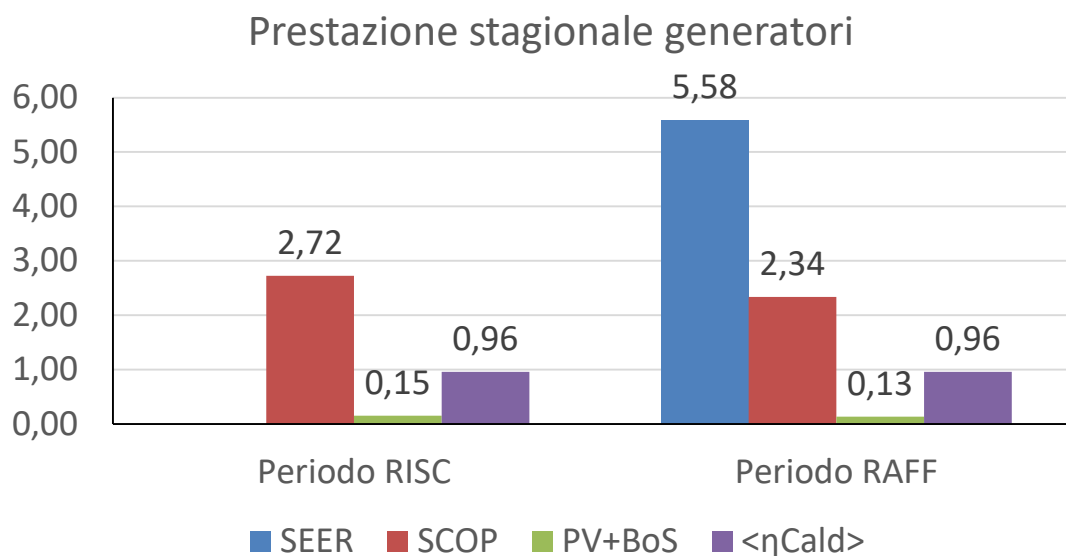


Figura 179. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vp-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

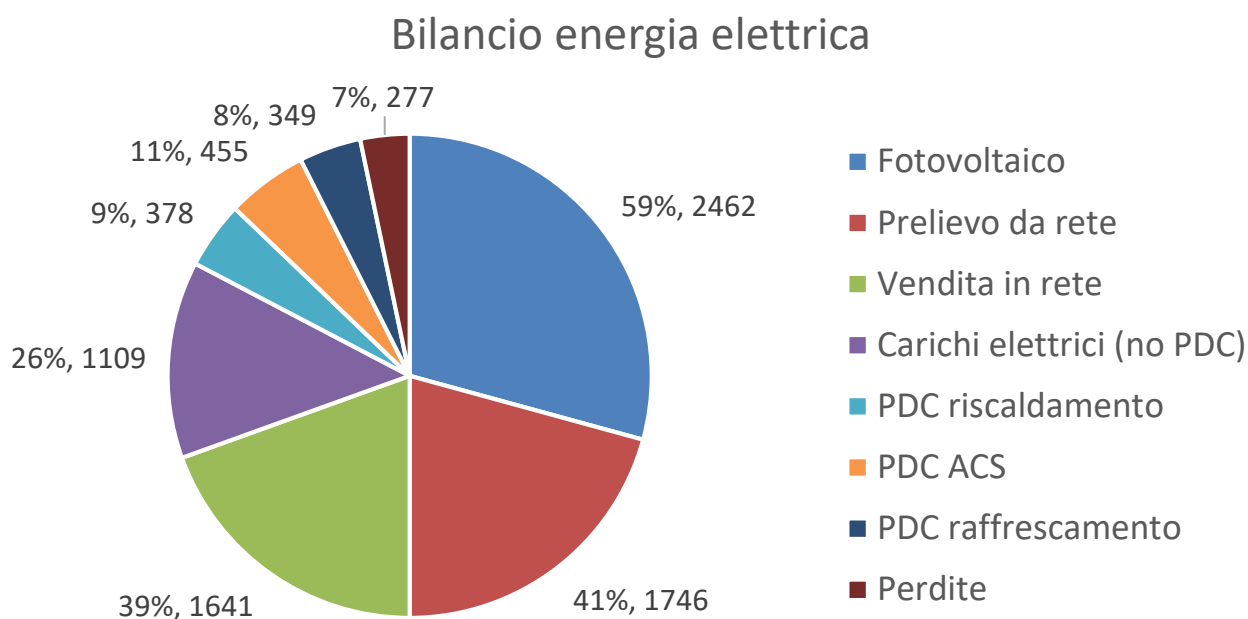


Figura 180. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vp-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

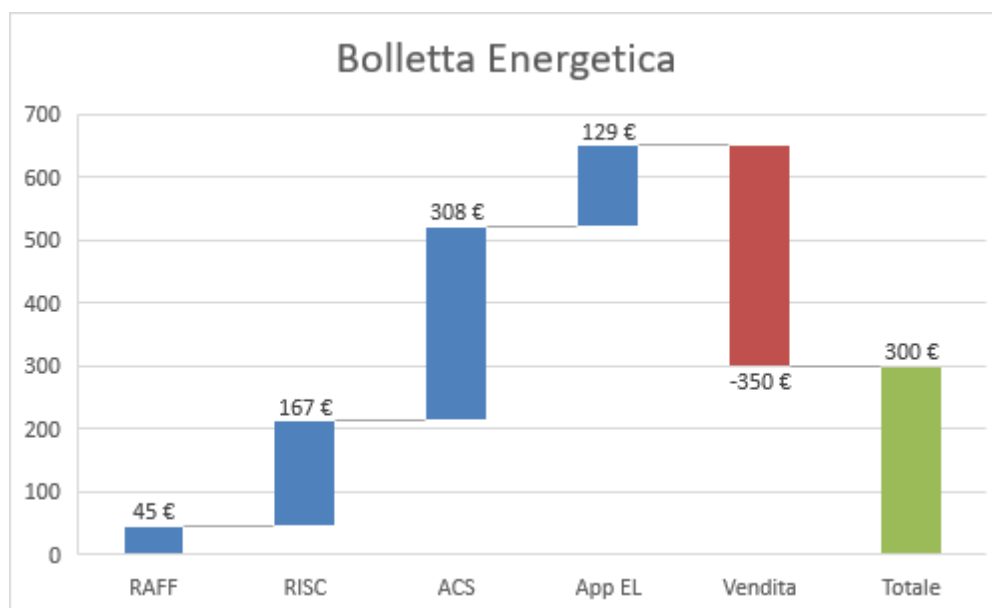


Figura 181. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vp-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

4.5.5 Villa a copertura orizzontale con controllo avanzato (Vp-2 DR2)

La logica implementata in questa configurazione prevede che il controllore effettui le scelte di accensione del generatore sempre su base economica; la logica di demand-response implementata, invece, prevede che i costi di acquisto di energia elettrica siano minori nelle ore diurne. Negli stessi orari, la vendita di energia elettrica è nulla. I risultati ottenuti sono riportati nelle successive figure (Figura 182, Figura 183, Figura 184, Figura 185, Figura 186, Figura 187, Figura 188).

I risultati mostrano che questi prezzi favoriscono l'utilizzo della pompa di calore per questa specifica tipologia di utenza. Infatti, a differenza del caso precedente (Vp-2 DR1), i costi per l'energia elettrica sono bassi nelle ore diurne, quando anche il COP è alto grazie alle temperature esterne. Quindi la quota di energia per il servizio di riscaldamento soddisfatta da pompa di calore aumenta rispetto al caso precedente (Figura 183). D'altro canto, aumentano i costi dovuti ai carichi elettrici, che invece sono concentrati soprattutto nelle ore serali (Figura 188).

Energia utile fornita all'edificio

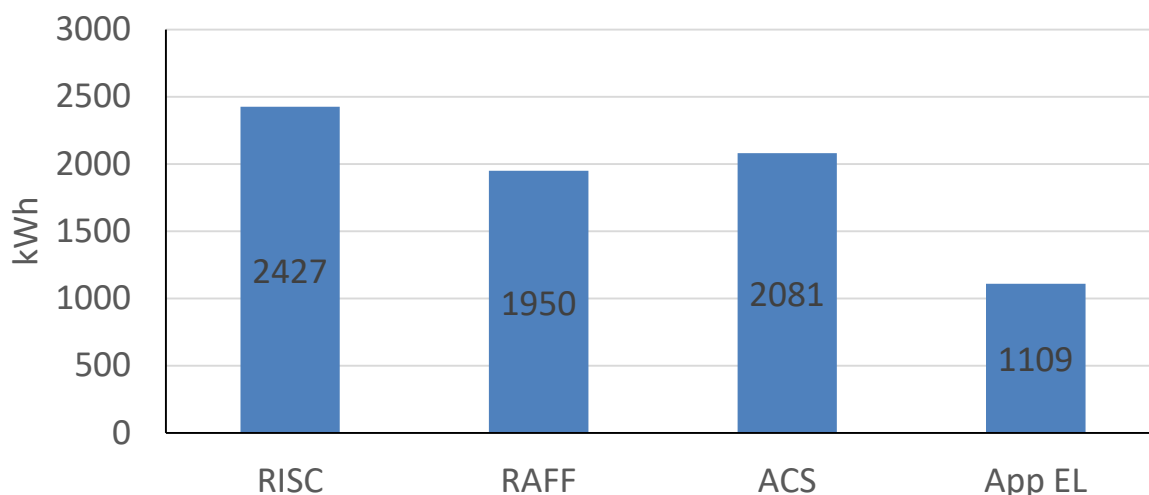


Figura 182. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 DR2).

Vettori energetici utilizzati

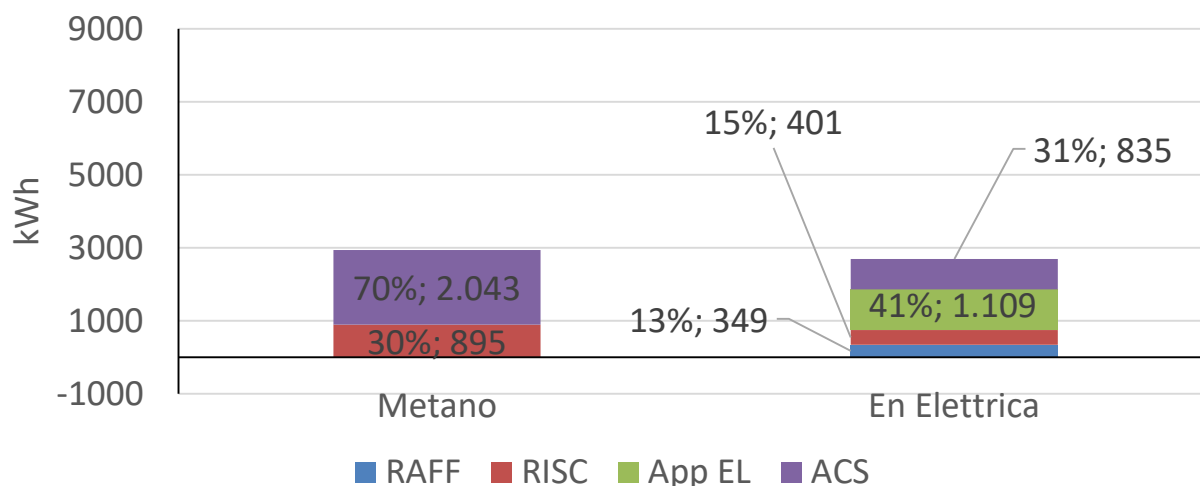


Figura 183. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vp-2 DR2).

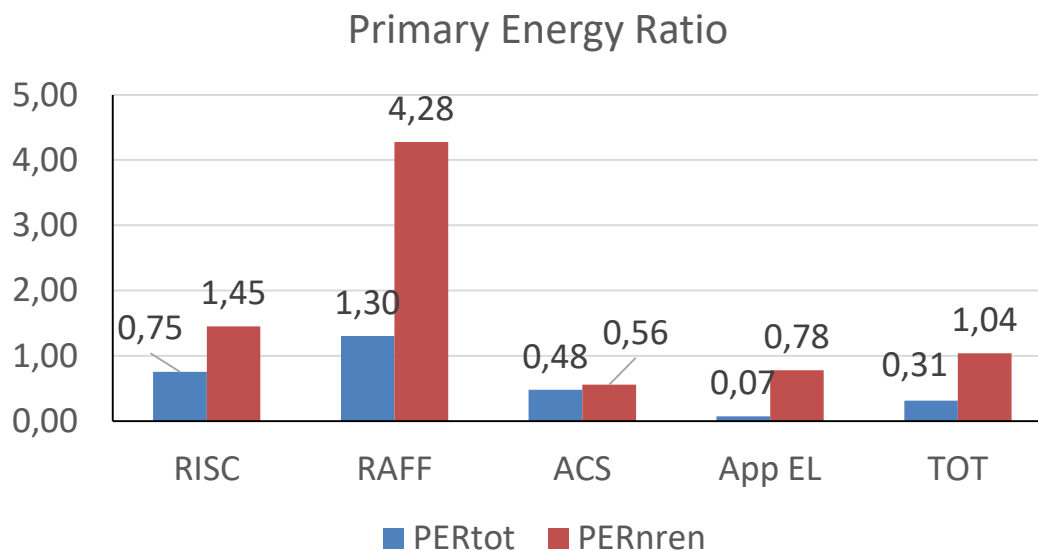


Figura 184. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vp-2 DR2).

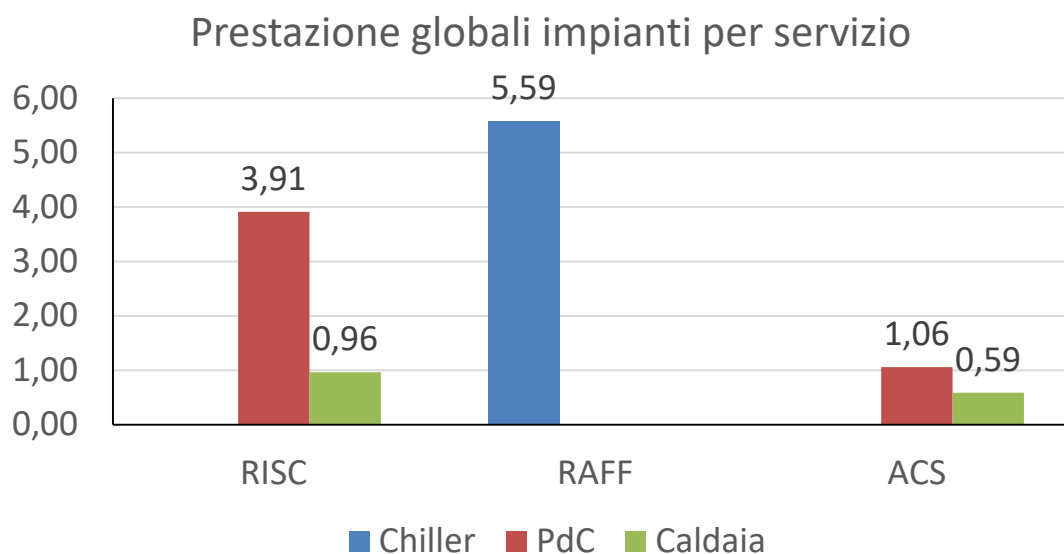


Figura 185. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 DR2).

Prestazione stagionale generatori

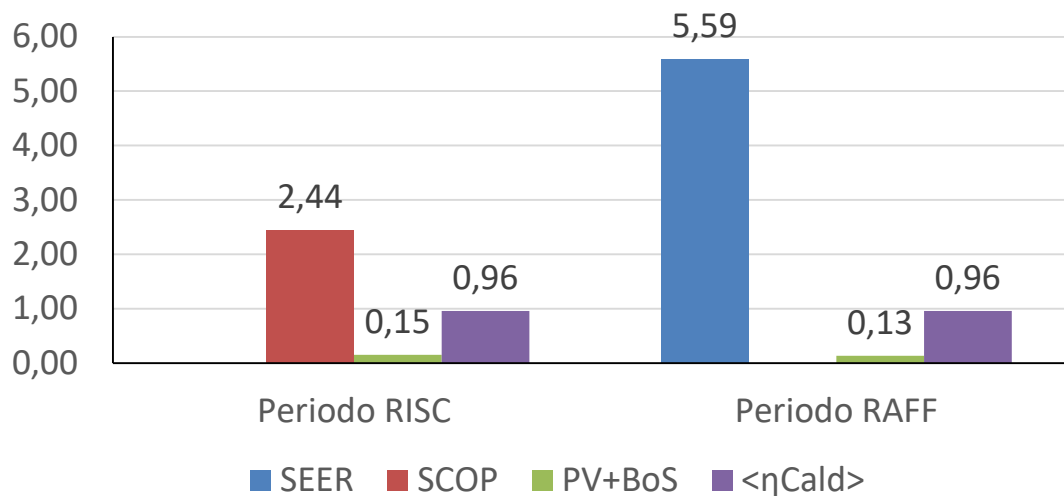


Figura 186. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vp-2 DR2).

Bilancio energia elettrica

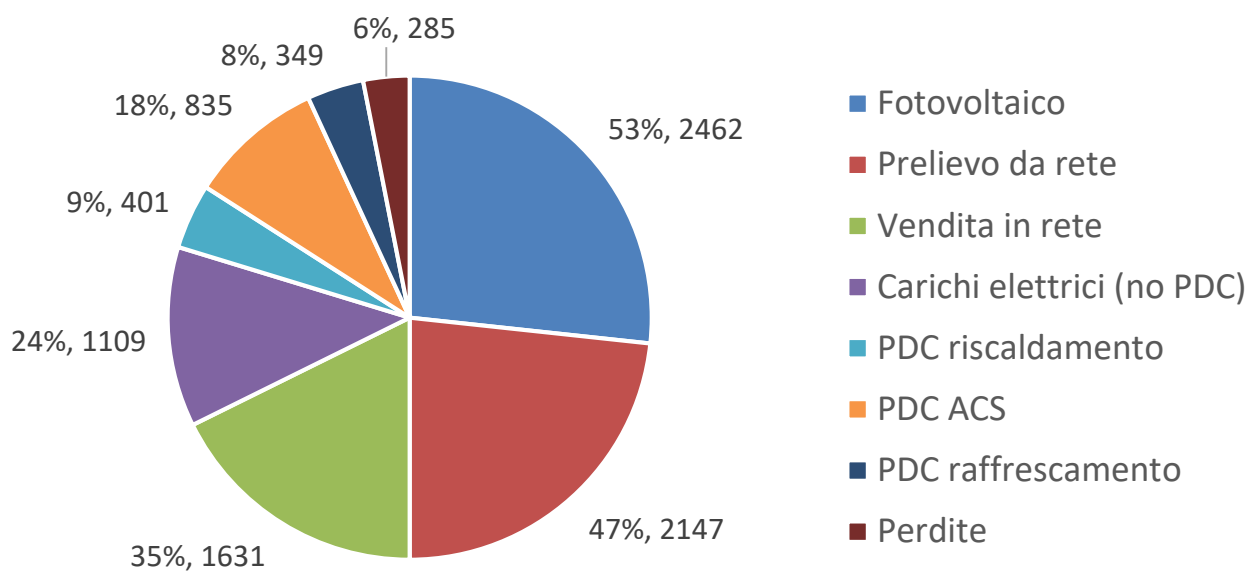


Figura 187. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vp-2 DR2).

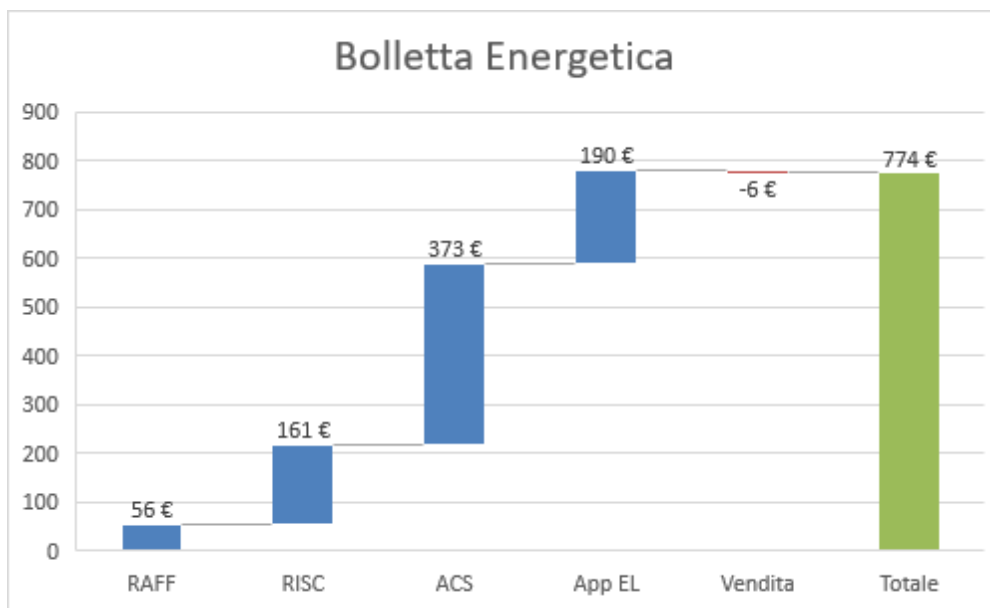


Figura 188. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vp-2 DR2).

Nel caso senza precarica (Figura 189, Figura 190, Figura 191, Figura 192, Figura 193, Figura 194), si riescono ad ottenere miglioramenti dovuti allo sfruttamento dei costi dell'energia elettrica competitivi, temperatura esterne favorevoli per migliorare le prestazioni in riscaldamento, e riduzione delle dispersioni dell'accumulo di ACS (senza precarica) con abbassamento delle temperature di funzionamento della pompa di calore.

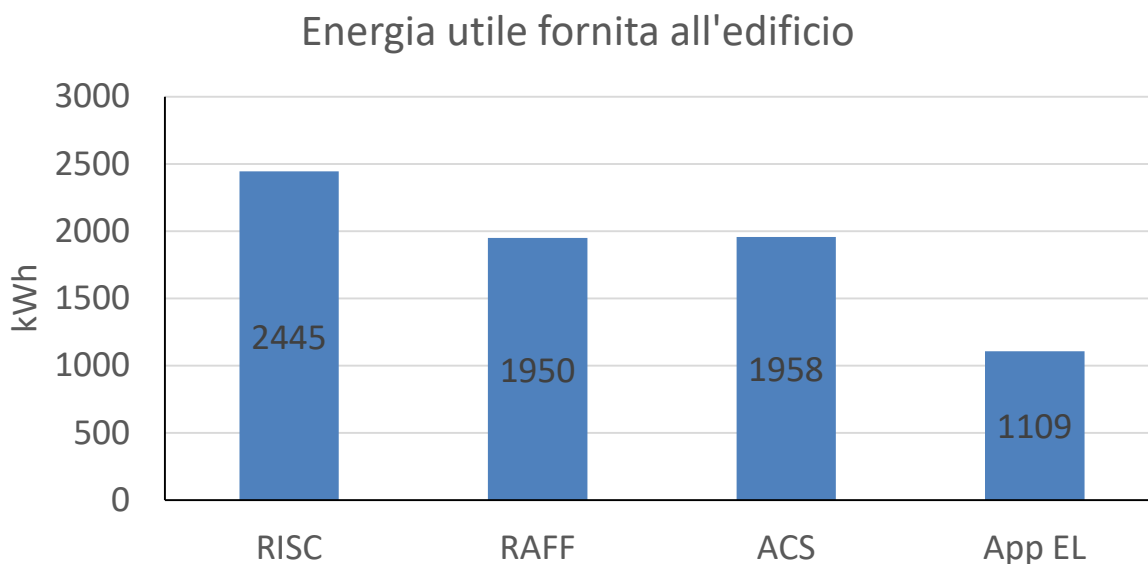


Figura 189. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Vettori energetici utilizzati

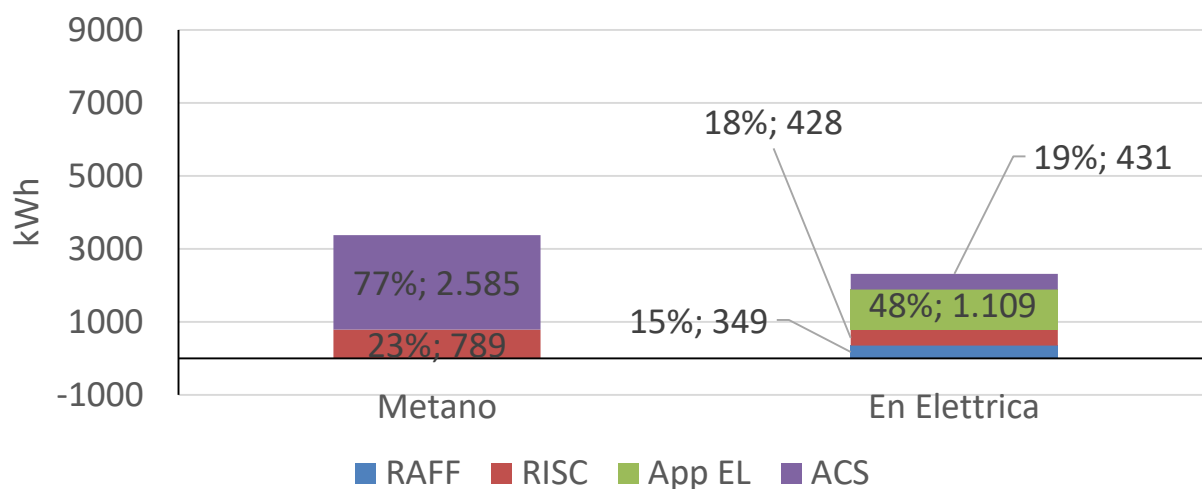


Figura 190. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vp-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Primary Energy Ratio

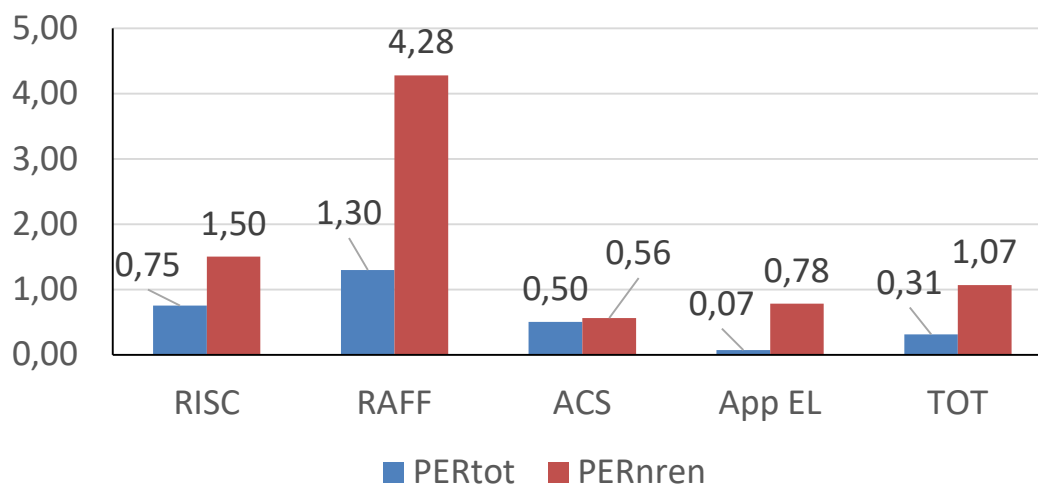


Figura 191. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vp-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

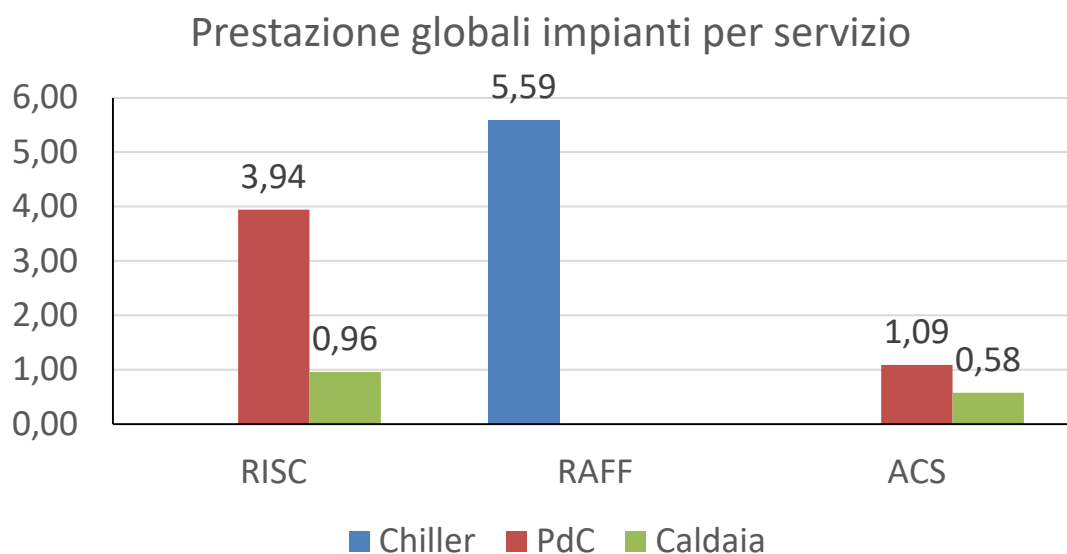


Figura 192. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vp-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

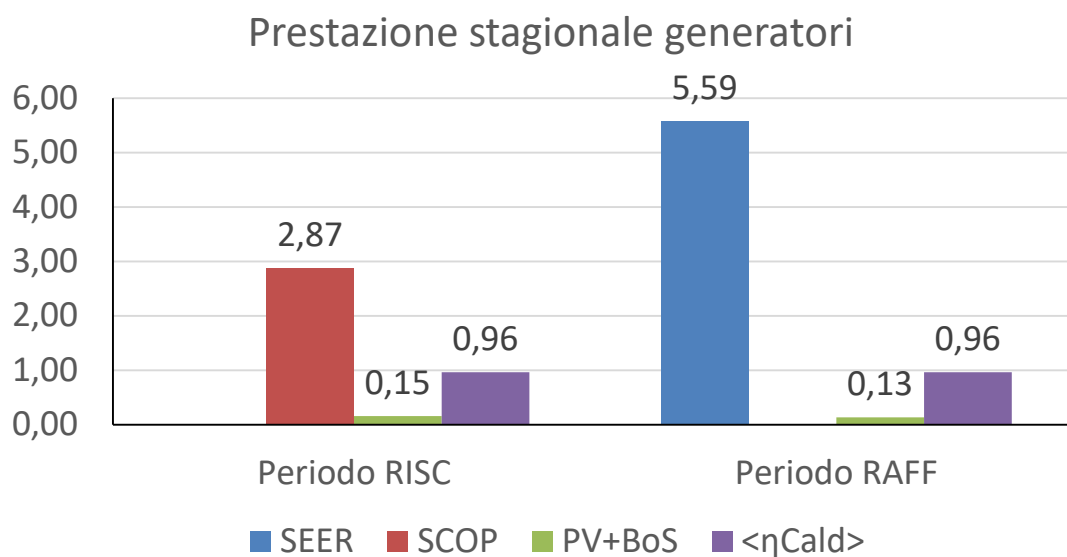


Figura 193. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vp-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Bilancio energia elettrica

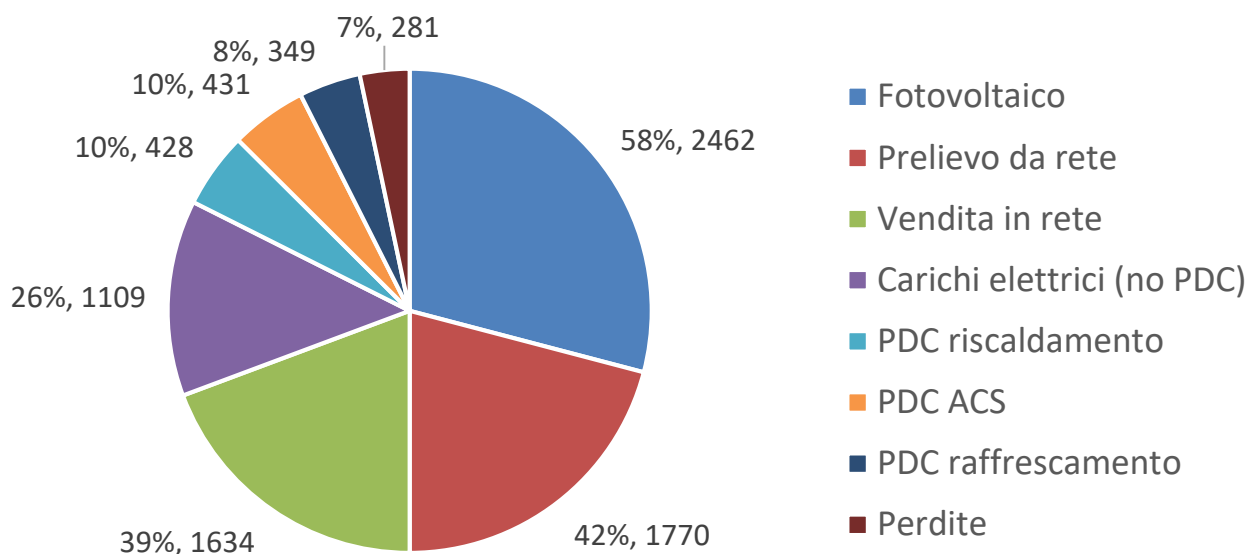


Figura 194. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vp-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

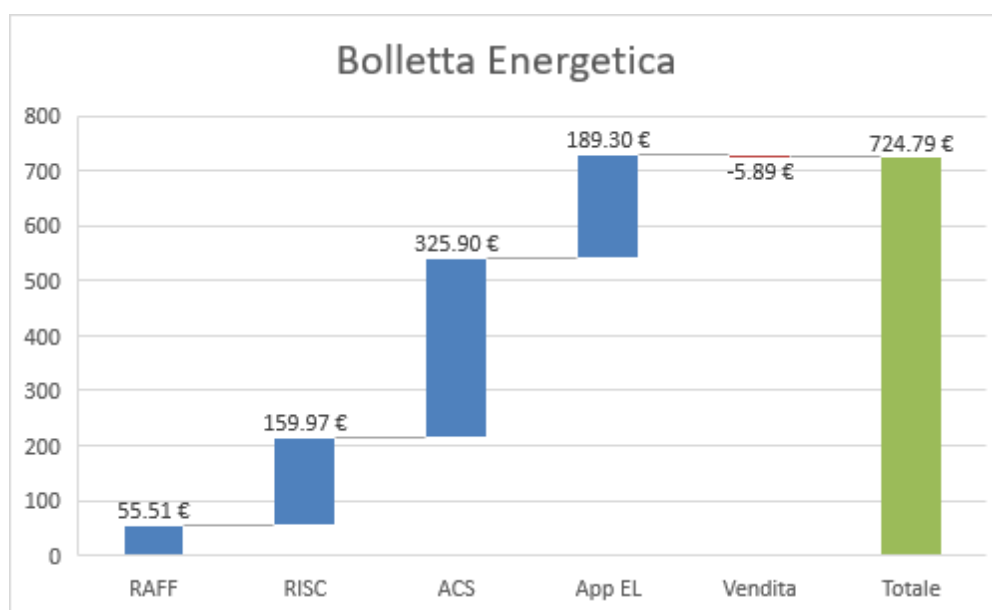


Figura 195. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vp-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

4.5.6 Villa profilo pensionato: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati

L'impiego del sistema ibrido sulla tipologia di edificio residenziale "villa" porta a dei vantaggi, dovuti soprattutto all'utilizzo della pompa di calore insieme a pannelli radianti, con i quali la macchina riesce ad ottenere delle buone prestazioni in inverno e soprattutto in estate. Al contrario, l'utilizzo del sistema ibrido per il servizio di ricarica di un accumulo destinato all'ACS risulta essere un punto di inefficienza del sistema, soprattutto a causa delle alte temperature con cui la pompa di calore si trova a dover lavorare: infatti, la

temperatura in uscita dall'accumulo deve essere già al valore richiesto in erogazione. Per migliorare l'efficienza di questo servizio, potrebbe essere consigliato utilizzare solo la pompa di calore per preriscaldare l'acqua nel serbatoio, a temperature intermedie, per poi fornire la temperatura di erogazione con la caldaia istantanea solamente al momento della richiesta. In questo modo verrebbero limitate anche le perdite termiche all'accumulo. Un'altra possibilità è quella di integrare un solare termico nel sistema per la produzione di ACS, che potrebbe fornire acqua a temperatura medio-alta nel serbatoio, migliorando così l'efficienza dello stesso e limitando l'energia primaria non rinnovabile in ingresso al sistema per questo servizio.

Limitandosi alle configurazioni d'impianto studiate, per edifici di questo tipo, quindi, risulta fondamentale scegliere una tipologia di controllo che massimizzi i benefici ottenibili con il sistema ibrido. Dalla Figura 196 si nota che la quota di energia che viene soddisfatta dalla pompa di calore per riscaldamento con il controllo tradizionale è intorno al 20%: un valore molto basso per una tipologia di edificio ad alta efficienza in cui sono presenti terminali a bassa temperatura. È chiaro quindi che l'utilizzo della sola temperatura di switch per la commutazione tra i generatori in questa categoria di edifici non è sufficiente per poter far lavorare appieno la pompa di calore. Utilizzando controlli avanzati, è possibile alzare questa quota a valori compresi tra il 60 e il 70%. Si può anche aumentare la quota di energia per il servizio di ACS nel caso in cui si utilizzi la logica della precarica del serbatoio, altrimenti la quota di energia da pompa di calore per questo servizio risulta generalmente minore.

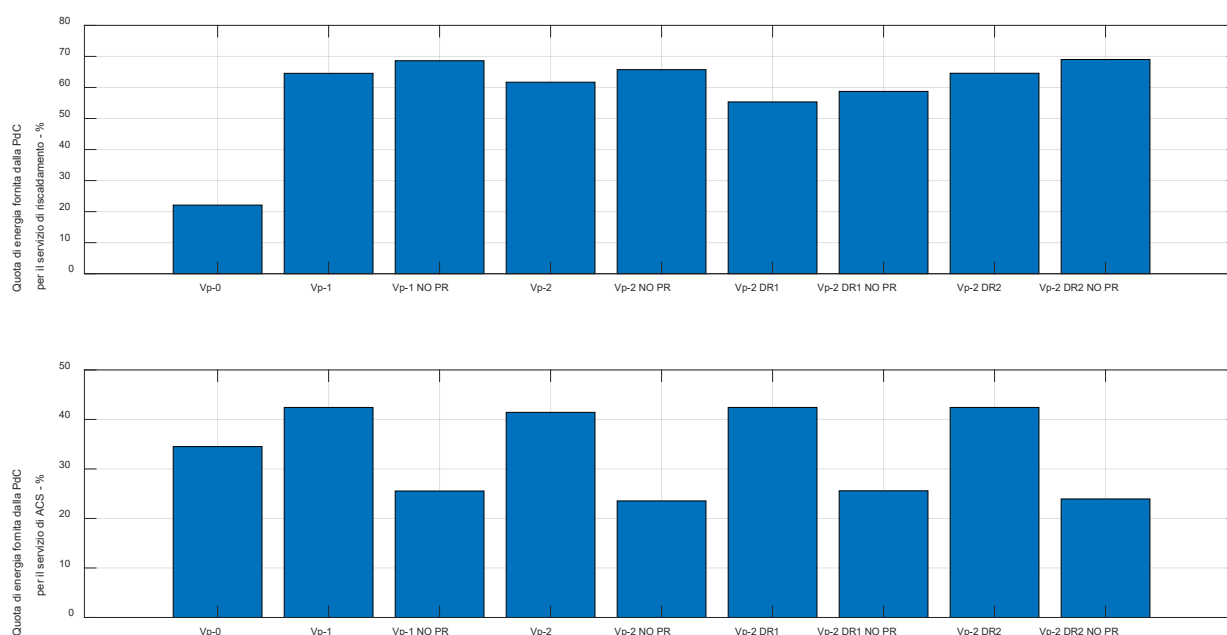
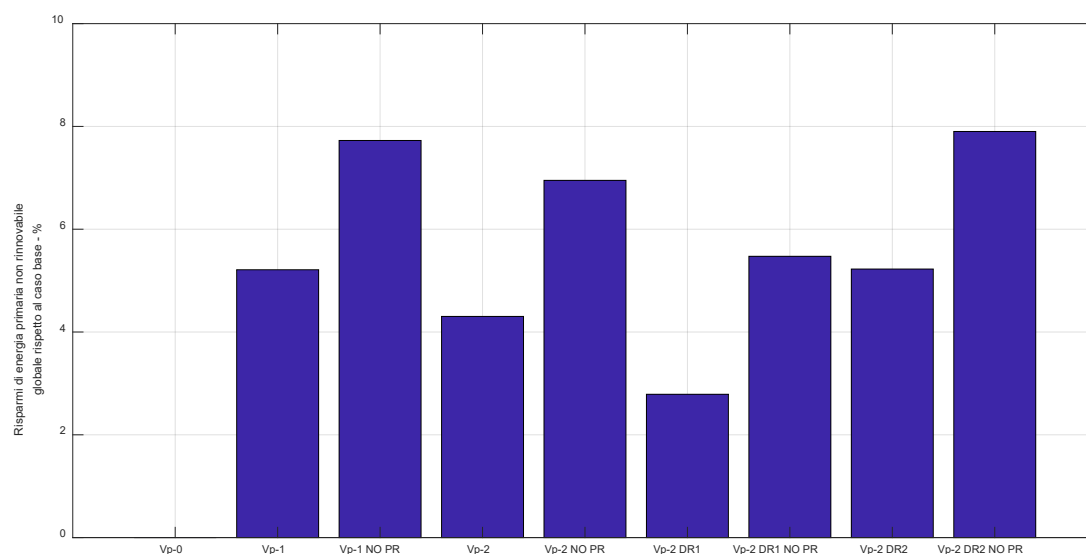
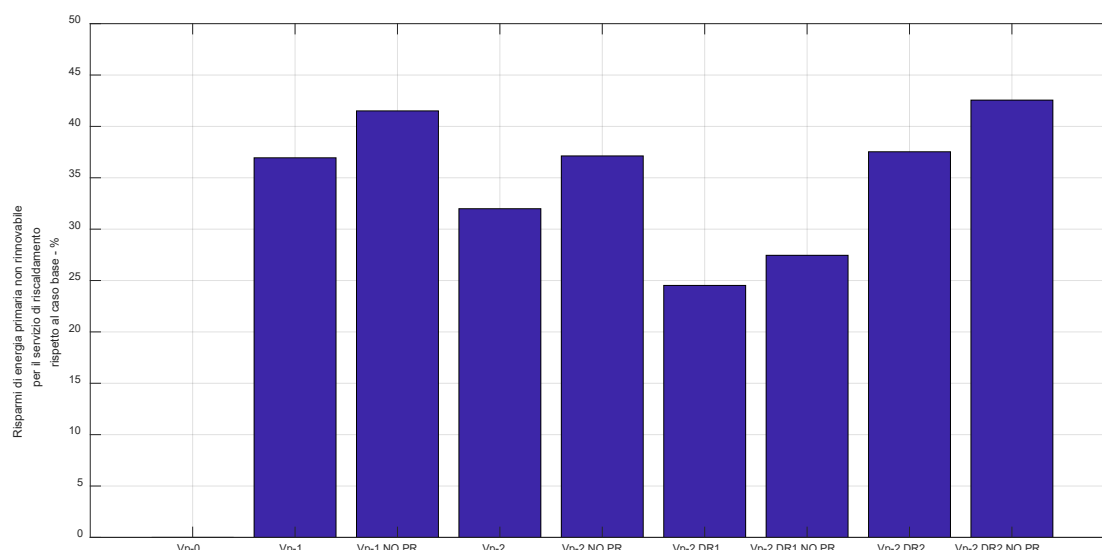


Figura 196. Quota di energia per riscaldamento (a) e per ACS (b) fornita dalla pompa di calore: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio villetta "pensionato".

Dal punto di vista dell'energia primaria, con controlli più avanzati si possono ottenere riduzioni dell'energia primaria non rinnovabile compresa tra il 5 e il 10% rispetto al caso base complessivo (Figura 197.a). Le riduzioni di energia primaria si ottengono utilizzando il generatore migliore per il servizio di riscaldamento, come si nota dalla Figura 197.b: usando la pompa di calore con il controllo avanzato, si ottengono risparmi di energia primaria compresi tra il 25 e il 45%.



(a)



(b)

Figura 197. Risparmi di energia primaria rispetto al controllo tradizionale: (a) energia primaria non rinnovabile globale, (b) energia primaria non rinnovabile per il solo servizio di riscaldamento. Confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio villetta “pensionato”.

Il confronto dei costi, rispetto al caso base, invece, non sempre dà dei risultati ottimi (Figura 198). In particolare, si ottiene una riduzione dei costi, rispetto al caso base, solamente nel caso in cui non si effettui la precarica dell'accumulo per ACS. Questa logica infatti fa aumentare la quota di energia da pompa di calore per il servizio di ACS, ma fa lavorare la pompa di calore a prestazioni subottimali, tanto che anche la riduzione di energia primaria è minore nel caso con precarica. I due casi con demand-response rappresentano una particolarità, in quanto la possibilità di vendere in rete è conveniente solo in alcune particolari fasce orarie della giornata. Nel caso, infatti, di DR1 (costo energia elettrica basso di notte, e di conseguenza convenienza nella vendita di giorno), il controllore incentiva la vendita dell'energia elettrica prodotta da fotovoltaico, anche perché le richieste da parte dell'utenza durante il giorno sono limitate. Nel caso di DR2, invece, durante il giorno il costo di vendita è nullo, per cui l'energia elettrica da fotovoltaico viene usata per soddisfare i piccoli carichi elettrici dell'utenza, le richieste della pompa di calore in riscaldamento (anche a COP favorevole) e in raffrescamento, ma la restante quota viene ceduta alla rete a costo quasi nullo. Quando invece sono richiesti carichi elettrici più elevati nelle ore serali, questi sono

soddisfatti a costi più elevati, per cui nel complesso le soluzioni Vp-2 DR2 risultano più costose rispetto alle altre.

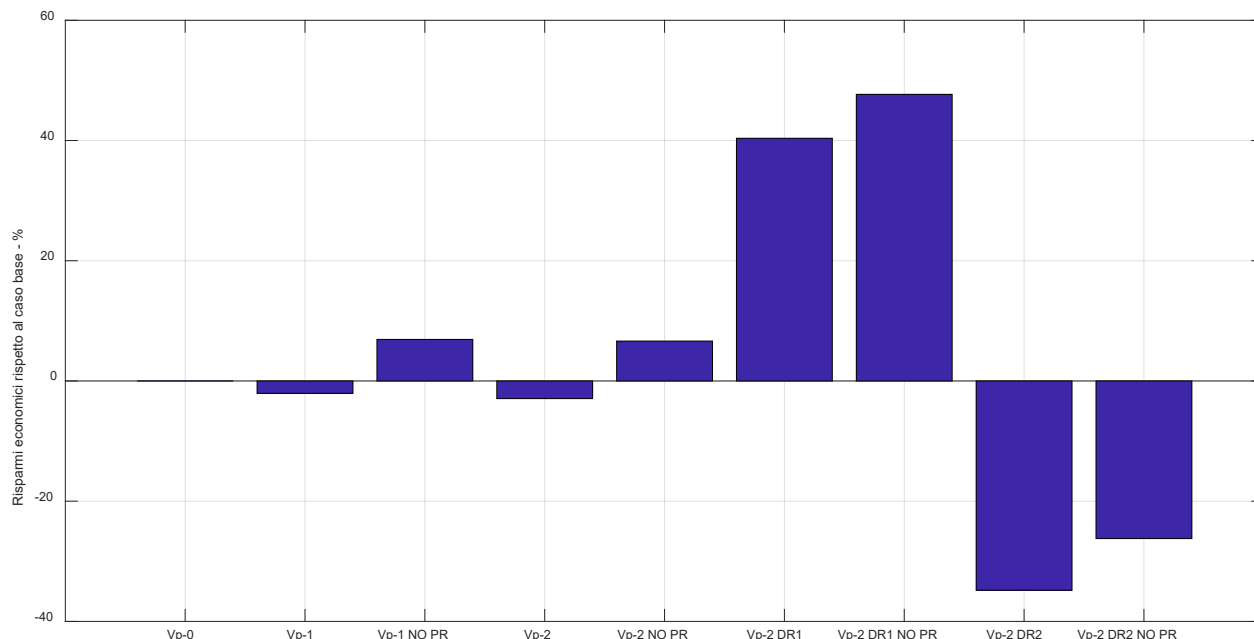


Figura 198. Risparmi economici rispetto al controllo tradizionale: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio villetta “pensionato”.

Una tipologia di costo di tipo DR2, con le utenze concentrate soprattutto di sera, evidenzia la necessità di avere dei sistemi di accumulo anche per l’energia elettrica, che potrebbero essere utilizzati efficacemente per accumulare l’energia nelle ore centrali della giornata ed evitare l’acquisto nelle ore in cui il costo dell’energia elettrica è maggiore.

Un’altra considerazione va fatta sempre in merito alla tipologia di utenza di questo caso studio, insieme al controllore avanzato implementato, in modalità raffrescamento. Durante la stagione estiva, infatti, il controllore inibisce la pompa di calore dal funzionamento in ricarica/precarica del serbatoio di ACS se c’è una predisposizione all’accensione per raffrescamento. Per l’utenza di tipo “pensionato”, la predisposizione all’accensione è praticamente presente tutto il giorno, a parte poche ore la mattina presto, per cui la pompa di calore non può mai accendersi per il servizio di ACS. Tuttavia, a causa dell’inerzia termica dell’edificio, l’accensione effettiva del chiller avviene solamente nelle ore pomeridiane (Figura 199), per cui tutte le ore della mattina potrebbero essere eventualmente sfruttate per il servizio di ACS.

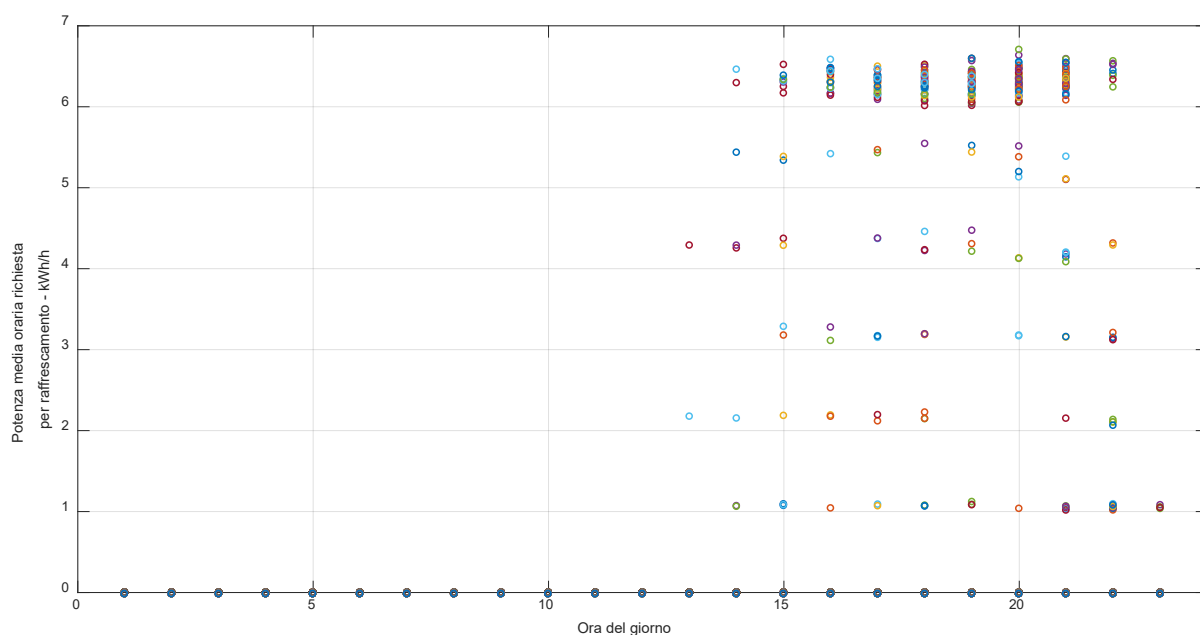


Figura 199. Utilizzo della pompa di calore per raffreddamento nelle varie ore del giorno.

4.6 Villa con copertura inclinata (30° sud) profilo famiglia

4.6.1 Villa con controllo tradizionale (Vf-0) – Caso benchmark

In questo caso studio, l'involucro è sostanzialmente simile a quello della villa a copertura orizzontale (differenze specifiche sono riportate nel report dell'annualità precedente). Le differenze maggiori sono quelle legate all'inclinazione della copertura (in questo caso 30° sud, la stessa inclinazione che è prevista per i moduli fotovoltaici) e del profilo di utenza, che in questo caso è di tipo "famiglia", con richieste concentrate soprattutto nelle ore della mattina e della sera nei giorni feriali e invece più continuative durante i giorni festivi.

Il controllo tradizionale implementato per decidere quale generatore accendere per soddisfare uno specifico servizio è lo stesso descritto nel paragrafo 4.5.1. Si nota però che le richieste di ACS e di carichi elettrici sono maggiori, come conseguenza del fatto che gli utenti sono di più (4 nel caso "famiglia", 2 nel caso "pensionati" del caso di Villa a copertura orizzontale).

Le figure seguenti (Figura 200, Figura 201, Figura 202, Figura 203, Figura 204, Figura 205, Figura 206) riportano i risultati della simulazione. Rispetto all'analogo caso con utenza "pensionato", le differenze sono dovute alla tipologia di utenza, che ovviamente incide anche sul funzionamento del sistema per i vari servizi. Dal punto di vista delle prestazioni della pompa di calore, ad esempio, lo SCOP per riscaldamento si abbassa ($SCOP \sim 3.8$ contro $SCOP \sim 4.4$ nel caso "pensionato"), poiché gli orari di funzionamento della pompa di calore sono concentrati nelle ore serali, con temperatura esterna più fredda. D'altro canto, questo fa migliorare invece le prestazioni in estate rispetto al caso "pensionato", con il $SEER \sim 6.2$ mentre era ~ 5.6 nel caso con utenza più continuativa.

Aumenta la quota di energia elettrica prodotta da fotovoltaico (Figura 205), grazie all'inclinazione diversa rispetto al caso precedente. Poiché però la produzione fotovoltaica non è "sincrona" con la richiesta dell'utenza, gran parte di questa energia prodotta viene venduta in rete e non autoconsumata.

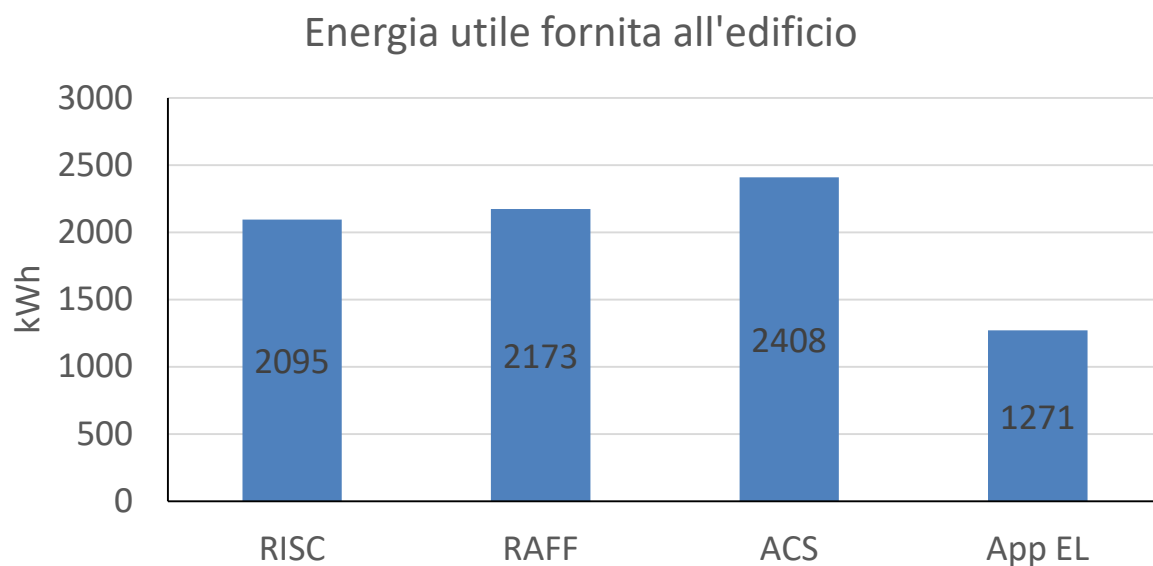


Figura 200. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vf-0).

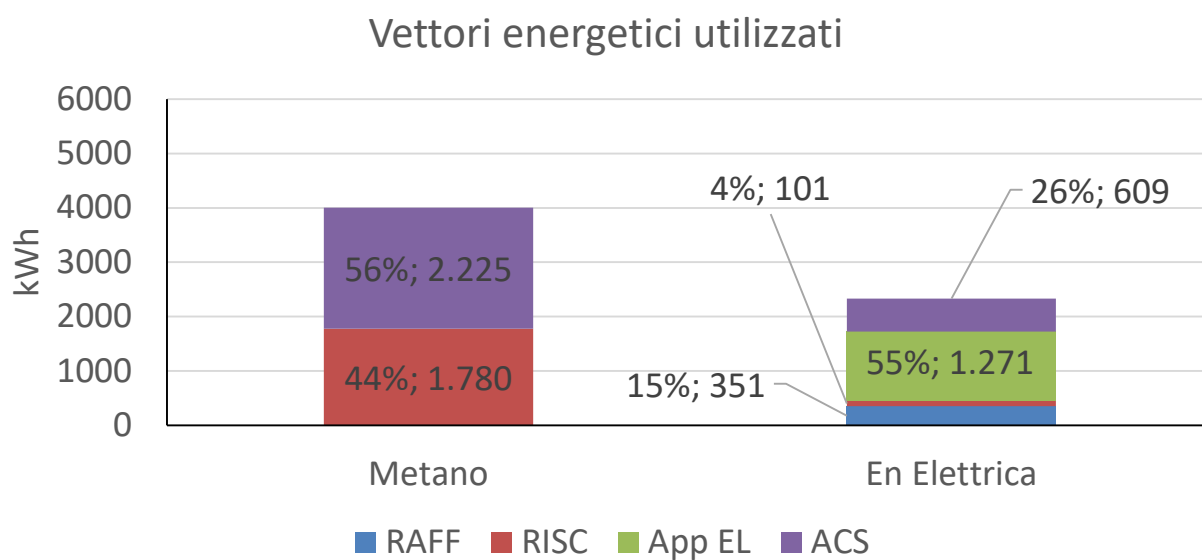


Figura 201. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vf-0).

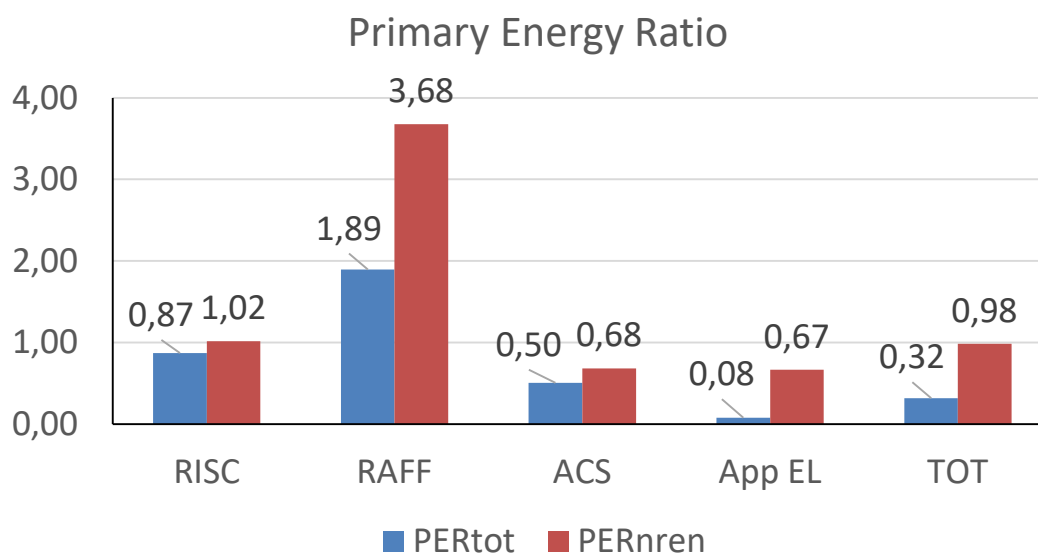


Figura 202. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vf-0).

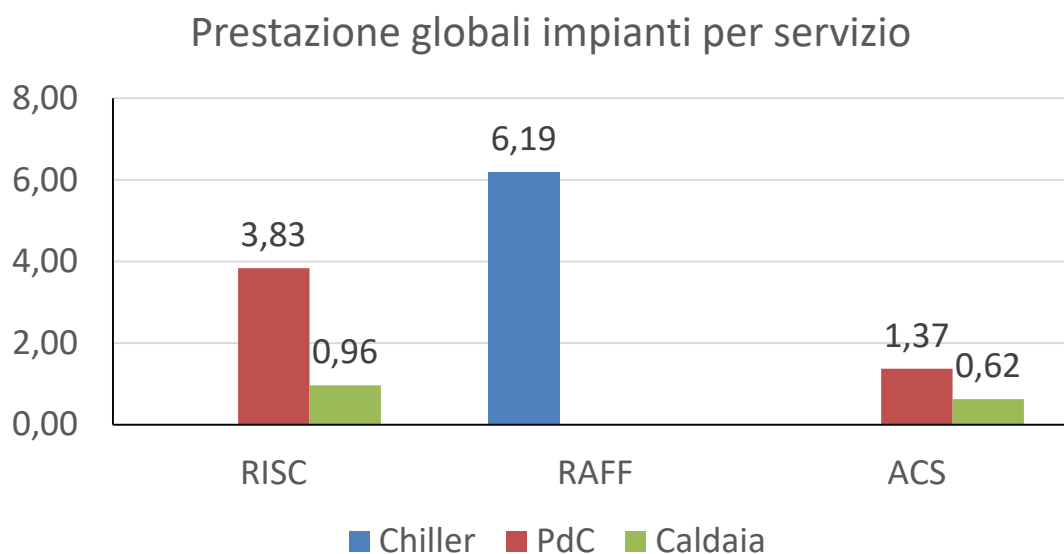


Figura 203. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vf-0).

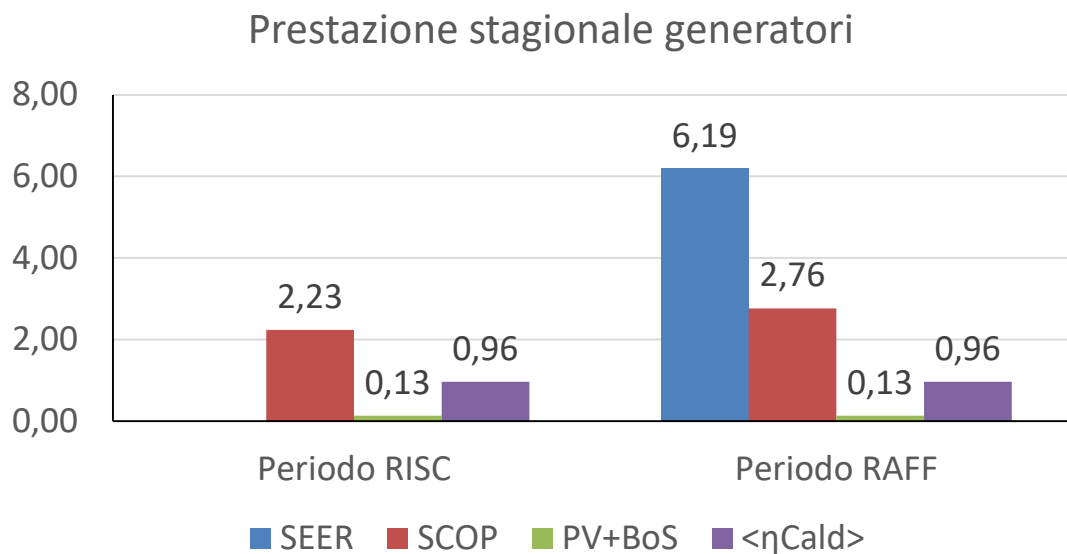


Figura 204. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vf-0).

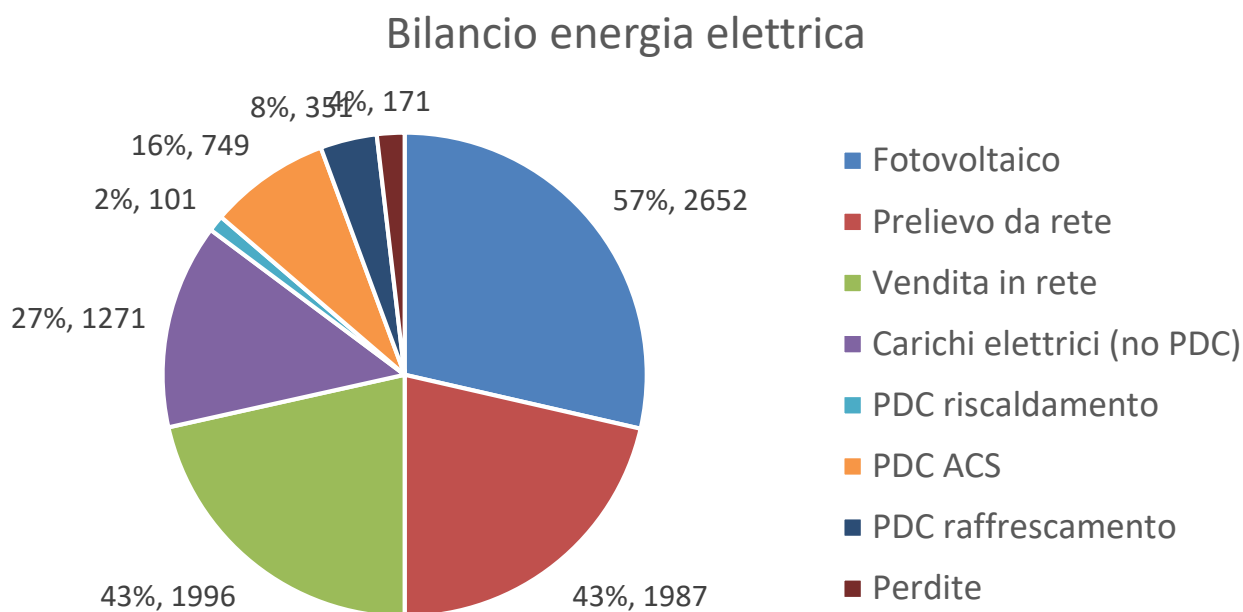


Figura 205. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vf-0).

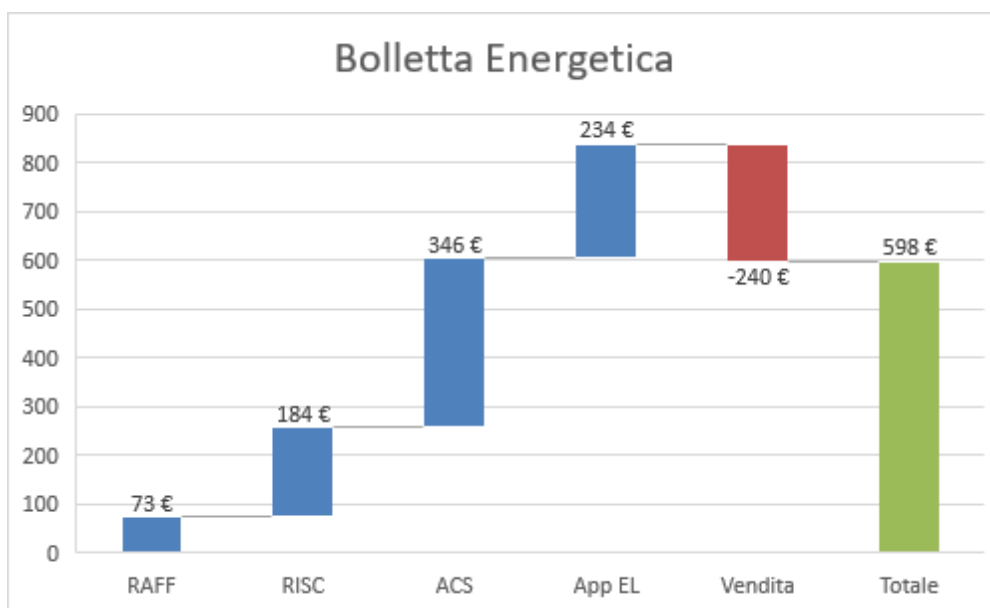


Figura 206. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vf-0).

Rispetto all'analoga figura nel caso di controllo Vp-0 (Figura 139), la Figura 207 mostra che l'energia elettrica da fotovoltaico viene quasi interamente ceduta alla rete, soddisfacendo solo piccoli carichi elettrici durante la giornata e nelle prime ore della mattina. Il momento di maggiore richiesta (dovuto sia ai carichi da utenza sia alla pompa di calore per raffreddamento) è però concentrato nelle ore della sera, dopo le 18, quando il contributo di fotovoltaico è quasi nullo. Per questo motivo, in queste ore il carico è soddisfatto comprando quasi interamente dalla rete elettrica.

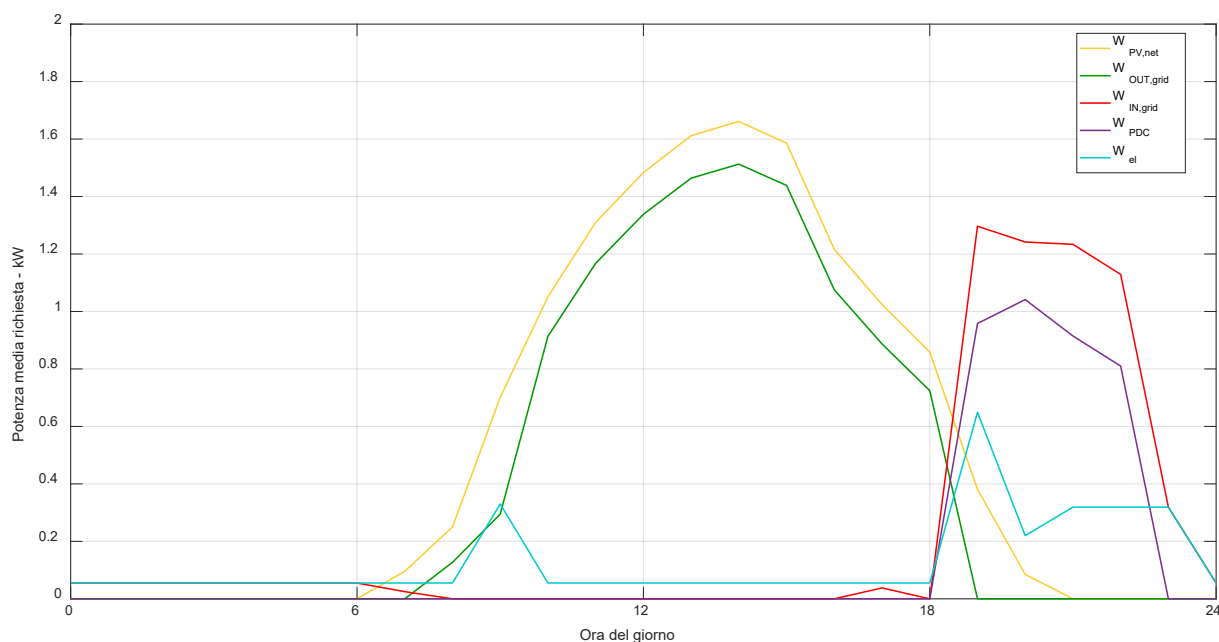


Figura 207. Profili dei vari ingressi ed uscite di energia elettrica della villetta (controllo Vf-0) per il primo giorno di luglio.

4.6.2 Villa con controllo avanzato (Vf-1)

Il tipo di controllore implementato in questo caso studio è analogo a quello descritto nel paragrafo 4.5.2, basato quindi sulla stima dell'energia primaria non rinnovabile per soddisfare i vari servizi ogni mezz'ora e

scegliendo il generatore che consente, secondo la stima, di ottenere i maggiori risparmi di energia primaria non rinnovabile.

I risultati sono presentati nelle seguenti figure (Figura 208, Figura 209, Figura 210, Figura 211, Figura 212, Figura 213, Figura 214). Con questo controllo, aumenta la quota di energia per riscaldamento e per ACS che viene fornita tramite la pompa di calore (Figura 209), anche se tale energia viene fornita tramite la rete elettrica e non tramite il fotovoltaico (Figura 213). Nonostante ciò, non cambiano di molto le prestazioni della macchina rispetto al caso precedente.

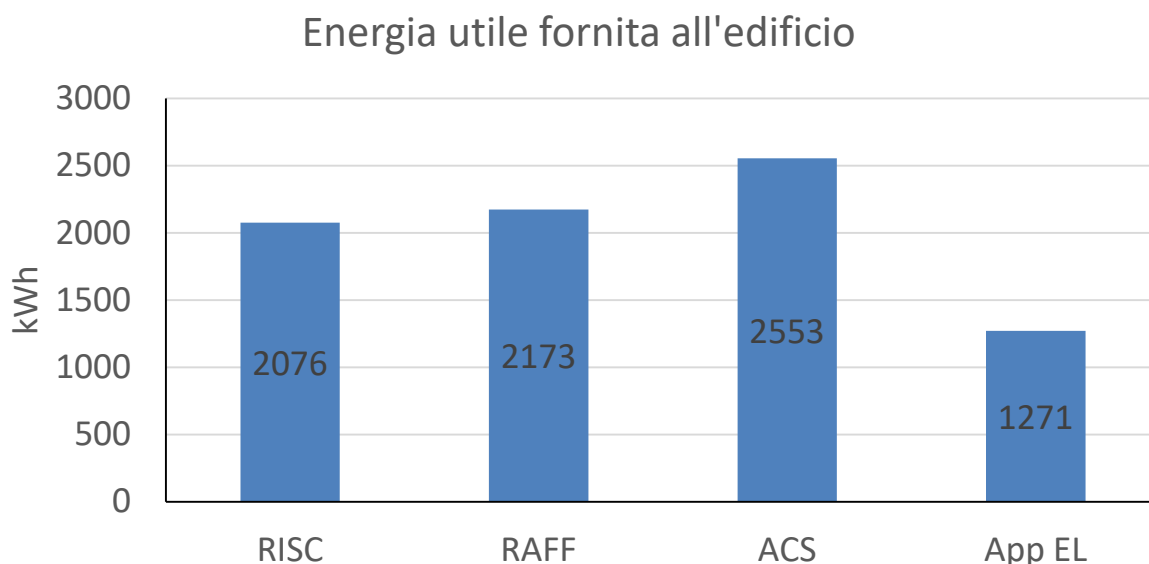


Figura 208. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vf-1).

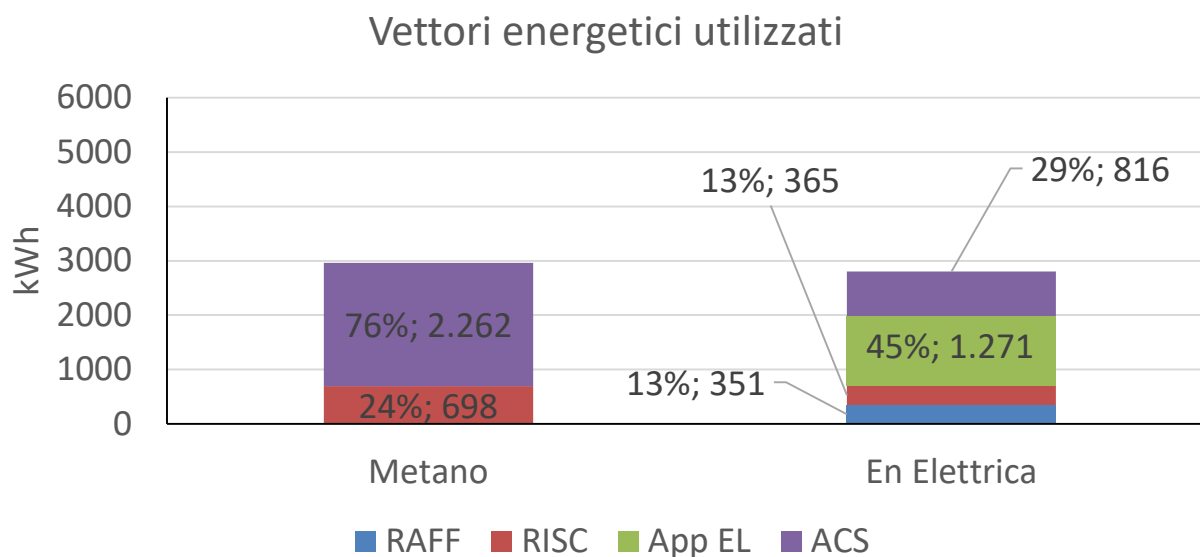


Figura 209. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vf-1).

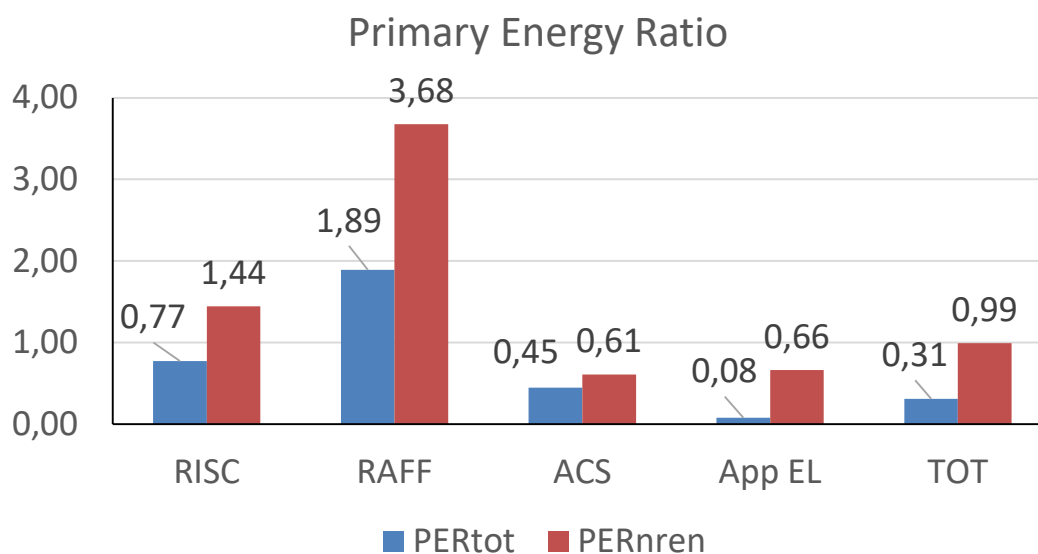


Figura 210. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vf-1).

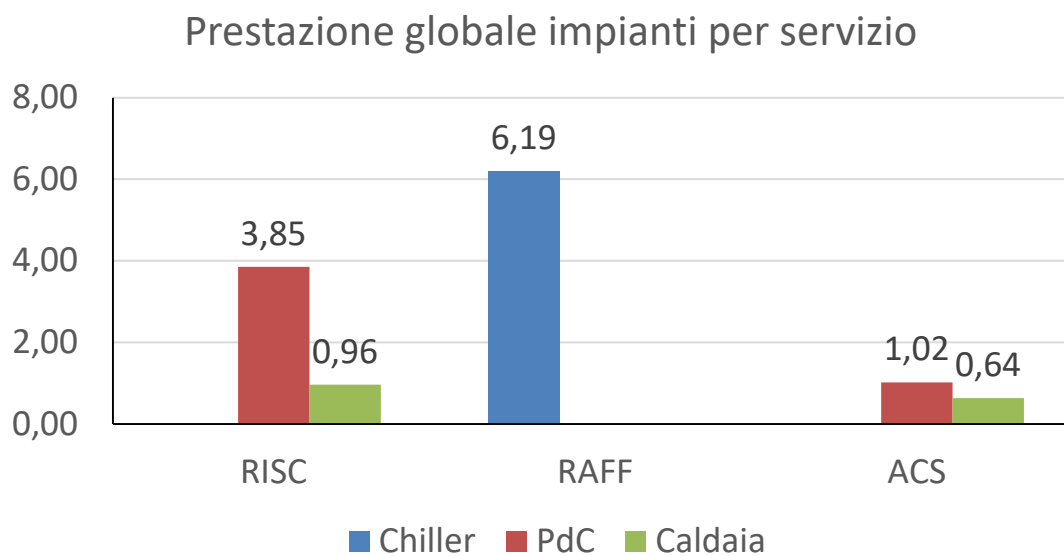


Figura 211. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vf-1).

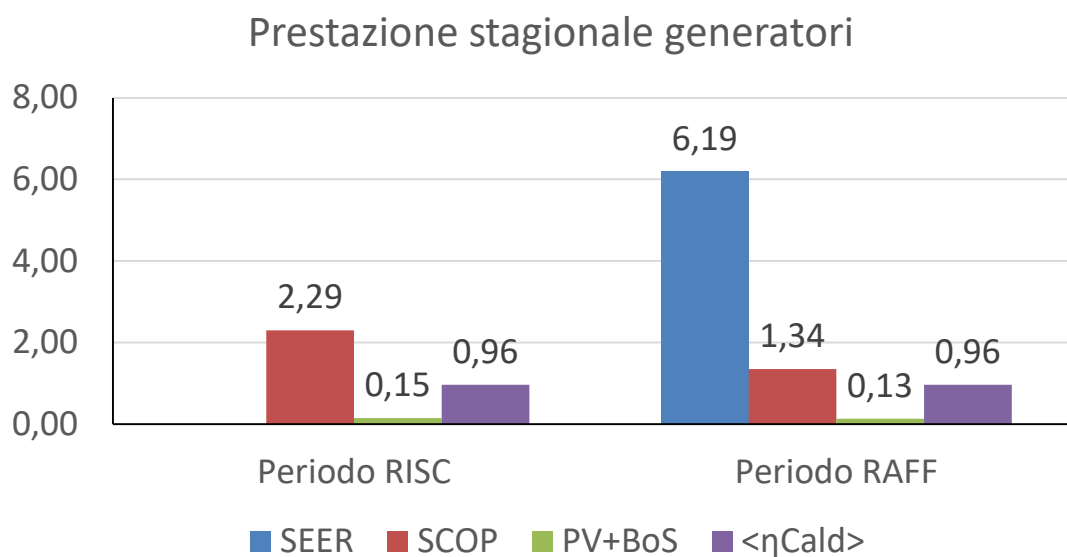


Figura 212. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vf-1).

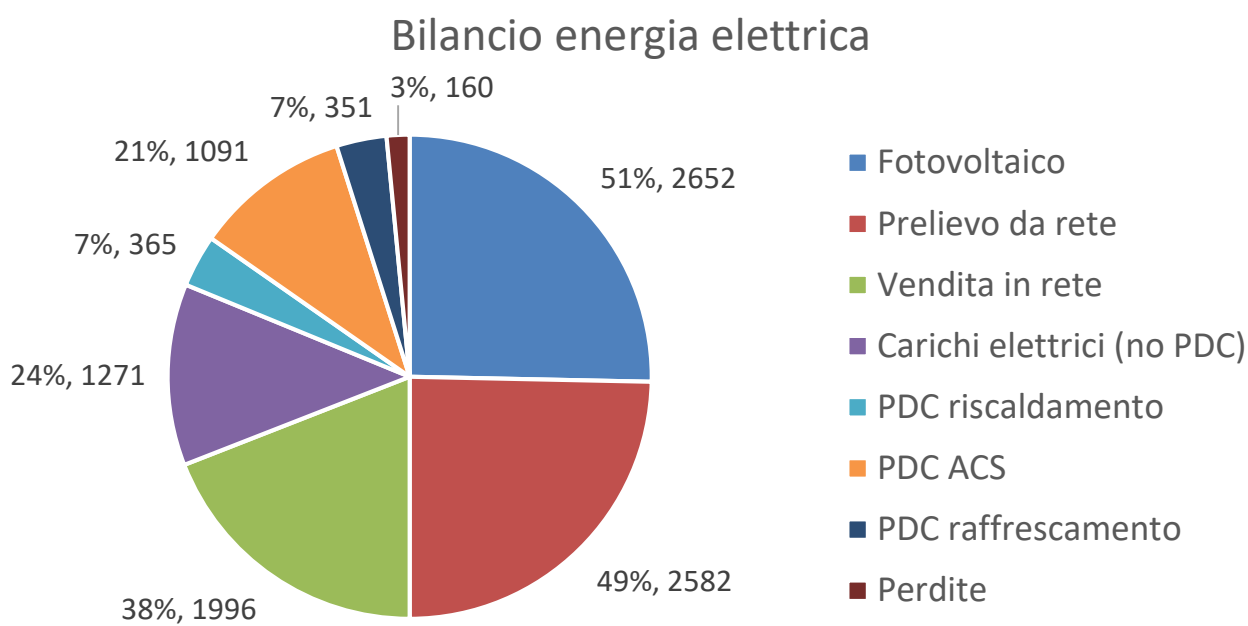


Figura 213. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vf-1).

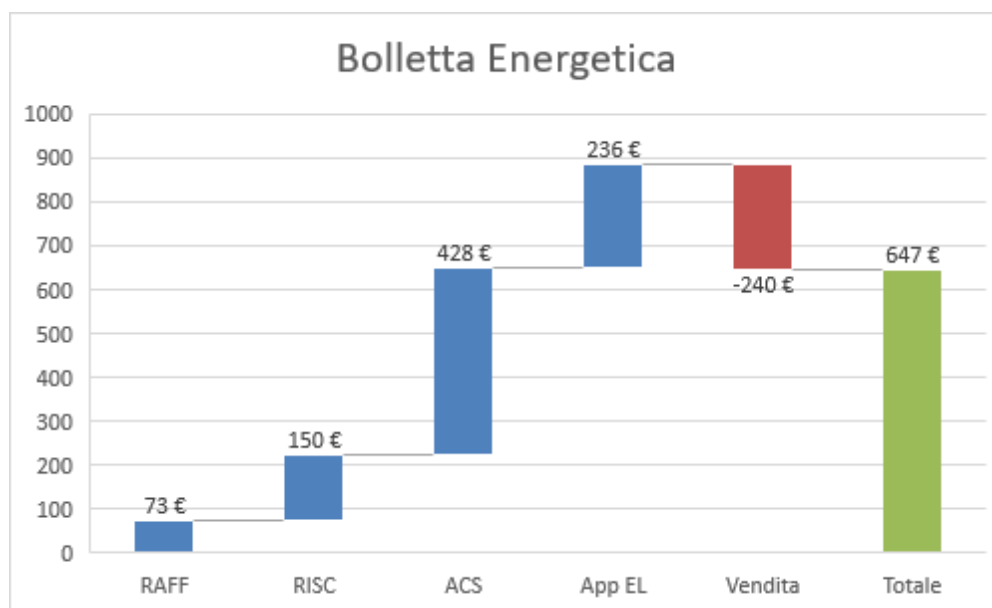


Figura 214. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vf-1).

I costi complessivi (Figura 214) sono complessivamente più alti rispetto al caso di controllo tradizionale, in quanto aumentano soprattutto i costi dovuti alla precarica del serbatoio di ACS.

Allo stesso modo del caso precedente, è stato quindi confrontato il caso di controllo avanzato togliendo la precarica del serbatoio. I risultati sono riportati nelle seguenti figure (Figura 215, Figura 216, Figura 217, Figura 218, Figura 219, Figura 220, Figura 221). I risultati sono ovviamente molto simili al caso precedentemente descritto, tranne che per tutti i risultati riguardanti il servizio di ACS. Come nell'analogo caso Vp-1, per ricaricare velocemente l'accumulo in prossimità delle richieste maggiori di ACS, la caldaia lavora a potenza medio-alta (15-20 kW). Per questo caso, il costo del gas metano per il servizio di ACS rappresenta circa il 72% dei costi totali per il servizio (73% dell'energia fornita), e il 50% dei costi per il servizio di riscaldamento (40% dell'energia fornita per il servizio).

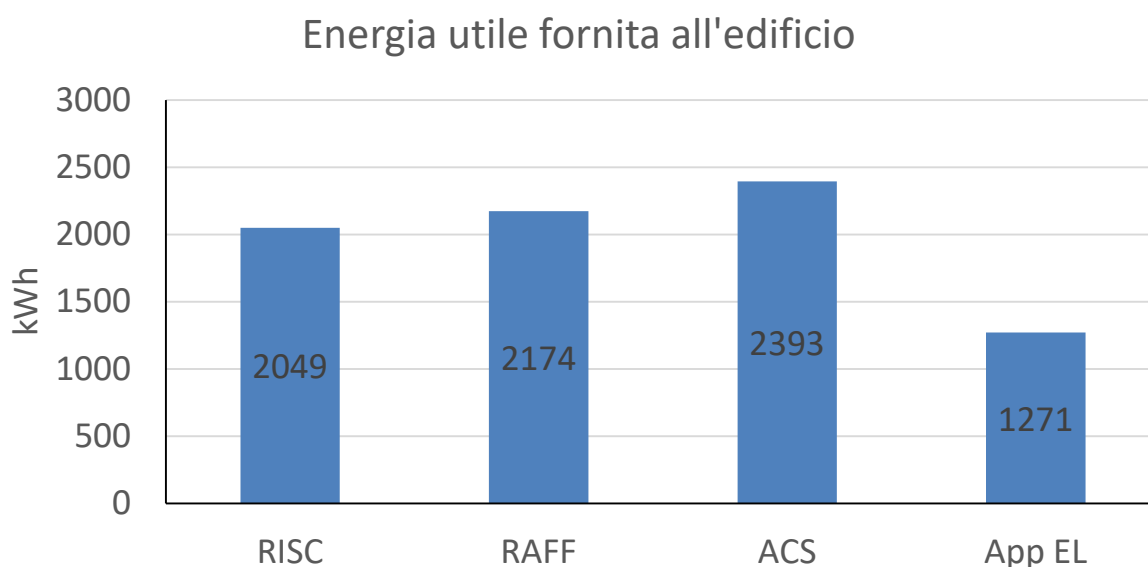


Figura 215. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vf-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

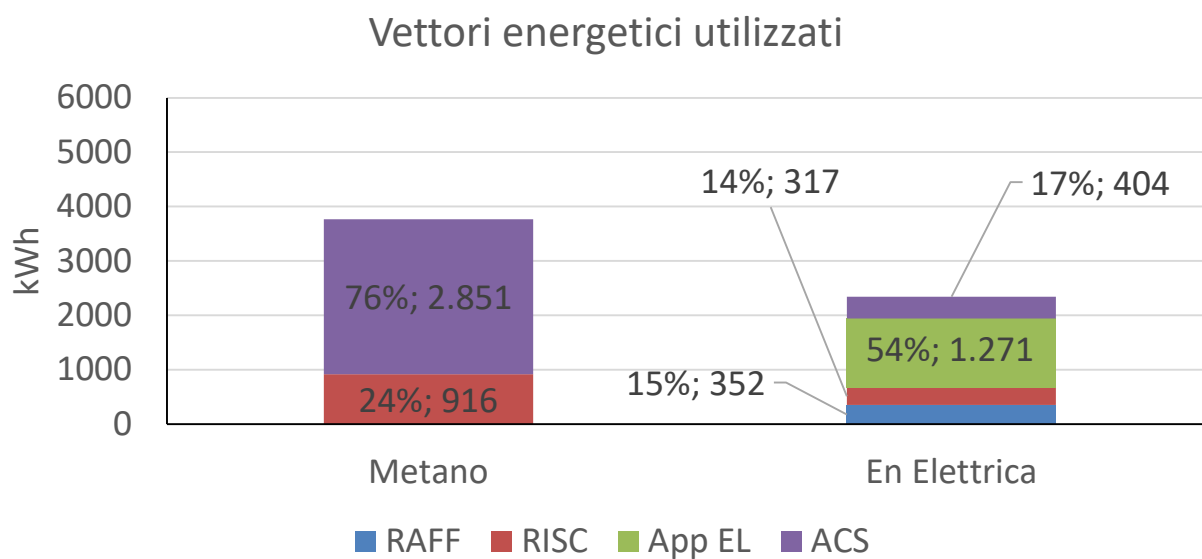


Figura 216. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vf-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

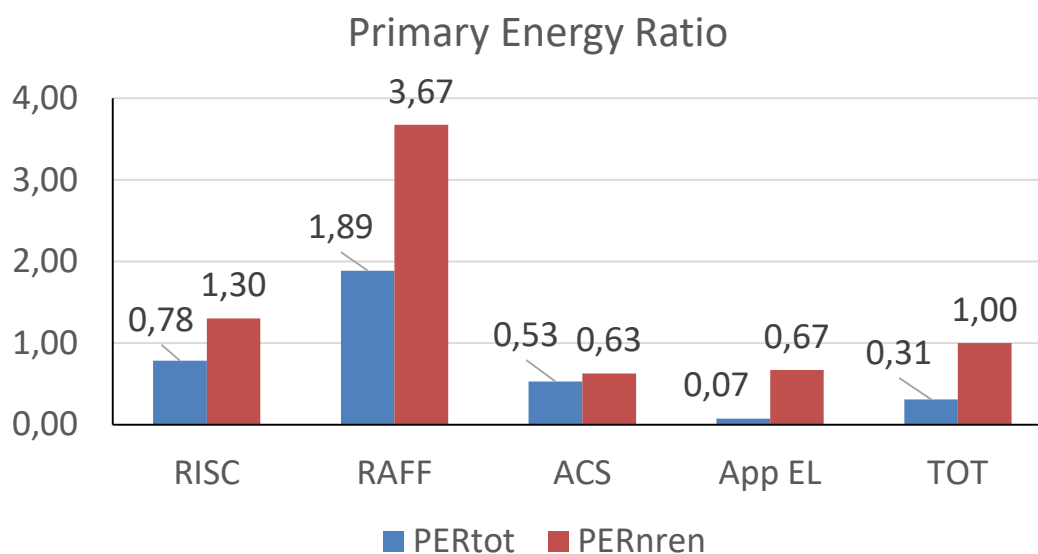


Figura 217. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vf-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Prestazione globali impianti per servizio

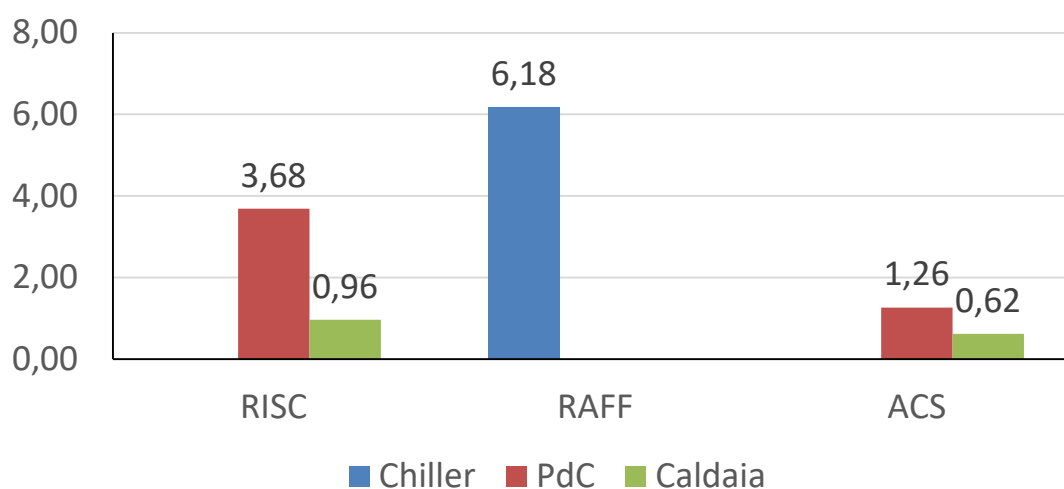


Figura 218. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vf-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Prestazione stagionale generatori

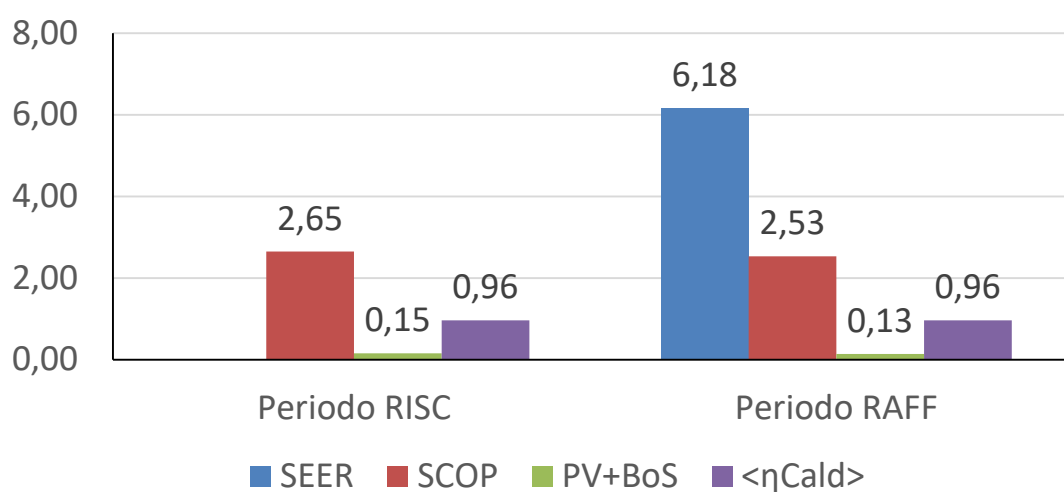


Figura 219. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vf-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

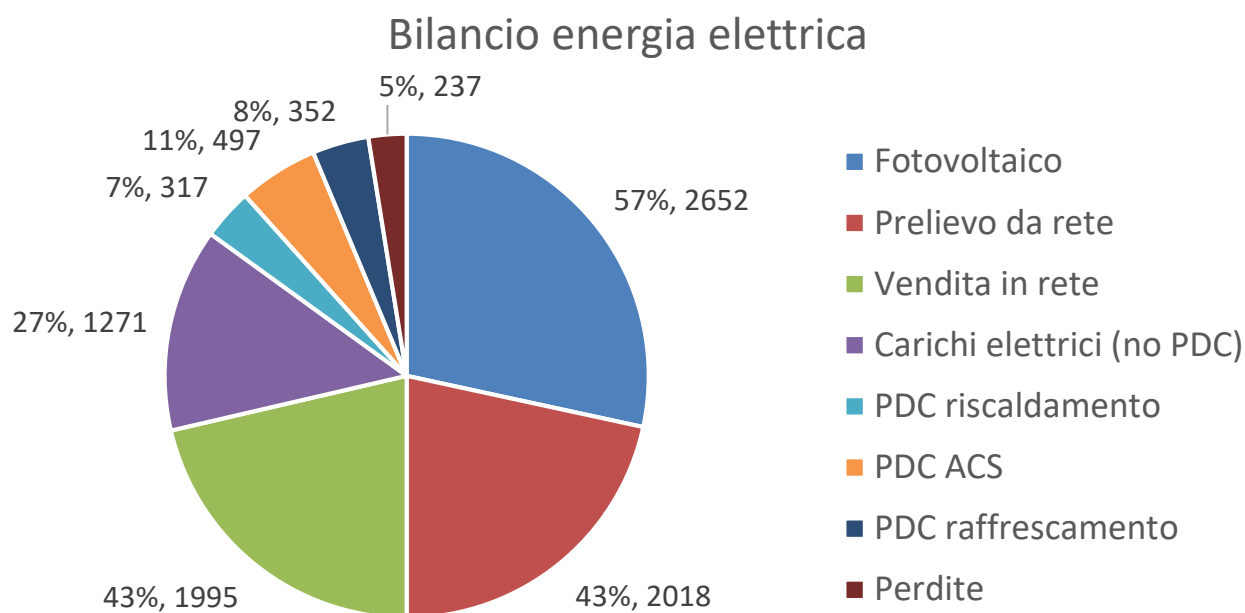


Figura 220. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vf-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

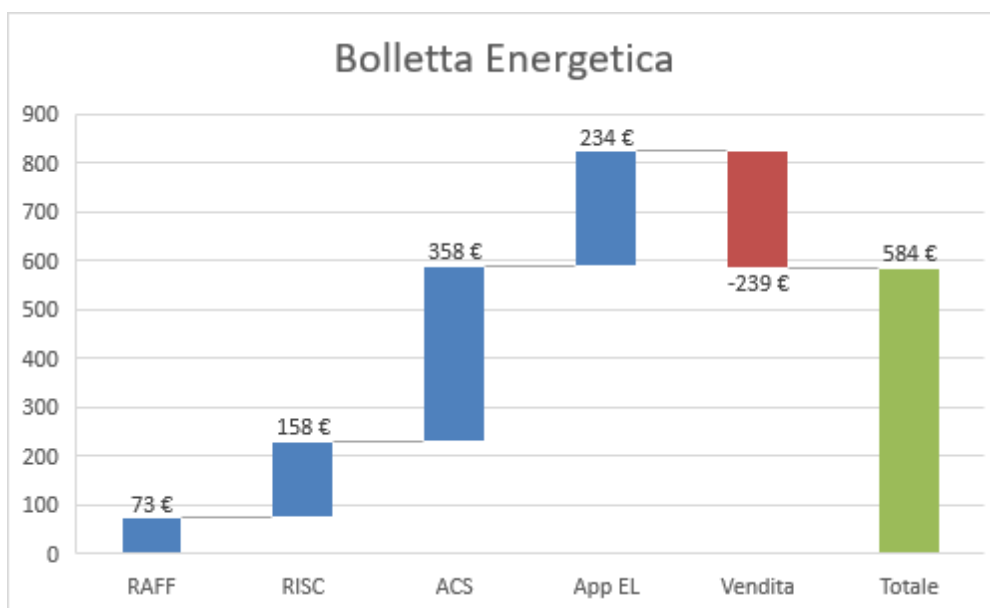


Figura 221. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vf-1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

4.6.3 Villa con controllo avanzato (Vf-2)

Il controllo implementato nel caso Vf-2 è analogo a quello presentato nel paragrafo 4.5.3. I risultati che si trovano sono sostanzialmente analoghi a quelli trovati nel caso di controllo Vf-1: i profili di accensione dei generatori basati sulla convenienza economica sono infatti più o meno gli stessi di quelli trovati nel caso di convenienza energetica, in quanto il rapporto tra i fattori di conversione di energia primaria non rinnovabile e il rapporto tra i costi dei vettori energetici è simile. La leggera differenza di costi complessivi (Figura 228) rispetto al caso Vf-1 (Figura 214) è dovuta all'imprecisione nella predizione dei costi ogni mezz'ora del controllore.

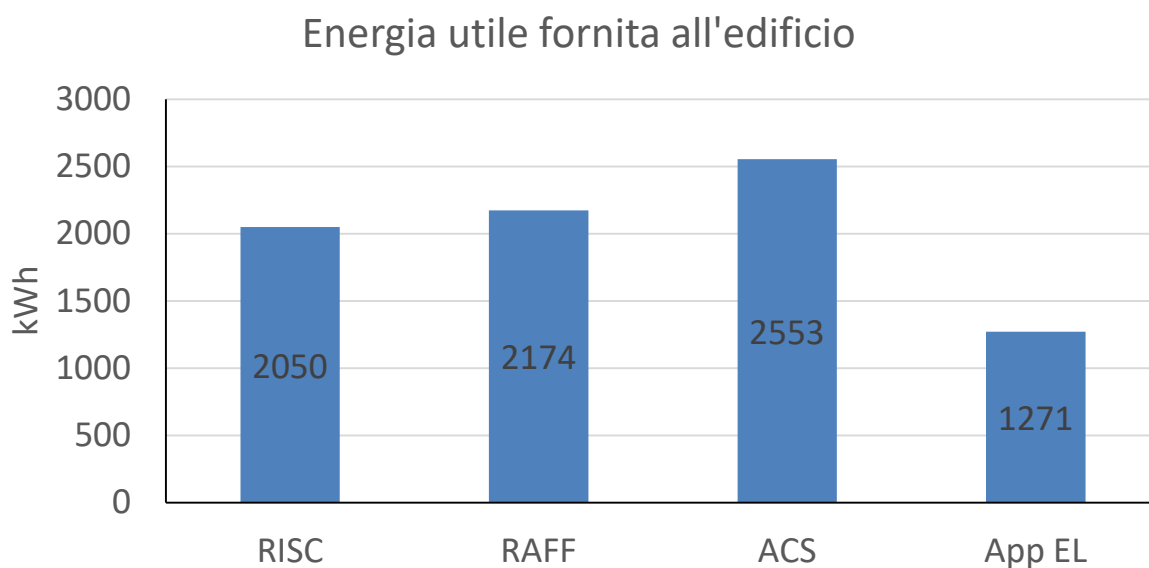


Figura 222. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2).

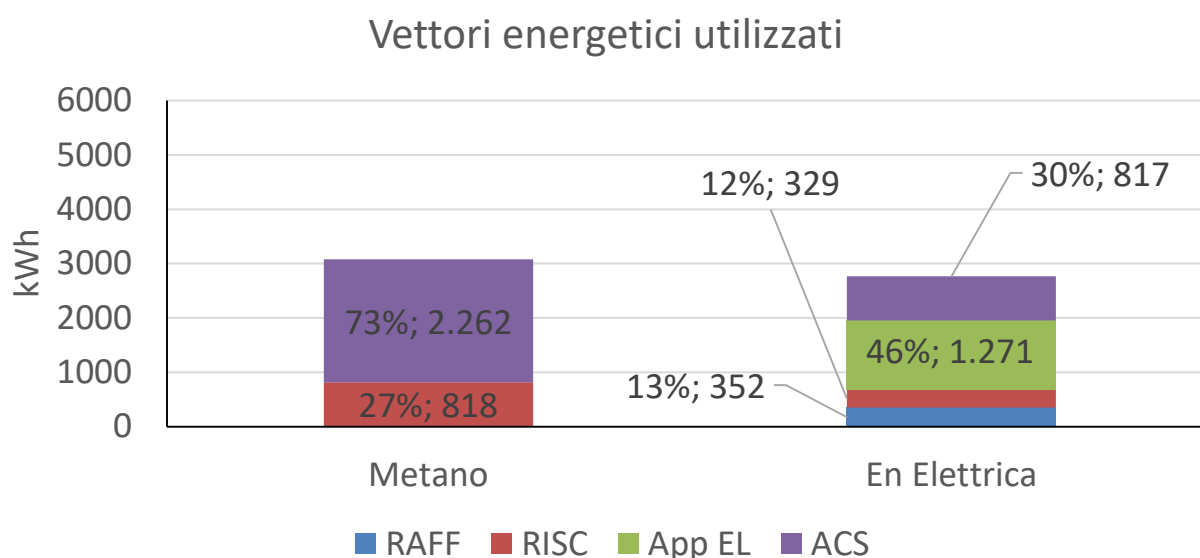


Figura 223. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vf-2).

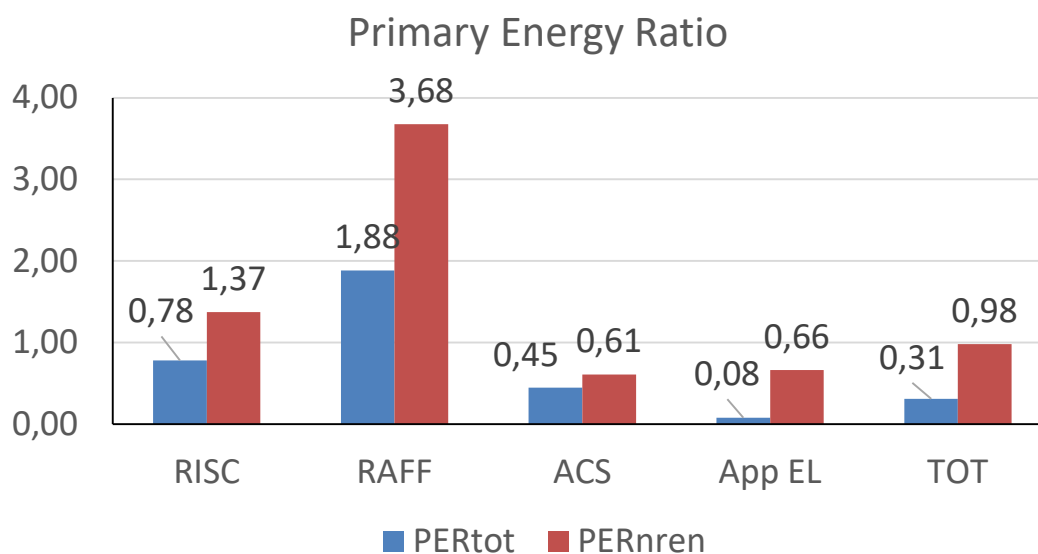


Figura 224. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vf-2).

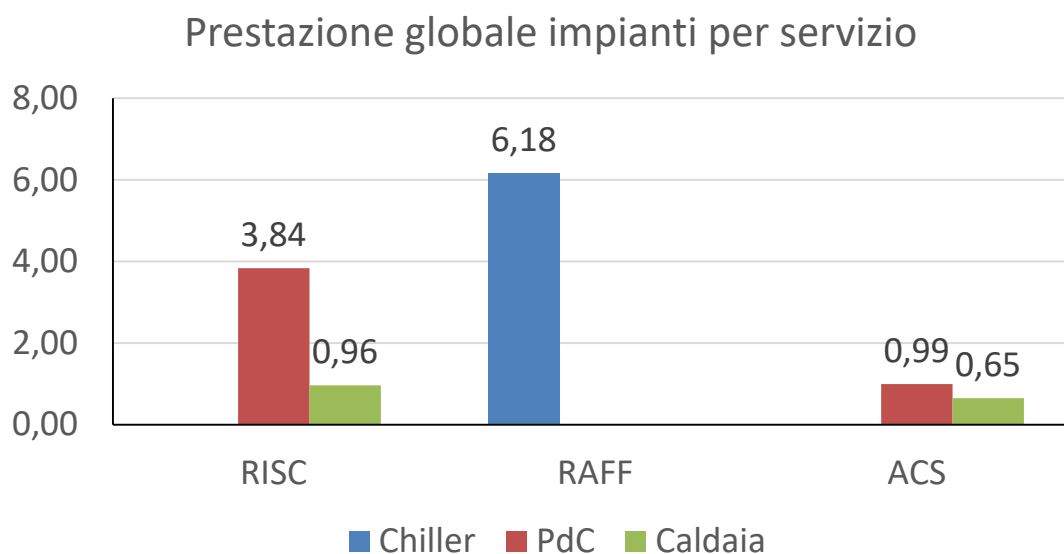


Figura 225. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2).

Prestazione stagionale generatori

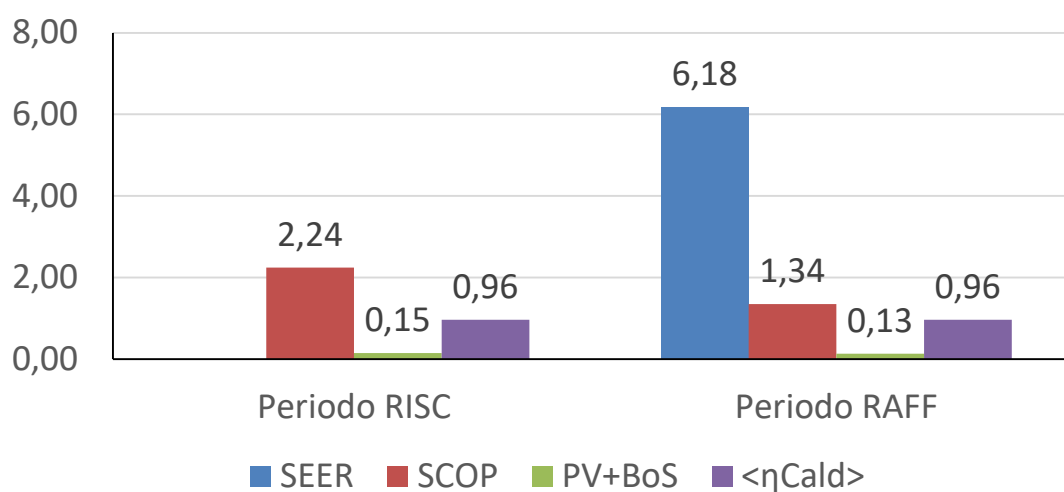


Figura 226. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vf-2).

Bilancio energia elettrica

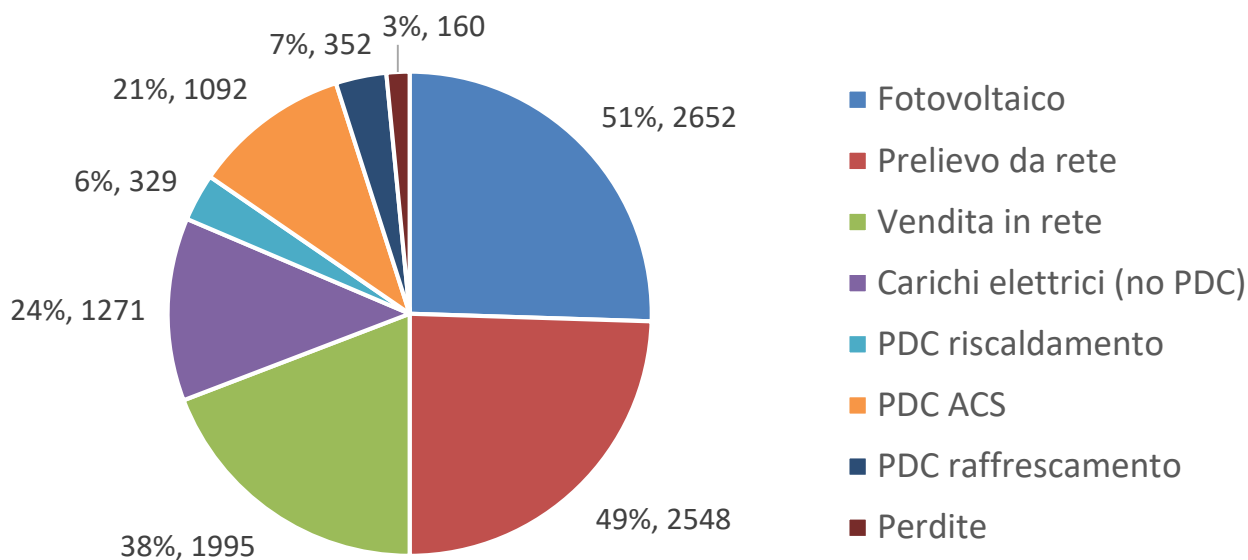


Figura 227. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vf-2).

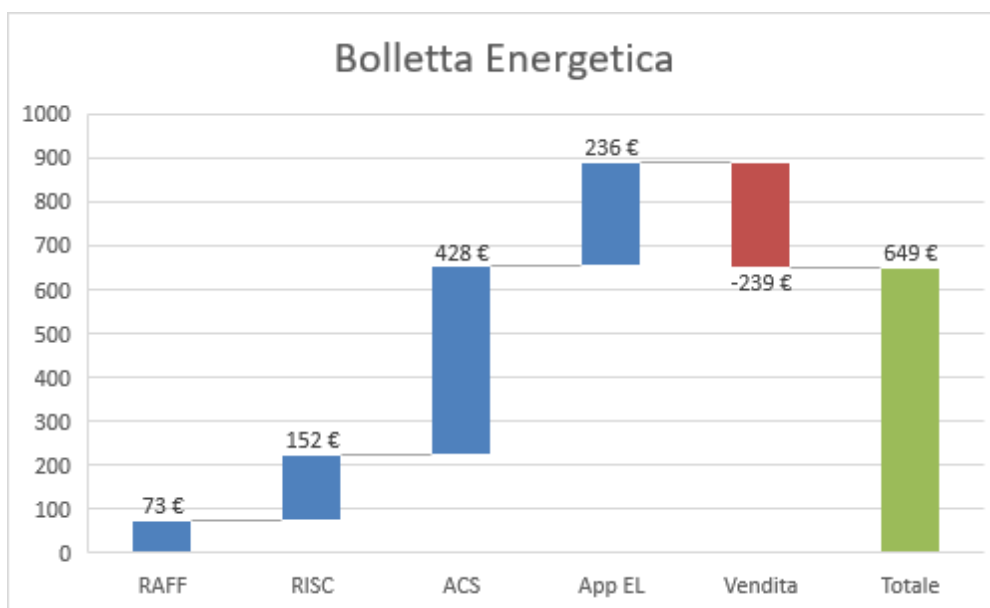


Figura 228. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vf-2).

Come nel caso Vf-1, l'applicazione del controllo predittivo sui costi senza la precarica del serbatoio aumenta la quota di energia per ACS soddisfatta dalla caldaia, mantenendo invece più o meno inalterata la quota di energia da pompa di calore per il servizio di riscaldamento. Aumenta l'efficienza del sistema complessivo con cui la pompa di calore gestisce il serbatoio di ACS (Figura 232), limitando le perdite termiche. Nel complesso, le prestazioni della macchina migliorano durante il periodo di riscaldamento (Figura 233) e si riduce la quota di energia elettrica in acquisto dalla rete (Figura 234). Tutti i risultati sono presentati nelle seguenti figure (Figura 229, Figura 230, Figura 231, Figura 232, Figura 233, Figura 234, Figura 235).

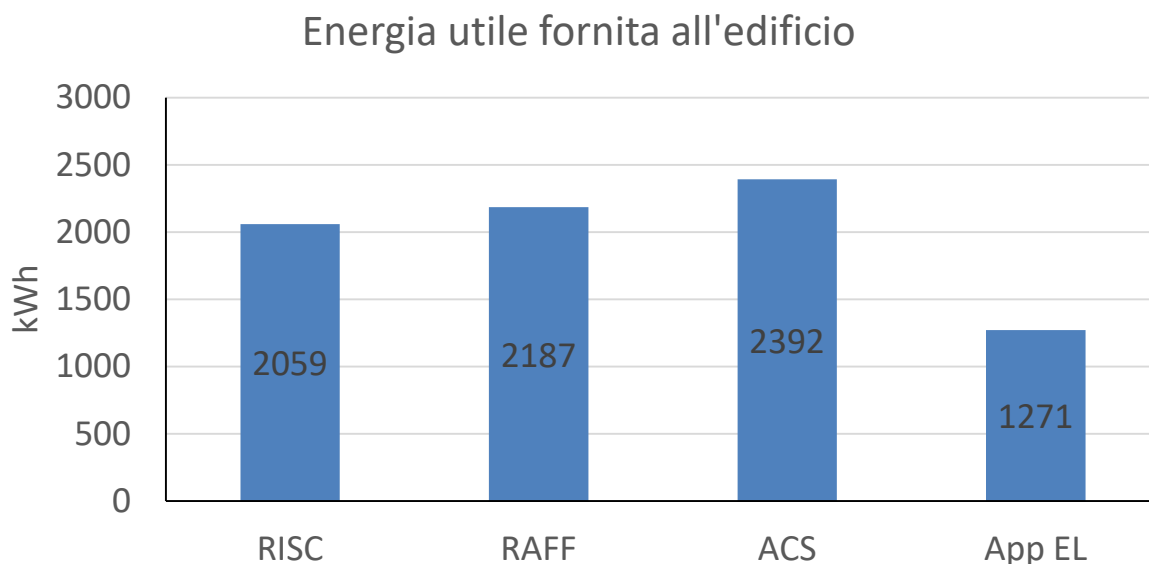


Figura 229. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Vettori energetici utilizzati

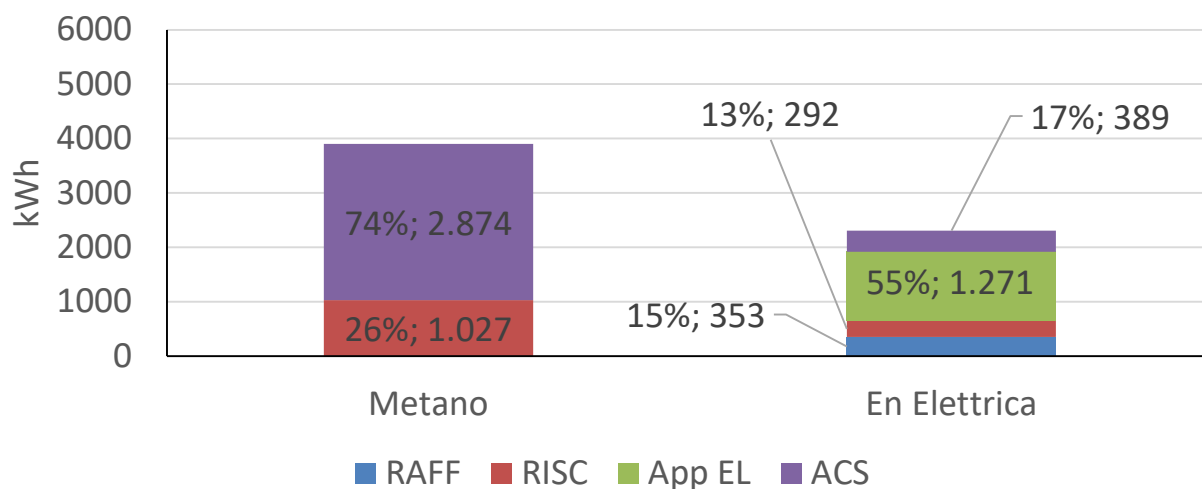


Figura 230. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vf-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Primary Energy Ratio

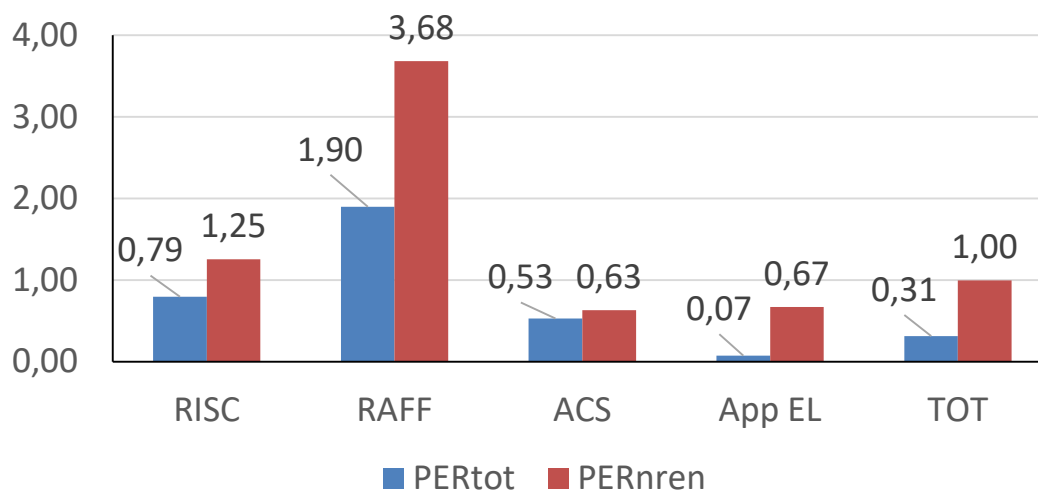


Figura 231. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vf-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

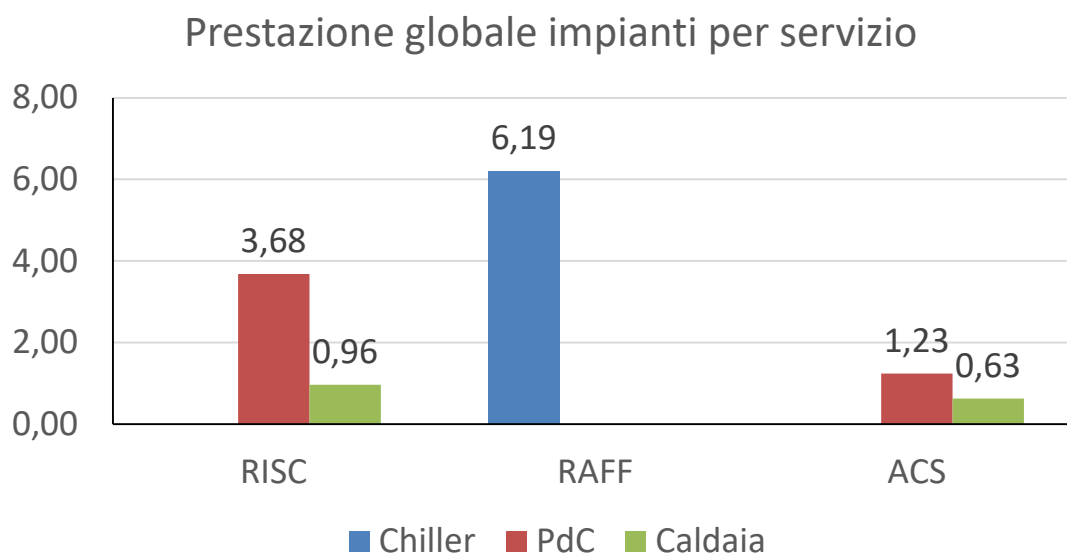


Figura 232. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

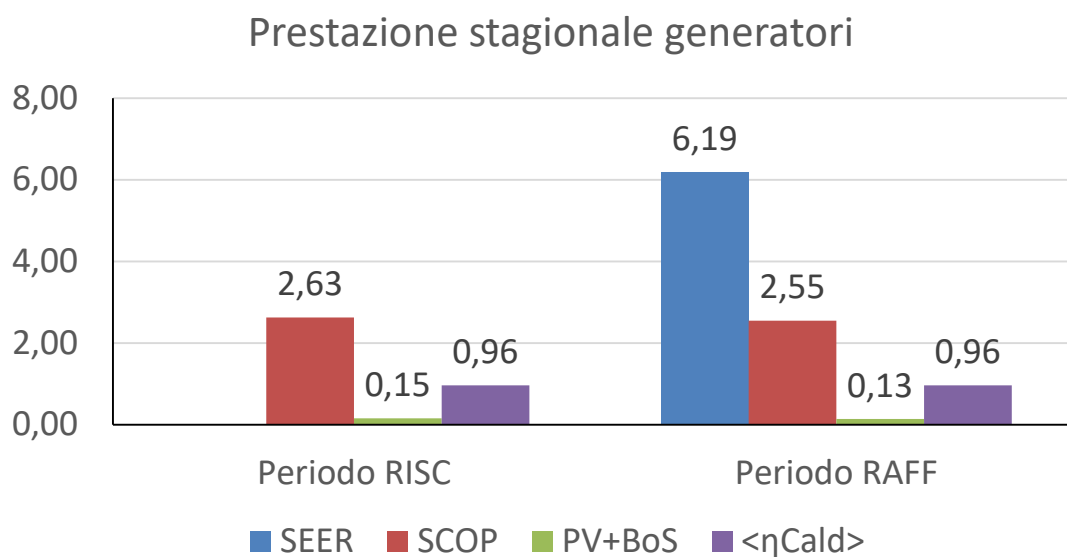


Figura 233. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vf-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Bilancio energia elettrica

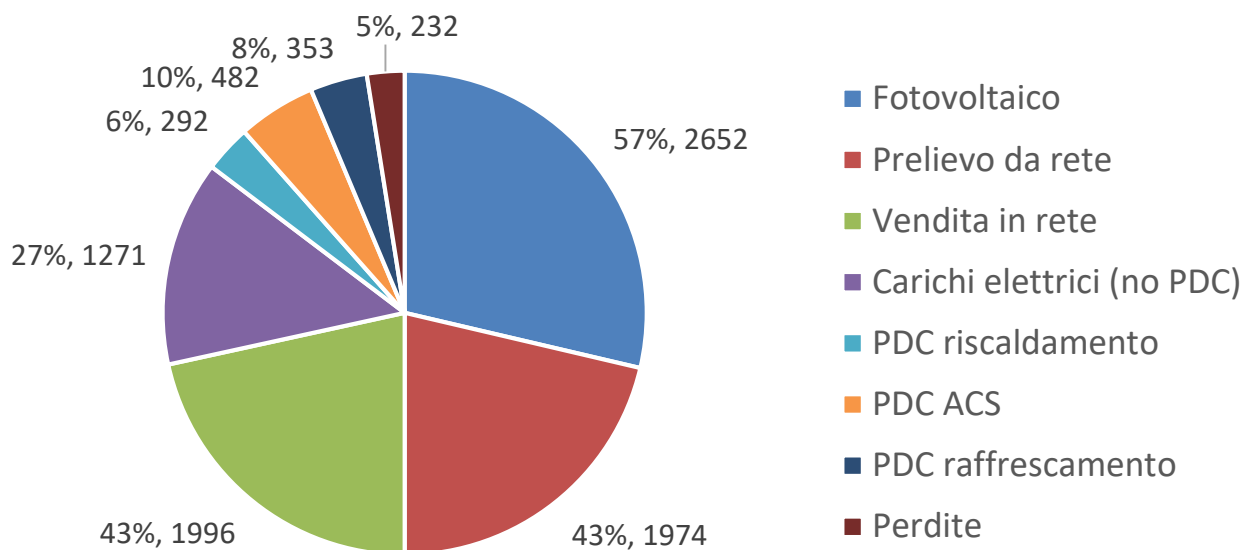


Figura 234. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vf-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

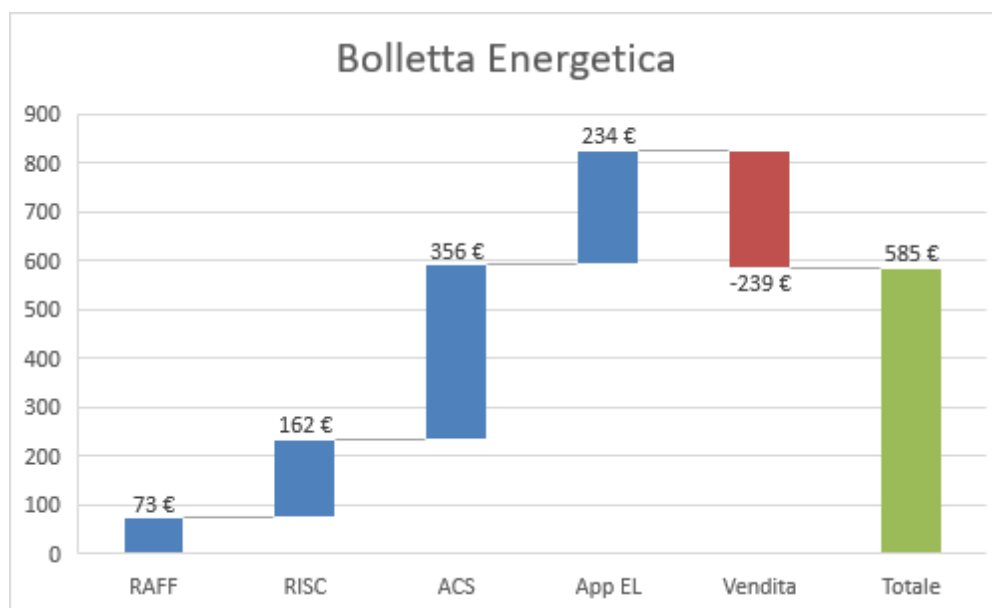


Figura 235. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vf-2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

4.6.4 Villa con controllo avanzato (Vf-2 DR1)

Il caso di demand-response è particolarmente interessante perché consente di verificare se l'utenza "famiglia" risulta più o meno avvantaggiata nell'adozione di una politica di costi variabile sia in acquisto che in vendita. Dal punto di vista dei risultati, questi risultano sostanzialmente uguali a quelli trovati nel caso precedente (Figura 236, Figura 237, Figura 238, Figura 239, Figura 240, Figura 241, Figura 242). L'unica differenza sostanziale si trova nei prezzi dei vari servizi, che risulta molto minore nel caso della logica DR1. Infatti, l'utenza "famiglia", essendo assente dai locali praticamente sempre nelle ore diurne dei giorni

feriali, non sfrutta mai la produzione di energia elettrica da fotovoltaico che viene venduta a prezzi competitivi. Di notte, quando invece i carichi richiesti sono maggiori, il prezzo basso dell'energia contribuisce a soddisfare i servizi con costi minimi.

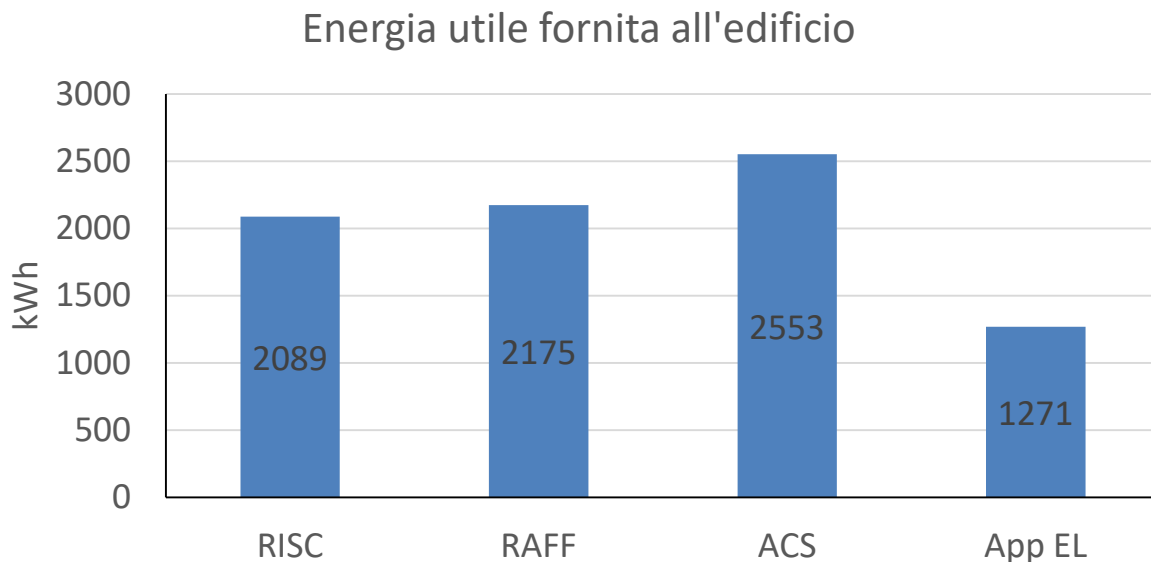


Figura 236. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 DR1).

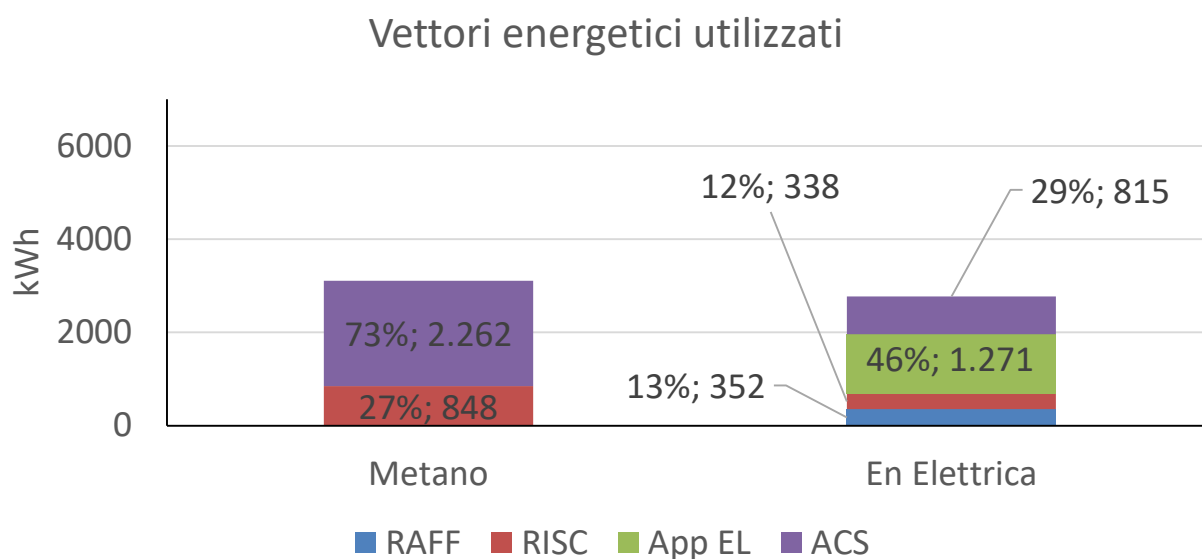


Figura 237. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vf-2 DR1).

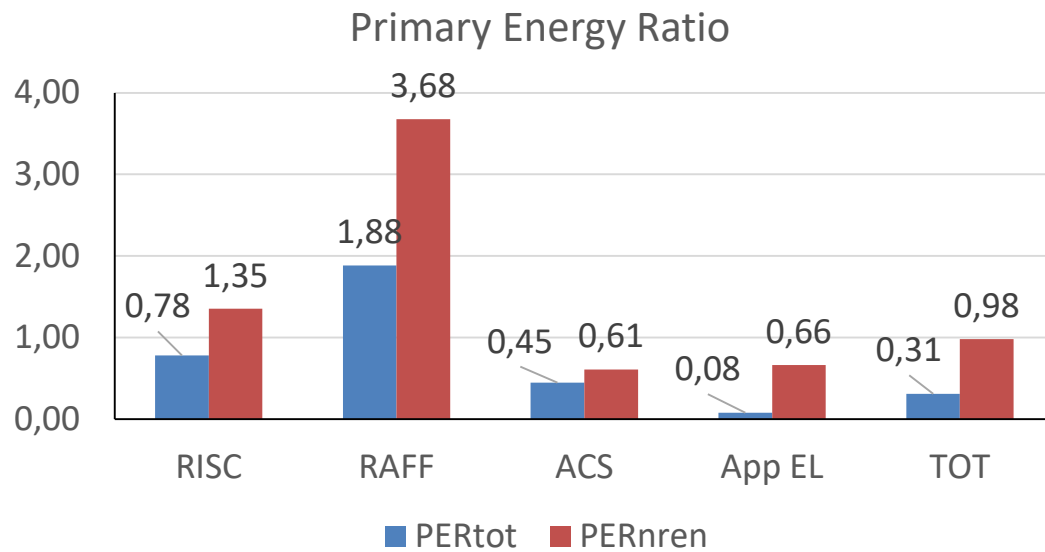


Figura 238. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vf-2 DR1).

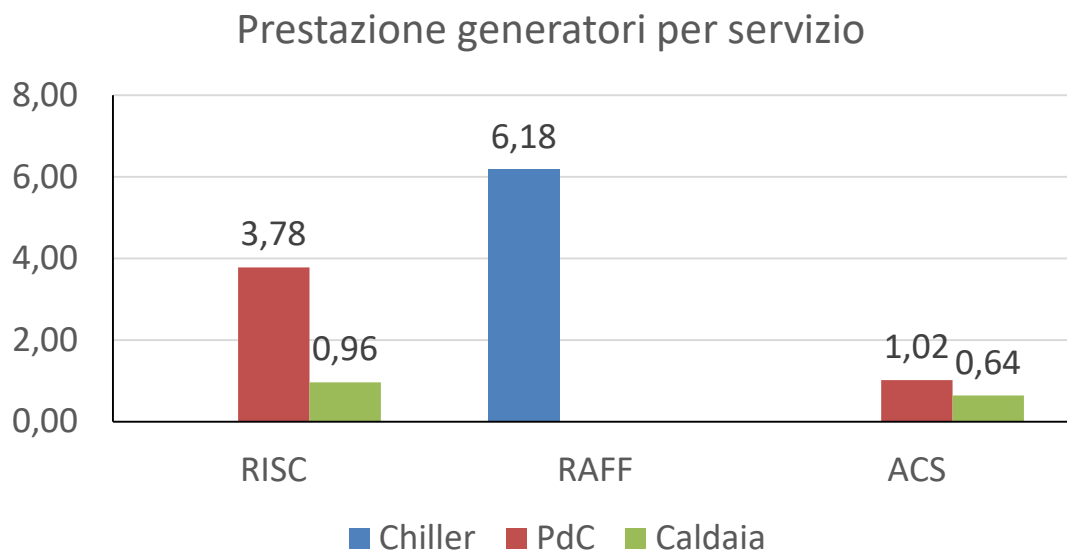


Figura 239. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 DR1).

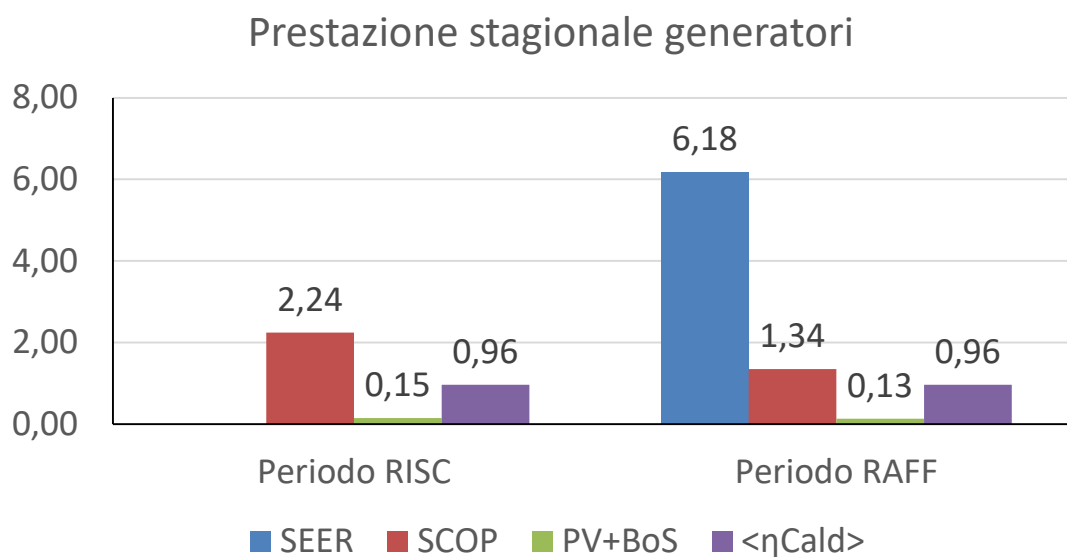


Figura 240. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vf-2 DR1).

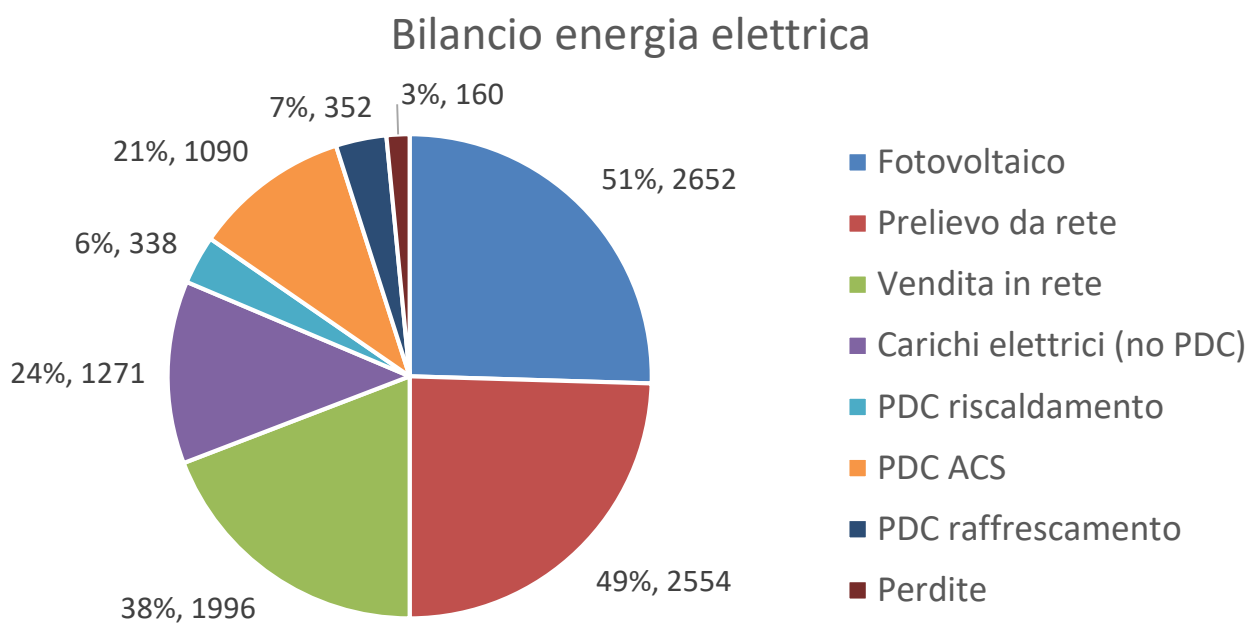


Figura 241. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vf-2 DR1).

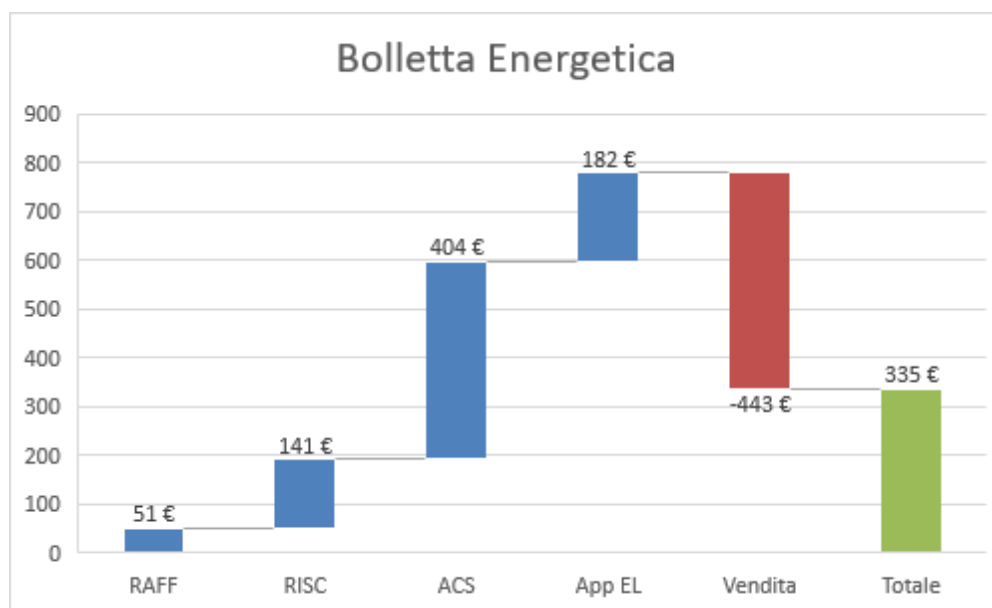


Figura 242. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vf-2 DR1).

I risultati del caso senza precarica dell'accumulo di ACS sono analoghi a quelli trovati per il caso con precarica, con la differenza – trovata anche nei casi precedenti – del miglioramento del funzionamento della pompa di calore nel servizio di ACS e l'aumento dell'utilizzo della caldaia per lo stesso servizio. I risultati completi sono riportati nelle seguenti figure (Figura 243, Figura 244, Figura 24, Figura 246, Figura 247, Figura 248, Figura 249).

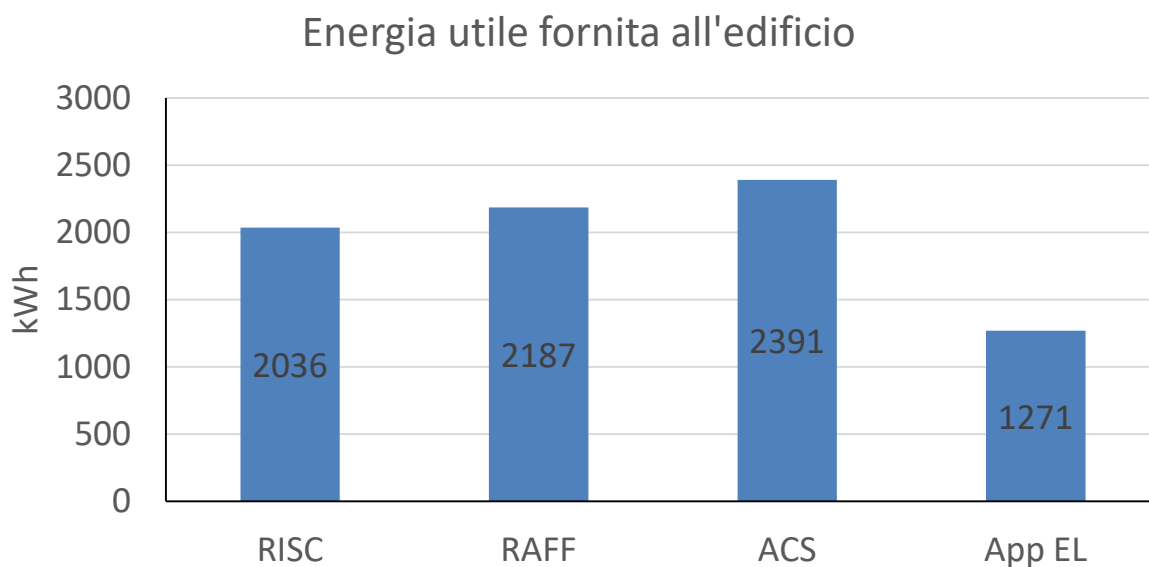


Figura 243. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

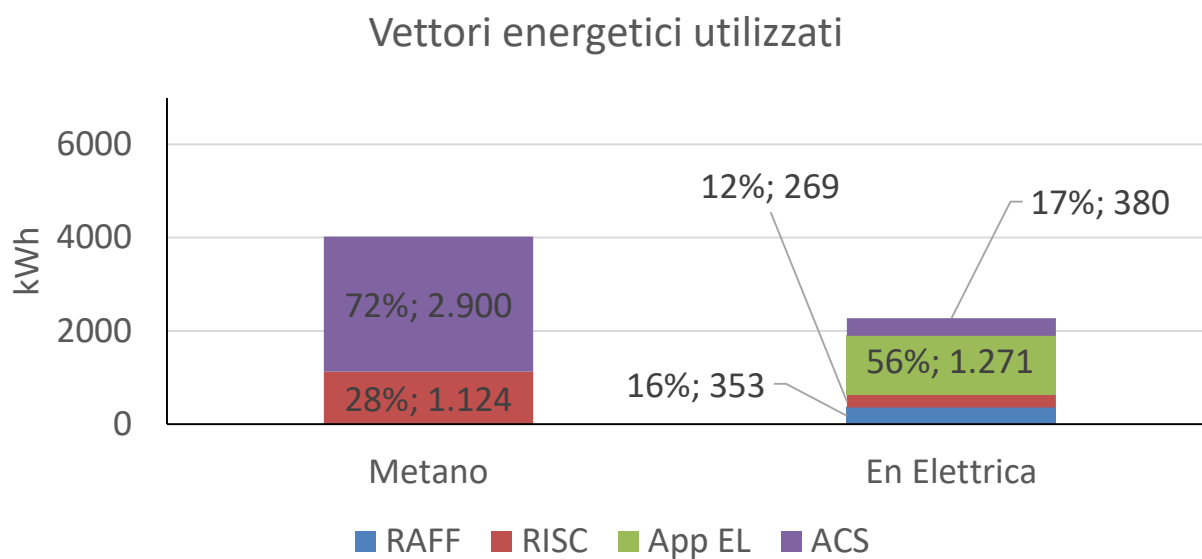


Figura 244. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vf-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

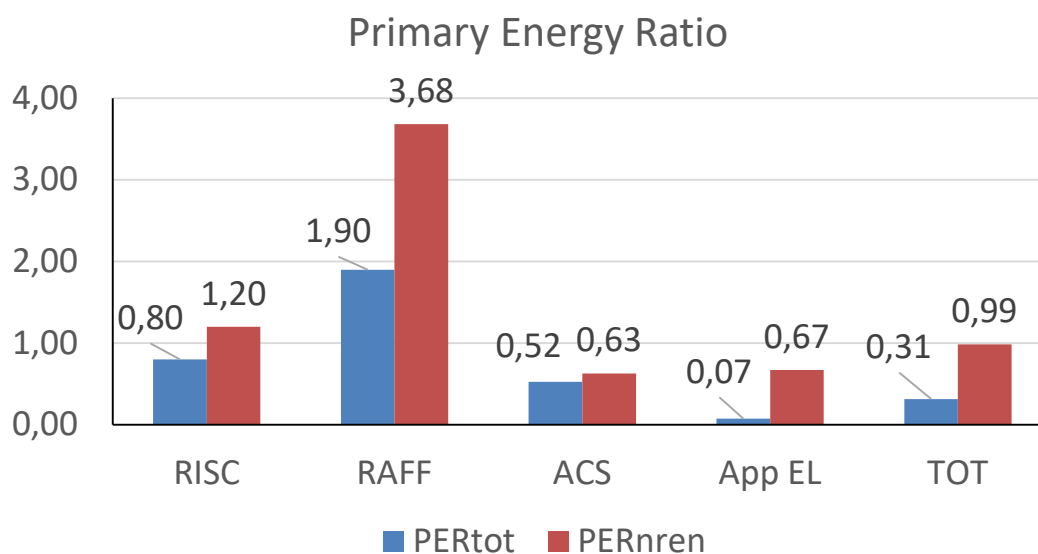


Figura 245. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vf-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

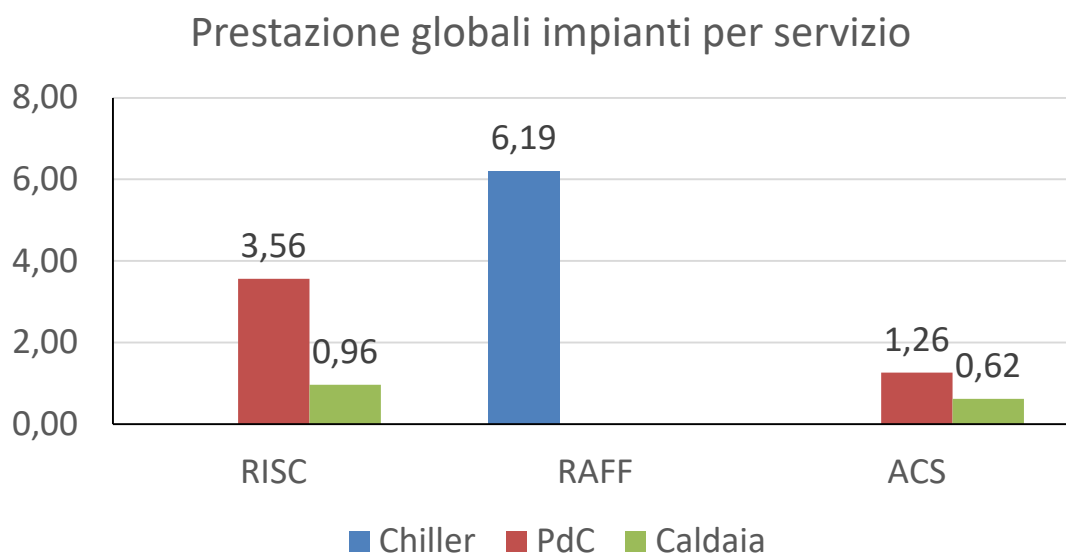


Figura 246. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

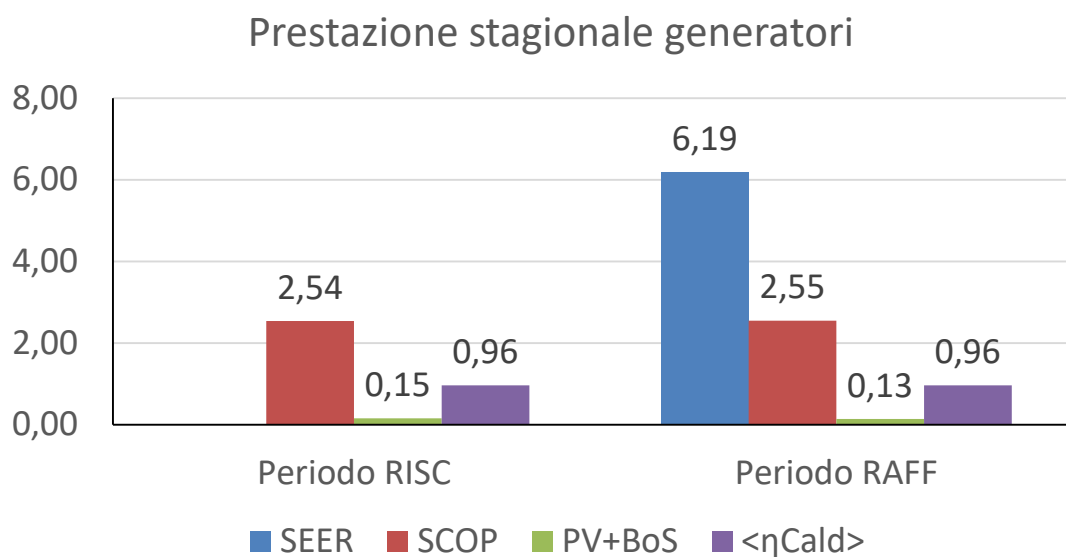


Figura 247. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vf-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

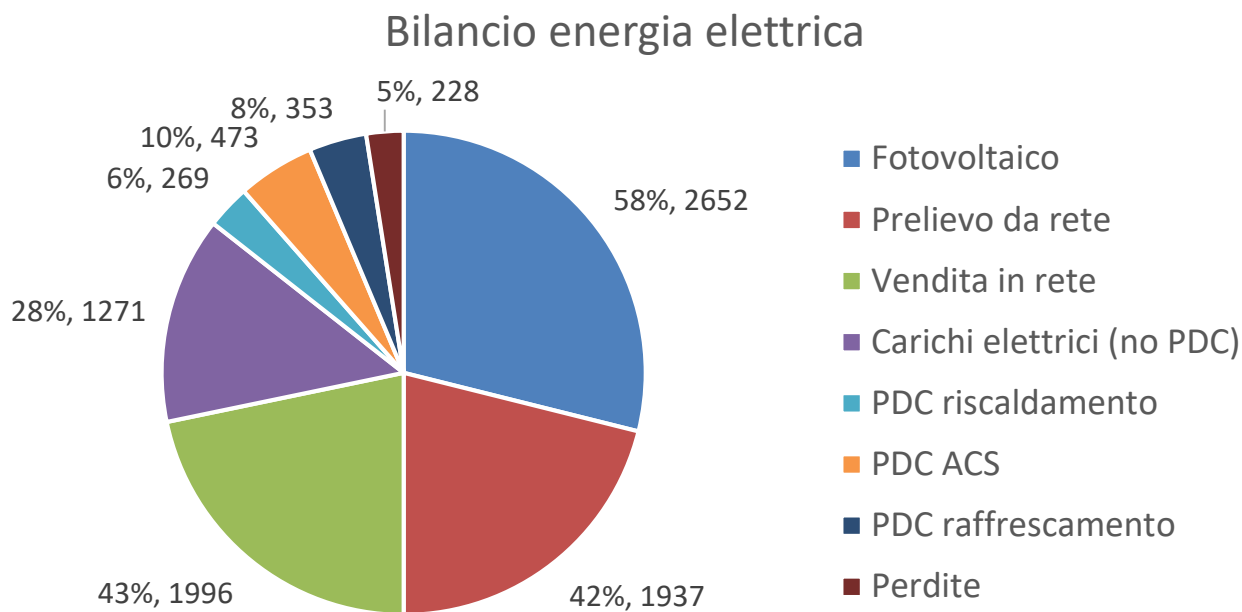


Figura 248. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vf-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

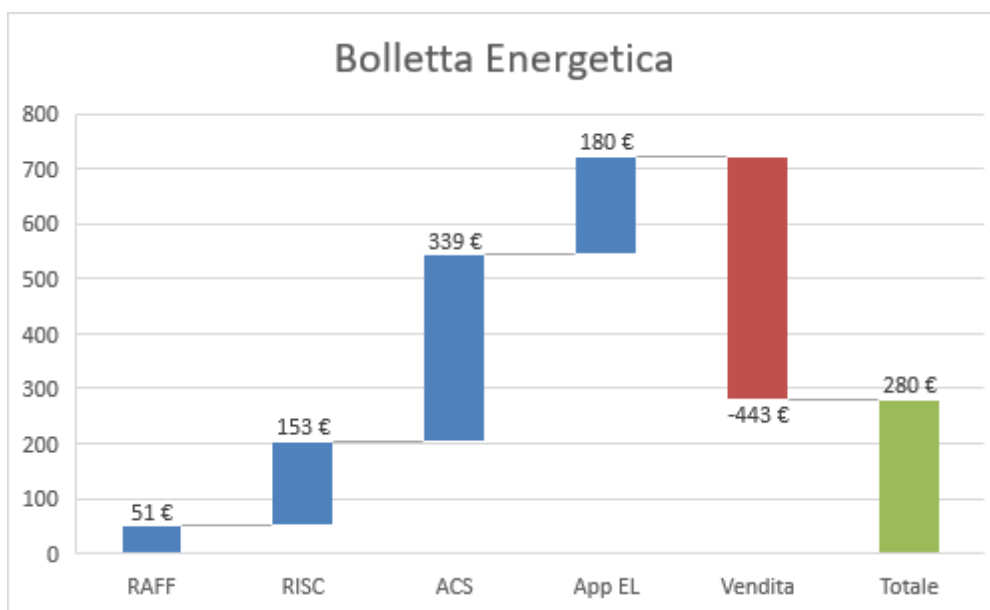


Figura 249. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vf-2 DR1 senza precarica dell'accumulo di ACS).

4.6.5 Villa con controllo avanzato (Vf-2 DR2)

L'ultimo caso analizzato riguarda l'applicazione dei costi DR2 con il controllore di tipo Vf-2. La modalità di accensione dei generatori è più o meno simile a quella prevista per il controllo Vf-2 semplice o con la tipologia di costi DR1. Cambiano ovviamente molto i costi, in quanto la vendita in rete è poco remunerata. I risultati sono riportati nelle seguenti figure (Figura 250, Figura 251, Figura 252, Figura 253, Figura 254, Figura 255, Figura 256).

Energia utile fornita all'edificio

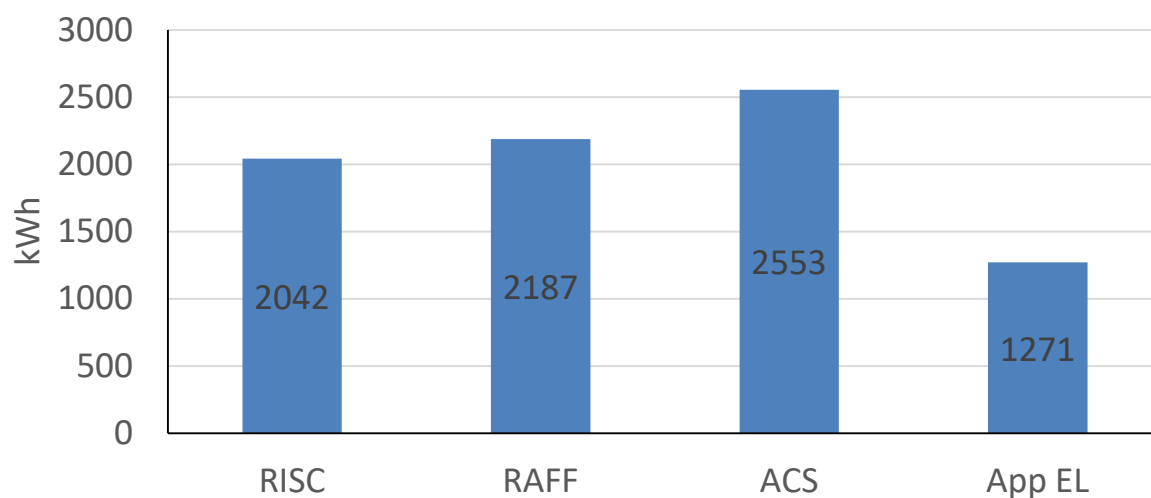


Figura 250. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 DR2).

Vettori energetici utilizzati

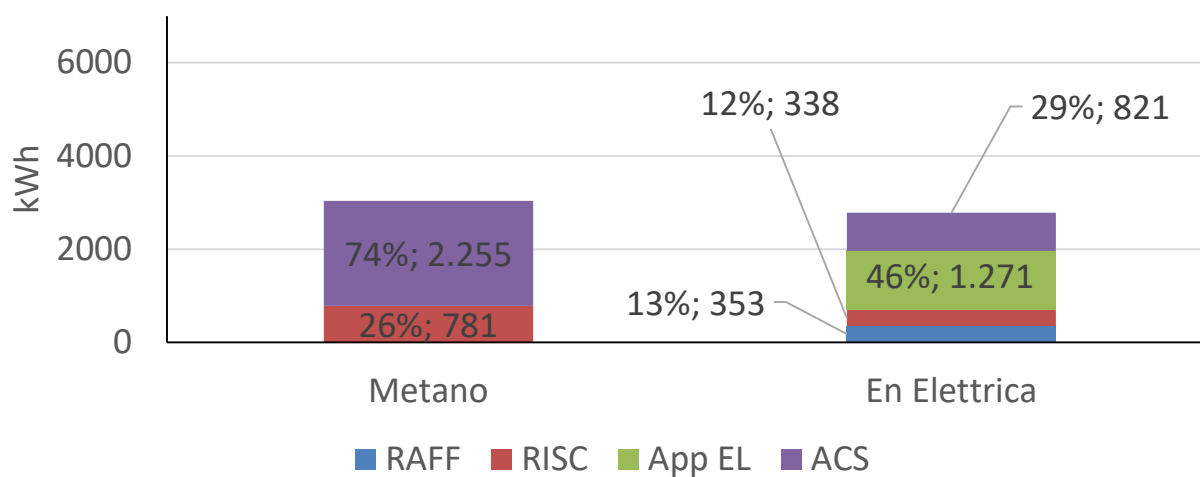


Figura 251. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vf-2 DR2).

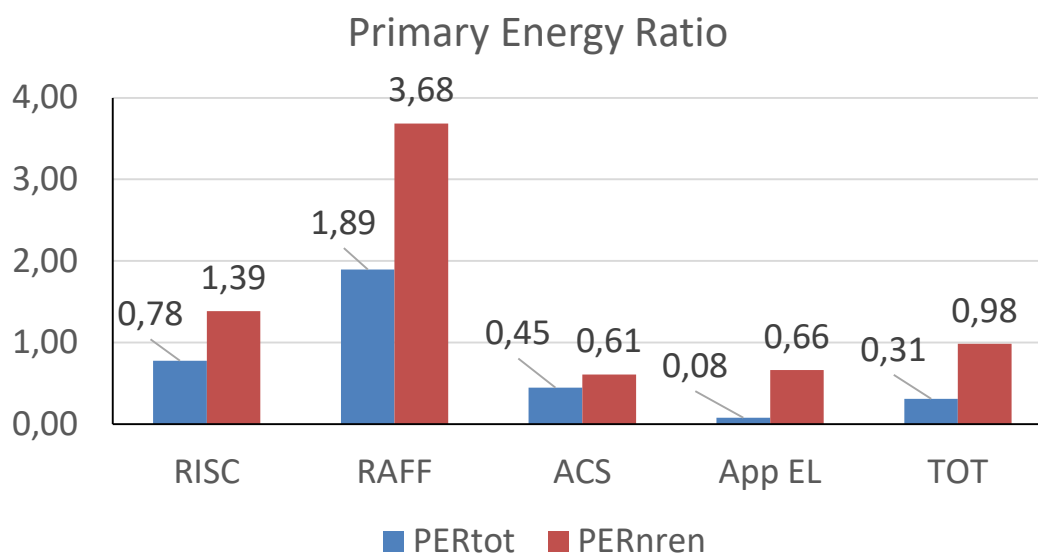


Figura 252. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vf-2 DR2).

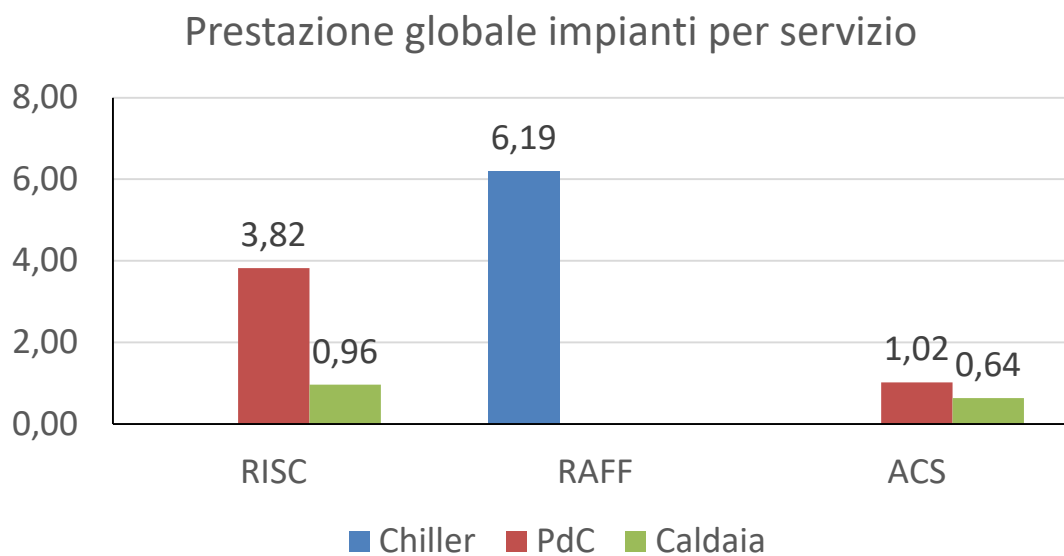


Figura 253. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 DR2).

Prestazione stagionale generatori

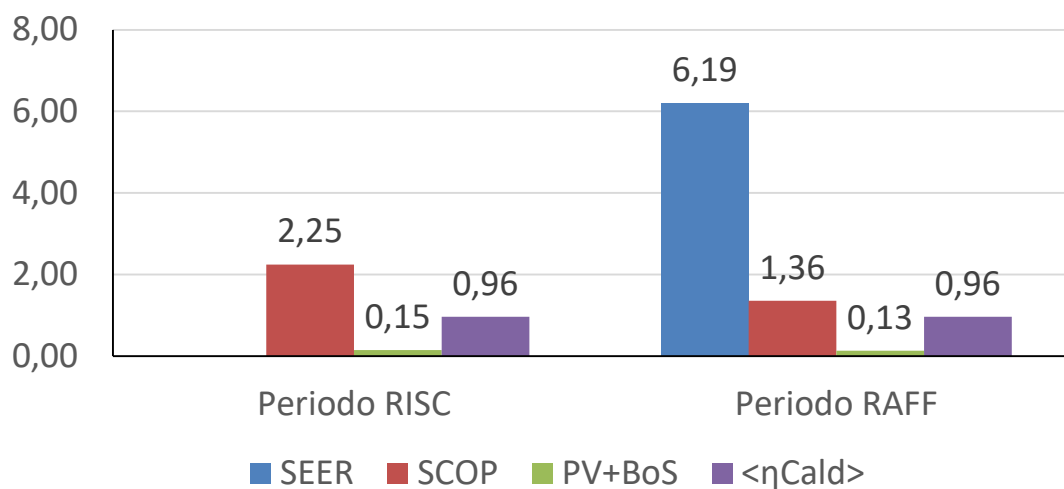


Figura 254. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vf-2 DR2).

Bilancio energia elettrica

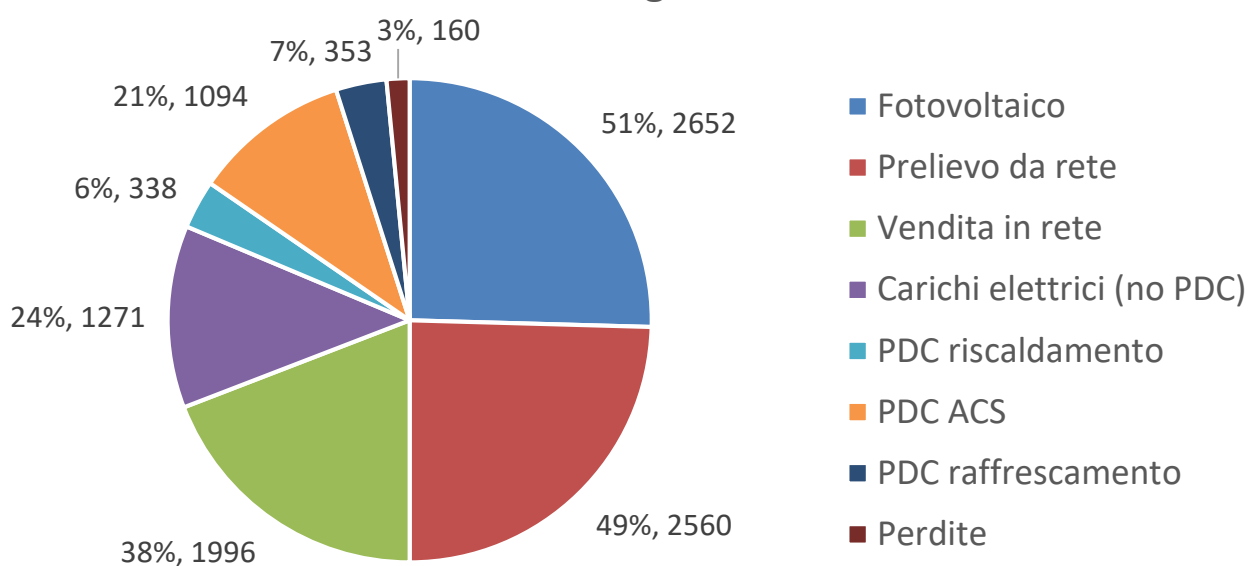


Figura 255. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vf-2 DR2).

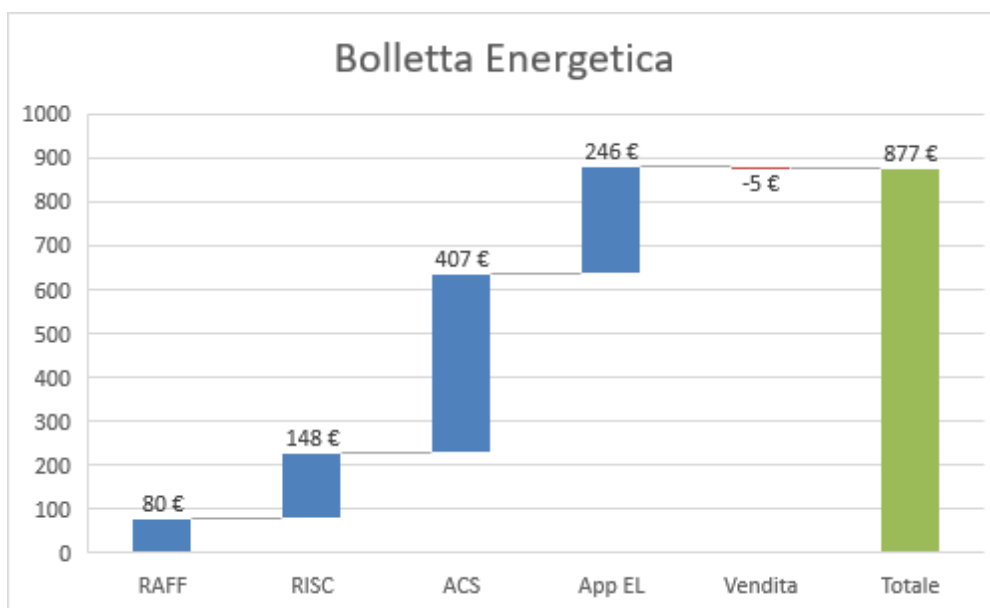


Figura 256. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vf-2 DR2).

Le seguenti figure (Figura 257, Figura 258, Figura 259, Figura 260, Figura 261, Figura 262, Figura 263) riportano i risultati relativi al caso Vf-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS. Questi ovviamente sono simili al caso precedente, a parte la riduzione della quota di energia dalla pompa di calore per ACS e l'aumento della quota di energia fornita dalla caldaia per lo stesso servizio.

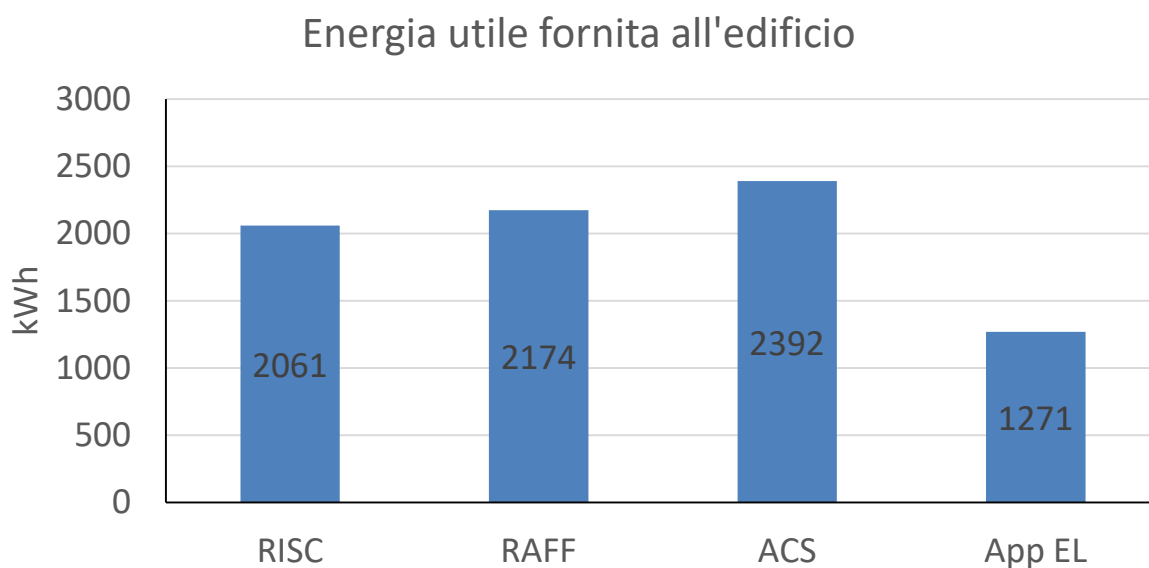


Figura 257. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Vettori energetici utilizzati

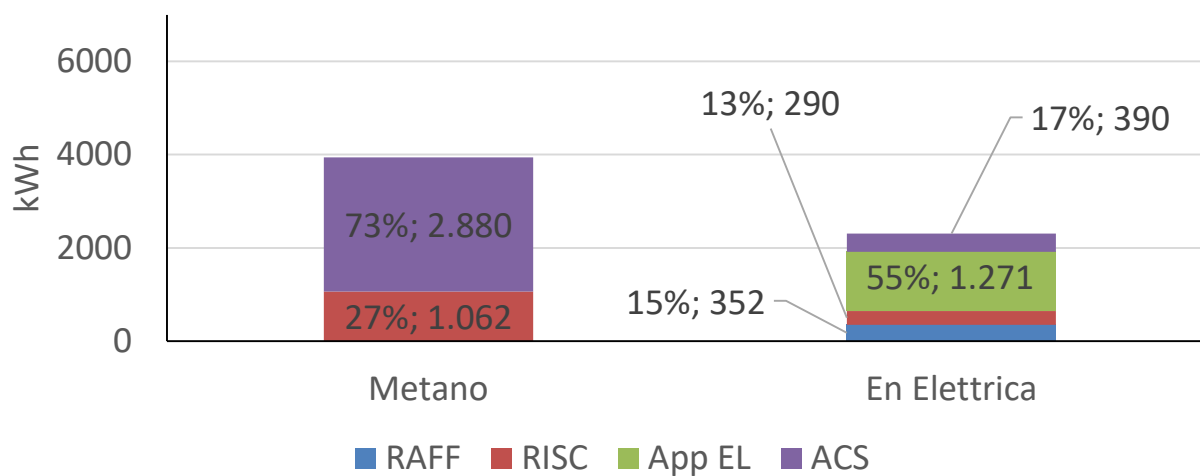


Figura 258. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo Vf-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

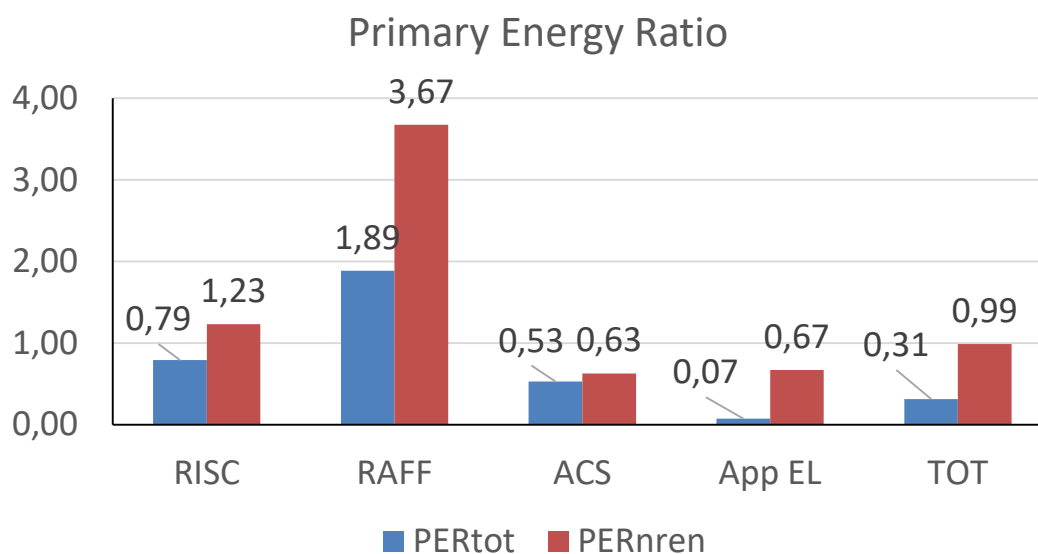


Figura 259. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo Vf-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

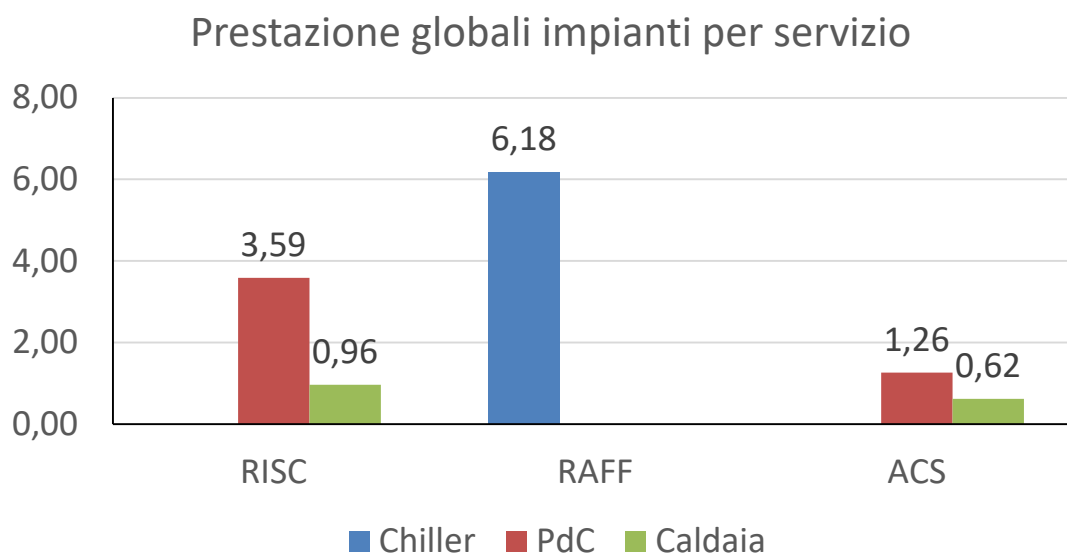


Figura 260. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo Vf-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

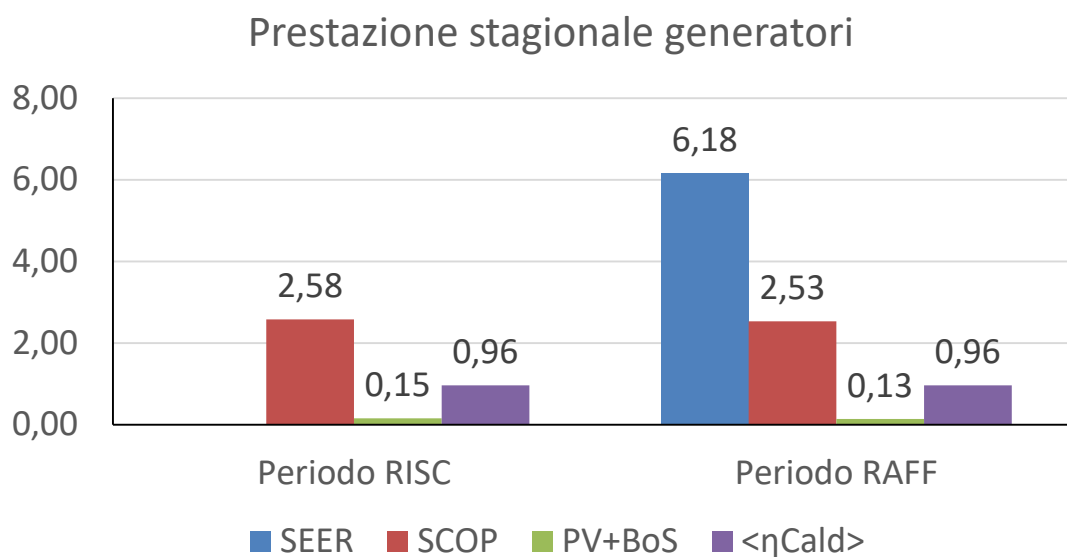


Figura 261. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo Vf-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

Bilancio energia elettrica

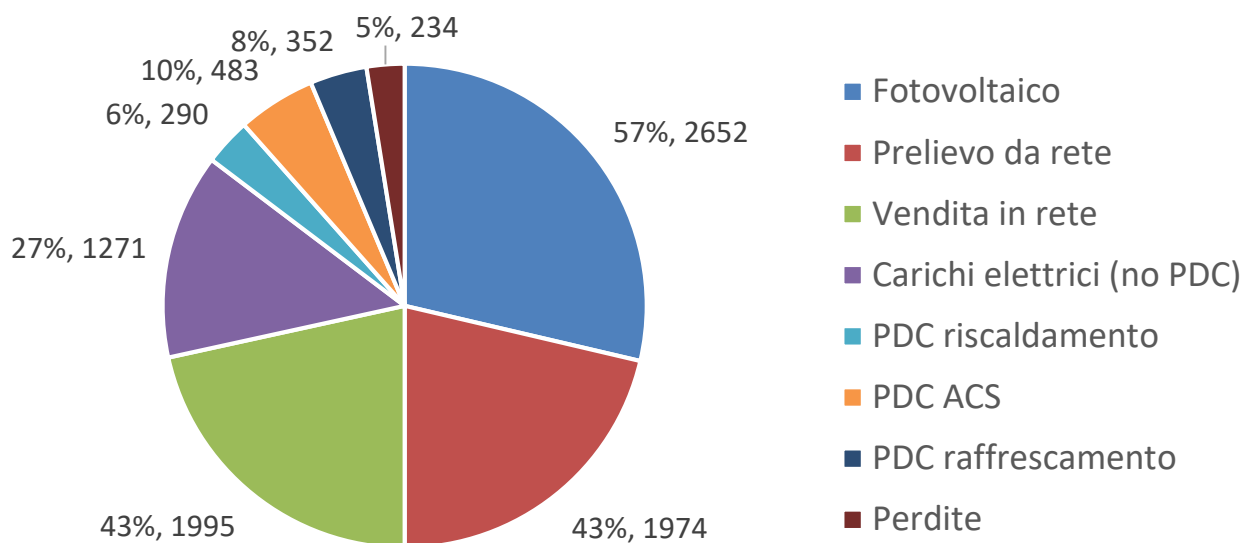


Figura 262. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo Vf-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

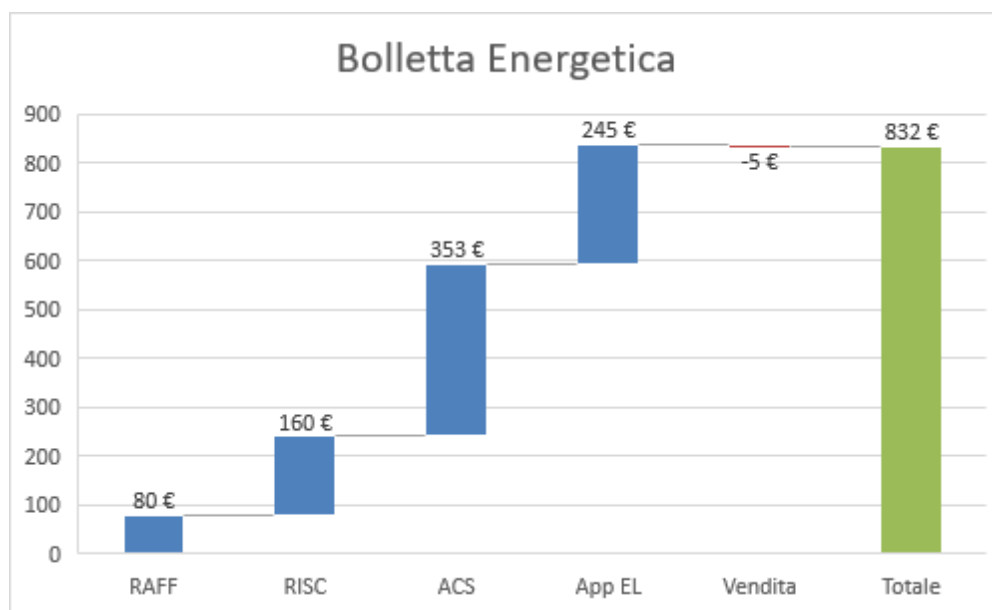


Figura 263. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo Vf-2 DR2 senza precarica dell'accumulo di ACS).

4.6.6 Villa profilo famiglia: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati

L'applicazione di controlli più avanzati per la gestione della villetta con utenza "famiglia" consente di far lavorare maggiormente la pompa di calore per il servizio di riscaldamento, come dimostra la Figura 264. Nel controllo tradizionale, la quota di energia soddisfatta per riscaldamento dalla pompa di calore era inferiore

al 20%, mentre con l'applicazione dei sistemi di controllo più avanzati riescono a ottenere percentuali maggiori di funzionamento, intorno al 60%.

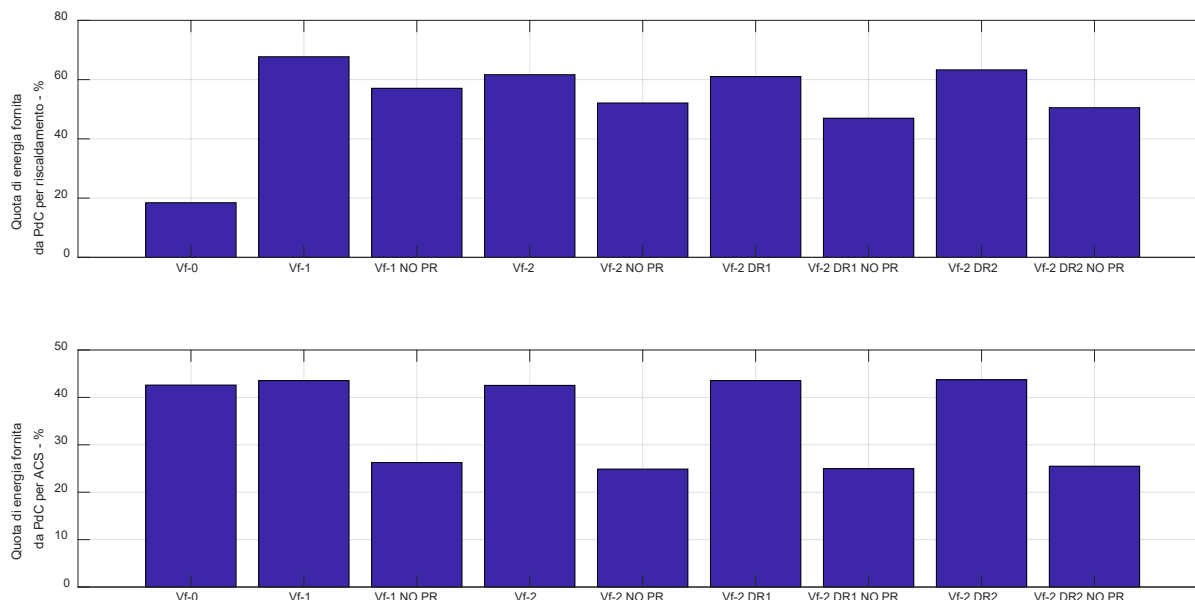
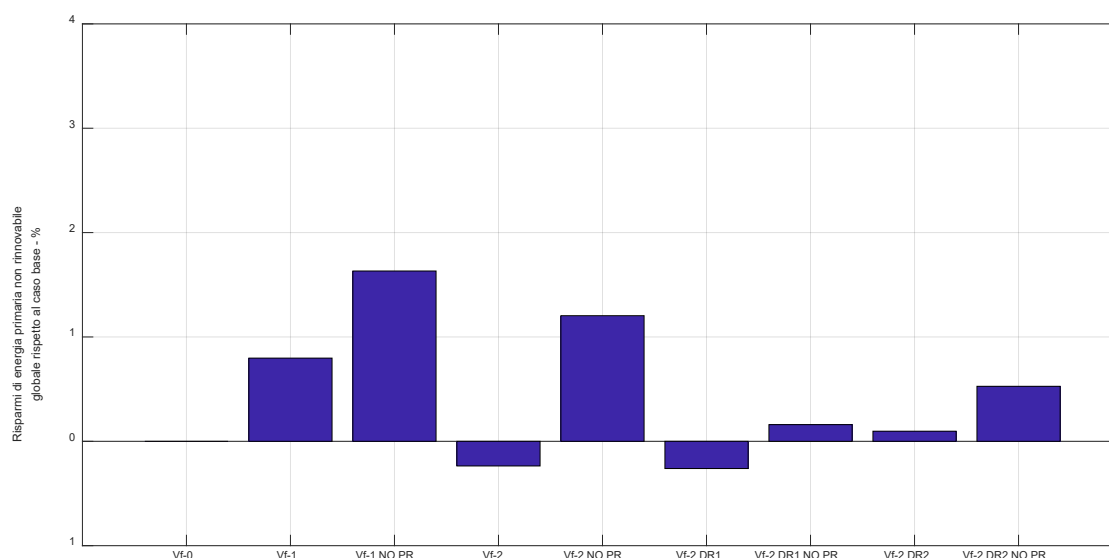
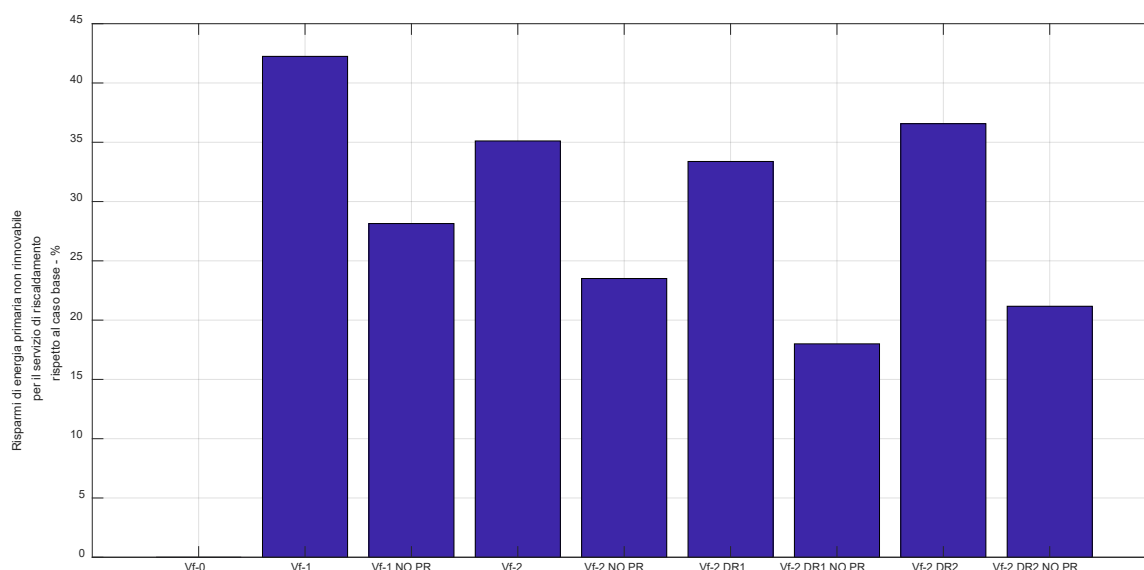


Figura 264 Quota di energia per riscaldamento (a) e per ACS (b) fornita dalla pompa di calore: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio villetta "famiglia".

La tipologia di controllo avanzato implementato nelle varie simulazioni consente di risparmiare una quota di energia primaria non rinnovabile globale molto scarsa (Figura 265.a). I migliori risultati sono ottenuti nel caso di controllo Vf-1, con e senza precarica dell'accumulo, ma anche nel caso di controllo Vf-2 senza ricarica dell'accumulo. Il controllore ottiene i risparmi andando a ridurre l'energia primaria per il servizio di riscaldamento, con risparmi che possono essere compresi tra il 15 e il 40% (Figura 265.b).



(a)



(b)

Figura 265. Risparmi di energia primaria rispetto al controllo tradizionale: (a) energia primaria non rinnovabile globale, (b) energia primaria non rinnovabile per il solo servizio di riscaldamento. Confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio villetta “famiglia”.

Dal punto di vista dei costi (Figura 266), le tipologie di controllo avanzate implementate mostrano che si possono ottenere risparmi notevoli solo nel caso in cui siano presenti logiche di demand-response di tipo DR1. In tutti gli altri casi, i costi sono più o meno simili al caso base, o addirittura peggiori (come nel caso DR2).

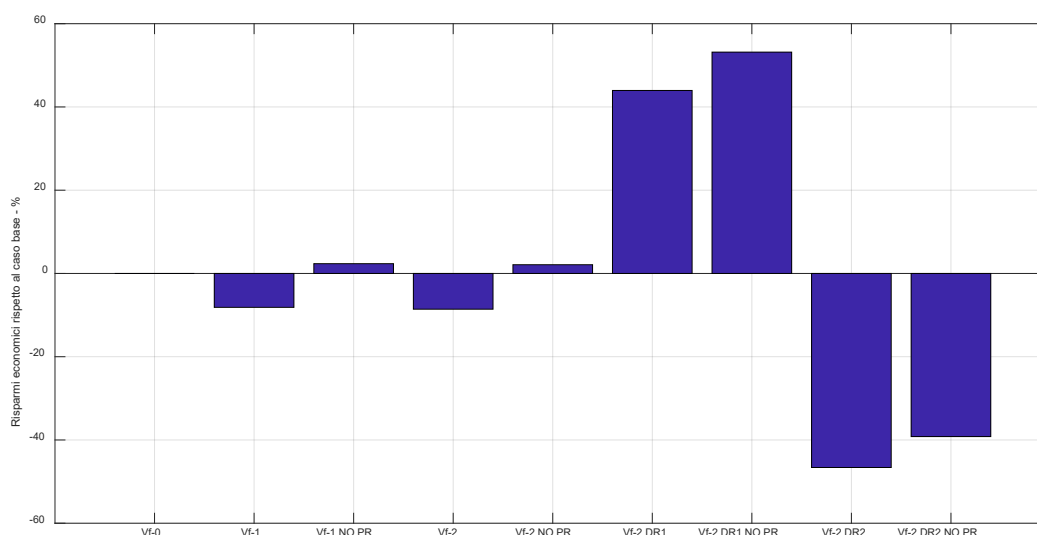


Figura 266. Risparmi economici rispetto al controllo tradizionale: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio villetta “famiglia”.

Considerando anche i risultati del caso “pensionato” analizzato precedentemente, si nota che i controlli avanzati non danno gli stessi effetti positivi in tutti le tipologie di edificio, ma risultano influenzati dal tipo di utenza. La presenza di carichi elettrici, profili di accensione e di setpoint diversificati durante il giorno influenzano i risparmi di energia primaria non rinnovabile e i risparmi economici.

In definitiva, i principali risultati ottenuti dall’applicazione dei controlli avanzati sul caso studio “villetta” sono i seguenti:

- La pompa di calore lavora con COP/EER molto elevati con terminali pannelli radianti; tuttavia, la semplice modalità di commutazione tra i generatori del sistema ibrido basata solo sulla temperatura esterna non consente un utilizzo ottimale della pompa di calore, in quanto, per le caratteristiche di involucro, la richiesta di riscaldamento è concentrata nei momenti con temperature inferiori a quella di switch;
- L'utilizzo dell'accumulo per ACS, a temperature elevate, non consente di far lavorare la pompa di calore a prestazioni ottimali. Sarebbe consigliabile utilizzare l'accumulo solo per il preriscaldamento dell'acqua tramite pompa di calore, per poi completare il servizio tramite una caldaia istantanea. Un'altra possibilità è quella di fornire un'integrazione con pannelli solari termici.
- La tipologia di utenza influenza i risultati ottenuti dall'applicazione dei controlli. Le richieste di energia elettrica, variabili durante la giornata, possono far aumentare l'autoconsumo o incrementare la vendita, soprattutto se associate a logiche di tipo DR.
- In entrambi i profili analizzati ("pensionato", con carichi più continuativi sulla giornata, e "famiglia", con carichi più concentrati nelle ore serali), si verificano comunque picchi di richiesta concentrati nelle ore della sera, dovuti ad illuminazione e aumento delle richieste di riscaldamento e raffrescamento. In tutti i casi, quindi, non è possibile soddisfare interamente queste richieste utilizzando energia da fotovoltaico, rendendo necessario l'acquisto dalla rete. In alcuni casi, l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico risulta essere quasi interamente ceduta alla rete nelle ore precedenti. Risulterebbe quindi importante l'acquisto di batterie di accumulo di energia elettrica per poter accumulare l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico durante la giornata e utilizzarla nelle ore serali, in cui (soprattutto in alcuni casi analizzati, come DR2) i costi di acquisto possono essere significativi.

4.7 Ufficio

4.7.1 Ufficio con controllo tradizionale (U-0) – Caso benchmark

Il caso ufficio si differenzia dai casi precedenti per la tipologia di utenza, che ha dei profili di utenza e dei carichi elettrici concentrati durante le ore diurne dei giorni feriali. Non è presente il servizio di ACS, che viene incluso nei carichi elettrici tramite un bollitore elettrico. Sono presenti 12 m² di fotovoltaico, inclinati 30° sud. Sono inoltre presenti 16 kWh di accumulo elettrochimico e la possibilità di utilizzare un accumulo "freddo" posto in serie tra la generazione e i fancoil. Come specificato precedentemente, ci si riferisce ad un blocco di 3 uffici come serviti da un unico impianto.

Il servizio di riscaldamento viene fornito attraverso terminali fancoil, così come il servizio di raffrescamento. In analogia ai casi precedenti, durante la stagione invernale, nel caso di controllo tradizionale U-0 la commutazione tra i generatori avviene sulla base della temperatura esterna (7 °C). In questa configurazione l'accumulo per il servizio di raffrescamento non viene utilizzato, per cui la pompa di calore funziona direttamente raffreddando il fluido termovettore alla temperatura desiderata (temperatura fissa a 7 °C). Sono inoltre presenti 16.4 kWh di batterie per le quali si è scelta la seguente logica:

- Le batterie vengono caricate (fino al limite di 95% della capacità nominale) esclusivamente da energia da fotovoltaico; la cessione di energia alla rete elettrica è possibile solo se le batterie sono completamente cariche e il carico elettrico richiesto dall'ufficio è soddisfatto interamente;
- Le batterie vengono scaricate prioritariamente (fino al limite di 60% della capacità nominale) prima dell'acquisto da rete elettrica.

La Figura 267 mostra che, per questa tipologia di edificio, sono molto elevati i carichi elettrici; il carico di riscaldamento è maggiore di quello per raffrescamento, grazie ai maggiori ricambi d'aria rispetto al residenziale che comporta un effetto "free-cooling" nelle prime ore della mattina. Con la pompa di calore si soddisfa circa il 38% del fabbisogno di riscaldamento. Le prestazioni con cui la pompa di calore funziona, sia in riscaldamento sia in raffrescamento, sono intermedie ($SCOP \sim 2.5$, $SEER \sim 2.4$), come si nota in Figura 270. I rendimenti del sistema "elettrico", composto da fotovoltaico, MPPT e batterie (Figura 271) sono

inferiori ai valori trovati per il caso della villetta “famiglia” (in cui il fotovoltaico era sempre inclinato 30° sud) per effetto della presenza delle batterie, che hanno un rendimento di carica e scarica pari a 0.92 e che quindi contribuiscono ad abbassare il rendimento globale di questo sistema.

La Figura 272 mostra che, per questa tipologia di edificio, il fotovoltaico è sfruttato molto bene, in quanto i carichi sono sincroni alla produzione dei moduli: difatti la vendita e l’acquisto di energia dalla rete sono ridotti rispetto alla produzione del fotovoltaico, venendo privilegiato l’autoconsumo. Anche le perdite, nel bilancio di energia elettrica, rappresentano però una quota rilevante (dovuta alle inefficienze del sistema MPPT, inverter, e delle batterie).

Tutti i risultati di questa tipologia di controllo sono rappresentati nelle seguenti figure (Figura 267, Figura 268, Figura 269, Figura 270, Figura 271, Figura 272, Figura 273).

Energia utile fornita all'edificio

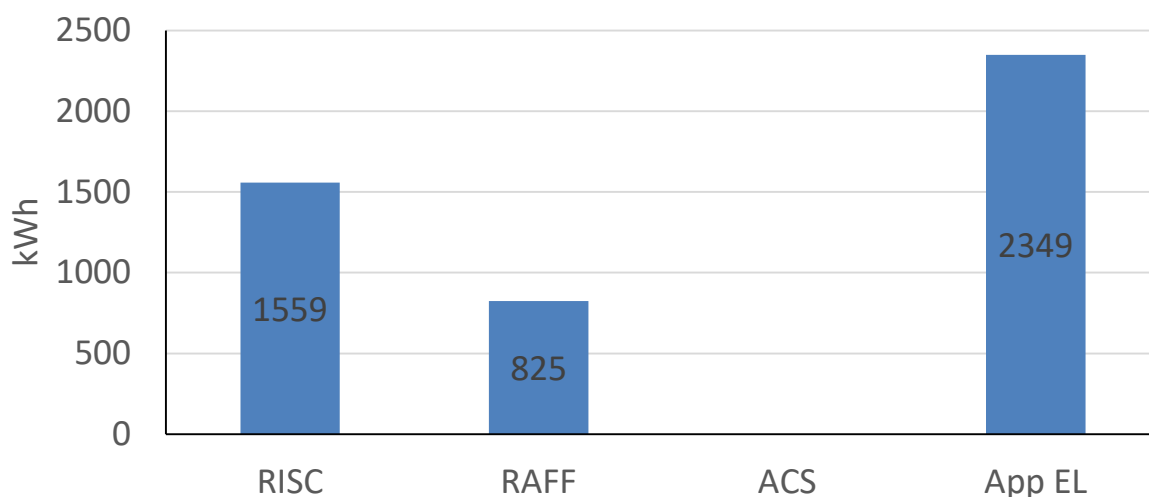


Figura 267. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo U-0).

Vettori energetici utilizzati

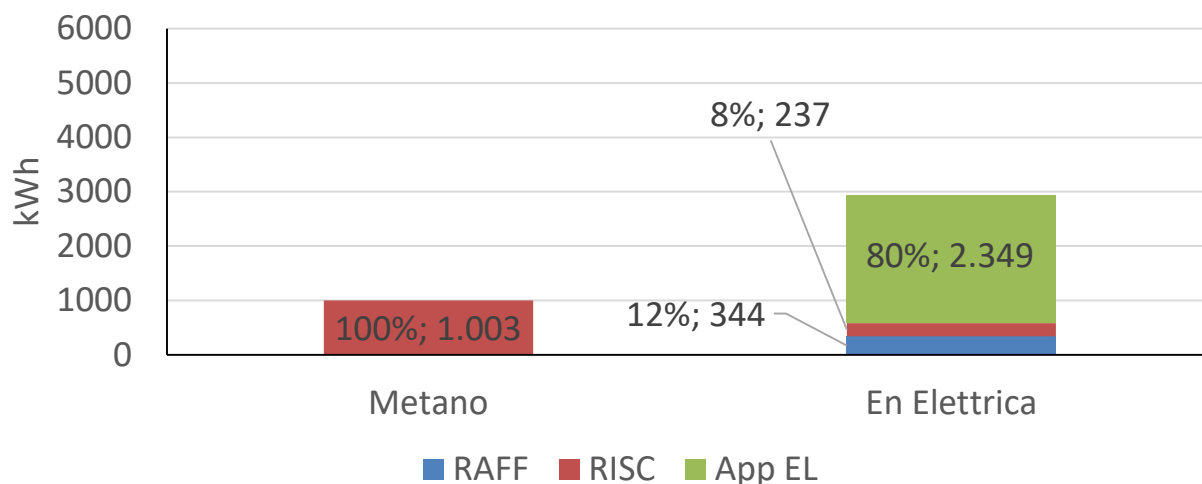


Figura 268. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo U-0).

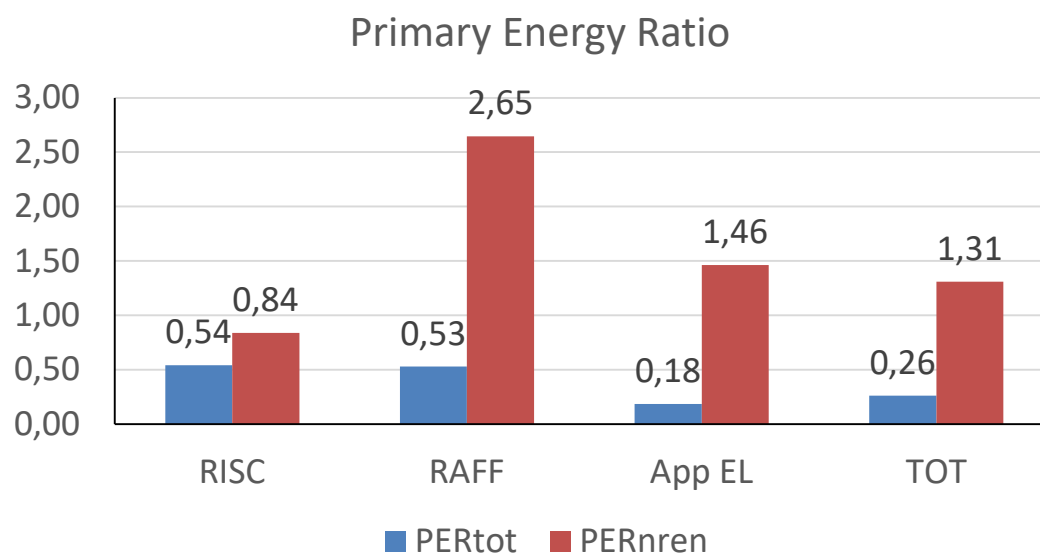


Figura 269. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo U-0).

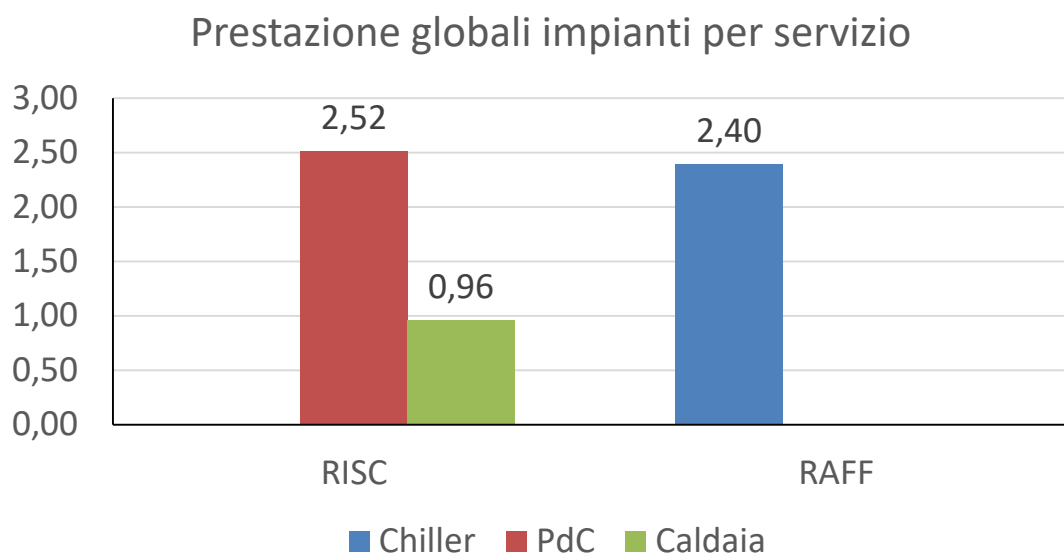


Figura 270. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo U-0).

Prestazione stagionale generatori

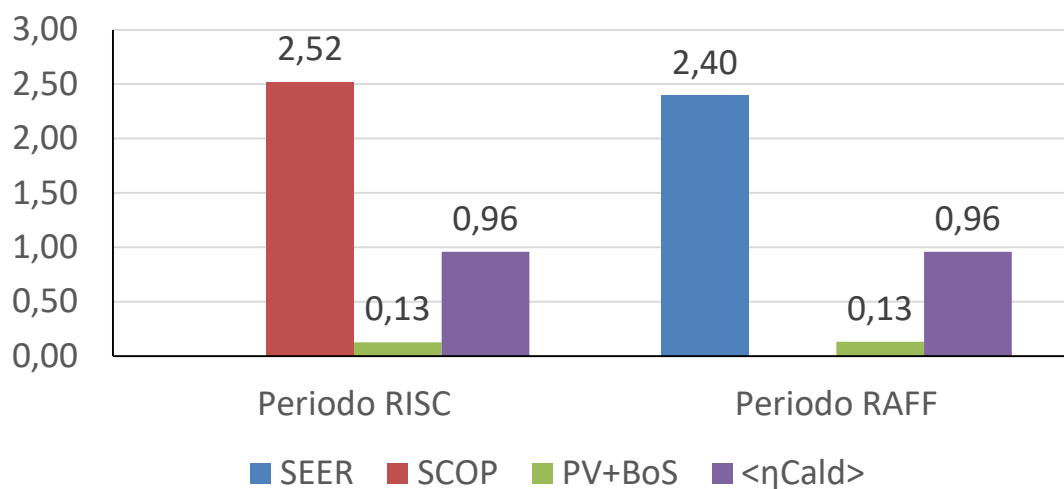


Figura 271. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo U-0).

Bilancio energia elettrica

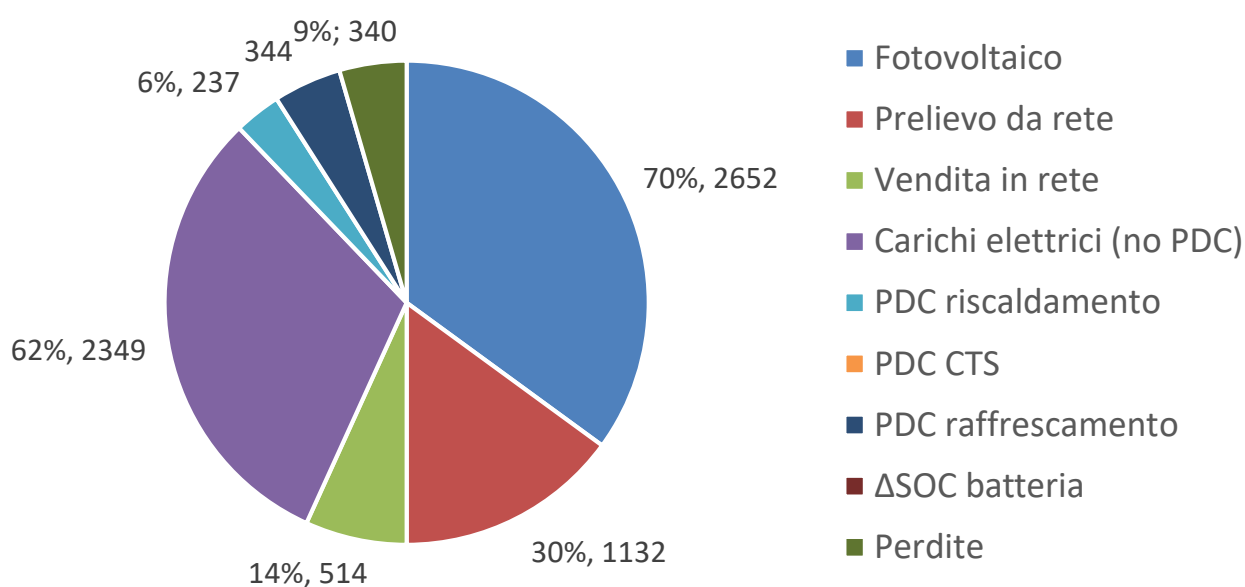


Figura 272. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo U-0).

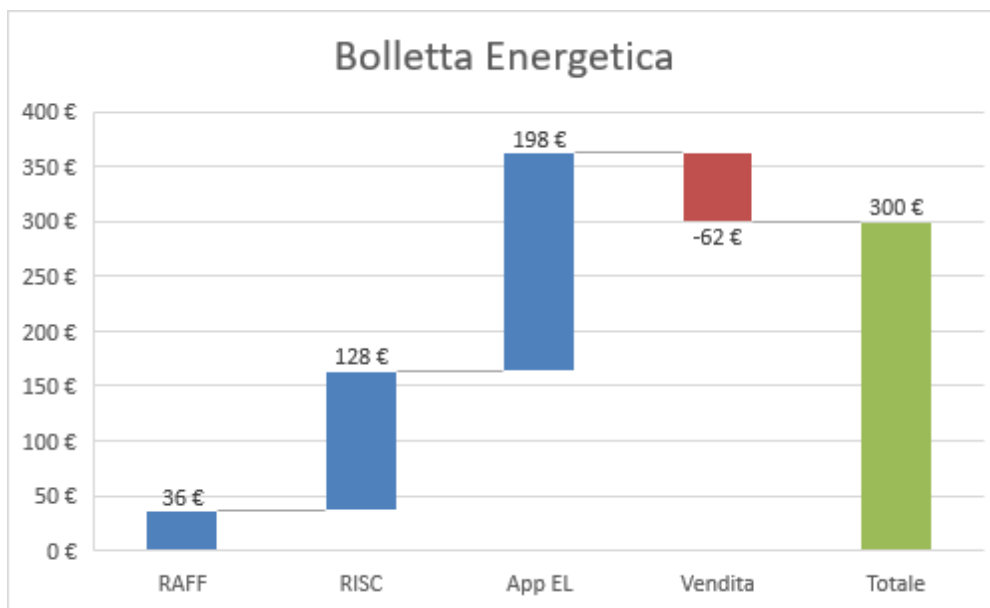


Figura 273. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo U-0).

Nella Figura 274 è riportato l'andamento della produzione da fotovoltaico, i carichi elettrici e la gestione della batteria in due giorni centrali di luglio, uno feriale e uno festivo. Nel giorno feriale, lo stato di carica della batteria è intorno al 60%. La produzione da fotovoltaico viene utilizzata, in integrazione con energia acquistata dalla rete, per soddisfare "direttamente" i carichi elettrici. Nelle ore intorno alle 14-15, la produzione è così elevata da soddisfare interamente il carico elettrico, per cui parte dell'energia viene utilizzata anche per caricare in parte la batteria. Tuttavia, subito dopo, entra in funzione la pompa di calore per raffrescamento, e il fotovoltaico non è più sufficiente per soddisfare il totale dei carichi richiesti: la batteria, che si era in parte caricata oltre il limite inferiore, viene di nuovo scaricata fino al minimo, e poi viene acquistata energia dalla rete. Nel giorno seguente (un sabato), la mancanza di carichi elettrici fa sì che la produzione fotovoltaica sia interamente utilizzata dapprima per la carica della batteria fino al massimo, e poi per la vendita in rete.

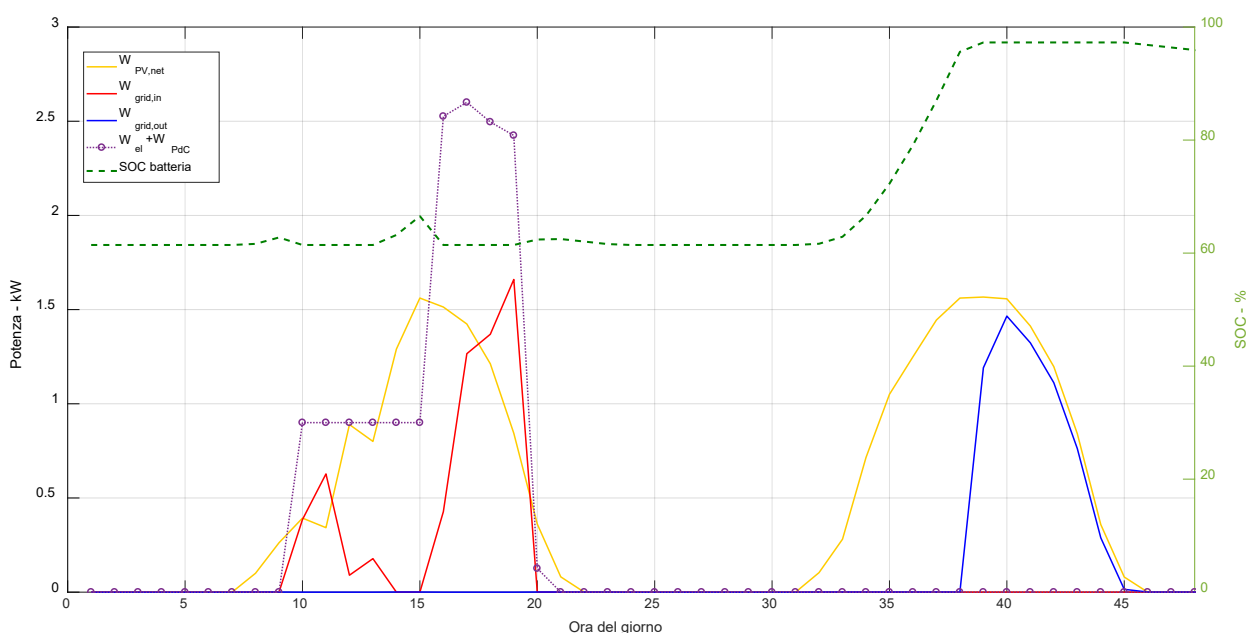


Figura 274, Profili di energia da fotovoltaico, acquisto e vendita in rete, carichi elettrici richiesti dall'edificio (controllo U-0), confrontati con SOC delle batterie.

4.7.2 Ufficio con controllo avanzato (U-1)

In questa configurazione, il sistema sceglie il generatore più conveniente del sistema ibrido per il servizio di riscaldamento non più sulla base della temperatura esterna, ma sull'ottimizzazione predittiva dal punto di vista energetico. Viene inoltre aggiunto il serbatoio di raffrescamento, mantenuto tra le due temperature di 7 °C e 10 °C. Il chiller raffredda il serbatoio, che a sua volta verrà utilizzato per il raffrescamento dell'edificio. Questa tipologia di impianto, anche se aggiunge un componente all'interno del sistema, è stata testata per verificarne l'effetto sulle prestazioni della pompa di calore e l'eventuale aumento della flessibilità del sistema stesso, incrementando la quota di energia rinnovabile accumulata, anche sotto forma di energia termica. È prevista la possibilità di precarica nelle prime ore della giornata (dalle 6 alle 07:30), sempre tra le temperature 7-10 °C, per avere a disposizione un volume di acqua alla temperatura di mandata desiderata quando inizia la richiesta di raffrescamento. La logica di gestione delle batterie è la stessa scelta per il caso U-0, in quanto già ottimale dal punto di vista energetico, non essendoci alcuna "valorizzazione" dell'energia elettrica esportata. Nel caso in cui venisse attribuito un coefficiente di energia primaria non rinnovabile all'energia elettrica ceduta alla rete (corrispondente, ad esempio, all'eventuale mancata produzione termoelettrica), potrebbe invece essere ottimale incrementare la cessione in rete invece che l'accumulo in sistemi elettrochimici che hanno comunque un'efficienza di carica e scarica non unitaria.

Per quanto riguarda la scelta del generatore con cui effettuare il servizio di riscaldamento, il controllore ogni mezz'ora sceglie il generatore che minimizza il consumo di energia primaria non rinnovabile, secondo l'algoritmo predittivo di ottimizzazione descritto al paragrafo 4.5.2. I risultati sono riportati nelle seguenti figure (Figura 275, Figura 276, Figura 277, Figura 278, Figura 279, Figura 280, Figura 281).

Rispetto al caso U-0, l'ottimizzatore energetico aumenta la quota di energia per riscaldamento che viene fornita dalla pompa di calore, anche se con uno SCOP leggermente minore rispetto al caso di controllo tradizionale: questo perché in termini di energia primaria risultano convenienti alcune ore di funzionamento a temperatura esterna minore di 7 °C, che comunque garantiscono un COP maggiore di 1.78 (valore di $COP_{conv,ener}$). Il servizio di riscaldamento ha un PER maggiore, come l'intero sistema. Da notare l'aumento del PER (3.01 contro 2.65) anche per il servizio di raffrescamento. A seguito dell'introduzione dell'accumulo fretto, nonostante la riduzione del coefficiente di prestazione del generatore (2.31 contro 2.40), il sistema riesce ad utilizzare maggiormente la produzione fotovoltaica per incrementare la "riserva" di energia "fredda". Difatti, la quota di energia venduta in rete diminuisce rispetto al caso U-0, nonostante la stessa gestione delle batterie.

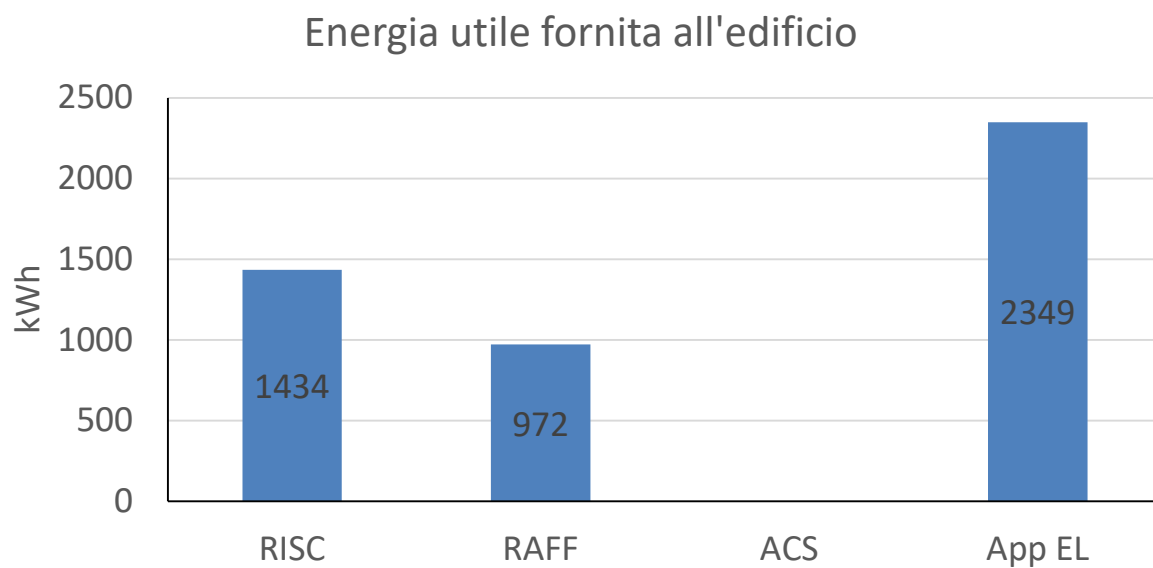


Figura 275. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo U-1).

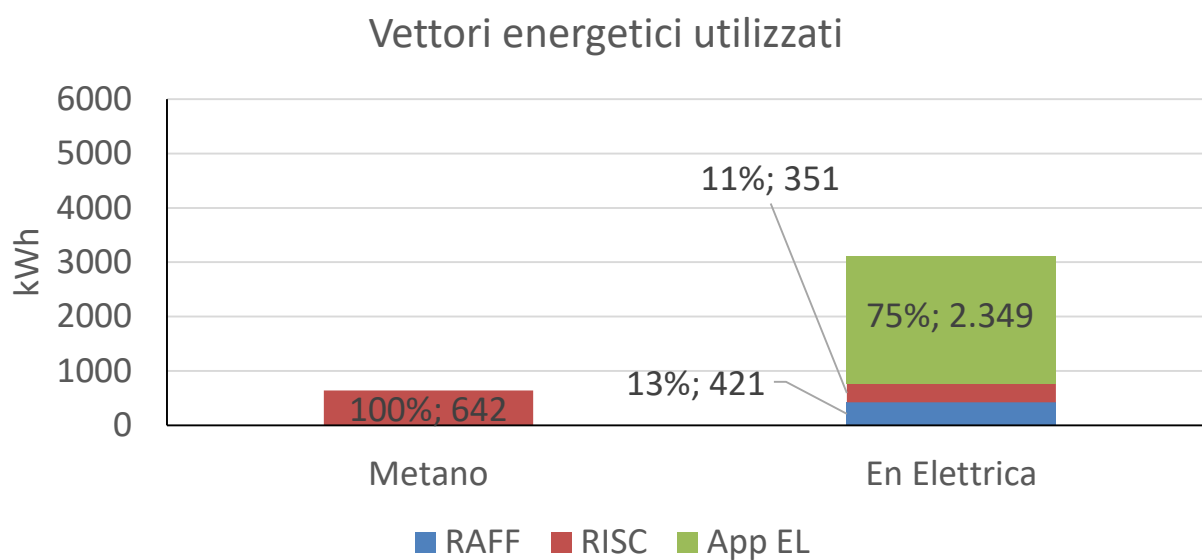


Figura 276. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo U-1).

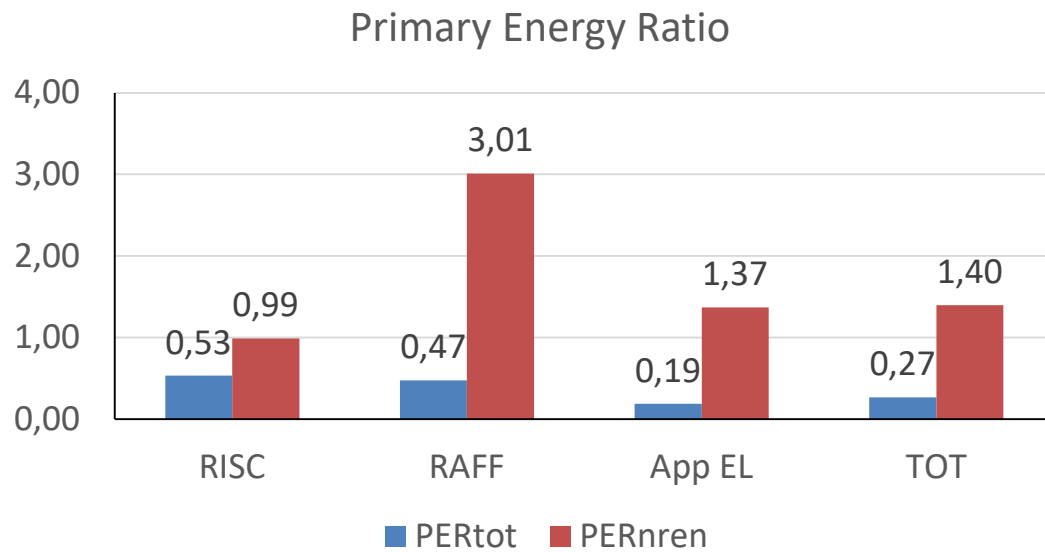


Figura 277. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo U-1).

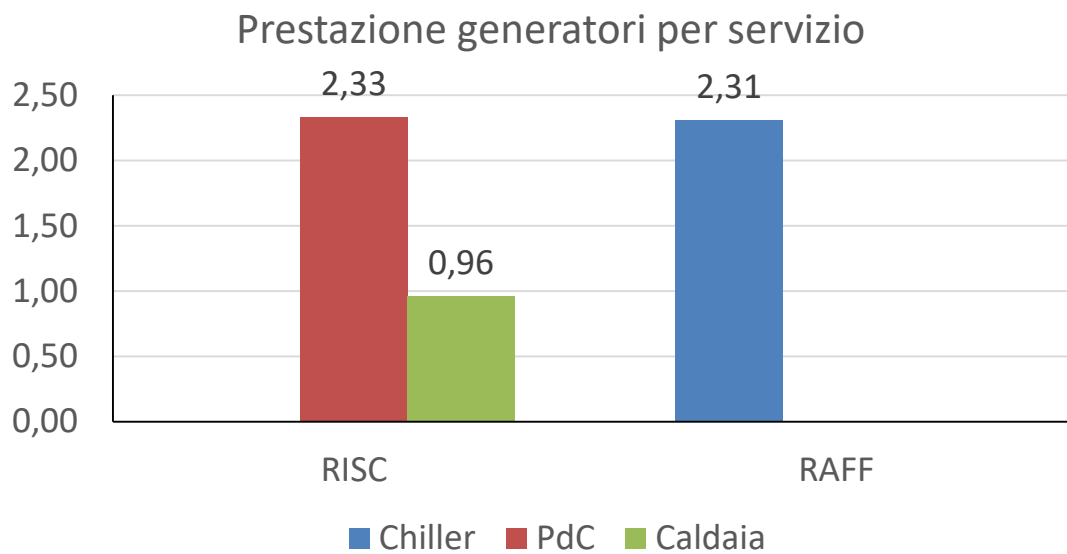


Figura 278. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo U-1).

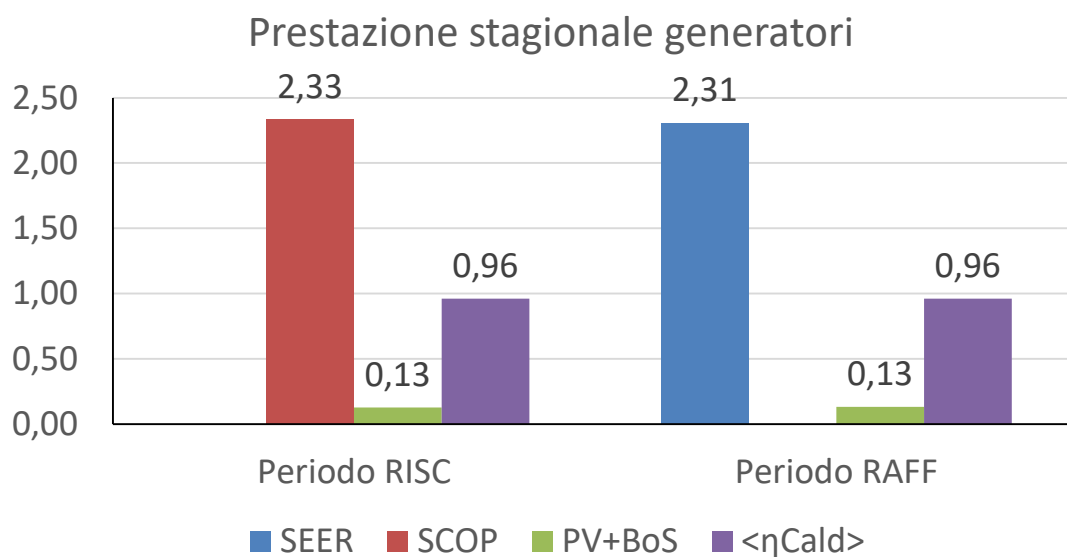


Figura 279. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo U-1).

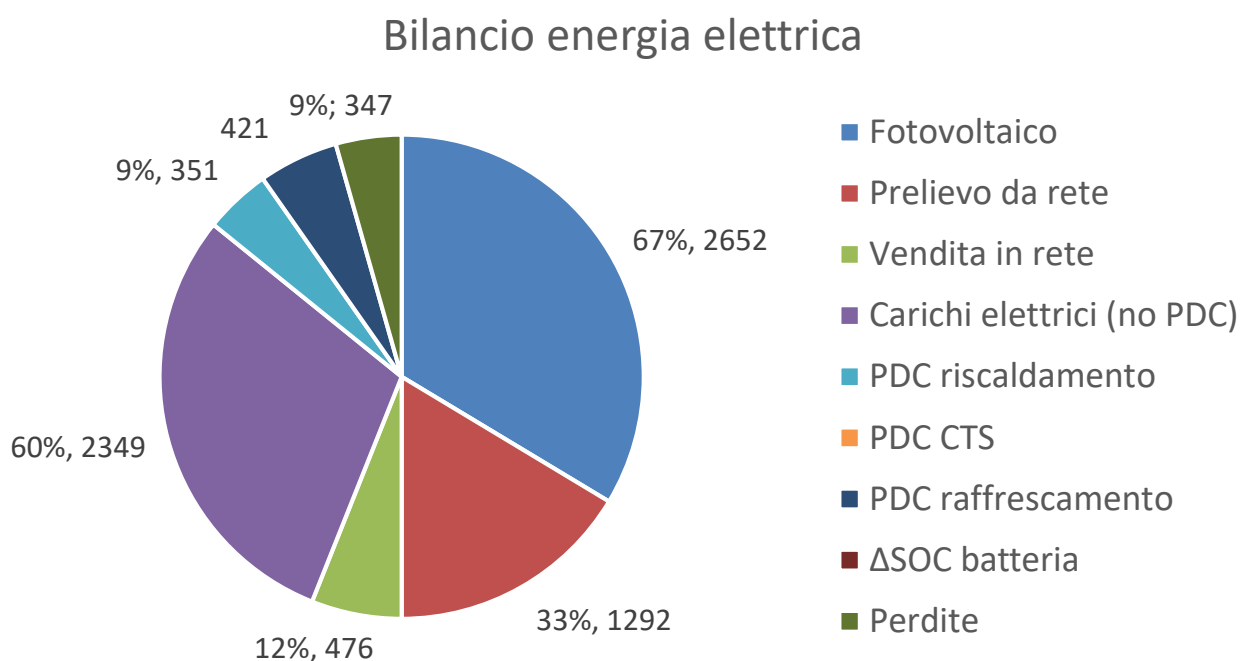


Figura 280. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo U-1).

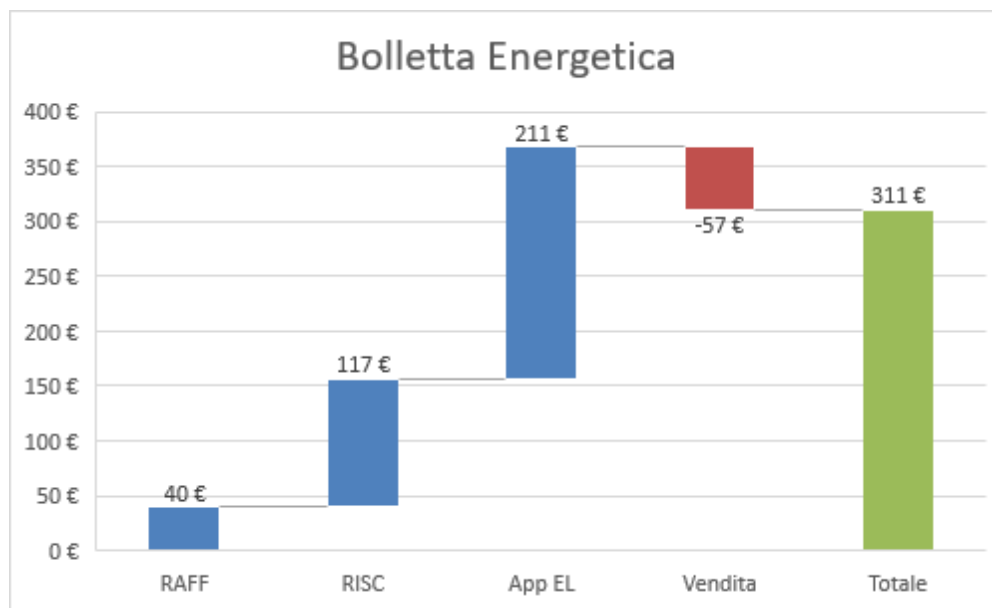


Figura 281. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo U-1).

4.7.3 Ufficio con controllo avanzato (U-2)

La tipologia di controllo avanzato U-2 prevede che la commutazione tra i due generatori del sistema ibrido avvenga sulla base di una convenienza economica. L'algoritmo predittivo stima i costi associati all'acquisto di metano, di energia elettrica e gli eventuali ricavi dovuta alla vendita in rete. Sulla base della previsione di spesa, decide se è più conveniente soddisfare le richieste di riscaldamento con la caldaia o con la pompa di calore. Le batterie e il serbatoio freddo vengono gestiti con la stessa logica descritta nel paragrafo 4.7.2.

I risultati sono riportati nelle seguenti figure (Figura 282, Figura 283, Figura 284, Figura 285, Figura 286, Figura 287, Figura 288). Rispetto alla logica U-1, la logica U-2 tende ad utilizzare di più la caldaia per il servizio di riscaldamento, perché il COP al quale lavora la pompa di calore nelle condizioni tipiche è spesso compreso tra 1.78 (valore di convenienza energetica $COP_{conv,ener}$) e 2.54 (valore di convenienza economica $COP_{conv,eco}$).

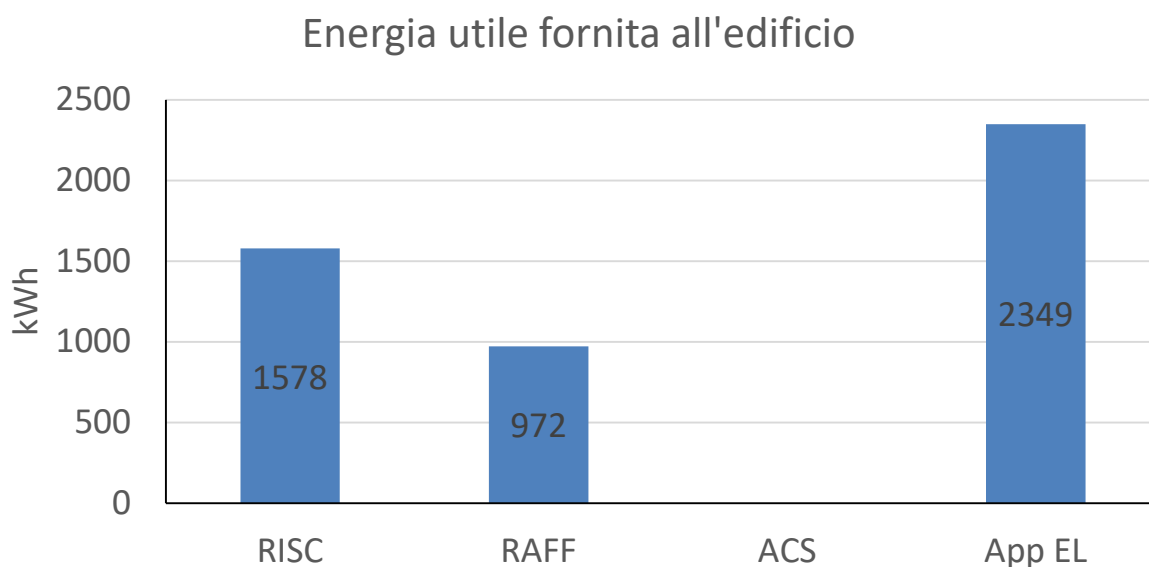


Figura 282. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo U-2).

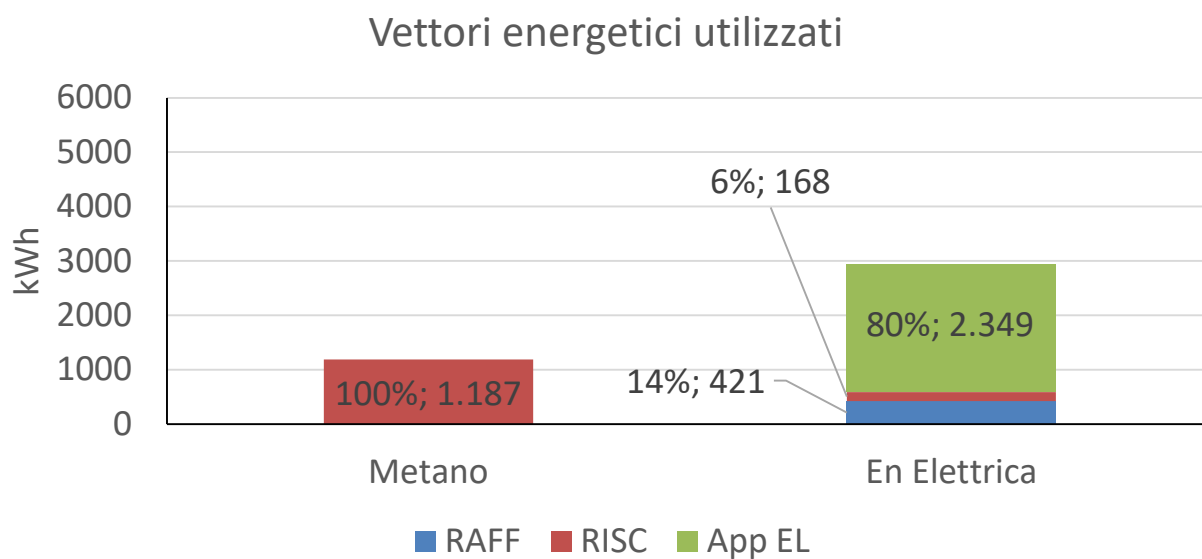


Figura 283. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo U-2).

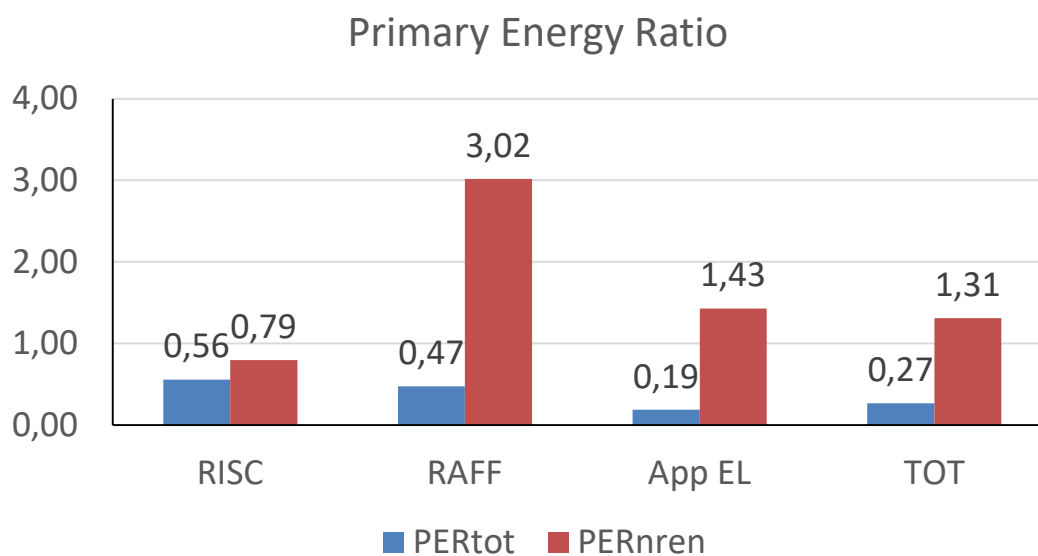


Figura 284. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo U-2).

Prestazione globale impianti per servizio

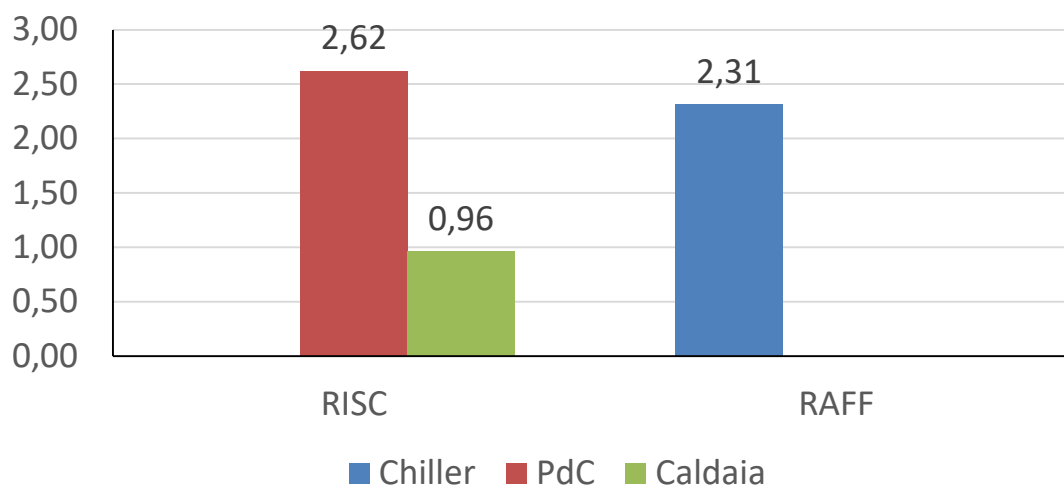


Figura 285. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo U-2).

Prestazione stagionale generatori

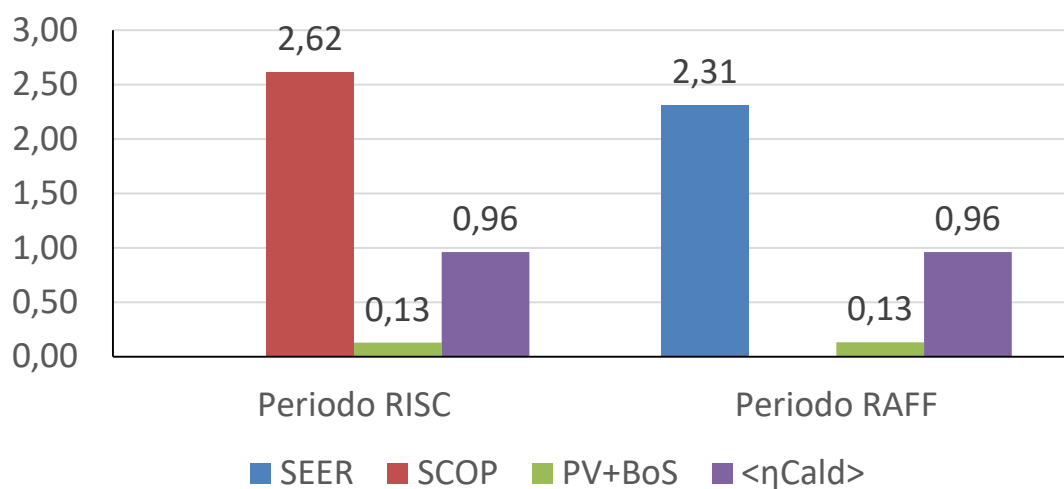


Figura 286. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo U-2).

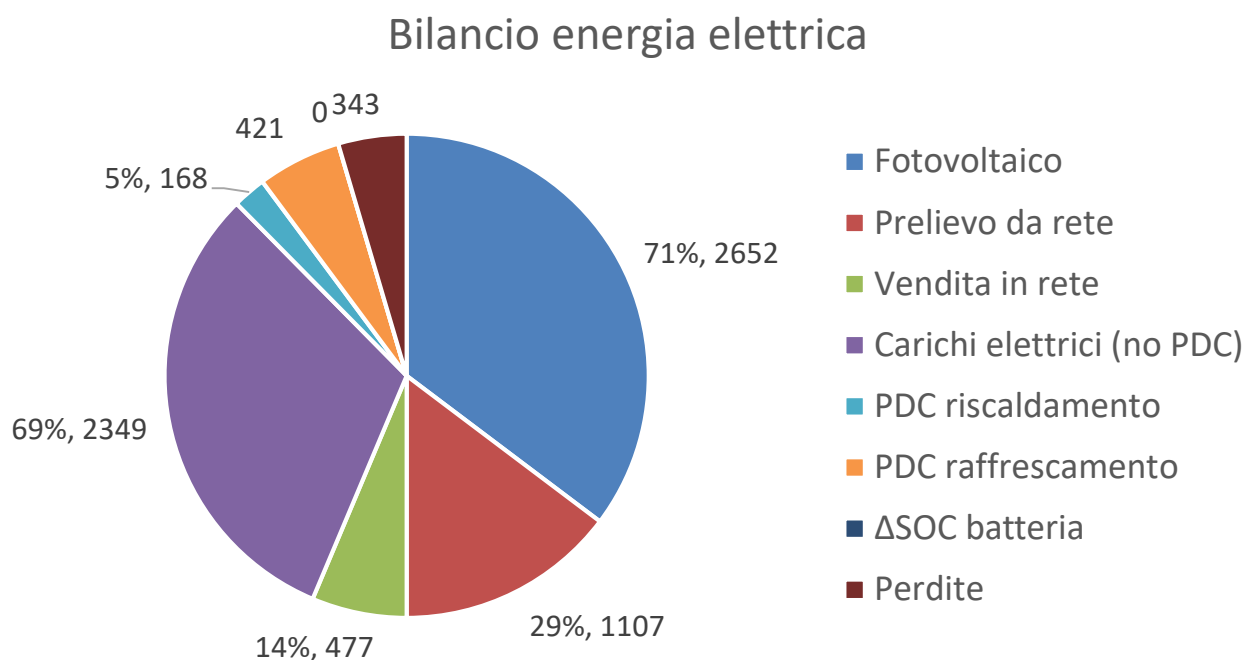


Figura 287. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo U-2).

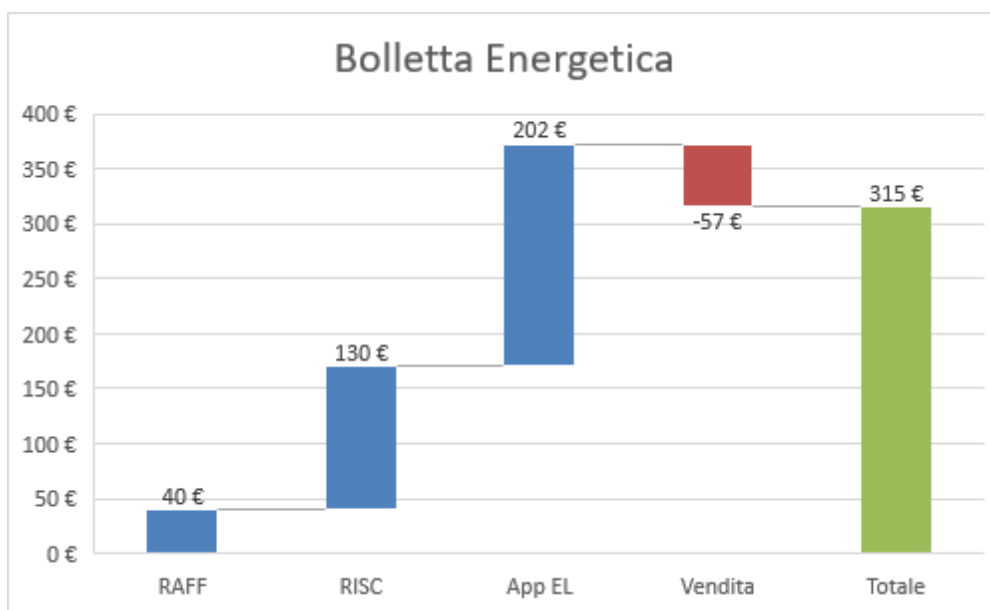


Figura 288. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo U-2).

A titolo esemplificativo, si riporta in Figura 289 un confronto tra il funzionamento del sistema ibrido nel caso U-1 e nel caso U-2 in un giorno di gennaio. Si nota che, nel caso di funzionamento in U-1, la caldaia lavora solo nelle prime ore della mattina, e poi la pompa di calore viene utilizzata per il resto della giornata. In modalità U-2, invece, la caldaia lavora come generatore per riscaldamento fino alle 12, e poi viene utilizzata la pompa di calore solo nelle ore di pomeridiane, quando viene superato limite di convenienza economica.

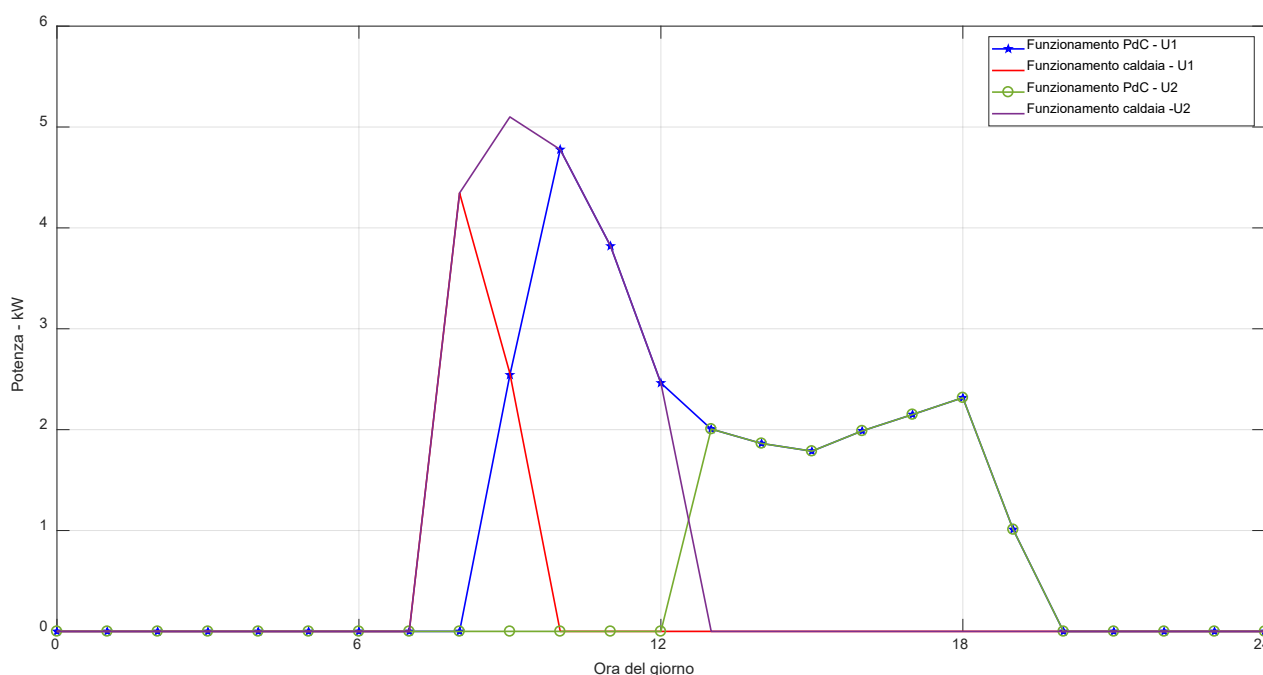


Figura 289. Confronto tra la modalità U-1 e U-2 su un giorno di gennaio.

4.7.4 Ufficio con controllo avanzato (U-2#1 DR1)

Con il controllo implementato in questa simulazione, si mantiene la logica di controllo del serbatoio freddo uguale a quella utilizzata nelle precedenti simulazioni. Si mantiene anche la logica di scelta del generatore del sistema ibrido da utilizzare in riscaldamento, sulla base della convenienza economica. Cambia invece la gestione delle batterie, e i costi dell'energia elettrica, basati su scenari di prezzo demand-response di tipo DR1.

Avendo a disposizione delle batterie elettrochimiche, è possibile sfruttare l'energia elettrica accumulata in ore di convenienza economica o in ore di produzione fotovoltaica per poi venderla in orari in cui il costo dell'energia è ben remunerato. La logica implementata è quindi la seguente:

- Quando il costo dell'energia elettrica ceduta alla rete è alto (nel caso DR1, nelle ore diurne dei giorni feriali), viene incentivata la vendita utilizzando l'energia elettrica da fotovoltaico e l'energia dalle batterie; in particolare si impone che dalle batterie venga "scaricata" una potenza pari a 1.5 kW (potenza alla quale si ottiene il massimo rendimento sull'inverter in modalità DC→AC) e che in vendita vada l'energia al netto di eventuali carichi elettrici richiesti;
- Quando il costo dell'energia elettrica invece è basso (nel caso DR1 di notte e nelle ore diurne dei giorni festivi), si carica le batterie sia tramite eventuale produzione fotovoltaica, sia tramite l'energia elettrica da rete. In altre parole, si impone che la batteria debba essere "caricata" con una potenza da rete di 5 kW. Si è scelto questo valore perché il rendimento dell'inverter in modalità charger (AC→DC) ha il suo massimo in corrispondenza del valore di potenza 5 kW.

I risultati di questa modalità di funzionamento sono riportati nelle seguenti figure (Figura 290, Figura 291, Figura 292, Figura 293, Figura 294, Figura 295, Figura 296).

Rispetto alla modalità di funzionamento U-2, si riduce ulteriormente la quota di energia per riscaldamento soddisfatta da pompa di calore, a favore di un quasi totale utilizzo della caldaia, prediligendo la vendita in rete dell'energia elettrica, più remunerativa. Per tale motivo si abbassa il valore di PER_{risc} e di tutti gli indicatori energetici. Il bilancio dell'energia elettrica indica una massimizzazione della vendita di energia elettrica e, di conseguenza, dell'acquisto. Possiamo quindi considerare questa implementazione di logica di

funzionamento delle batterie e dell'ottimizzatore predittivo funzionale al bilancio economico, ma non favorevole all'efficienza energetica.

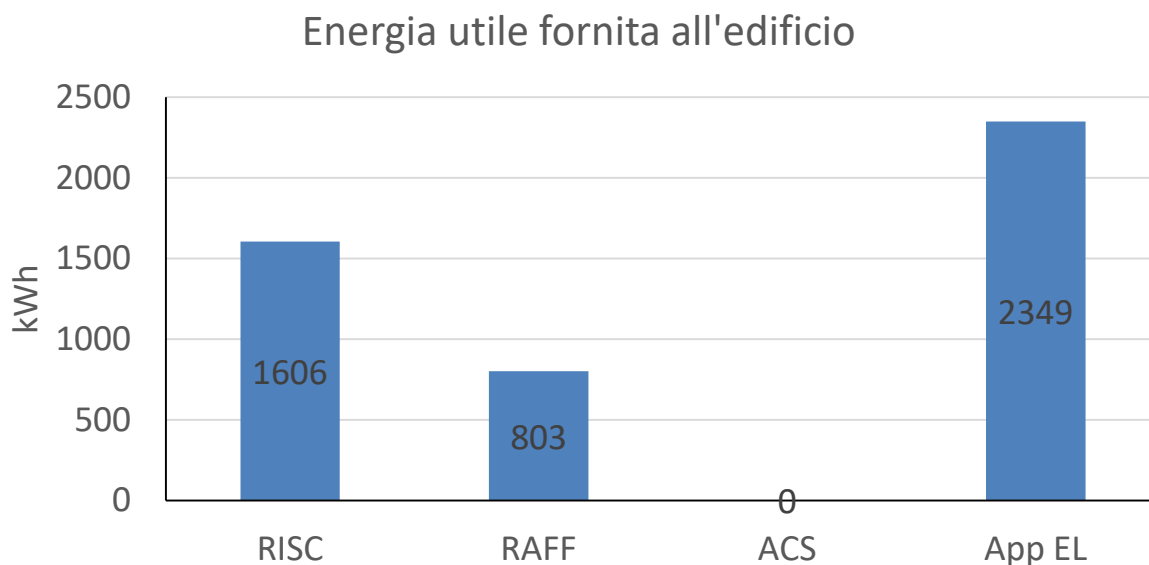


Figura 290. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo U-2#1 DR1).

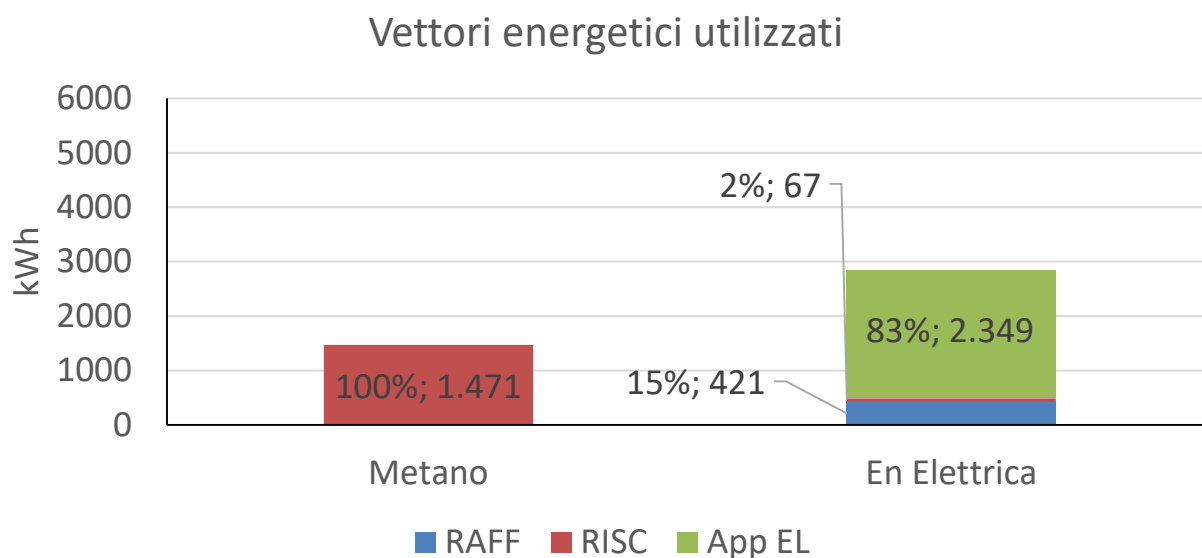


Figura 291. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo U-2#1 DR1).

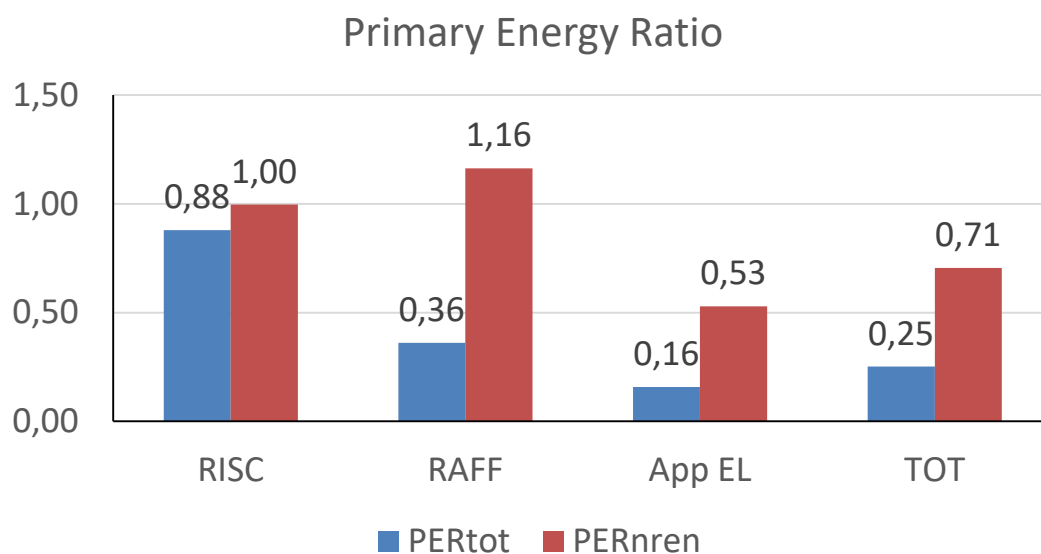


Figura 292. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo U-2#1 DR1).

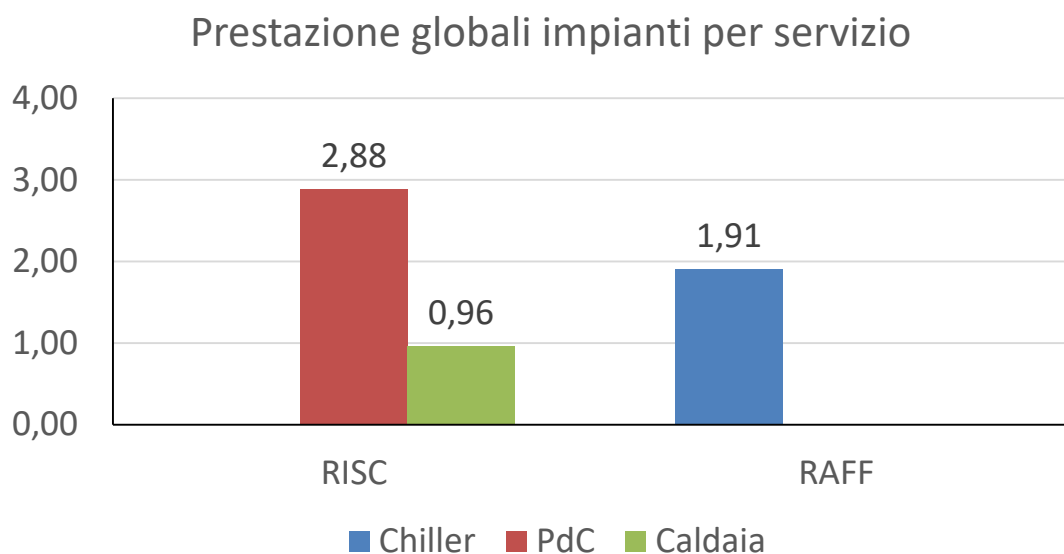


Figura 293. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo U-2#1 DR1).

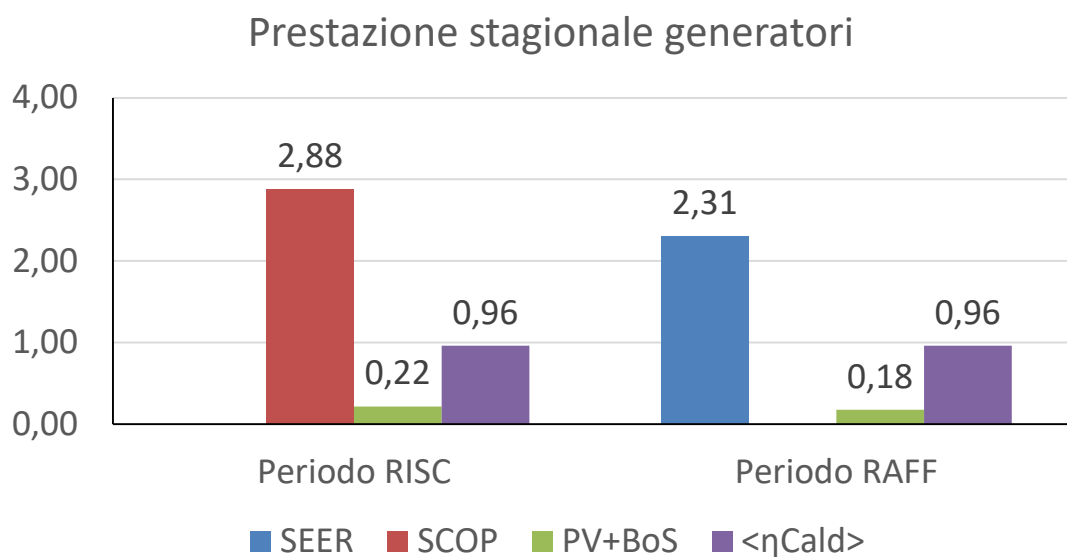


Figura 294. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo U-2#1 DR1).

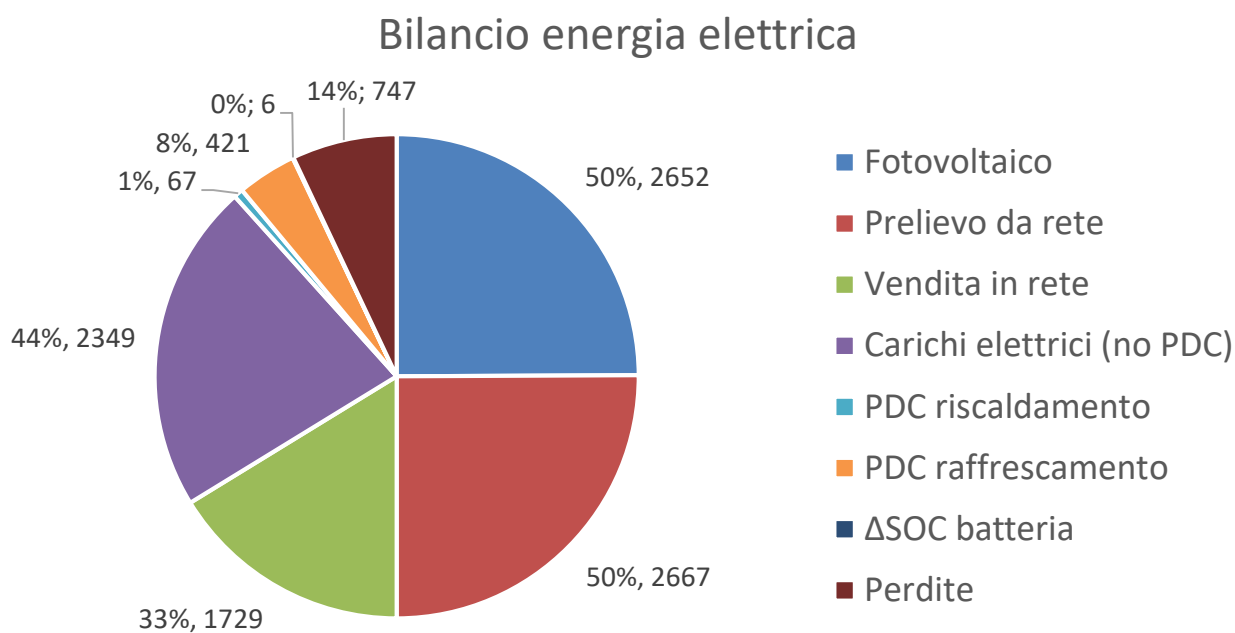


Figura 295. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo U-2#1 DR1).

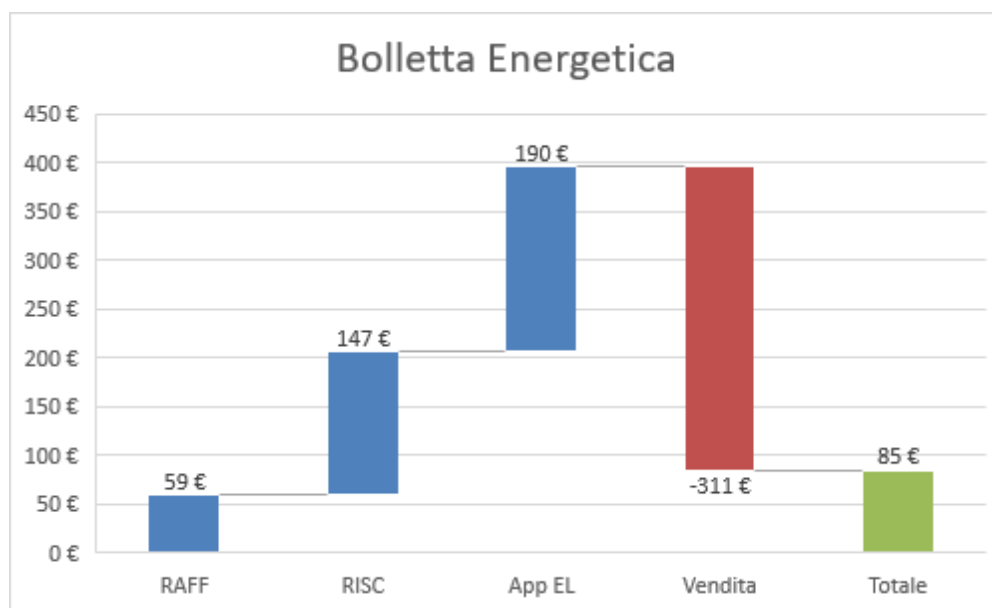


Figura 296. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo U-2#1 DR1).

A titolo esemplificativo, è riportato un confronto tra la modalità di controllo delle batterie U1 e la modalità di controllo U3 nelle seguenti figure (Figura 297, Figura 298, Figura 299). In Figura 297 è riportato il carico richiesto dall'edificio (per carichi elettrici e pompa di calore per raffrescamento) durante una settimana di luglio, confrontato con la produzione da fotovoltaico. Si nota che la produzione non è sufficiente a coprire il carico richiesto, per cui spesso risulta necessaria o un'integrazione dalle batterie o un acquisto dalla rete elettrica. In Figura 298 sono confrontati gli acquisti e le cessioni alla rete di energia elettrica per il caso U1 e il caso U3 DR1. Si notano due comportamenti diversi per i giorni feriali e festivi.

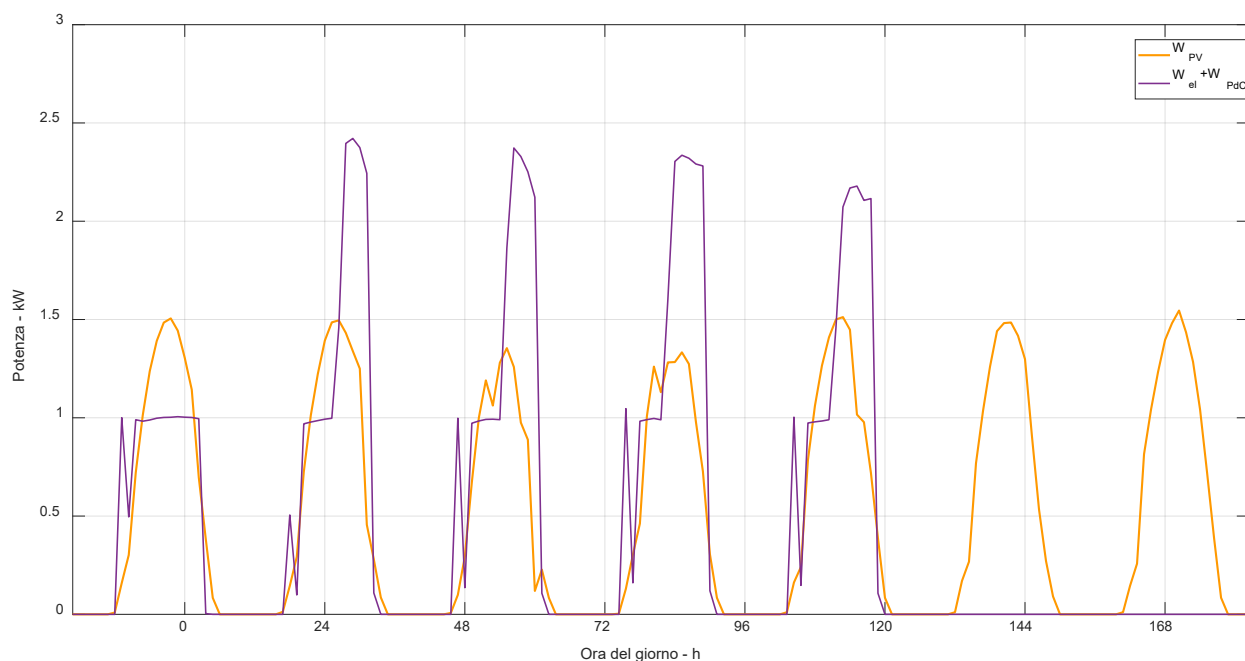


Figura 297. Profili di produzione di energia elettrica da fotovoltaico e richieste di carichi elettrici nel caso ufficio in una settimana di luglio.

Consideriamo dapprima il giorno feriale. Per soddisfare la prima richiesta di carico della giornata (precarica dell'accumulo), che non può ancora essere soddisfatta dalla produzione da fotovoltaico, la logica U-1 usa la

batteria per far funzionare la pompa di calore (Figura 299), mentre nel caso di logica U-2#1 DR1 la batteria rimane carica, in quanto risulta ancora conveniente comprare dalla rete rispetto che scaricare la batteria. Nelle ore immediatamente seguenti, la produzione da fotovoltaico aumenta, ed è sufficiente per coprire tutto il carico elettrico richiesto. Nella logica U-1, il surplus di fotovoltaico viene utilizzato per ricaricare la batteria, mentre nella logica U-2#1 DR1, il surplus viene ceduto alla rete insieme con una certa quota di potenza proveniente dalla scarica delle batterie, che vengono infatti portate al minimo SOC. Alla fine della giornata, con la produzione da fotovoltaico quasi nulla, il carico viene di nuovo soddisfatto dalle batterie (U-1) o dalla rete (U-2#1 DR1). Infine, di notte, in caso di logica U-2#1 DR1 si compra dalla rete a prezzo basso per ricaricare le batterie (picco di richiesta dalla rete a $\sim 5 \text{ kW}$), mentre nel caso U-1 le batterie sono già a SOC alto grazie alla ricarica con energia da fotovoltaico.

Durante il giorno festivo, invece, nella logica U-1 le batterie sono completamente scariche – essendo state utilizzate durante la settimana per soddisfare il carico e mai ricaricate del tutto. Si sfrutta l'energia da fotovoltaico per ricaricarle durante la prima parte della giornata (Figura 299), in seguito l'energia da fotovoltaico sarà venduta alla rete. Nella logica U-2#1 DR1, invece, le batterie sono state completamente caricate durante la notte, per cui durante tutto il fine settimana l'energia da fotovoltaico viene ceduta alla rete. Il “guadagno” di questa logica sta nello sfruttamento dei diversi prezzi dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie: avendo accumulato energia elettrica di sera o con eventuali surplus di energia da fotovoltaico, è possibile vendere l'energia dalle batterie a prezzi più elevati.

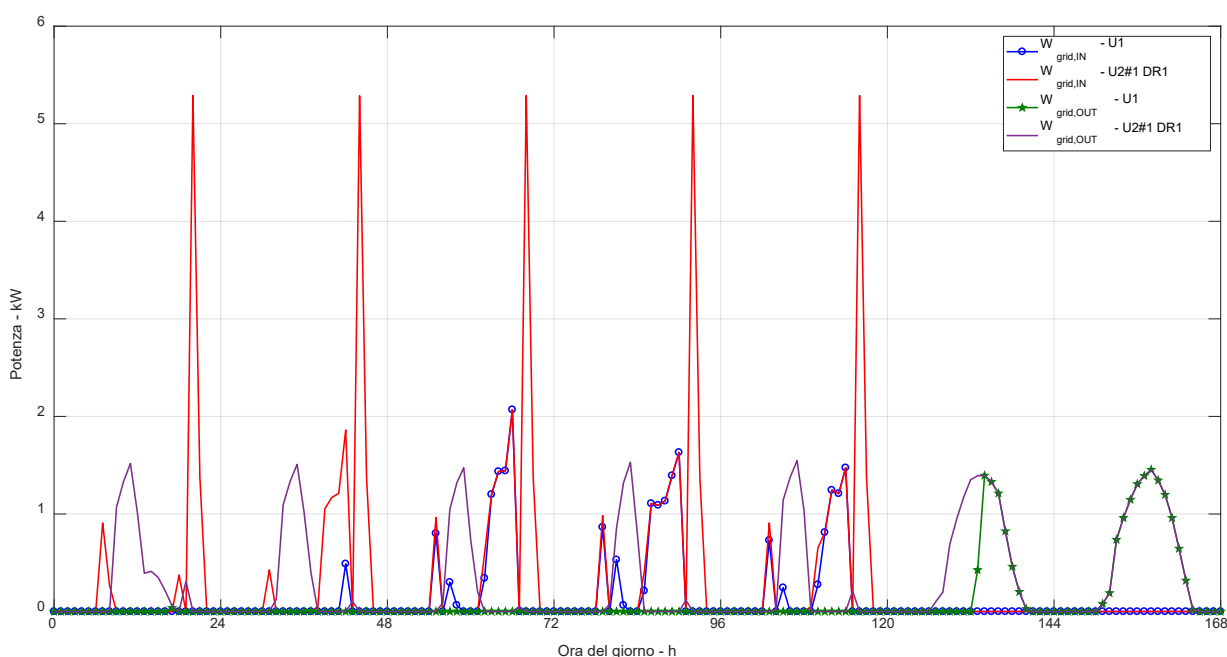


Figura 298. Profili di acquisto e vendita in rete con le due diverse logiche di gestione delle batterie U-1 e U-2#1 DR1 in una settimana di luglio.

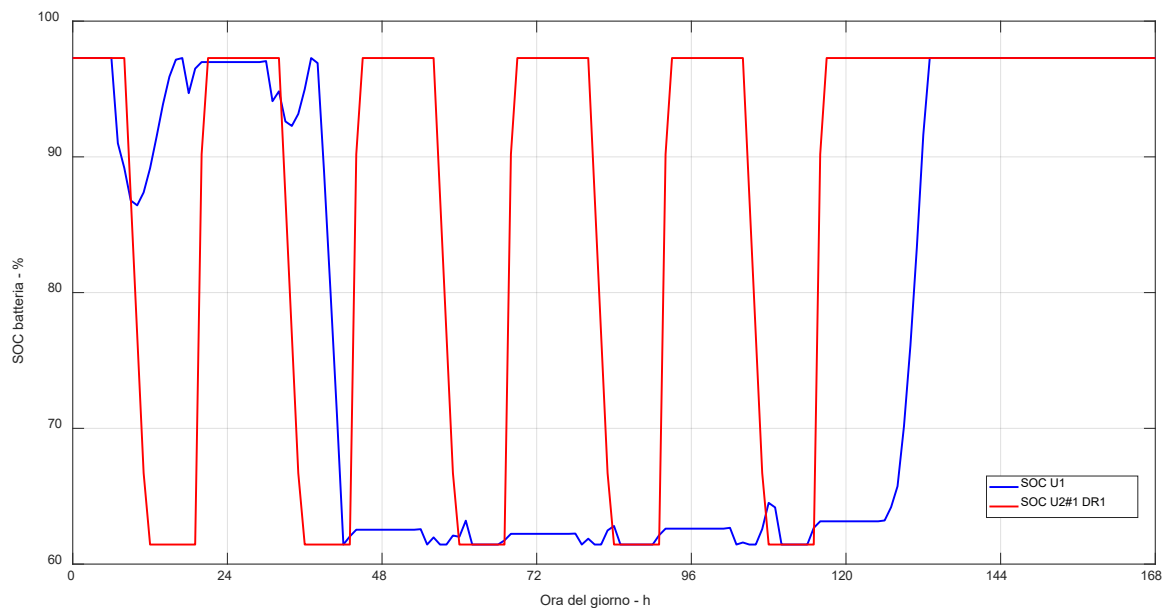


Figura 299. SOC della batteria con le due diverse logiche di gestione U-1 e U-2#1 DR1 in una settimana di luglio.

4.7.5 Ufficio con controllo avanzato (U-2#2 DR2)

L'ultimo caso analizzato modifica la gestione delle batterie, cambiando i costi di acquisto e di vendita dell'energia elettrica in base alle fasce orarie con la logica DR2, mantenendo inalterate le logiche di funzionamento del serbatoio freddo e della commutazione tra i generatori caldaia e pompa di calore per il servizio di riscaldamento, basato su ottimizzazione economica. La strategia incentiva la vendita in rete quando il prezzo è alto (nella logica DR2, di notte, in tutti i giorni indipendentemente se siano feriali o festivi); nei momenti in cui il costo dell'energia elettrica è basso, viene invece incentivata la carica delle batterie usando l'energia dalla rete elettrica (usando anche la produzione da fotovoltaico). I risultati di questa tipologia di controllo sono riportati nelle seguenti figure (Figura 300, Figura 301, Figura 302, Figura 303, Figura 304, Figura 305, Figura 306).

Con questa tipologia di controllo, viene incentivato l'utilizzo di energia elettrica e l'autoconsumo, rispetto alla tipologia di controllo U-3 DR1, poiché di giorno, quando la produzione fotovoltaica è elevata, la vendita viene disincentivata a causa del basso prezzo. In altre parole, si cerca di massimizzare lo stato di carica delle batterie durante il giorno e l'eventuale consumo di questa durante la notte. I *PER* del sistema vengono modificati dall'implementazione di questa logica di controllo delle batterie: riducendo la quota di energia di energia venduta alla rete da fotovoltaico. Si massimizza quindi l'utilizzo della pompa di calore, con una drastica riduzione dell'utilizzo di metano. Aumenta quindi il valore del PER_{TOT} rispetto al caso U-2#1 DR1, mentre si riducono le quote di energia venduta e comprata dalla rete elettrica.

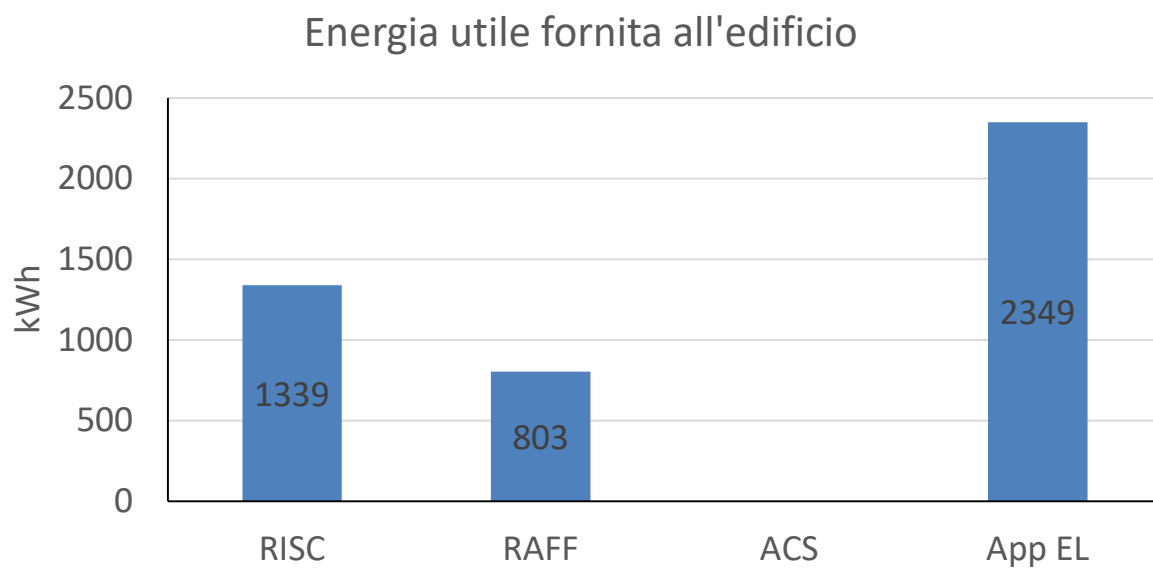


Figura 300. Energia utile fornita per i diversi servizi energetici (controllo U-2#2 DR2).

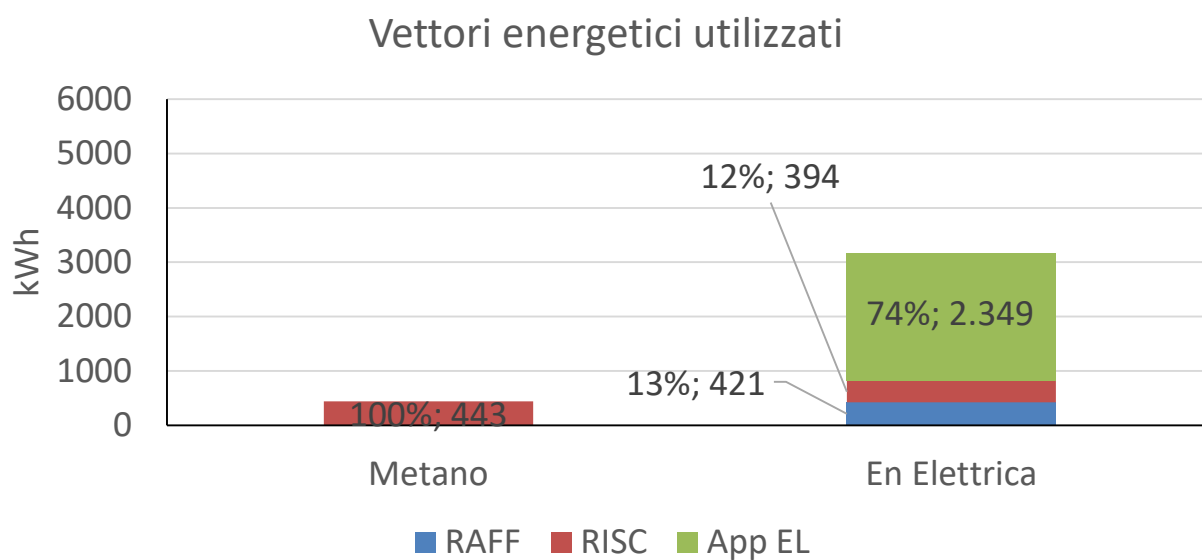


Figura 301. Energia in ingresso al sistema edificio-impianto (controllo U-2#2 DR2).

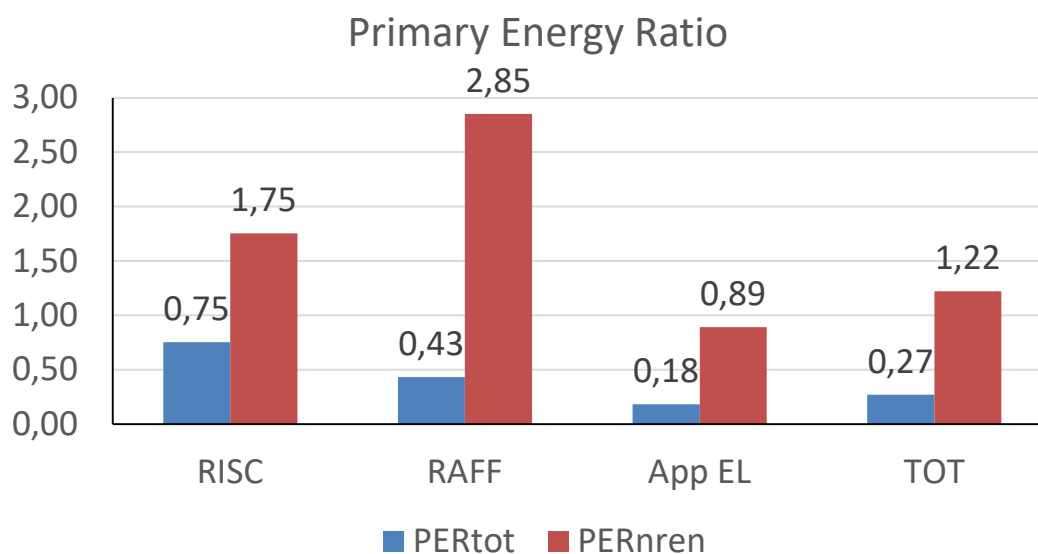


Figura 302. Indice di prestazione per servizio in riferimento all'energia primaria totale e non rinnovabile (controllo U-2#2 DR2).

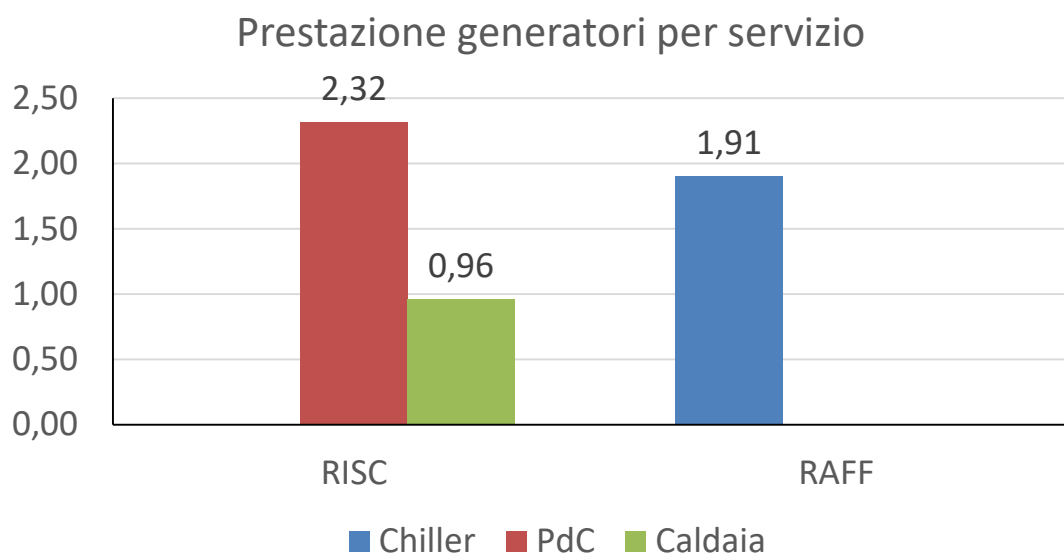


Figura 303. Coefficienti di prestazione e rendimento stagionale medio dei generatori per i diversi servizi energetici (controllo U-2#2 DR2).

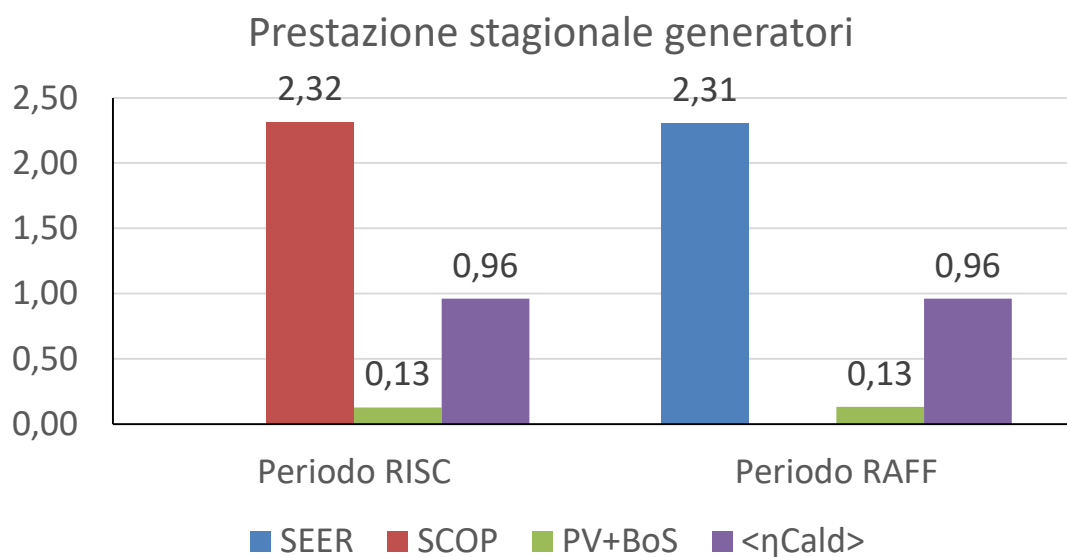


Figura 304. Coefficienti di prestazione e rendimenti medi stagionali dei singoli generatori (controllo U-2#2 DR2).

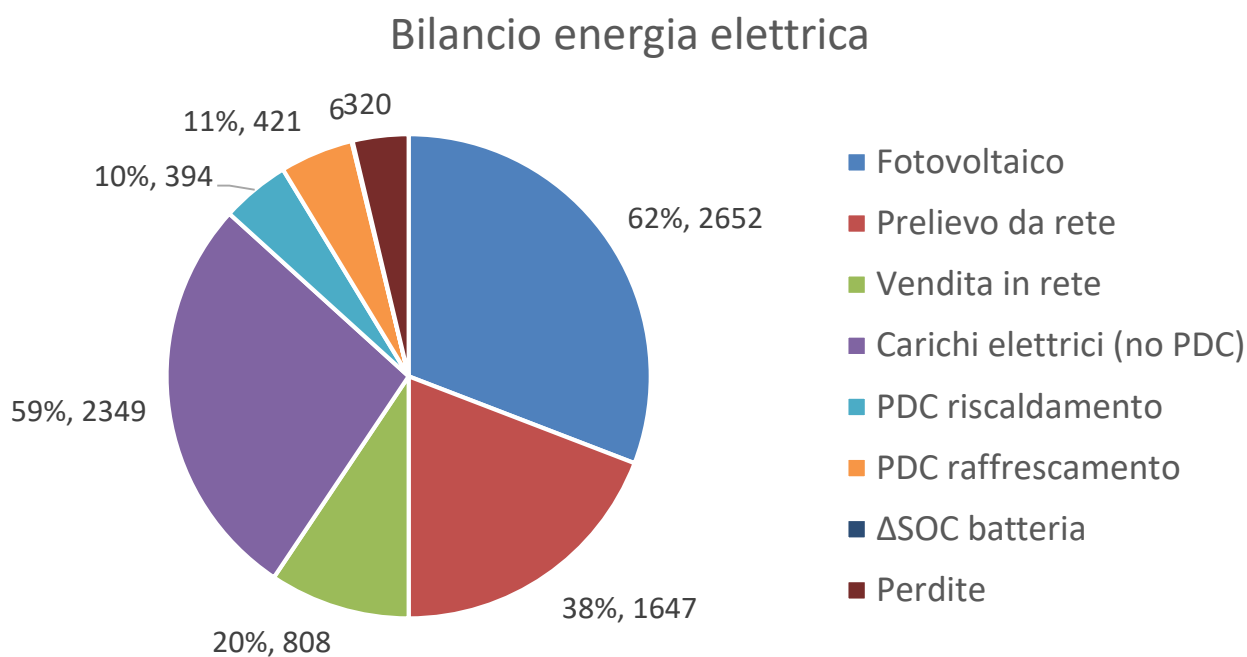


Figura 305. Bilancio dell'energia elettrica del caso studio considerando produzione, a destra nel grafico, e utilizzi, a sinistra nel grafico (controllo U-2#2 DR2).

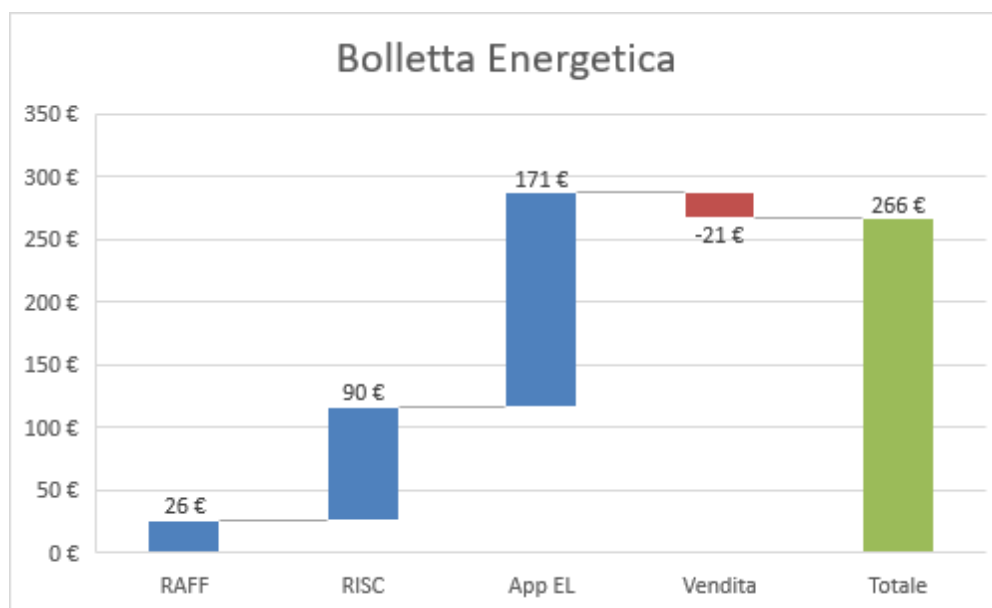


Figura 306. Ripartizione percentuale della bolletta energetica per i vari servizi energetici (controllo U-2#2 DR2).

Come esempio, è riportato il confronto tra l'energia elettrica comprata e venduta alla rete elettrica nel caso di controllo U-2#1 DR1 e U-2#2 DR2 e la gestione delle batterie (Figura 307 e Figura 308) nella stessa settimana di luglio analizzata nel paragrafo precedente.

Prendendo in considerazione sempre il primo giorno feriale, si osserva che la precarica del serbatoio freddo avviene tramite la scarica della batteria nel caso U-2#2 DR2, in quanto nelle ore in cui è prevista la precarica è ancora attiva la fascia di prezzo più cara. Nel caso U-2#1 DR1, invece, si usa energia elettrica dalla rete. Nelle ore centrali del giorno, quando è presente un'elevata produzione da fotovoltaico, l'energia viene utilizzata per ricaricare le batterie, e solo a batterie cariche si cede il surplus alla rete (U-2#2 DR2). Nella logica U-2#1 DR1, invece, le batterie vengono subito scaricate per vendere alla rete a prezzo conveniente, insieme al surplus di energia elettrica da fotovoltaico.

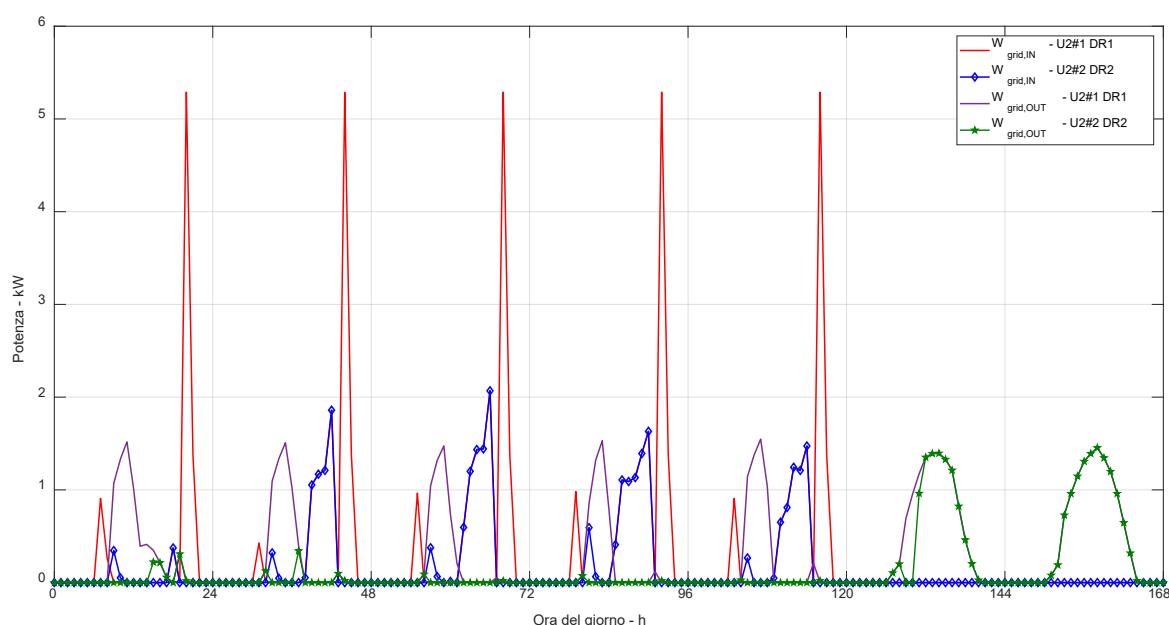


Figura 307. Profili di acquisto e vendita in rete con le due diverse logiche di gestione delle batterie U-2#1 DR1 e U-2#2 DR2 in una settimana di luglio.

Nel giorno festivo, invece, le batterie sono già completamente cariche nel caso di gestione U-2#1 DR1, in quanto sono state caricate di notte a prezzo conveniente. Tutta la produzione da fotovoltaico viene quindi venduta alla rete. Nel caso di gestione U-2#2 DR2, l'energia prodotta dal fotovoltaico viene utilizzata per ricaricare le batterie; successivamente, il surplus viene ceduto alla rete gratis.

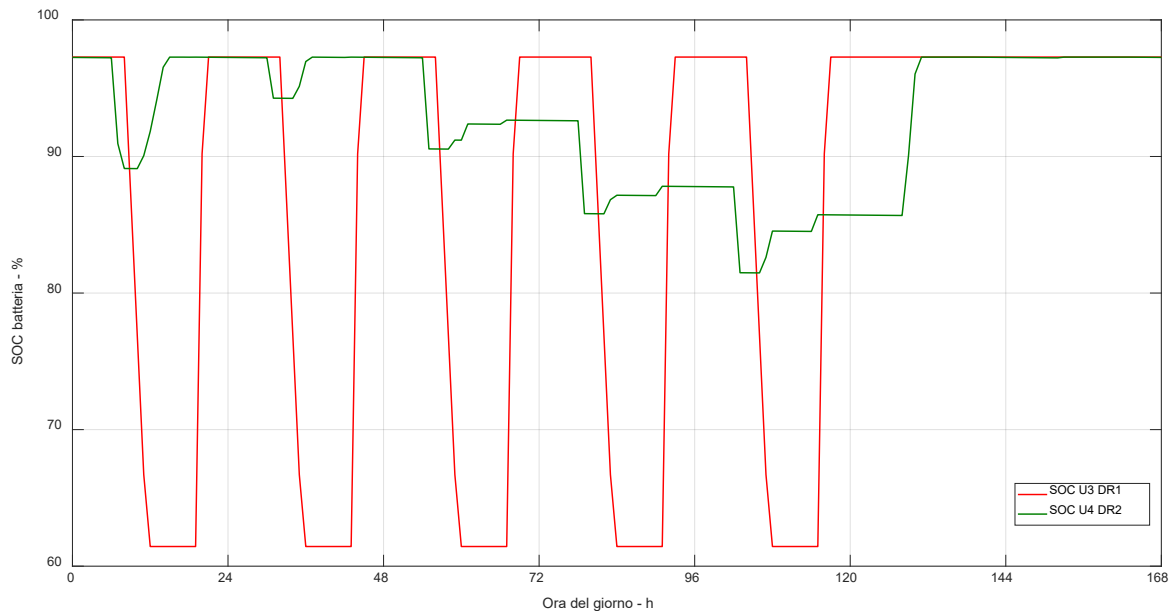


Figura 308. SOC della batteria con le due diverse logiche di gestione U-2#1 DR1 e U-2#2 DR2 in una settimana di luglio.

4.7.6 Ufficio: risultati conclusivi e considerazioni sui benefici ottenuti con controllori avanzati

Nel caso studio “ufficio”, le strategie di controllo avanzate si applicano al solo servizio di riscaldamento, per la scelta del generatore più conveniente dal punto di vista energetico o economico. Per quanto riguarda il primo obiettivo (scenario U-1), il controllo avanzato predilige il funzionamento della pompa di calore, anche se il generatore non riesce a raggiungere SCOP particolarmente elevati (2 – 2.5), sebbene al di sopra del limite di convenienza energetica ($COP_{conv,ener} = 1.78$). Questi valori sono dovuti alle caratteristiche di alta efficienza dell'involucro, il quale richiede servizio di riscaldamento solo a temperature relativamente basse. Il contributo del sistema fotovoltaico, coadiuvato dagli accumulatori elettrochimici, incentiva ulteriormente l'uso della generazione elettrica, piuttosto che il consumo di gas o la cessione in rete, aumentando il PER del servizio (vedi Figura 310 e Figura 313).

L'ottimizzazione economica (scenario U-2), privilegia invece il funzionamento della caldaia, in quanto le prestazioni della pompa di calore sono al di sotto del limite di convenienza economica, pari a 2.56. In questo caso studio, per le caratteristiche del controllore, l'ottimizzazione riesce ad ottenere risparmi economici analoghi a quelli del caso U-1 (vedi Figura 311). Questo è dovuto all'incertezza del predittore, il quale molte volte stima una disponibilità di energia elettrica da vendere in rete (accendendo la caldaia) che in realtà non si concretizza a causa delle inefficienze di BOS o alla variazione delle condizioni di irraggiamento.

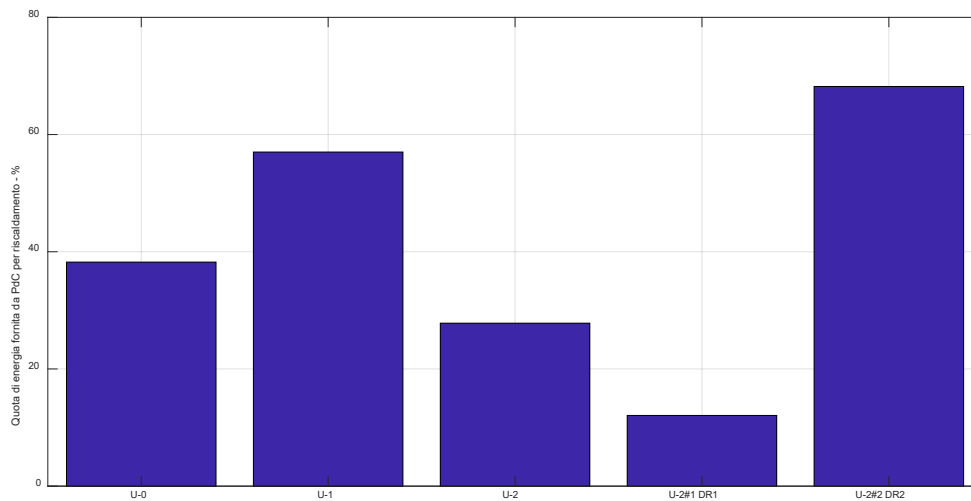


Figura 309. Quota di energia per riscaldamento fornita dalla pompa di calore: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio “ufficio”.

Gli scenari con DR, grazie anche ad una diversa gestione delle batterie, testimoniano l’influenza dei prezzi dell’energia elettrica possono avere sulla gestione dei sistemi ibridi a pompa di calore. Nello scenario U-2#1 DR1, l’energia elettrica ceduta in rete viene remunerata con un prezzo molto vantaggioso. In questa situazione, il controllore predittivo limita l’utilizzo della pompa di calore per massimizzare la quota di energia ceduta in rete e riducendo l’autoconsumo (vedi Figura 311, Figura 312 e Figura 313). Inoltre, la possibilità di ricaricare le batterie durante la notte (basso prezzo dell’energia) incrementa ulteriormente la compravendita di elettricità. Di conseguenza, tutti gli indicatori di prestazione energetica si riducono a favore di quelli economici. Nello scenario U-2#1 DR2, invece, il prezzo di cessione di elettricità in rete non risulta conveniente e quindi il sistema predittivo tende a riallinearsi verso un’ottimizzazione di tipo energetico, incrementando l’utilizzo della pompa di calore in abbinamento alla produzione fotovoltaica.

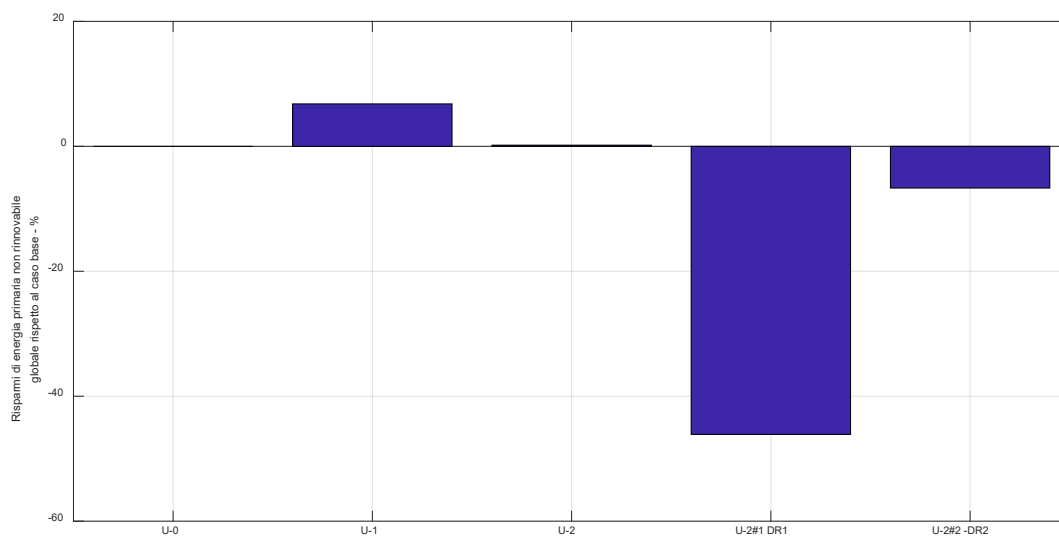


Figura 310. Risparmi di energia primaria globale rispetto al controllo tradizionale: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio “ufficio”.

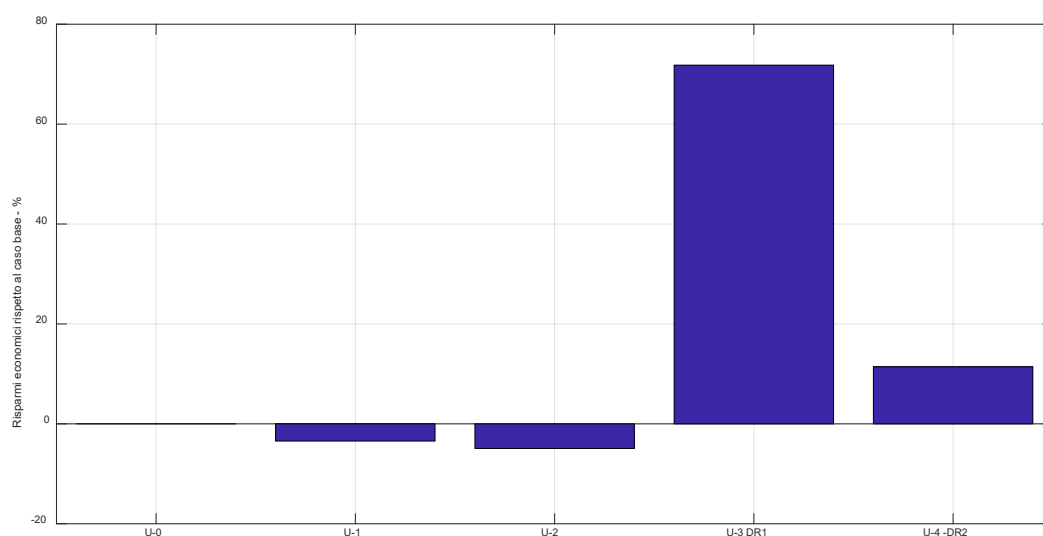


Figura 311. Risparmi economici rispetto al controllo tradizionale: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio "ufficio".

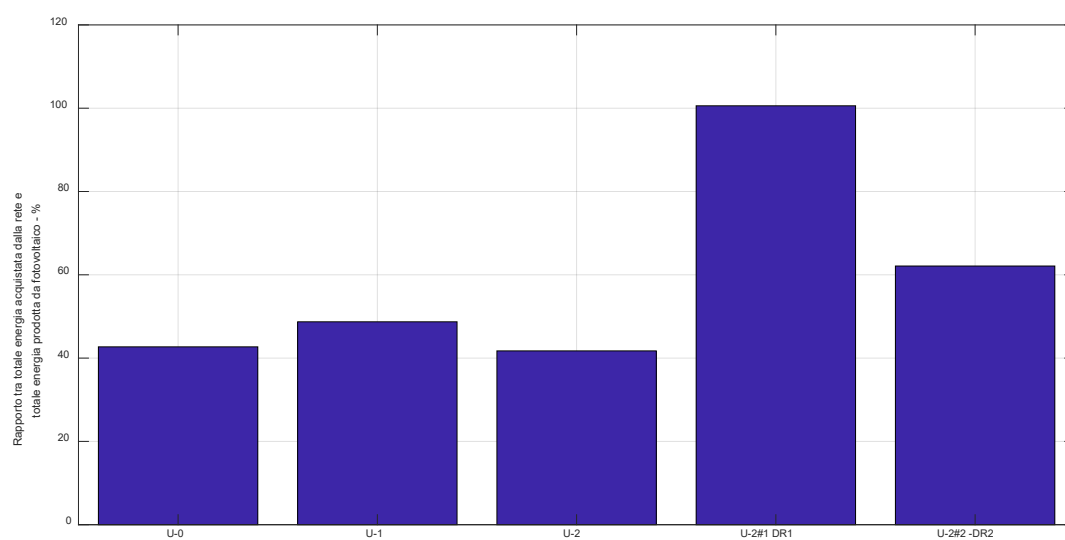


Figura 312. Percentuale di energia elettrica acquistata e prodotta da sistema fotovoltaico: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio "ufficio".

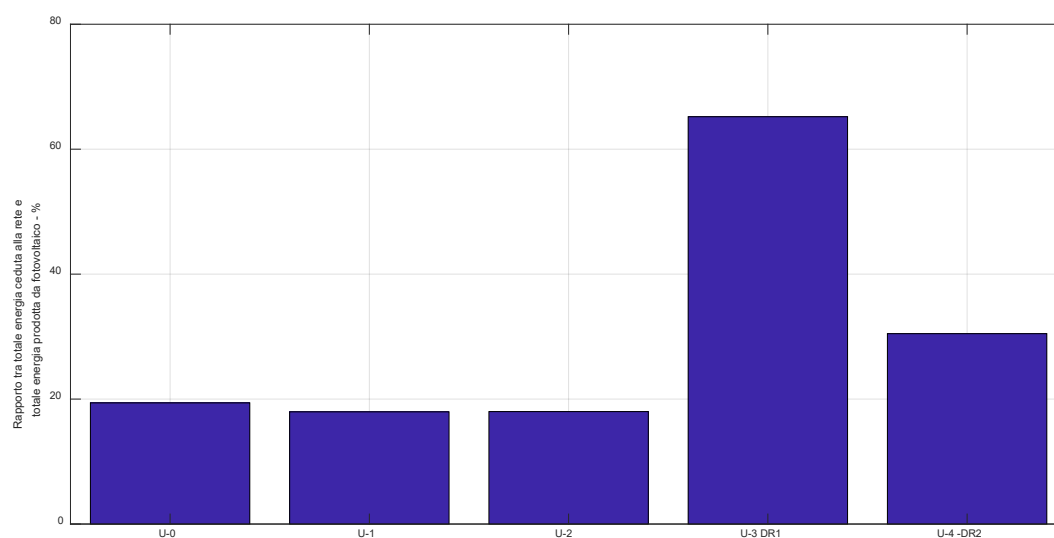


Figura 313. Percentuale di energia elettrica venduta e prodotta da sistema fotovoltaico: confronto tra le varie modalità di controllo nel caso studio “ufficio”.

5 Conclusioni

La presente relazione tecnica ha presentato le attività e i risultati ottenuti nel secondo anno di attività del PTR 2019-2021. La linea di attività 3.29 del WP 3, dal titolo “Analisi sperimentale e confronto tra le prestazioni di sistemi ibridi in edifici ad alta efficienza ottenute con controlli tradizionali e avanzati” ha riguardato una campagna sperimentale per valutare le prestazioni dei sistemi ibridi a pompa di calore nelle condizioni-tipo di funzionamento, secondo le strategie di controllo tradizionali e avanzate individuate nella precedente annualità. Successivamente, i risultati sperimentali sono stati estesi tramite modelli dinamici costruiti e validati sulla base della campagna sperimentale. In questo modo si sono valutati i benefici dei controllori avanzati, in termini di risparmio energetico ed economico, rispetto ai controllori tradizionali (casi benchmark).

Dal punto di vista dell'efficacia dei sistemi ibridi, in tutte le condizioni testate, il sistema è riuscito a fornire i servizi energetici richiesti di riscaldamento, raffrescamento, produzione di ACS e utenze elettriche. I valori di temperatura interna e di erogazione di acqua calda sanitaria sono sempre stati coerenti con i setpoint obiettivo. Le eventuali strategie di commutazione tra i generatori e i corrispondenti “transitori” non hanno avuto effetti a livello di utenza, anche grazie alle caratteristiche di involucro degli edifici ad alta efficienza, i quali sono dotati di notevole inerzia termica.

L'edificio-tipo “appartamento” è stato analizzato con due profili di utenza: “famiglia”, dove le richieste energetiche sono concentrate nelle ore serali e nei finesettimana; “pensionato” con una presenza più regolare degli occupanti. In entrambe le casistiche, per questa tipologia di edificio, il sistema ibrido consiste nella presenza di due generatori (pompa di calore e caldaia) per il servizio di riscaldamento. Non sono presenti accumuli termici né elettrochimici. Essendo il fabbisogno di energia limitato dalle caratteristiche di involucro e potendo solo ottimizzare i momenti di attivazione di uno o dell'altro generatore, i margini di risparmio per le regole di controllo avanzate sono comunque limitati rispetto alla situazione benchmark. Un ulteriore elemento di criticità, indipendente dal profilo di utilizzo e della strategia di controllo, è rappresentato dall'utilizzo di terminali ad alta temperatura (radiatori), i quali richiedono la massima temperatura possibile di mandata alla pompa di calore (50 – 55 °C), ma presentano comunque una ridotta resa termica (circa 2 kW su un valore nominale di 5 kW). Nell'edificio appartamento, quindi, le condizioni di lavoro della pompa di calore sono sfavorevoli in quanto è richiesta un'elevata temperatura della sorgente calda con un elevato livello di parzializzazione. A seguito dell'adozione delle regole di controllo avanzate, non si sono riscontrate particolari differenze tra l'utilizzo “famiglia” e l'utilizzo “pensionato”: i motivi sopra esposti portano la pompa di calore a lavorare a PER inferiori a quelli della caldaia, e in generale gli ottimizzatori predittivi cercano di massimizzare l'utilizzo della caldaia sia in obiettivi energetici che economici. L'unico scenario di incremento sostanziale di utilizzo della pompa di calore è quello corrispondente ad un prezzo molto basso dell'energia elettrica nelle ore serali (DR1) nell'utenza famiglia, ovvero quando è concentrata la richiesta di riscaldamento.

Anche l'edificio-tipo “villetta” è stato analizzato con i profili di utenza “famiglia” e “pensionato”. A differenza dell'“appartamento”, questa tipologia di edificio è favorevole all'impiego dei sistemi ibridi per la presenza di terminali di emissione a bassa temperatura (pannelli radianti) e per la possibilità di installazione di pannelli fotovoltaici che aumentano il PER della pompa di calore. I controlli avanzati di tipo predittivo risultano più efficaci per lo sfruttamento delle potenzialità della pompa di calore. Nel caso di controllo tradizionale basato sulla temperatura esterna (strategia benchmark), la percentuale di energia fornita da questo generatore è di circa il 20 %. Difatti, le caratteristiche di alta efficienza dell'involucro limitano la richiesta di riscaldamento solo a condizioni di temperatura molto bassa, in cui il controllore tradizionale fa funzionare la caldaia. Nel caso di controllo avanzato invece il contributo della pompa di calore aumenta, fino a valori compresi tra il 60 e il 70%, con conseguenti risparmi di energia primaria globale compresi tra il 25 e il 45%. L'elemento di criticità individuato è la presenza dell'accumulo per la produzione di ACS, il quale deve essere mantenuto ad una temperatura elevata, compatibile con quella richiesta all'erogazione. Le

conseguenti perdite termiche rappresentano una limitazione comune per tutte le strategie di controllo analizzate. Da questo punto di vista, si possono suggerire alcune strategie migliorative a livello di struttura dell'impianto ibrido: potrebbe essere utile utilizzare la pompa di calore solo per preriscaldare l'acqua nel serbatoio, a temperature più basse di quelle richieste all'erogazione, per poi utilizzare una caldaia istantanea a valle dell'accumulo solamente al momento della richiesta. In questo modo verrebbero limitate anche le perdite termiche all'accumulo. Un'altra possibilità è quella di integrare un solare termico nel sistema per la produzione di ACS, che potrebbe fornire acqua a temperatura medio-alta nel serbatoio, migliorando così l'efficienza dello stesso e limitando l'energia primaria non rinnovabile in ingresso al sistema per questo servizio. Dal punto di vista dei costi operativi, i miglioramenti non risultano particolarmente significativi, in quanto i controllori avanzati riescono a ridurre la spesa per il servizio di riscaldamento, ma non riescono a risolvere la problematica delle dispersioni di accumulo per ACS, le quali rappresentano una percentuale energetica molto rilevante rispetto al servizio di riscaldamento. Infatti, una significativa riduzione dei costi totali si ottiene solamente nel caso in cui non si effettui la precarica dell'accumulo per ACS. I due casi con demand-response rappresentano una particolarità dal punto di vista economico, in quanto cambiano la remunerazione dell'energia esportata durante il giorno, che risulta molto elevata specialmente nel caso dell'utenza "famiglia". Nel caso, infatti, di DR1 (costo energia elettrica basso di notte, e di conseguenza convenienza nella vendita di giorno), il controllore incentiva la vendita dell'energia elettrica prodotta da fotovoltaico, riducendo le già limitate richieste della pompa di calore. Nel caso di DR2, invece, durante il giorno il costo di vendita è nullo, per cui l'energia elettrica da fotovoltaico viene maggiormente impiegata per la pompa di calore, anche in situazioni di bassa efficienza, in quanto la quota ceduta alla rete ha valore praticamente nullo. Si capisce quindi, che dal punto di vista economico, lo scenario DR1 risulta particolarmente favorevole, ma non corrisponde ad un utilizzo più efficiente dell'energia all'interno dell'edificio.

Nell'edificio-tipo "ufficio" le principali differenze rispetto agli altri edifici-tipo consistono nella regolarità dei carichi elettrici e termici, concentrati nelle ore lavorative dei giorni feriali della settimana. Dal punto di vista impiantistico, la presenza degli accumulatori elettrochimici aumenta il livello di autoconsumo di energia prodotta dai pannelli fotovoltaici e permette di adottare diverse strategie di gestione del sistema, aumentando la flessibilità generale del sistema ibrido. Il sistema a pompa di calore ha mostrato prestazioni migliori grazie all'implementazione delle strategie di controllo avanzate: l'utilizzo di logiche predittive aumenta l'utilizzo della pompa di calore nella stagione invernale e migliora gli indici di prestazione energetica rispetto ai controllori tradizionali. Valori di COP favorevoli possono infatti verificarsi anche a temperature inferiori a quelle adottate nel caso benchmark come criterio di commutazione tra i generatori (es. 7 °C). Tuttavia, gli stessi valori di COP non sono invece superiori al valore di convenienza economica. In altre parole, l'utilizzo di terminali a media temperatura nel caso studio e nel clima in esame ha fatto ricadere l'utilizzo della pompa di calore in condizioni favorevoli dal punto di vista energetico, ma sfavorevoli da quello economico. A seconda dell'obiettivo (energetico o economico) e delle modalità di gestione degli accumulatori, si possono ottenere quindi prestazioni opposte del sistema ibrido, con utilizzi massimi o minimi della pompa di calore rispetto alla caldaia. Un altro aspetto significativo è sottolineato dal confronto tra gli scenari U-2#1 e U-2#2 in cui, a seconda del prezzo di vendita dell'energia elettrica, è possibile spostare il punto di convenienza economica dal massimo livello di autoconsumo e utilizzo della pompa di calore (prezzo basso di vendita nelle ore diurne), a quello di massimo utilizzo della caldaia per destinare la maggior parte della produzione fotovoltaica alla vendita (prezzo alto di vendita nelle ore diurne).

Riferimenti bibliografici

I riferimenti bibliografici devono essere richiamati nel testo con numeri progressivi tra parentesi quadre e riportati a fine testo con il seguente formato:

1. ENEA, RSE, CTI con il coordinamento del Ministero dello sviluppo economico. “Piano d’Azione Nazionale per incrementare gli edifici ad energia quasi zero (PANZEB)”, https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PANZEB_13_11_2015.pdf, (2015), pp. 1 – 37.
2. P. Conti, M. Barbieri, D. Della Vista, E. Schito, D. Testi, “Messa a punto dell’apparato sperimentale e definizione dei test sulle logiche di controllo avanzate per impianti ibridi in edifici ad alta efficienza”, Report RdS/PTR2019/ 052, (2019), pp. 1–80.
3. Gestore dei Servizi Energetici (GSE), “Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente”, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_potenziale_car_tlr_nazionale_e_regionale_dic_2016.pdf, (2016), pp. 1–239.
4. Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti, “Piano nazionale integrato per l’energia e il clima (PNIEC)”, https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf, (2019), pp. 1 – 294.
5. CTI - Comitato Termotecnico Italiano, <https://shop.cti2000.it/>
6. T.M. Letcher, “Storing Energy with Special Reference to Renewable Energy Sources”, (2016), pp. 590, Elsevier.
7. P. Conti, G. Lutzemberger, E. Schito, D. Poli, D. Testi, “Multi-objective optimization of off-grid hybrid renewable energy systems in buildings with prior design-variable screening”, *Energies*, Special Issue on Solar Thermal Energy Storage and Conversion, vol. 14(15), (2019), paper no. 3026, pp. 1-25.
8. UNI EN 14511-2:2018, “Condizionatori, refrigeratori di liquido e pompe di calore con compressore elettrico per il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti e refrigeratori per cicli di processo con compressore elettrico - Parte 2: Condizioni di prova”, UNI - Ente Nazionale Italiano di Unificazione, Milano.
9. S. Patankar, “Numerical Heat Transfer and Fluid Flow”, (1980), pp. 214, Taylor & Francis Group, Hemisphere Publishing Corporation, New York (NY).
10. J. Cadafalch, D. Carbonell, R. Consul, R. Ruiz, “Modelling of storage tanks with immersed heat exchangers”, *Solar Energy*, 112, (2015), pp. 154-162.
11. S.A. Klein, “TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program”, (2016), Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA.
12. Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), “Prezzi finali dell’energia elettrica per i consumatori domestici per l’anno 2019 (fascia di consumo 1000-5000 kWh/anno) - UE e area Euro, Nazione: Italia”, <https://www.arera.it/it/dati/eepcf1.htm>
13. Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), “Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici per l’anno 2019 (fascia di consumo 525-5253 Sm³/anno) - UE e area Euro, Nazione: Italia”, <https://www.arera.it/it/dati/gpcf1.htm>
14. M.H. Albadi, E.F. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets”, *Electric Power Systems Research*, 78 (2008), pp. 1989-1996.
15. UNI/TS 11300-5:2016, “Calcolo dell’energia primaria e della quota di energia da fonti rinnovabili”, UNI - Ente Nazionale Italiano di Unificazione, Milano.
16. Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Decreto Interministeriale “Requisiti Minimi”, 26/06/2015.

Nomenclatura

Simboli

$\langle \rangle$	valore medio
$\%_{ON}$	percentuale di tempo di accensione del generatore nel periodo considerato
$\#_{ON}$	frequenza di eventi accensione, Hz o gg^{-1}
A	area, m^2
COP	coefficiente di prestazione in modalità pompa di calore
c	calore specifico, $J/(kg\ K)$
En_{th}	energia termica, kWh
EER	coefficiente di prestazione in modalità chiller
f_{PdC}	frequenza compressore pompa di calore, Hz
I_{sol}	irradianza solare, W/m^2
k_{boll}	coefficiente di perdita del serbatoio di accumulo, W/K
$\dot{m}$	portata, kg/s o l/h
N	numero di elementi
$N - RMSE$	valore normalizzato di RMSE
$\dot{Q}$	potenza termica, kW
$RMSE$	radice dell'errore quadratico medio
$SCOP$	coefficiente di prestazione stagionale in modalità pompa di calore
$SEER$	coefficiente di prestazione stagionale in modalità chiller
SoC	stato di carica accumulatori elettrochimici
SYS	sistema ibrido pompa di calore - caldaia
T_i	temperatura aria interna dell'edificio
$T_{set,climatica}$	setpoint per la temperatura di mandata impostato dal controllore climatico, $^{\circ}C$ o K
T_{switch}	temperatura esterna di commutazione della generazione, $^{\circ}C$ o K
U	coefficiente globale di scambio termico, $W/(m^2\ K)$
V	volume, m^3
$\dot{W}$	potenza elettrica, kW
ΔT_{avg}	salto medio di temperatura tra fluido nel serpentino e fluido nell'accumulo termico, K
Δx	spessore volume finito del modello di accumulo termico, m
η	rendimento
η^{II}	rendimento exergetico o di secondo principio della pompa di calore
λ	conducibilità termica, $W/(m\ K)$
ρ	densità, kg/m^3
τ	tempo, s o h
τ_{ON,T_i}	durata periodo di segnale "ON" dal controllo di temperatura di zona, h
$\tau_{ON,SYS}$	durata predisposizione accensione del sistema ibrido, h
Pedici e apici	
$ACDC$	conversione da alternata a continua
ACS	servizio acqua calda sanitaria
amb	ambiente di installazione dell'accumulo termico
blk	relativo al volume di fluido presente nell'accumulo termico
$cald$	caldaia
car	carica accumulatori elettrochimici
DC	valori dichiarati dal costruttore, riferiti al fattore di carico unitario
$DCAC$	conversione da continua ad alternata
est	esterna
exp	valore sperimentale
f	fluido termovettore

<i>gl</i>	globale, relativo a tutti i servizi energetici considerati
<i>hs₁</i>	sensore di temperatura #1 dell'accumulo (altezza da terra 1.31 m)
<i>hs₂</i>	sensore di temperatura #2 dell'accumulo (altezza da terra 1.01 m)
<i>hs₃</i>	sensore di temperatura #3 dell'accumulo (altezza da terra 0.40 m)
<i>hs₄</i>	sensore di temperatura #4 dell'accumulo (altezza da terra 0.35 m)
<i>i o j</i>	"i"-esimo o "j"-esimo nodo del modello di accumulo
<i>in</i>	sezione di ingresso
<i>inv</i>	inverter
<i>losses</i>	perdite
<i>m</i>	mandata
<i>mod</i>	modello
<i>nren</i>	energia primaria non rinnovabile
<i>OCC</i>	periodo di occupazione dell'edificio
<i>out</i>	sezione di uscita
<i>PdC</i>	pompa di calore
<i>PV</i>	sistema fotovoltaico
<i>RISC</i>	servizio di riscaldamento
<i>r</i>	ritorno
<i>scar</i>	scarica accumulatori elettrochimici
<i>t</i>	"t"-esimo time step
<i>TS</i>	accumulo termico
<i>ut</i>	serpentino di utenza
<i>w</i>	acqua

Breve curriculum scientifico del gruppo di lavoro

Paolo Conti, nato a Jesi (AN) nel 1987, ha conseguito il titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria “Leonardo da Vinci” Energetica Elettrica e Termica presso l’Università di Pisa, discutendo la tesi “Sustainable design of ground-source heat pump systems: optimization of operative life performances”. Dal 2015 al 2017 è stato Assegnista di Ricerca e Borsista presso il Dipartimento di Ingegneria dell’Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni (DESTEC), Università di Pisa. Da aprile 2017 ad aprile 2020 è stato Ricercatore a Tempo Determinato, sempre presso il DESTEC. Dal 2020 è abilitato al ruolo di Professore Associato di Fisica Tecnica. Le sue attività principali riguardano la progettazione e la gestione ottimizzata degli impianti per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici. I suoi settori d’interesse professionale sono: gli impianti di climatizzazione ad acqua e ad aria, lo sviluppo di modelli al calcolatore per la simulazione e la valutazione delle prestazioni energetiche dei sistemi edificio-impianto, lo studio e sviluppo di metodologie per la diagnosi energetica negli edifici, l’individuazione di buone pratiche di progettazione e gestione dei sistemi edifici-impianto. È autore di 30 articoli indicizzati sui database internazionali della ricerca. Socio AiCARR, FTI e dell’American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE). Nel triennio 2015-2017 è stato membro del Consiglio UGI e nominato Segretario esecutivo. Membro dell’International Geothermal Association (IGA) Resources & Reserves Committee e del gruppo di lavoro IGA-UNECE (International Geothermal Association, United Nations Economic Commission for Europe) per la stesura delle specifiche riguardanti l’applicazione del protocollo UNFC-2009 alle applicazioni geotermiche (pompe di calore incluse). Dal 2011 al 2015 ha supportato il Gestore Servizi Energetici (GSE) nella rilevazione dati e nel monitoraggio dello sviluppo in Italia delle applicazioni geotermiche per usi termici. I risultati di questo lavoro sono stati adottati dal Ministero dello Sviluppo Economico e compaiono nei dati Eurostat. Docente e relatore in numerosi corsi di formazione su diagnosi e certificazione energetica degli edifici e seminari in ambito geotermico. Attualmente è titolare del corso di Termoenergetica dell’Edificio, Laurea in Ingegneria dell’Energia.

Davide Della Vista, nato a Cascina (PI) nel 1977, laureato con lode in Ingegneria Aerospaziale all’Università di Pisa (2004). Tecnico di laboratorio ed elaborazione dati dal 2004 presso il DESTEC, Università di Pisa, con esperienza nella realizzazione di programmi di acquisizione dati, nella messa a punto di apparecchiature sperimentali, nell’esecuzione di misure termofluidodinamiche e di monitoraggio energetico degli ambienti abitati e nella simulazione dinamica dei sistemi edificio-impianto. Ha collaborato alla stesura del Piano Energetico della Provincia di Pisa (2009) e ha partecipato a numerosi progetti di ricerca per enti istituzionali e aziende in ambito termotecnico. È autore di 7 pubblicazioni scientifiche su rivista internazionale.

Eva Schito, nata a Pisa nel 1990, ha conseguito con lode la Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica presso l’Università di Pisa (luglio 2013), discutendo la tesi dal titolo “Modellizzazione dinamica di un sistema pompa di calore – edificio”. Ha ottenuto l’Attestato di Merito previsto per gli studenti del Percorso di Eccellenza. Nel 2017 ha conseguito il Dottorato di Ricerca in Ingegneria dell’Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni presso l’Università di Pisa, con una tesi intitolata “Methods and tools for a rational and efficient use of energy in museum environments”. I suoi principali campi di interesse sono: modellizzazione cycle-based delle pompe di calore e progettazione ottimizzata, simulazione dinamica e riqualificazione energetica degli edifici, anche di valore storico, ed ambienti museali. È autrice di 26 articoli indicizzati sui database internazionali della ricerca. Esperto Junior CasaClima e Socia FTI e dell’Associazione Italiana Condizionamento dell’Aria Riscaldamento e Refrigerazione (AiCARR). Ha collaborato come Borsista col DESTEC, nell’ambito di contratti di ricerca e consulenza nel campo della diagnosi e simulazione energetica degli edifici e dei sistemi energetici. Dal 2017 è Assegnista di Ricerca, svolgendo numerose attività sulla simulazione di impianti integrati a fonti rinnovabili e impianti di generazione ibridi per la climatizzazione efficiente degli edifici. Docente in numerosi corsi di formazione su diagnosi e certificazione energetica degli edifici. Ha svolto supporto alla didattica per il corso di Energia e Sistemi Energetici, Laurea

in Ingegneria Gestionale. Dall'anno accademico 2017-18 è codocente di Risparmio Energetico in Edilizia, Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica.

Daniele Testi, nato a Pietrasanta (LU) nel 1977, dal 2014 è Professore Associato di Fisica Tecnica presso il Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni (DESTEC) dell'Università di Pisa. Dal 2018 è abilitato al ruolo di Professore Ordinario di Fisica Tecnica. Laureato con lode in Ingegneria Aerospaziale (2002), Dottore di Ricerca in Energetica Elettrica e Termica (2006), Assegnista di Ricerca (2006-2009), Borsista di Ricerca (2010-2011) e Ricercatore Universitario a tempo indeterminato (2011-2014) presso l'Università di Pisa. Ha svolto supporto alla didattica per i corsi di Termodinamica Applicata, Fisica Tecnica e Termoenergetica dell'Edificio. È stato codocente dei corsi di Teoria dei Sistemi, Laurea in Ingegneria Energetica, e di Risparmio Energetico in Edilizia, Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica. È stato Presidente del Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica (2016-2021) e attualmente è Presidente del Corso di Laurea in Ingegneria dell'Energia e titolare dei corsi di Fisica Tecnica, Laurea in Ingegneria dell'Energia, Termofluidodinamica, Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica, e Impianti Termotecnici Integrati, Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica. Principali campi di studio: termofluidodinamica monofase e bifase, tecniche d'incremento dello scambio termico convettivo, tecniche di misura nella fisica tecnica, scambiatori e dissipatori di calore, microgravità, termofisica degli ambienti abitati, impianti di climatizzazione, efficienza energetica in edilizia, simulazione, integrazione e ottimizzazione di sistemi energetici, pianificazione energetica. Autore di oltre 100 pubblicazioni su riviste internazionali o in atti di congressi. Docente in numerosi corsi di formazione, master e seminari sulla gestione dell'energia, la diagnosi e la certificazione energetica degli edifici e gli impianti termotecnici. Titolare di consulenze o collaboratore per vari contratti di ricerca nell'ambito della diagnosi, dell'efficienza, della normativa, della pianificazione e della conversione energetica. È stato responsabile scientifico dello sviluppo del software nazionale SEAS per la diagnosi energetica negli edifici.