



Ricerca di Sistema elettrico

Integrazione di sistemi micro e mini-eolici con sistemi di accumulo dell'energia elettrica

G.F. Frate, L. Ferrari, A. Liponi, A. Baccioli, U. Desideri



INTEGRAZIONE DI SISTEMI MICRO E MINI-EOLICI CON SISTEMI DI ACCUMULO DELL'ENERGIA ELETTRICA

G.F. Frate, L. Ferrari, A. Liponi, A. Baccioli, U. Desideri (Dipartimento di ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni DESTeC, Università di Pisa)

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: *LA3.14 - Integrazione di sistemi micro e mini eolici con sistemi di accumulo dell'energia elettrica*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

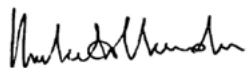
Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione *"Sistemi innovativi di accumulo energetico per edifici residenziali e del terziario"*

Responsabile scientifico ENEA: Paolo Sdringola



Responsabile scientifico DESTeC – Università di Pisa: Prof. Umberto Desideri



Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	6
2.1 INTRODUZIONE SULLA DISPONIBILITÀ DI ENERGIA EOLICA IN CONTESTI URBANI	6
2.1.1 <i>Caratteristiche del vento in presenza di ostacoli</i>	6
2.1.2 <i>Influenza della presenza di edifici</i>	9
2.1.3 <i>Posizionamento dell'aerogeneratore</i>	13
2.1.4 <i>Integrazione negli edifici</i>	15
2.1.5 <i>Considerazioni sulla selezione della turbina</i>	16
2.2 UTILIZZO DELL'ENERGIA DA FONTE EOLICA IN AMBITO RESIDENZIALE	17
2.3 CASI STUDIO SELEZIONATI.....	18
2.4 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA CON TURBINE DI PICCOLA TAGLIA.....	22
2.5 TECNOLOGIE ANALIZZATE	28
2.5.1 <i>Boiler a gas</i>	29
2.5.2 <i>Pompa di calore</i>	30
2.5.3 <i>Cogeneratore di piccola taglia</i>	31
2.5.4 <i>Elettrolizzatore alcalino</i>	31
2.5.5 <i>Batteria al litio</i>	32
2.5.6 <i>Accumulo dell'idrogeno in pressione</i>	33
2.5.7 <i>Accumulo dell'acqua in temperatura</i>	33
2.5.8 <i>Configurazioni analizzate</i>	34
2.6 PREZZI DELL'ENERGIA ASSUNTI NELLO STUDIO	36
2.7 PERIODO DI TEMPO SIMULATO	37
2.8 VALUTAZIONE DELLE PRESTAZIONI DEL SISTEMA	37
2.8.1 <i>Analisi economica</i>	37
2.8.2 <i>Calcolo della riduzione delle emissioni</i>	39
2.8.3 <i>Gestione ottimizzata del sistema</i>	40
2.9 RISULTATI E DISCUSSIONE.....	45
2.9.1 <i>Esempi di profili operativi per la configurazione con la pompa di calore in modalità riscaldamento e raffrescamento</i>	45
2.9.2 <i>Esempi di profili operativi per la configurazione con motore a combustione interna e pompa di calore in modalità raffrescamento</i>	47
2.9.3 <i>Esempi di profili operativi per la configurazione con cella a combustibile e pompa di calore in modalità raffrescamento</i>	48
2.9.4 <i>Impatto economico e ambientale della configurazione con fonti di energia rinnovabile e pompa di calore in modalità raffrescamento</i>	50
2.9.5 <i>Impatto economico e ambientale della configurazione con fonti di energia rinnovabile, pompa di calore reversibile, batteria ed accumulo di acqua calda</i>	52
2.9.6 <i>Impatto economico e ambientale della configurazione con cogeneratore a una cella a combustibile, elettrolizzatore ed accumuli di acqua calda e di idrogeno in pressione</i>	54
2.9.7 <i>Impatto economico e ambientale della configurazione con cogeneratore a motore a combustione interna, elettrolizzatore ed accumuli di acqua calda e di idrogeno in pressione</i>	56
2.9.8 <i>Confronto fra le configurazioni più promettenti</i>	58
2.9.9 <i>Compromesso ottimale fra costo e riduzione delle emissioni di CO₂</i>	60
3 CONCLUSIONI E LIMITAZIONI DELLO STUDIO E SVILUPPI FUTURI	63
3.1 CONCLUSIONI DELLO STUDIO	63
3.2 LIMITAZIONI DELLO STUDIO E SVILUPPI FUTURI.....	64
4 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	65
5 APPENDICE A: CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI RICERCA.....	67

Sommario

Lo studio presentato si occupa di valutare l'impatto che la produzione di energia elettrica da fonte eolica può avere in ambito residenziale dal punto di vista ambientale ed economico. Dopo aver presentato una estesa analisi di letteratura sulle problematiche tecniche che si devono affrontare per poter integrare con successo la produzione eolica nell'ambiente urbano, vengono analizzate le possibili sinergie della produzione eolica con quella solare e con alcune tecnologie che permettono la conversione dell'energia elettrica autoprodotta in energia termica. In aggiunta a questo, viene valutata la possibilità di introdurre nel sistema alcune tecnologie di accumulo dell'energia sotto forma chimica, termica ed elettrochimica due tecnologie di tipo cogenerativo basate su cella a combustibile e motori a combustione interna.

Dal punto di vista metodologico, lo studio è basato sulla modellazione semplificata e l'ottimizzazione della gestione del sistema poli-generativo costituito a partire dalla combinazione di turbine eoliche, pannelli fotovoltaici, pompe di calore, elettrolizzatori alcalini, boiler a gas, sistemi cogenerativi di piccola taglia (basati su celle a combustibile e motori a combustione interna) e stoccaggi di energia sotto forma chimica (accumulo di idrogeno in pressione), termica (accumulo di acqua calda) ed elettrochimica (batterie al litio). Nell'analisi vengono studiate diverse configurazioni di impianto e, per ognuna di esse, vengono valutate le prestazioni economiche e la riduzione di emissioni di CO₂ conseguibili.

I risultati dello studio suggeriscono che, per il caso studio selezionato, le tecnologie più efficaci nel ridurre le emissioni di CO₂ sono i pannelli fotovoltaici e le pompe di calore reversibili, usate sia per il riscaldamento che il raffrescamento degli edifici. Tramite la combinazione di queste due tecnologie, è possibile, in alcuni dei casi studio analizzati, ridurre le emissioni di CO₂ di oltre il 50%, rispetto al caso di riferimento. Tale intervento, però, spesso porta ad un notevole aumento dei costi della fornitura energetica.

Rispetto ai pannelli fotovoltaici, le turbine eoliche risultano più efficaci nel ridurre le emissioni di CO₂ solo nei casi in cui la risorsa eolica disponibile in ambito urbano è particolarmente promettente. Anche in questi casi, il costo economico dell'impianto è tale da poterne scoraggiare l'adozione, in assenza di incentivi dedicati. Per le configurazioni analizzate più promettenti, la maggior parte dei costi è spesso rappresentata dalla pompa di calore stessa, seguita dalla turbina eolica, mentre i pannelli fotovoltaici spesso rappresentano la voce di costo meno rilevante.

Infine, dall'analisi è emerso che stoccare l'energia elettrica in batterie al litio e convertire l'energia elettrica autoprodotta in Idrogeno è spesso non conveniente sia dal punto di vista economico che da quello della riduzione delle emissioni di CO₂.

1 Introduzione

l'introduzione nel contesto residenziale ed abitativo di fonti di energia rinnovabile può avere un notevole impatto sui consumi finali e sui costi della fornitura energetica. Lo stesso si può affermare riguardo l'uso di componenti e tecnologie volte allo stoccaggio dell'energia autoprodotta dalle fonti rinnovabili o della sua conversione in altri vettori energetici (ad es. per usi termici o cogenerativi).

Entrambe le soluzioni sopracitate (conversione dell'energia elettrica in vettori e/o il suo stoccaggio) hanno lo scopo principale di promuovere l'autoconsumo di energia elettrica prodotta in loco. Questo può avvenire in due modi: da un lato lo stoccaggio (direttamente di energia elettrica, o dei vettori derivati) permette di conservare l'energia per il tempo necessario a fare in modo che le richieste energetiche dell'utenza possano essere soddisfatte; dall'altro, convertire l'energia elettrica in altri vettori energetici permette di aumentare e diversificare nel tempo la domanda elettrica, aumentando le possibilità di beneficiare della produzione locale. Inoltre, poiché l'energia elettrica autoprodotta è associata ad emissioni di CO₂ molto ridotte, se non nulle, il suo utilizzo per soddisfare la domanda di energia termica, generalmente soddisfatta per mezzo di combustibili fossili, rappresenta una delle principali vie per la decarbonizzazione del settore residenziale.

Diverse tecnologie e diversi percorsi di conversione sono ad oggi disponibili per promuovere un utilizzo pervasivo dell'energia elettrica autoprodotta nel settore residenziale e per promuovere un uso più efficiente dei combustibili fossili. Nel presente studio, l'attenzione è posta su alcune tecnologie, corrispondenti ad altrettanti percorsi di conversione dell'energia. Le tecnologie analizzate sono:

- le pompe di calore a compressione di vapore, che permettono una conversione diretta da energia elettrica a energia termica, sia per usi di riscaldamento, che per quelli di raffrescamento;
- Gli elettrolizzatori alcalini, che permettono una conversione dell'energia elettrica in idrogeno. Tale combustibile, nello studio, è miscelato con il gas naturale proveniente dalla rete e alimenta diverse tecnologie: un boiler a gas, un impianto di microcogenerazione domestica basato su celle a combustibile oppure un impianto simile, basato su motori a combustione interna
- I cogeneratori di piccola taglia basati su celle a combustibile o motori a combustione interna, che permettono un uso più efficiente del combustibile proveniente dalla rete o autoprodotta;

Per le pompe di calore, si fa riferimento alla configurazione aria-acqua, in cui l'energia termica è scambiata con l'aria esterna a temperatura ambiente e con un fluido termovettore. L'utilizzo di pompe di calore in assetto di raffrescamento è da considerarsi lo stato dell'arte in ambito residenziale. Perciò le varie configurazioni impiantistiche alternative studiate vengono confrontate con quest'ultima in termini di costi e riduzione delle emissioni di CO₂.

Riguardo all'elettrolizzatore, si fa riferimento alla tecnologia alcalina, poiché, ad oggi, è quella maggiormente diffusa a livello commerciale. Nell'analisi, si ipotizza che l'idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore possa essere miscelato con il gas naturale proveniente dalla rete e quindi utilizzato come combustibile in un boiler di tipo tradizionale, in una cella a combustibile o in un motore a combustione interna. Benché queste tecnologie siano attualmente disponibili a livello commerciale perlopiù solo per l'uso con gas naturale, si può ragionevolmente assumere che nel prossimo futuro esse saranno disponibili, nel caso in cui l'utilizzo dell'idrogeno acquisisca una maggiore importanza. Inoltre, è anche ragionevole assumere che i costi di tali tecnologie rimarranno pressoché i medesimi utilizzando un combustibile arricchito con idrogeno, poiché le modifiche necessarie per adattare questi sistemi a tale gas sono minime.

Il confronto fra l'utilizzo di pompe di calore, boiler, cella a combustibile e motore a combustione interna, con e senza elettrolizzatore, in un sistema residenziale in cui siano introdotte anche le fonti di energia rinnovabile è interessante, perché permette di evidenziare le eventuali sinergie che esistono fra questi diversi componenti, oltre anche a mettere in luce le eventuali potenzialità delle fonti rinnovabili e dell'utilizzo dell'idrogeno in ambito residenziale.

Dal punto di vista metodologico, la valutazione dell'impatto dell'introduzione delle fonti di energia rinnovabile nel settore residenziale in congiunzione con le tecnologie sopracitate è condotta selezionando tre casi studio italiani e simulandone l'andamento dei consumi per un periodo di tempo pari ad un anno. In questo modo, è possibile valutare la riduzione dei consumi e delle emissioni inquinanti e calcolare il risparmio economico dovuto alla autoproduzione dell'energia. Tale risparmio è poi usato, insieme ai costi annualizzati dei vari componenti del sistema, per valutare l'investimento nel suo insieme e determinare se l'introduzione delle fonti rinnovabili e delle varie tecnologie studiate può globalmente rappresentare un guadagno o una perdita.

Ripetendo le simulazioni del sistema per diverse taglie di produzione da eolico e fotovoltaico, è possibile determinare l'andamento di vari indicatori energetici, ambientali ed economici, sulla base dei quali vengono valutate le diverse configurazioni di impianto studiate. In questo modo, non solo è possibile confrontare le configurazioni impiantistiche simulate, ma anche stabilire la taglia ottimale della produzione da rinnovabile dai punti di vista economico e ambientale.

Per completezza di analisi, i casi studio residenziali sono affiancati da un caso studio di un edificio a scopo commerciale, adibito ad uso di uffici. Questo permette di estendere l'analisi ed i risultati conseguiti anche ad una tipologia di edificio diversa da quella residenziale.

Poiché la riduzione dei consumi e delle emissioni di inquinanti è un obiettivo generalmente contrastante con la necessità di limitare costo degli interventi e dei componenti del sistema, è interessante analizzare il compromesso fra gli indicatori economici e quelli energetico-ambientali, risultanti dalle simulazioni. Nello studio, il compromesso fra esigenze ambientali ed economiche è analizzato in modo sistematico. In pratica, come verrà descritto in seguito, i risultati delle simulazioni annuali sono raggruppati e selezionati in modo da costruire dei fronti di Pareto la cui esplorazione permette di definire quali siano le configurazioni impiantistiche che coniugano in modo ottimale le esigenze ambientali e quelle economiche.

Nei capitoli seguenti, vengono introdotti tutti gli elementi necessari a descrivere le analisi effettuate. In particolare, dopo aver effettuato una approfondita analisi di letteratura riguardante le problematiche tecniche dovute all'introduzione delle turbine eoliche in ambito residenziale, verranno introdotti il caso studio assunto ad esempio e la metodologia di analisi. Successivamente, verrà descritta nel dettaglio la modellazione dei vari componenti del sistema, verranno definiti gli indicatori usati per valutarne le performance dal punto di vista energetico, ambientale ed economico e verrà definita la logica secondo la quale è gestito il sistema durante l'anno. Infine, verranno presentati i risultati delle analisi effettuate e verrà analizzato il compromesso fra le riduzioni di emissioni conseguibili ed il costo che esse comportano.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1 *Introduzione sulla disponibilità di energia eolica in contesti urbani*

In questa sezione si intende dare una panoramica sul contesto eolico urbano per comprendere quali siano gli aspetti tipici che caratterizzano le installazioni eoliche in questi ambiti. Saranno descritte le principali caratteristiche del vento in contesti densamente abitati, l'interazione del vento con gli edifici e l'impatto che queste condizioni di funzionamento hanno sugli aereogeneratori

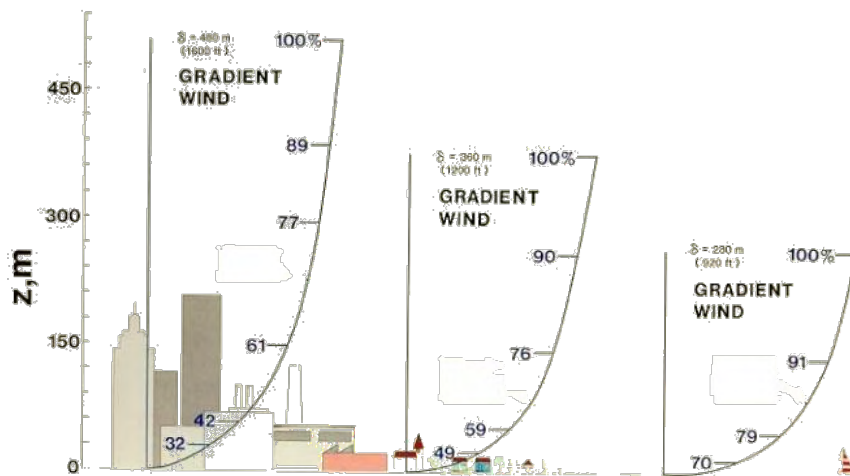
2.1.1 *Caratteristiche del vento in presenza di ostacoli*

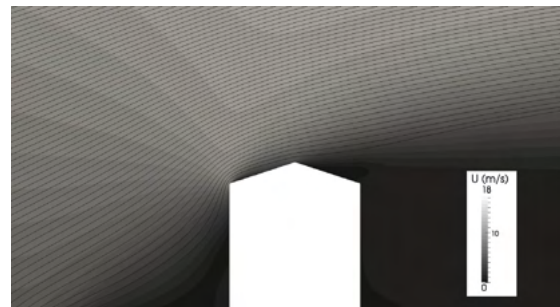
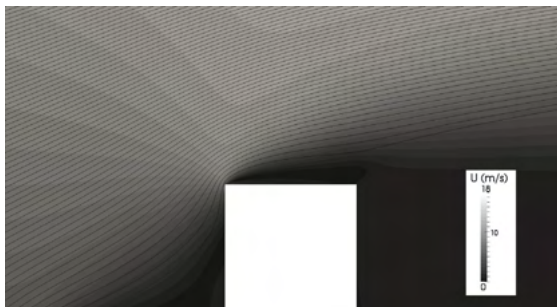
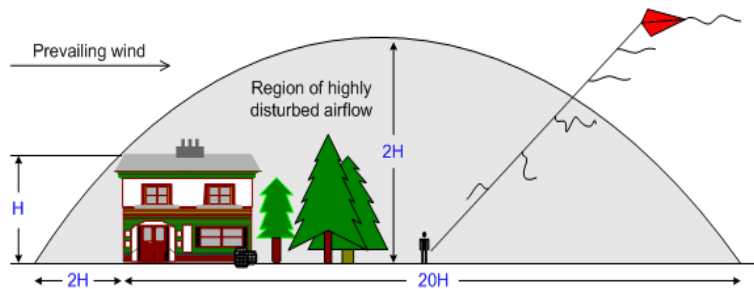
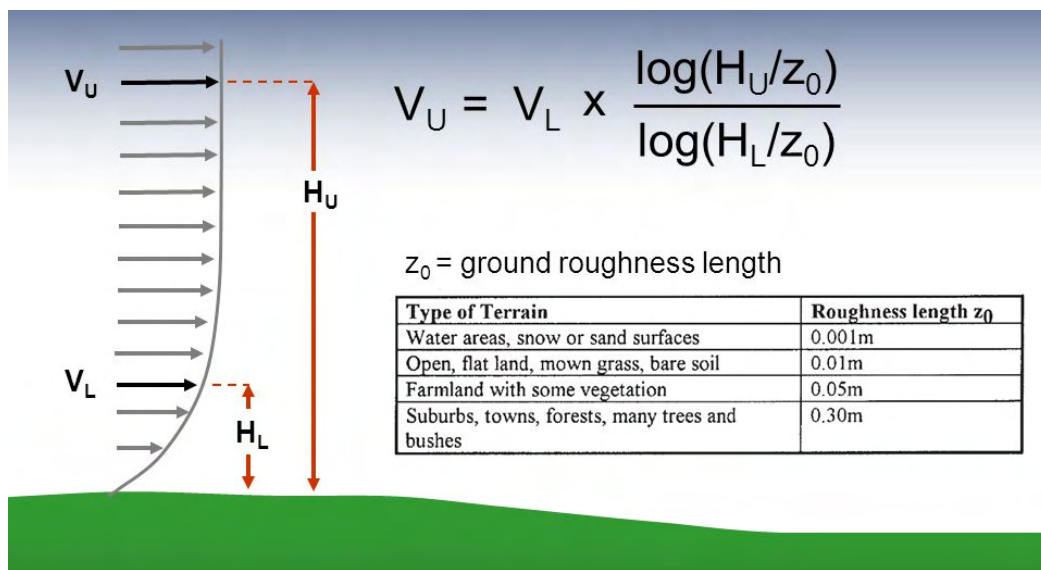
In condizioni indisturbate, il vento ha generalmente una distribuzione di velocità logaritmica con valori crescenti man mano che ci si allontana dalla superficie terrestre. Questo andamento è causato dall'interazione del vento con il suolo ed è fortemente dipendente dalla rugosità di quest'ultimo. Quindi la velocità va da valori nulli al suolo fino a raggiungere un valore massimo ad una quota in cui non si risente più dell'interazione con il suolo (detta velocità indisturbata). La rapidità con cui si raggiunge il valore di velocità indisturbata allontanandosi dal suolo dipende dalla rugosità del terreno, più questa è elevata e maggiore sarà la quota a cui sarà raggiunta (Figura 1).

La relazione che lega la velocità del vento alla quota in funzione della rugosità superficiale (nota una velocità ed una quota di riferimento) è riportata in Figura 2. Questa relazione è di fondamentale importanza nella stima della disponibilità eolica poiché mostra come, in relazione alla rugosità superficiale, ci siano distanze dal suolo in cui piccole variazioni di quota possano portare a significative variazioni di velocità.

Occorre ricordare l'importanza che la velocità del vento riveste nelle potenzialità energetiche di un sito. La potenza disponibile in una corrente fluida, infatti, dipende dal cubo della velocità del vento. Se ne deduce, quindi, che anche piccole variazioni di velocità possano comportare, a parità di altri parametri, variazioni non trascurabili sulla potenza estratta e sull'energia prodotta.

La presenza di un ostacolo isolato lungo la direzione di propagazione del vento può avere un enorme impatto sulla disponibilità eolica ed alterare i criteri con cui generalmente si determina la posizione ottimale di un generatore eolico. Si generano, infatti, regioni in cui le velocità del vento sono molto basse e fortemente turbolente (a causa della separazione del flusso) ed altre in cui, a causa della contrazione dei filetti fluidi, le velocità effettive del vento sono più alte di quelle a monte dell'ostacolo, alla medesima quota (Figura 3). In particolare, è possibile individuare zone di vento perturbato a monte dell'ostacolo, sopra ed a valle (con un effetto ombra molto significativo anche a lunghe distanze). Per quanto riguarda la zona ad alta velocità, questa generalmente si colloca sulla sommità, nella zona anteriore, dove il flusso, per aggirare l'ostacolo è costretto ad accelerare. Altra conseguenza, molto rilevante per la successiva estrazione di energia con un aerogeneratore, è che la direzione del vento nella zona superiore dell'ostacolo non sarà più parallela al terreno, ma inclinata con un angolo che dipende dalla geometria dell'ostacolo stesso.





L'andamento qualitativo mostrato nella Figura 3 è confermato da analisi numeriche effettuate su edifici con diversa geometria del tetto [4]. Come si vede in Figura 4, l'andamento delle velocità precedentemente descritto è sostanzialmente confermato. Sono individuabili, infatti, zone in cui la velocità del vento è fortemente penalizzata ed altre, soprattutto in corrispondenza dello spigolo superiore fronte vento, in cui le velocità sono più sostenute. Si nota, inoltre come le linee di flusso siano inclinate e non più orizzontali in quella zona. E' facile intuire, come la posizione dell'aereogeneratore abbia molta influenza sull'energia prodotta. Un posizionamento in una zona arretrata del tetto potrebbe infatti portare ad avere velocità locali basse con conseguente penalizzazione dell'energia prodotta. Di contro, un posizionamento nella zona esposta al vento potrebbe portare ad avere velocità del vento sostenute con un aumento dell'energia prodotta (purché la macchina sia installata sufficientemente in alto rispetto al piano del tetto). Queste zone salienti sono ovviamente molto legate alla geometria dell'edificio, alla sua altezza rispetto al suolo, la sua

larghezza ed alla geometria del tetto. Anche piccole variazioni di geometria, possono portare a modifiche del campo di moto del vento.

Occorre notare che le precedenti analisi si riferiscono ad una sola direzione di provenienza del vento (da sinistra a destra nelle figure). In caso di diversa direzione del vento, le precedenti considerazioni sulle zone favorevoli e sfavorevoli di collocazione dell'aereogeneratore devono essere riportate in termini relativi secondo il nuovo campo di moto. Dato che non è pensabile l'idea di spostare l'aerogeneratore in accordo con la direzione di provenienza del vento, si comprende quanto il beneficio di avere venti più veloci sulla sommità di un edificio, penalizzi dall'altro lato la porzione di rosa dei venti effettivamente sfruttabile. Riveste un ruolo rilevante, inoltre, la geometria dell'edificio in direzione del vento prevalente, visto che sarà quella la direzione secondo cui converrà orientare l'aerogeneratore (in modo da farlo lavorare in condizioni ottimali per più tempo possibile). Queste osservazioni fanno comprendere come l'installazione su un edificio di una turbina eolica possa essere critica in termini di energia prodotta e ritorno dell'investimento.

2.1.2 Influenza della presenza di edifici

Fino a questo momento si è discusso il caso di vento indisturbato e dell'eventuale interazione con un ostacolo isolato. Nel caso di contesto urbano il problema assume una complessità crescente sia in termini di definizione del profilo di vento con la quota che di interazione con l'edificio di installazione della macchina. Il tipico tessuto urbano, infatti, presenta un'asperità che non è possibile ricondurre ad una lunghezza di rugosità con cui calcolare il valore di velocità del vento in funzione della quota come nel caso di flusso indisturbato. Il tipico profilo logaritmico, infatti, a seguito dei numerosi ostacoli, tende ad essere fortemente distorto. Inoltre, non è più valida l'assunzione che il vento sia nullo al suolo e che allontanandosi da esso cresca progressivamente. Esiste una quota, infatti, sotto la quale il vento può essere considerato nullo a causa dell'elevato numero di ostacoli. Questa quota è definita *displacement* ed quella da cui si può considerare di avere un profilo crescente con la quota (Figura 5). In questi contesti, inoltre, riveste un ruolo determinante l'ombra di eventuali edifici a monte rispetto a quello preso in considerazione per l'installazione della turbina eolica.

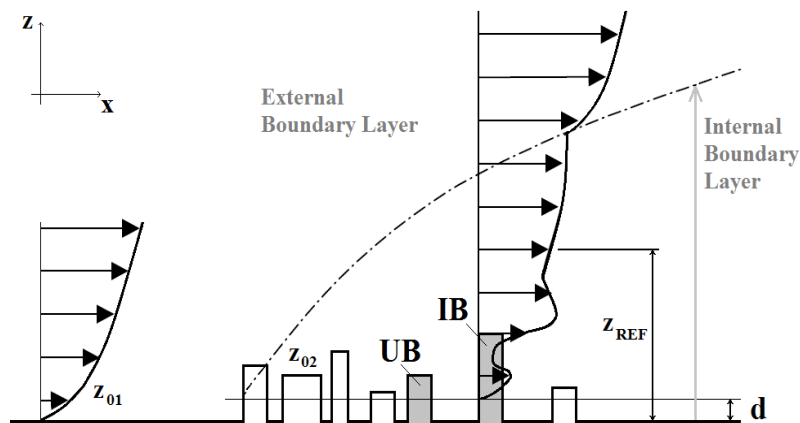


Figura 5. Andamento indicativo del profilo di velocità del vento in un contesto urbano [4].

Nel caso del contesto urbano, le condizioni di vento sono fortemente tridimensionali. Anche in questo caso, è possibile fare delle considerazioni sull'interazione del vento con gli edifici per individuare eventuali posizioni convenienti per l'installazione di una turbina eolica. Occorre però fare la semplificazione di considerare una singola direzione di provenienza del vento (auspicabilmente quella prevalente). In questi contesti hanno grandissima rilevanza i rapporti geometrici fra l'edificio di installazione, eventuali edifici emergenti lungo la direzione di provenienza del vento e l'altezza media del tessuto urbano circostante. Alcuni studi sulle condizioni di vento in questi contesti [4] hanno messo in evidenza che si possono avere casi in cui si ottengono condizioni favorevoli all'installazione, mentre in altri la conformazione degli edifici penalizza molto le velocità del vento disponibili. Il primo parametro da considerare è l'altezza media degli edifici circostanti quello di installazione. Tutte le altezze degli edifici saranno rapportate a questa. Inoltre,

l'edificio di installazione dovrà essere notevolmente più alto del tessuto urbano circostante per poter presentare velocità del vento sulla sua sommità che siano convenienti per un'installazione eolica. Altri parametri di rilievo sono quelli legati alla posizione ed alle dimensioni di un edificio posto a monte di quello di installazione lungo la direzione di provenienza del vento. In Figura 6 sono riportati i principali parametri che hanno influenza sulle condizioni di vento sulla sommità dell'edificio di installazione (zona evidenziata dal cerchio rosso).

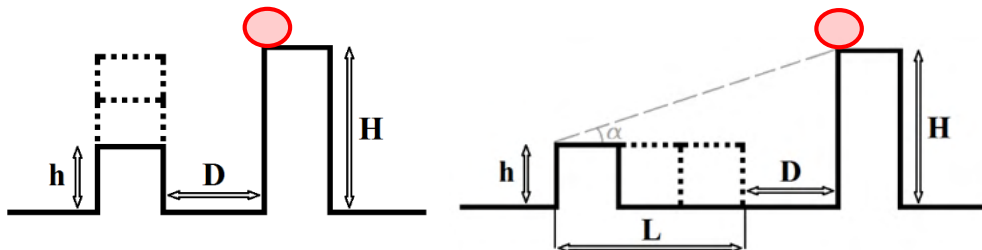


Figura 6. Parametri di interesse per la stima della ventosità per installazioni su edifici in contesti urbani .

L'analisi computazionale della velocità del vento mostra come ci sia grande influenza dei rapporti geometrici fra le dimensioni dell'edificio su cui si esegue l'installazione e l'edificio a monte (Figura 7). Esistono condizioni che portano a vantaggi in termini di velocità del vento, ma anche alcune che portano a velocità più basse [5].

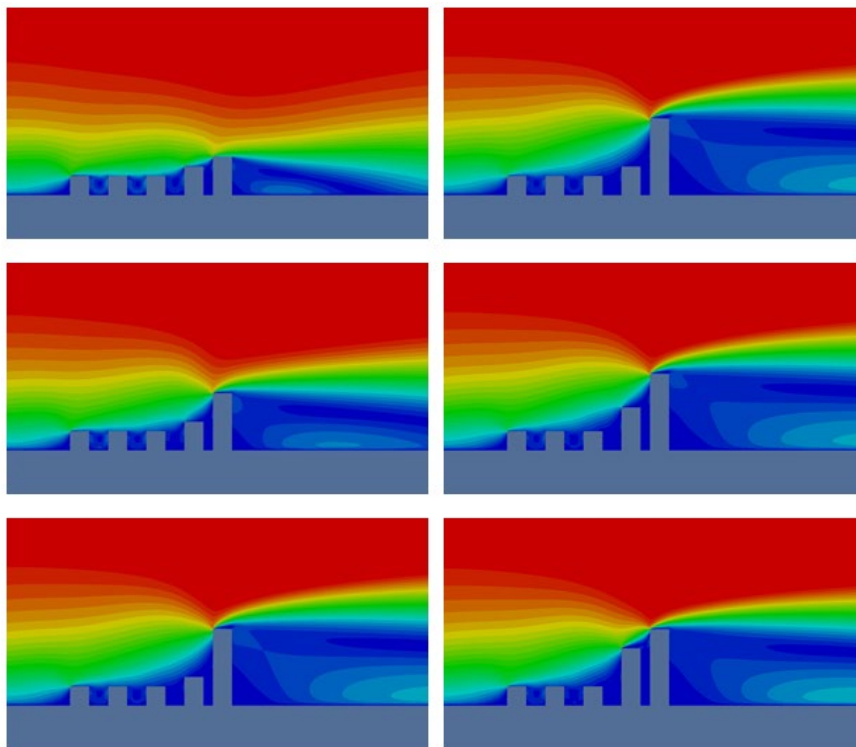


Figura 7. Campo di velocità al variare delle caratteristiche geometriche degli edifici urbani [5].

Per sintetizzare i risultati, conviene considerare la differenza fra la velocità nella zona adiacente allo spigolo sottovento dell'edificio di installazione e quella del vento alla medesima quota in condizioni indisturbate. Riportando questa grandezza in funzione dei vari parametri geometrici si ottengono le curve riportate in Figura 8, Figura 9 e Figura 10 ([5]). Detta $\hat{H}$ l'altezza media degli edifici cittadini, per trarre vantaggio da un'installazione sul tetto di un edificio (velocità più alta rispetto al caso indisturbato - $\Delta U[\%]>0$) occorre: che l'edificio di installazione sia sensibilmente più alto degli edifici nei dintorni (almeno 3 volte) e che il

rapporto fra l'altezza dell'edificio a monte (h) e quello di installazione (H) sia fissato e decrescente con la distanza fra i due.

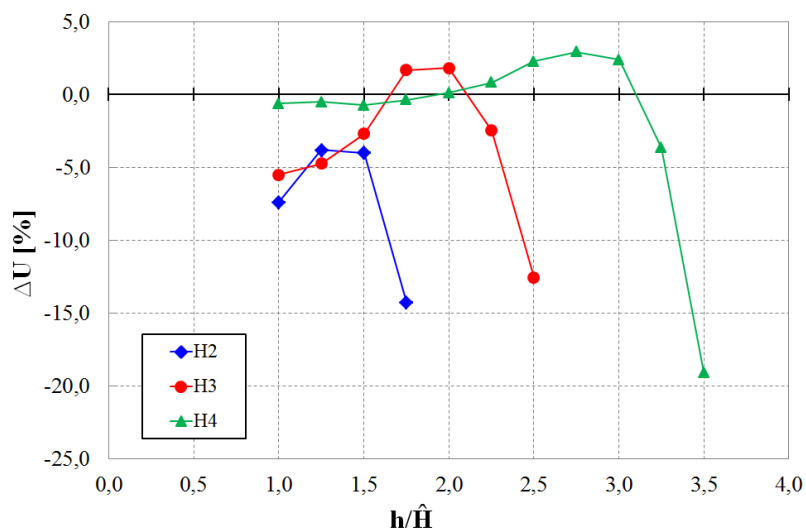


Figura 8. Variazione di velocità rispetto al caso indisturbato per una distanza fissata ($D=0,5\hat{H}$) al variare dell'altezza dell'edificio a monte per varie altezze di quello di installazione [5].

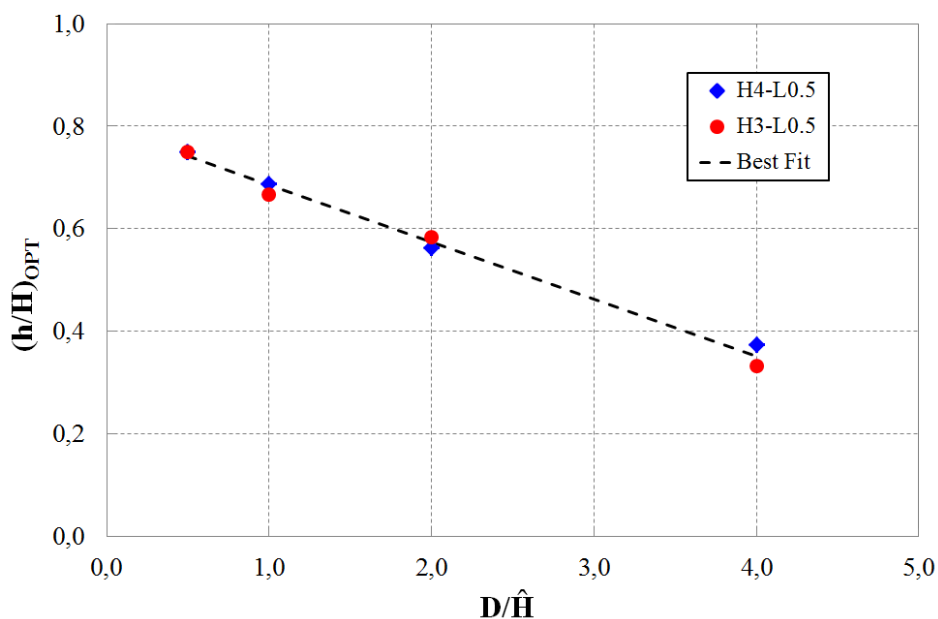


Figura 9. Rapporto ottimale fra l'altezza dell'edificio a monte (h) e di installazione (H) al variare della distanza fra gli stessi: trend decrescente valido per diversi H [5].

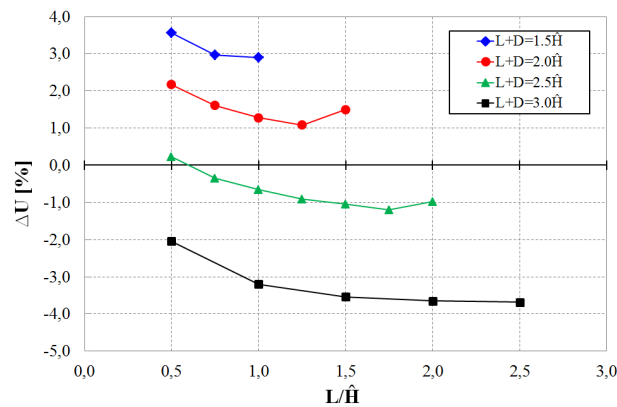


Figura 10. Variazione percentuale della velocità al variare della larghezza dell'edificio a monte [5].

Il parametro più significativo, oltre al rapporto delle altezze, è rappresentato dalla somma $L+D$ (larghezza dell'edificio a monte sommata alla distanza dell'edificio di installazione) che determina la spaziatura fra gli spigoli. Infatti, a parità di $L+D$, il ΔU rimane piuttosto costante, anche al variare della larghezza dell'edificio a monte. Esiste comunque una piccola variabilità legata alla struttura di flusso che si instaura fra i due edifici.

I risultati mostrati mettono in luce che per avere venti sostenuti sull'edificio di installazione riveste un ruolo decisivo l'angolo con cui il flusso si dirige verso quest'ultimo. In particolare, chiamando α l'angolo geometrico del segmento che unisce lo spigolo dell'edificio a monte e quello dell'edificio di installazione si vede che si ottiene il massimo effetto di accelerazione per $\alpha=45^\circ \pm 10^\circ$. Questo effetto è mostrato in Figura 11 dove si mostra il ΔU [%]>0 per un'altezza fissata dell'edificio di installazione al variare della distanza e dell'altezza dell'edificio a monte con i relativi valori dell'angolo α geometrico [6].

I risultati mostrati sono calcolati per una singola velocità del vento indisturbata. Ovviamente ripetendo l'analisi per diverse velocità si può ricostruire la distribuzione statistica della ventosità al variare delle condizioni di installazione. A titolo di esempio, in Figura 14, si riportano le distribuzioni di vento che si otterrebbero sull'edificio di installazione in caso di un'altezza di quest'ultimo pari a due e quattro volte l'altezza media degli edifici circostanti. E' evidente come nel caso di edificio di altezza inferiore le ventosità siano fortemente penalizzate rispetto a quelle del vento indisturbato.

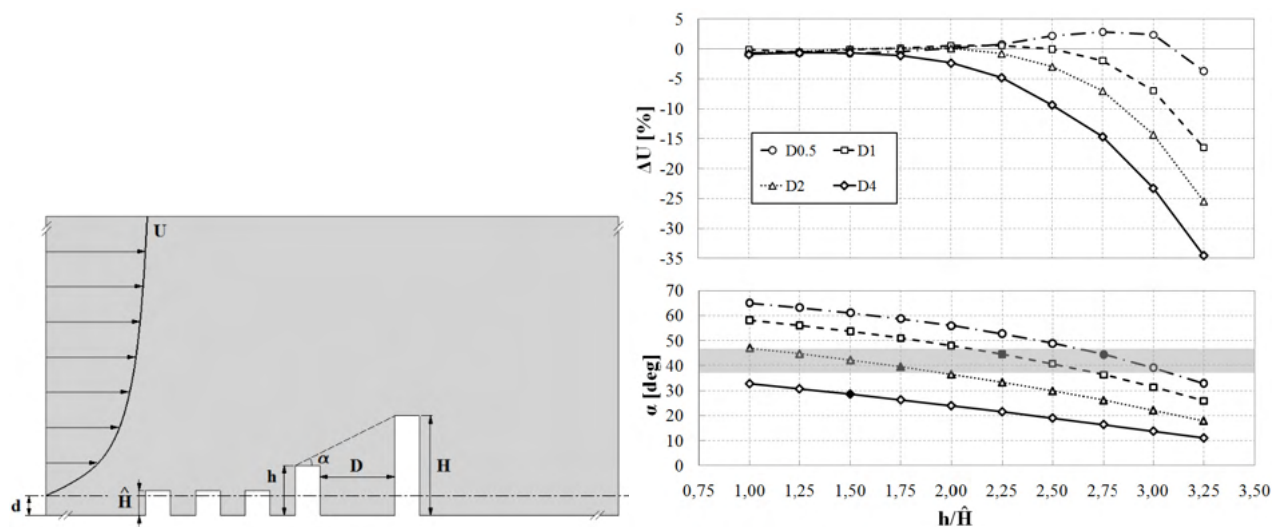


Figura 11. Incremento di velocità ed angolo geometrico fra gli spigoli esposti al vento [6].

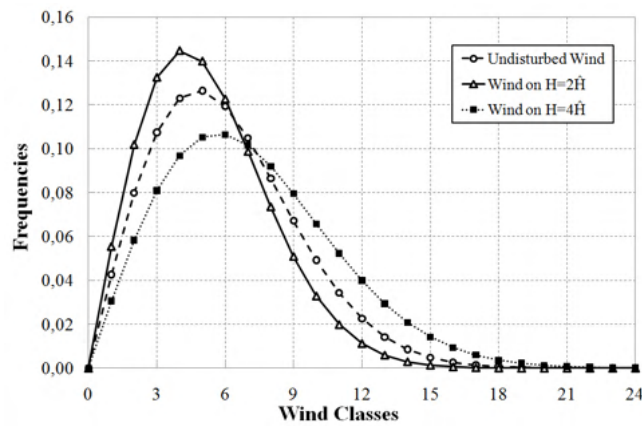
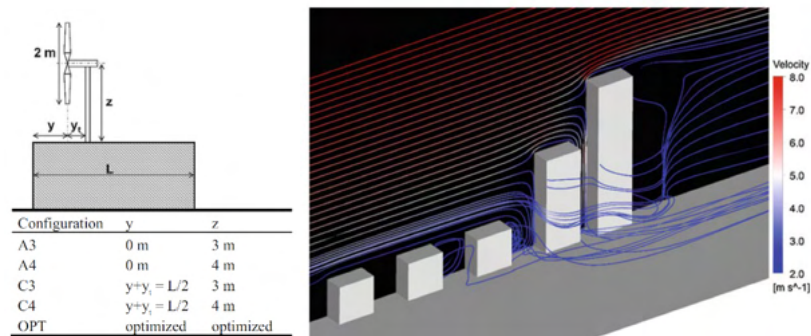


Figura 12. Distribuzioni di ventosità in caso di vento indisturbato, $H=2\hat{H}$; $h=1.00\hat{H}$; $D=0.5\hat{H}$ e $H=4\hat{H}$; $h=2.75\hat{H}$; $D=0.5\hat{H}$ [6].

2.1.3 Posizionamento dell'aerogeneratore

Tutte le analisi precedenti erano volte alla determinazione della velocità del vento su un ipotetico edificio di installazione posto in un contesto urbano. Sono state individuate, quindi, alcune linee guida per determinare se l'installazione possa essere favorita o penalizzata dalle condizioni circostanti. Il valore della velocità del vento sull'edificio è una grandezza significativa per stabilire la convenienza di un'installazione, ma non sufficiente. Anche se il campo di vento sul tetto dell'edificio è favorevole, occorre considerare che l'inserimento di un aerogeneratore altera le condizioni di vento presenti. Quindi la posizione ottimale dell'aerogeneratore e l'energia effettivamente prodotta dipendono dalla combinazione del capo di vento presente a causa della geometria degli edifici e dall'azione della turbina. Per analizzare questa interazione lo studio [7] ha analizzato le condizioni di vento con e senza turbina per differenti posizioni della stessa e differenti valori dell'altezza dell'edificio a monte di quello di installazione.

In particolare (Figura 13) sono state considerate due posizioni della turbine (sul bordo sottovento e centrata sul tetto) due quote della navicella. Inoltre, è stato studiato un quinto posizionamento corrispondente alla zona in cui si ha la maggiore velocità del vento. Tutte queste configurazioni sono state studiate per due altezze dell'edificio a monte.



Configuration	H	D	h
Environment 1	$4\hat{H}$	$0.5\hat{H}$	$3.25\hat{H}$
Environment 2	$4\hat{H}$	$0.5\hat{H}$	$2.50\hat{H}$

Figura 13. Configurazioni analizzate in [7].

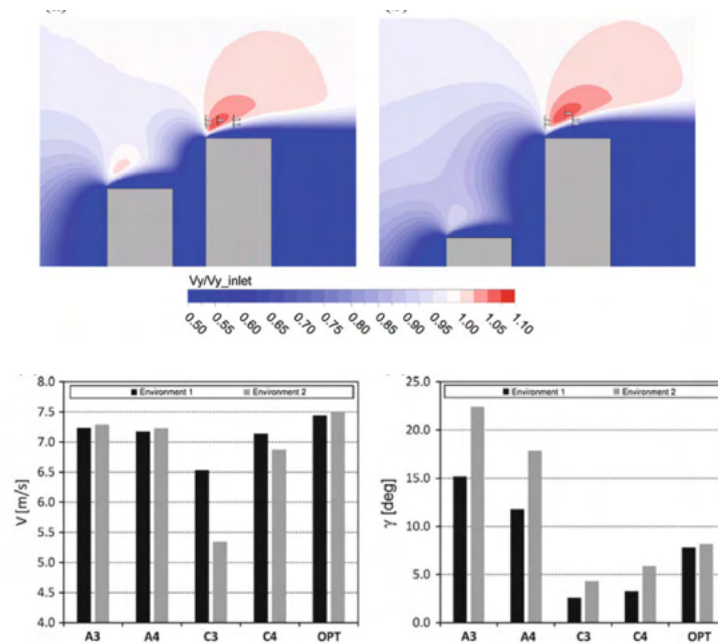


Figura 14. Campi di velocità ed inclinazioni del vento in diverse posizioni sul tetto dell'edificio [7].

La Figura 14 mostra il campo di velocità per le due condizioni simulate (cioè, altezze dell'edificio a monte) senza la presenza della turbina, le velocità ottenute nella zona di installazione e l'angolo di provenienza del vento rispetto alla direzione orizzontale. E' possibile osservare come anche piccole modifiche del posizionamento della turbina possano portare a significative variazioni del modulo e dell'angolo della velocità del vento. Come è facile immaginare, l'inserimento di una turbina eolica cambia le condizioni locali di vento e la potenza prodotta dalla macchina (Figura 15 e Figura 16).

Dalle figure è possibile notare l'impatto della turbina sul campo di moto e come questo si ripercuota sulla potenza prodotta. In particolare, si osserva come la massima potenza prodotta si ottenga per un'installazione posizionata in modo opportuno sul tetto e che questa posizione dipenda dalle condizioni degli edifici circostanti.

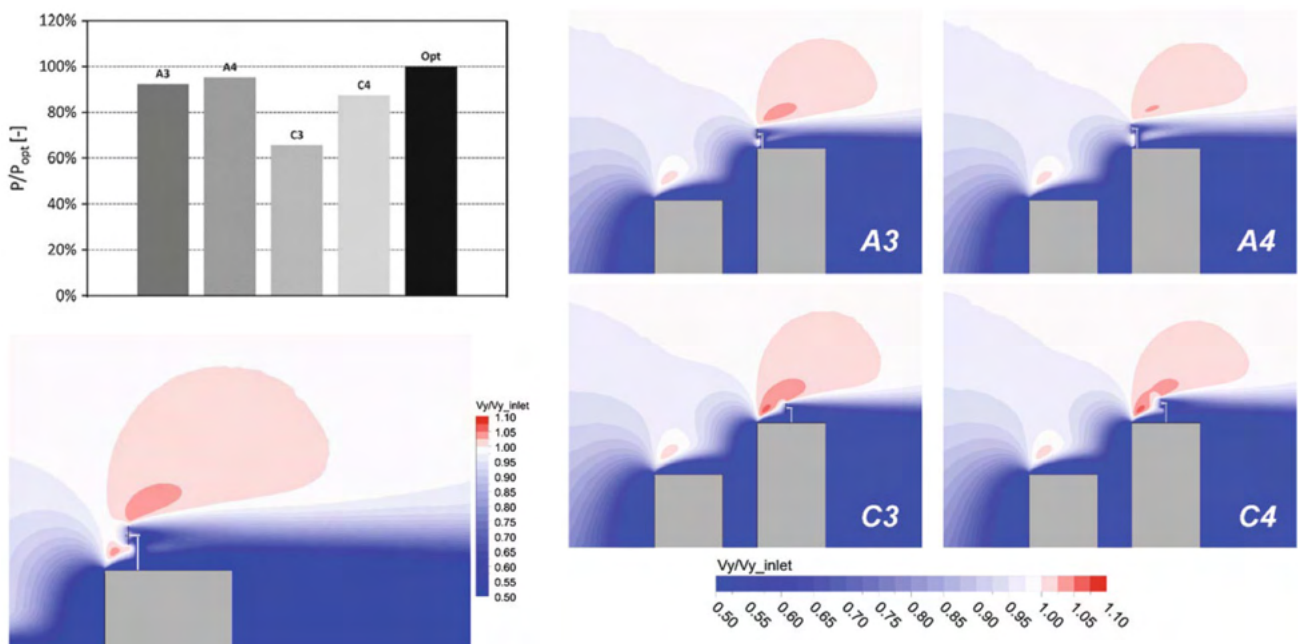


Figura 15. Campi di velocità nelle configurazioni testate e confronto fra le potenze prodotte – edificio a monte alto - [7].

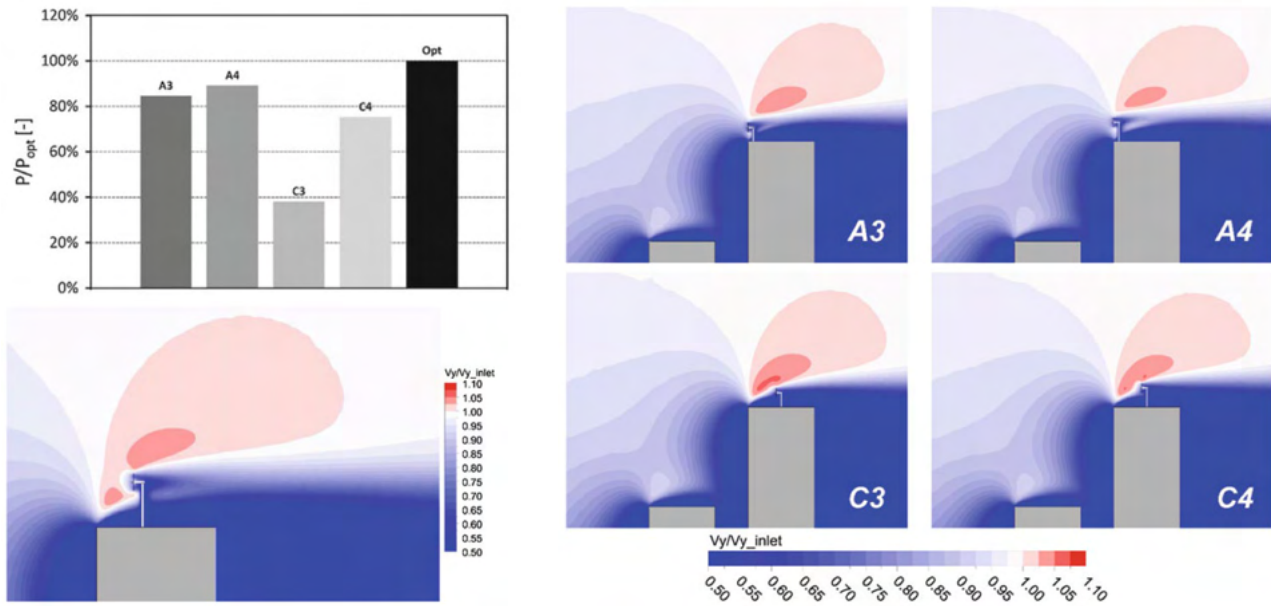


Figura 16. Campi di velocità nelle configurazioni testate e confronto fra le potenze prodotte – edificio a monte basso - [7].

2.1.4 Integrazione negli edifici

Quando la turbina è posta vicino all'edificio esiste un'interazione fra i due che può portare ad un aumento della velocità del vento nella posizione di installazione e/o alti livelli di turbolenza (Build Augmented Wind Turbines). Le tre possibili soluzioni, ad una combinazione delle quali si può ricondurre ogni installazione, sono:

- Turbina posta fra due edifici a forma di diffusore
- Turbina posta sopra o lateralmente ad edifici
- Turbina posta in un'apertura/condotto attraverso un edificio

L'effetto di concentrazione è presente solo per turbine piccole rispetto all'edificio (circa il 20% della dimensione caratteristica). La presenza dell'edificio impone che le turbine siano silenziose e quindi abbiano bassi tip speed ratio. Ciò comporta bassi numeri di Reynolds sul profilo (dovuti anche alle dimensioni contenute delle pale) e quindi una grossa influenza delle componenti viscosi del flusso con conseguente penalizzazione delle prestazioni. Inoltre, le turbine devono avere basse vibrazioni per non interferire con la struttura di installazione. In ultimo, nella progettazione dell'installazione, bisogna tenere conto delle deformazioni che possono subire le pale con l'azione del vento per evitare interferenze con i sostegni anche nelle condizioni più gravose. Per quanto riguarda la tipologia di turbina, occorre fare le seguenti considerazioni:

- Le turbine ad asse verticale (VAWT) hanno il vantaggio di essere insensibili alla direzione del vento, ma hanno però rendimenti generalmente più bassi.
- Le turbine ad asse orizzontale (HAWT): devono essere orientate secondo la direzione prevalente del vento. Per sfruttare il vento in entrambe le direzioni devono permettere una rotazione delle pale di 180° attorno al proprio asse ed avere il generatore che può funzionare nelle due direzioni
- Un'altra possibilità sono le Turbine Wells (HAWT con profili di forma simmetrica): hanno basse efficienze ma possono lavorare in entrambi i sensi della direzione prevalente del vento. Hanno generalmente problemi di avviamento

Per quanto riguarda le tipologie di installazione sugli edifici:

- **Installazione fra edifici con forma a diffusore:**

Gli edifici sono conformati in modo da costituire un diffusore per la turbina. Un diffusore può

aumentare notevolmente le prestazioni della macchina specialmente se di forma circolare. Questa è la configurazione che porta ai migliori rendimenti. Indagini sperimentali hanno dimostrato che il diffusore deve essere lungo per avere incrementi significativi, ma ciò si combina male con le applicazioni negli edifici. Si scelgono soluzioni più corte che rendano l'installazione meno sensibile alla direzione del vento (short diffuser configuration). Questa configurazione non opera solo come diffusore, ma come combinazione di condotto e diffusore

- **Alloggiamento in un condotto attraverso l'edificio**

La differenza di pressione fra monte e valle dell'edificio promuove il flusso attraverso l'apertura. A monte si hanno condizioni di stagnazione, a valle si forma una depressione legata al vento che passa sopra l'edificio ed ai lati. Non conviene smussare gli angoli dell'edificio perché ciò può causare velocità di separazione più basse e quindi ridurre la differenza di pressione fra monte e valle dell'edificio. La geometria migliore è quella di una facciata piana con un'apertura in cui è alloggiata la macchina (flat plate concentrator). In caso di venti non perpendicolari può essere utile arrotondare i bordi di ingresso del condotto per guidare meglio il flusso. La differenza di pressione monte valle non è molto sensibile alla direzione del vento.

- **In copertura o lateralmente ad un edificio**

Le turbine operano nella zona in cui il vento è più veloce rispetto alla condizione indisturbata lontana dall'edificio (fino al 20%). Conviene installare turbine piccole che siano totalmente immerse nella zona ad alta velocità. Per collocarle sul tetto occorre ricordare che il flusso separa sul bordo del tetto con un angolo di circa 45° rispetto all'orizzontale (tetto piano). Per una turbina Darrieus questo effetto non è significativo soprattutto per basse velocità di rotazione. Diversamente, per le HAWT, ciò comporta lo stallo dei profili, un decadimento delle prestazioni ed uno sbilanciamento dei carichi del rotore. A causa della separazione, la posizione della turbina deve essere scelta con accortezza per evitare le zone con forte turbolenza.

2.1.5 Considerazioni sulla selezione della turbina

Come conclusione di questa parte introduttiva, conviene soffermarsi sulla selezione della tipologia di macchina da utilizzare in installazioni urbane. E' difficile definire una categoria in assoluto più adatta, ma possono essere messe in evidenza le caratteristiche positive e negative delle due principali tipologie di macchina (turbine ad asse orizzontale ed asse verticale)

Per quanto riguarda le turbine ad asse orizzontale (Figura 17):

- I rendimenti sono generalmente superiori (tutto il rotore lavora nelle medesime condizioni che sono costanti durante la rotazione). Le velocità di rotazione sono elevate con conseguente rumorosità
- Nel caso di flussi inclinati le prestazioni scadono notevolmente: si riduce l'area efficace e l'interazione aerodinamica pala-vento diventa più complessa (è come se la macchina lavorasse con un angolo di yaw, senza poter ruotare). Per minimizzare questi effetti, sono state pensate installazioni in cui il palo di sostegno non è verticale, ma inclinato di alcuni gradi verso il vento per ridurre l'angolo di incidenza fra il vento ed il piano delle pale.

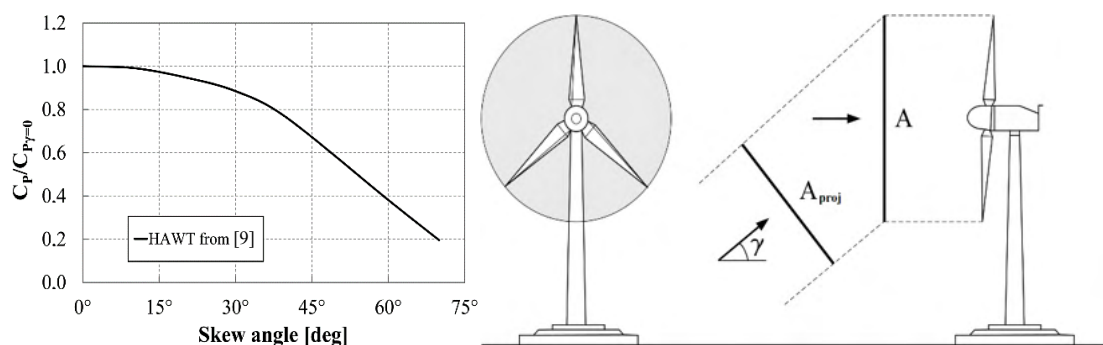


Figura 17. Andamento del coefficiente di prestazione di una HAWT al variare dell'angolo di skew [8].

Per quanto riguarda le turbine ad asse verticale (Figura 18):

- I rendimenti sono generalmente inferiori perché il flusso è variabile sul giro e le condizioni di lavoro del profilo non sono costanti
- Le velocità di rotazione sono inferiori e quindi la rumorosità è ridotta. Possono esserci problemi strutturali dovuti alla fluttuazione della risultante delle forze agenti sul palo ed all'azione della forza centrifuga sulle pale
- Nel caso di flussi inclinati alcuni studi numerici e sperimentali hanno dimostrato che si può avere anche un aumento delle prestazioni. Questo è dovuto all'aumento dell'area apparente della macchina che, per piccoli angoli, compensa la peggiore efficienza dei profili.
- Per quest'ultime macchine, la maggiore turbolenza rende anche i profili più stabili.

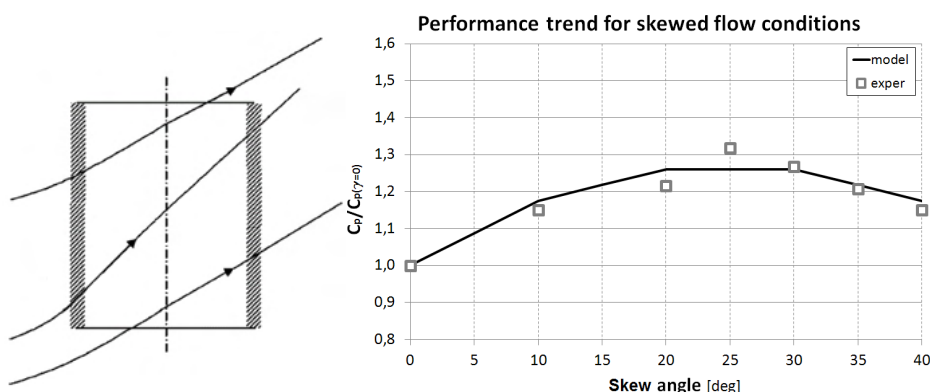


Figura 18. Andamento del coefficiente di prestazione di una VAWT al variare dell'angolo di skew [8].

2.2 Utilizzo dell'energia da fonte eolica in ambito residenziale

Nelle sezioni successive viene analizzato nel dettaglio l'impatto ambientale ed economico che la produzione di energia elettrica da fonte eolica può avere in ambito residenziale e per edifici adibiti ad ufficio.

L'integrazione della produzione eolica nell'ambiente urbano viene studiata considerando le potenziali sinergie che questa può avere con quella fotovoltaica e con le tecnologie che permettono la l'utilizzo dell'energia elettrica autoprodotta per usi termici e/o la sua conversione in idrogeno. Allo stesso tempo, la coesistenza di più fonti di energia elettrica rinnovabile (eolica e fotovoltaica) e l'utilizzo di sistemi micro-cogenerativi può portare ad una produzione eccessiva di energia elettrica. Questa eventualità è mitigata dalla presenza dei sistemi di accumulo, elettrochimici, termici e chimici, ma è comunque possibile ed il suo impatto è valutato nello studio. Infatti, uno dei risultati salienti dell'analisi è proprio quello di mostrare quale sia la combinazione di tecnologie di produzione, conversione e stoccaggio dell'energia migliore dai punti vista ambientali ed economici.

L'utilizzo dell'energia elettrica rinnovabile per l'autoproduzione di energia termica, quale che sia il percorso di conversione seguito, è uno dei possibili modi per de-carbonizzare il settore residenziale, e quello gli edifici in generale, ancora fortemente dipendente dai combustibili fossili per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria. Tuttavia, poiché la domanda elettrica, quella termica e la produzione da rinnovabile, spesso non coincidono nel tempo, In un sistema poli-generativo possono essere utili anche le tecnologie di accumulo dell'energia sotto varie forme. Infatti, grazie alla presenza di capacità di accumulo, il sistema acquisisce la flessibilità necessaria per spostare l'energia da un vettore energetico ad un altro, anche nel caso in cui questi ultimi sia sfasati temporalmente.

Nel presente studio, per affiancare e valorizzare la produzione elettrica rinnovabile, vengono valutate molteplici tecnologie e combinazioni di impianto. Le prestazioni del sistema poli-generativo costituito da: turbine eoliche, pannelli fotovoltaici, pompe di calore in assetto di riscaldamento e raffreddamento, boiler a gas, celle a combustibile, motori a combustione interna, elettrolizzatori alcalini, batterie al litio, accumuli di

acqua calda e accumuli di idrogeno in pressione, vengono simulate e, per ogni configurazione studiata, vengono valutate le prestazioni economiche e la riduzione di emissioni di CO₂ conseguite.

Nelle sezioni seguenti, verrà introdotta nel dettaglio la metodologia seguita per la modellazione semplificata e l'ottimizzazione della gestione del sistema poli-generativo in esame. L'utilizzo di una gestione ottimizzata, nell'ottica di analizzare la potenzialità dell'energia eolica in ambito residenziale, può rivelarsi un utile strumento per stabilire quali effettivamente siano le prestazioni a cui il sistema può idealmente aspirare. Infatti, essa permette di discernere l'impatto delle singole tecnologie da quello della gestione del sistema, che è assunta come la migliore possibile.

Oltre alla metodologia di analisi seguita, nelle sezioni seguenti vengono presentate anche le condizioni al contorno delle simulazioni effettuate. A tale scopo, vengono di seguito introdotti il caso studio oggetto delle simulazioni e gli scenari di prezzo dell'energia considerati.

2.3 Casi studio selezionati

I casi studio analizzati sono caratterizzati da dati di consumo elettrico e termico simulati e non misurati (profili di carico sintetici). Tuttavia, questa caratteristica non impone nessuna limitazione all'analisi e non preclude in nessun modo la possibilità di utilizzare la metodologia definita di seguito con dataset diversi e/o di origine sperimentale.

I profili di assorbimento elettrico utilizzati per le utenze residenziali e per l'edificio adibito ad uffici hanno cadenza oraria e comprendono tutti i consumi elettrici di una comune abitazione (illuminazione interna ed esterna, elettrodomestici e autoclave), o di un ufficio (illuminazione interna ed esterna, apparecchiature da ufficio, autoclave e ventilazione meccanica) mentre sono esclusi i consumi dovuti al riscaldamento, al raffrescamento e alla produzione di acqua calda sanitaria. I dati utilizzati per le abitazioni sono caratteristici di una abitazione americana situata a Richmond, Virginia, ma vengono considerati validi per rappresentare il consumo di una abitazione italiana. Analogamente, i dati utilizzati per gli uffici sono riferiti ad un edificio adibito a tale uso, situato a Baltimora, Maryland, e sono anch'essi considerati rappresentativi dei consumi di un edificio ad uso uffici italiano. I dati utilizzati possono essere liberamente scaricati presso [9].

Per quanto riguarda i consumi termici, in termini di kWh richiesti per il riscaldamento ed il raffrescamento ogni 15 min, sono stati utilizzati dei profili di assorbimento simulati tramite il software ODESSE [10]. Tali dati tengono conto della località e delle temperature registrate durante l'anno, oltre che della dimensione, tipologia, orientazione e anno di realizzazione dell'edificio.

Per fornire dei risultati il più possibile rappresentativi della varietà di climi registrati lungo la penisola italiana, i tre casi studio residenziali sono localizzati in tre diverse città italiane: Milano, Roma e Palermo. Per quanto riguarda l'edificio adibito ad uffici, una sola località è stata selezionata, ossia Roma.

Per i casi studio residenziali, il set di dati è adimensionalizzato e scalati per rappresentare un gruppo di 10 utenze domestiche ($N_{ut} = 10$).

Per quanto riguarda i consumi di energia dovuti alla produzione di acqua calda sanitaria, essi sono stati stimati in base al modello proposto in [11] per gli edifici di tipo residenziali e tratti dal database in [9], per quanto riguarda l'edificio adibito ad uffici.

Poiché i dati di consumo termico (riscaldamento e raffrescamento), che sono quelli maggiormente legati alle condizioni climatiche, si riferiscono a delle precise località, per la valutazione delle condizioni climatiche e, quindi, della produzione da rinnovabile viene fatto riferimento alle località sopra indicate. Per le città selezionate, i dati relativi alla radiazione solare e alla velocità del vento al suolo (10 m di quota) sono stati reperiti presso il database PVGIS [12].

In PVGIS [12], i dati disponibili permettono di valutare automaticamente la produzione da fotovoltaico e forniscono la velocità del vento a bassa quota, considerata rappresentativa delle condizioni di vento che una eventuale installazione eolica di piccola taglia si trova a poter sfruttare.

Mentre la produzione elettrica da fotovoltaico è direttamente disponibile nel set di dati utilizzato, la produzione elettrica da eolico deve essere calcolata a partire dalla velocità del vento. Tuttavia, per tenere conto degli effetti caratteristici derivanti dall'uso di turbine di piccola taglia, è necessario utilizzare dei particolari accorgimenti, come quelli descritti nella sezione successiva.

I dati di consumo elettrico e termico relativi alle utenze considerate sono riportati nelle Figure 19 – 22. Come si può notare, le tendenze annuali dei consumi riflettono l'appartenenza geografica del caso studio. Infatti, confrontando le Figure 19 – 21, si può osservare come consumi termici dovuti al riscaldamento vadano diminuendo di intensità e durata dal caso studio 1 (Milano), al caso studio 3 (Palermo). Contemporaneamente, i consumi dovuti al raffrescamento aumentano notevolmente di frequenza e durata nell'anno con lo spostarsi verso sud. Coerentemente con la pratica italiana, vi sono dei momenti dell'anno (in primavera ed autunno) in cui non si ha né raffrescamento, né riscaldamento. Tali momenti vanno a ridursi a causa della collocazione geografica del caso studio (in località del nord la stagione di riscaldamento risulta di durata maggiore) e con la destinazione d'uso dell'edificio (nel caso di uffici la stagione di raffrescamento è di durata tendenzialmente maggiore).

Vale la pena notare come i carichi elettrici diminuiscono in estate a causa del fatto che non è stato incluso il raffrescamento estivo. Perciò, nei dati utilizzati è visibile solo il picco di carico invernale, sostanzialmente legati ai consumi domestici e di illuminazione.

Benché inclusa nell'analisi, il consumo relativo alla produzione di acqua calda sanitaria è molto minore dei consumi dovuti al riscaldamento ed al raffrescamento, perciò non è riportata nei grafici sottostanti.

Nelle Figure 19 – 22 sono riportati gli andamenti dei consumi adimensionali. Questi andamenti sono trasformati in carichi dimensionali specificando le potenze nominali disponibili nei vari edifici assunti a caso studio. Per i casi studio residenziali, per ogni abitazione, viene assunta una potenza disponibile massima pari a $6 kW_{el}$ per la domanda elettrica, $25 kW_{th}$ per il riscaldamento e $12 kW_{th}$ per il raffrescamento. Poiché il numero di abitazioni è assunto pari a 10, la domanda elettrica massima risulta pari a $60 kW_{el}$, quella termica per il riscaldamento pari a $250 kW_{th}$ e quella per il raffrescamento pari a $120 kW_{th}$. Per l'edificio adibito ad uffici, le stesse potenze sono assunte pari a $80 kW_{el}$ per la potenza installata elettrica, $25 kW_{th}$ per il riscaldamento e $120 kW_{th}$ per il raffrescamento.

Nel modello, si ipotizza che ogni edificio abbia a disposizione l'accesso alla rete elettrica, per un assorbimento massimo pari alla capacità installata, mentre, per l'energia termica, si ipotizza di avere accesso alla rete del gas.

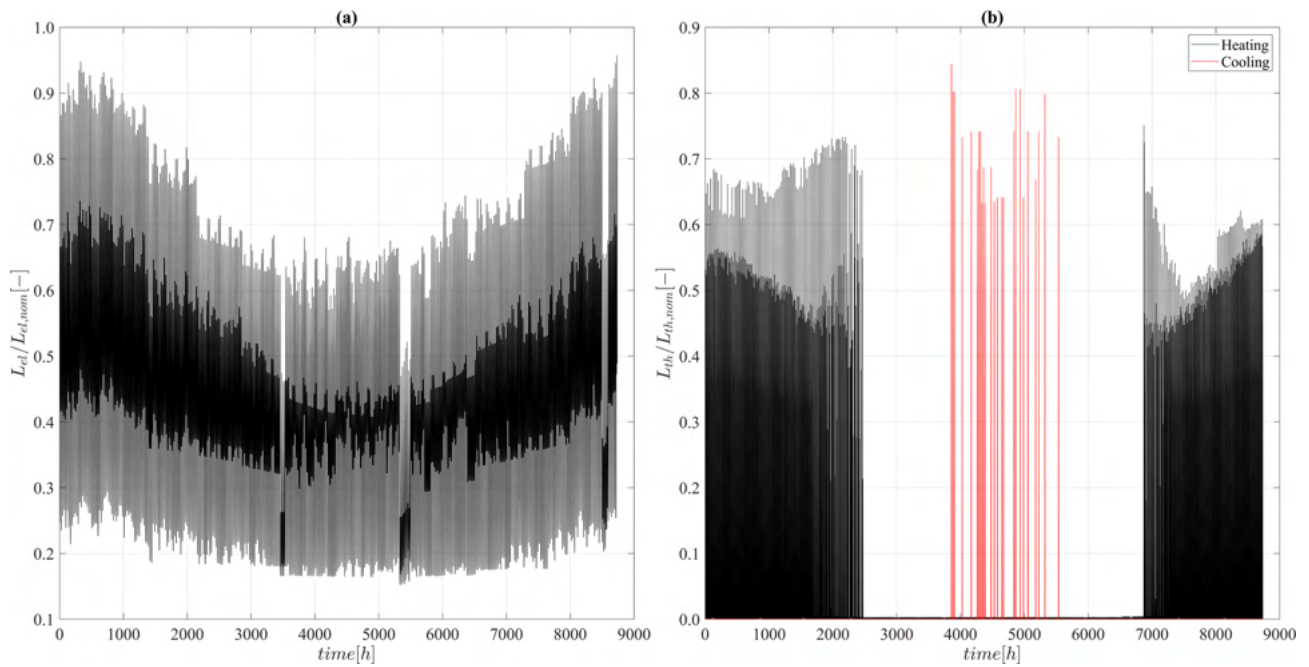


Figura 19. Andamenti annuali normalizzati della domanda elettrica (a) e termica (b) (riscaldamento e raffrescamento). Dati relativi al caso studio residenziale 1 (località Milano). Dati presi da [9,10].

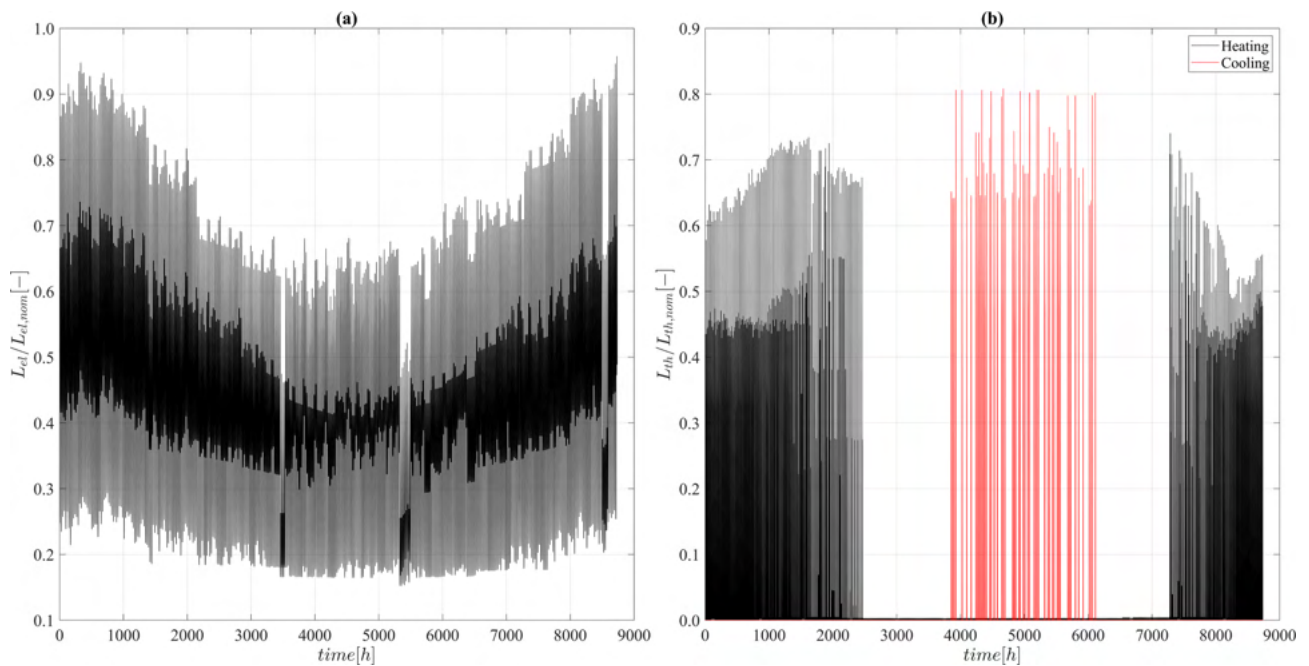


Figura 20. Andamenti annuali normalizzati della domanda elettrica (a) e termica (b) (riscaldamento e raffrescamento). Dati relativi al caso studio residenziale 2 (località Roma). Dati presi da [9,10].

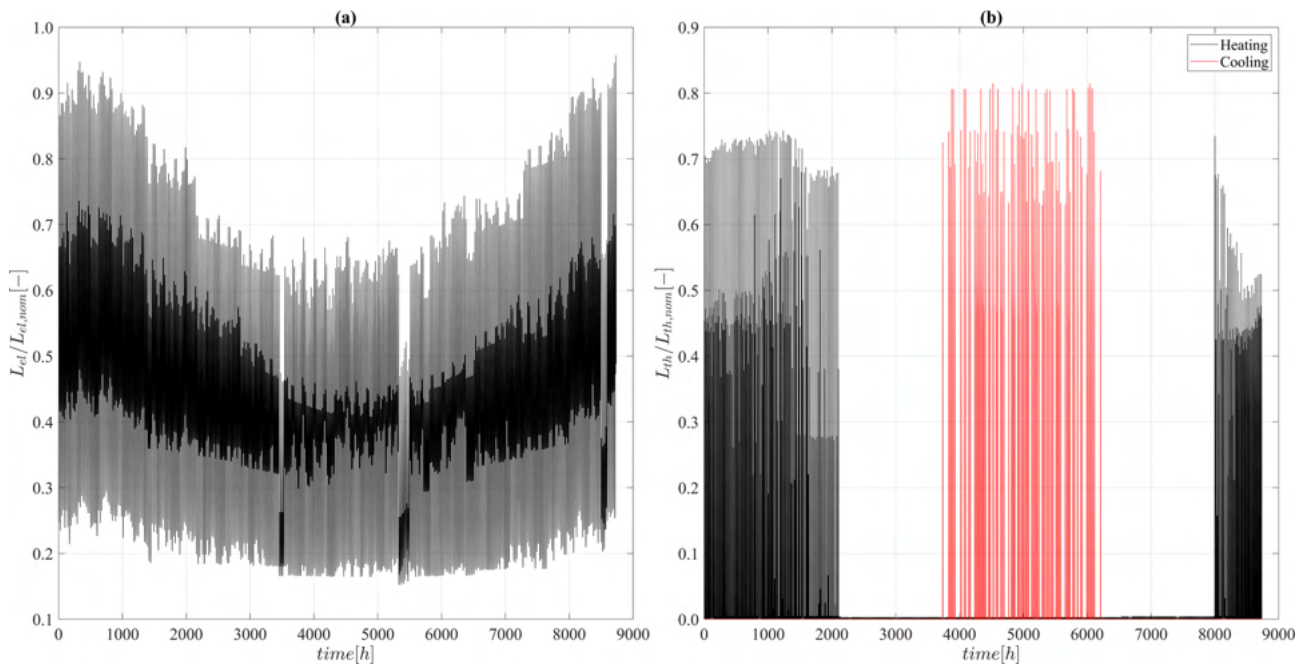


Figura 21. Andamenti annuali normalizzati della domanda elettrica (a) e termica (b) (riscaldamento e raffrescamento). Dati relativi al caso studio residenziale 3 (località Palermo). Dati presi da [9,10].

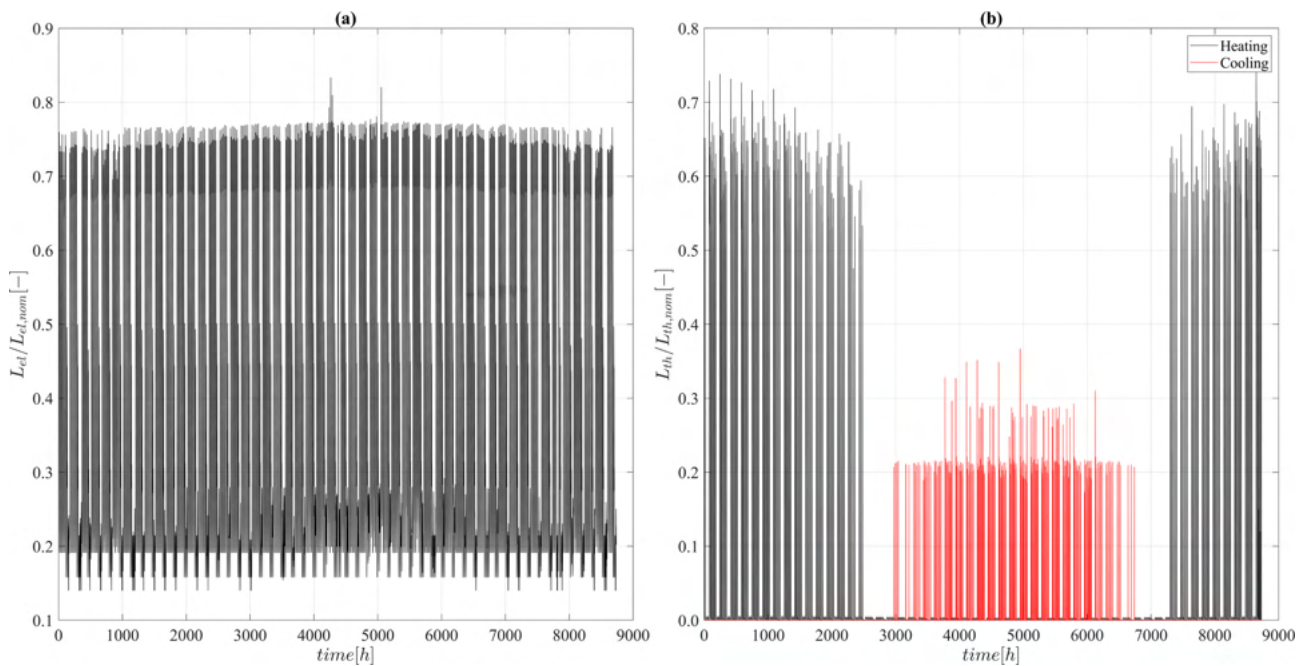


Figura 22. Andamenti annuali normalizzati della domanda elettrica (a) e termica (b) (riscaldamento e raffrescamento). Dati relativi al caso studio dell'edificio adibito ad uffici. Dati presi da [9,10].

2.4 Produzione di energia elettrica da fonte eolica con turbine di piccola taglia

Per modellare la produzione di energia elettrica da fonte eolica con turbine di piccola taglia, due elementi sono necessari: un profilo di vento rappresentativo delle condizioni che si possono registrare a bassa quota ed in ambito cittadino ed una curva di potenza della macchina che tenga conto della variabilità della potenza in output rispetto alla produzione teorica attesa.

Il profilo di velocità disponibile nel set di dati utilizzato è caratteristico di un vento a bassissima quota (10 m). Perciò, deve essere riportato ad una quota diversa più rappresentativa della generazione micro-eolica. Nel presente studio la quota alla quale si ipotizza di installare la turbina è pari a 40 m. Il modello utilizzato per adattare il vento dalla quota di 10 m a quella di 40 m è tratto da [13]. Il modello è espresso come (Eq. 1):

$$v_w(Z) = v_w(Z_0) \cdot \frac{\ln(Z/Z_r)}{\ln(Z_0/Z_r)} \quad (1)$$

Dove v_w è la velocità del vento alla quota $Z_0 = 10$ m, $Z = 40$ m è la quota alla quale si vuole calcolare il nuovo valore di velocità. Il parametro Z_r è caratteristico del modello e dipende dalla natura del terreno. In Tabella 1 sono riportati i valori dei parametri Z_r . Nell'analisi si è scelto di usare valori intermedi fra quelli relativi alla periferia e quelli riferiti al centro cittadino.

Per quanto riguarda la curva di potenza della macchina, invece, è necessario sviluppare un modello adeguato. Infatti, mentre la produzione eolica è generalmente modellata per mezzo di curve di potenza teoriche, o "limite", che associano ad una data velocità del vento sempre la stessa potenza in output, nella pratica la potenza erogata da una singola turbina può variare anche di molto rispetto al valore teorico atteso. L'effetto descritto è tanto più marcato quanto più le macchine sono in numero ridotto e/o di piccola taglia. Poche turbine, infatti, tendono a produrre una potenza di output molto più variabile rispetto alla curva teorica della macchina, di quanto non faccia una wind farm molto numerosa. Per spiegare questo fatto, basta considerare che la potenza in output ad una turbina eolica può essere schematizzata come la sovrapposizione di una potenza teorica, determinata sulla base della curva di potenza, e di un "rumore" dovuto a molteplici cause. È chiaro, quindi, che, in presenza di più macchine, i "rumori" sovrapposti alla potenza erogata da ciascuna macchina, tendano ad eliminarsi, rendendo così l'output complessivo meno variabile.

Nel caso di produzione eolica di piccole dimensioni, come quella che è ragionevole aspettarsi in ambito urbano e per applicazioni su scala residenziale, il numero delle turbine coinvolte è generalmente molto basso. Quindi, è necessario tenere conto della variabilità statistica che caratterizza la potenza erogata da queste macchine, per caratterizzare in modo realistico la risorsa eolica nelle simulazioni. Per fare questo, nello studio è stato sviluppato un modello che permette di simulare la curva di potenza "probabilistica" di una turbina eolica di piccola taglia ($P_{nom} = 1$ kW). Il modello è stato costruito sulla base di dati sperimentali relativi alla potenza erogata da una turbina eolica ad asse orizzontale di piccola taglia reperibili in letteratura [14]. In [14], vengono elencate diverse possibili cause per la grande variazione misurata fra la potenza erogata e quella attesa secondo una curva di potenza tradizionale. In particolare, possono avere un notevole impatto l'inerzia del generatore e la sua tendenza a surriscaldarsi, che è più marcata in macchine elettriche di piccole dimensioni, tendenzialmente di qualità inferiore rispetto alle macchine più grandi. Possono giocare un ruolo, anche il voltaggio a cui opera la batteria, se presente, ad es. in un contesto isolato dalla rete, e anche la posizione dell'anemometro che misura la velocità del vento, che spesso non è esattamente corrispondente a quella dove è installata la macchina.

Una modellazione dettagliata degli effetti sopraelencati va oltre gli scopi del presente studio. Pertanto, sulla base dei dati sperimentali forniti da [14], è stato sviluppato un modello probabilistico della curva di potenza della turbina eolica. Il modello così realizzato permette di simulare la potenza in output dalla macchina per una data velocità del vento v_w . Tuttavia, a differenza di quanto accade con una curva di potenza deterministica, che associa ad un valore di v_w un solo valore di P_w , il modello sviluppato associa a v_w una distribuzione di probabilità $K_i(P_w)$, dalla quale viene estratto in modo randomico l'effettivo valore

della potenza erogata. Nonostante P_w sia il risultato di un processo stocastico, è necessario mantenere un legame fra quest'ultima e v_w . Per questo motivo, sono state definite N distribuzioni i -esime di P_w ognuna delle quali riferita a valori di v_w compresi in uno specifico intervallo, o bin. Le N distribuzioni sono state definite a partire dai dati di P_w corrispondenti alle velocità v_w afferenti al medesimo bin i -esimo. Per ogni bin i -esimo vale (Eq. 2):

$$\begin{cases} \text{se } V_i \geq v_w > V_{i+1}, \\ P_w(v_w) = \text{random number from } \mathcal{K}_i \end{cases} \quad (2)$$

Il numero N dei bin ($i=1:N$), è definito per tentativi in modo da rappresentare con accuratezza i dati originari di potenza erogata dalla turbina. Un numero di bin pari a XX si è dimostrato adeguato allo studio qui presentato. Le K_i , o distribuzioni *Kernel*, sono distribuzioni non-parametriche definite tramite una procedura di fit, a partire dai dati di P_w corrispondenti alle velocità del vento comprese all'interno del bin i -esimo. Essendo stimate a partire dai dati, le K_i possono rappresentare distribuzioni di probabilità di qualsiasi forma e si adattano bene ai dati sperimentali usati, che, in generale, non sono distribuiti secondo nessuna delle tradizionali distribuzioni di probabilità per le quali esistono espressioni analitiche. La stima delle K_i è stata effettuata per mezzo della funzione *fitdist* implementata MATLAB, in cui è stata selezionata l'opzione '*Kernel*' [15].

Una visualizzazione della curva di potenza probabilistica della turbina eolica è riportata in Figura 23. La rappresentazione a "scatola e baffi" mostra la variabilità dei dati rispetto ad una curva di potenza deterministica. Nella figura sono visibili il valore corrispondente al 50-esimo percentile (punto cerchiato) La scatola, che contiene i dati compresi fra il 25-esimo e 75-esimo percentile, ed i baffi, che comprendono i dati dal quinto al 95-esimo percentile. I cerchi vuoti rappresentano gli eventuali outlier. Per ogni gruppo i -esimo di scatola e baffi, è stata creata la distribuzione K_i corrispondente.

Il confronto fra i dati sperimentali reperibili in [14] e quelli creati a partire dal modello in Eq. 2 è riportato in Figura 24. Come si può constatare, l'accordo fra il modello probabilistico ed i dati sperimentali è tale da non poter evidenziare nessun effetto rilevante dal punto di vista statistico. La bontà del modello sviluppato è confermata anche dal confronto in Figura 25 fra gli istogrammi della potenza misurata sperimentalmente e quella risultante dal modello. Come si può constatare, i due istogrammi sono pressoché identici. Tale risultato conferma che il modello riesce a riprodurre fedelmente la variabilità statistica della produzione eolica sperimentale.

Per mezzo del modello di curva di potenza probabilistica sviluppato, è possibile convertire i dati di velocità vento in Figura 26 in potenza elettrica. Gli istogrammi in Figura 26 (b) e (d) coincidono perché la medesima località è considerata.

Gli andamenti annuali della potenza elettrica normalizzata erogata dalle turbine eoliche calcolata dai profili di velocità di vento in Figura 26 sono riportati nelle Figure 27 – 30 insieme agli istogrammi corrispondenti. Inoltre, in queste Figure sono anche riportati i profili normalizzati di produzione fotovoltaica ed i corrispondenti istogrammi.

Dai dati riportati nelle Figure 27 – 30 si può constatare come la produzione eolica sia tendenzialmente inferiore nel caso del caso studio relativo a Milano, rispetto a quello relativo a Palermo, che ha la maggior produzione. Questo fatto dipende principalmente dai dati di vento caratteristici delle aree in cui si trovano le due città, che vedono Milano e le zone limitrofe come poco promettenti per la produzione eolica.

In generale, comunque, la produzione eolica in ambito cittadino risulta poco attraente, almeno per le città analizzate, a giudicare dai dati nelle Figure 26 – 30, poiché la risorsa eolica che le caratterizza è mediocre.

Tabella 1. Parametro del modello in Eq. 1. Dati tratti da [13]

Terreno:	$Z_r [m]$
Ghiaccio	1e-5
Mare calmo	2·1e-4
Mare mosso	5·1e-4
Neve	3·1e-3
Erba bassa	8·1e-3
Pascolo	0.01
Campo non coltivato	0.03
Campo di grano	0.05
pochi alberi	0.1
Molti alberi o pochi edifici	0.25
Foresta	0.5
Periferia	1.5
Centro città	3.0

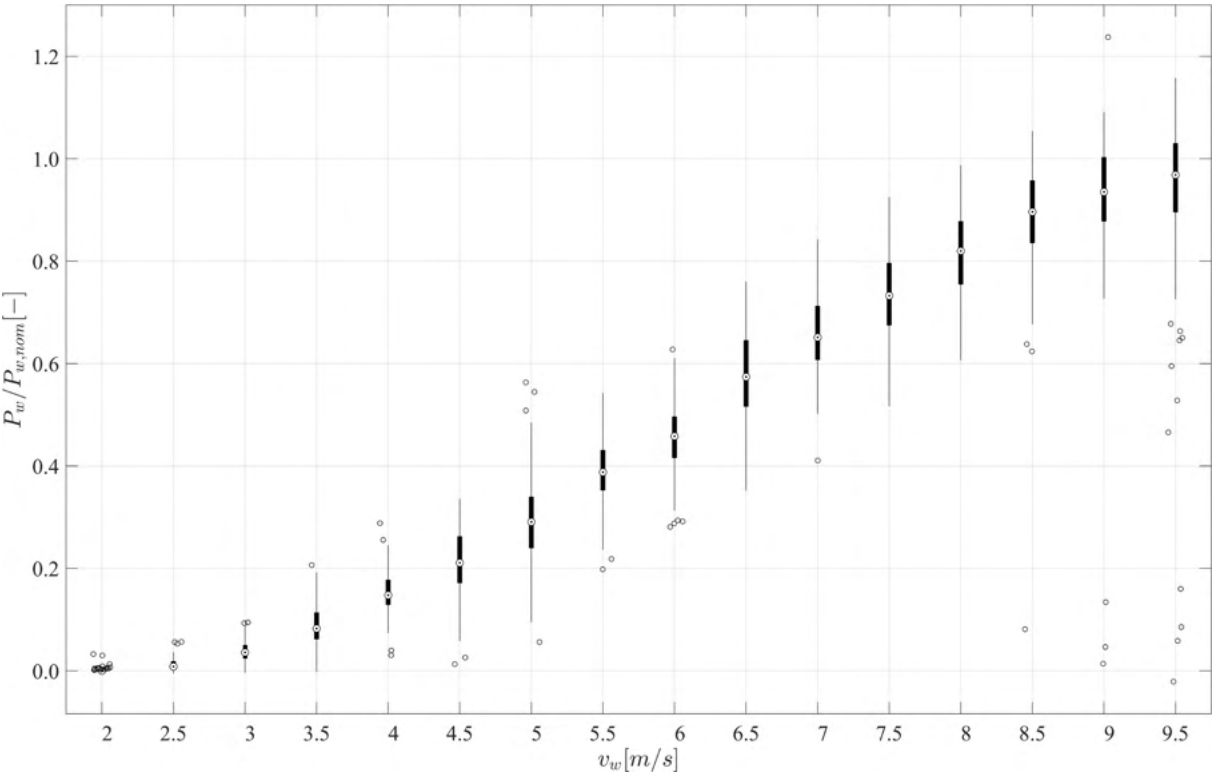


Figura 23. Curva di potenza probabilistica della turbina eolica analizzata in [14]. Il punto cerchiato rappresenta il 50-esimo percentile. la scatola contiene i dati compresi fra il 25-esimo e 75-esimo percentile. I baffi comprendono i dati dal quinto al 95-esimo percentile. I cerchi vuoti rappresentano gli outlier

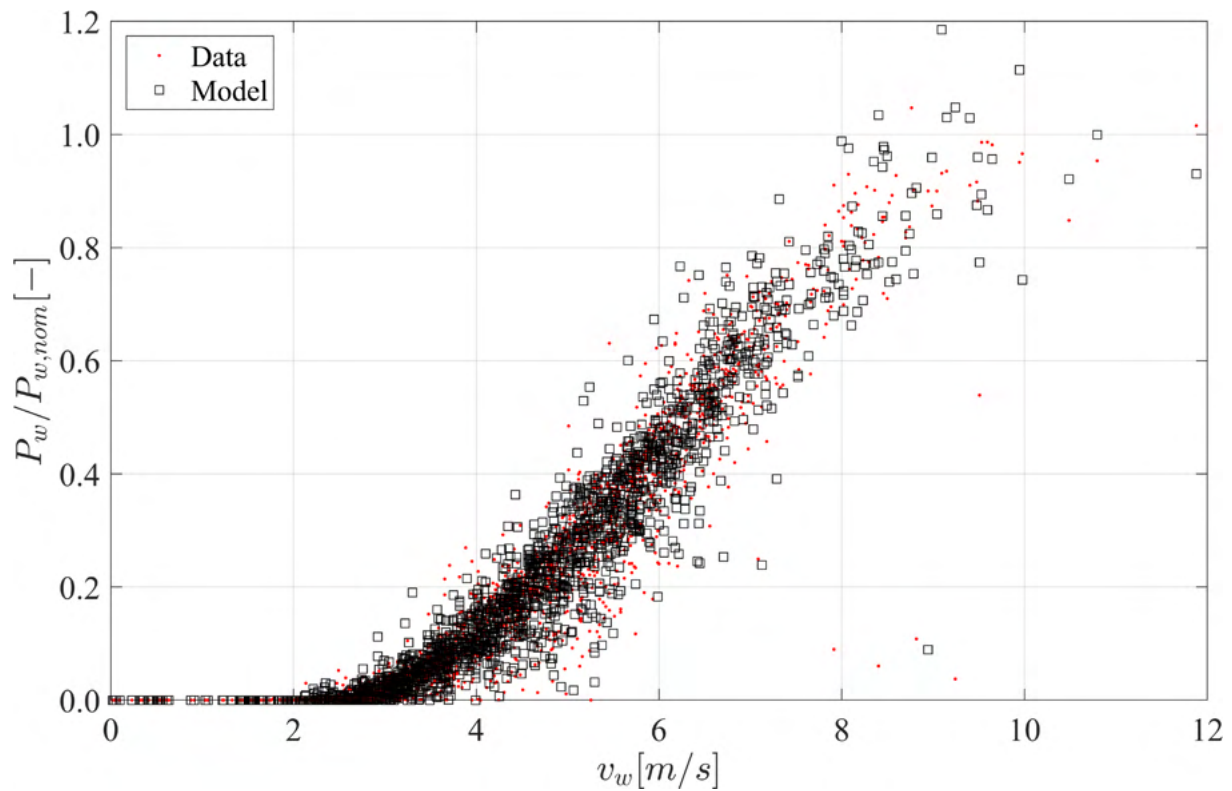


Figura 24. Confronto fra i dati sperimentali in [14] e quelli forniti dal modello sviluppato

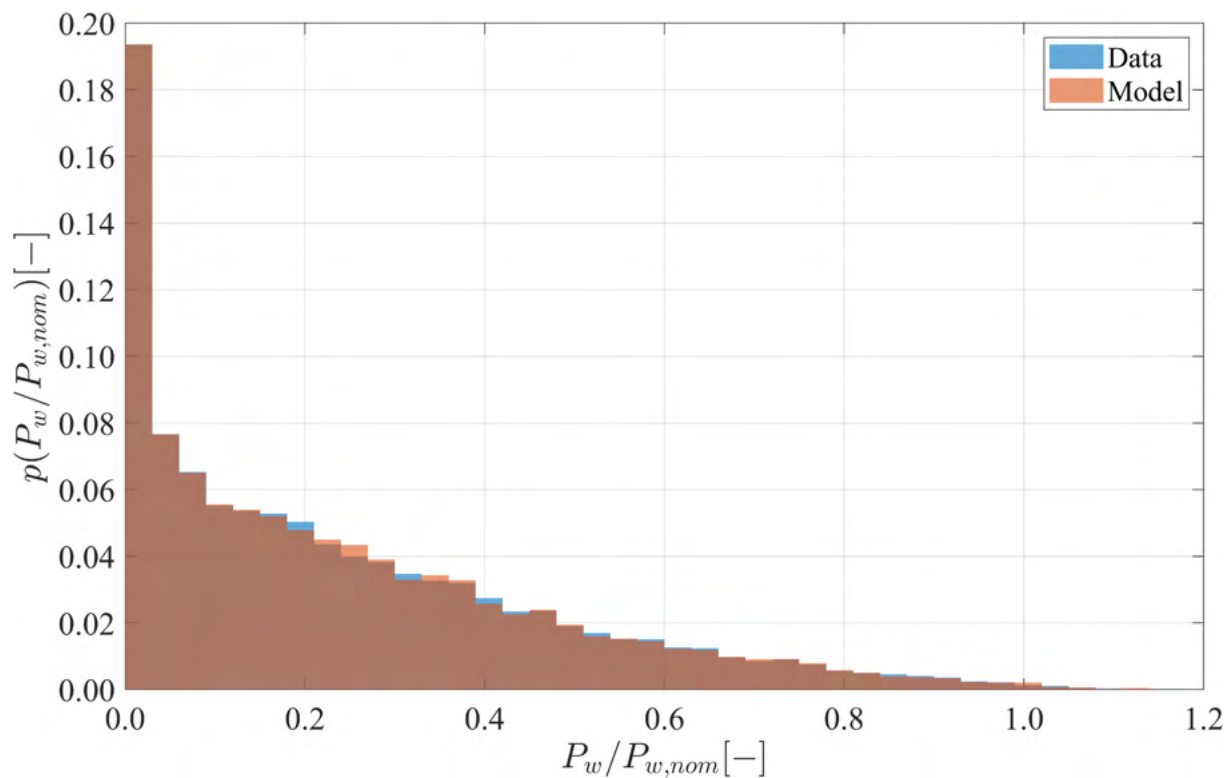


Figura 25. Confronto fra l'istogramma della potenza misurata in [14] e quello fornito dal modello sviluppato

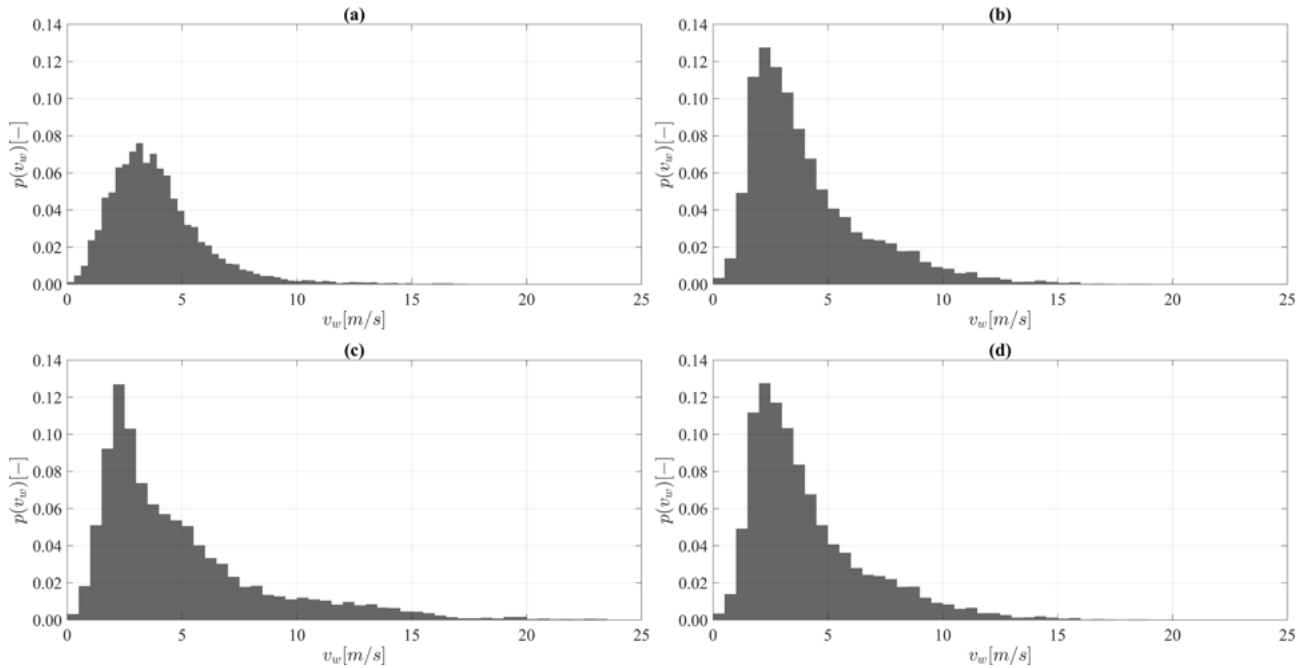


Figura 26. Istogrammi della velocità del vento per i quattro casi studio analizzati. (a): caso residenziale Milano. (b): Caso residenziale Roma. (c): Caso residenziale Palermo. (d): Caso edificio adibito ad uffici Roma.

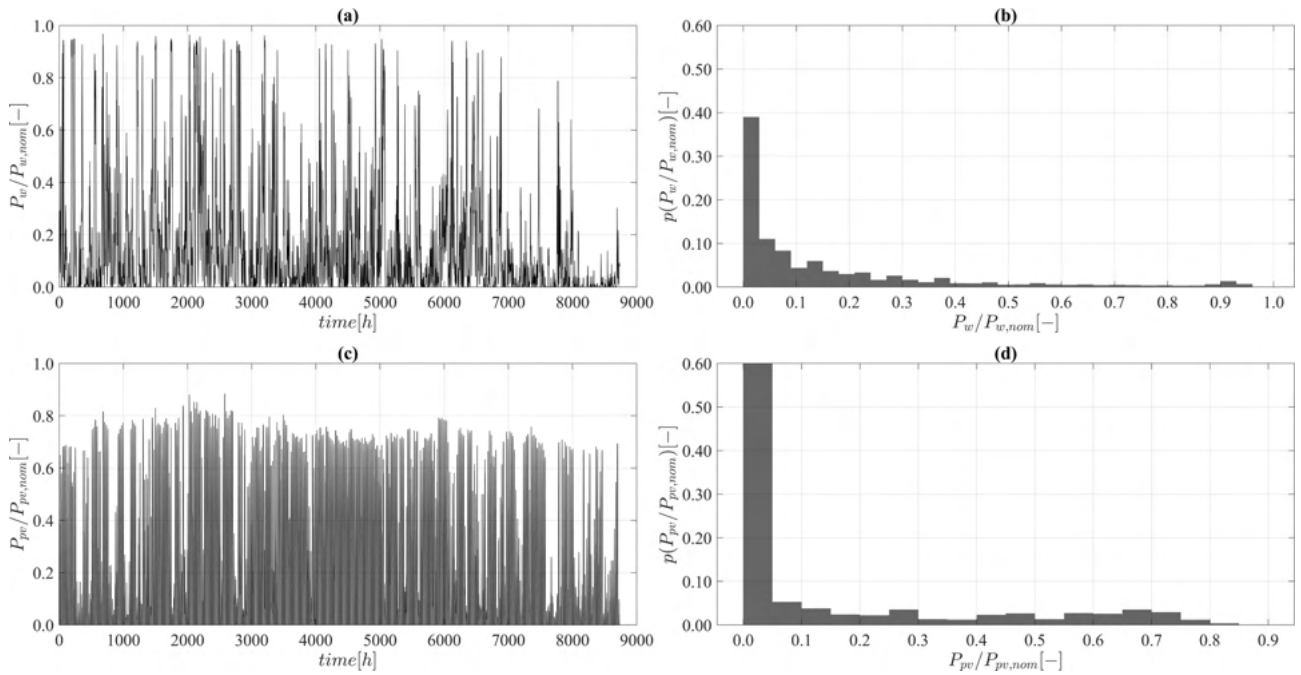


Figura 27. Andamenti annuali normalizzati ed istogrammi della produzione elettrica da fonti rinnovabili. (a): Produzione normalizzata da fonte eolica. (b): istogramma della produzione normalizzata da fonte eolica (c): Produzione normalizzata da fonte fotovoltaica. (d): istogramma della produzione normalizzata da fonte fotovoltaica. I dati sono relativi al caso studio residenziale Milano. Dati presi da [12]

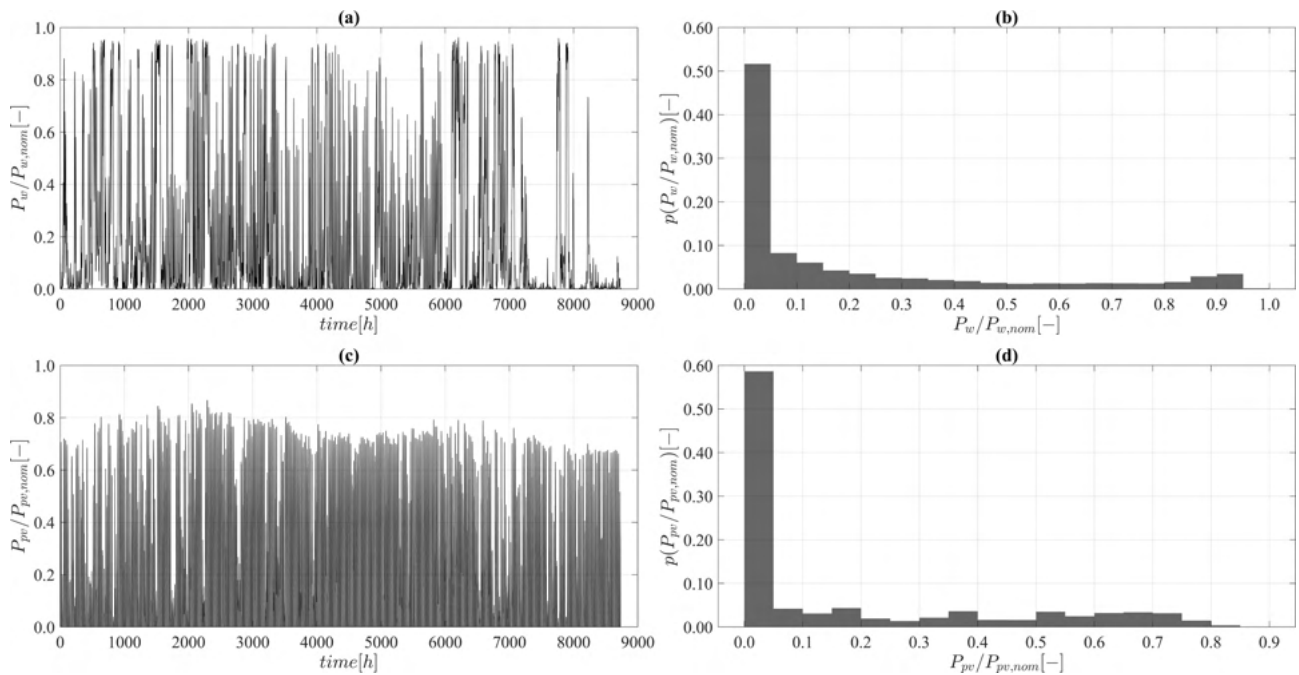


Figura 28. Andamenti annuali normalizzati ed istogrammi della produzione elettrica da fonti rinnovabili. (a): Produzione normalizzata da fonte eolica. (b): istogramma della produzione normalizzata da fonte eolica (c): Produzione normalizzata da fonte fotovoltaica. (d): istogramma della produzione normalizzata da fonte fotovoltaica. I dati sono relativi al caso studio residenziale Roma. Dati presi da [12]

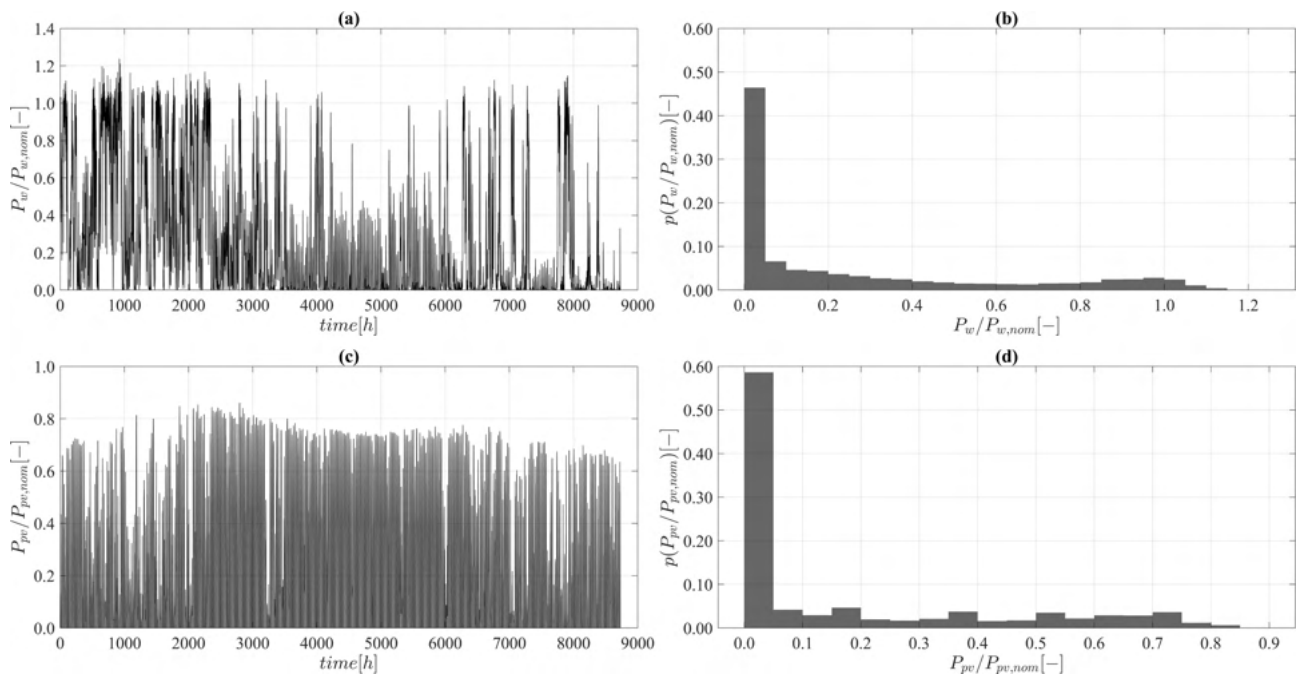


Figura 29. Andamenti annuali normalizzati ed istogrammi della produzione elettrica da fonti rinnovabili. (a): Produzione normalizzata da fonte eolica. (b): istogramma della produzione normalizzata da fonte eolica (c): Produzione normalizzata da fonte fotovoltaica. (d): istogramma della produzione normalizzata da fonte fotovoltaica. I dati sono relativi al caso studio residenziale Palermo. Dati presi da [12]

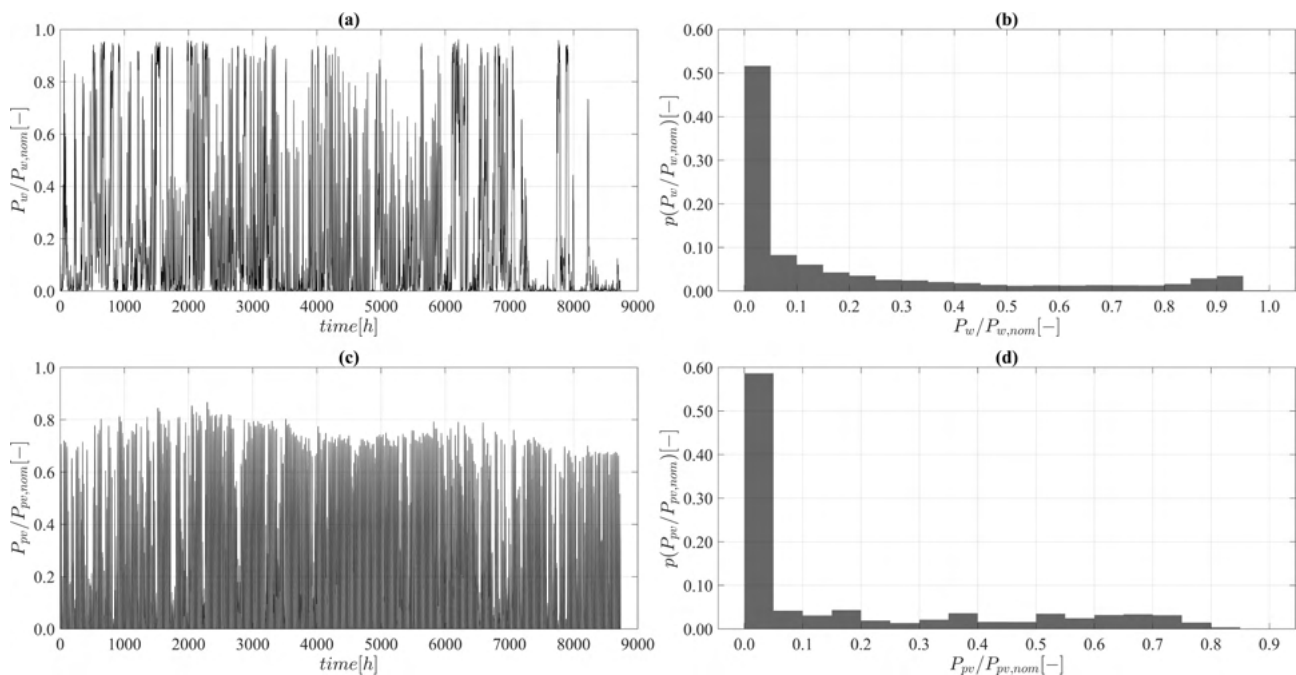


Figura 30. Andamenti annuali normalizzati ed istogrammi della produzione elettrica da fonti rinnovabili. (a): Produzione normalizzata da fonte eolica. (b): istogramma della produzione normalizzata da fonte eolica (c): Produzione normalizzata da fonte fotovoltaica. (d): istogramma della produzione normalizzata da fonte fotovoltaica. I dati sono relativi al caso studio dell'edificio adibito ad uffici a Roma. Dati presi da [12]

2.5 Tecnologie analizzate

Per mezzo dei casi studio introdotti nelle sezioni precedenti, è possibile simulare il comportamento di diversi sistemi di conversione e stoccaggio dell'energia elettrica, termica e chimica.

Nel presente studio, vengono studiate e confrontate diverse configurazioni di sistema nelle quali le taglie relative dei singoli componenti vengono variate. Dopo aver selezionato i componenti presenti in una data configurazione e le loro rispettive taglie, il funzionamento annuale del sistema è simulato ed ogni configurazione viene caratterizzata sulla base di alcuni indicatori di performance. Il confronto fra i vari indicatori permette di confrontare fra loro configurazioni diverse e stabilire delle graduatorie di merito. In questo modo, possono essere formulate delle utili linee guida che permettono di stabilire quali tecnologie siano adatte per raggiungere i livelli di riduzione di impatto ambientale prefissati e quale è l'onere, od il vantaggio, economico associato.

In ogni configurazione investigata rimangono invariati:

- La domanda elettrica;
- La domanda termica ad alta temperatura (acqua calda sanitaria);
- La domanda termica a bassa temperatura (riscaldamento degli ambienti);
- La domanda termica per il raffrescamento;
- La presenza del boiler a gas e della pompa di calore per il raffrescamento, anche se quest'ultima può essere sostituita con una pompa di calore reversibile che si occupi del raffrescamento e del riscaldamento.

I recenti sviluppi delle tecnologie per la produzione e lo stoccaggio dell'idrogeno e gli scenari futuri di utilizzazione delle energie rinnovabili suggeriscono che, nel prossimo futuro, una parte del combustibile ad uso domestico ed industriale potrebbe essere composta da idrogeno. Per questo motivo, nell'analisi si ipotizza che il combustibile proveniente dalle reti gas sia una miscela di gas naturale, schematizzato come metano, e idrogeno. La composizione di tale miscela è assunta pari al 90% in volume di CH_4 e al 10% di H_2 , poiché tali valori sembrano essere quelli raggiungibili senza significative modifiche all'infrastruttura di

distribuzione del gas naturale attualmente esistente [16]. Pertanto, l'analisi non si riferisce ad una configurazione impiantistica attuale realizzabile sulla base di tecnologie puramente commerciali, ma fa riferimento ad uno scenario del prossimofuturo in cui l'idrogeno ricopra un ruolo più centrale nel panorama energetico nazionale.

Per quanto riguarda l'utilizzo del combustibile, quale che sia la sua composizione, si ipotizza di avere a disposizione un boiler a gas di potenza sufficiente a coprire l'intero fabbisogno richiesto. L'energia termica richiesta dalle utenze può essere prodotta esclusivamente da parte del boiler, oppure quest'ultimo può sommare il proprio effetto utile a quello di altri sistemi, come le pompe di calore operate in modalità riscaldamento. In questo caso, il boiler agisce come un generatore di back-up.

Analogamente, nelle configurazioni analizzate, la pompa di calore operata in modalità raffrescamento è sempre presente, poiché è l'unico elemento che può soddisfare la domanda termica per il raffrescamento. Come per il boiler, nell'analisi si assume di disporre di una pompa di calore di potenza nominale tale da soddisfare il carico termico per il raffrescamento in ogni momento dell'anno.

Per quanto riguarda le altre tecnologie analizzate, queste sono:

- pannelli fotovoltaici e turbine eoliche ad asse orizzontale, per la produzione di energia elettrica;
- pompa di calore aria-acqua, per la produzione di energia termica a bassa/alta temperatura. Quando presente anche per il riscaldamento, si assume che la pompa di calore sia reversibile, così da soddisfare, alternativamente, sia il carico di riscaldamento, che quello di raffrescamento;
- cogeneratore di piccola taglia a cella a combustibile;
- cogeneratore di piccola taglia a motore a combustione interna;
- elettrolizzatore, per la produzione in loco di idrogeno;
- batteria al litio (stoccaggio elettrochimico);
- accumulo dell'idrogeno in un volume in pressione (stoccaggio chimico).
- accumulo dell'acqua calda in un volume coibentato (stoccaggio termico).

Per ognuna delle tecnologie analizzate, vengono di seguito riportati i dettagli necessari alla costruzione del modello usato nelle simulazioni del sistema.

2.5.1 Boiler a gas

Nello studio, la tecnologia di base per la produzione di energia termica a bassa ed alta temperatura è rappresentata dal boiler a gas. Questo dispositivo provvede alla conversione di combustibile in energia termica.

Nel modello sviluppato, si ipotizza che il boiler possieda una certa flessibilità per quanto riguarda la composizione del combustibile in ingresso e che possa essere alimentato direttamente con il combustibile proveniente dalla rete (miscela al 90% in volume di CH_4 e al 10% di H_2), sia con miscele prodotte in loco, caratterizzate da composizioni diverse, contenenti fino ad un massimo del 40% in volume di H_2 e un 60 % di CH_4 . In questo modo si giustifica l'autoproduzione di idrogeno su scala residenziale, poiché questo vettore energetico, a differenza dell'energia elettrica, non può essere immesso in rete e deve essere consumato sul posto. In formule, la frazione volumetrica di idrogeno in ingresso al boiler massima ammissibile vale $x_{\text{vol},\text{H}_2,\text{max}} = 0.4$. Di conseguenza, la frazione volumetrica minima ammissibile di metano vale $x_{\text{vol},\text{CH}_4,\text{min}} = 1 - x_{\text{vol},\text{H}_2,\text{max}} = 0.6$.

Per semplicità, quale che sia il livello di carico e la composizione del combustibile in ingresso, l'efficienza del boiler a gas η_{bl} è stata assunta costante e pari a $\eta_{\text{bl}} = 0.95$.

2.5.2 Pompa di calore

Nello studio, la pompa di calore è modellata come un componente che utilizza energia elettrica per soddisfare la domanda di raffrescamento e, se richiesto, anche quella di riscaldamento.

In modalità di riscaldamento, la pompa di calore produce energia termica a bassa o alta temperatura, assorbendo calore dall'aria esterna e cedendo calore all'acqua dell'impianto di riscaldamento a pannelli radianti. L'uso di un tale impianto di riscaldamento permette adozione di temperature di mandata sensibilmente più basse di quelle registrate negli impianti di riscaldamento più tradizionali. In questo modo, è possibile produrre energia termica più efficientemente che nel caso di boiler a gas, tramite una pompa di calore.

In modalità di raffrescamento, la pompa di calore assorbe energia termica dall'ambiente interno, cedendola all'aria esterna. Anche in questo caso si assume di assorbire calore da un fluido termovettore freddo che poi è usato per raffrescare i vari ambienti interni e quindi la pompa di calore opera come un sistema aria-acqua.

Ai fini della modellazione semplificata sviluppata nello studio, il COP e il EER della pompa di calore sono calcolato come in (Eq. 3) [17]:

$$\begin{cases} COP = \frac{\dot{Q}_{hp,th}}{P_{hp}} = \min\left(\eta_{II} \cdot \frac{T_{m,th}+273.15}{T_{m,th}-T_{ext}}; COP_{max}\right) \\ EER = \frac{\dot{Q}_{hp,cool}}{P_{hp}} = \min\left(\eta_{II} \cdot \frac{T_{ext}+273.15}{T_{ext}-T_{m,cool}} - 1; EER_{max}\right) \end{cases} \quad (3)$$

Dove $\dot{Q}_{hp,th}$, $\dot{Q}_{hp,cool}$ e P_{hp} sono, rispettivamente, la potenza termica prodotta in modalità riscaldamento, quella assorbita in modalità raffrescamento e la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore. La temperatura di mandata $T_{m,th/cool}$ è presa pari a 40 °C per il caso di riscaldamento e 7 °C per quello di raffrescamento, la temperatura esterna T_{ext} è caratteristica del caso studio assunto ed è da considerarsi nota in ogni momento dell'anno, $COP_{max} = EER_{max} = 7$ è il massimo COP/EER raggiungibile dalla pompa per alti valori della temperatura esterna (in modalità riscaldamento) e bassi valori della temperatura esterna (modalità raffrescamento) e $\eta_{II} = 0.3$ è l'efficienza di secondo principio della pompa di calore. La modellazione del COP e del EER in base all'efficienza di secondo principio η_{II} è molto comune in letteratura ed è consigliata dalle normative tecniche. In questo modo, si sfrutta la definizione di η_{II} (Eq. 4):

$$\eta_{II} = \frac{COP}{COP_{carnot}} = \frac{EER}{EER_{carnot}} \quad (4)$$

Per dividere la parte del COP/EER che varia con la temperatura (COP_{carnot} e EER_{carnot}), indicato in Eq. 3 dalla frazione dei termini di temperatura, dalle perdite, di cui η_{II} tiene interamente conto. Per semplicità η_{II} è considerato costante nell'analisi, mentre alcuni autori, ad es. [17], lo trattano come una funzione del livello di carico della pompa di calore.

Per le simulazioni del funzionamento della pompa di calore è rilevante stabilire un livello minimo e massimo di carico, definito come il rapporto fra l'energia consumata in un dato istante ed il consumo nominale del motore elettrico della pompa di calore. Per il carico massimo, si assume il 100%, mentre, per il carico minimo, il livello di carico ($ll_{min,hp}$) minimo è assunto pari al 20%, quindi $ll_{min,hp} = 0.2$.

Per quanto riguarda i costi, nel range di taglie investigato, il costo della pompa di calore può essere assunto come lineare con la potenza termica nominale installata. Ipotizzando gli stessi costi assunti in [18], il costo specifico della pompa di calore assunto nell'analisi è pari a $C_{kWth,hp} = 720 \text{ €/kW}_{th}$. Nel caso in cui si disponga

di un sistema reversibile che può soddisfare sia il carico estivo che quello invernale, il costo è maggiorato del 20 % per tenere conto delle maggiori complessità impiantistiche introdotte.

2.5.3 Cogeneratore di piccola taglia

Nello studio, due tecnologie di cogeneratore di piccola taglia sono considerate: quella basata sulle celle a combustibile e quella basata sui motori a combustione interna.

Per quanto riguarda i micro-cogeneratori domestici basati su celle a combustibile, questi sono recentemente diventati una tecnologia commerciale in Europa, dopo essere stati da qualche anno impiegati con successo in Giappone [19], e alcuni tradizionali produttori di caldaie e pompe di calore ne stanno commercializzando alcune versioni [20].

Il costo dei cogeneratori basati sulle celle a combustibile è ancora elevato, vista la diffusione ancora relativamente bassa di questa tecnologia. Per sistemi da circa 0.7 kW_e, stime effettuate sul mercato giapponese, in cui questa tecnologia è attualmente maggiormente diffusa, indicano prezzi massimi dell'ordine di circa 10000 €/kW [21]. Poiché la tecnologia dei micro-cogeneratori sta ricevendo una grande attenzione internazionale ed è oggetto forti finanziamenti ed incentivi volti a popolarizzarne l'utilizzo [22], è ragionevole aspettarsi una sensibile diminuzione dei costi nel prossimo futuro. Per questo motivo e per il fatto che nello studio un sistema a fuel cell di taglia maggiore è studiato (fra i 10 ed i 20 kW_e) il costo assunto per questa tecnologia sono di 5000 €/kW_e. Tale valore è considerato rappresentativo del costo nel prossimo futuro, ad es. [19]

L'uso di cogeneratori basati su motori a combustione interna per applicazioni domestiche è invece una realtà commerciale da più tempo, rispetto all'uso di celle a combustibile e quindi molte soluzioni commerciali vengono proposte, ad esempio [23]. Questo si traduce nel fatto che per il costo di questa tecnologia sono disponibili stime più affidabili. Nello studio, i costi indicati in [18] sono utilizzati, risultando in un costo pari a 3000 €/kW_e compresa l'installazione.

A parte il principio di funzionamento differente, le due tecnologie di cogenerazione considerate sono modellate nel medesimo modo. Nell'analisi, l'efficienza elettrica del cogeneratore è assunta costante e pari a $\eta_{el,fc} = 0.4$, per le celle a combustibile, e pari a $\eta_{el,ice} = 0.35$ per i motori a combustione interna (ICE). Analogamente, anche le efficienze termiche sono assunte come costanti e pari a $\eta_{th,fc} = 0.5$, per le celle a combustibile, e pari a $\eta_{th,ice} = 0.5$ per i motori.

Dal punto di vista operativo, il carico minimo del cogeneratore è assunto pari al 20%, quindi vale $I_{min,fc} = I_{min,ice} = 0.2$ [24].

2.5.4 Elettrolizzatore alcalino

Nello studio, la tecnologia di elettrolizzatore selezionata è quella alcalina, perché, anche in prospettiva, più efficiente di quella PEM e, ad oggi, anche meno costosa [24].

Nell'analisi, l'efficienza dell'elettrolizzatore η_{ez} è assunta costante e pari a 0.65 (Eq. 5) [24]:

$$\eta_{ez} = \frac{\dot{m}_{h2} \cdot LHV_{h2}}{P_{ez}} = 0.65 \quad (5)$$

Dove P_{ez} è la potenza elettrica assorbita dall'elettrolizzatore, $\dot{m}_{h2}$ è la portata di idrogeno prodotta e $LHV_{h2} = 33.32 \text{ kWh/kg}_{h2}$ è il potere calorifico inferiore dell'idrogeno.

Per quanto riguarda il costo dell'elettrolizzatore, in letteratura viene indicato un costo specifico per kW elettrico installato pari a $C_{kW,ez} = 700 \text{ €/kW}$, che è da considerarsi rappresentativo anche per il prossimo futuro [24].

Dal punto di vista operativo, il carico minimo dell'elettrolizzatore è assunto pari al 10%, quindi vale $I_{min,ez} = 0.1$ [24].

2.5.5 Batteria al litio

Nello studio, come tecnologia di accumulo elettrochimico, si è scelto di considerare le batterie al litio. Una tale scelta è dovuta al fatto che questa tecnologia domina le applicazioni di piccola taglia. Inoltre, continui progressi vengono fatti per quanto riguarda il miglioramento delle prestazioni di queste batterie, così come rispetto all'allungamento della loro vita utile. Infine, anche i costi delle batterie al litio sono diminuiti sensibilmente negli ultimi anni, e ulteriori diminuzioni sono attese per gli anni a venire.

Nell'analisi la batteria è caratterizzata dai seguenti parametri:

- efficienza di carica $\eta_{b,c} = 0.95$, definita come il rapporto fra l'energia assorbita e quella effettivamente caricata;
- efficienza di scarica $\eta_{b,d} = 0.90$, definita come il rapporto fra l'energia erogata e quella effettivamente scaricata;
- Minimo stato di carica $SoC_{b,min} = 0.2$, da non dover superare, pena un precoce invecchiamento della batteria;
- Massimo stato di carica $SoC_{b,max} = 0.95$, da non dover superare, pena il possibile danneggiamento della batteria;
- Massimo rateo di carica $c-rate_{b,c,max}$, misurato in h^{-1} , pari al rapporto massimo fra la potenza di carica $P_{b,ch}$ in kW e la capacità nominale della batteria $C_{b,nom}$ in kWh . Tale parametro, quindi, decide la massima potenza di carica per una determinata capacità. Nell'analisi vale $c-rate_{b,c,max} = 0.5$;
- Massimo rateo di scarica $c-rate_{b,d,max}$, misurato in h^{-1} , pari al rapporto massimo fra la potenza di scarica $P_{b,d}$ in kW e la capacità nominale della batteria $C_{b,nom}$ in kWh . Tale parametro, quindi, decide la massima potenza di scarica per una determinata capacità. Nell'analisi vale $c-rate_{b,d,max} = 2$;

I valori scelti per le efficienze e per i $c-rate$ sono connessi fra di loro. Infatti, le efficienze di carica e scarica sono generalmente funzione del livello di carica della batteria SoC e della potenza caricata/scaricata [25]. A basse potenze corrispondono alte efficienze e viceversa. Poiché nell'analisi le efficienze sono assunte costanti e pari ad un valore piuttosto elevato, è necessario fare anche scegliere dei $c-rate$ adeguati, in modo che le efficienze scelte corrispondano con quelle medie registrate per potenze di carica e scarica inferiori alle massime ammesse rispettivamente da $c-rate_{b,c,max}$ e $c-rate_{b,d,max}$. In formule, quindi, è necessario rispettare le seguenti limitazioni, affinché l'assunzione di efficienza costante per la batteria sia accettabile (Eq. 6):

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ch} \leq c-rate_{b,c,max} \cdot C_{b,nom} \\ 0 \leq P_d \leq c-rate_{b,d,max} \cdot C_{b,nom} \end{cases} \quad (6)$$

I valori di $c-rate_{c,max}$ e $c-rate_{d,max}$ scelti nell'analisi sono stati selezionati sulla base dell'analisi in [25].

Per la batteria non si assume nessun carico minimo, cioè le potenze di carica e scarica possono assumere tutti i valori indicati in Eq. 6.

Infine, per quanto riguarda i costi, benché continue riduzioni vengano segnalate e gli scenari riguardanti il prossimo futuro nel settore automotive indichino 80 €/kWh come un prezzo che sarà presto raggiunto, il costo attuale per applicazioni stazionarie di scala domestica è molto più alto e si aggira intorno ai 600 €/kWh, comprensivo della parte di regolazione della potenza e del sistema di controllo della batteria. Circa 660 €/kWh è il prezzo attuale per applicazioni commerciali di batterie al litio su scala domestica (ad es. la Powerwall di Tesla [26]) che può essere, con semplici calcoli, diviso in circa 500 €/kWh per la parte relativa alla capacità e circa 300 €/kW per la parte relativa alla conversione ed al controllo della potenza di carica e scarica. Una tale discrepanza di prezzi fra gli scenari per gli anni a venire e le attuali applicazioni

commerciali è essenzialmente dovuta al fatto che gran parte degli sviluppi tecnologici riguardo le batterie al litio stanno avvenendo nel campo dell'*automotive* e quindi è necessario del tempo perché si abbiano ricadute positive in settori diversi. In ogni caso, ben presto il crollo dei prezzi registrato nell'*automotive* avrà ricadute positive anche per applicazioni stazionarie. Perciò, nell'analisi, è stato scelto un valore di compromesso, ma comunque conservativo, pari al 70% dell'attuale costo registrato per la Tesla Powerwall. Perciò risultano i seguenti valori: $C_{kW,b} = 210 \text{ €/kW}$ e $C_{kWh,b} = 350 \text{ €/kWh}$.

2.5.6 Accumulo dell'idrogeno in pressione

Nello studio, per motivi di semplicità, economicità e attuale disponibilità commerciale, è stata selezionata la più semplice delle tecnologie per l'accumulo di idrogeno attualmente disponibili, ossia l'uso di volumi, o bombole, in pressione. La tecnologia delle bombole di idrogeno ad alta pressione ha recentemente subito un notevole impulso dovuto, nuovamente, agli sviluppi tecnologici raggiunti in campo *automotive*. Tuttavia, a differenza di quanto accade nella mobilità, per le applicazioni stazionarie, i requisiti di compattezza sono molto meno stringenti e, perciò, non vi è la necessità di ricorrere a stoccaggi ad alta pressione (dai 350 ai 700 *bar*). In aggiunta a questo, l'idrogeno viene prodotto dagli elettrolizzatori già in pressione, comunemente intorno a 30 *bar* o pressioni anche superiori [24], quindi può essere vantaggioso stoccarlo direttamente a tale pressione. In queste condizioni, non sono richiesti materiali specializzati o complessi processi produttivi come quelli che caratterizzano le bombole a 350 o 700 *bar*. Questo porta ad un costo del contenitore per kg di materiale impiegato inferiore, ma non è detto che si riduca anche il costo specifico per kWh stoccato. Infatti, riducendo le pressioni di stoccaggio, il volume richiesto a parità di kWh aumenta sensibilmente e quindi contenitori più grandi (e potenzialmente più costosi) sono necessari. Nell'analisi, il costo specifico per kWh di idrogeno stoccato a 30 *bar* è stato assunto pari a 20 €/kWh, che è, in via cautelativa, lo stesso valore che caratterizza gli stoccaggi di idrogeno in pressione a 700 *bar* [27].

Dal punto di vista modellistico, vi sono numerosi parallelismi fra l'accumulo di idrogeno e l'accumulo a batterie. Tuttavia, poiché l'idrogeno è prodotto già al giusto livello di pressione, le efficienze di carica e scarica dello stoccaggio ad idrogeno sono considerate unitarie. Per quanto riguarda gli altri parametri di funzionamento, sono stati assunti i seguenti valori:

- Minimo stato di carica $SoC_{h2t,min} = 0.3$, valore basato sui valori indicati per gli stoccaggi ad alta pressione [27];
- Massimo stato di carica $SoC_{h2t,max} = 0.8$, valore basato sui datasheet dei tradizionali accumuli di propano per uso domestico;
- Massimo rateo di carica $c-rate_{h2t,c,max}$, misurato in h^{-1} , pari al rapporto massimo fra la potenza di carica $P_{h2t,ch}$ in kW e la capacità nominale dell'accumulo $C_{h2t,nom}$ in kWh. Tale parametro, quindi, decide la massima potenza di carica per una determinata capacità. Nell'analisi vale $c-rate_{h2t,c,max} = 0.2$;
- Massimo rateo di scarica $c-rate_{h2t,d,max}$, misurato in h^{-1} , pari al rapporto massimo fra la potenza di scarica P_d in kW e la capacità nominale dell'accumulo $C_{h2t,nom}$ in kWh. Tale parametro, quindi, decide la massima potenza di scarica per una determinata capacità. Nell'analisi vale $c-rate_{h2t,d,max} = 0.5$;

2.5.7 Accumulo dell'acqua in temperatura

Nello studio, per lo stoccaggio di acqua calda, è introdotto l'utilizzo di un classico volume di accumulo coibentato. Questo tipo di tecnologia è lo standard in gran parte degli impianti di produzione di energia termica per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria.

La modellazione dell'accumulo di acqua calda è analoga a quanto affrontato in precedenza per le batterie e l'accumulo di idrogeno in pressione. Anche in questo caso, le efficienze di carica e scarica dello stoccaggio sono considerate unitarie. La modellazione semplificata dell'accumulo termico si basa sull'ipotesi che l'accumulo operi a temperatura costante, il che non è vero nel caso reale, a causa delle perdite termiche. Nello studio, l'auto-scarica dell'accumulo termico non è considerata ed un perfetto isolamento termico è

quindi stato assunto. In conseguenza delle assunzioni fatte, anche quando il livello di carica dell'accumulo termico è basso, la sua temperatura è considerata adeguata a soddisfare i carichi termici di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria. Un modellazione degli storage termici semplificata simile a quella presente nello studio è comune in letteratura, ad es. [28].

Il costo al kWh_{th} stoccato dell'accumulo è basato sul costo di accumuli coibentati da 200 e 400 l reperibili nei cataloghi dei produttori ed è stato assunto come pari a 60 €/kWh.

Per quanto riguarda gli altri parametri di funzionamento dell'accumulo di acqua calda, sono stati assunti i seguenti valori:

- Minimo stato di carica $SoC_{wt,min} = 0.2$;
- Massimo stato di carica $SoC_{wt,max} = 0.9$;
- Massimo rateo di carica $c-rate_{wt,c,max}$, misurato in h^{-1} , pari al rapporto massimo fra la potenza di carica $P_{wt,ch}$ in kW e la capacità nominale dell'accumulo $C_{wt,nom}$ in kWh. Tale parametro, quindi, decide la massima potenza di carica per una determinata capacità. Nell'analisi vale $c-rate_{wt,c,max} = 0.5$;
- Massimo rateo di scarica $c-rate_{wt,d,max}$, misurato in h^{-1} , pari al rapporto massimo fra la potenza di scarica P_d in kW e la capacità nominale dell'accumulo $C_{wt,nom}$ in kWh. Tale parametro, quindi, decide la massima potenza di scarica per una determinata capacità. Nell'analisi vale $c-rate_{wt,d,max} = 0.5$;

2.5.8 Configurazioni analizzate

La configurazione di sistema completa (o super-struttura) analizzata nello studio, è riportata in Figura 31. Benché nella super-struttura siano rappresentate tutte le componenti del sistema, nelle simulazioni, esse non sono sempre tutte presenti. Infatti, per ogni componente, le taglie analizzate variano fra zero (componente assente) e un valore massimo scelto sulla base delle necessità del sistema. In questo modo, varie combinazioni di taglia dei componenti sono simulate e l'impatto dei singoli componenti può essere messo in evidenza.

Le combinazioni di taglia analizzate per ogni componente sono riassunte nella Tabella 2.

Per chiarire alcune delle ipotesi assunte nell'analisi è utile considerare le seguenti osservazioni:

- La potenza installata da fonte rinnovabile può essere grandemente in eccesso rispetto alla domanda elettrica dell'utenza. Tuttavia, questo è necessario per ridurre in modo significativo le emissioni di inquinanti e per giustificare l'introduzione di sistemi che spostano la produzione elettrica su altri vettori energetici, come l'idrogeno e l'energia termica;
- La capacità delle batterie analizzate nello studio è tale da soddisfare, per ogni utenza, un assorbimento nominale per circa 2 ore, o di poco inferiore, in funzione del valore scelto;
- La capacità dello stoccaggio di idrogeno è tale da assorbire, per ogni utenza, la massima produzione di idrogeno per circa 5 ore, o poco meno, in funzione del caso studio osservato. Benché generalmente lo stoccaggio di idrogeno venga considerato come un'opzione per l'accumulo stagionale, tale servizio non può essere effettuato con stoccaggi in pressione, ma necessita di tecnologie diverse ed ulteriori conversioni (ad es. *power-to-fuel*). Poiché questo tipo di tecnologie non è adatto per applicazioni domestiche, nell'analisi, solo uno stoccaggio di durata tale da soddisfare utilizzi giornalieri è considerato;
- La taglia dell'elettrolizzatore è scelta in modo che questo sistema possa svolgere il suo ruolo integrativo in modo adeguato, limitando al contempo la massima taglia per evitare configurazioni dai costi proibitivi. Un tale approccio è giustificato dal fatto che l'utenza analizzata non è disconnessa dalla rete e quindi la sua domanda termica può essere sempre comunque soddisfatta in modo tradizionale tramite il boiler e la rete gas;
- La taglia dei cogeneratori è scelta in modo che la produzione sia la più continua possibile. Infatti, selezionando una taglia elettrica piccola rispetto all'utenza, è possibile coprire in modo molto efficiente i carichi di base dell'utenza, evitando il più possibile di immettere in rete, o dissipare, l'eventuale energia in eccesso. La differenza di taglia fra cella a combustibile e motore è dovuta al

fatto che la vita utile della seconda tecnologia è meno sensibile alle accensioni e agli spegnimenti della prima, quindi è possibile andare a coprire un carico maggiore, a prezzo di on-off tendenzialmente più frequenti;

- La taglia della pompa di calore è scelta in modo da poter sempre coprire il carico nominale di raffrescamento.

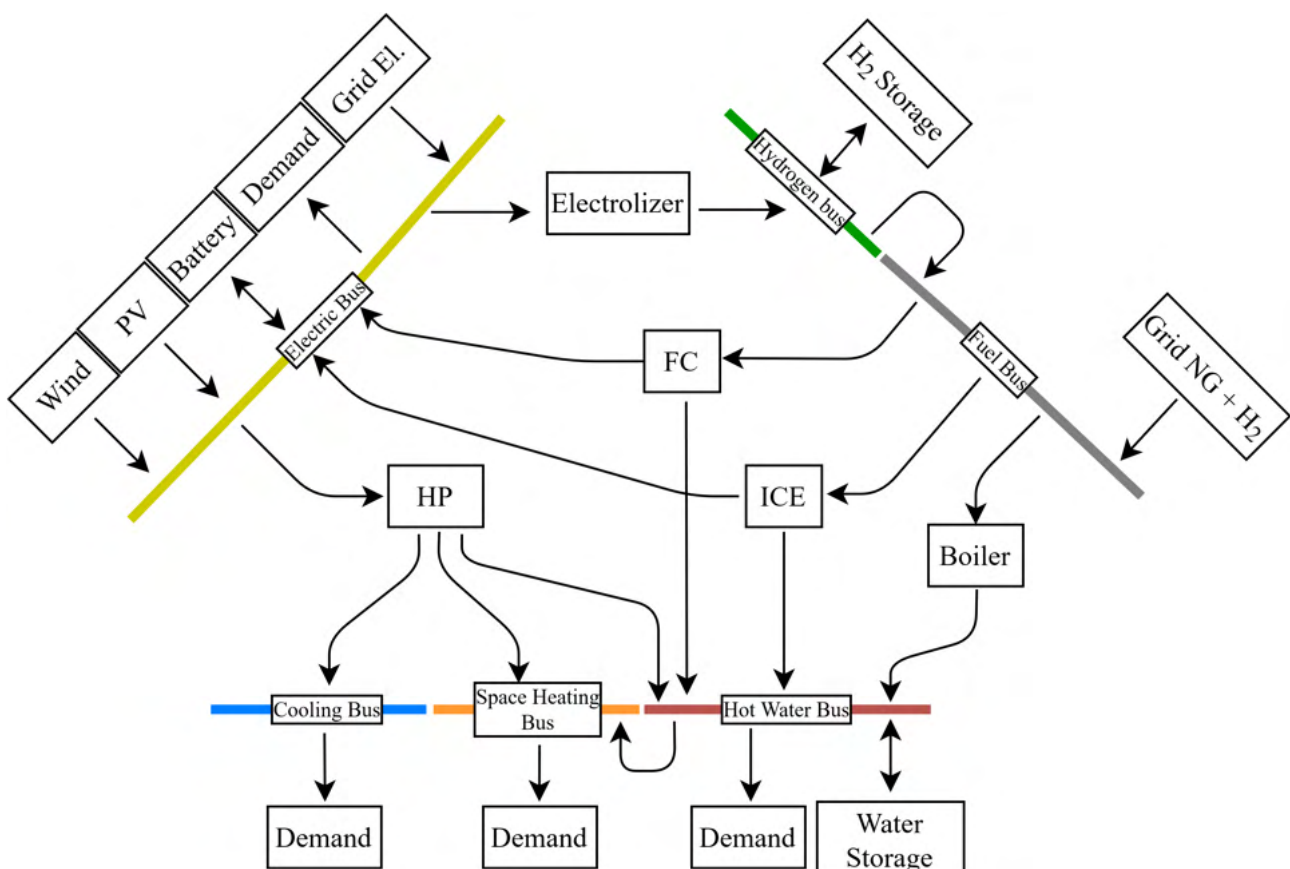


Figura 31. Super-struttura completa del sistema analizzato nello studio

Tabella 2. Taglie investigate nell'analisi. $P_{ut,nom} = 60 \text{ kW}$ è il massimo assorbimento elettrico totale per i casi studio residenziali, mentre $P_{ut,nom} = 80 \text{ kW}$ è il massimo assorbimento elettrico per l'edificio adibito ad uffici. $P_{th,nom} = 250 \text{ kW}_{th}$ è la potenza nominale termica per i casi studi residenziali mentre $P_{th,nom} = 25 \text{ kW}_{th}$ è la potenza nominale termica per l'edificio adibito ad uffici. Infine, per entrambe le tipologie di edificio $P_{cool,nom} = 120 \text{ kW}_{th}$ è il carico termico di raffrescamento nominale.

Tecnologia	Taglie complessiva analizzata	Unità di misura
Pannelli fotovoltaici	$[0 - 0.5 - 1] \cdot P_{ut,nom}$	kW
Turbine eoliche	$[0 - 0.5 - 1] \cdot P_{ut,nom}$	kW
Batterie al litio	$[0 - 150]$	kWh
Accumulo idrogeno	$[0 - 100]$	kWh_{fuel}
Accumulo termico	$[0 - 100]$	kWh_{th}
Pompa di calore (raffrescamento)	40	kW
Pompa di calore (riscaldamento)	$[0 - 40]$	kW
Fuel cell	$[0 - 0.2] \cdot P_{ut,nom}$	kW
Motore a combustione interna	$[0 - 0.3] \cdot P_{ut,nom}$	kW
Elettrolizzatore alcalino	$[0 - 0.3] P_{ut,nom}$	kW

2.6 Prezzi dell'energia assunti nello studio

Come condizioni al contorno per le simulazioni effettuate, viene analizzato un solo scenario di prezzo dell'energia. Per l'analisi, sono rilevanti i valori reciproci dei prezzi dell'energia elettrica e del combustibile dalla rete gas. Ovviamente, più saranno alti i prezzi del gas e bassi quelli dell'energia elettrica, più sarà conveniente utilizzare la pompa di calore o l'elettrolizzatore per ridurre alleviare la domanda di combustibile dall'esterno.

Nell'analisi, i prezzi considerati riflettono lo scenario attuale residenziale italiano nel quale, in media, i prezzi di energia elettrica e gas naturale per utenze domestiche sono pari a $\pi_{el} = 0.222 \text{ €/kWh}$ [29] e $\pi_{ng} = 0.073 \text{ €/kWh}$ [30]. Come osservazione finale, è utile specificare che il prezzo attuale del gas è riferito al gas naturale, mentre, nell'analisi, questo valore è assunto valido anche per la miscela di metano e idrogeno considerata.

Poiché nello studio si è scelto di concentrarsi sull'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta, l'immissione dell'energia elettrica in rete non viene valorizzata, ma può essere comunque effettuata. In questo caso, poiché viene ceduta energia alla rete, viene valutato il risparmio di emissioni di CO_2 conseguente, che viene scalato dalle emissioni del sistema. Inoltre, si assume che non sia possibile immettere in rete il gas autoprodotta, cosicché la valorizzazione di un suo eventuale surplus è nulla. I prezzi dell'energia assunti nello studio sono riassunti in Tabella 3.

Tabella 3. Scenari investigati nell'analisi. π_{el} è il prezzo dell'energia elettrica in €/kWh, π_{ng} è il prezzo del gas proveniente dalla rete in €/kWh.

	$\pi_{el} [\text{€/kWh}]$	$\pi_{ng} [\text{€/kWh}]$
Prezzo	0.222	0.073

2.7 Periodo di tempo simulato

Poiché lo scopo dello studio è quello di comparare le prestazioni economiche ed ambientali di diverse configurazioni di impianto, non è necessario simulare un intero anno di funzionamento. Al contrario, è sufficiente estendere l'analisi ad un ristretto numero di giorni considerati rappresentativi del comportamento annuale dell'impianto.

Nello studio, i giorni considerati sono in totale 84, e coprono l'intero arco di tempo dell'anno per garantire che nel modello siano rappresentate le condizioni climatiche, di domanda elettrica e termica e di produzione eolica e fotovoltaica caratteristiche di tutte le stagioni.

Gli 84 giorni analizzati appartengono alla seconda settimana di ogni mese e quindi comprendono sia giorni feriali che festivi.

2.8 Valutazione delle prestazioni del sistema

Per ogni configurazione caratterizzata dai componenti in Tabella 2 e dai prezzi dell'energia in Tabella 3, il funzionamento annuale del sistema viene simulato e gli indici di performance indicati di seguito vengono calcolati.

2.8.1 Analisi economica

Dal punto di vista economico, quello che è interessante valutare sono gli eventuali risparmi dovuti allo sfruttamento delle energie rinnovabili, rispetto al costo della fornitura relativo al caso di riferimento. Infatti, a prescindere da come poi venga usata, parte dell'energia richiesta è autoprodotta in loco e non è comprata dall'esterno. Perciò si avranno necessariamente dei risparmi legati all'acquisto dell'energia. I costi relativi all'acquisto dell'energia prima e dopo l'introduzione del sistema poli-generativo, C_{year} e C_{year}^0 , rispettivamente, sono definiti in Eq. 7:

$$\begin{cases} C_{year} = [\pi_{el} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-el,i}) + \pi_{ng} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-ng,i})] \cdot \Delta t \\ C_{year}^0 = [\pi_{el} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-el,i}^0) + \pi_{ng} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-ng,i}^0)] \cdot \Delta t \end{cases} \quad (7)$$

Dove $P_{fromgrid-el,i}$ è la potenza elettrica assorbita dalla rete nel time step i -esimo e $P_{fromgrid-ng,i}$ è la potenza in termini di combustibile assorbito dalla rete nel time step i -esimo, mentre le stesse grandezze con apice "0" sono le potenze che sarebbero state assorbite in assenza del sistema poli-generativo. $N_{\Delta t}$ è il numero di intervalli temporali di durata $\Delta t = year [s] / N_{\Delta t}$ considerati nell'analisi.

Per quanto riguarda il costo capitale Γ_{tot} dovuto all'implementazione della configurazione analizzata, esso viene calcolato come la somma dei costi di acquisto ed installazione Γ_k relativi ai vari componenti k -esimi (Eq. 8):

$$\Gamma_{tot} = \sum_{k=1}^{N_c} \Gamma_k = \sum_{k=1}^{N_c} \gamma_{k,kw} \cdot Cap_{k,kw} + \gamma_{k,kwh} \cdot Cap_{k,kwh} \quad (8)$$

Dove $\gamma_{k,kw}$ e $\gamma_{k,kwh}$ sono i costi specifici in € per kW o kWh installato, a seconda del fatto che la dimensione caratteristica del componente, $Cap_{k,kw}$ o $Cap_{k,kwh}$, sia espressa in kW o kWh. $Cap_{k,kw}$ o $Cap_{k,kwh}$ esprimono la taglia nominale del componente k -esimo e sono espresse esclusivamente in kW per componenti come l'elettrolizzatore o la pompa di calore, esclusivamente in kWh per l'accumulo di idrogeno e quello termico o

entrambi per la batteria. I valori assunti nell'analisi per $\gamma_{k,kw}$ e $\gamma_{k,kwh}$ ed a cosa equivalgono $Cap_{k,kw}$ e $Cap_{k,kwh}$ per i vari componenti analizzati è riassunto in Tabella 4. In Eq. 8 non vengono mai considerati i costi del boiler a gas e della pompa di calore non reversibile dedicata solamente al raffrescamento. I costi di questi due componenti vengono considerati come interamente ripagati nell'analisi. Nel caso in cui la pompa di calore venga sostituita con una reversibile, il costo di quest'ultima è considerato in Eq. 8.

Nell'analisi, si assume che il costo totale Γ_{tot} venga finanziato per mezzo di un prestito. Pertanto, il costo annualizzato viene calcolato da Γ_{tot} per mezzo del Capital Recovery Factor (CRF). In aggiunta a questa annualità, si considera un costo annuale per la manutenzione pari ad una quota fissa di Γ_{tot} , cosicché i costi annualizzati totali valgono (Eq. 9):

$$A_{year} = (CRF + O\&M) \cdot \Gamma_{tot} = (CRF + O\&M) \cdot \sum_{k=1}^{N_c} \Gamma_k \quad (9)$$

Dove $O\&M = 0.03$ e CRF vale (Eq. 10):

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^{N_y}}{(1+r)^{N_y} - 1} \quad (10)$$

dove $r = 0.08$ [-] è il tasso di interesse e $N_y = 10$ in anni è la vita utile dell'investimento.

Infine, l'indicatore economico utilizzato per riassumere insieme costi capitali e costi operativi è il Levelised Cost Of Energy (LCOE) in €/kWh, che esprime il costo annuo della fornitura totale di energia (elettrica e gas) considerando anche i costi capitali annualizzati. È importante sottolineare che il LCOE è calcolato come il rapporto fra gli esborsi e la quantità di energia richiesta dall'utenza (domanda elettrica e di gas) che rimane invariata nonostante l'installazione del sistema poli-generativo, poiché rappresenta la domanda di energia originaria del caso studio. Quindi, al denominatore del LCOE non sia ha l'energia netta consumata (che può diventare negativa, per ipotesi, a causa della immissione in rete dell'energia elettrica in eccesso), ma la domanda di energia originaria dell'utenza. In questa ottica, il LCOE misura il costo della fornitura di energia richiesta dall'utenza, che può essere soddisfatto per via della rete elettrica e gas, o con il sistema poli-generativo, e può essere usato per comparare le varie configurazioni dal punto di vista economico. Inoltre, il LCOE può essere comparato con il costo originale di acquisto, il $LCOE_0$ calcolato come in Eq. 11:

$$\begin{cases} LCOE = \frac{C_{year} + A_{year}}{(\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-el,i}^0 + \sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-ng,i}^0) \cdot \Delta t} \\ LCOE_0 = \frac{C_{year}^0}{(\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-el,i}^0 + \sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-ng,i}^0) \cdot \Delta t} \end{cases} \quad (11)$$

Come è possibile notare, LCOE e $LCOE_0$ condividono lo stesso denominatore, poiché sono entrambi riferiti alla domanda di energia elettrica e termica dell'utenza, che non varia di simulazione in simulazione, come specificato in precedenza.

Tabella 4. Costi specifici e grandezze caratterizzanti i vari component analizzati. Il range di variazione delle taglie dei vari componenti è riportato in Tabella 2. $P_{hp,nom}$ è la potenza termica nominale della pompa di calore, $P_{ez,nom}$ è l'assorbimento elettrico nominale dell'elettrolizzatore, $P_{b,nom}$ è la potenza elettrica nominale della batteria e $Q_{b,nom}$ la sua capacità nominale, Q_{h2tnom} è la capacità nominale dell'accumulo di idrogeno, $P_{pv,nom}$ è la potenza elettrica nominale dei pannelli fotovoltaici e $P_{w,nom}$ è la potenza elettrica nominale delle turbine eoliche.

Componente	γ_{kw} [€/kW]	γ_{kwh} [€/kWh]	Cap_{kw} [kW]	Cap_{kwh} [kWh]
Pompa di calore ^b	720 [18]	-	$P_{hp,nom}$	-
Cella a combustibile ^d	5000 [19]	-		
Motore a c. interna	3000 [18]	-		
Elettrolizzatore	700 [24]	-	$P_{ez,nom}$	-
Batteria al litio ^c	210 [26]	350 [26]	$P_{b,nom}$	$Q_{b,nom}$
Accumulo di idrogeno	-	20 [27]	-	$Q_{h2t,nom}$
Accumulo di acqua calda	-	60		
Pannelli fotovoltaici ^a	1500 [31]	-	$P_{pv,nom}$	-
Turbine eoliche ^a	3500 [31]	-	$P_{w,nom}$	-

^a Da aggiungere l'inverter, $P_{inv,nom} = 1.2 \cdot (P_{pv,nom} + P_{w,nom})$, per un costo $\gamma_{kw} = 180$ €/kW [31]

^b In kW_{th} . Se la pompa di calore fornisce sia raffrescamento che riscaldamento, il costo è maggiorato del 20%

^c Scontata del 30% per tenere conto delle riduzioni di costo future

2.8.2 Calcolo della riduzione delle emissioni

Nell'analisi viene valutata la riduzione delle emissioni di CO₂ dovuta all'autoproduzione di energia elettrica e combustibile. In particolare, le emissioni prima e dopo l'introduzione delle rinnovabili, GHG e GHG₀, rispettivamente, sono valutate come in Eq. 12:

$$\begin{cases} GHG = [\beta_{el} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-el,i} - P_{tograd-el,i}) + \beta_{ng} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-ng,i})] \cdot \Delta t \\ GHG_0 = [\beta_{el} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-el,i}^0) + \beta_{ng} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-ng,i}^0)] \cdot \Delta t \end{cases} \quad (12)$$

Dove β_{el} e β_{ng} rappresentano, rispettivamente, le emissioni specifiche in g_{CO2}/kWh associate all'energia elettrica e al gas prelevati dalla rete. Pertanto, GHG_{year} rappresenta le emissioni attuali, mentre GHG_{year}^0 rappresenta le emissioni che si avrebbero avute in assenza di rinnovabili. Le intensità di emissione per kWh assunte nell'analisi valgono (Eq. 13) [32]:

$$\begin{cases} \beta_{el} = 233 \\ \beta_{ng} = \frac{\gamma_{CH4} \cdot (1-x_{H2})}{LHV_{ng}} = \frac{\beta_{CH4} \cdot (1-x_{H2})}{x_{H2} \cdot LHV_{H2} + (1-x_{H2}) \cdot LHV_{CH4}} \end{cases} \quad (13)$$

Dove $\gamma_{CH4} = 2750$ g_{CO2}/kg rappresenta l'intensità di emissione per kg di metano bruciato, x_{H2} è la frazione massica dell'idrogeno nel combustibile proveniente dalla rete, LHV_{H2} e LHV_{CH4} sono, rispettivamente, i poteri calorifici inferiori in kWh/kg di idrogeno e metano, mentre LHV_{ng} è il potere calorifico inferiore risultante dalla loro miscela.

La frazione massica di idrogeno nella miscela è assunta pari a quella derivante da una composizione in volume del 10% di idrogeno e 90% di metano. Pertanto, nelle condizioni molto simili a quelle dell'ambiente in cui il gas si trova nella parte terminale della rete di distribuzione, la frazione massica di idrogeno vale $x_{H_2} = 0.0152$.

2.8.3 Gestione ottimizzata del sistema

Nell'analisi, la gestione del sistema in Figura 32 è modellata e risolta come un problema di ottimizzazione lineare misto-intera (MILP), una tecnica allo stato dell'arte per la simulazione della gestione ottima dei sistemi energetici di varia natura [28,33].

Nell'ambito del design di sistemi energetici, un ruolo cruciale è ricoperto dalla gestione in tempo reale del sistema. Infatti, data una certa configurazione di impianto, per gli stessi valori di taglia dei componenti, non è possibile calcolare univocamente le prestazioni del sistema (energia consumata e risparmiata, emissioni prodotte) a meno che non sia definito il modo in cui il sistema viene operato, ossia la sua logica di gestione. In questo studio, la logica di gestione è scelta in modo da ottimizzare una certa funzione obiettivo. Questo viene realizzato scegliendo, per ogni time-step dell'anno e per ogni componente del sistema, un set-point opportuno, in termini di potenza erogata o assorbita. La scelta dei set-point viene effettuata tramite un algoritmo di ottimizzazione, quindi, nello studio, non si entra nel dettaglio della logica di controllo di ogni componente, ma semplicemente si ipotizza di poter realizzare quel determinato set point che, in quello specifico momento dell'anno, ottimizza la funzione obiettivo scelta.

Per fare in modo che il problema di ottimizzazione risolto al fine di determinare la gestione ottima del sistema, rappresenti con sufficiente accuratezza il problema fisico sottostante, una serie di vincoli vengono imposti. Il soddisfacimento di tali vincoli, garantisce che le equazioni costitutive del problema (come ad es. i bilanci di massa ed energia) vengano rispettate.

La gestione ottima ricavata tramite la risoluzione del problema di ottimizzazione fornisce (i) il programma delle accensioni e degli spegnimenti e (ii) il programma dei livelli di carico per ogni componente del sistema. Tale programmazione può non essere integralmente realizzabile nella pratica, sia perché il problema di ottimizzazione è basato su una rappresentazione semplificata del sistema, sia perché il concetto stesso di ottimizzazione è basato, generalmente, sulla conoscenza esatta di alcune informazioni relative agli stati futuri del sistema, come i carichi elettrici e termici e la produzione da rinnovabile, che non sono in realtà noti al momento dell'implementazione della logica di gestione. Per questo motivo, viene generalmente ipotizzato di avere a disposizione una conoscenza perfetta (o previsione ideale) degli stati futuri del sistema. Tuttavia, è irrealistico pensare di poter prevedere con sufficiente accuratezza gli stati futuri del sistema oltre una finestra temporale di pochi giorni. Per questo motivo, nello studio, il problema di ottimizzazione annuale è ricondotto alla somma di problemi di ottimizzazione settimanali. Per una tale finestra temporale, quindi, viene fatta l'ipotesi semplificativa di poter disporre di previsioni ideali per le seguenti grandezze:

- Temperatura esterna;
- Produzione eolica;
- Produzione fotovoltaica;
- Domanda elettrica;
- Domanda termica ad alta e bassa temperatura.

La funzione obiettivo ottimizzata dalla logica di gestione è la spesa per la fornitura energetica sostenuta lungo l'orizzonte di ottimizzazione (ad es. un giorno). Poiché si tratta di un esborso, la funzione obiettivo f_{obj} deve essere minimizzata ed il problema di ottimizzazione è formalmente definito come in Eq. 14:

$$\min_{x \in \Phi \subseteq \mathbb{R}^m} f_{obj}(x) \quad (14)$$

Dove $\mathbf{x}$ è il vettore delle variabili di ottimizzazione ed ha m componenti. Φ è la *feasible region*, il sottoinsieme di $\mathbb{R}^m$ definito dall'intersezione di tutti i vincoli del problema di ottimizzazione. La funzione obiettivo è calcolata come (Eq. 15):

$$f_{obj} = [\pi_{el} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-el,i}) + \pi_{ng} \cdot (\sum_{i=1}^{N_{\Delta t}} P_{fromgrid-ng,i})] \cdot \Delta t \quad (15)$$

f_{obj} è calcolata per ogni settimana simulata e poi sommata per trovare il costo della fornitura annuale C_{year} (Eq. 7) riferito al periodo simulato.

Non tutte le variabili del problema di ottimizzazione compaiono nella funzione obiettivo. Alcune di esse compaiono solo nei vincoli del problema ed influenzano, tramite quest'ultimi, le variabili in Eq. 15. La lista completa delle variabili di ottimizzazione è riportata di seguito:

- Per la batteria vengono ottimizzate le potenze di carica e scarica in kW , $P_{b,c}$ e $P_{b,d}$, rispettivamente, e lo stato di carica o di scarica, indicato dalla variabile binaria k_b ;
- Per l'accumulo di idrogeno vengono ottimizzate le potenze di carica e scarica in kW di combustibile, $P_{h2t,c}$ e $P_{h2t,d}$, rispettivamente, e lo stato di carica o di scarica, indicato dalla variabile binaria k_{h2t} ;
- Per l'accumulo di acqua calda vengono ottimizzate le potenze di carica e scarica in kW di energia termica, $P_{wt,c}$ e $P_{wt,d}$, rispettivamente, e lo stato di carica o di scarica, indicato dalla variabile binaria k_{wt} ;
- Per la rete elettrica vengono ottimizzate le potenze di assorbimento e immissione in kW , $P_{fromgrid-el}$ e $P_{togrid-el}$, rispettivamente, e lo stato di assorbimento o immissione, indicati dalla variabile binaria $k_{grid-el}$;
- Per la rete gas viene ottimizzata la potenza di assorbimento $P_{fromgrid-ng}$ in kW di fuel;
- Per la pompa di calore viene ottimizzata la potenza assorbita P_{hp} in kW , lo stato di accensione o spegnimento, indicato dalla variabile binaria k_{hp} , la potenza erogata ad alta temperatura $P_{hp,th,ht}$ in kW_{th} , la potenza erogata a bassa temperatura $P_{hp,th,lt}$ in kW_{th} , lo stato di produzione a bassa o alta temperatura, indicato dalla variabile binaria $k_{hp,ht,lt}$, la potenza assorbita per il raffrescamento $P_{hp,cool}$ in kW_{th} e lo stato di funzionamento per il raffrescamento o il riscaldamento, indicato dalla variabile binaria $k_{hp,thcool}$;
- Per la cella a combustibile viene ottimizzata la potenza erogata P_{fc} in kW e lo stato di accensione o spegnimento, indicato dalla variabile binaria k_{fc} ;
- Per il motore a combustione interna viene ottimizzata la potenza erogata P_{ice} in kW e lo stato di accensione o spegnimento, indicato dalla variabile binaria k_{ice} ;
- Per l'elettrolizzatore viene ottimizzata le potenze assorbita P_{ez} in kW e lo stato di accensione o spegnimento, indicato dalla variabile binaria k_{ez} ;
- Per il boiler a gas vengono ottimizzate le potenze erogate alle utenze di alta e bassa temperatura in kW_{th} , $P_{bl,ht}$ e $P_{bl,lt}$, rispettivamente.

Il problema di ottimizzazione in Eq. 15 è soggetto ad una serie di vincoli che fanno in modo che la simulazione fornisca una descrizione fisicamente corretta dei fenomeni in atto. Di seguito è riportata la lista completa dei vincoli e la loro descrizione.

Per la batteria sussistono i seguenti vincoli (Eq. 16 – 20):

$$0 \leq P_{b,c,i} \leq k_b \cdot c - rate_{b,c,max} \cdot Q_{b,nom} \quad (16)$$

$$0 \leq P_{b,d,i} \leq (1 - k_b) \cdot c - rate_{b,d,max} \cdot Q_{b,nom} \quad (17)$$

$$SOC_{b,i} = \eta_{b,c} \cdot \sum_{j=1}^i P_{b,c,j} - \frac{1}{\eta_d} \cdot \sum_{j=1}^i P_{b,d,j} + SOC_{b,0} \quad (18)$$

$$SOC_{b,min} \leq SOC_{b,i} \leq SOC_{b,max} \quad (19)$$

$$SOC_{b,final} = SOC_{b,0} \quad (20)$$

Le variabili hanno il pedice i poiché si riferiscono al time step i -esimo della simulazione. Le Eq. 16 e 17 impongono che la batteria non possa caricare e scaricare allo stesso momento e limitano le potenze di carica e scarica fra zero ed il loro valori massimi ammissibili secondo i rispettivi c -rate. Le Eq. 18 – 20 impongono che il SOC sia sempre compreso fra i valori massimi e minimi ammissibile e che non si accumuli energia nella batteria alla fine dell'orizzonte di tempo simulato.

Per l'accumulo di idrogeno valgono i seguenti vincoli (Eq. 21 – 25):

$$0 \leq P_{h2t,c,i} \leq k_{h2t} \cdot c - rate_{h2t,c,max} \cdot Q_{h2t,nom} \quad (21)$$

$$0 \leq P_{h2t,d,i} \leq (1 - k_{h2t}) \cdot c - rate_{h2t,d,max} \cdot Q_{h2t,nom} \quad (22)$$

$$SOC_{h2t,i} = \sum_{j=1}^i P_{h2t,c,j} - \sum_{j=1}^i P_{h2t,d,j} + SOC_{h2t,0} \quad (23)$$

$$SOC_{h2t,min} \leq SOC_{h2t,i} \leq SOC_{h2t,max} \quad (24)$$

$$SOC_{h2t,final} = SOC_{h2t,0} \quad (25)$$

Le Eq. 21 e 22 impongono che l'accumulo di idrogeno non possa caricare e scaricare allo stesso momento e limitano le potenze di carica e scarica fra zero ed il loro valori massimi ammissibili secondo i rispettivi c -rate. Le Eq. 23 – 25 impongono che il SOC sia sempre compreso fra i valori massimi e minimi ammissibile e che non si accumuli energia nel tank alla fine dell'orizzonte di tempo simulato.

Per l'accumulo di acqua calda valgono i seguenti vincoli (Eq. 26 – 30):

$$0 \leq P_{wt,c,i} \leq k_{wt} \cdot c - rate_{wt,c,max} \cdot Q_{wt,nom} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{wt,d,i} \leq (1 - k_{wt}) \cdot c - rate_{wt,d,max} \cdot Q_{wt,nom} \quad (27)$$

$$SOC_{wt,i} = \sum_{j=1}^i P_{wt,c,j} - \sum_{j=1}^i P_{wt,d,j} + SOC_{wt,0} \quad (28)$$

$$SOC_{wt,min} \leq SOC_{wt,i} \leq SOC_{wt,max} \quad (29)$$

$$SOC_{wt,final} = SOC_{wt,0} \quad (30)$$

Le Eq. 26 e 27 impongono che l'accumulo termico non possa caricare e scaricare allo stesso momento e limitano le potenze di carica e scarica fra zero ed il loro valori massimi ammissibili secondo i rispettivi c -rate. Le Eq. 28 – 30 impongono che il SOC sia sempre compreso fra i valori massimi e minimi ammissibile e che non si accumuli energia nell'accumulo termico alla fine dell'orizzonte di tempo simulato.

Per la rete elettrica, valgono i seguenti vincoli (Eq. 31 e 32):

$$0 \leq P_{fromgrid-el,i} \leq k_{el} \cdot P_{ut,nom} \quad (31)$$

$$0 \leq P_{togroup-el,i} \leq (1 - k_{el}) \cdot P_{ut,nom} \quad (32)$$

Le Eq. 31 e 32 impongono che il prelievo e l'immissione in rete non possano avvenire allo stesso momento e limitano le relative potenze fra zero ed il valore massimo ammissibile pari alla potenza nominale dell'utenza elettrica $P_{ut,nom}$.

Per la pompa di calore, valgono i seguenti vincoli (Eq. 33 – 39):

$$k_{hp} \cdot P_{hp,nom} \cdot 0.2 \leq P_{hp,i} \leq k_{hp} \cdot P_{hp,nom} \quad (33)$$

$$P_{hp,th,lt} + P_{hp,th,ht} + P_{hp,cool} \leq k_{hp} \cdot P_{hp,nom} \quad (34)$$

$$P_{hp,cool} \leq k_{hp,thcool} \cdot P_{hp,nom} \quad (35)$$

$$P_{hp,th,lt} + P_{hp,th,ht} \leq (1 - k_{hp,thcool}) \cdot P_{hp,nom} \quad (36)$$

$$P_{hp,th,lt} \leq k_{hp,htlt} \cdot P_{hp,nom} \quad (37)$$

$$P_{hp,th,ht} \leq (1 - k_{hp,htlt}) \cdot P_{hp,nom} \quad (38)$$

$$\frac{P_{hp,th,lt}}{COP_{lt}} + \frac{P_{hp,th,ht}}{COP_{ht}} + \frac{P_{hp,cool}}{EER} = P_{hp} \quad (39)$$

L'Eq. 33 impone un che la potenza termica erogata dalla pompa di calore, quando in funzione, sia sempre compresa fra il valore massimo ammissibile ed il minimo tecnico pari al 20% della potenza nominale. In caso la pompa di calore sia spenta, cioè se $k_{hp} = 0$, la potenza erogata è nulla. L'eq. 34 impone che, quando la pompa di calore è spenta, non possa erogare potenza termica o di raffrescamento. L'eq. 35 e 36 decidono se la pompa sta operando in modalità raffrescamento ($k_{hp,htcool} = 1$) o riscaldamento ($k_{hp,htcool} = 0$). Le due modalità sono mutuamente esclusive. L'eq. 37 e 38 decidono se la pompa sta producendo energia termica ad alta o a bassa temperatura. Le due modalità di riscaldamento sono mutuamente esclusive. L'eq. 39 impone la conservazione dell'energia durante il funzionamento della pompa di calore, cosicché le potenze erogate o assorbite sono coerenti con la potenza elettrica assorbita ed il COP o il EER della pompa di calore.

Per la cella a combustibile, vale il seguente vincolo (Eq. 40):

$$k_{fc} \cdot P_{fc,nom} \cdot 0.2 \leq P_{fc,i} \leq k_{fc} \cdot P_{fc,nom} \quad (40)$$

Il significato fisico dell'Eq. 40 è del tutto analogo a quanto discusso per l'Eq. 33.

Per il motore a combustione interna, vale il seguente vincolo (Eq. 41):

$$k_{ice} \cdot P_{ice,nom} \cdot 0.2 \leq P_{ice,i} \leq k_{ice} \cdot P_{ice,nom} \quad (41)$$

Il significato fisico dell'Eq. 41 è del tutto analogo a quanto discusso per l'Eq. 33.

Per l'elettrolizzatore, vale il seguente vincolo (Eq. 42):

$$k_{ez} \cdot P_{ez,nom} \cdot 0.1 \leq P_{ez,i} \leq k_{ez} \cdot P_{ez,nom} \quad (42)$$

Il significato fisico dell'Eq. 30 è del tutto analogo a quanto discusso per l'Eq. 33.

Per il boiler a gas vale il seguente vincolo (Eq. 43):

$$0 \leq P_{bl,ht,i} \leq P_{bl,nom} \quad (43)$$

L'Eq. 43 impone che la potenza termica erogata per soddisfare la domanda termica ad alta temperatura è compresa fra i minimi e massimi valori ammissibili per la potenza termica totale erogata dal boiler. Il carico minimo assunto per il boiler è pari a zero.

Per la rete gas, vale il seguente vincolo (Eq. 44):

$$0 \leq P_{fromgrid-ng,i} \leq P_{fuel,nom} \quad (44)$$

L'Eq. 44 impone che l'assorbimento dalla rete gas sia sempre positivo e non superiore alla capacità nominale dell'utenza, pari alla massima potenza termica del boiler, divisa per la sua efficienza di conversione: $P_{fuel,nom} = P_{bl,nom} / \eta_{bl}$.

Per quanto riguarda il sistema nel suo complesso, è necessario considerare i seguenti vincoli (Eq. 45 – 36):

$$H2_{tot,i} = P_{ez,i} \cdot \eta_{ez} + P_{h2t,d,i} - P_{h2t,c,i} \geq 0 \quad (45)$$

$$F_{tot,i} = P_{fromgrid-ng,i} - \frac{P_{bl,lt,i}}{\eta_{bl}} + \frac{P_{fc,i}}{\eta_{fc}} + \frac{P_{ice,i}}{\eta_{ice}} + H2_{tot,i} = 0 \quad (46)$$

$$E_{tot,i} = P_{w,i} + P_{pv,i} - P_{ut,i} + P_{fromgrid-el,i} - P_{togrid-el,i} + P_{b,d,i} - P_{c,d,i} - P_{hp,i} - P_{ez,i} + P_{fc,i} + P_{ice,i} = 0 \quad (47)$$

$$HT_{tot,i} = P_{bl,ht,i} - P_{ut,ht,i} + P_{hp,ht,i} + P_{wt,d,i} - P_{wt,c,i} + P_{fc,i} \cdot \frac{\eta_{th,fc}}{\eta_{el,fc}} + P_{ice,i} \cdot \frac{\eta_{th,ice}}{\eta_{el,ice}} \geq 0 \quad (48)$$

$$LT_{tot,i} = P_{hp,lt,i} - P_{ut,lt,i} + HT_{tot,i} = 0 \quad (49)$$

Con riferimento al sistema di Figura 31, le Eq. 45 – 49 impongono il rispetto dei bilanci di potenza nei bus del sistema che raccolgono la produzione ed il consumo di energia elettrica (Eq. 47), combustibile (Eq. 46), Idrogeno (Eq.45) ed energia termica ad alta temperatura e bassa temperatura (Eq. 48 e 49, rispettivamente). Imponendo che la potenza totale su ogni bus sia positiva o nulla viene garantito il rispetto delle domande elettriche, di combustibile e termiche. Nel modello, alcuni i bilanci di potenza sono posti ≥ 0 e non $= 0$. In questo caso, il sistema è libero di generare più potenza di quella necessaria per soddisfare il fabbisogno dell'utenza e la parte eccedente può essere trasferita ad un altro bus compatibile. Questo avviene nel caso dell'idrogeno, può essere utilizzato anche nel bus del combustibile, previa miscelazione, e nel caso dell'energia termica ad alta temperatura, che può essere utilizzata anche per usi a bassa temperatura, previa riduzione della temperatura. Perciò, ogni eventuale surplus di potenza non va sprecato. L'utilità di una simile formulazione è matematica, poiché conferisce una maggiore flessibilità "numerica" al sistema, ma anche fisica, perché rispecchia gli effettivi utilizzi della potenza in eccesso in alcuni bus. Inoltre, come si può notare, alcuni componenti come la cella a combustibile, il motore a combustione interna ed il boiler, per la loro natura ed i livelli di temperatura in gioco, producono nel bus ad alta temperatura, ma la loro energia termica può essere ovviamente destinata anche ad usi a bassa temperatura (riscaldamento)

Infine, un ulteriore vincolo è necessario per fare sì che la frazione di idrogeno nel combustibile bruciato nel boiler a gas non superi i limiti discussi per questo componente. Perciò, per imporre la massima frazione volumetrica di idrogeno nel combustibile, è necessario rispettare i seguenti vincoli (Eq. 50 – 52):

$$\dot{m}_{h2,i} = P_{fromgrid,ng,i} \cdot \frac{x_{grid,h2}}{LHV_{ng}} + H2_{tot,i} \quad (50)$$

$$\dot{m}_{ch4,i} = P_{fromgrid,ng,i} \cdot \frac{1-x_{grid,h2}}{LHV_{ng}} \quad (51)$$

$$\dot{m}_{h2,i} \leq \dot{m}_{ch4,i} \cdot \frac{x_{h2,max}}{1-x_{h2,max}} \quad (52)$$

Le Eq. 50 e 51 rappresentano i bilanci di massa di idrogeno e metano nel bus del combustibile, $x_{grid,h2}$ rappresenta la composizione di idrogeno già presente nel combustibile proveniente dalla rete. L'Eq. 52 esprime il limite sulla frazione volumetrica in termini della frazione massica corrispondente e garantisce che la portata di idrogeno in ingresso al boiler ed al motore a combustione interna non ecceda il massimo valore ammissibile.

2.9 Risultati e discussione

2.9.1 Esempi di profili operativi per la configurazione con la pompa di calore in modalità riscaldamento e raffreddamento

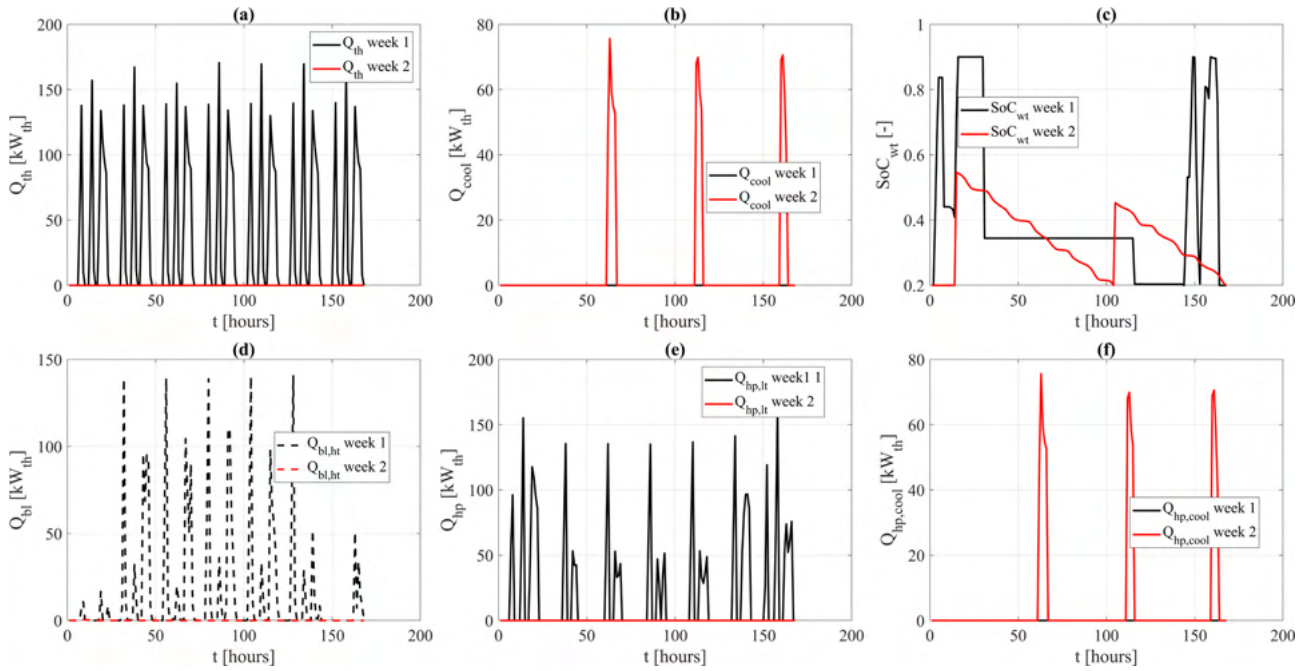
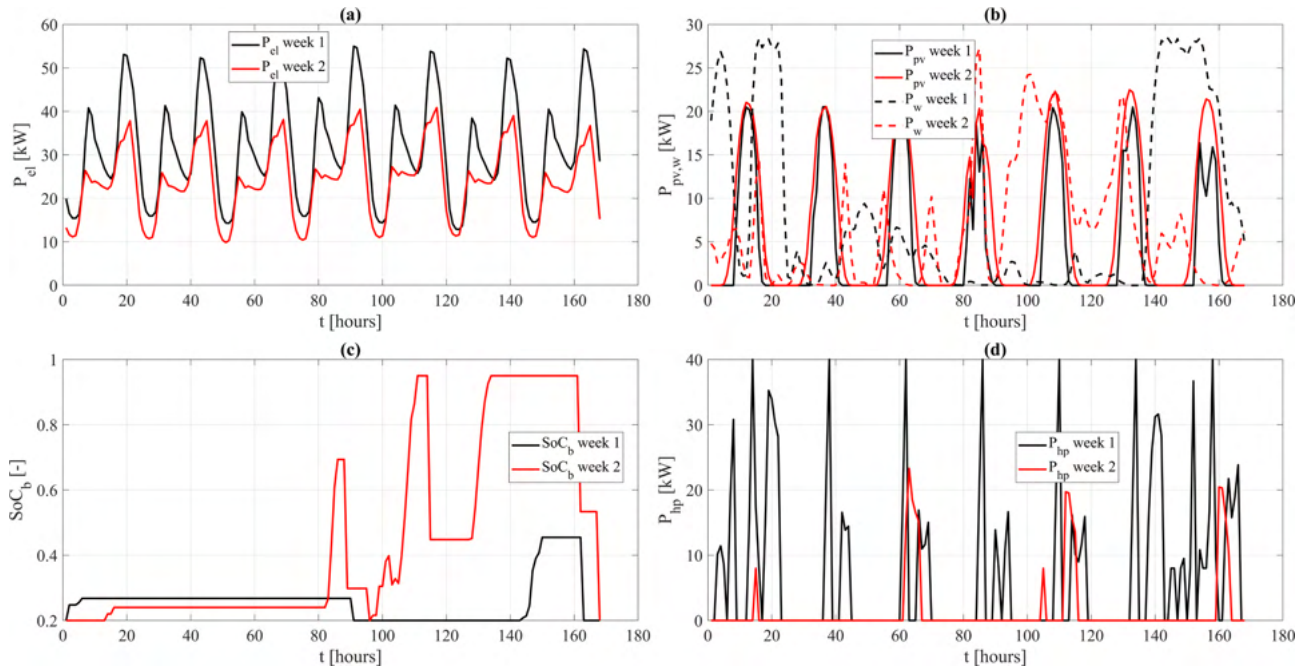
Nelle Figure 32 e 33 sono riportati i profili operativi della pompa di calore, del boiler a gas, della batteria e dell'accumulo di acqua calda per la configurazione in cui la pompa di calore opera sia per il riscaldamento, che per il raffreddamento. I profili riportati sono riferiti a due settimane, una invernale ed una estiva, come si può constatare nelle Figure 33 (a) e (b) che mostrano come la domanda termica per il riscaldamento ed il raffreddamento sia alternativamente nulle nelle due settimane considerate.

La configurazione rappresentata ha 60 kW di potenza da fonte rinnovabile installata, 30 kW di potenza eolica e 30 kW di potenza fotovoltaica, come mostrato in Figura 32 (b).

I risultati riportati in Figura 32 si riferiscono alle potenze elettriche, mentre quelli in Figura 33 alle potenze termiche.

Dalle Figure 32 e 33, possono essere tratte le seguenti osservazioni:

- La batteria al litio (Figura 32 (c)) è molto usata nella settimana estiva, mentre il suo utilizzo è pressoché nullo nella settimana invernale, dove il suo stato di carica rimane al minimo per buona parte della settimana. Questo è dovuto alla differenza di carico elettrico, maggiore in inverno ed inferiore in estate (Figura 32 (a)), che limita la necessità di utilizzare la batteria per promuovere l'autoconsumo durante la stagione fredda ed alla differenza di produzione da rinnovabile che si osserva nella Figura 32 (b), dove si nota, in particolare, la differenza di produzione eolica fra la settimana invernale e quella estiva. Una minore produzione da rinnovabile, sommata ad un maggiore carico richiesto, fa sì che tutta la produzione rinnovabile sia automaticamente auto-consumata, limitando la necessità dell'utilizzo della batteria;
- Diversamente dalla batteria, l'accumulo di acqua calda (Figura 33 (c)) subisce un utilizzo più intensivo nella stagione invernale, come è ragionevole, poiché viene utilizzato per il riscaldamento. Durante la stagione estiva, invece, l'unico utilizzo è quello di fornire energia per la produzione di acqua calda sanitaria. Pertanto, esso subisce poche cariche alla settimana e lentamente si scarica per fornire l'energia termica necessaria.



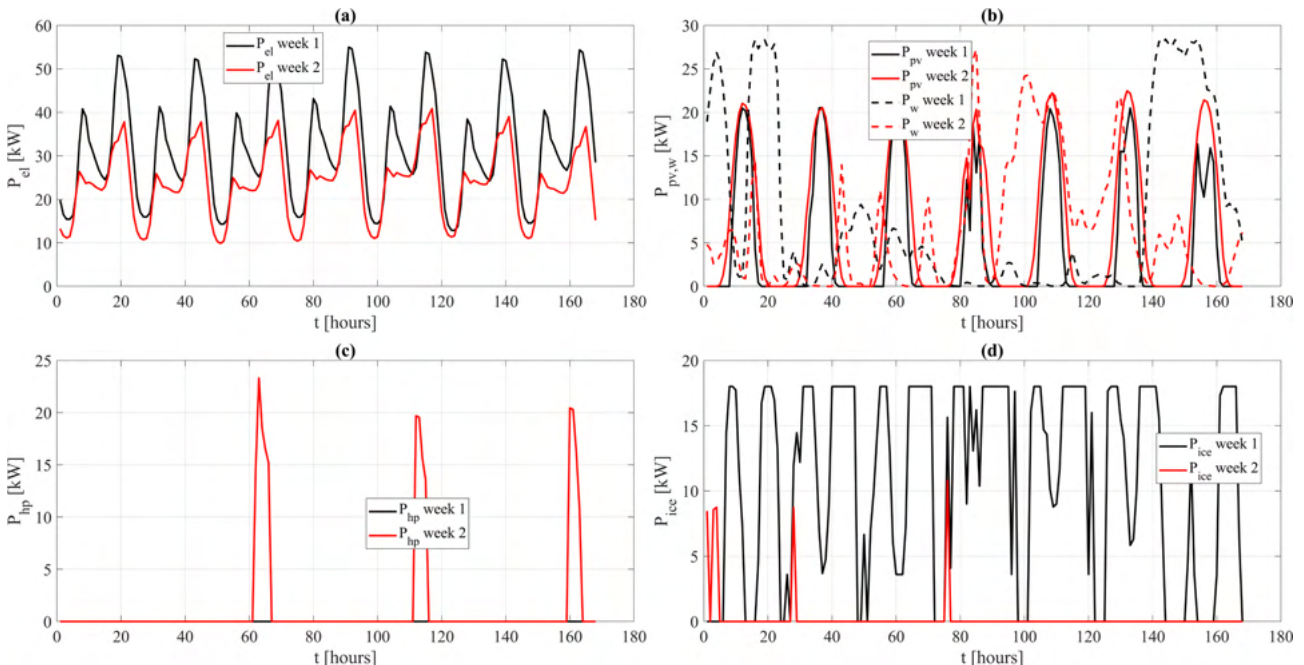
2.9.2 Esempi di profili operativi per la configurazione con motore a combustione interna e pompa di calore in modalità raffrescamento

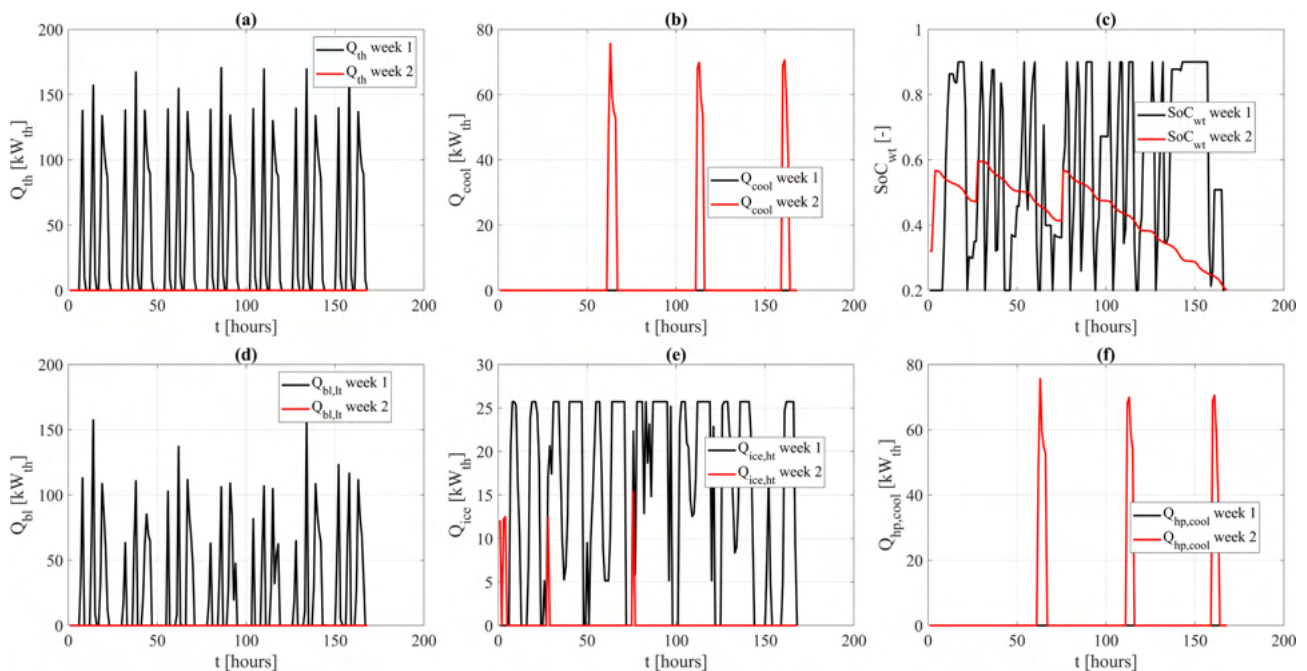
Nelle Figure 34 e 35 sono riportati i profili operativi della pompa di calore, del boiler a gas, del motore a combustione interna e dell'accumulo di acqua calda per la configurazione in cui la pompa di calore opera solo per il raffrescamento ed è installato nel sistema il cogeneratore basato sul motore a combustione interna. Come precedentemente descritto, i profili riportati sono riferiti a due settimane, una invernale ed una estiva, e nel sistema sono installati 60 kW di potenza da fonte rinnovabile, 30 kW di potenza eolica e 30 kW di potenza fotovoltaica (Figura 34 (b)).

I risultati di domanda elettrica e termica ed i dati di produzione da rinnovabile (Figure 34 (a) e (b) e 35 (a) e (b)) sono analoghi a quelli della configurazione precedente (Figure 32 (a) e (b) e 33 (a) e (b)).

Dalle Figure 34 e 35, possono essere tratte le seguenti osservazioni:

- Durante la stagione invernale il cogeneratore a motore a combustione interna lavora a pieno regime, suggerendo come questa tecnologia possa trovare ampio impiego in ambito residenziale. Nelle Figure 34 (d) e 35 (e) si può osservare come il cogeneratore operi molto spesso al massimo carico, fornendo una produzione elettrica e termica che va a coprire la base del carico;
- Mentre la domanda elettrica (Figura 35 (a)) è spesso superiore al carico elettrico prodotto dal cogeneratore (Figura 34 (d)), assorbendolo quasi completamente, non vale lo stesso per la domanda termica. Perciò, per evitare di dissipare l'energia termica prodotta dal motore, l'accumulo termico lavora intensamente, compiendo numerosi cicli di carica e scarica. Questo suggerisce come l'installazione di un cogeneratore in ambito residenziale vada accompagnata con una capacità di accumulo termico adeguata, per poter sfruttare a pieno la produzione ad alto rendimento di questo componente. Durante il periodo estivo il cogeneratore si accende molto di rado (Figura 35(e)) e, quando lo fa, è solo per caricare lo stoccaggio termico che va poi a servire il carico termico per la produzione di acqua calda sanitaria (Figure 35 (e) e (c)).





2.9.3 Esempi di profili operativi per la configurazione con cella a combustibile e pompa di calore in modalità raffreddamento

Nelle Figure 36 e 37 sono riportati i profili operativi della pompa di calore, del boiler a gas, della cella a combustibile e dell'accumulo di acqua calda per la configurazione in cui la pompa di calore opera solo per il raffreddamento ed è installato nel sistema il cogeneratore basato sulla cella a combustibile. Come precedentemente descritto, i profili riportati sono riferiti a due settimane, una invernale ed una estiva, e nel sistema sono installati 60 kW di potenza da fonte rinnovabile, 30 kW di potenza eolica e 30 kW di potenza fotovoltaica (Figura 36 (b)).

I risultati di domanda elettrica e termica ed i dati di produzione da rinnovabile (Figure 36 (a) e (b) e 37 (a) e (b)) sono analoghi a quelli della configurazione precedente (Figure 34 (a) e (b) e 35 (a) e (b)).

Dalle Figure 36 e 37, possono essere tratte le seguenti osservazioni:

- Come per il caso del motore a combustione interna, anche la cella a combustibile in assetto cogenerativo lavora molto spesso a pieno regime durante la stagione invernale. Confrontando le Figure 35 (d) (motore a combustione interna) e 36 (d) (cella a combustibile) si può osservare come la cella operi al massimo carico più spesso del motore. Questo è essenzialmente dovuto al fatto che la taglia elettrica della cella è inferiore rispetto a quella del motore e, quindi, essa riesce ad operare al massimo carico senza immettere energia elettrica in rete più spesso del motore. Di conseguenza, il suo operato risulta conveniente per tempi più prolungati rispetto a quello del motore a combustione interna;
- Poiché la cella a combustibile ha una taglia inferiore rispetto a quella del motore, anche la sua produzione termica risulta inferiore in assoluto (Figura 36 (e)). Per questo motivo, l'utilizzo dell'energia termica prodotta è più semplice e l'accumulo termico deve operare un numero inferiore di cicli di carica e scarica che nel caso del motore per evitare di dissipare l'energia termica prodotta dalla cella (confronto fra Figura 35 (c) e Figura 37 (c)). Anche nel caso della cella a combustibile, durante il periodo estivo il cogeneratore si accende molto di rado (Figura 37(e)) e

solo per caricare lo stoccaggio termico che copre il carico termico per la produzione di acqua calda sanitaria (Figure 37 (e) e (c)).

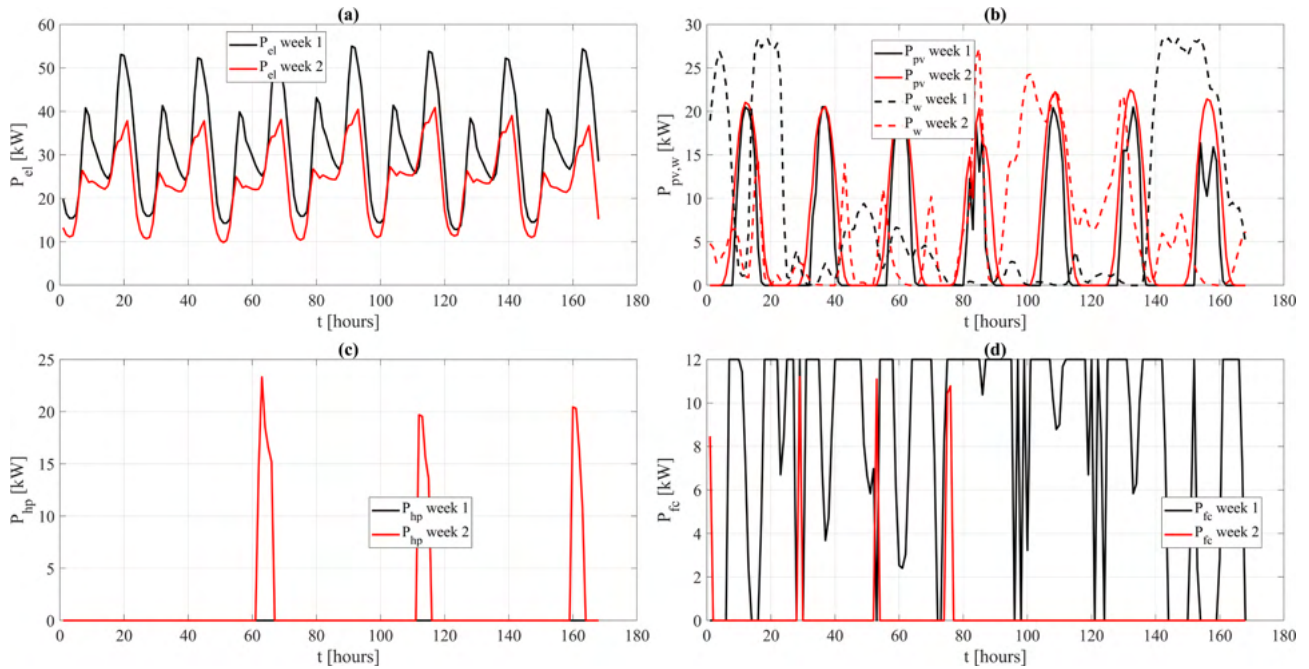


Figura 36. Andamento nel tempo dei profili di domanda elettrica (a), produzione da rinnovabile (b), Stato di carica della batteria (c), potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore (d). I risultati sono riferiti al caso studio residenziale di Milano. La potenza rinnovabile installata è pari a 30 kW per entrambe le fonti eoliche e fotovoltaiche. Sono rappresentate una settimana invernale ed una estiva.

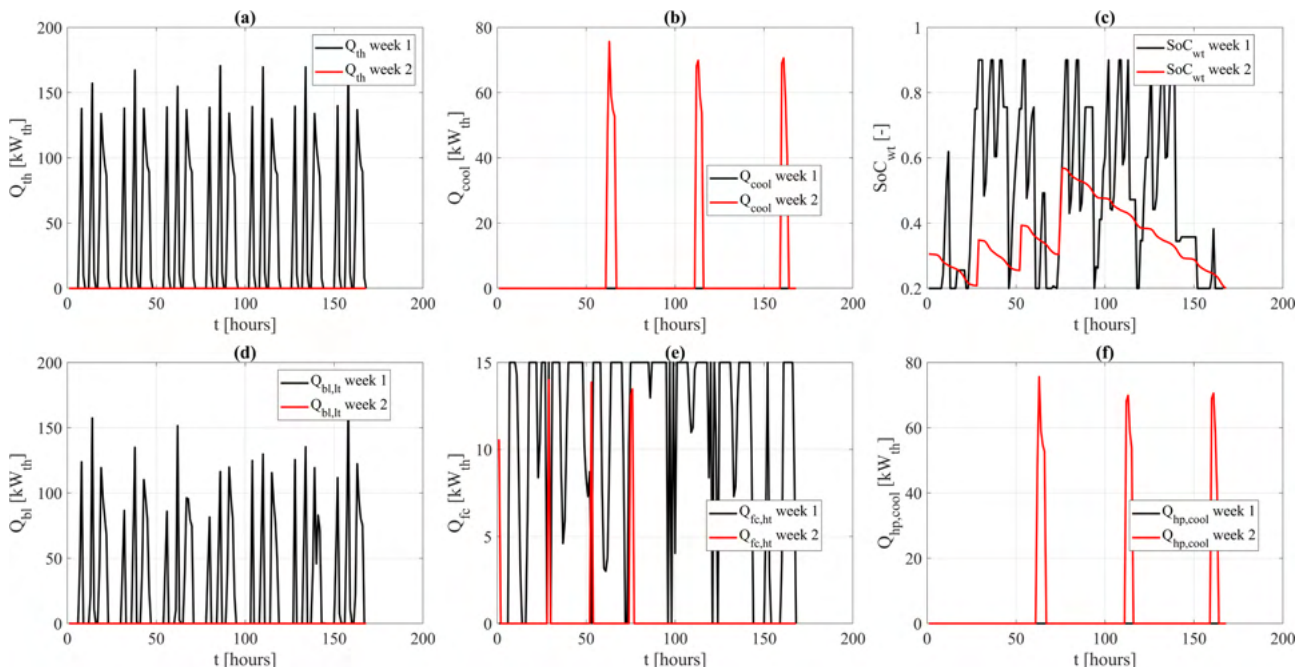


Figura 37. Andamento nel tempo dei profili di domanda termica per il riscaldamento (a), di domanda termica per il raffrescamento (b), Stato di carica dell'accumulo di acqua calda (c), potenza termica erogata dal boiler a gas (d), potenza termica erogata dal cogeneratore (motore a combustione interna) (e), potenza termica assorbita dalla pompa di calore in modalità raffrescamento. I risultati sono riferiti al caso studio residenziale di Milano. La potenza rinnovabile installata è pari a 30 kW per entrambe le fonti eoliche e fotovoltaiche. Sono rappresentate una settimana invernale ed una estiva.

2.9.4 Impatto economico e ambientale della configurazione con fonti di energia rinnovabile e pompa di calore in modalità raffrescamento

Nelle Figure 38 e 39, sono riportati i risultati relativi alla configurazione di base del sistema poli-generativo in cui sono presenti le fonti rinnovabili, la pompa di calore, operante solamente in modalità raffrescamento e la batteria al litio. I risultati sono espressi in forma relativa ed il LCOE risultante per la configurazione analizzata è comparato con il $LCOE_0$, ossia il costo per kWh originariamente sostenuto a parità di domanda elettrica e termica. Analogamente, le emissioni annue GHG calcolate per la configurazione in esame sono rapportate alle emissioni originarie GHG_0 . In entrambi i casi, il valore desiderato per i due rapporti è quello più basso possibile.

I risultati riportati fanno riferimento allo scenario di prezzo base, ossia sono stati utilizzati i prezzi di energia elettrica e gas naturale attuali. Inoltre, per il momento, vengono confrontate solo le configurazioni che hanno una potenza nominale di produzione da rinnovabile installata pari all'assorbimento massimo nominale (60 kW, per il caso residenziale, 80 kW per il caso relativo agli uffici). In questo modo, dai risultati, si può dedurre l'impatto economico ed ambientale della produzione da eolico, da fotovoltaico ed il caso ibrido in cui il 50% della potenza installata sia fotovoltaica ed il 50% eolica, oltreché quello della batteria.

Le considerazioni che possono essere tratte sulla base dei risultati riportati nelle figure seguenti sono:

- L'introduzione della produzione eolica o fotovoltaica in ambito residenziale, in assenza di incentivi, può determinare un notevole aumento dei costi della fornitura elettrica. Infatti, come si vede in Figura 38, il LCOE registrato a seguito dell'installazione dei pannelli fotovoltaici o delle turbine eoliche può arrivare ad 1.5 volte il $LCOE_0$, ossia il costo originario sostenuto dall'utenza per kWh di energia consumata. Un tale risultato suggerisce come gli interventi volti all'implementazione di tecnologie che permettano l'autoproduzione di energia elettrica su scala residenziale possano garantire consistenti risparmi economici solo in presenza di incentivi dedicati;
- Il valore effettivo del rapporto $LCOE / LCOE_0$, che misura l'incremento dei costi sostenuti, dipende dal caso studio analizzato. Comunque, in tutti e quattro i casi studio, la tendenza del rapporto $LCOE / LCOE_0$ è la medesima ed il fotovoltaico tende a risultare essere la fonte rinnovabile più conveniente. In particolare, la configurazione 60 kW di fotovoltaico e 0 kW di eolico raggiunge un LCOE praticamente pari a quello originario. Pertanto, questa configurazione si configura come una delle più promettenti, poiché può garantire riduzioni delle emissioni di CO_2 ad un prezzo della fornitura di energia praticamente invariato. Questo dimostra come l'utilizzo dell'eolico in ambito residenziale non sia poco efficace di per sé stesso, ma debba soprattutto competere con una fonte rinnovabile meno costosa, tecnologicamente più avanzata, oltreché più semplice da installare e meno onerosa e complicata per quanto riguarda la manutenzione;
- In analogia con le conclusioni di cui al punto precedente, i risultati dei quattro casi studio dimostrano come l'utilizzo della batteria non sia mai conveniente. I guadagni ulteriori dovuti al suo utilizzo non riescono in nessun caso a giustificare i notevoli costi aggiuntivi dovuti alla sua installazione. Per questo motivo, nel panorama italiano, per i casi studi analizzati, l'introduzione della batteria non è mai consigliata;
- In Figura 39, sono riportati i risultati in termini di riduzioni relative delle emissioni di CO_2 . Come risulta, ognuna delle configurazioni studiate è efficace nel ridurre l'impatto ambientale del caso studio. In ognuno dei casi analizzati il rapporto GHG / GHG_0 è minore di 1, il che implica aver ridotto le emissioni di CO_2 . Le riduzioni effettive dipendono dal caso studio e dalla configurazione analizzata, tuttavia, le riduzioni vanno dal 20% per i casi studio residenziali di Milano e Roma, a quasi il 50% per il caso studio di Palermo. Perciò, la semplice introduzione delle fonti rinnovabili in un sistema in cui vi sia domanda di energia elettrica e termica per il riscaldamento ed il raffrescamento, anche in assenza di ulteriori tecnologie atte allo stoccaggio ed alla conversione dell'energia elettrica, può portare forti benefici in termini di riduzione delle emissioni di CO_2 ;
- Per i casi studio residenziali di Milano e Roma, Figura 39 (a) e (b), le riduzioni di CO_2 risultanti dall'introduzione di produzione da fotovoltaico o eolico sono sostanzialmente equivalenti e pari a

circa il 20% del valore originario. Questi risultati, combinati con i precedenti, dimostrano come la produzione fotovoltaica non solo sia meno costosa di quella eolica, ma anche altrettanto efficace nel de-carbonizzare il settore residenziale. Diversamente, il caso studio di Palermo, che ha la più alta produzione eolica fra quelle analizzate, suggerisce come questa fonte possa effettivamente essere molto più efficace nell'abbattere le emissioni di CO₂ di quella fotovoltaica. Questo risultato suggerisce come in alcune realtà urbane, caratterizzate da una produzione eolica potenziale maggiore di altre, lo sfruttamento della fonte eolica a livello residenziale sia promettente, se non a livello economico, almeno per quanto riguarda la riduzione dell'impatto ambientale;

- Anche dal punto di vista della riduzione delle emissioni di CO₂, i risultati in Figura 39 suggeriscono come la batteria al litio, a fronte di un sensibile aumento dei costi (Figura 38), non porti a nessun beneficio. L'utilizzo della batteria, a causa delle efficienze di carica e scarica non unitarie, introduce una piccola perdita nel sistema. Tuttavia, questa può essere controbilanciata, in teoria, se la batteria permette un maggiore autoconsumo dell'energia da fonte rinnovabile prodotta. I risultati in Figura 39 suggeriscono che questo non accada per i casi studio analizzati, quindi la batteria non solo rappresenta una soluzione antieconomica, ma peggiora le prestazioni del sistema dal punto di vista ambientale. Per questo motivo, il suo utilizzo è da sconsigliare nei casi studio analizzati.

In conclusione, l'energia eolica, ove la sua produzione teorica sia maggiormente promettente, può portare maggiori vantaggi della fonte fotovoltaica in termini di riduzione delle emissioni. Tuttavia, la maggioranza dei casi studio analizzati suggerisce che, spesso, la fonte fotovoltaica possa fornire riduzioni delle emissioni comparabili, se non maggiori, a fronte però di costi sensibilmente più contenuti. Per questo motivo, i risultati dello studio suggeriscono come la fonte fotovoltaica sia la più indicata per essere sfruttata in ambito residenziale, mentre la fonte eolica pare non essere in grado di competere con quest'ultima.

Infine, per quanto riguarda l'utilizzo della batteria al litio, in tutti i casi studio analizzati, questa non solo non ha portato benefici economici tali da controbilanciare i suoi costi, ma non ha nemmeno portato vantaggi in termini di riduzione delle emissioni. Pertanto, il suo utilizzo è sconsigliato.

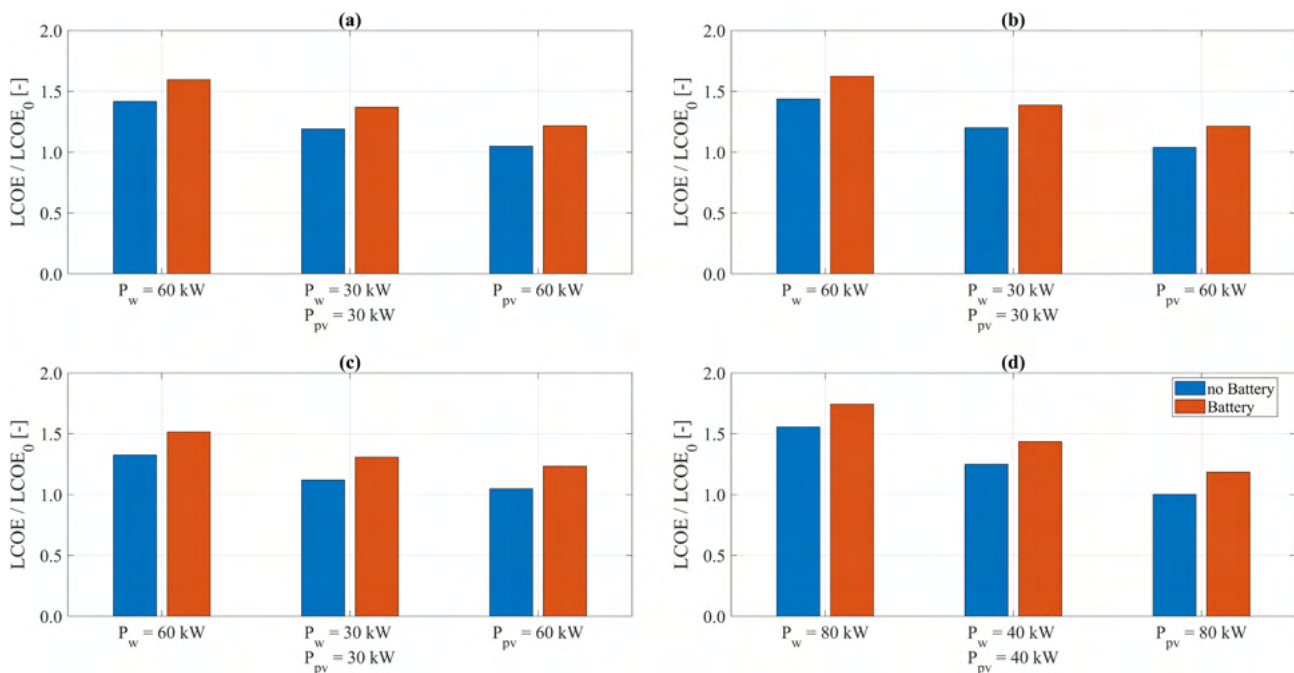


Figura 38. Rapporto fra i costi operativi per kWh di domanda elettrica e termica relativi alla configurazione con pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, batteria al litio e pompa di calore in modalità raffrescamento e quelli originari dell'utenza analizzata ($LCOE / LCOE_0$). (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

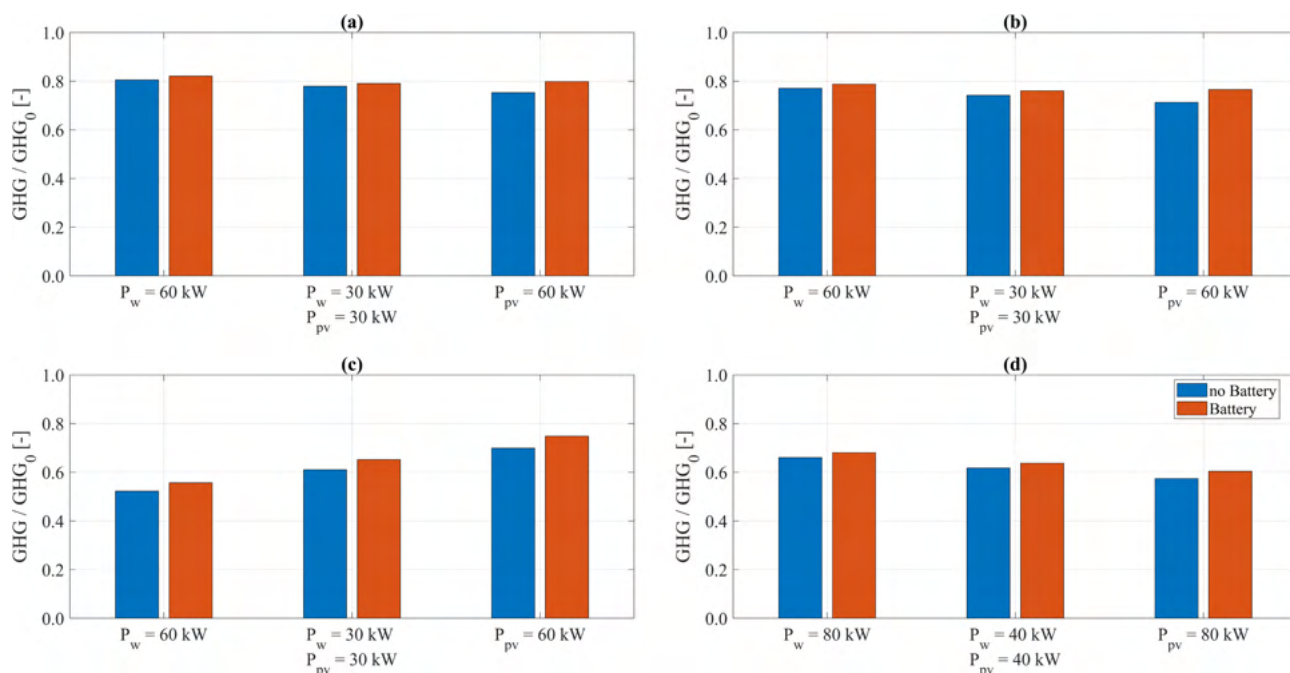


Figura 39. Rapporto fra le emissioni di CO₂ relative alla configurazione con pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, batteria al litio e pompa di calore in modalità raffrescamento e quelle originarie dell'utenza analizzata (GHG / GHG₀). (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

2.9.5 Impatto economico e ambientale della configurazione con fonti di energia rinnovabile, pompa di calore reversibile, batteria ed accumulo di acqua calda

Nelle Figure 40 e 41, sono riportati i risultati relativi alle configurazioni caratterizzate dalla presenza della pompa di calore reversibile che provvede al carico di raffrescamento e parte di quello di riscaldamento, combinata con la batteria al litio, accumulo di acqua calda, i pannelli fotovoltaici e/o le turbine eoliche.

Nell'analisi dei risultati riportata di seguito, non viene considerato l'impatto dell'accumulo termico in modo indipendente dagli altri componenti. Questo perché tale componente viene considerato indispensabile nel momento in cui un generatore di energia termica aggiuntivo al boiler a gas viene introdotto nel sistema e, quindi, il suo impatto viene discusso congiuntamente con quello della pompa di calore reversibile.

Le considerazioni che possono essere tratte sulla base dei risultati riportati nelle Figure 40 e 41 sono le seguenti:

- L'introduzione della pompa di calore reversibile comporta un aumento dei costi significativo, dovuto alla sostituzione della pompa di calore che fornisce il raffrescamento, considerata come compresa nella configurazione di base del caso studio. Per questo motivo, rispetto alla configurazione che prevede solo l'acquisto dei pannelli fotovoltaici, della turbina eoliche e della batteria si registra un aumento del LCOE. Pertanto, sebbene rispetto alle configurazioni di Figura 38 la pompa di calore reversibile fornisca anche parte del carico termico, questo non garantisce dei guadagni tali da controbilanciare il suo costo di acquisto. La tendenza di aumento del LCOE è confermata per tutti i casi studio analizzati in modo sostanzialmente uniforme, confrontando i risultati di Figura 40 con quelli riportati in Figura 38;
- Anche in questo caso l'utilizzo della batteria non comporta nessun vantaggio di tipo economico. Perciò i risultati suggeriscono che l'utilizzo della batteria in ambito residenziale, o per edifici adibiti ad ufficio, in combinazione con le pompe di calore (reversibili e non) non è consigliabile, almeno per quanto riguarda i casi studio analizzati;

- Per quanto riguarda GHG / GHG_0 , la pompa di calore reversibile porta ad una diminuzione delle emissioni di quasi 20% nella maggioranza dei casi studio analizzati, rispetto alla configurazione in cui la pompa di calore copre solo il carico di raffrescamento. L'unica eccezione è rappresentata dal caso studio dell'edificio adibito ad uffici per il quale il carico di riscaldamento è meno continuativo che nei casi residenziali e perciò il vantaggio introdotto dalla pompa di calore è marginale.

In conclusione, i risultati nelle Figure 40 e 41 suggeriscono che la pompa di calore reversibile può rivelarsi estremamente efficace nell'abbattere le emissioni di CO_2 , soprattutto in ambito residenziale, a fronte, però, di un notevole aumento dei costi della fornitura, dovuti essenzialmente all'annualizzazione del costo di acquisto di questo componente. A tale proposito, una riflessione utile può essere la seguente: i risultati suggeriscono che sostituire una pompa di calore che provvede al solo raffrescamento con una reversibile che si occupi anche di parte del carico di riscaldamento può comportare notevoli riduzioni delle emissioni, ma anche un significativo onere economico. Tuttavia, poiché il costo di una pompa di calore reversibile è tutto sommato simile quello di una pompa di calore per il solo raffrescamento, può essere particolarmente efficace, per il retrofit di un impianto in cui non sia presente nessuna pompa di calore, installarne direttamente una reversibile. In questo modo è possibile raggiungere direttamente notevoli riduzioni delle emissioni, a fronte di un incremento relativo dei costi più contenuto.

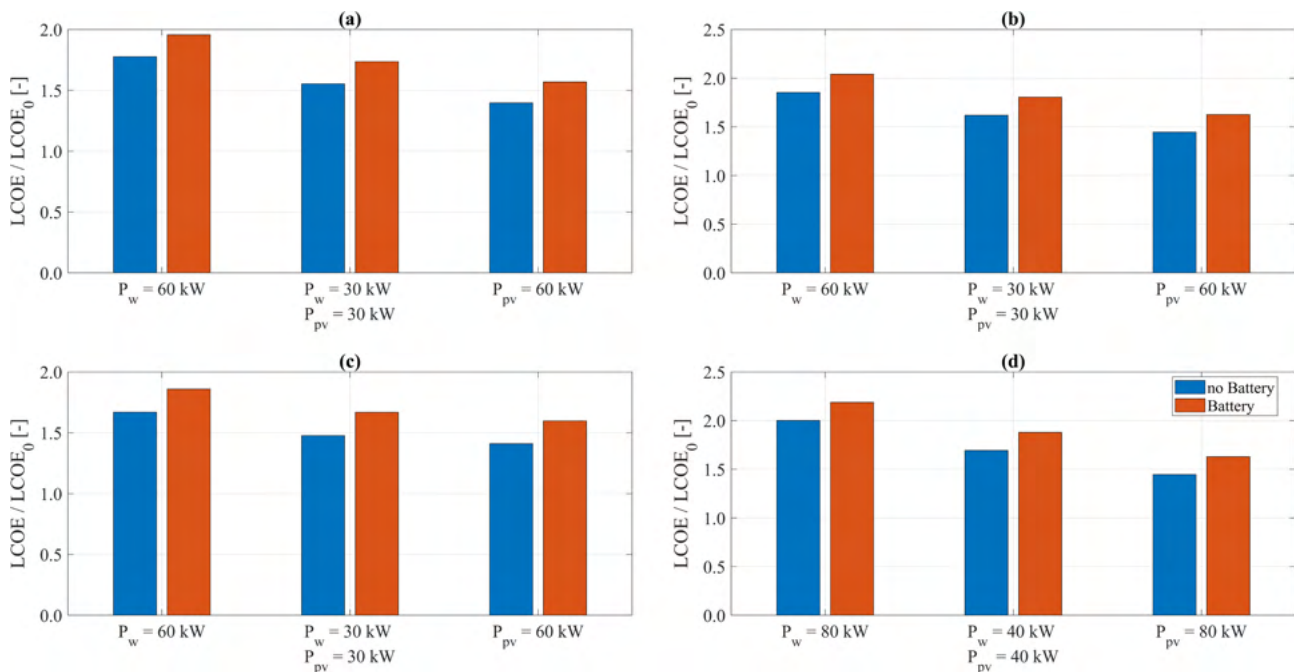


Figura 40. Rapporto fra i costi operativi per kWh di domanda elettrica e termica relativi alla configurazione con pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, batteria al litio, pompa di calore in modalità raffrescamento e riscaldamento e accumulo termico e quelli originari dell'utenza analizzata ($LCOE / LCOE_0$). (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

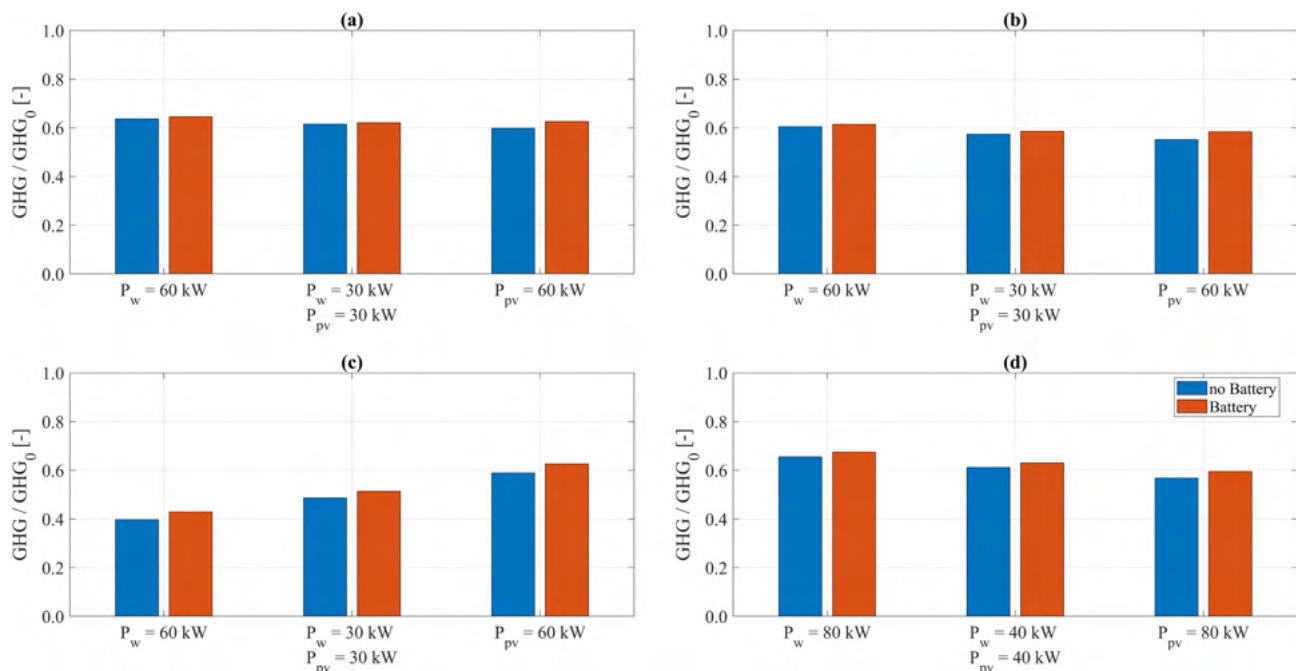


Figura 41. Rapporto fra le emissioni di CO₂ relative alla configurazione con pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, batteria al litio, pompa di calore in modalità raffrescamento e riscaldamento e accumulo termico e quelle originarie dell'utenza analizzata (GHG / GHG₀). (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

2.9.6 Impatto economico e ambientale della configurazione con cogeneratore a una cella a combustibile, elettrolizzatore ed accumuli di acqua calda e di idrogeno in pressione

Nelle Figure 42 e 43, sono riportati i risultati relativi alle configurazioni caratterizzate dalla presenza della pompa di calore in modalità raffrescamento, del cogeneratore a cella a combustibile che provvede a parte del carico di riscaldamento, dei pannelli fotovoltaici, delle turbine eoliche, dell'accumulo termico, dell'elettrolizzatore e dell'accumulo di idrogeno in pressione.

Come specificato in precedenza, la presenza del cogeneratore impone la presenza nel sistema dell'accumulo termico, il cui impatto è quindi da considerarsi discusso congiuntamente con quello del generatore termico aggiuntivo. Analogamente, l'accumulo di idrogeno in pressione è sempre quando sia presente anche l'elettrolizzatore, quindi il loro impatto in termini economici ed ambientali è discusso congiuntamente.

Le considerazioni che possono essere tratte sulla base dei risultati riportati nelle Figure 42 e 43 sono le seguenti:

- L'introduzione del cogeneratore comporta un lieve aumento dei costi rispetto alla configurazione con solo le fonti rinnovabili (confronto fra Figura 38 e 42), segno che, nonostante i costi molto elevati della cella a combustibile, l'intenso utilizzo di questo componente è in grado di ripagare buona parte dei suoi costi capitali. Questo risultato offre spunti di riflessione interessanti sul futuro di questa tecnologia, che, sebbene non sia attualmente economicamente vantaggiosa, potrebbe in futuro diventarla se i costi dovessero diminuire ulteriormente. Gli incrementi del rapporto fra LCOE ed LCOE₀ rispetto ai casi di Figura 38 sono uniformi per i quattro casi studio analizzati, suggerendo che l'introduzione del cogeneratore ha un effetto simile nei quattro casi studio analizzati;
- L'introduzione dell'elettrolizzatore non comporta nessun vantaggio di tipo economico o ambientale. L'impatto di questo componente (e dell'accumulo di idrogeno) è comunque molto limitato e quindi il

suo utilizzo potrebbe rivelarsi vantaggioso in scenari di prezzo dell'energia diversi da quello considerato, in cui i prezzi del gas siano tali da giustificare l'autoproduzione di combustibile. Tuttavia, per quanto riguarda i casi studio analizzati, non sembra esserci ragione di complicare l'impianto introducendo nel sistema l'autoproduzione e lo stoccaggio di un combustibile;

- Per quanto riguarda GHG / GHG₀, i risultati conseguiti grazie alla cella a combustibile sono pressoché identici a quelli conseguiti con la sola introduzione delle rinnovabili. Questo significa che, sebbene la cella utilizzi il combustibile che ha emissioni specifiche molto maggiori dell'energia elettrica, la sua alta efficienza di conversione controbilancia questo effetto. Tuttavia, le emissioni che caratterizzano la configurazione con la cella a combustibile sono sensibilmente maggiori di quelle che caratterizzano la configurazione con pompa di calore reversibile. Questo suggerisce come, a fronte di un investimento e di una complessità di impianto maggiori, la configurazione con cogeneratore non porti i vantaggi sperati rispetto all'utilizzo di una tecnologia più standard come le pompe di calore reversibili;

In conclusione, i risultati nelle Figure 42 e 43 suggeriscono che il cogeneratore a cella a combustibile comporti dei lievi svantaggi economici rispetto alla configurazione di base con sole le fonti rinnovabili, mentre sia più conveniente di quella basata sulla pompa di calore reversibile. Dal punto di vista ambientale, l'utilizzo del cogeneratore a cella a combustibile non risulta efficace nell'abbattere le emissioni di CO₂ rispetto al caso con le sole fonti rinnovabili ed è, quindi, meno efficace della pompa di calore reversibile, che, a fronte di un costo annualizzato sensibilmente maggiore di quello del cogeneratore, portava però a riduzioni delle emissioni fino quasi al 20% nella maggioranza dei casi studio analizzati. Infine, in tutti i casi analizzati, l'introduzione dell'elettrolizzatore e dell'accumulo di idrogeno in pressione non sembrano portare nessun beneficio di tipo economici o ambientale. Pertanto, i risultati conseguiti suggeriscono come l'auto produzione di idrogeno non sia vantaggiosa a livello residenziale, per i casi studio analizzati.

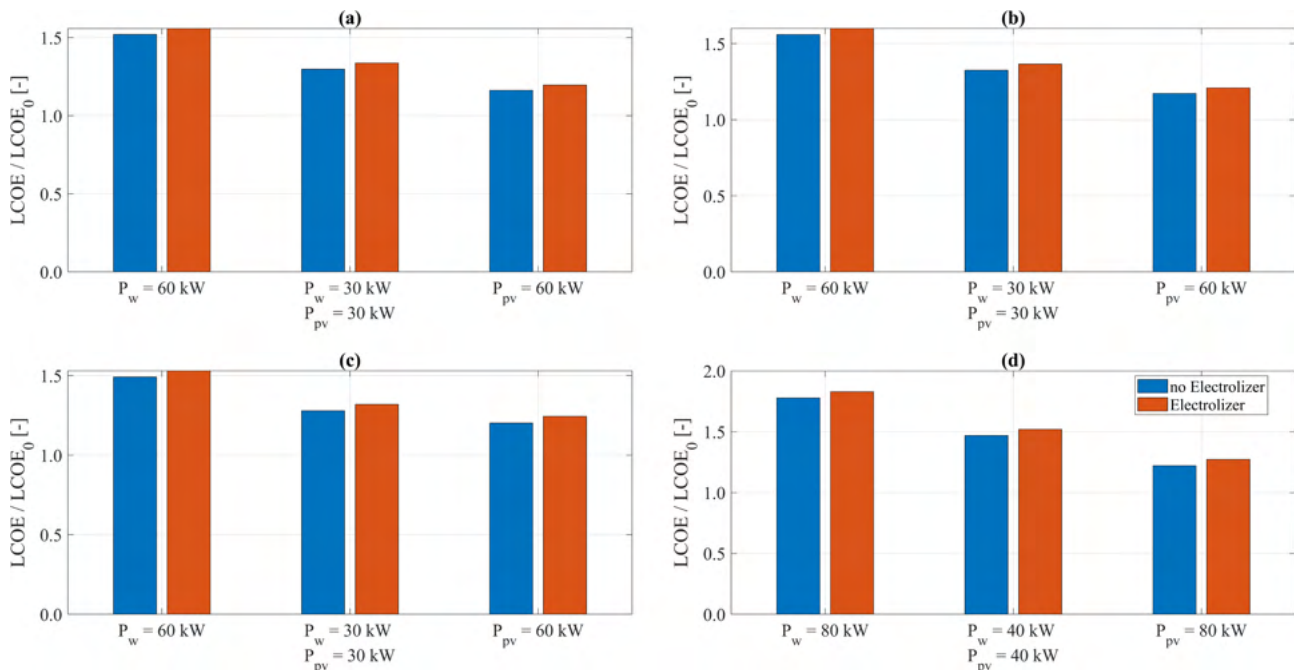


Figura 42. Rapporto fra i costi operativi per kWh di domanda elettrica e termica relativi alla configurazione con pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, pompa di calore in modalità raffrescamento, cogeneratore a cella a combustibile, elettrolizzatore, accumulo termico e di idrogeno e quelli originali dell'utenza analizzata (LCOE / LCOE₀). (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

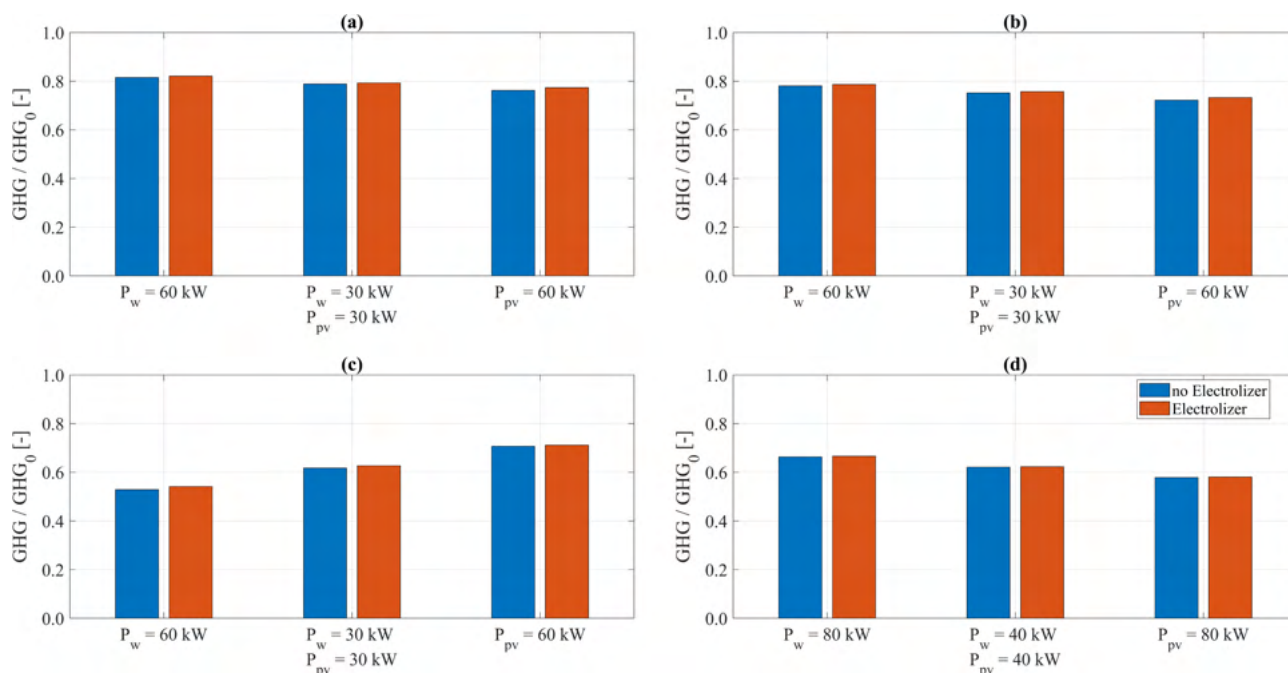


Figura 43. Rapporto fra le emissioni di CO₂ relative alla configurazione con pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, pompa di calore in modalità raffrescamento, cogeneratore a cella a combustibile, elettrolizzatore, accumulo termico e di idrogeno e quelle originarie dell'utenza analizzata (GHG / GHG₀). (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

2.9.7 Impatto economico e ambientale della configurazione con cogeneratore a motore a combustione interna, elettrolizzatore ed accumuli di acqua calda e di idrogeno in pressione

Nelle Figure 42 e 43, sono riportati i risultati relativi alle configurazioni caratterizzate dalla presenza della pompa di calore in modalità raffrescamento, del cogeneratore a motore a combustione interna che provvede a parte del carico di riscaldamento, dei pannelli fotovoltaici, delle turbine eoliche, dell'accumulo termico, dell'elettrolizzatore e dell'accumulo di idrogeno in pressione.

La configurazione analizzata nelle Figure 44 e 45 è analoga alla precedente con cella a combustibile, solo che adesso il cogeneratore è un motore a combustione interna. Le considerazioni che possono essere tratte sulla base dei risultati riportati nelle Figure 44 e 45 sono molto simili a quelle già discusse per la cella a combustibile, quindi verranno messe in evidenza solo le (lievi) differenze fra i due casi:

- Rispetto alla cella a combustibile, il motore a combustione interna ha un costo inferiore, ma anche una taglia maggiore e delle efficienze elettriche inferiori. Questi effetti si bilanciano fra loro ed i risultati economici del motore a combustione interna sono molto simili a quelli conseguiti dalla cella. Perciò valgono le stesse considerazioni fatte in precedenza, con la differenza che, mentre il costo dei cogeneratori è destinato a subire solo lievi variazioni nel prossimo futuro, essendo questa tecnologia ben consolidata, quello delle celle a combustibile potrebbe avere evoluzioni importanti, portando questa tecnologia ad avere prestazioni economiche migliori in futuro;
- A causa delle efficienze lievemente inferiori, il motore a combustione interna porta a delle riduzioni di emissioni di poco inferiori rispetto a quelle della cella. In ogni caso, la differenza fra le due tecnologie è minima e si può affermare che la loro efficacia dal punto di vista della riduzione dell'impatto ambientale è la medesima;
- Anche nel caso del motore a combustione interna, l'introduzione dell'elettrolizzatore e dell'accumulo di idrogeno in pressione non porta alcun beneficio, suggerendo così che l'autoproduzione di combustibile a livello residenziale o per edifici adibiti ad ufficio vada evitate in ogni configurazione, per i casi studio analizzati.

In conclusione, i risultati nelle Figure 44 e 45 sono simili a quanto discusso in precedenza per la cella a combustibile. L'unica conclusione aggiuntiva è che una possibile evoluzione futura dei prezzi delle celle a combustibile potrebbe rendere i motori a combustione interna una tecnologia meno favorevole per la cogenerazione nell'ambito residenziale, poiché già adesso le prestazioni delle due tecnologie risultano essere praticamente equivalenti.

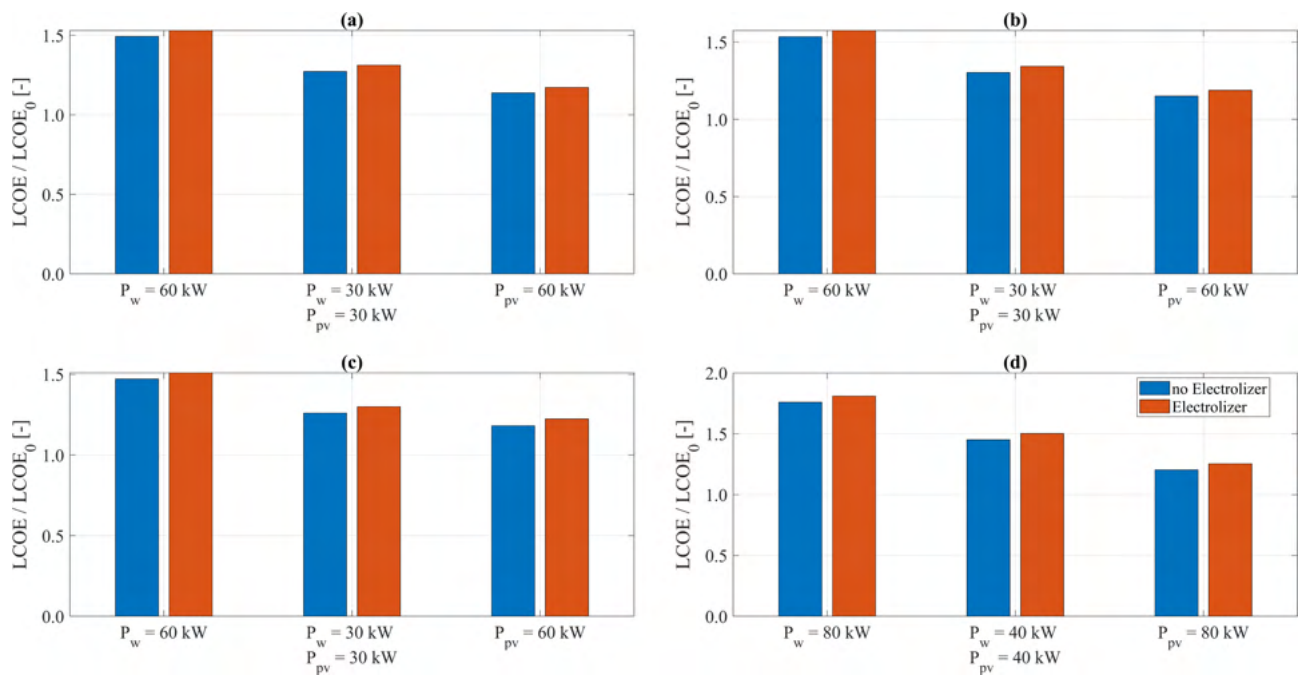


Figura 44. Rapporto fra i costi operativi per kWh di domanda elettrica e termica relativi alla configurazione con pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, pompa di calore in modalità raffrescamento, cogeneratore a motore a combustione interna, elettrolizzatore, accumulo termico e di idrogeno e quelli originari dell'utenza analizzata ($LCOE / LCOE_0$). (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

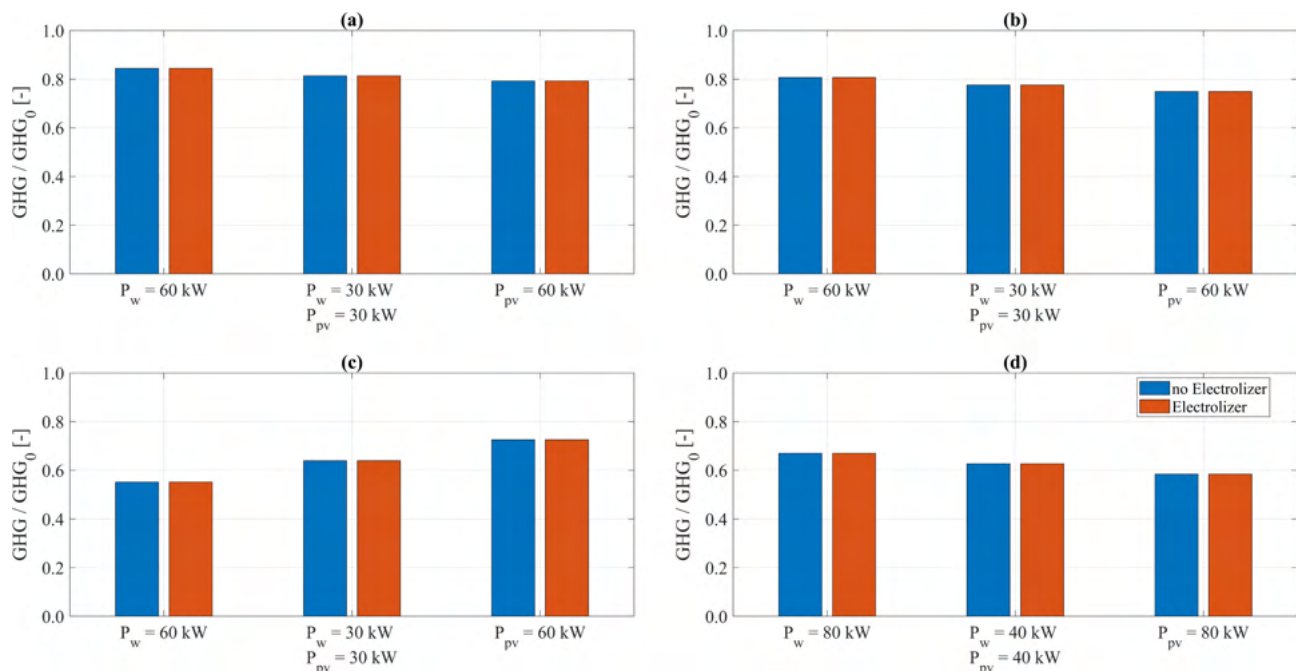


Figura 45. Rapporto fra i costi operativi per kWh di domanda elettrica e termica relativi alla configurazione con pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, pompa di calore in modalità raffreddamento, cogeneratore a motore a combustione interna, elettrolizzatore, accumulo termico e di idrogeno e quelli originari dell'utenza analizzata (GHG / GHG₀). (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

2.9.8 Confronto fra le configurazioni più promettenti

In questa sezione, vengono confrontate le configurazioni più promettenti fra quelle esaminate fino ad adesso. Come discusso nelle sezioni precedenti, vi sono due componenti, la batteria al litio e l'elettrolizzatore, il cui utilizzo non è giustificato né in termini economici, né in termini di riduzione delle emissioni di CO₂, per quanto riguarda i casi studio analizzati. Pertanto, questi due componenti possono essere eliminati dall'analisi. Ciò che rimane, quindi, e che viene confrontato nelle Figure 46 e 47 sono le seguenti configurazioni:

- Fonti rinnovabili con pompa di calore in modalità raffreddamento (configurazione di base);
- Fonti rinnovabili con pompa di calore reversibile;
- Fonti rinnovabili con cogeneratore a cella a combustibile;
- Fonti rinnovabili con cogeneratore a motore a combustione interna.

In tutte queste configurazioni, a parte la prima, sono presenti anche l'accumulo termico ed il boiler a gas.

Le conclusioni che si possono trarre dai risultati nelle Figure 46 e 47 sono un riassunto di ciò che è stato discusso in precedenza:

- La configurazione con il LCOE maggiore è quella con la pompa di calore reversibile, mentre quella con il LCOE inferiore è quella di base, che prevede la sola introduzione delle rinnovabili. Le configurazioni in cui viene introdotto un cogeneratore nel sistema presentano entrambe degli LCOE maggiori di quelli della configurazione di base ed inferiori di quella con la pompa di calore reversibile. Questo perché, sebbene vengano introdotte delle tecnologie (cella a combustibile e motore a combustione interna) più costose della pompa di calore reversibile, la conversione di combustibile in energia elettrica bilancia parzialmente gli alti costi capitali con dei costi di esercizio inferiori;
- Le due tecnologie cogenerative risultano avere prestazioni molto simili fra loro, con il motore che risulta avere un LCOE lievemente inferiore, accompagnato da riduzioni delle emissioni anch'esse lievemente inferiori. Questo è risultato è compatibile con il fatto che sia il costo specifico del

- motore, che la sua efficienza, sono inferiori rispetto a quella della cella a combustibile che, quindi, permette una riduzione delle emissioni maggiore, a fronte di un LCOE lievemente più alto;
- Entrambe le tecnologie cogenerative richiedono LCOE maggiori del caso con le sole rinnovabili (configurazione di base), senza portare, però, benefici decisivi in termini di riduzione delle emissioni di CO₂, che anzi, rimangono pressoché invariate. Per questo motivo, i risultati nelle Figure 46 e 47 suggeriscono che, nei casi studio analizzati, l'installazione di un cogeneratore di piccola taglia non trova giustificazione né dal punto di vista economico, né da quello ambientale;
 - La configurazione che porta i maggiori benefici in termini di riduzioni delle emissioni di CO₂ è quella con la pompa di calore reversibile. Tuttavia, questa configurazione è anche quella con il LCOE maggiore, suggerendo, quindi, come ingenti riduzioni delle emissioni possano essere raggiunte, a fronte di un sensibile aumento dei costi della fornitura energetica. Da questo punto di vista, potrebbe essere molto efficace fornire degli incentivi specifici per giustificare una tale riduzione di impatto ambientale anche dal punto di vista economico, senza però scaricare gli ingenti costi aggiuntivi sul singolo utente finale.

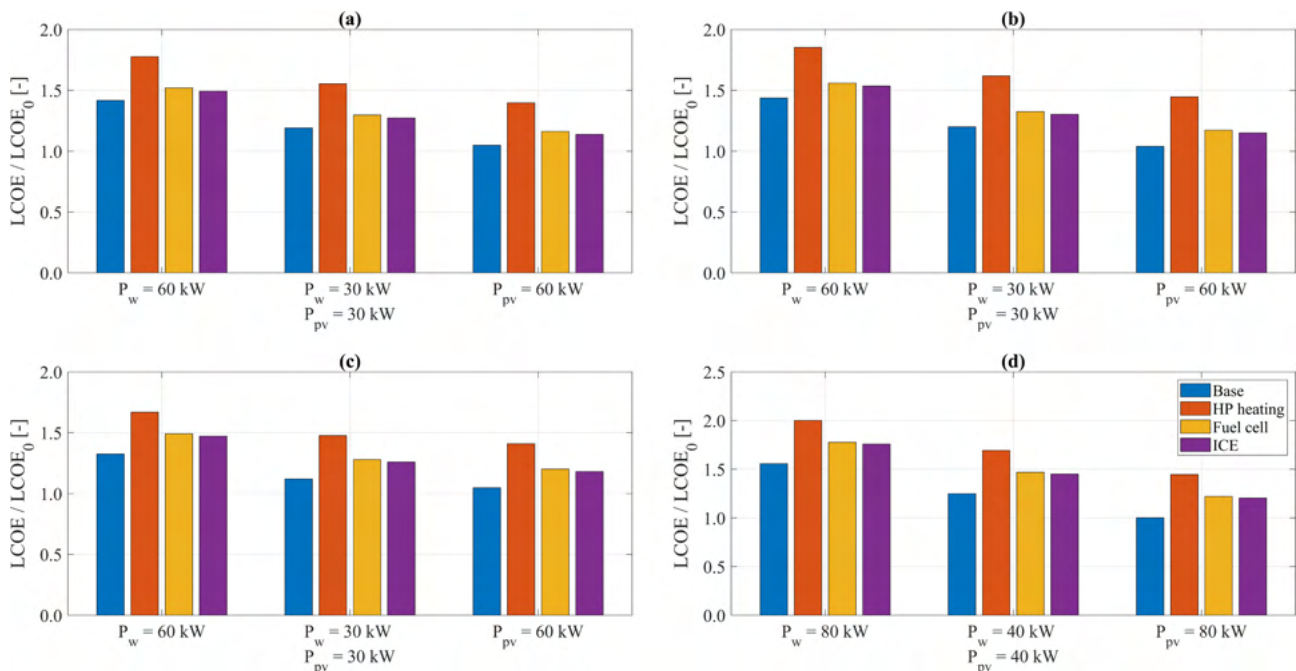


Figura 46. Rapporto fra i costi operativi per kWh di domanda e quelli originari dell'utenza analizzata (LCOE / LCOE₀) per le varie configurazioni analizzate. (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

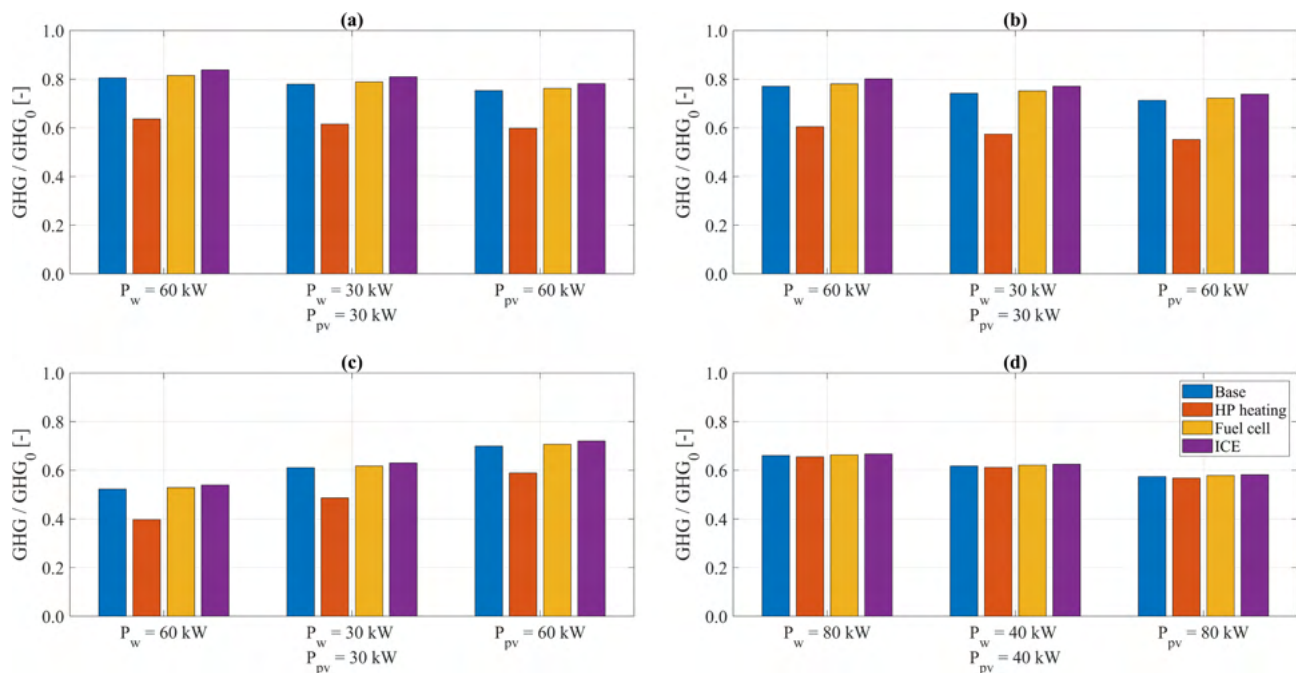


Figura 47. Rapporto fra i costi operativi per kWh di domanda elettrica e termica e quelli originari dell'utenza analizzata (GHG / GHG_0) per le varie configurazioni analizzate. (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

2.9.9 Compromesso ottimale fra costo e riduzione delle emissioni di CO₂

Nella Figura 48, sono riportati i risultati relativi al compromesso ottimale fra il costo annuale del sistema e la riduzione di emissioni di CO₂ che può essere raggiunto considerando tutte le configurazioni di sistema simulate. Nella Figura 49, per le configurazioni ottimali riportate nella Figura 48, vengono rappresentati i costi di impianto e la loro composizione. Le spessore delle barre in Figura 49 è variabile e tale da non sovrapporre fra loro le barre stesse.

Le configurazioni di impianto che ottimizzano il compromesso fra costi e riduzione delle emissioni vengono individuate fra le configurazioni simulate, applicando la definizione di "dominanza di Pareto" ai parametri $LCOE / LCOE_0$ e GHG / GHG_0 . In questo modo, vengono selezionate tutte e sole le configurazioni per le quali, a parità di $LCOE / LCOE_0$, non vi è nessuna configurazione che abbia un GHG / GHG_0 inferiore. Il medesimo concetto può essere applicato anche al contrario, per cui le configurazioni selezionate sono quelle per le quali non vi è nessuna configurazione che, a parità di GHG / GHG_0 , abbia un $LCOE / LCOE_0$ inferiore. In altre parole, le configurazioni selezionate sono quelle con i migliori GHG / GHG_0 , a parità di $LCOE / LCOE_0$, e viceversa. Tali configurazioni compongono il cosiddetto "fronte di Pareto".

In Figura 48, per ognuno dei casi studio, sono rappresentati sei fronti di Pareto diversi; il primo rappresenta il vero e proprio fronte di Pareto ed è definito sulla base di tutte le combinazioni studiate. Gli altri sono fronti "condizionali", che rispettano quindi, una determinata condizione, ossia la presenza, rispettivamente, della pompa di calore operante anche in modalità riscaldamento (pompa di calore reversibile), della cella a combustibile, del motore a combustione interna, dell'elettrolizzatore e della batteria al litio. Confrontando i fronti di Pareto condizionali fra loro e con quello effettivo, si può individuare quale siano le configurazioni di impianto con i migliori rapporti fra costi della fornitura ($LCOE$) e riduzione delle emissioni di CO₂.

Le considerazioni che possono essere tratte sulla base dei risultati riportati nelle Figure 48 e 49 sono le seguenti:

- Per nessuno dei casi studio considerati, il fronte di Pareto effettivo coincide con i fronti condizionali. Questo significa che le configurazioni con il migliore rapporto fra costo della fornitura e riduzione

delle emissioni di CO₂ sono quelle di base, che prevedono la sola introduzione delle fonti di energia rinnovabile (eolica e fotovoltaica). L'aggiunta di uno qualsiasi dei componenti studiati rispetto alla configurazione di base, comporta un aumento dei costi che è molto spesso non giustificato da una ulteriore riduzione delle emissioni. Infatti, come si osserva in Figura 48, i valori del rapporto GHG / GHG₀ raggiungibili con le due tecnologie cogenerative e l'elettrolizzatore non sono mai inferiori a quelli raggiungibili con le sole fonti da energia rinnovabile. Per questo motivo, i risultati di Figura 48 suggeriscono come il metodo ottimale dal punto di vista economico per ridurre le emissioni di CO₂ sia semplicemente l'introduzione delle fonti da energia rinnovabile, anche nel caso in cui non sia prevista nessuna incentivazione, come assunto in questo studio;

- Osservando il fronte di Pareto effettivo in Figura 48, si può notare come una riduzione di emissioni di CO₂ che oscilla fra il 10% ed il 20%, a seconda del caso studio considerato, possa essere raggiunta senza alcun aumento di LCOE. Questo caso corrisponde al punto più a sinistra del fronte di Pareto (Figura 48) ed è dovuto, in ognuno dei casi studio considerati, come mostrato in Figura 49, all'introduzione di pannelli fotovoltaici per una potenza installata totale pari a 30 kW. questa è la configurazione meno costosa fra quelle studiate ed è anche l'unica che prevede una, diminuzione del LCOE, seppur lieve, rispetto al caso di riferimento. Pertanto, i risultati suggeriscono che la semplice introduzione di pannelli fotovoltaici può avere un impatto praticamente nullo sui costi della fornitura energetica, a fronte di una riduzione delle emissioni non trascurabile, fra il 10% ed il 20% rispetto al caso di riferimento;
- Per quanto riguarda la batteria al litio e la pompa di calore, in Figura 48 si può osservare come entrambe spesso permettono di raggiungere delle riduzioni delle emissioni superiori a quelle dovute alla sola all'introduzione delle rinnovabili. Questo può avvenire solo al prezzo di un significativo aumento dei costi e, dal punto di vista economico, la pompa di calore reversibile risulta sempre sensibilmente più conveniente della batteria al litio. Questo avviene non solo perché la pompa di calore è efficace nel ridurre le emissioni, coprendo parte del carico termico con l'energia elettrica autoprodotta, ma anche perché questa è sempre corredata dall'accumulo termico, che in qualche modo fornisce al sistema una flessibilità comparabile a quella fornita dalla batteria, a fronte di un costo sensibilmente inferiore. Per questo motivo, i fronti di Pareto effettivo e quello condizionato dalla presenza della pompa di calore coincidono per bassi valori di GHG / GHG₀ dimostrando come la combinazione di fonti rinnovabili e pompa di calore reversibile sia la chiave per raggiungere le massime riduzioni di emissioni di CO₂ negli edifici;
- Per quanto riguarda le tecnologie cogenerative, come discusso in precedenza, i fronti di Pareto condizionati dalla presenza di cella a combustibile e motore a combustione interna sono molto simili fra loro. Generalmente, il motore a combustione interna presenta costi leggermente inferiori, mentre la cella a combustibile raggiunge valori di GHG / GHG₀ lievemente inferiori. La somiglianza dei fronti di Pareto delle due tecnologie cogenerative suggerisce come una futura riduzione dei costi delle celle a combustibile potrebbe rendere questa tecnologia migliore di quella basata sui motori a combustione interna anche dal punto di vista economico;
- I risultati di Figura 49 riassumono tutte le considerazioni fatte fino a questo momento e suggeriscono quali siano le configurazioni da adottare per raggiungere le riduzioni delle emissioni di CO₂ desiderate nel modo più economico possibile. Come si può constatare, in tre dei quattro casi studio considerati, le uniche tecnologie richieste per raggiungere le massime riduzioni di emissioni di CO₂, che si aggirano fra il 40% ed il 50%, sono i pannelli fotovoltaici e la pompa di calore reversibile. In questi casi, per raggiungere basse riduzioni delle emissioni (10% - 20%) sono sufficienti 30 kW di pannelli fotovoltaici. Riduzioni ulteriori possono essere raggiunte introducendo 60 kW di pannelli fotovoltaici. Da questa configurazione in avanti, il costo generalmente sale improvvisamente a causa dell'introduzione della pompa di calore, che però permette di raggiungere le massime riduzioni, intorno al 40% - 50%. Nel caso in cui la produzione eolica urbana risulti più promettente, come nel caso di Palermo, le turbine eoliche non solo sono selezionate fra le tecnologie con i migliori rapporti costi/benefici lungo il fronte di Pareto, ma permettono di raggiungere una riduzione delle emissioni superiore a quella degli altri casi studio considerati. In questo caso (Figura 49 (c)), i pannelli

fotovoltaici da soli possono garantire delle riduzioni delle emissioni intorno comprese fra il 10% ed il 30%. Se riduzioni ulteriori sono richieste, allora si deve ricorrere alle turbine eoliche, mentre negli altri casi studio analizzati, questo non avveniva. Per superare la soglia del 50% della riduzione di emissioni, anche per il caso studio di Palermo, è necessario ricorrere alla pompa di calore reversibile.

In conclusione, i risultati nelle Figure 48 e 49 forniscono un responso conclusivo per quanto riguarda la convenienza dal punto di vista economico ed ambientale dell'introduzione dell'energia eolica in ambito residenziale e per gli edifici adibiti ad ufficio. In breve, la fonte eolica può contribuire a ridurre le emissioni di CO₂ dell'edificio, ma molto spesso la produzione eolica nelle zone urbane ed il maggior costo delle turbine eoliche, rispetto ai pannelli fotovoltaici, fanno sì che la risorsa fotovoltaica possa fornire lo stesso vantaggio in termini ambientali, per dei costi molto inferiori. Anche nel caso in cui la produzione eolica sia più promettente, come per il caso studio di Palermo, la fonte fotovoltaica è comunque quella che può fornire delle sensibili riduzioni di emissioni (fino anche al 30%), per dei costi molto più competitivi di quelli dovuti all'installazione della turbina eolica. Nel caso in cui la riduzione delle emissioni richiesta sia maggiore del 30%, allora la turbina eolica rappresenta una valida alternativa ai pannelli fotovoltaici, soprattutto in combinazione con una pompa di calore reversibile. Tuttavia, questo avviene solo per i casi studio in cui la risorsa eolica sia effettivamente promettente (come il caso studio di Palermo), altrimenti, le turbine eoliche non riescono mai a fornire un vantaggio in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto ai pannelli fotovoltaici, nemmeno in combinazione con le molteplici tecnologie di accumulo e conversione dell'energia analizzate nello studio.

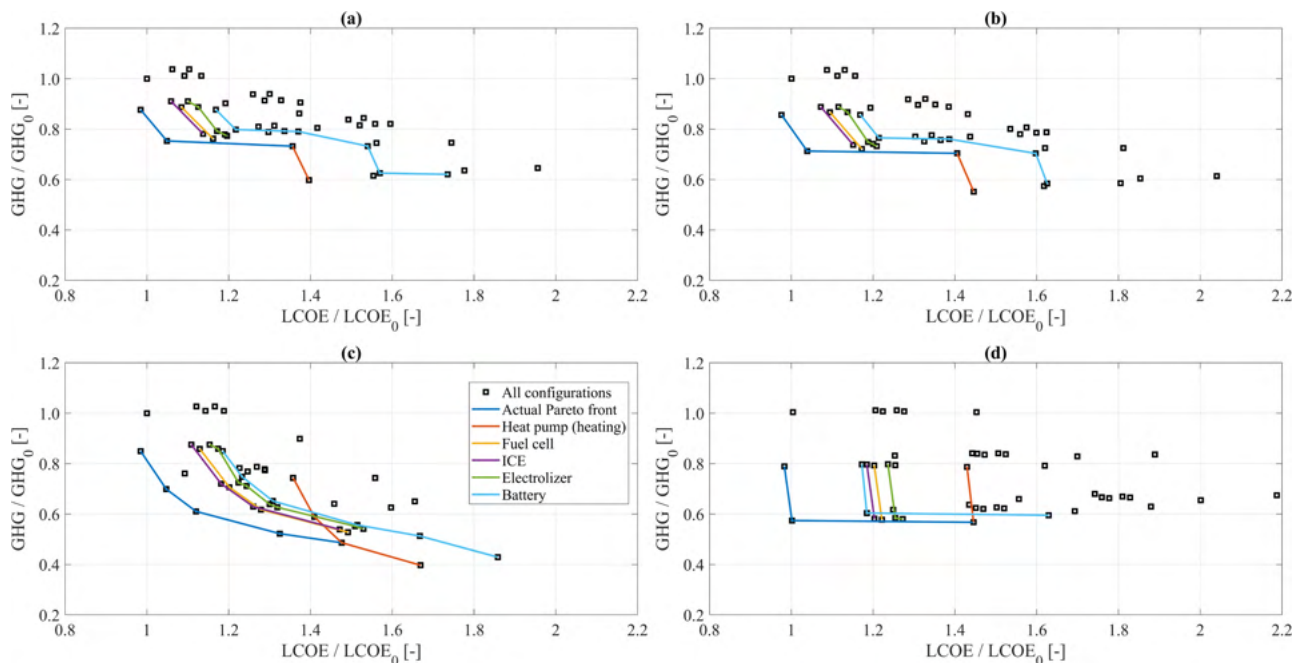


Figura 48. Confronto fra il vero fronte Pareto ed i fronti condizionati dalla presenza dei componenti indicati in legenda. (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

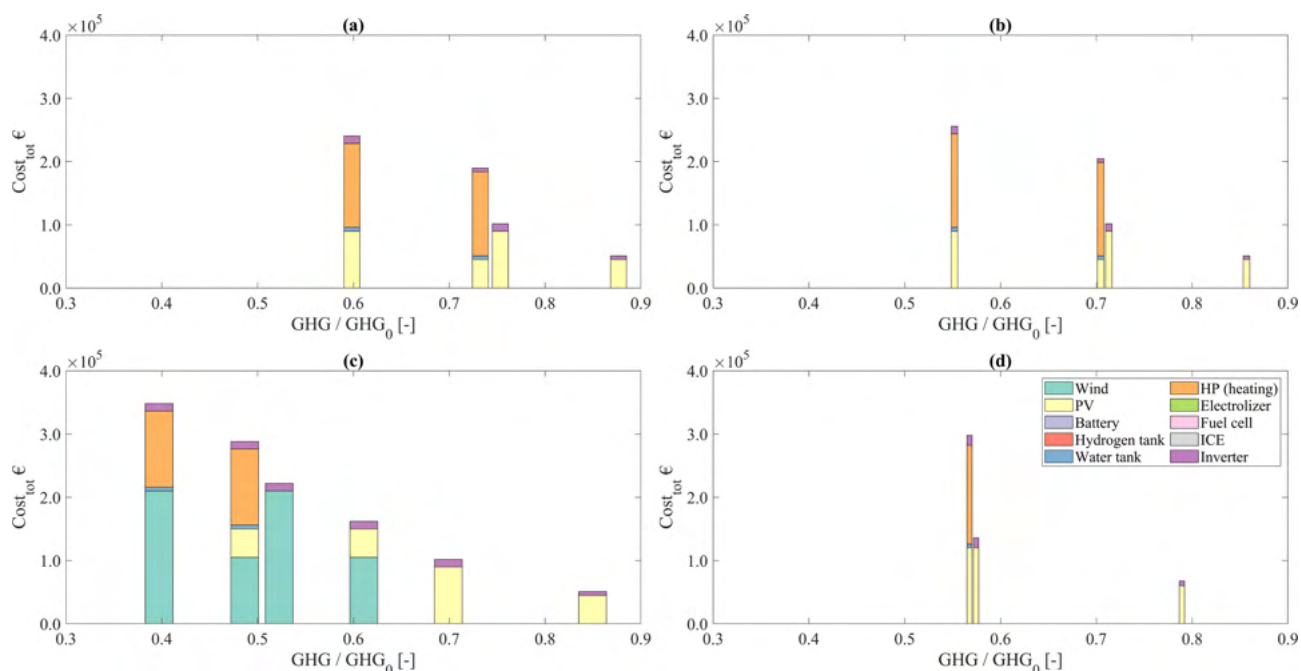


Figura 49. Composizione dei costi delle configurazioni nei fronti di Pareto in Figura 48. (a): Caso studio residenziale Milano; (b): Caso studio residenziale Roma; (c): Caso studio residenziale Palermo; (d): Caso studio edificio adibito ad uffici Roma.

3 Conclusioni e limitazioni dello studio e sviluppi futuri

3.1 Conclusioni dello studio

Lo studio presentato è stato basato sulla modellazione semplificata e l'ottimizzazione della gestione di un sistema poli-generativo basato sulle fonti di energia rinnovabile fotovoltaica ed eolica. Grazie ai risultati conseguiti, è stato possibile valutare le prestazioni economiche e la riduzione delle emissioni di CO_2 conseguibili da diverse configurazioni di impianto in ambito residenziale e per edifici adibiti uffici. In questo modo, è stato possibile valutare la convenienza ambientale ed economica dell'introduzione di una turbina eolica in un edificio, confrontando le potenzialità della risorsa eolica con quelle della risorsa fotovoltaica e valutando le eventuali sinergie che si instaurano fra le due fonti e fra queste e varie tecnologie spesso proposte per promuovere la decarbonizzazione del consumo di energia negli edifici.

Le tecnologie considerate comprendono:

- turbine eoliche e pannelli fotovoltaici, per l'autoproduzione di energia elettrica;
- pompe di calore reversibili, per coprire il carico di raffreddamento e parte di quello di riscaldamento;
- elettrolizzatori, per l'autoproduzione di idrogeno;
- due tecnologie cogenerative, una cella a combustibile ed un motore a combustione interna;
- batterie al litio, accumuli termici di acqua calda e accumuli di idrogeno in pressione, per lo stoccaggio di energia.

Queste tecnologie vengono simulate in quattro casi studio in cui sono già presenti un boiler a gas, per coprire i carichi di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria ed una pompa di calore non-reversibile, che copre il carico di raffreddamento.

I casi studio considerati sono tre di tipo residenziale ed uno è un edificio adibito ad uffici.

I risultati dello studio suggeriscono come le tecnologie con il rapporto costi benefici più vantaggioso dal punto di vista della riduzione delle emissioni di CO_2 siano i pannelli fotovoltaici, che da soli garantiscono significative riduzioni dell'impatto ambientale, a fronte di un aumento del LCOE della fornitura energetica

moderato. A seguire, vengono le configurazioni con pannelli fotovoltaici e una pompa di calore reversibile che forniscono riduzioni delle emissioni pari anche al 50%, a fronte però di un aumento del LCOE molto maggiore (50% – 60%). Le turbine eoliche risultano vantaggiose solo per uno dei casi studio analizzati, nel quale la risorsa eolica è tale da permettere che la turbina possa contribuire alla riduzione delle emissioni di CO₂ dell'edificio. Anche in questo caso, la turbina eolica è significativa, soprattutto in combinazione con la pompa di calore reversibile, solo se la riduzione delle emissioni di CO₂ richiesta supera il 30%. Infatti, per riduzioni inferiori a questa soglia, i pannelli fotovoltaici risultano comunque essere la tecnologia più vantaggiosa sia in termini ambientali che economici.

In conclusione, i risultati dello studio presentato suggeriscono che le turbine eoliche possono rappresentare una valida alternativa ai pannelli fotovoltaici solo in specifiche condizioni che comprendono essenzialmente la disponibilità di una risorsa eolica in ambito urbano di qualità e la necessità di una decarbonizzazione profonda del consumo energetico dell'edificio. In questo caso, la turbina eolica può portare a riduzioni delle emissioni di CO₂ significative, soprattutto in combinazione con pompe di calore reversibili. In tutti gli altri casi, come suggerito dal presente studio, i pannelli fotovoltaici rappresentano una alternativa sistematicamente migliore alle turbine eoliche.

3.2 Limitazioni dello studio e sviluppi futuri

Per concludere l'analisi, è necessario specificare le limitazioni dello studio presentato e quali sono gli sviluppi futuri necessari per superarle. Alcune limitazioni sono legate alla scelta del caso studio, che limita soprattutto la generalizzabilità dei risultati conseguiti. Altre limitazioni, invece, sono legate a semplificazioni modellistiche, necessarie per poter analizzare il problema nel suo complesso. Le limitazioni possono essere riassunte nei seguenti punti:

- Il caso studio selezionato, benché variegato e rappresentativo di tre località italiane, influenza i profili di domanda elettrica e termica che, a loro volta, influenzano la convenienza di convertire energia elettrica in energia termica e la necessità, o meno, di disporre di accumuli dell'energia, nel caso le due domande non siano sufficientemente sincronizzate;
- Un altro aspetto legato ai casi studio selezionati è quello riferito alla produzione elettrica da rinnovabile. Infatti, casi studio diversi potrebbero avere diversi rapporti fra la produzione eolica e fotovoltaica, rendendo la prima più conveniente di quanto non risulti nel presente studio. Un possibile sviluppo del lavoro presentato potrebbe concentrarsi maggiormente sul rapporto fra producibilità eolica annua stimata e la convenienza dell'uso delle turbine eoliche negli edifici. Sulla base dei dati di producibilità annua media italiani, potrebbe essere selezionato un caso studio più ampio che permetta di correlare la risorsa eolica che caratterizza l'area geografica del caso studio con le prestazioni della turbina eolica installata nell'edificio;
- I prezzi dell'energia sono considerati costanti nel tempo, sia durante l'anno, che durante il corso della vita dell'impianto. Questa è una semplificazione, poiché, mentre la variazione all'interno dello stesso anno è bassa per i prezzi dell'energia in ambito residenziale, gli stessi possono variare di anno in anno più sensibilmente. Tuttavia, è molto difficile prevedere in modo accurato l'andamento nel tempo dei prezzi dell'energia e questa limitazione è spesso aggirata con una analisi di sensitività. Un tale tipo di analisi potrebbe rappresentare uno degli sviluppi futuri dello studio presentato;
- Le efficienze di conversione caratteristiche dei vari componenti considerati nell'analisi sono assunte costanti al variare del loro carico relativo. Questa è una semplificazione, poiché esse variano anche sensibilmente in funzione del carico. L'ipotesi di efficienze costanti è molto usata in letteratura e semplifica sensibilmente la formulazione del problema di ottimizzazione della gestione del sistema. Tuttavia, è possibile ricorrere ad una modellazione più avanzata, senza per questo rinunciare all'uso di algoritmi di ottimizzazione lineari misto-interi. Tale modellazione avanzata potrebbe essere affrontata negli sviluppi futuri dello studio qui presentato;
- Nell'analisi si assume di disporre dello spazio fisico necessario per l'installazione della capacità di produzione eolica o fotovoltaica desiderata. Questa è una semplificazione, poiché lo spazio

effettivamente disponibile per la produzione di energia elettrica dipende fortemente dal tipo di contesto urbano, dall'orientazione degli edifici e dal rapporto fra la loro superficie e la loro altezza. In assenza di questo tipo di informazioni, nell'analisi si è optato per caratterizzare gli eventuali benefici derivanti dall'avere a disposizione la capacità di produzione da rinnovabile indicata. In questo modo, nel caso di un edificio specifico, una volta stabilita la capacità eolica e/o fotovoltaica installabile, dai risultati dello studio è possibile avere un'idea dell'entità dei costi e delle riduzioni di emissioni di CO₂ conseguibili. Negli sviluppi futuri dello studio, potrebbe essere inclusa anche la valutazione della capacità eolica e fotovoltaica effettivamente installabile, in funzione del caso studio selezionato.

4 Riferimenti bibliografici

- [1] UC Davis. Environmental Aerodynamics n.d.
- [2] Powell I. Wind Farm Noise Impact Assessment n.d. <http://slideplayer.com/slide/4550177/> (accessed February 26, 2018).
- [3] Beckers B. Small Wind Turbine Site Selection n.d. <https://www.solacity.com/small-wind-turbine-site-selection/> (accessed February 26, 2021).
- [4] Balduzzi F, Bianchini A, Carnevale EA, Ferrari L, Magnani S. Feasibility analysis of a Darrieus vertical-axis wind turbine installation in the rooftop of a building. *Appl Energy* 2012. doi:10.1016/j.apenergy.2011.12.008.
- [5] Balduzzi F, Bianchini A, Ferrari L. Microeolic turbines in the built environment: Influence of the installation site on the potential energy yield. *Renew Energy* 2012. doi:10.1016/j.renene.2012.02.022.
- [6] Balduzzi F, Bianchini A, Carnevale EA, Chesi A, Ferrari L. Influence of the building geometry on microeolic installations in the urban context. *World Renew. Energy Congr. XI 25-30 Sept. 2010, Abu Dhabi, UAE*. ISBN 978-0-9561516-1-2, Abu Dhabi: 2010.
- [7] Balduzzi F, Bianchini A, Gentiluomo D, Ferrara G, Ferrari L. Rooftop siting of a small wind turbine using a hybrid BEM-CFD model. *Proc. TURbWind 2017 – Res. Innov. Wind energy Exploit. urban Environ. Colloq. – June 15-16, 2017 Riva del Garda (Italy)*. Battisti L., Ricci M. *Wind Energy Exploit. Urban Environ. TURbWind 2017.*, 2017.
- [8] Bianchini A, Ferrara G, Ferrari L, Magnani S. An improved model for the performance estimation of an H-darrieus wind turbine in skewed flow. *Wind Eng* 2012. doi:10.1260/0309-524X.36.6.667.
- [9] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (EERE). Commercial and Residential Hourly Load Profiles for all TMY3 Locations in the United States 2013. <https://openei.org/datasets/dataset/commercial-and-residential-hourly-load-profiles-for-all-tmy3-locations-in-the-united-states> (accessed April 28, 2021).
- [10] ENEA. ODESSE - Optimal design for smart energy systems 2017.
- [11] Ahmed K, Pylsy P, Kurnitski J. Hourly consumption profiles of domestic hot water for different occupant groups in dwellings. *Sol Energy* 2016;137:516–30. doi:10.1016/j.solener.2016.08.033.
- [12] European Commission. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) 2021. http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#TMY (accessed February 4, 2021).
- [13] Manwell FJ, McGowan JG, Rogers AL. *Wind Characteristics and Resources*. Wind Energy Explain., Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd; 2010, p. 23–89. doi:10.1002/9781119994367.ch2.
- [14] Quéval L, Joulain C, Casillas C. Measuring the Power Curve of a Small-Scale Wind Turbine: A Practical Example. *Proc. 1st Int. e-Conference Energies, Basel, Switzerland: MDPI; 2014, p. c011*. doi:10.3390/ece-1-c011.
- [15] MathWorks. Fit probability distribution object to data 2009. <https://www.mathworks.com/help/stats/fitdist.html> (accessed February 5, 2021).
- [16] Melaina MW, Antonia O, Penev M. *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*. Denver, CO (United States): 2013. doi:10.2172/1068610.
- [17] D'Ettorre F, Conti P, Schito E, Testi D. Model predictive control of a hybrid heat pump system and

- impact of the prediction horizon on cost-saving potential and optimal storage capacity. *Appl Therm Eng* 2019;148:524–35. doi:10.1016/j.applthermaleng.2018.11.063.
- [18] Urbanucci L, Bruno JC, Testi D. Thermodynamic and economic analysis of the integration of high-temperature heat pumps in trigeneration systems. *Appl Energy* 2019;238:516–33. doi:10.1016/j.apenergy.2019.01.115.
- [19] Staffell I, Green R. The cost of domestic fuel cell micro-CHP systems. *Int J Hydrogen Energy* 2013;38:1088–102. doi:10.1016/j.ijhydene.2012.10.090.
- [20] Viessman. Vitovalor PT2 2020. <https://www.viessmann.co.uk/products/combined-heat-and-power/fuel-cell/vitovalor> (accessed April 29, 2021).
- [21] Ozawa A, Kudoh Y. Performance of residential fuel-cell-combined heat and power systems for various household types in Japan. *Int J Hydrogen Energy* 2018;43:15412–22. doi:10.1016/j.ijhydene.2018.06.044.
- [22] PACE. PACE 2018. <https://pace-energy.eu/about-pace/>.
- [23] Senertech. Senertech - Dachs n.d. <https://senertec.com/dachs-the-original/> (accessed April 29, 2021).
- [24] Buttler A, Spliethoff H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;82:2440–54. doi:10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [25] Gonzalez-Castellanos A, Pozo D, Bischi A. Detailed Li-ion battery characterization model for economic operation. *Int J Electr Power Energy Syst* 2020;116:105561. doi:10.1016/j.ijepes.2019.105561.
- [26] Tesla. Tesla Powerwall 2020. https://www.tesla.com/it_it/powerwall (accessed February 10, 2021).
- [27] James BD, Houchins C, Huya-Kouadio JM, DeSantis DA. Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis. Golden, CO (United States): 2016. doi:10.2172/1343975.
- [28] Bischi A, Taccari L, Martelli E, Amaldi E, Manzolini G, Silva P, et al. A detailed MILP optimization model for combined cooling, heat and power system operation planning. *Energy* 2014;74:12–26. doi:10.1016/j.energy.2014.02.042.
- [29] Eurostat. Electricity prices for household consumers 2021. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204__custom_397785/default/table?lang=en (accessed February 15, 2021).
- [30] Eurostat. Gas prices for household consumers 2021. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_202__custom_397698/default/table?lang=en (accessed February 15, 2021).
- [31] Buonomano A, Calise F, D’Accadia MD, Vicidomini M. A hybrid renewable system based on wind and solar energy coupled with an electrical storage: Dynamic simulation and economic assessment. *Energy* 2018;155:174–89. doi:10.1016/j.energy.2018.05.006.
- [32] European Environment Agency. European emission intensities 2016. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-3/download.table> (accessed April 5, 2018).
- [33] Mazzoni S, Ooi S, Nastasi B, Romagnoli A. Energy storage technologies as techno-economic parameters for master-planning and optimal dispatch in smart multi energy systems. *Appl Energy* 2019;254:113682. doi:10.1016/j.apenergy.2019.113682.

5 Appendice A: Curriculum scientifico del gruppo di ricerca

Prof. Ing Umberto Desideri:

Laurea in Ingegneria Meccanica all'Università di Firenze nel 1988. Ha conseguito il titolo di Dottore di Ricerca in Energetica nel 1993. Ricercatore Universitario e quindi Professore Associato all'Università di Perugia dal 1992 al 2004. Professore Ordinario di Macchine a Fluido all'Università di Perugia dal 2004 al 2014, e poi con lo stesso ruolo presso l'Università di Pisa da Novembre 2014 a oggi. Dal 2016 direttore del Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni dell'Università di Pisa. Membro dell'Editorial Board dell'ASME Journal of Fuel Cell Science and Technology dal 2005, del Journal Applied Energy dal 2007 di cui è Associate Editor dal 2011, del Journal Applied Thermal Engineering dal 2013, e del Journal Thermal Science and Engineering Progress dal 2016. Dal 1994, Membro dell'American Society of Mechanical Engineers e dal 2017 con il grado di Fellow. Dal 2005 fondatore della Spin-off company: Tecnologie per la riduzione delle emissioni engineering srl e della Spin-off company: Biomasse e nuove tecnologie srl. Autore di più di 270 pubblicazioni scientifiche, con oltre 3700 citazioni e h-index=32.

Prof. Ing Lorenzo Ferrari:

Laurea quinquennale in Ingegneria Meccanica e Diploma di dottorato in "Ingegneria energetica e tecnologie industriali innovative" conseguiti nel giugno 1999 e nel giugno 2003 presso l'Università di Firenze. Assegnista di ricerca (1 anno) e Ricercatore a tempo determinato (3 + 3 anni) all'Università di Firenze dal 2004 al 2011. Dal 2011 al 2016, ricercatore presso il Consiglio Nazionale delle Ricerche. Dal 2016 al 2019, Ricercatore a tempo determinato presso l'Università di Pisa (nel settore delle macchine a fluido e dei sistemi energetici). Dal 2019 ad oggi è Professore Associato nel medesimo settore presso l'Università di Pisa. Vincitore nel 2004 della borsa di studio "Sergio Stecco" per tesi di dottorato di rilievo nel campo delle turbomacchine. Vincitore del premio "Premio Carmelo Caputo" per la memoria "Stima pirometrica della temperatura della valvola di scarico di un motore a combustione interna" presentato alla conferenza ATI nel 2010. Vincitore di 6 Best Paper Awards per articoli presentati alla conferenza ASME Turbo Expo nel campo dell'energia eolica e delle analisi sperimentali di macchine a fluido. Responsabile scientifico e membro del gruppo di ricerca di numerosi progetti di ricerca regionali, nazionali e internazionali. Autore di circa 160 pubblicazioni internazionali indicizzate.

Dott. Andrea Baccioli:

Dottore di Ricerca in Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni in data 18/01/2017, con la tesi dal titolo "Off-Design behavior and control strategies of small scale cycles with organic fluids", in cui ha approfondito il comportamento in part-load di cicli operanti con fluidi organici tramite modelli stazionari e dinamici. Ricercatore nel settore scientifico-disciplinare ING/IND-09 Sistemi per l'Energia e l'Ambiente dal 01/11/2017 al 31/10/2020. Titolare negli anni accademici 2018/2019 e 2019/2020 dell'insegnamento di Componenti per Sistemi Energetici nella laurea magistrale in Ingegneria Energetica. Nominato co-docente per il medesimo insegnamento nell'anno accademico 2020/2021. Relatore e correlatore di numerose tesi per il conseguimento della laurea Magistrale in Ingegneria Energetica, nonché tutor di studenti di dottorato. Autore di varie pubblicazioni scientifiche nei settori delle macchine a fluido e dei sistemi energetici.

Dott. Guido Francesco Frate:

Ha conseguito le lauree triennale e magistrale in Ingegneria Energetica presso l'Università di Pisa nel 2013 e nel 2016, rispettivamente. Dottore di Ricerca in Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni in data 03/04/2020, presso l'Università di Pisa, con la tesi dal titolo "Analysis of a pumped thermal electricity storage system with the integration of low temperature heat sources", in cui ha approfondito il tema degli accumuli di energia elettrica sotto forma di calore a bassa temperatura, in combinazione con tecnologie di recupero dell'energia termica di scarto. Assegnista di ricerca presso l'Università di Pisa dal 2020 ad oggi. Relatore e correlatore di numerose tesi per il conseguimento della

laurea Magistrale in Ingegneria Energetica. Autore di varie pubblicazioni scientifiche nel settore dei sistemi energetici.

Angelica Liponi:

Ha conseguito la laurea magistrale in Ingegneria Energetica presso l'Università di Pisa nel 2019. Dal 2019 è dottoranda presso il dipartimento in Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni, presso l'Università di Pisa. I suoi interessi di ricerca comprendono l'integrazione delle energie rinnovabili tramite sistemi per la produzione di Idrogeno e i sistemi avanzati di desalinizzazione. Relatrice e correlatrice di varie tesi per il conseguimento della laurea Magistrale in Ingegneria Energetica. Autrice di varie pubblicazioni scientifiche nel settore dei sistemi energetici.