POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare – Uso razionale dell'energia e progettazione termotecnica

---

Tesi di Laurea Magistrale
Analisi dei consumi del sistema edilizio e opportunità di risparmio energetico

---

Relatore

Marco Carlo Masoero

Candidato

Cristian Giaccardo

A tutta la mia famiglia

Ringraziamenti

Per la produzione del presente elaborato finale ringrazio il gentilissimo Professor Marco Carlo Masoero, per la sua infinita disponibilità, per i suoi consigli preziosi e per l'opportunità che mi ha offerto.

Un ringraziamento particolare va all'Ingegner Massimiliano Baldacci, il quale mi ha permesso di svolgere la tesi presso la sua impresa, ed al tempo stesso di approcciarmi al mondo del lavoro nell'ambito ingegneristico.

Un grazie di cuore ai colleghi che hanno condiviso con me il percorso universitario, amici più che colleghi, con i quali ho condiviso un lungo percorso fatto di grandi montagne da scalare.

A tutti i miei amici, persone con cui ho condiviso e spero di continuare a condividere esperienze bellissime, amici passati e amici presenti, amici vicini e amici che sono momentaneamente lontani.

Gli obiettivi più alti si raggiungono con la determinazione e la passione, ma non potrebbero giungere a compimento in assenza di solide fondamenta e resistenti pilastri: è per questo che ringrazio la mia famiglia, la quale mi ha sempre sostenuto in tutto e per tutto, moralmente ed economicamente, dandomi gli strumenti per realizzare qualsiasi cosa volessi.

Infine, "last but not least", ringrazio Simona, la persona che più di tutte ha vissuto con me questi cinque anni universitari, con la quale ho avuto la fortuna di condividere gioie e dolori, vittorie e sconfitte, che è stata al mio fianco in ogni situazione e che maggiormente gioirà per questo nostro ambito traguardo.

Abstract

Il settimo punto dell'Agenda 2030, un programma d'azione per le persone, il pianeta e la prosperità sottoscritto nel settembre 2015 dai governi dei 193 Paesi membri dell'ONU, ha come obiettivo quello di "assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni". Sono molteplici, infatti, i target stabiliti in ambito energetico e ambientale: riduzione almeno del 40% di emissioni di CO_2 rispetto ai livelli del 1990, una quota almeno del 32% di energia rinnovabile e miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica. Obiettivi tanto ambiziosi quanto necessari in un'ottica di sviluppo sostenibile, per il raggiungimento dei quali occorre introdurre modelli di crescita "green" e passare ove possibile ad un'economia circolare.

Una delle innumerevoli fonti di opportunità di efficientamento è -nella maggior parte dei paesi del mondo- il settore residenziale, il quale da solo contribuisce a circa il 30% dei consumi energetici.

Nel presente elaborato si vogliono identificare, analizzare e quantificare alcune di queste possibilità di miglioramento delle prestazioni energetiche e decarbonizzazione del settore.

Nei seguenti casi di studio sono descritti interventi di efficientamento energetico in edifici di vario tipo, comprendenti azioni sugli involucri opaco e trasparente e sostituzione degli impianti adibiti alla climatizzazione degli ambienti interni con introduzione di fonti di energia rinnovabile come fotovoltaico, solare termico e pompe di calore. É studiata inoltre una tecnologia innovativa di produzione di energia elettrica e termica, basata su processi di micro-cogenerazione con celle a combustibile capaci di aumentare in maniera notevole l'utilizzo efficiente e razionale delle risorse.

In un'ultima istanza viene condotta una simulazione volta a stabilire la convenienza economica ed energetica dell'integrazione di accumuli elettro-chimici all'interno di impianti civili di produzione fotovoltaica, a livello locale e nazionale.

Sommario

1 Aspetti energetici nel settore residenziale 10
1.1 Statistiche generali 10
1.2 Involucro edilizio 12
1.2.1 Statistiche involucro edilizio 14
1.3 Riscaldamento 15
1.4 Raffrescamento 16
1.4.1 Stato attuale tecnologie raffrescamento 17
1.5 Illuminazione 19
1.5.1 Opportunità di risparmio offerte dal relamping 19
1.5.2 Stato attuale relamping 20
1.6 Elettrodomestici e dispositivi 21
2 Efficientamento e decarbonizzazione della generazione 21
2.1 Pompe di calore 21
2.1.1 Descrizione 21
2.1.2 Stato attuale 26
2.2 Micro cogenerazione 28
2.2.1 Descrizione generale 28
2.2.2 Configurazione impianto 33
2.2.3 Tipologie di cogenerazione 34
2.2.4 Aspetti economici 40
2.3 Accumulo termico 42
2.4 Regolazione e miglioramenti HVAC 43
3 Certificazioni energetiche 44
4 Valutazione opportunità di risparmio 45
4.1 Edilclima 45
4.1.1 Carico invernale di progetto 46
4.1.2 Carico estivo di progetto 50
4.1.3 Valutazione del contributo di energie rinnovabili per riscaldamento di ambienti e preparazione acqua calda sanitaria 53
4.1.4 Solare termico 53
4.1.5 Fotovoltaico 53
4.1.6 Ponti termici 54
4.2 CASO STUDIO 1: Riqualificazione energetica villa indipendente 55
4.2.1 Isolamento esterno - Cappotto termico 57
4.2.2 Generazione 63
4.3 CASO STUDIO 2: Riqualificazione energetica di un condominio 65
4.3.1 Isolamento esterno: cappotto termico 67

4.3.2 Generazione 69
4.4 CASO STUDIO 3 71
4.4.1 Generazione 72
4.5 CASO STUDIO 4: Installazione di un micro-cogeneratore 76
4.5.1 Descrizione sistema 76
4.5.2 Risultati 79
5 Considerazioni economiche 81
6 Valutazione accumulo elettro-chimico 97
6.1 Gestione energia da fotovoltaico 97
6.2 Individuazione dei costi dell'energia elettrica 102
6.3 Simulazione 106
6.3.1 CASO STUDIO 1: villa indipendente a Vinovo 106
7 Conclusioni 113
Riferimenti bibliografici 116
ALLEGATO 1 - Codice Matlab per la valutazione del risparmio economico dovuto all'installazione dell'accumulo elettrochimico 120
ALLEGATO 2 – Codice Matlab per la valutazione dei risparmi economici al variare della potenza fotovoltaica installata e della capacità dell'accumulo 126
ALLEGATO 3 – Codice Matlab per la simulazione dell'installazione di un micro-cogeneratore in un contesto residenziale 131

1 Aspetti energetici nel settore residenziale

1.1 Statistiche generali

Secondo quanto dichiarato dall' IEA (International Energy Agency) le emissioni di CO_2 relative al settore edilizio sono aumentate negli ultimi anni in maniera non sostenibile da un punto di vista ambientale e degli ecosistemi. I dati aggiornati al 2019 riportano un'emissione annua di 10 Gt di diossido di carbonio, la più alta mai registrata. Come mostrato in Figura 1 l'aumento è principalmente imputabile alle emissioni indirette (7.0 Gt nel 2019) le quali sono generalmente più del doppio di quelle dirette (3.1 Gt). Se sommate, le due rappresentano il 28% delle emissioni totali del 2019 relative al consumo di energia, quasi un terzo delle emissioni totali: di qui la forte attenzione ad un miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici e del settore nella sua globalità. I margini di miglioramento sono sostanziali, e secondo quanto affermato dall'IEA il grande potenziale di risparmio energetico relativo agli edifici rimane tutt'oggi ancora non sfruttato.

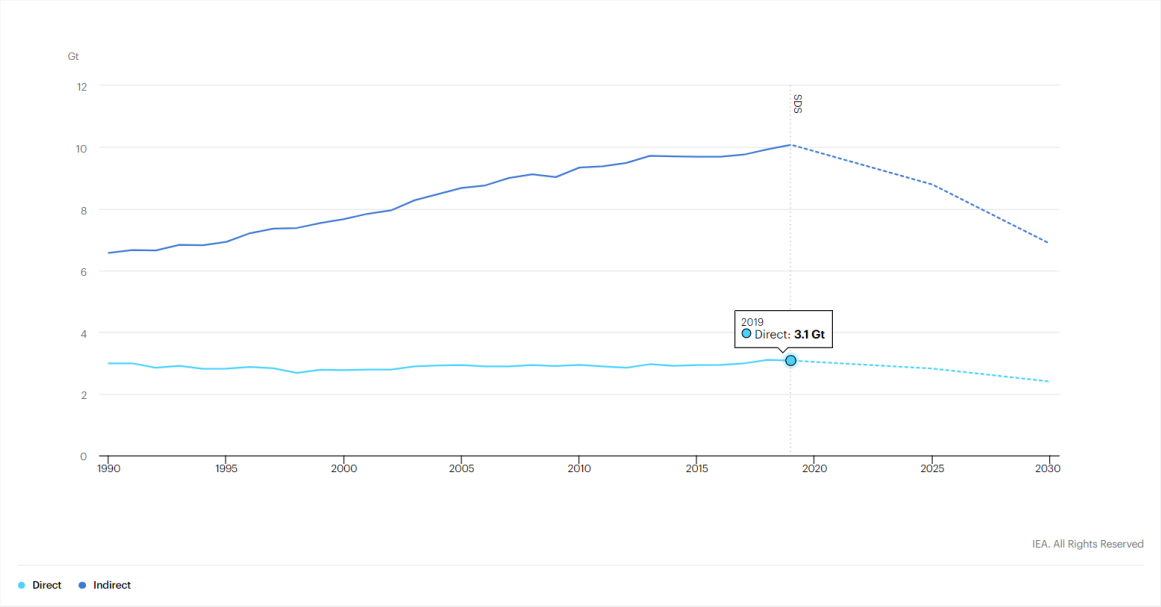


FIGURA 1 - EMISSIONI DI CO2 DIRETTE E INDIRETTE NEGLI ULTIMI ANNI (FONTE [1])

Osservando i dati è stato possibile verificare un plateau di emissioni dal 2013 al 2016 dovuto principalmente ad una diminuzione della carbon intensity; dal 2016 in poi si è registrato invece un

aumento dovuto all'espansione del settore immobiliare e dunque un maggiore utilizzo di elettrodomestici, un'ampia diffusione di raffrescamento mediante pompe di calore. A tali fenomeni si è affiancata la presenza -in alcune zone del mondo- di condizioni climatiche estreme con conseguente aumento di temperatura e consumi ad opera di impianti di climatizzazione.

Globalmente il consumo medio annuo di energia per m^2 è diminuito dallo 0,5% all' 1% annuo dal 2010, d'altro canto la superficie calpestabile ha registrato una crescita marcatamente più alta, circa del 2,5%. Tale dato sta ad indicare un meccanismo di efficientamento energetico non sufficientemente efficace, in quanto ancora incapace di tenere il passo con l'espansione del settore. L'aumento delle emissioni relative al settore immobiliare denuncia invece l'incapacità attuale delle fonti di energia rinnovabile, quali pompe di calore o comunque tecnologie elettriche efficienti, di sostituire abbastanza rapidamente le tecnologie basate sul consumo di fonti fossili.

In un'ottica di sviluppo sostenibile la riduzione di carbon intensity ammonterebbe almeno al 2,5%, compensando la rapida crescita di superficie calpestabile. Ciò non è impossibile, e secondo studi condotti dall' IEA è un obiettivo raggiungibile entro il 2030 mediante la diffusione di requisiti di prestazione energetica degli ambienti abitativi più stringenti, promozione di politiche incentivanti la riqualificazione energetica degli edifici, triplicando le pompe di calore e aumentando l'efficienza dei condizionatori del 50%.

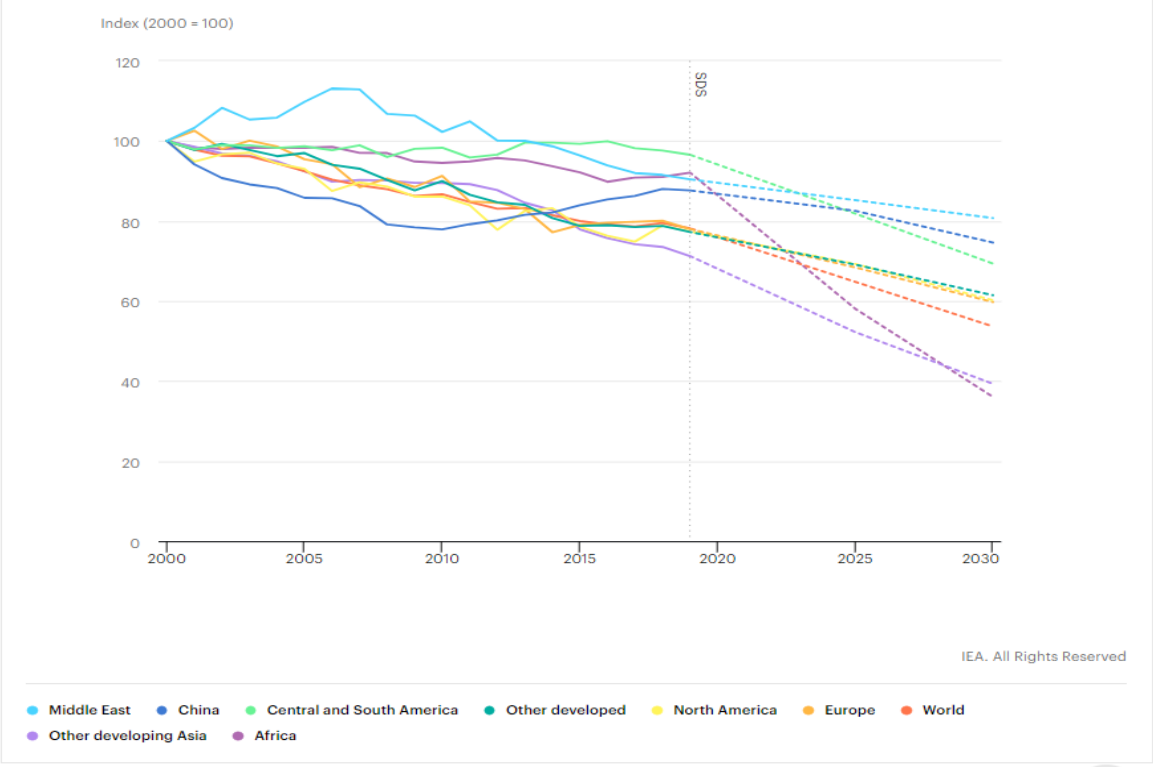


FIGURA 2 - ANDAMENTO DELLA CARBON INTENSITY NEGLI ULTIMI ANNI (FONTE [1])

Il grafico in Figura 2 rappresenta l'andamento che dovrebbe essere garantito per offrire al nostro pianeta uno sviluppo ambientale sostenibile, o che comunque mantenga un andamento non degenerativo e si può notare come al momento nessuna zona del mondo presa in considerazione abbia un andamento sufficientemente decrescente. Un caso particolare è rappresentato invece dall'Africa, continente nel quale si registra un aumento dell'energy intensity dovuto ad un accesso alle risorse in relativa crescita e scarsità di tecnologie all'avanguardia.

Un ruolo fondamentale, come sarà approfondito in seguito, è svolto dalle politiche energetiche volte a incanalare le decisioni prese da aziende, investitori e imprenditori in quanto -come nel caso di numerose tecnologie basate sulle fonti rinnovabili- il fattore che smuove realmente le acque è quello economico e al momento trattandosi di tecnologie ancora in fase di lancio, non sufficientemente competitive. Come riportato dall'International Energy Agency però solo il 35% dell'energia consumata al 2018 negli edifici residenziali è sottoposta a regolamentazione, con un trend di crescita significativamente scarso (nel 2017 era il 34%). Si hanno poi economie emergenti -la Cina sopra tutte- nelle quali le normative e i provvedimenti incentivanti hanno subito grosse modifiche e miglioramenti e altre nazioni in via di sviluppo nelle quali nonostante i grandi cambiamenti tali politiche siano ancora arretrate o inesistenti.

Va sottolineato invece il caso del settore dell'illuminazione il quale negli ultimi anni a livello globale ha riscontrato il maggiore aumento di copertura da regolamentazione, sperimentando un diffuso re-lamping (sostituendo vecchie lampade a incandescenza o alogene con lampade a LED ad esempio) che ha prodotto un risparmio energetico tanto corposo quanto necessario.

Nel caso italiano si sta sperimentando una vasta sostituzione degli infissi e ciò è dovuto ai forti ecoincentivi entrati in vigore negli ultimi anni, mentre per quanto riguarda le migliorie dell'involucro opaco ci si trova in una fase maggiormente stagna date le maggiori spese, gli ostacoli legali, i vincoli architettonici e una quasi assente -fino a metà 2020- politica incentivante.

L'impegno generale dovrebbe includere una migliore integrazione domanda-offerta e misure che favoreggino la domanda in maniera tale da sostenere obiettivi più ambiziosi nel settore edile, come ad esempio gli nZEB (net Zero Energy Buildings) i quali saranno analizzati più nel dettaglio in seguito.

1.2 Involucro edilizio

L'involucro edilizio costituisce generalmente il fattore principale nelle prestazioni energetiche degli edifici, in quanto da esso dipendono le dispersioni con l'esterno, le temperature operative e medie radianti le quali a loro volta influenzano notevolmente le condizioni di comfort, fenomeni come

condensa su pareti, formazione di muffe. In base alle caratteristiche degli strati costitutivi l'involucro edilizio reagisce alle condizioni esterne di temperatura, irraggiamento, fenomeni atmosferici e determina le temperature delle superfici interne. È infatti il comportamento termo-fisico dei materiali a determinare l'attenuazione degli effetti esterni ed il loro sfasamento temporale rispetto a ciò che accade all'interno degli ambienti climatizzati.

Ciò che determina la capacità dell'involucro di smorzare gli effetti dell'ambiente esterno è l'isolamento, presente in diverse tipologie:

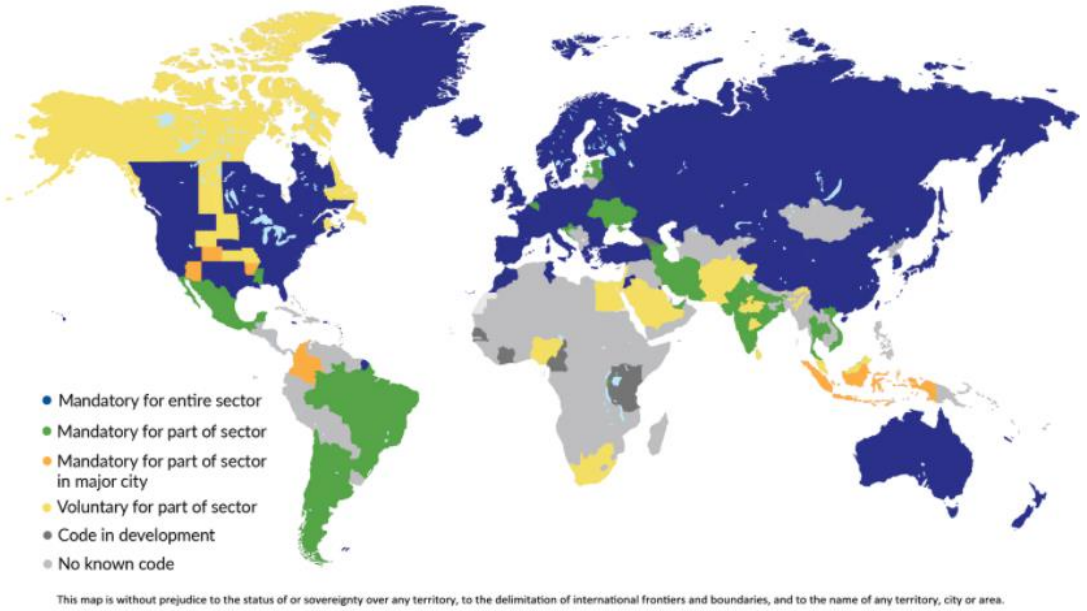
- Isolamento esterno (o cappotto termico): intervento molto comune in edilizia, soprattutto nei casi di riqualificazione energetica di edifici esistenti, il quale consiste nell'applicazione di pannelli isolanti dello spessore di poco più di dieci centimetri alle strutture perimetrali che dividono ambienti esterni da ambienti interni, climatizzati e non climatizzati. Esso offre una buona soluzione alle dispersioni termiche, abbassando le temperature delle superfici interne ed aumentando di conseguenza il livello di comfort. Una delle ragioni della sua efficacia è anche la risoluzione dei ponti termici, punto cruciale di numerose abitazioni progettate e costruite in assenza di significative restrizioni in ambito energetico. I cappotti termici, nonostante rappresentino nella maggior parte dei casi la tipologia di isolamento termico più proficua, hanno numerose limitazioni, infatti in molti casi la loro applicazione è impossibilitata da barriere architettoniche, occupazione di superficie appartenente a suolo pubblico, alterazione dell'estetica nel caso di villette a schiera, zone paesaggistiche, centri città;
- Isolamento interno: consiste nell'applicazione di strati di materiale isolante sulle pareti interne degli ambienti. Tale conformazione presenza alcuni svantaggi, come ad esempio l'impossibilità di eliminazione dei ponti termici, problemi di condensa e muffe e la scomoda riduzione degli spazi abitabili. Quest'ultima problematica può esser risolta con l'utilizzo di isolanti ultrasottili ad alta densità presenti sul mercato, o con applicazioni come Aeropan, pannelli composti da un isolante nanotecnologico in Aerogel e membrane a bassa conducibilità termica, nano resine, fibre naturali ottenute da fibre corte impregnate con una piccola quota di resina legante;
- Isolamento in intercapedine (insufflaggio): consiste nell'iniezione di materiale coibentante all'interno delle intercapedini presenti nelle stratigrafie dei muri perimetrali, attraverso fori generalmente distanziati l'un l'altro di un metro. La facilità e tempi brevi d'installazione rendono l'insufflaggio una soluzione rapida, economica e poco invasiva in quanto a

differenza delle precedenti tipologie non implica aumenti esterni o interni di spessore delle pareti, e in determinati casi può migliorare il comportamento termico delle facciate anche del 60%. Tale installazione non è però sempre adeguata, in quanto in determinati casi si possono creare dispersioni di calore localizzate imputabili ai ponti termici, ad esempio in presenza di pilastri in acciaio.

1.2.1 Statistiche involucro edilizio

Secondo quanto riportato dall'International Energy Agency la superficie mondiale abitabile è aumentata del 65% dal 2000, a fronte di una diminuzione dei consumi al metro quadro del 25%, indice del fatto che l'efficientamento energetico non ha mantenuto il passo con la crescita delle abitazioni.

In numerosi paesi le normative che regolano gli edifici di nuova costruzione prevedono limiti stringenti sulle trasmittanze dell'involucro edilizio perimetrale, in modo da limitare in maniera consistente le dispersioni termiche.



3 – PERCENTUALE FIGURA DI COPERTURA DA NORMATIVE IN MATERIA ENERGETICA NEL SETTORE RESIDENZIALE (FONTE [1])

Nel 2018 in Argentina è stato promosso il primo standard nazionale sull'efficienza energetica e sull'energie rinnovabili nell'housing sociale. L'India nello stesso anno ha visto l'introduzione della prima normativa sulle prestazioni energetiche minime degli edifici e sul comfort termico degli occupanti. Sono presenti primi provvedimenti in termini di efficienza energetica anche in paesi africani tradizionalmente privi di standard, ad esempio nell'Africa sub-Sahariana.

All’interno dell’Unione Europea la certificazione energetica degli edifici è ormai obbligatoria al momento della vendita. La Commissione Europea ha lanciato un’iniziativa chiama “Level(s)”, la quale ha come obiettivo di portare gli edifici all’interno di un meccanismo di economia circolare, mirato ad una maggiore attenzione al loro ciclo di vita. Le certificazioni sono in rapida espansione, come la Passivhaus, la quale dopo 25 anni ha visto il conseguimento del suo certificato da parte di più di un milione di metri quadri abitativi, oppure la Leadership in Energy and Environmental Design Programme (LEED) la quale ha registrato più di 69 000 certificazioni, con un’aggiunta annuale di 16 000 metri quadri e più di 130 milioni di metri quadri certificati.
Secondo quanto sostenuto dalla IEA però, i provvedimenti e le certificazioni appena descritte sono ancora insufficienti al raggiungimento di uno sviluppo sostenibile, ad un rateo dell’1-2% annuo ed una riduzione dell’energy intensity sotto al 15%.

1.3 Riscaldamento

Ad oggi sul mercato del riscaldamento domestico sono ancora fortemente dominanti le tecnologie basate su fonti energetiche fossili o dispositivi elettrici poco efficienti (circa l’80%). Le vendite di pompe di calore, allacciamenti al teleriscaldamento, pannelli per il solare termico, fotovoltaico e generatori di calore a idrogeno sono aumentate notevolmente negli ultimi anni (circa 10%), ma non ad un ritmo sufficientemente elevato da garantire un futuro eco-sostenibile. Secondo quanto riportato dalla IEA infatti per essere in linea con quest’ultimo le vendite di tecnologie pulite per il riscaldamento dovrebbero superare il 50% entro il 2030.
Ad oggi, i vincoli imposti alle dispersioni degli edifici di nuova costruzione sono particolarmente stringenti e ciò ha permesso una diminuzione della richiesta energetica al m^2 per il riscaldamento del 2% annuo circa a partire dal 2010, trend di miglioramento notevole ma non ancora sufficiente.
Come mostrato in Figura 4 la più significativa diminuzione assoluta di energia al m^2 per il riscaldamento è avvenuta in Eurasia, la quale rimane tuttavia al primo posto per energy intensity.

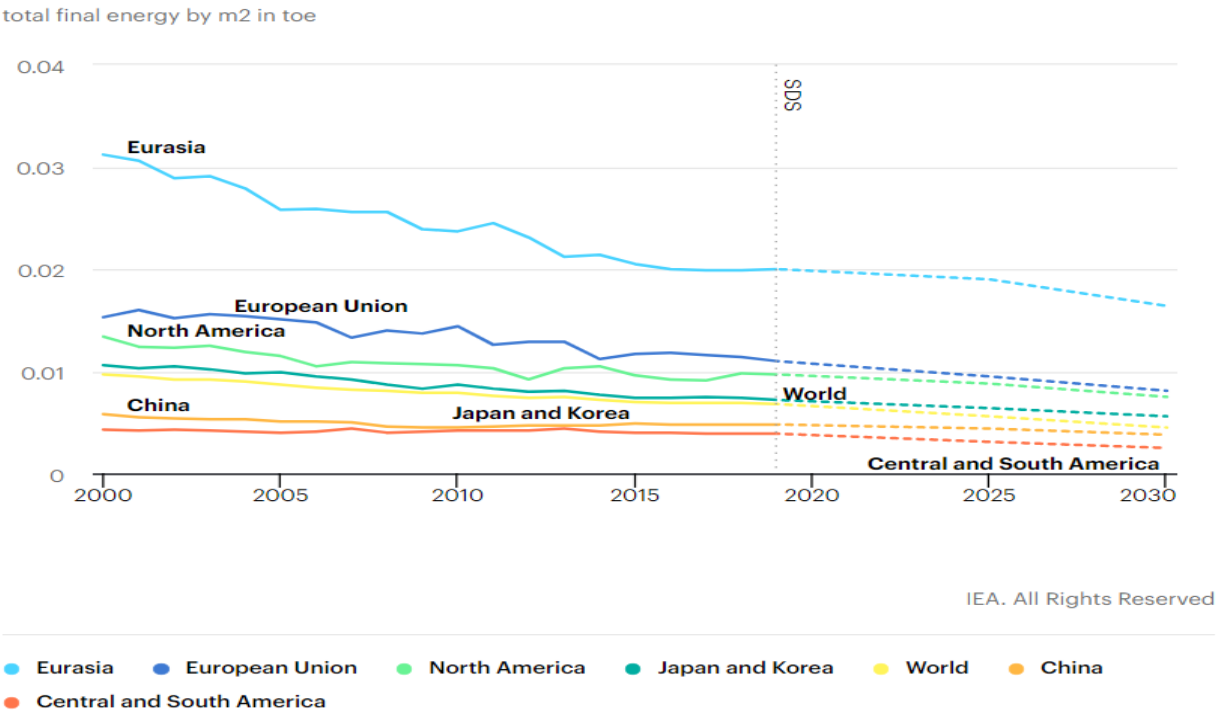


FIGURA 4 - CONSUMO ENERGETICO SPECIFICO ANNUALE NEI DIVERSI PAESI [TOE/M2] (FONTE [2])

1.4 Raffrescamento

Se da un lato la domanda di energia richiesta per il raffrescamento degli ambienti interni rappresenta una piccola quota di quella totale consumata negli edifici, dall'altro è anche quella che ha sperimentato la più grande crescita negli ultimi anni registrando una domanda più che triplicata dal 1990.

Ammontano ad una giga-tonnellata le emissioni di diossido di carbonio nel 2019 imputabili al raffrescamento degli ambienti, con una quota dell'energia elettrica totale dell'8,5 %. Attualmente le tecnologie in uso sono per la maggior parte arretrate e caratterizzate da basse efficienze, mentre sul mercato sono già disponibili unità di raffrescamento dell'aria significativamente più prestanti. Secondo l'International Energy Agency per rimanere in linea con l'SDS ("Sustainable Development Scenario") le performance globali nei dispositivi di raffrescamento dovrebbero aumentare del 50% entro il 2030. Questa miglioria, se apportata parallelamente all'integrazione di fonti rinnovabili e ad una regolazione il più "smart" possibile, andrebbe a limitare in maniera efficace le emissioni di CO2 e anche la capacità elettrica addizionale installata presso le utenze finali.

1.4.1 Stato attuale tecnologie raffrescamento

Allo stato attuale si registrano circa due miliardi di unità di raffrescamento operanti nel mondo, delle quali il 68% in ambito residenziale.

Nella popolazione delle zone del mondo nelle quali la temperatura media è circa di 25 °C (circa il 35% della popolazione mondiale), solo il 10% possiede un'unità di raffrescamento; d' altro canto il miglioramento della qualità di vita, la crescita della popolazione stessa, e le sempre più estreme e frequenti ondate di caldo sono tutte forzanti che -si prevede- faranno lievitare la domanda di unità di due terzi entro il 2030.

La Cina allo stato attuale domina il mercato con il 40% delle vendite globali nel 2019 e circa 500 milioni di unità vendute nell'ultima decade. Nonostante ciò, non è comunque la nazione in cui si registra la crescita maggiore in termini percentuali: in India e Indonesia infatti la diffusione di tale tecnologia è avvenuta più velocemente (15% e 13%). Nei paesi appena citati se da un lato si ha una lampante diffusione delle unità adibite al raffrescamento dovuta alla tipologia di clima, dall'altro il sistema di generazione elettrico è arretrato, inefficiente e dominato dal consumo di carbone: di qui la necessità di una crescita monitorata e regolamentata che sia sostenibile da un punto di vista ambientale.

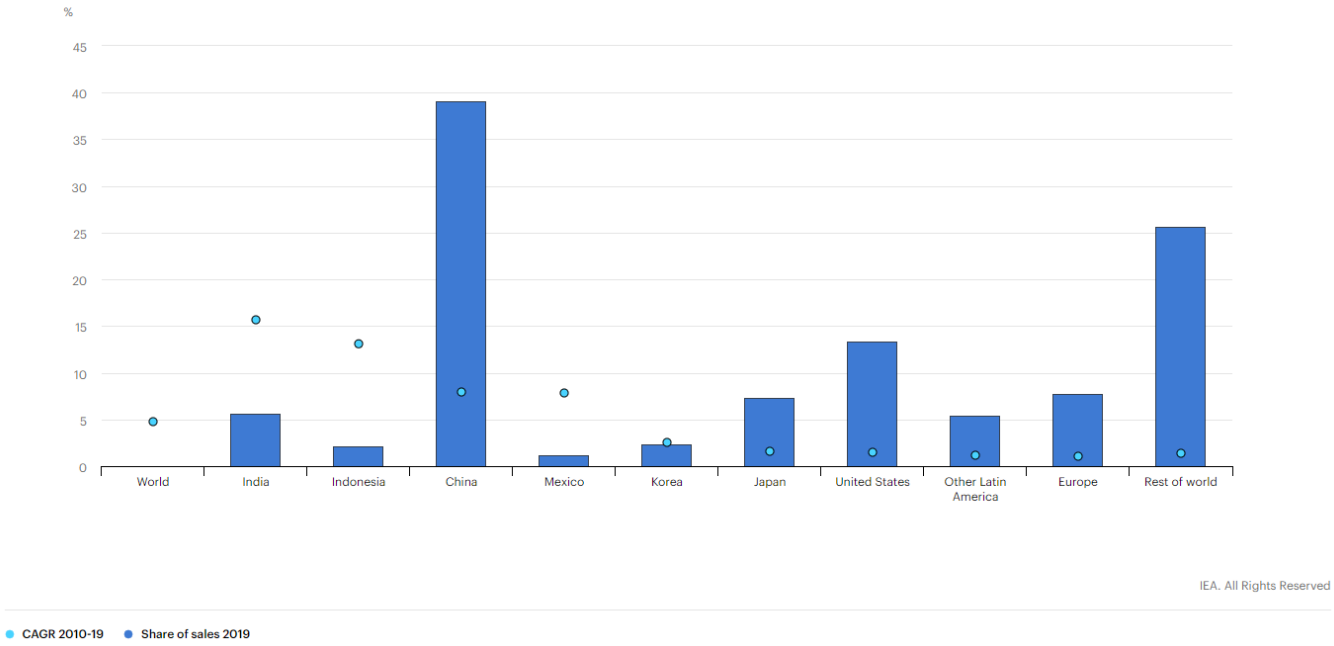


FIGURA 5 - PERCENTUALE DI VENDITE UNITÀ DI RAFFRESCAMENTO NEL 2019 E CRESCITA ANNUALE (FONTE [3])

La rapida diffusione dei condizionatori è spinta anche dai cambiamenti climatici i quali hanno portato a climi sempre più caldi e torridi. Una conseguenza indiretta del surriscaldamento globale è quindi lo stress sempre più importante sul sistema elettrico soprattutto nei momenti di picco: si è stimato infatti che abbia un contributo globale del 15% della domanda energetica nei momenti di maggior consumo, e durante le giornate di caldo più estreme si può arrivare anche al 50% del consumo residenziale di picco, come riportato dall'IEA nei casi di Beijing nel 2017 e New York nel 2019.

L'efficienza di un'unità di raffrescamento è esprimibile come rapporto tra potenza prelevata dall'ambiente climatizzato ed energia consumata per il funzionamento dell'apparecchio; essa dipende fortemente dal tipo di tecnologia di riferimento e dal contesto climatico in quanto l'elemento maggiormente influenzante è l'intervallo di temperatura al quale lavora. In Figura 6 sono comparate le diverse efficienze minime, medie e massime in diversi paesi o regioni di riferimento. Ciò che è maggiormente evidente è la marcata vicinanza delle efficienze medie a quelle minime piuttosto che a quelle massime, segno della diffusa presenza di dispositivi arretrati. Negli Stati Uniti, ad esempio, si hanno tecnologie acquistabili sul mercato -a prezzi del tutto comparabili- caratterizzate da una massima efficienza quasi tre volte maggiore di quella media presente. In Cina e India le efficienze medie sono vicine ad un valore di 4: quelle massime sono maggiori del 50-70% e hanno prezzi molto simili. Secondo quanto affermato dall' International Energy Agency infatti una delle maggiori barriere alla diffusione di dispositivi ad alta efficienza è proprio la disinformazione diffusa rispetto ai guadagni in termini economici ed energetici a fronte di un investimento iniziale e la non sensibilità nei confronti delle problematiche ambientali.

Si è stimato che in assenza di significativi provvedimenti volti all'aumento dell'efficienza delle macchine per il raffrescamento la domanda di energia elettrica potrebbe aumentare -globalmente- del 50% circa entro il 2030: se si considera il fatto che molti paesi -quali ad esempio quelli africani- in via di sviluppo e quelli invece caratterizzati da climi freddi non hanno una larga diffusione di tali tecnologie, è possibile ipotizzare dunque che l'aumento di richiesta di energia elettrica nei paesi in questione cresca in maniera ancor più aggressiva.

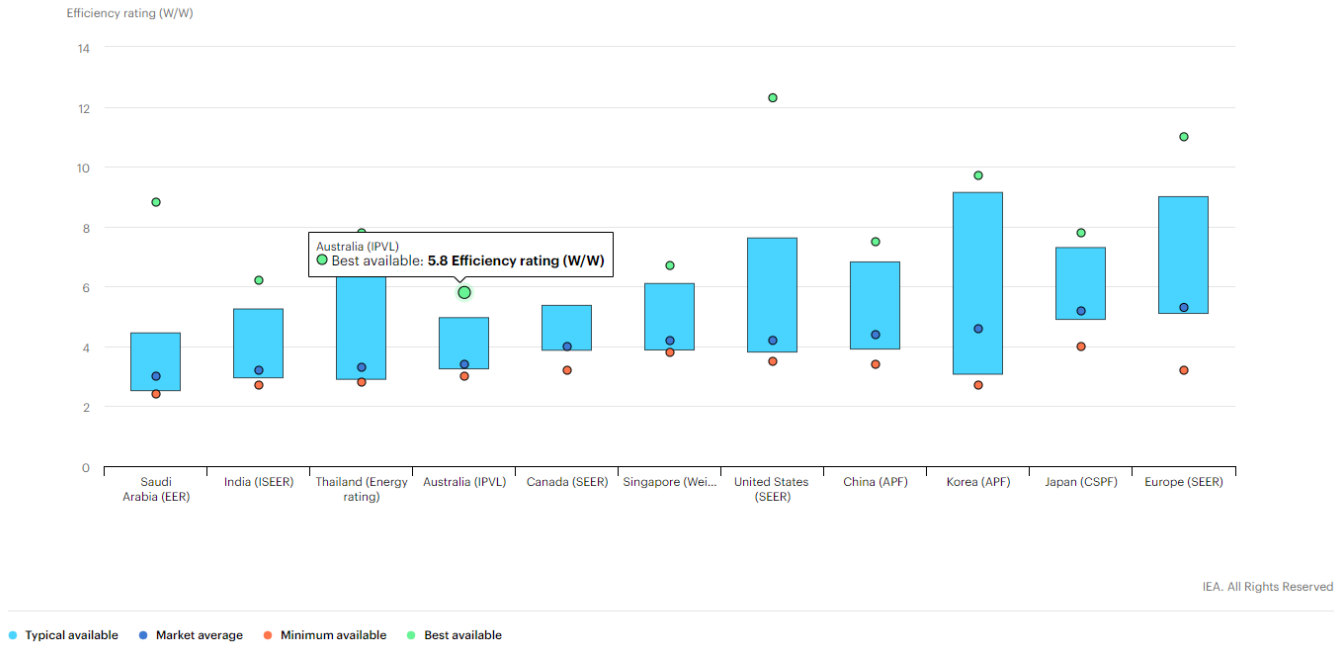


FIGURA 6 - EFFICIENZE UNITÀ DI RAFFRESCAMENTO NEI DIVERSI PAESI (FONTE [3])

1.5 Illuminazione

1.5.1 Opportunità di risparmio offerte dal relamping

L'illuminazione fino agli inizi del ventunesimo secolo nei settori residenziale ed industriale si è avvalsa prevalentemente di lampade a incandescenza, ad incandescenza alogene, a scarica, a scarica fluorescenti, a vapori di mercurio o di sodio ad alta e bassa pressione.

Le lampade a incandescenza, facenti uso di sottili filamenti generalmente metallici percorsi da corrente la quale produce un effetto Joule, godono di basse spese d'acquisto, semplicità di installazione e offrono una soddisfacente resa cromatica; tuttavia, la loro efficienza risulta relativamente bassa, la vita utile è breve con progressivo peggioramento del flusso luminoso emesso, e sono caratterizzate da un'elevata emissione di calore. Per i seguenti motivi, nel corso degli anni a partire dal 2009 la loro produzione è stata gradualmente vietata. Le lampade ad incandescenza alogene sono caratterizzate da durate maggiori ed efficienze più alte, ma non abbastanza da risultare competitive. Per quanto riguarda invece le lampade a scarica sono caratterizzate da buone efficienze luminose ed elevate durate, sebbene la qualità della luce emessa sia scarsa, gli ingombri elevati, necessità di un alimentatore apposito e tempi di accensione lunghi.

Nell'ultimo decennio si è verificata una rapida diffusione dell'illuminazione mediante tecnologia a LED (Light Emitting Diods), dovuta alle loro lunghe durate, elevate efficienze luminose e consumi molto bassi.

1.5.2 Stato attuale relamping

Come dichiarato dalla IEA, nel 2019 la vendita di lampade a tecnologia LED ha raggiunto i dieci miliardi di unità se si considerano bulbi, tubi, moduli e apparecchi illuminanti. Nonostante questo record la diffusione di apparecchi illuminanti a LED, nei settori residenziale e commerciale, è in continua crescita e ampiamente in linea con in Sustainable Development Scenario: l'obiettivo da raggiungere è infatti il 90% delle vendite nel 2030. Come mostra Figura 7 allo stato attuale le vendite dei LED hanno già superato quelle di lampade a fluorescenza, e superato di quasi sei volte quelle di tutte le altre tecnologie: questo forte interessamento ha condotto ad un allargamento della produzione e ad un drastico calo dei prezzi, aumentandone ulteriormente la competitività.

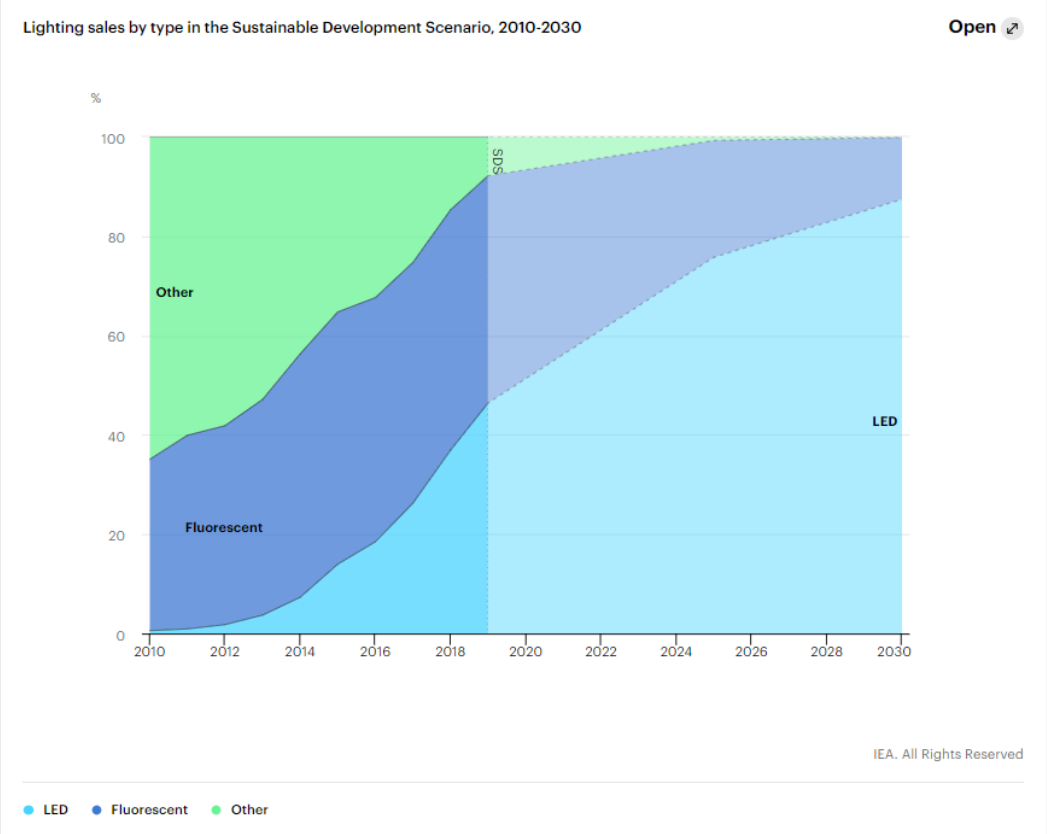


FIGURA 7 – ANDAMENTO DELLE VENDITE TECNOLOGIE D'ILLUMINAZIONE DAL 2010 AL 2030 (FONTE [5])

L'utilizzo di dispositivi a LED ha registrato un brusco aumento a partire dal 2013, anno in cui le sue vendite ammontavano al 5%: dopo soli sei anni il suo share era del 46%, merito degli incentivi statali e dei vantaggi energetici ed economici offerti dal relamping. Un preponderante contributo in questa crescita è stato fornito dai mercati di Stati Uniti ed Europa.

1.6 Elettrodomestici e dispositivi

Degni di nota sono anche i consumi attribuiti agli elettrodomestici e ai dispositivi elettrici generalmente utilizzati nei contesti domestici. Secondo una stima dell'IEA hanno infatti raggiunto i 3000 TWh nel 2019, circa il 15% della domanda globale elettrica ed un quarto di quella residenziale, con una crescita annua del 3% dal 2010. Tale domanda è determinata in misura maggiore dai paesi più ricchi e sviluppati nei quali si registra un crescente numero di utenti che possiedono un numero crescente di dispositivi alimentati ad energia elettrica.

La quota di essi coperti da regolamentazione MEPS (Mandatory Energy Performance Standards) è stimata al 25% circa, si reputa dunque necessaria un'attenzione più estesa.

Da un lato si ha un efficientamento dei recenti prodotti derivanti da tecnologie più avanzate e dall'introduzione di sensori e pompe di calore connesse a lavastoviglie e asciugatrici, televisori (diminuito il consumo specifico in $[\frac{W}{cm^2}]$); dall'altro lato il continuo aumento di dispositivi per persona nei paesi più ricchi (e/o di televisori sempre più ampi) e di persone che hanno accesso ad essi nelle economie emergenti va a compensare la diminuzione dei consumi.

La proliferazione di smartphone, personal computer portatili e tablet alimentati a batteria ha dato un forte contributo alla richiesta di energia elettrica. L'impatto ambientale nei dispositivi di piccola taglia quali ad esempio gli smartphone è dovuto sia ai loro consumi che -in misura altrettanto significativa- al loro processo di produzione ed in futuro al loro smaltimento.

Nella situazione attuale l'unica soluzione per contenere per quanto possibile i consumi provocati da elettrodomestici e dispositivi elettrici in generale è l'introduzione di prestazioni minime da legge sempre migliori, unita ad una maggiore sensibilizzazione delle persone sulle tematiche ambientali.

2 Efficientamento e decarbonizzazione della generazione

2.1 Pompe di calore

2.1.1 Descrizione

Una delle principali possibili soluzioni all'alto consumo energetico e alle elevate emissioni inquinanti è rappresentata dalle pompe di calore, una tipologia di macchina termica capace di introdurre o prelevare calore da un primo ambiente spostandolo in un secondo, utilizzando lavoro prodotto attraverso il consumo di energia elettrica.

Le pompe di calore sono in grado di prelevare calore da un ambiente "freddo" spostandola ad un ambiente "caldo" e viceversa, da qui la loro alta flessibilità di utilizzo ed il lor vasto potenziale.
Il suo funzionamento prevede sostanzialmente quattro fasi:

1. Evaporazione: si ha una prima evaporazione del fluido refrigerante il quale sfrutta determinate caratteristiche fisiche di temperatura e pressione per evaporare prelevando calore dalla sorgente fredda;
2. Compressione: a seguito dell'evaporazione si ha una compressione del fluido refrigerante del quale si innalzano pressione e temperatura. In questa fase si ha il consumo di energia elettrica per l'alimentazione del compressore;
3. Condensazione: grazie all'aumento di pressione e di conseguenza di temperatura in questa fase il fluido può cedere calore alla sorgente calda e lo fa condensando;
4. Espansione: con l'uso di una valvola si opera una laminazione isoentalpica in cui la pressione del fluido viene abbassata e di conseguenza anche la sua temperatura.

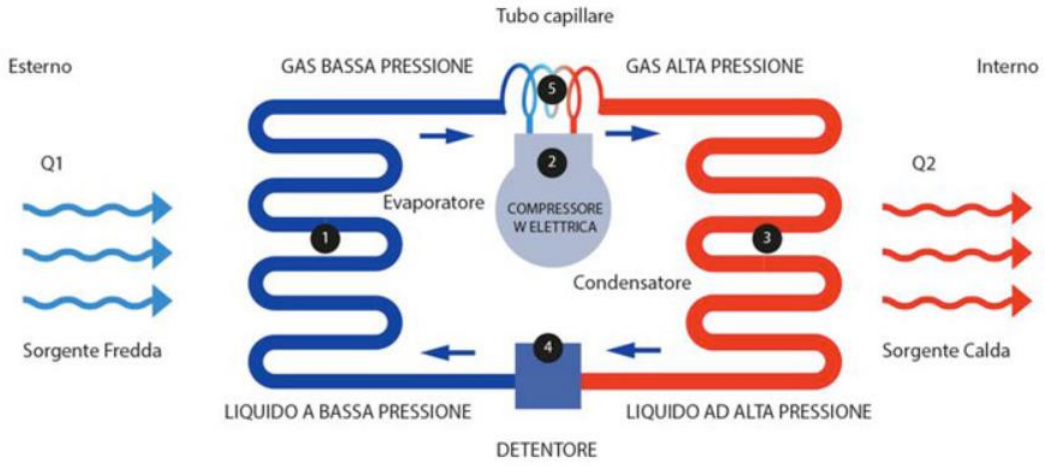


FIGURA 8- SCHEMA DI FUNZIONAMENTO POMPA DI CALORE (FONTE [6])

Gli elementi che caratterizzano le diverse tecnologie di pompa di calore sono le due sorgenti fredda e calda, si possono trovare dunque sul mercato:

- Pompe di calore aria-aria: prelevano calore dall'aria esterna o lo cedono all'aria circolante in un circuito di ventilazione (o viceversa);
- Pompe di calore aria-acqua: prelevano calore dall'aria dell'ambiente esterno e lo cedono all'acqua di un circuito interno idraulico (circuito ACS o riscaldamento) e viceversa;
- Pompe di calore acqua-acqua: la sorgente dalla quale prelevano calore è l'acqua di un fiume o di un lago, ed il suo calore viene trasferito ad un circuito interno idraulico. La loro diffusione

resta al giorno d'oggi molto limitata in primis per relativamente (rispetto al totale) bassa quantità di abitazioni nei pressi di fiumi o laghi, poi per i numerosi limiti, vincoli legislativi e concessioni atti a tutelare gli ambienti naturali e gli ecosistemi presenti;

- Pompe di calore Geotermiche (terra-acqua): prelevano calore dal terreno e lo trasferiscono ad un circuito contenente acqua. Anch'esse -come quelle precedenti- hanno una diffusione limitata poiché dipendente dalle caratteristiche del sottosuolo nei pressi nelle abitazioni, dalle concessioni comunali, dagli alti investimenti iniziali dovuti agli scavi e dalle costose manutenzioni nei casi di guasto dei circuiti interrati;
- Pompe di calore Aerotermiche (terra-aria): come le precedenti, con l'unica differenza che con il calore prelevato dal terreno viene scaldata una portata d'aria.

La maggior parte delle pompe di calore può invertire il suo ciclo di funzionamento, ovvero spostare il calore da una sorgente ad un'altra in senso contrario in maniera tale da poter ottenere una commutazione stagionale. In Figura 9 sono schematizzate le due diverse configurazioni -invernale ed estiva- di una pompa di calore aria-acqua.

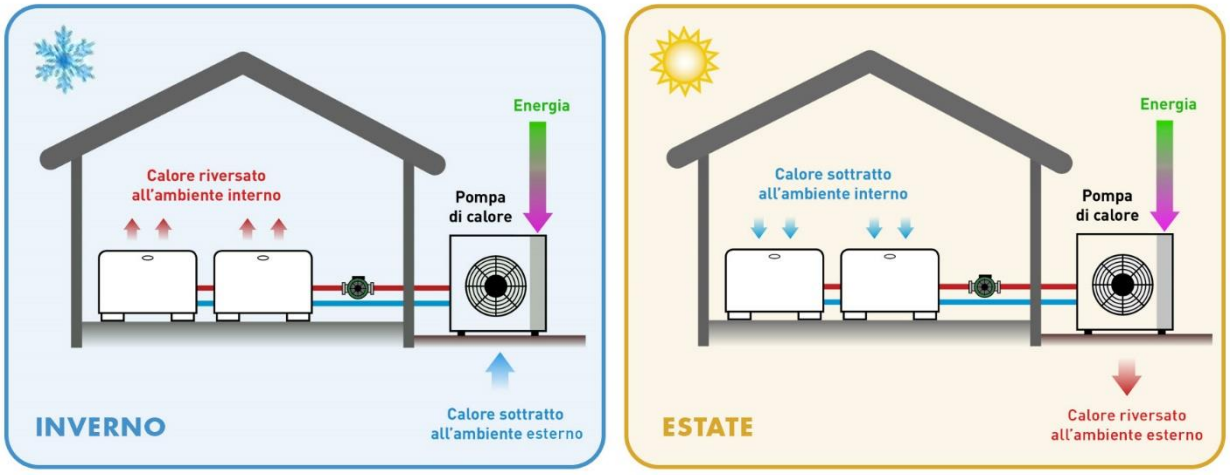


FIGURA 9 - COMMUTAZIONE STAGIONALE POMPE DI CALORE (FONTE [7])

L'indice prestazionale caratteristico di tutte le pompe di calore è in primis il COP (Coefficient of Prestation), definito come:

$$COP = \frac{Energia\ utile}{Energia\ spesa}$$

L'energia utile è rappresentata dall'energia termica fornita (o sottratta nel caso di configurazione per il raffrescamento) al fluido termovettore, mentre quella spesa è l'energia elettrica (al netto o al lordo del rendimento delle centrali termoelettriche nazionali, in base a come lo si vuole considerare).

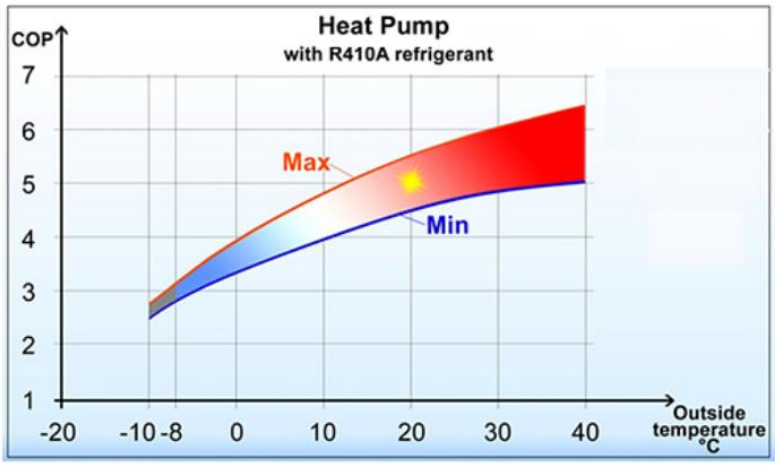


FIGURA 10 - COP IN FUNZIONE DELLA TEMPERATURA ESTERNA (FONTE [8])

Le prestazioni di una pompa di calore dipendono fortemente dal contesto climatico nel quale viene installata, in quanto come mostra la Figura 10 la temperatura esterna è il parametro maggiormente determinante nell'efficienza, la quale assume i suoi valori massimi nelle stagioni calde.

Biao Xiao, Lin He, Shihang Zhang, Tingting Kong, Bin Hu, R.Z. [14] hanno condotto uno studio (supportato dalla National key R&D program of China, State Key Laboratory of Air-Conditioning Equipment and System Energy Conservation) riguardante la comparazione delle prestazioni di due pompe di calore operanti alle medesime condizioni, la prima aria-aria e la seconda aria-acqua. Il contesto climatico in cui operano i due dispositivi è quello della Cina Settentrionale, caratterizzato da inverni freddissimi e secchi ed estati calde e piovose. Mediante analisi CFD (Computational Fluid Dynamics) hanno modellato un generico ambiente interno confinante sui lati Nord e Ovest con ambienti riscaldati alla stessa temperatura e sui lati Est e Sud con l'ambiente esterno.

I risultati ottenuti sono di seguito elencati:

- La pompa di calore aria-acqua è risultata avere una maggiore capacità di riscaldamento;
- Ipotizzando un calo di temperatura esterna da 7°C a -20°C il COP della pompa di calore aria-aria si degrada del 28,30% mentre nel caso di pompa di calore aria-acqua diminuisce del 43,75%, dunque nel primo caso si ha un comportamento più adatto alle condizioni di freddo della Cina Settentrionale;
- Nel caso di temperature dell'ambiente interno e di set-point del locale riscaldato rispettivamente di 0°C e 20°C, ad un metro e mezzo di altezza da terra la temperatura di Bulk con la pompa aria-aria è di 19,43 °C, più alta di 1,45°C rispetto al caso di pompa aria-acqua. Sempre nel caso di pompa aria-aria all'altezza media della testa si ha una temperatura di Bulk più alta di 0,68 °C e di 1,30 °C all'altezza dei piedi;

- Nel caso di temperature dell'ambiente interno e di set-point del locale riscaldato rispettivamente di 0°C e 20°C la velocità dell'aria sulla sezione orizzontale centrale è minore nel caso di pompa aria-acqua ed è più uniforme, ma nonostante ciò si ha una condizione migliore di comfort termico con il dispositivo aria-aria dal momento che -seppur con una velocità più alta- l'aria ha una temperatura maggiore.

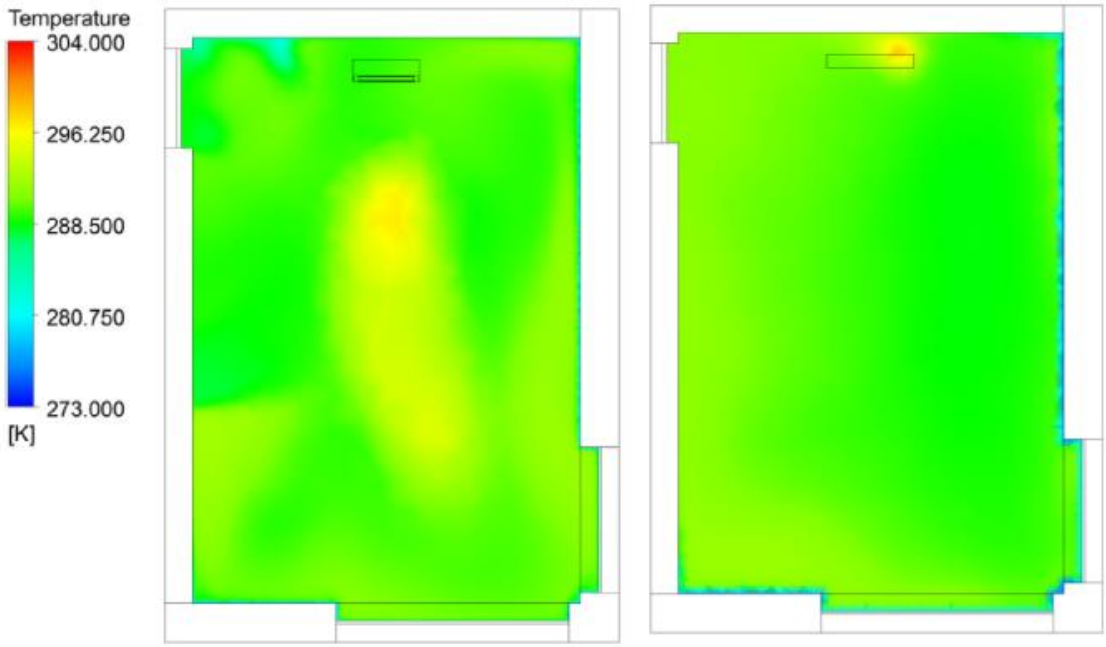


FIGURA 11 - DISTRIBUZIONE TEMPERATURE DELL'ARIA ALL'ALTEZZA DI 1,5 M. SULLA SINISTRA POMPA DI CALORE ARIA-ARIA, SULLA DESTRA POMPA DI CALORE ARIA-ACQUA (FONTE [14])

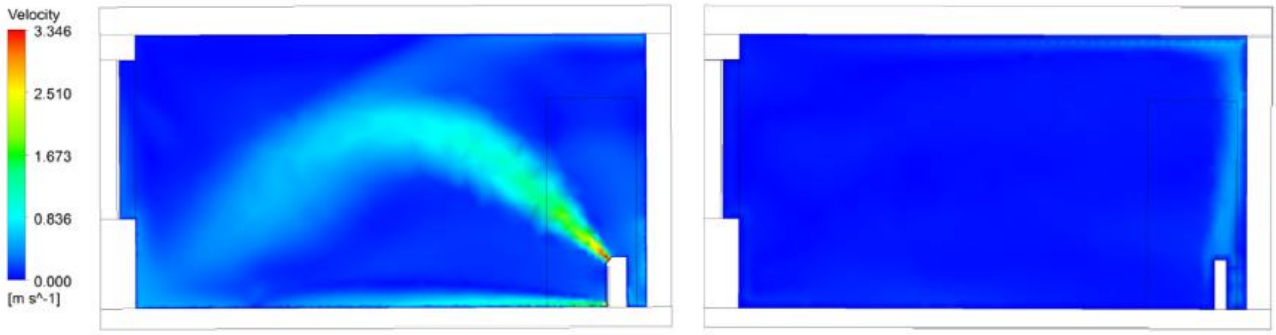


FIGURA 12 - DISTRIBUZIONE VELOCITÀ DELL'ARIA. A SINISTRA POMPA DI CALORE ARIA-ARIA, A DESTRA POMPA DI CALORE ARIA-ACQUA (FONTE [14])

Il caso appena descritto mette in evidenza la necessità di uno studio preliminare caso per caso capace di determinare la tecnologia migliore in base allo specifico contesto climatico, che tenga conto del comfort interno, dell'uso efficiente e razionale dell'energia e anche del fattore economico. Anna M. Brockway e Pierre Delforge nel loro paper [15] illustrano come la diffusione delle pompe di calore elettriche offra una promettente opportunità di decarbonizzazione nel settore

residenziale. Essi analizzano un paragone delle emissioni generate -a confronto con le tecnologie alternative consumanti gas naturale- tenendo conto del fatto che in base all'orario di utilizzo dell'elettricità si hanno diverse emissioni per la sua generazione. Secondo la loro stima il passaggio dal gas naturale all'elettricità potrebbe ridurre le emissioni di un'abitazione californiana del 50-70% per quanto riguarda la produzione di acqua calda sanitaria e del 46-54% nel riscaldamento. Da notare è a tal proposito l'alta penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema di produzione elettrica, che rende possibile questa diminuzione nel caso di sostituzione di caldaie a gas con pompe di calore. Tale aspetto è infatti fondamentale, come sottolineano Ankita Singh Gaur, Desta Z.Fitiwi e John Curtis nel loro paper intitolato "Heat pumps and our low-carbon future: A comprehensive review" [16] nel quale affermano che in generale l'impatto ambientale delle pompe di calore è basso solamente all'interno di sistemi con alta diffusione di generazione elettrica mediante utilizzo di fonti rinnovabili, altrimenti si ha un impatto uguale (o maggiore) e l'effetto ottenuto è solamente lo spostamento delle emissioni dalle abitazioni ai punti di generazione centralizzata. Un ulteriore aspetto importante da considerare è il fatto che ad una loro ipotetica, larga diffusione ne consegue una nuova sfida in quanto la rete avrebbe da fronteggiare nuove tipologie e dimensioni di picchi di potenza richiesta.

Le pompe di calore se abbinate ad accumuli di energia termica offrono una serie di servizi flessibili quali spostamento del carico e smorzamento dei picchi. Se utilizzate in concomitanza con reti di teleriscaldamento invece si ottiene un basso consumo di energia primaria e abbattimento delle emissioni inquinanti, oltre che calore a basso costo.

Stefan N. Petrovic e Kenneth B. Karlsson nel loro paper "Residential heat pumps in the future Danish energy system" [17] descrivono come le pompe di calore avranno un ruolo fondamentale nel raggiungimento degli obiettivi imposti per il 2050 che prevedono una quota di rinnovabili nel sistema energetico nazionale del 100%. Dai risultati della loro analisi emerge un'evidente convenienza -a causa delle rigide condizioni climatiche- in termici di prestazioni nel caso di pompe di calore geotermiche, in contrasto con la mancanza del terreno necessario.

2.1.2 Stato attuale

Secondo dati statistici circa 20 milioni di famiglie possedevano una pompa di calore nel 2019 con una copertura di riscaldamento residenziale annuale a livello globale del 5% circa, con larga diffusione specialmente nel Nord America, Europa e Asia settentrionale. Negli Stati Uniti si è registrata una quota di vendita di pompe di calore del 40% per quanto riguarda villette monofamiliari e del 50% per edifici multifamiliari, mentre in Europa si ha un mercato in rapida

espansione (1,3 milioni di abitazioni scaldate mediante pompa di calore nel 2018) con Francia, Italia e Spagna responsabili di oltre metà delle vendite. Le pompe di calore -come sarà analizzato più nel dettaglio in seguito- sono una tecnologia considerata pulita: non è un caso infatti che siano quella maggiormente presente negli edifici di nuova costruzione.

Secondo quanto sostiene la IEA, per essere in linea con il cosiddetto SDS ("Sustainable Development Scenario") la diffusione di pompe di calore dovrebbe triplicare entro il 2030, dunque si necessitano nuove forme di politiche incentivanti.

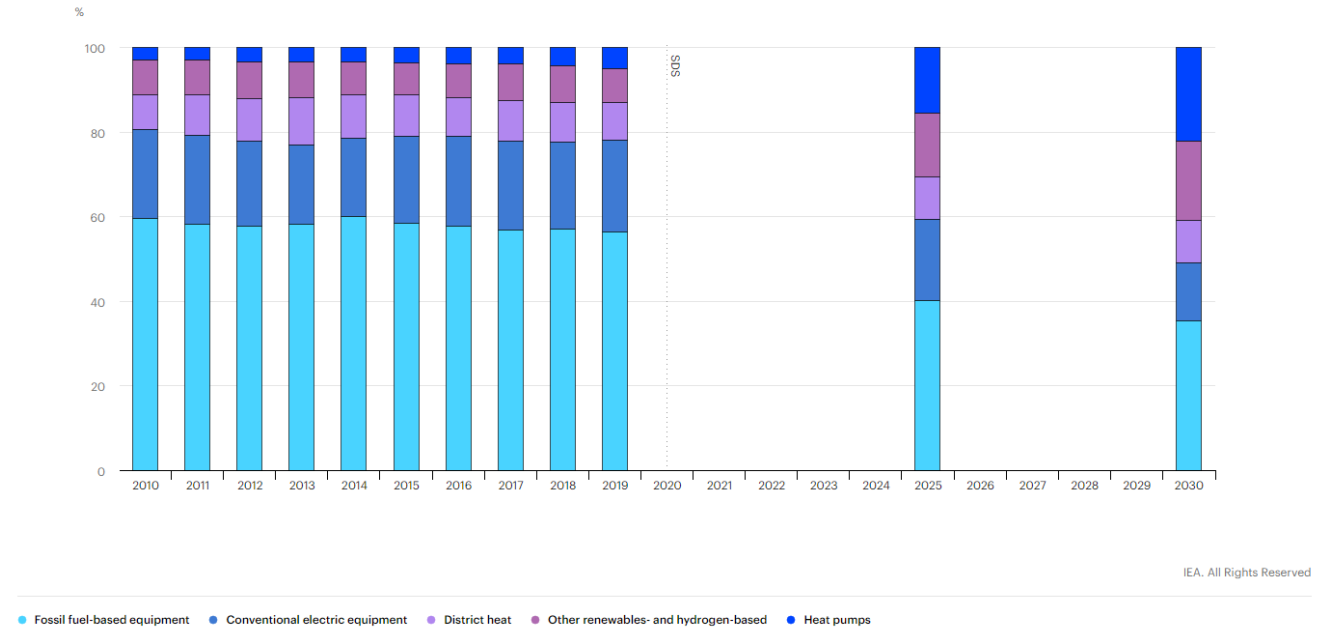


FIGURA 13 - PERCENTUALI DEI DISPOSITIVI CHE SODDISFANO LA DOMANDA DI RISCALDAMENTO RESIDENZIALE (FONTE [18])

Tra le diverse tecnologie di pompa di calore quella che ha sperimentato la più vasta diffusione è quella aria-aria, la quale utilizza aria sia come serbatoio termico che come pozzo termico, e tale successo è dovuto principalmente ai suoi costi contenuti, facilità d'installazione e crescente domanda di climatizzazione.

Negli Stati Uniti dal 2015 al 2019 si è passati da 2,3 a 3,1 milioni di unità possedute. Una larga diffusione si è verificata anche in Cina soprattutto per quanto concerne il loro utilizzo per la produzione di acqua calda sanitaria. I numerosi sussidi statali hanno fatto sì che circa 1,3 milioni di unità nel 2017 andassero a sostituire vecchi boiler scaldati a carbone con nuove pompe di calore aria-acqua. Degno di nota è anche il Giappone, al secondo posto sul mercato, anche se le vendite hanno registrato una diminuzione passando da 570.000 a 480.000 dal 2010 al 2018.

Meno diffuse sono le pompe che scambiano calore con il terreno sfruttando il fatto che a circa 5 metri di profondità la temperatura del suolo rimane quasi costante a 15°C. La loro minore vendita è attribuibile ai maggiori costi di installazione (spese per gli scavi e alto costo degli scambiatori di

calore la cui superficie dev'essere relativamente ampia) e quelli eventuali di manutenzione laddove si presentino guasti agli scambiatori interrati, e infine -ma non meno importante- l'alto numero di barriere naturali e concessioni comunali che ne limitano la fattibilità.

Hanno avuto una vasta propagazione anche i condizionatori reversibili che però molto spesso non vengono utilizzati come fonte primaria di riscaldamento. Il Nord della Cina ne è un esempio, in cui infatti è presente un largo numero di tali condizionatori ma l'80% della popolazione durante il periodo invernale si affida al teleriscaldamento per riscaldare la propria abitazione.

2.2 Micro cogenerazione

2.2.1 Descrizione generale

La microcogenerazione è una tecnologia avente l'obiettivo di generare contemporaneamente potenza meccanica (convertita in potenza elettrica) e calore utile -a livello residenziale- utilizzando un'unica fonte energetica. Essa è in grado di ridurre a parità di servizio energetico erogato la quantità di energia primaria spesa con conseguente utilizzo migliore delle risorse e maggiori benefit ambientali.

L'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile ha imposto, come obiettivo globale, il 32,5% di riduzione del consumo di energia primaria ed il 40% di gas ad effetto serra rispetto alla linea di tendenza: la cogenerazione e la microcogenerazione sono tecnologie in grado di offrire un notevole contributo a questa transizione verso un futuro eco-sostenibile.

Uno degli indiscutibili vantaggi della cogenerazione è la sua alta affidabilità dovuta al fatto che il sistema opera indipendentemente dalla rete elettrica: inoltre si ha una decentralizzazione della produzione energetica, evitando le non trascurabili perdite di trasmissione e distribuzione.

Un fattore invece che ne limita l'ampia diffusione è senza dubbio quello economico, per via dei considerevoli investimenti iniziali; una possibile soluzione a questo problema è la promozione di politiche incentivanti volte a creare un guadagno ai possibili utenti finali, imprenditori e investitori.

Il concetto generale di cogenerazione è lo sfruttamento più completo delle risorse primarie in confronto alla produzione separata. In un processo cogenerativo, infatti, il calore contenuto nei fluidi in output derivanti dalla produzione elettrica viene recuperato e impiegato al riscaldamento o al preriscaldamento di altri fluidi, diventando una risorsa. Se si considerano valori generali di:

- efficienza elettrica di produzione cogenerativa $\eta_{el,c} = 46\ \%$;
- efficienza termica di produzione cogenerativa $\eta_{th,c} = 40\ \%$;
- efficienza elettrica nella produzione separata $\eta_{el,s} = 46\ \%$;

- efficienza termica nella produzione separata $\eta_{th,s} = 91\ \%$.

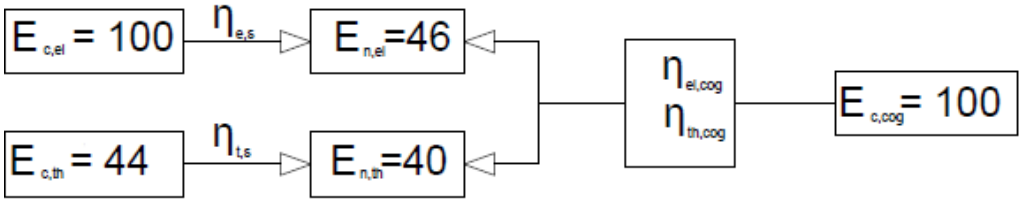


FIGURA 14 - SCHEMA COMPARATIVO TRA PRODUZIONE ENERGETICA SEPARATA E COGENERATIVA

Come descritto in Figura 14 la quantità di energia primaria spesa per la produzione della stessa energia utile nei due casi è significativamente differente. Confrontando i due processi mediante l'indice di utilizzazione dell'energia EUF ("Energy Utilization Factor") si ottiene:

$$EUF_s = \frac{46 + 40}{144} = 59{,}7\ \%$$

$$EUF_c = \frac{46 + 40}{100} = 86{,}0\ \%$$

Nel contesto italiano, come stabilito dal GSE (Gestore dei servizi energetici, società gestita dal ministero dell'economia) la cogenerazione è considerata ad alta efficienza nel caso in cui vengano rispettato contemporaneamente due condizioni. La prima prevede che il risparmio di energia primaria PES ("Primary Energy Savings") rispetto al caso di produzione separata sia maggiore di una certa quantità limite dipendente dalla taglia del dispositivo:

- PES > 0% nel caso in cui la potenza elettrica installata sia minore di 1 MW;
- PES > 10% nel caso in cui la potenza elettrica installata sia maggiore di 1 MW.

La seconda condizione invece prevede che il rendimento totale di cogenerazione $\eta_{tot} = \eta_{el} + \eta_{th}$ sia almeno:

- 75 % nel caso di turbine a vapore, turbine a gas, microturbine a gas, motori Stirling, celle a combustibile o dispositivi i quali lavorano su cicli Rankine organici;
- 80 % in caso di ciclo combinato o turbine a gas con recupero parziale.

Il GSE emette con cadenza annuale il riconoscimento alla cogenerazione ad alta efficienza e la conseguente quantità di Certificati Bianchi agli impianti che ne hanno diritto.

La quantificazione dell'energia primaria risparmiata è condotta come segue:

$$PES = \frac{E_{c,s} - E_{c,c}}{E_{c,s}} = 1 - \frac{E_{c,c}}{E_{c,s}}$$

dove:

- $E_{c,c}$ rappresenta l'ammontare di energia primaria consumata nello scenario di cogenerazione esaminato;
- $E_{c,s}$ rappresenza l'ammontare di energia primaria consumata nel caso di produzione elettrica e termica separate, stimata con la seguente espressione:

$$E_{c,s} = \frac{E_e}{\eta_{e,s}} + \frac{E_t}{\eta_{t,s}}$$

I valori di $\eta_{e,s}$ e di $\eta_{t,s}$ descrivono le efficienze rispettivamente della produzione elettrica operata separatamente e della produzione termica separata, stabilite da normativa. Sono di seguito elencati alcuni valori e l'espressione con la quale poter calcolare i due rendimenti:

$$\eta_{e,s} = \eta_{e,s}{}' \cdot P$$

		$\eta_{e,s}{}'$
Combustibili solidi	Carbone	44,2
Combustibili liquidi	Olio combustibile	44,2
Combustibili gassosi	Gas naturale	53,0

TABELLA 1

I valori in tab sono riferiti ad una temperatura ambiente di 15°C e vanno ulteriormente corretti nella seguente maniera:

1. -0,1 per ogni grado Celsius sopra i 15°C;
2. +0,1 per ogni grado Celsius sotto i 15°C;
3. $P = (frazione\ di\ autoconsumo) \cdot P_{autoconsumo} + (frazione\ vendita) \cdot P_{vendita}$

Voltaggio [kV]	$P_{vendita}$	$P_{autoconsumo}$
>345	1	0,976
100-200	0,963	0,951
50-100	0,952	0,936
12-50	0,935	0,914
0,45-12	0,918	0,891

TABELLA 2

Come descritto in Figura 15 numerosi paesi operano una significativa quantità di produzione energetica mediante la cogenerazione, con cinque di essi aventi una quota proveniente dalla cogenerazione maggiore del 30%. Ad ogni modo, in accordo con il grafico in Figura 16 fornito dall'International Energy Agency, essa ha un cospicuo potenziale di sviluppo con diversi paesi dai quali ci si aspetta un raddoppiamento della produzione elettrica da cogenerazione.

La diffusione di una tale tecnologia dipende dalle circostanze di ogni singola nazione, prima di tutto dall'energy mix nazionale, dal contesto socioeconomico del paese, fascia climatica, politiche vigenti e strategie di sviluppo della produzione di potenza elettrica e termica.

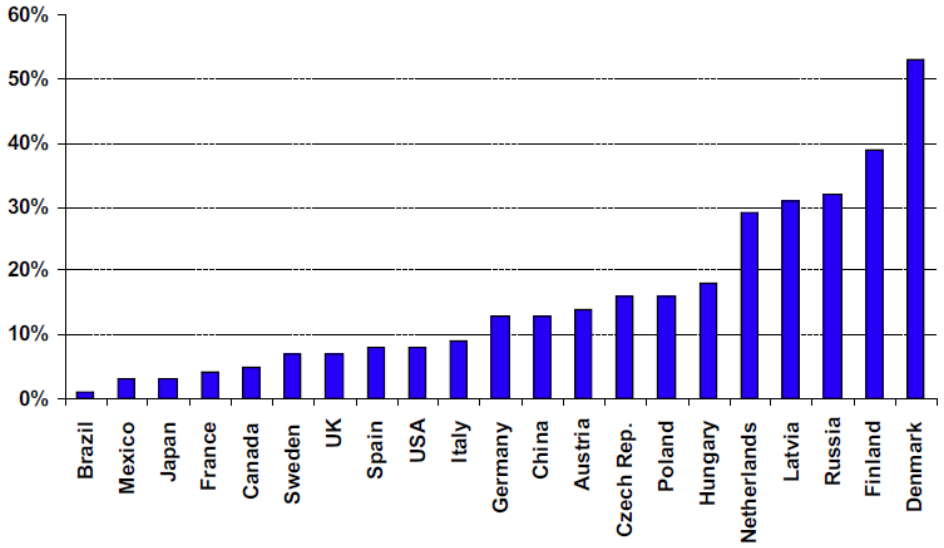


FIGURA 15 - QUOTA DI PRODUZIONE NAZIONALE DA COGENERAZIONE (FONTE [19])

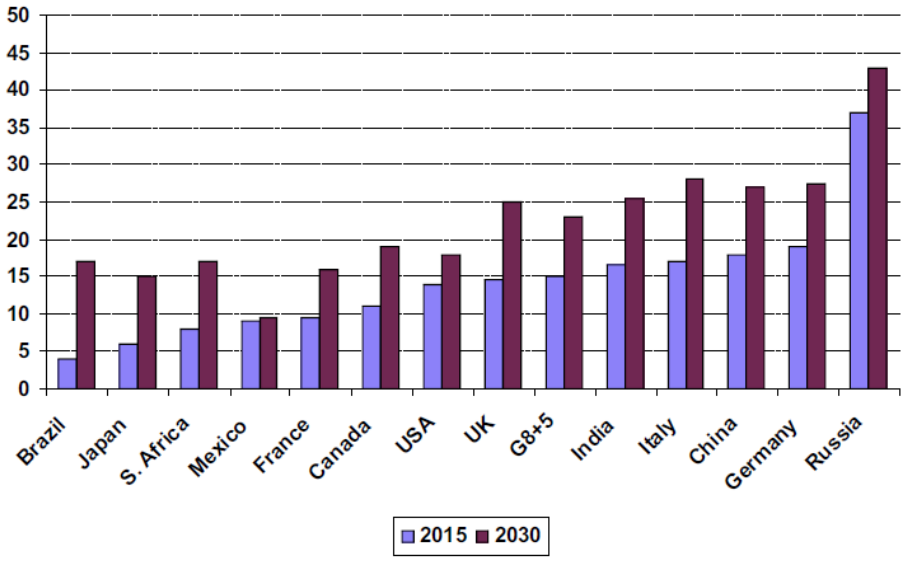


FIGURA 16 - PROSPETTIVE DI AUMENTO DELLA QUOTA DI PRODUZIONE NAZIONALE DA COGENERAZIONE (FONTE [19])

Voorspools e D'haeseleer [20] nel loro saggio svolgono un'analisi sui potenziali vantaggi offerti dalla cogenerazione all'interno dell'ambito belga. Essi considerano una domanda energetica di riferimento inclusiva di elettricità e calore e confrontano due differenti scenari: nel primo non si fa alcun uso della cogenerazione e si produce l'energia termica richiesta esclusivamente attraverso boiler e l'ammontare totale di elettricità proviene dalla rete (sistema di produzione totalmente centralizzato) mentre nel secondo immaginario un ampio share di produzione da cogenerazione

facente utilizzo di dispositivi ausiliari in produzione separata da integrare nelle situazioni di maggiore richiesta. All'interno del loro studio considerano l'interazione dinamica tra gli impianti di cogenerazione ed il sistema di produzione centralizzato e studiano alcune migliorie. Come primo tentativo di innovazione assumono la possibilità di utilizzare cogeneratori di piccola taglia in maniera tale da avere una maggiore flessibilità di gestione a fronte di una quota minore di cogenerazione a livello nazionale. I risultati del loro lavoro mostrano quanto la cogenerazione possa apportare benefici ragguardevoli, vale a dire risparmio di energia primaria e riduzione di emissioni di diossido di carbonio rispettivamente di 1,9 PJ e 120 chilotonnellate.

D. Lindenberger, T. Bruckner, H.-M. Groscurth e R. Kummel [21] in uno studio di ottimizzazione condotto in Germania affermano che le unità cogenerative in concomitanza di reti di teleriscaldamento di piccola scala sono al momento la soluzione più economica al raggiungimento di grandi quantità di risparmio energetico e sostanziali diminuzioni di emissioni inquinanti. Tuttavia, a causa della scarsità di gas naturale, esse rappresentano solamente una soluzione a medio termine. Affermano inoltre che nel sistema da loro analizzato ci siano condizioni favorevoli ad innovazioni future come la diffusione di nuove forme di combustibili quali biogas ed idrogeno, tecnologie solari, celle a combustibile.

In uno studio condotto da Marco Badami, Gianfranco Chicco, Armando Portoraro e Martina Romaniello [22] viene illustrato che in un paese come l'Italia nel quale gli utenti finali hanno un limitato utilizzo dell'elettricità nel soddisfacimento dei propri bisogni (infatti la maggior parte dei clienti non usa l'elettricità come vettore energetico per alimentare dispositivi per il riscaldamento degli ambienti, per cucinare e per la produzione di acqua calda sanitaria), la diffusione di generazione energetica mediante micro-cogenerazione rimane ancora esigua. In un simile contesto i costi iniziali d'investimento rappresentano una delle maggiori limitazioni in quanto le tempistiche per ammortizzare le spese diventano ampie.

Non è possibile dunque affermare la convenienza (o non convenienza) in un determinato paese della cogenerazione a priori, dal momento che ogni nazione è caratterizzata da un peculiare mix energetico, andamento della domanda nell'arco delle ventiquattro ore, contesto socioeconomico, interesse più o meno forte nei confronti dello sviluppo eco-sostenibile.

In ogni caso però è possibile affermare quanto iniziative di meccanismi incentivanti siano fondamentali per lo sviluppo su larga scala di simili tecnologie.

2.2.2 Configurazione impianto

Figura 17 descrive la tipica configurazione dell'impianto di riscaldamento domestico ed elettrico nel caso cogenerativo. Il generatore è connesso ad una caldaia ausiliaria in grado di produrre potenza termica nei momenti in cui il cogeneratore non può coprire interamente la domanda di potenza termica. L'installazione di un accumulo termico inoltre può accrescere in maniera significativa le prestazioni dell'impianto. Per quanto riguarda la sezione elettrica, il generatore è connesso sia alla rete nazionale che direttamente al punto di prelievo domestico. Vale la pena in genere valutare l'integrazione di un accumulo elettrochimico come ad esempio batterie al litio, in maniera da migliorarne le prestazioni. Questo aspetto sarà analizzato in seguito nella presente tesi, per valutare ogni possibile beneficio. Il layout dell'impianto può comprendere anche impianti fotovoltaici connessi all'impianto elettrico, in concomitanza con il micro-cogeneratore.

I processi decisionali logici dell'impianto sono gestiti elettronicamente e vanno impostati in fase di progetto tenendo conto di una vasta serie di variabili. Durante la produzione da cogenerazione l'energia termica in eccesso viene inviata all'accumulo termico il quale la restituisce nei picchi di domanda; in caso ciò non fosse ancora sufficiente, entrano in gioco le caldaie ausiliarie.

Il funzionamento dal punto di vista della fornitura elettrica è analogo a quello termico, con l'unica differenza che in caso di produzione in eccesso il surplus viene mandato o alle batterie o venduto in rete. La regolazione ON-OFF del micro-cogeneratore è programmata durante la fase di progetto e può seguire differenti strategie, spesso basate sulla minimizzazione dei costi operazionali.

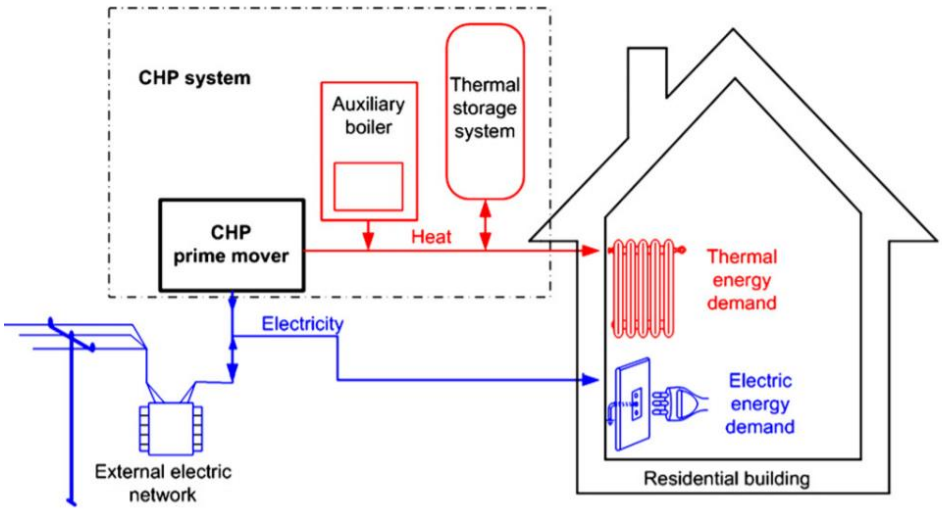


FIGURA 17 - LAYOUT IMPIANTO COGENERATIVO DOMESTICO (FONTE [23])

2.2.3 Tipologie di cogenerazione

A livello residenziale le tradizionali tecnologie adatte alla generazione energetica (generalmente di taglia che varia dai 5 ai 10 kW di potenza elettrica o comunque minore di 100 kW) presenti sul mercato (anche se non ancora largamente diffusi ed industrializzati) sono i dispositivi a combustione interna, microturbine a gas, motori Stirling o operanti su ciclo Rankine.

Nel grafico in Figura 20 sono messe a confronto le prestazioni delle diverse possibili tecnologie sopra citate, in maniera tale da avere uno strumento decisionale per la definizione caso per caso della più adatta (i dati raffigurati sono relativi alla potenza elettrica nominale e ad una condizione di lavoro caratterizzata da completo recupero termico). Si nota come -a parità di potenza elettrica- i motori a combustione interna siano caratterizzati dalle più alte efficienze elettrica, nettamente maggiori di quelle nel caso di dispositivi che lavorano su cicli Rankine; questi ultimi al contrario hanno la migliore resa termica.

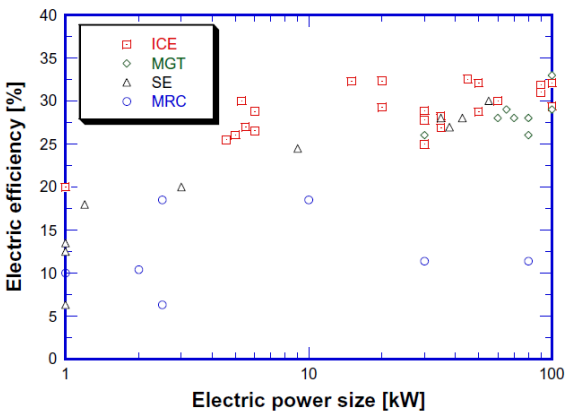


Fig. 5. Rated electric efficiency as a function of rated electric power.

FIGURA 18 - EFFICIENZE ELETTRICHE IN FUNZIONE DELLA POTENZA ELETTRICA NOMINALE (FONTE [23])

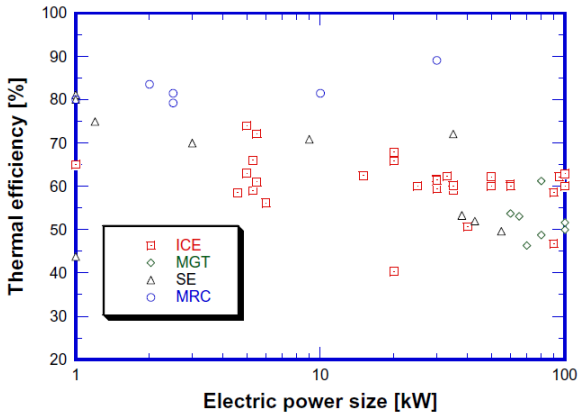


Fig. 6. Rated thermal efficiency as a function of rated electric power.

FIGURA 19 - EFFICIENZE TERMICHE IN FUNZIONE DELLA POTENZA ELETTRICA NOMINALE (FONTE [23])

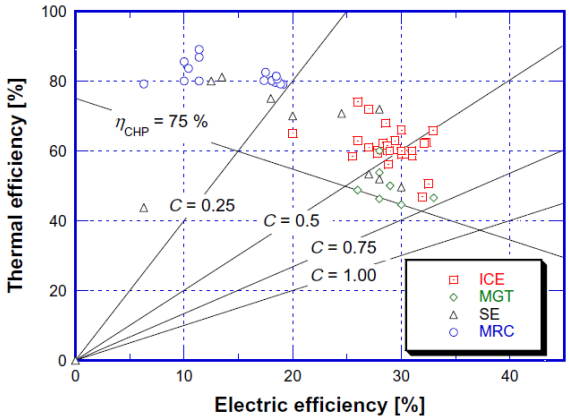


FIGURA 20 - EFFICIENZA TERMICA ED ELETTRICA NELLE DIVERSE TIPOLOGIE DI COGENERATORE (FONTE [23])

Figura 20 illustra le efficienze termiche in funzione di quelle elettriche per le differenti unità cogenerative. Il parametro C indica il rapporto tra potenza elettrica e potenza termica. Il grafico mette anche in evidenza il fatto che con ciascuna tipologia di generatore si ottengono efficienze maggiori del 75%.

2.2.3.1 Micro-turbine a gas

Le microturbine a gas sono inserite in impianti che lavorano su cicli Joule, i quali per essere convenienti da un punto di vista economico ed energetico necessitano dell'integrazione di un'adeguata unità di recupero termico capace di migliorare i rendimenti.

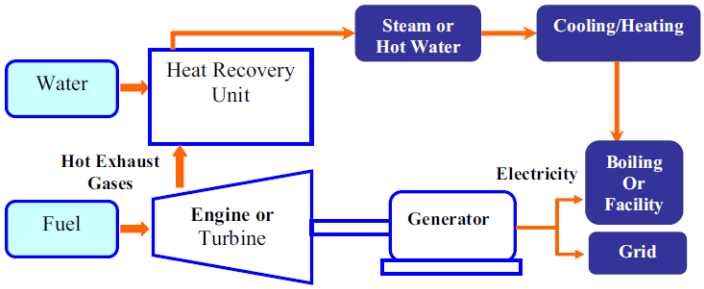


FIGURA 21 - LAYOUT IMPIANTO CON MICRO-TURBINA A GAS (FONTE [24])

Ad ogni modo tali micro-cogeneratori faticano a trovare una consistente diffusione dal momento che "soffrono" gli effetti di piccola taglia per quanto concerne la fluidodinamica e le perdite termiche e meccaniche, pertanto non sono in grado di competere con i loro rivali a combustione interna.

Sono state implementate dunque alcune innovazioni con l'obiettivo di accrescere le prestazioni, lavorando sul recupero nel ciclo Joule. Un esempio di ciò sono i cosiddetti dispositivi a ciclo Joule alternativo ("Reciprocating Joule-cycles engines"), analizzati nel loro saggio da R.W. Moss, A.P. Roskilly, S.K. Nanda [24]. Come dimostrato nel loro lavoro i problemi caratteristici delle microturbine a gas possono essere evitati se si vanno a sostituire il compressore centrifugo e la turbina con cilindri e pistoni. La configurazione è mostrata in Figura 22.

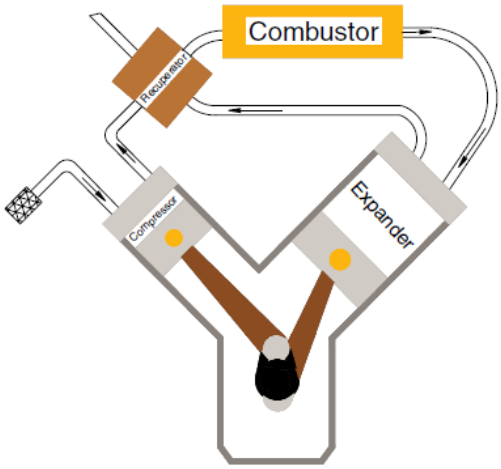


FIGURA 22 - LAYOUT MICRO COGENERATORE A CICLO JOULE ALTERNATIVO (FONTE [24])

2.2.3.2 Cicli Rankine

I micro-cogeneratori operanti su cicli Rankine utilizzano fluidi organici (come acqua) all'interno dei loro cicli. Come descritto in Figura 23 queste tipologie di impianto includono un'unità evaporativa nella quale si produce vapore saturo, una turbina nella quale avviene l'espansione del fluido che genera potenza meccanica per il generatore elettrico, un condensatore ed una pompa. L'evaporazione in figura è associata ad una caldaia ma in generale può essere connessa anche ad altre fonti termiche.

I sistemi, che secondo Maryam Mohammadi Maghanki, Barat Ghobadian e Gholamhassan Najafi [31] rimangono ancora a livello di prototipo, sono caratterizzati da potenze elettriche che variano da 1 a 10 kW e potenze termiche corrispondenti da 8 a 44 kW rappresentando infatti una valida alternativa alle caldaie tradizionali. Come riportato nel loro paper le efficienze elettriche variano dal 6% al 19% con un potenziale rendimento totale sempre maggiore del 90%.

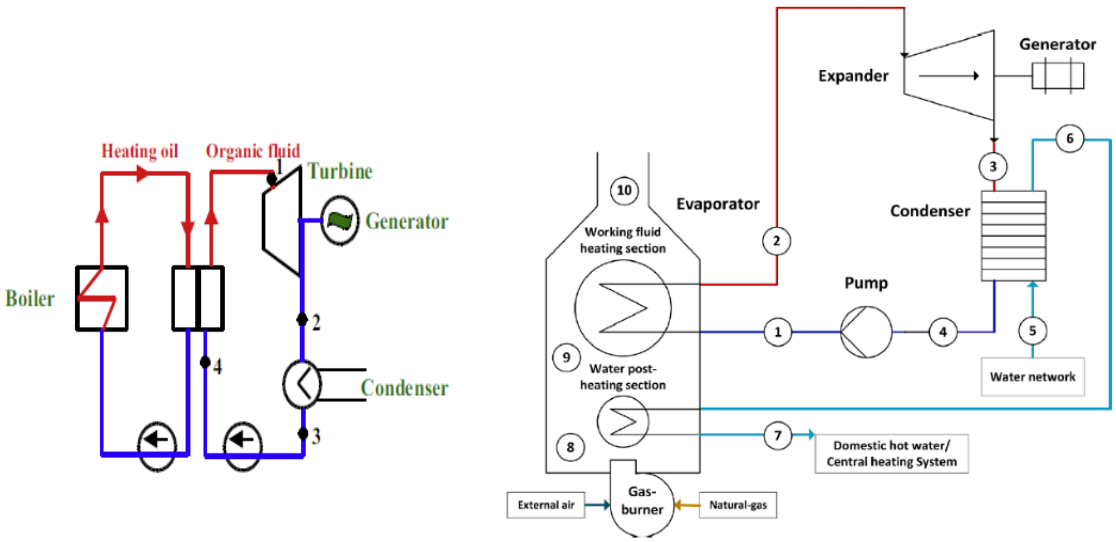


FIGURA 23 - ESEMPI DI CONFIGURAZIONE DI IMPIANTO CON MICRO COGENERATORE A CICLO RANKINE ORGANICO (FONTE [25])

Joao S. Pereira, Josè B. Ribeiro, Ricardo Mendes e Jorge C. Andrè [25] hanno condotto uno studio riguardante un micro-cogeneratore alternativo operante su cicli Rankine organici, con l'obiettivo di incrementarne l'efficienza. La sostanziale modifica che hanno apportato è la produzione di energia termica suddivisa in diversi step: la prima fase avviene all'interno del condensatore mentre la seconda in un post-heater integrato nell'evaporatore direttamente integrato con i gas di combustione.

Questo dettaglio non solo consente una crescita della resa termica (e come conseguenza un risparmio in energia primaria) ma conduce anche ad un minor rischio di degradazione del fluido di lavoro e ciò è dovuto alla minor temperatura dei gas di combustione prima che raggiungano la sezione di scambio termico nell'evaporatore.

2.2.3.3 Cogeneratori a combustione interna

Nel campo della microcogenerazione i sistemi a combustione interna sono senza dubbio la tipologia maggiormente diffusa, ciò è dovuto ad alcune ragioni chiave: alte efficienze, flessibilità di combustibile, basse emissioni, limitato rumore e vibrazioni che consentono facilmente di rispettare le normative. La rapidità nel seguire i carichi elettrico e termico inoltre suscita forte interesse nei progettisti.

Zachary Taie, Brian West, James Szybist, Dean Edwards, John Thomas, Shean Huff, Gokul Vishwanathan e Christopher Hagen [26] all'interno del loro lavoro hanno svolto un'analisi sullo stato dell'arte del sistema negli Stati Uniti, l'Honda ECOWILL (il cui layout è illustrato in Figura 24). Esso è stato identificato come micro-cogeneratore leader nel settore nel range di 1 kW elettrico, fortemente adeguato nei contesti residenziali. Le analisi riportate denotano un'efficienza elettrica di primo principio del 23,5 ± 0,4 % ed un fattore di utilizzazione del 74,5 ± 3,2%, ed un rendimento elettrico di secondo principio del 23,1 ± 0,4% e un rendimento globale di secondo principio del 30,2 ± 2,3%.

Tali rendimenti dimostrano e spiegano in parte l'ampia diffusione di tale tecnologia. Come descritto da Figura 24 all'aumentare della potenza elettrica in output sale anche il rendimento elettrico: la scelta migliore ricade dunque nella progettazione di micro-cogeneratori al servizio di diversi appartamenti o di ampie ville, riuscendo ad ottenere il maggior risparmio energetico possibile.

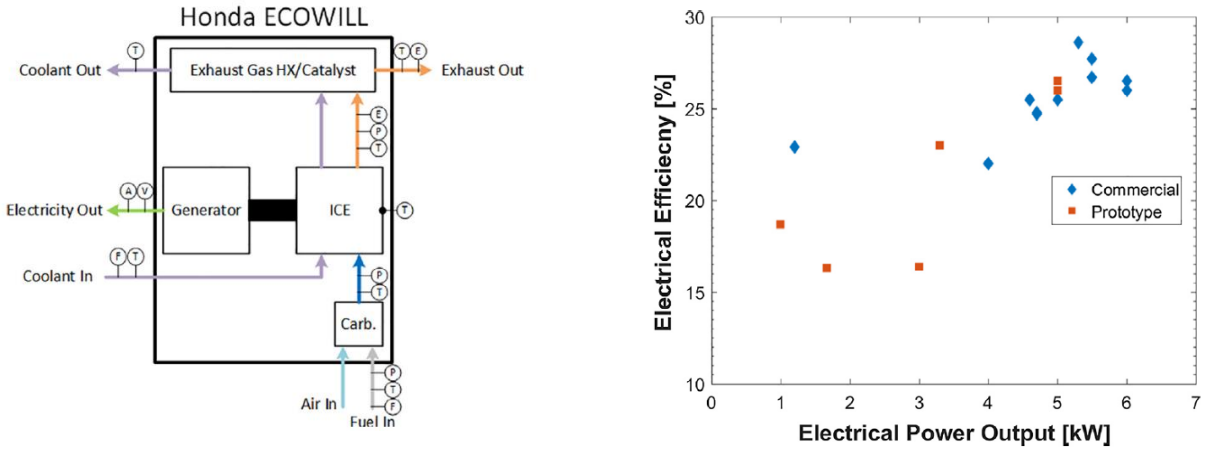


FIGURA 24 - CONFIGURAZIONE DELL' HONDA ECOWILL E SUE PRESTAZIONI (FONTE [26])

Dimitrios Rovas e Anastasia Zabaniotou [27] all'interno del loro paper propongono un micro-cogeneratore a combustione interna innovativo. Il loro studio infatti concerne l'analisi di un sistema cogenerativo a combustione interna alimentato a gas prodotto a partire da biomasse quali ad esempio noccioli di oliva, semi di altra frutta e prodotti di scarto derivanti dalla produzione del vino. Tale dispositivo prende il nome di "SMARt-CHP" ed è dimensionato per un massimo output termico di 12 kW ed elettrico di 5 kW, adatto dunque singole abitazioni di grossa taglia o piccoli gruppi di appartamenti.

Come mostra Figura 25 tale configurazione comprende una prima parte nella quale viene prodotto il biogas, riguardante una tramoggia, degli alimentatori a vite un gassificatore e corpi filtranti per trattenere le eventuali impurezze ed evitare il danneggiamento dei componenti a valle. Dopo di che il gas è soggetto ad un'ulteriore pulizia all'interno di un elemento apposito nel quale infine viene scaldato mediante uno scambiatore di calore ad acqua. Prima di essere mandato all'alimentazione il biogas viene unito ad una piccola quota di propano.

I risultati delle loro analisi mostrano differenti efficienze in base alla tipologia di biomassa:

- 74,65 % con l'utilizzo di prodotti di scarto delle olive;
- 68,57 % con l'utilizzo di prodotti di scarto delle pesche;
- 61,35 % con l'utilizzo di prodotti di scarto dell'uva;

La resa maggiore si ottiene con gli scarti delle olive e ciò e dovuto prevalentemente al loro carattere legnoso.

Una simile tecnologia potrebbe rappresentare una valida opportunità di risparmio di energia primaria, riduzione delle emissioni inquinanti oltre che un utilizzo più efficiente delle risorse in paesi come l'Italia -o comunque paesi caratterizzati da clima mediterraneo- nei quali questi prodotti sono abbondanti.

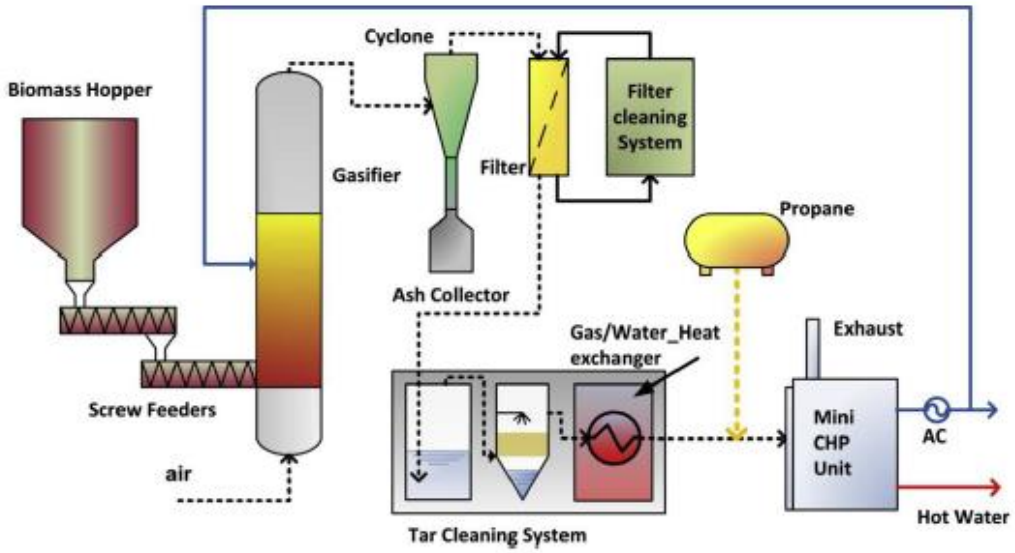


FIGURA 25 - CONFIGURAZIONE DELLO SMART-CHP (FONTE [27])

2.2.3.4 Micro cogeneratori con celle a combustibile

La tecnologia più all'avanguardia nel segmento della cogenerazione ha visto la penetrazione delle celle a combustibile, dispositivi capaci di generare elettricità a basso impatto ambientale e in maniera altamente efficiente. I micro-cogeneratori basati sulle celle a combustibile di tipo SOFC hanno già raggiunto un livello di sviluppo maturo, che ha permesso loro un'introduzione nel mercato.

Il dispositivo viene alimentato a gas naturale il quale viene convertito in un gas di sintesi ricco di idrogeno tramite un'ossidazione parziale catalitica (CPOX). Il sistema generale è suddiviso in tre zone funzionali: la zona di trattamento del combustibile, lo stack della cella con la relativa gestione elettronica e la sezione di BOP (Balance Of Plant). Il gas naturale dopo esser desolforato (una quantità di zolfo superiore alle 50 ppm avvelenerebbe il catalizzatore) e miscelato con aria subisce una fase di preriscaldamento all'interno di uno scambiatore a piastre ad alta efficienza, dopo di che viene inviato al CPOX reformer all'interno del quale avviene la produzione di gas di sintesi ricco di idrogeno mediante un catalizzatore composto da metalli nobili (platino, palladio, radio) e rivestito da ossidi metallici misti (come ad esempio lo zirconio).

Il gas sintetico entra successivamente nella cella a combustibile con produzione di corrente elettrica uscente dal catodo, inviata ad un inverter incaricato di convertire la corrente continua in corrente elettrica, collegato alla rete elettrica nazionale e all'utenza.

Con il fine di raggiungere un adeguato voltaggio della cella e proteggere l'anodo dall'ossidazione, si deve garantire sempre una minima pressione parziale di idrogeno, di conseguenza sarà garantita anche una concentrazione minima di combustibili (idrogeno e monossido di carbonio) nei fumi di

scarico uscenti dall'anodo, i quali sono incanalati in un bruciatore il quale riceve anche i gas di scarico provenienti dal catodo. Si ha dunque la combustione in un bruciatore a due stadi. I prodotti di tale processo sono infine finalizzati al preriscaldamento dell'aria diretta al catodo, al preriscaldamento della miscela diretta al CPOX reformer e alla produzione di acqua calda per l'utenza finale.

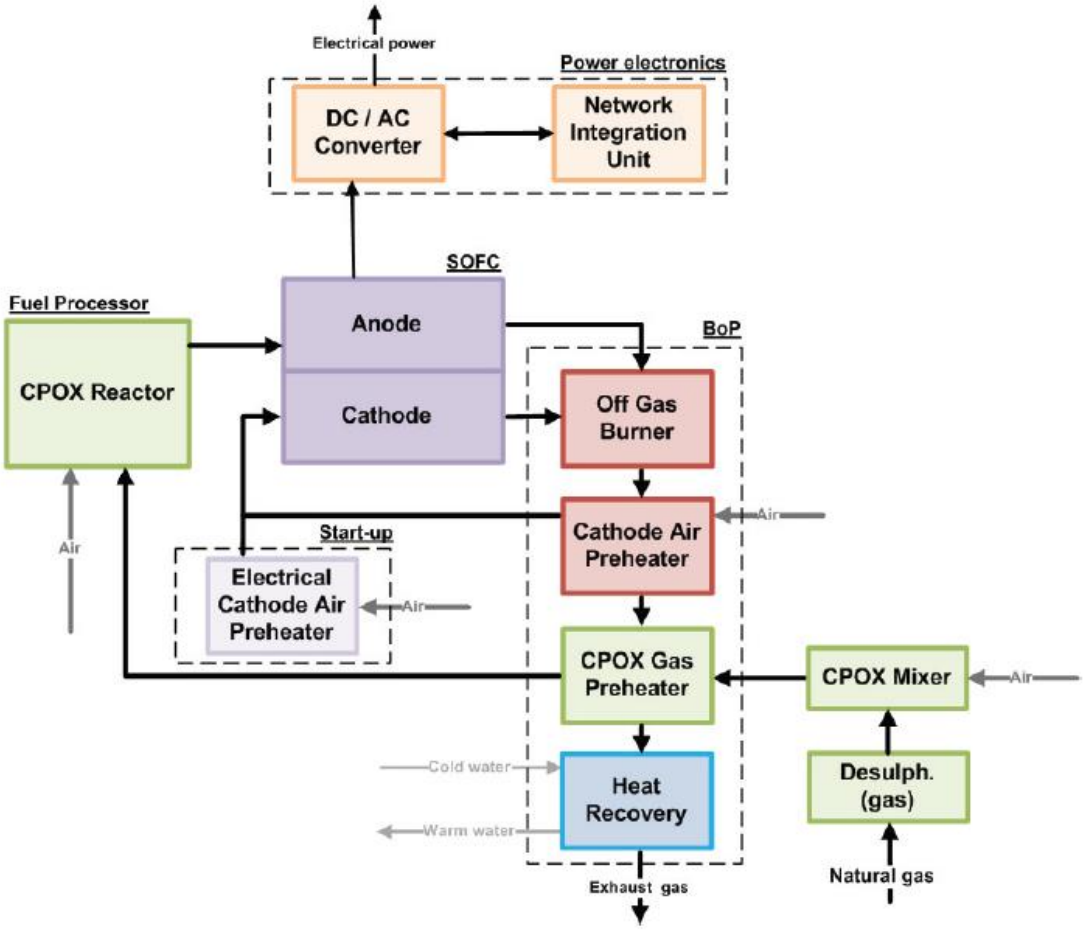


FIGURA 26 - LAYOUT MICRO-COGENERATORE A CELLE A COMBUSTIBILE (FONTE [28])

2.2.4 Aspetti economici

Nello sviluppo della microcogenerazione un significativo collo di bottiglia è rappresentato ancora dagli alti costi d'investimento iniziale.

Un sistema cogenerativo dev'essere studiato e progettato in maniera da ottenere un risparmio sia energetico che -obiettivo principale da parte degli investitori- monetario. Per dimostrare il vantaggio economico occorre una valutazione comparativa: nella produzione separata l'elettricità è acquistata dalla rete al prezzo dipendente dal momento della giornata (i costi sono maggiori nei momenti di picco di domanda, nei quali essendo alta la richiesta anche il prezzo si alza) e si fa una stima del

combustibile consumato a partire dal carico termico richiesto all'impianto, mentre nel caso di cogenerazione si valutano le spese caso per caso.

Un'efficace valutazione della convenienza -o non convenienza- del progetto può essere condotta con il calcolo del tempo di ritorno dell'investimento SPB (Simple Pay Back):

$$SPB = \frac{Costi\ di\ investimento\ iniziali}{Ricavo\ operativo\ lordo}$$

Il ricavo operativo lordo è definito come differenza tra ricavi e spese.

Nei ricavi si considera:

1. Costi evitati per l'acquisto dell'elettricità;
2. Ammontare di elettricità venduta in rete;
3. Costo evitato per il mancato acquisto dell'energia termica;
4. Titoli di efficienza energetica.

Nelle spese invece si tiene conto di:

1. Spese per il combustibile;
2. Spese di manutenzione.

Per risultare economicamente conveniente un impianto dev'essere caratterizzato da un tempo di ritorno dell'investimento minore della sua vita prevista. Allo stato attuale la presenta tecnologia per risultare competitiva necessita di essere supportata da incentivi statali.

Nel contesto italiano sono presenti due forme di incentivo per la cogenerazione.

1. Defiscalizzazione: ad una quota di combustibile (0,22 $\frac{Sm^3}{kW_e}$) non sono imposte tasse;
2. Rilascio di titoli di efficienza energetica (TEE) i quali possono essere poi rivenduti all'interno di un mercato apposito. Figura 27 descrive l'andamento del prezzo dei titoli negli anni 2010-2018. In Italia ogni distributore di gas e di elettricità con almeno cinquantamila consumatori ha l'obbligo di ottenere ogni anno un determinato numero di titoli dipendente dalla quantità di energia trattata. I suddetti titoli possono essere ottenuti a seguito di un risparmio energetico certificato oppure acquistati sul mercato apposito, da qui l'interesse economico nel progettare sistemi in grado di ottenere il maggior risparmio di energia primaria possibile. Il mancato conseguimento di un sufficiente numero di titoli di efficienza energetica a fine del periodo previsto comporta sanzioni pecuniarie. La quantità di titoli emessi è data dalla seguente equazione: $1\ TEE = 1\ tonnellata\ di\ petrolio\ equivalente\ risparmiata.$

FIGURA 27 -ANDAMENTO VALORE TITOLI EFFICIENZA ENERGETICA (FONTE [29])

2.3 Accumulo termico

L'accumulo termico ha la funzione di ottimizzare il funzionamento di un impianto di riscaldamento, in quanto provvede ad accumulare l'energia in eccesso dai generatori di calore quando sono in funzione ed a restituirla quando sono spenti o inattivi, permettendo di ridurre i loro cicli di accensione e spegnimento, aumentando l'efficienza globale dell'impianto e riducendo i consumi. Esso è anche generalmente utilizzato per sopperire alle richieste di energia nei momenti di picco, nei quali il generatore non è in grado da solo di coprire l'intera richiesta.

Le tipologie di accumulo termico sono principalmente tre: termochimico, latente e, il più diffuso nei sistemi di climatizzazione, sensibile. Nel settore residenziale si sfrutta infatti il salto termico di un determinato fluido per immagazzinare calore, che può essere utilizzato quando necessario. Ciò che varia è dunque l'energia interna del fluido accumulatore, ed è proporzionale alla differenza delle sue temperature medie iniziali e finali, massa e calore specifico:

$$Q = m \int^{T_f} c_p \, dT = m \, \bar{c_p} \, (T_f - T_i)$$

Per descrivere i sistemi di accumulo termico e determinarne l'adeguatezza caso per caso, si valutano i seguenti parametri:

1. Il tempo durante il quale l'energia termica può essere stoccata con perdite accettabili;

2. La densità energetica: l'energia termica immagazzinabile nell'unità di volume ($\frac{kWh}{m^3}$);
3. L'efficienza, ovvero il rapporto tra energia rilasciata durante la fase di scarica e quella totale accumulata nella fase di carica:

$$\eta = \frac{m\ c\ (T - T_0)}{m\ c\ (T_\infty - T_0)}$$

dove $T, T_0\ e\ \ T_\infty$ sono rispettivamente le temperature massima e minima durante il processo di scarica e quella del fluido massima alla fine del processo di carica.

2.4 Regolazione e miglioramenti HVAC

Nel settore residenziale, oltre alle strategie e tecnologie finora descritte, uno degli aspetti che offre ampie opportunità di risparmio energetico è quello della regolazione. Con regolazione degli impianti di climatizzazione si intende generalmente la gestione elettronica della generazione coordinata al monitoraggio di parametri degli ambienti climatizzati legati al comfort termo-igrometrico.
I BACS (Building automation and control systems) sono sistemi computerizzati aventi come obiettivo il mantenimento del comfort interno parallelamente ad un uso efficiente e razionale delle risorse. I principali parametri legati al comfort termico da monitorare sono la temperatura dell'aria interna, umidità relativa e ricambio d'aria orario mentre quelli che caratterizzano la qualità dell'aria possono essere la concentrazione di anidride carbonica e di composti organici volatili. Per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche e minimizzare i costi alcune delle variabili su cui agire sono la temperatura e lo stato di carica dell'accumulo, i fattori di carico del generatore.
In accordo con [31], si possono avere diverse strategie di controllo e regolazione degli impianti HVAC:

- Strategie di controllo tradizionali: possono essere a loro volta suddivise in sequenziali, nelle quali si attivano i componenti dell'impianto con un ordine prestabilito, e di processo, con le quali si agisce sulle variabili di controllo in maniera tale da rispondere ad eventuali disturbi o forzanti esterne. I componenti fisici impiegati sono principalmente termostati, pressostati ed umidostati;
- Strategie di controllo avanzate: esse possono essere del tipo soft-computing, come quelle basate sul reinforcement learning, deep learning e fuzzy logic che offrono una gestione basata su un approccio probabilistico non esente da incertezze, hard-computing, le quali utilizzano controllori PID e modelli di controllo predittivo, ed infine strategie ibride di controllo che rappresentano una via di mezzo tra le prime due.

Tra le strategie ibride di controllo nelle ricerche degli ultimi anni si è posta una particolare attenzione a quelle adattive, le quali includono meccanismi capaci di far fronte a variazioni imprevedibili rispetto a quelle studiate in fase di design. I controller adattivi generalmente fanno utilizzo di strumenti identificativi che periodicamente gestiscono dati di monitoraggio per calibrare i parametri dei controllori stessi.

3 Certificazioni energetiche

L'analisi dettagliata dei consumi di un edificio e degli sprechi energetici viene condotta nelle diagnosi energetiche, volte all'individuazione delle maggiori criticità e opportunità di risparmio, energetico ed economico. La diagnosi energetica è infatti uno strumento utile per capire quali scelte d'intervento sugli edifici possano condurre alla maggior efficienza energetica possibile, valutandone la fattibilità economica e i tempi di ritorno degli investimenti. Essa, oltre a rappresentare una buona pratica in un'ottica ecologica, è inoltre obbligatoria all'interno di tutti gli interventi comprendenti la sostituzione di generatori di calore di potenze al focolare maggiori o uguali a 100 kW (come previsto dal D.P.R. 2 Aprile 2009 n. 59). Nello studio preliminare di una diagnosi energetica si costruisce un modello dell'edificio oggetto di analisi che sia in grado di riprodurre in maniera accurata le sue prestazioni termofisiche, e simulare i consumi elettrici e di combustibili. Nella fase successiva si opera un confronto di diversi possibili interventi sull'involucro e sugli impianti di climatizzazione/riscaldamento e illuminazione, con l'obiettivo di individuare tutte le opportunità di risparmio e scegliere quella più adatta alle richieste della specifica utenza. L'ENEA ha definito le linee guida per una corretta diagnosi energetica all'interno del "Manuale per la diagnosi energetica degli edifici pubblici", valido anche nel settore residenziale. Tutti gli interventi di efficientamento energetico sono inoltre regolati dal DM 26/06/2015, il quale stabilisce le prestazioni minime che devono avere gli edifici a seguito degli interventi, come ad esempio l'obbligatorietà di tecnologie a condensazione nel caso di installazione di caldaie, inserimento di elementi addetti alla contabilizzazione e regolazione del calore all'interno di ogni appartamento.

Le prestazioni energetiche di un edificio sono descritte dall' A.P.E. (Attestato di Prestazione Energetica), un documento che attesta i fabbisogni energetici specifici delle abitazioni e attribuendo loro una classificazione su una scala di valutazione di dieci lettere, da A4 (caso migliore) a G (caso peggiore). Tale attestato è obbligatorio dal 1° Luglio 2009 nella compravendita degli immobili, e prende in considerazione le caratteristiche geometriche degli involucri opachi e trasparenti, le caratteristiche di esposizione dell'immobile, le sue murature, gli infissi, gli impianti per il

riscaldamento e quelli di produzione di energia rinnovabile. Dal 1 Ottobre 2015 la classificazione è assegnata sulla base di un edificio di riferimento, con identiche caratteristiche a quello in esame per ubicazione geografica, orientamento e conformazione geometrica, tipologia di impianto ma con determinate caratteristiche energetiche e termiche.

Figura 28 mostra le dieci diverse classi energetiche e i relativi chilowattora annui al metro quadro di fabbisogno energetico:

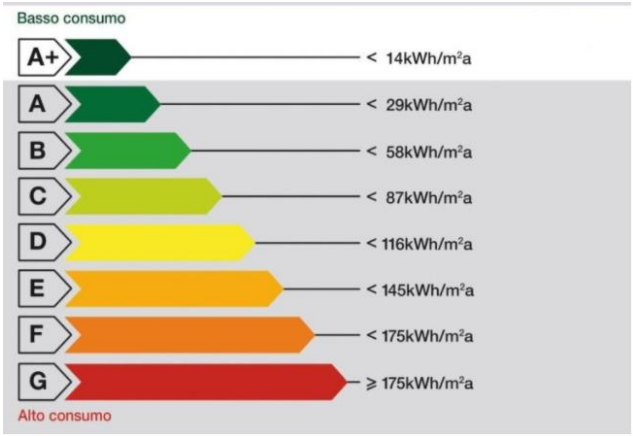
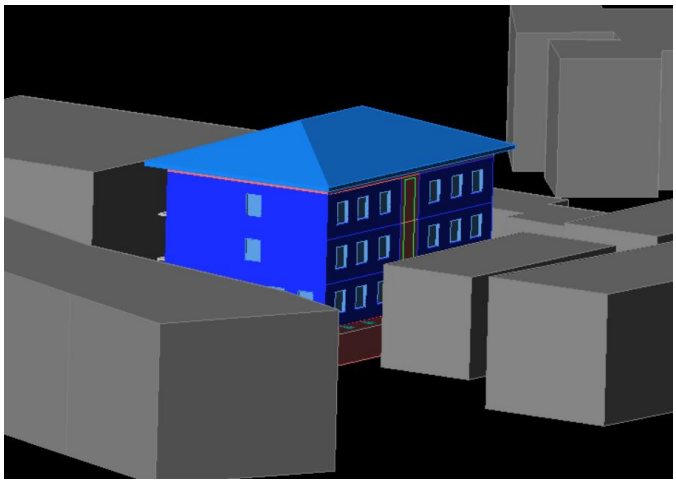


FIGURA 28 – ESEMPIO DI CLASSI ENERGETICHE RIFERITE A VALORE DI CONSUMO ANNUO (FONTE [30])

4 Valutazione opportunità di risparmio

4.1 Edilclima

Le prestazioni energetiche degli edifici oggetti del presente studio saranno valutate attraverso il software Edilclima, il cui motore di calcolo rende possibile un'accurata stima delle dispersioni termiche con l'esterno, con il terreno e con gli ambienti a temperatura diversa da quella di set-point, e in base alla tipologia di impianto la conseguente energia primaria spesa per la climatizzazione. E' possibile utilizzarlo per verificare i requisiti di legge, la classificazione energetica dell'edificio e permette inoltre di svolgere una simulazione dinamica del comportamento termico all'interno degli ambienti climatizzati, tenendo conto della meteorologia della zona climatica. Mediante un input grafico si comunica al programma ogni caratteristica dell'involucro edilizio specificando per ogni parete, pavimento o soffitto la stratigrafia.



Le finestre sono modellate in maniera rigorosa, tenendo conto di numero di vetri, spessore, materiali e dimensioni del telaio, dimensioni del cassonetto sovrastante, gas contenuto all'interno delle intercapedini, tipologia di ponti termici tra telaio e vetro, e tra telaio e muratura.

FIGURA 29 - ESEMPIO DI EDIFICIO MODELLATO SU EDILCLIMA

4.1.1 Carico invernale di progetto

Grazie ad Edilclima è possibile attuare una valutazione della potenza termica invernale secondo la normativa UNI EN 12831, utile al dimensionamento dell'impianto. Tale calcolo è infatti una stima di picco, e presuppone alcune significative ipotesi:

- Temperatura costante dell'aria esterna, pari al valore minimo di progetto (nell'esempio di Torino si considera -7,9 °C);
- L'esclusione di qualsiasi apporto di calore gratuito, sia dall'irraggiamento sia da possibili apporti interni;
- Assunzione per le condizioni termo-igrometriche dell'aria esterna e interna opportuni valori di progetto, dipendenti dai dati climatici in analisi;
- Stima della portata d'aria di ventilazione;
- Proprietà termofisiche dei materiali e dei componenti edilizi costanti e non dipendenti dalla temperatura.

Il carico termico invernale comprende un primo contributo dovuto alle dispersioni di calore (Φ_c) attraverso l'involucro edilizio e un secondo dovuto al calore perso nei ricambi d'aria (Φ_c) dell'ambiente interno.

$$\widetilde{\Phi_p}(t) = -\Phi_c - \Phi_a$$

Tale norma tecnica è applicabile a edifici residenziali, edifici pubblici, scuola, ospedali, biblioteche, edifici ad uso industriale, edifici del terziario, uffici.

4.1.1.1 Flusso termico dovuto alle dispersioni

Il flusso termico perso per dispersione attraverso le pareti differenzia diversi contributi, a seconda delle possibili condizioni al contorno:

$$-\Phi_c = \left(H_{T,e} + H_{T,nr} + H_{T,i} + H_{T,t}\right)\left(\tilde{\theta}_i - \theta_e^*\right)$$

dove:

- $H_{T,e}$: coefficiente di trasmissione tra ambienti climatizzati e ambienti esterno;
- $H_{T,nr}$: coefficiente di trasmissione tra ambienti climatizzati e ambienti non climatizzati;
- $H_{T,i}$: coefficiente di trasmissione tra ambienti climatizzati e ambienti interni climatizzati ma ad una temperatura differente da quella di default imposta da normativa;
- $H_{T,t}$: coefficiente di trasmissione tra ambienti climatizzati e terreno.

Il coefficiente di trasmissione tra ambienti climatizzati e ambienti esterni racchiude le informazioni riguardanti le trasmittanze delle diverse pareti in base alla loro stratigrafia, oppure in base alle tipologie di vetri e telai per quanto riguarda superfici trasparenti. Oltre a questi dati il coefficiente $H_{T,e}$ comprende il contributo dei ponti termici lineari:

$$H_{T,e} = \sum^{n} A_k\, U_k\, e_k + \sum^{m} \Psi_l\, l_l\, e_l$$

dove:

- A_k: area della k-esima superficie;
- U_k: trasmittanza termica della superficie k-esima;
- e_k: fattore correttivo che tiene conto dell'esposizione della superficie;
- Ψ_l: trasmittanza termica lineare dell'l-esimo ponte termico;
- l_l: lunghezza del ponte termico l-esimo;
- e_l: fattore correttivo che tiene conto dell'esposizione della superficie.

In base all'esposizione della superficie considerata si considera un diverso fattore di esposizione "e": questi elementi tengono conto dell'influenza dell'umidità relativa, della diversa temperatura dell'aria sullo scambio termico dell'involucro edilizio a seconda della sua esposizione e della diversa velocità del vento. Il loro valore è stabilito anch'esso dalla norma UNI EN 12831:

Fattore di esposizione $(\boldsymbol{e_k = e_l})$							
N	NE	E	SE	S	SO	O	NO
1,20	1,20	1,15	1,10	1,00	1,05	1,10	1,15

Il coefficiente di perdita per trasmissione con ambienti adiacenti non riscaldati è esprimibile tramite l'espressione:

$$H_{T,nr} = \left(\sum^{n} A_k\, U_k \; + \sum^{m} \Psi_l\, l_l \right) b_u$$

dove b_u , fattore di riduzione dello sbalzo termico, semplifica il calcolo della dispersione mediante l'ipotesi di un salto termico $(\tilde{\theta}_i - \theta_{nr})$ minore da quello massimo $(\tilde{\theta}_i - \theta_e^*)$.

In maniera analoga viene valutato il coefficiente di trasmissione con ambienti adiacenti riscaldati a temperatura diversa $H_{T,i}$:

$$H_{T,i} = \sum^{n} A_k \, U_k \, f_{ij}$$

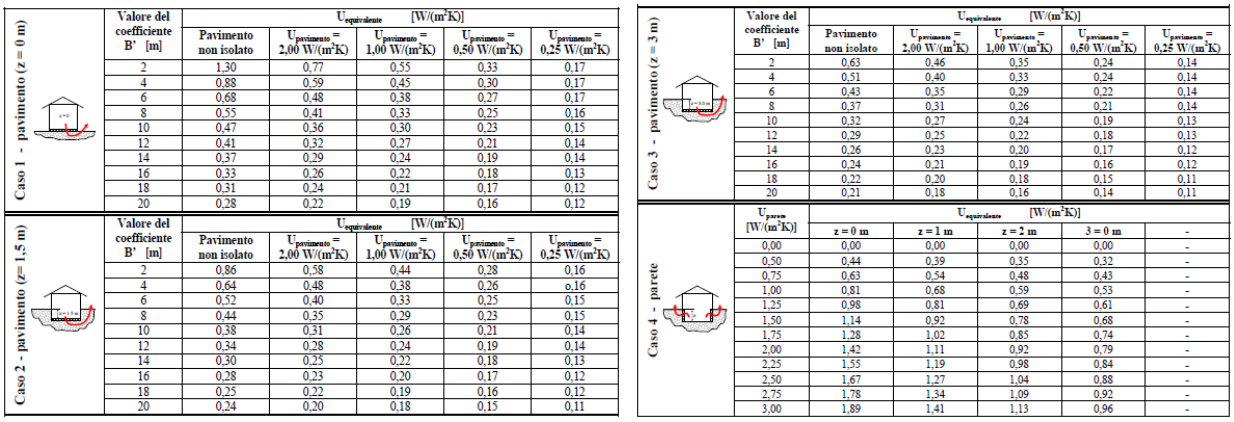
dove f_{ij} è il fattore di riduzione della temperatura che tiene conto della diminuzione dello sbalzo termico rispetto a quello massimo.

Per quanto riguarda il coefficiente di trasmissione verso il terreno il calcolo diviene un po' più complesso dei precedenti per via dl fatto che è influenzato da molteplici fattori quali proprietà termofisiche del terreno, profondità del piano interrato rispetto al piano campagna, superfici e perimetro di contatto tra pavimenti o solette e terreno. La norma UNI EN 12831 propone un approccio semplificato, in considerazione del fatto che tale flusso termico in genere rappresenta una quota ridotta di perdita energetica rispetto alle altre voci. Il risultato ottenuto ha infatti un grado di precisione adeguato ai fini del calcolo del carico termico di progetto:

$$H_{T,t} = f_{g1} \, f_{g2} \left(\sum^{n} A_k \, U_{equiv,k} \right) G_w$$

dove:

- f_{g1}: racchiude le informazioni sull'effetto della variazione annuale della temperatura del terreno;
- f_{g2}: fattore di riduzione della temperatura;
- $U_{equiv,k}$: trasmittanza termica equivalente della superficie dell'ambiente climatizzato a contatto con il terreno che viene valutata (come mostrato in Figura 30) in funzione del fattore B' dipendente dalle caratteristiche geometriche della superficie a contatto con il terreno;
- G_w: fattore correttivo che tiene conto della presenza di eventuali falde acquifere.



Caso 1 - pavimento (z = 0 m)

Valore del coefficiente B' [m]	$U_{equivalente}$ [W/(m²K)]				
	Pavimento non isolato	$U_{pavimento}$ = 2,00 W/(m²K)	$U_{pavimento}$ = 1,00 W/(m²K)	$U_{pavimento}$ = 0,50 W/(m²K)	$U_{pavimento}$ = 0,25 W/(m²K)
2	1,30	0,77	0,55	0,33	0,17
4	0,88	0,59	0,45	0,30	0,17
6	0,68	0,48	0,38	0,27	0,17
8	0,55	0,41	0,33	0,25	0,16
10	0,47	0,36	0,30	0,23	0,15
12	0,41	0,32	0,27	0,21	0,14
14	0,37	0,29	0,24	0,19	0,14
16	0,33	0,26	0,22	0,18	0,13
18	0,31	0,24	0,21	0,17	0,12
20	0,28	0,22	0,19	0,16	0,12

Caso 2 - pavimento (z= 1,5 m)

Valore del coefficiente B' [m]	$U_{equivalente}$ [W/(m²K)]				
	Pavimento non isolato	$U_{pavimento}$ = 2,00 W/(m²K)	$U_{pavimento}$ = 1,00 W/(m²K)	$U_{pavimento}$ = 0,50 W/(m²K)	$U_{pavimento}$ = 0,25 W/(m²K)
2	0,86	0,58	0,44	0,28	0,16
4	0,64	0,48	0,38	0,26	o,16
6	0,52	0,40	0,33	0,25	0,15
8	0,44	0,35	0,29	0,23	0,15
10	0,38	0,31	0,26	0,21	0,14
12	0,34	0,28	0,24	0,19	0,14
14	0,30	0,25	0,22	0,18	0,13
16	0,28	0,23	0,20	0,17	0,12
18	0,25	0,22	0,19	0,16	0,12
20	0,24	0,20	0,18	0,15	0,11

Caso 3 - pavimento (z = 3 m)

Valore del coefficiente B' [m]	$U_{equivalente}$ [W/(m²K)]				
	Pavimento non isolato	$U_{pavimento}$ = 2,00 W/(m²K)	$U_{pavimento}$ = 1,00 W/(m²K)	$U_{pavimento}$ = 0,50 W/(m²K)	$U_{pavimento}$ = 0,25 W/(m²K)
2	0,63	0,46	0,35	0,24	0,14
4	0,51	0,40	0,33	0,24	0,14
6	0,43	0,35	0,29	0,22	0,14
8	0,37	0,31	0,26	0,21	0,14
10	0,32	0,27	0,24	0,19	0,13
12	0,29	0,25	0,22	0,18	0,13
14	0,26	0,23	0,20	0,17	0,12
16	0,24	0,21	0,19	0,16	0,12
18	0,22	0,20	0,18	0,15	0,11
20	0,21	0,18	0,16	0,14	0,11

Caso 4 - parete

U_{parete} [W/(m²K)]	$U_{equivalente}$ [W/(m²K)]				
	z = 0 m	z = 1 m	z = 2 m	3 = 0 m	-
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
0,50	0,44	0,39	0,35	0,32	-
0,75	0,63	0,54	0,48	0,43	-
1,00	0,81	0,68	0,59	0,53	-
1,25	0,98	0,81	0,69	0,61	-
1,50	1,14	0,92	0,78	0,68	-
1,75	1,28	1,02	0,85	0,74	-
2,00	1,42	1,11	0,92	0,79	-
2,25	1,55	1,19	0,98	0,84	-
2,50	1,67	1,27	1,04	0,88	-
2,75	1,78	1,34	1,09	0,92	-
3,00	1,89	1,41	1,13	0,96	-

FIGURA 30 – VALORI DI TRASMITTANZA TERMICA EQUIVALENTE AL VARIARE DEL PARAMETRO B'

4.1.1.2 Flusso termico dovuto alla ventilazione

Sebbene da un punto di vista tecnico il flusso termico disperso per ventilazione sia decisamente differente da quello per trasmissione mediante l'involucro, la normativa ha scelto di mantenere la stessa "forma" racchiudendo il comportamento fisico nel coefficiente $H_{v,i}$:

$$|\Phi_a| = H_{v,i}\left(\tilde{\theta}_i - \theta_e^*\right)$$

All'interno del coefficiente di perdita per ventilazione $H_{v,i}$ vengono a sua volta distinti i contributi di perdita per ventilazione verso ambienti esterni e verso ambienti limitrofi a temperature differenti (spesso trascurate):

$$H_{v,i} = H_{v,e} + H_{v,L}$$

In generale la ventilazione all'interno di un edificio può essere di tipo naturale (mediante aperture nell'involucro, apertura delle finestre) o meccanica (quando sono presenti sistemi di ventilazione e di trattamento dell'aria). Nella presente analisi verrà considerata e analizzata solamente la ventilazione di tipo naturale in quanto i casi studio saranno unicamente di tipo residenziale.

Nello stabilire la perdita termica per ventilazione si farà riferimento -per ogni stanza degli edifici di progetto- alla destinazione d'uso del singolo ambiente, prevedendo i seguenti ricambi volumici d'aria giornalieri:

Tipologia di locale	**Ricambi d'aria $[h^{-1}]$**
Camera	0,5
Cucina	1,5
Bagno	2

TABELLA 3

Il coefficiente $H_{v,e}$ è definito come segue:

$$H_{v,e} = q\ \rho_{int}\ c_{p,int}$$

dove:

- q : portata d'aria dell'ambiente riscaldato scambiata con l'esterno $\left[\frac{m^3}{s}\right]$;
- ρ_{int} : densità dell'aria valutata alla temperatura dell'ambiente interno $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$;
- $c_{p,int}$: calore specifico massico a pressione costante, valutato nelle condizioni termo-igrometriche interne $\left[\frac{J}{kg\ K}\right]$.

4.1.2 Carico estivo di progetto

Come per il caso invernale anche il carico termico estivo di progetto dipende dalla soluzione di un'equazione di bilancio, la quale si basa sull'ipotesi di una temperatura di set-point costante degli ambienti climatizzati ed una temperatura esterna di progetto definite da normativa:

$$\widetilde{\Phi_p}^* = -(\Phi_c + \Phi_e + \Phi_a)$$

Tuttavia la valutazione della potenza estiva di progetto risulta di più complessa determinazione in quanto sono numerose le assunzioni che occorre effettuare in relazione alle condizioni al contorno. In primo luogo la temperatura esterna è fortemente variabile nel tempo, con picchi massimi nel primo pomeriggio che superano quelli minimi la notte spesso di oltre dieci gradi centigradi. Significativo è il fatto che la temperatura esterna assuma valori alternativamente maggiori e minori di quella degli ambienti climatizzati.

La radiazione solare, fortemente variabile in base all'ora del giorno e agli ombreggiamenti esterni, grava in maniera significativa sul carico termico assieme ai fattori endogeni quali persone, apparecchi di illuminazione, computer, elettrodomestici. Ognuna di queste variabili ha una notevole fluttuazione temporale, e proprio per questo motivo il carico estivo di progetto non è di banale determinazione e calcolato in base alla destinazione d'uso degli ambienti interni. In ultima istanza, un importante contributo è dato dagli effetti di accumulo termico e dall'inerzia dell'edificio.

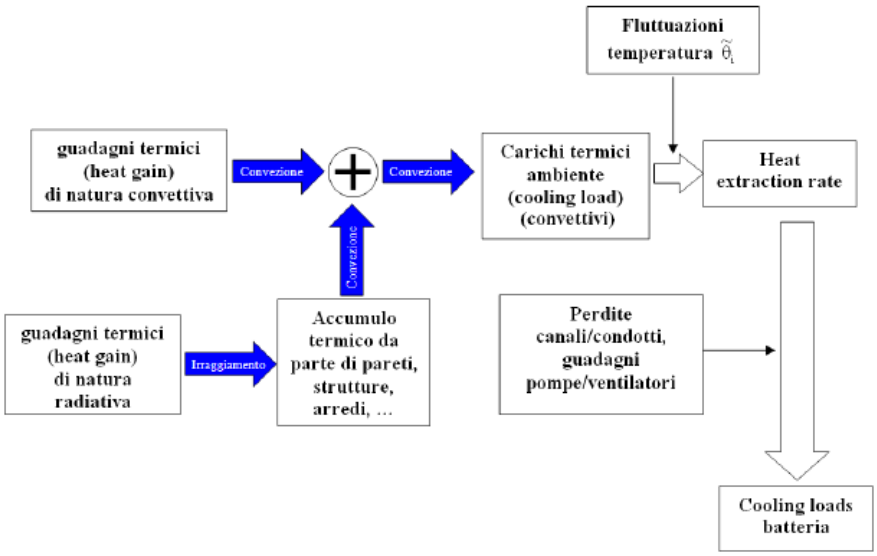


FIGURA 31 – SCHEMA LOGICO DEI FATTORI CHE INFLUENZANO IL CARICO TERMICO (FONTE [34])

Il cooling load, ovvero la potenza che l'impianto di climatizzazione deve estrarre in ogni istante, dipende da apporti termici (o heat gain) di natura convettiva o radiativa i quali vanno ad aggiungersi o sottrarsi al flusso termico proveniente dalle pareti e dai condotti. Gli apporti di natura convettiva diventano istantaneamente heat gains al contrario di quelli di natura radiativa i quali vanno a formale una sorta di accumulo nelle pareti, dalle quali saranno rilasciati in parte nell'ambiente climatizzato con un certo sfasamento temporale dipendente dall'inerzia termica delle pareti.

Nei calcoli dinamici tutti questi apporti vengono considerati, con la finalità di quantificare i consumi energetici; se l'obiettivo è invece il dimensionamento dell'impianto ciò che viene considerato è il picco massimo di heat extraction rate:

$$|\widetilde{\Phi_p}^*| = Max\,|\widetilde{\Phi_p}|$$

4.1.2.1 Calcolo del fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione estiva – riferimento a UNI TS 11300-3

Nel calcolo del fabbisogno di energia primaria per la climatizzazione estiva, il software fa riferimento alla normativa UNI TS 11300-3, la quale ha come obiettivo la determinazione del quantitativo di energia termica utile $Q_{C,nd}$ dell'edificio, dipendente anche dal contesto climatico e dal consumo di acqua calda sanitaria, valutata in condizioni ideali di temperatura uniforme su tutto il volume climatizzato.

E' prevista una procedura che porta ad individuare su base mensile -nell'arco di tutta la stagione di raffrescamento- le seguenti grandezze:

- η_{mm} : coefficiente medio mensile di prestazione del sistema di produzione dell'energia frigorifera;
- η_{ms} : coefficiente medio stagionale di prestazione del sistema di produzione dell'energia frigorifera;
- $Q_{C,P}$: energia primaria necessaria al raffrescamento degli ambienti climatizzati, dipendente dalle caratteristiche dell'impianto.

Nel calcolo del fabbisogno energetico per raffrescamento viene applicata la seguente formula:

$$Q_{Cr,k} = Q_{C,nd,k} + Q_{1,e,k} + Q_{1,rg,k} + Q_{1,d,k} + Q_{1,d,s,k} - Q_{rr,k}$$

dove per il mese k-esimo, in [kWh]:

- $Q_{C,nd,k}$ è il fabbisogno ideale dell'edificio, valutato secondo UNI TS 11300-1;
- $Q_{1,e,k}$ sono le perdite per emissione;
- $Q_{1,rg,k}$ sono le perdite totali di regolazione;
- $Q_{1,d,k}$ sono le perdite totali di distribuzione;
- $Q_{1,d,s,k}$ sono le perdite totali dei serbatoi di accumulo inerziale;
- $Q_{rr,k}$ è l'energia termica recuperata.

Partendo da questi dati, la normativa prevede la quantificazione del fabbisogno di energia primaria mediante la seguente espressione:

$$Q_{C,P} = Q_{aux,k}\, f_{p,el} + \sum_{k} \left[\sum_{x} \frac{Q_{Cr,k,x} + Q_{v,k,x}}{\eta_{mm,k,x}} \right] f_{p,x}$$

dove:

- $Q_{aux,k}$: energia elettrica per ausiliare [kWh];
- $Q_{Cr,k,x}$: energia effettiva per raffrescamento [kWh];
- $Q_{v,k,x}$: energia termica dispersa a causa della ventilazione;
- $f_{p,el}$: fattore di conversione da energia elettrica ad energia primaria, stabilito secondo UNI/TS 11300-2;
- $f_{p,x}$: fattore di conversione in energia primaria del vettore energetico utilizzato dal generatore;
- k: indice relativo al mese della stagione di climatizzazione estiva;
- x: indice relativo alle diverse fonti di energia.

4.1.3 Valutazione del contributo di energie rinnovabili per riscaldamento di ambienti e preparazione acqua calda sanitaria

La normativa considera le fonti rinnovabili di energia quali energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica, idraulica, da biomassa, gas da processi di depurazione e biogas, e valuta le loro prestazioni in termini di contributo all'energia dell'edificio in accordo con le norme UNI/TS 11300-4 e UNI EN 15316-4-3.

4.1.4 Solare termico

Il software permette la modellazione di collettori solari caratterizzando i dettagli in maniera precisa, quali ad esempio l'inclinazione γ rispetto al Sud e l'inclinazione β del collettore rispetto alla direzione orizzontale. Scelti questi primi parametri si passa alla scelta del pannello preso da catalogo oppure con caratteristiche create in modalità manuale dal progettista, di conseguenza il numero di collettori. Il programma restituirà in output la produzione di energia in base al contesto climatico selezionato, dunque tale contributo sarà scalato dal fabbisogno termico e di conseguenza permetterà di ottenere un risparmio di energia primaria.

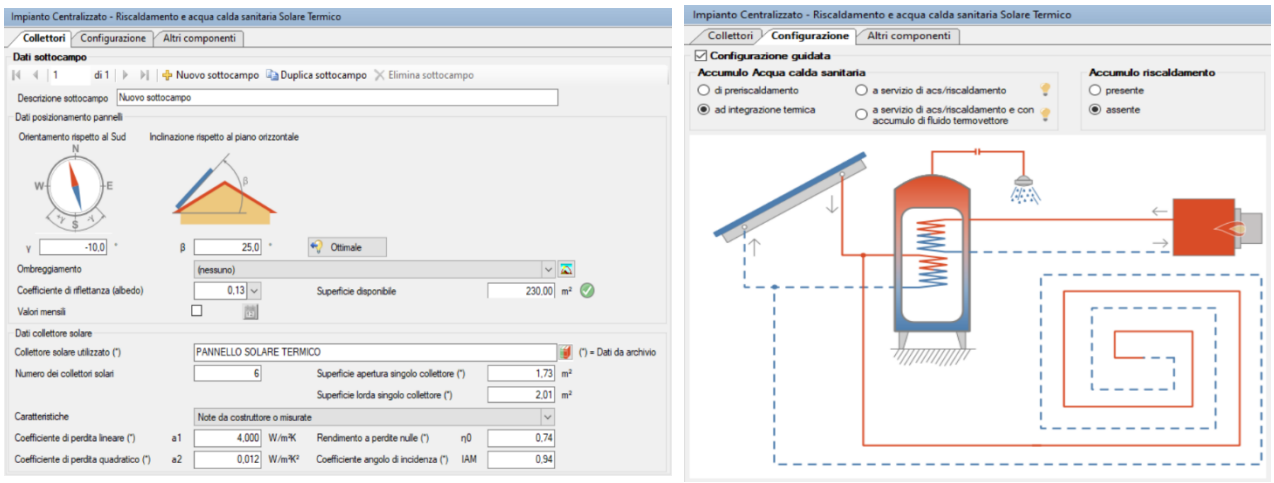


FIGURA 32 - INTERFACCIA GRAFICA DEL SOFTWARE PER L'INSERIMENTO DELLE CARATTERISTICHE DEL SOLARE TERMICO

E' inoltre possibile l'inserimento di un sistema di accumulo termico secondo le modalità di funzionamento dell'intero impianto, attribuendogli ad esempio la funzione di preriscaldamento o di integrazione termica, mettendolo al servizio della sola acqua calda sanitaria, del solo riscaldamento o anche di entrambi.

4.1.5 Fotovoltaico

Così come per il solare termico, è possibile modellare anche i pannelli dell'impianto fotovoltaico specificando nel dettaglio il loro orientamento e potendo ottenere quindi in base all'irradiazione relativa al luogo la producibilità annua e mensile.

É possibile scegliere la tipologia di modulo da catalogo oppure inserendola manualmente e specificandone le caratteristiche e comunicando successivamente il numero di moduli.

Tra le variabili che determinano la producibilità dell'impianto assume particolare importanza l'albedo, ossia la percentuale di energia solare che, dopo aver inciso su superfici circostanti, viene da queste riflessa. Più elevata è la riflettanza, maggiore risulterà la componente riflessa della radiazione globale incidente sui pannelli e maggiore sarà la producibilità dell'impianto.

Edilclima valuta l'efficienza dei moduli mediante la formula:

$$\eta_{mod} = \frac{W_{pv}}{A_{pv}\, I_{ref}}$$

dove:

- W_{pv} : potenza di picco del singolo modulo;
- A_{pv} : superficie utile del singolo modulo;
- I_{ref} : irraggiamento standard (1000 W/m2).

Mediante il modulo EC713 di Edilclima è possibile svolgere una valutazione economica dell'impianto, considerando i costi dell'impianto, importi finanziati, tassi di interesse e di sconto, costi di manutenzione, di assicurazione, dell'inverter. Il programma mostra infine su un grafico Euro-Anni i flussi di cassa progressivo e netto e il VAN (valore attuale netto).

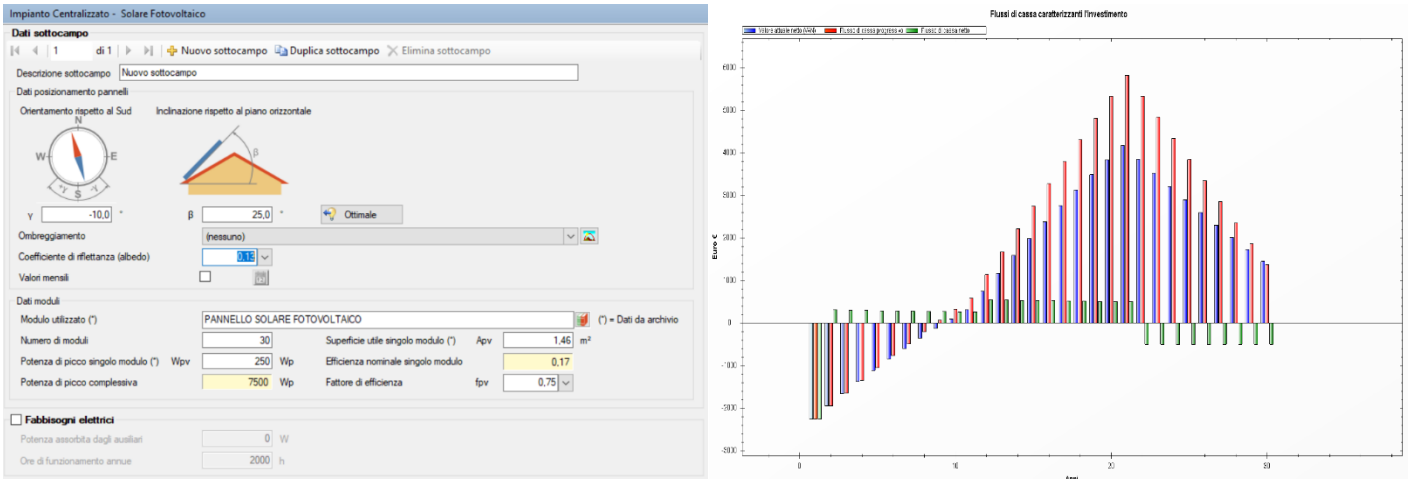


FIGURA 33 - INTERFACCIA GRAFICA DEL SOFTWARE PER L'INSERIMENTO DELLE CARATTERISTICHE DEL SOLARE TERMICO

4.1.6 Ponti termici

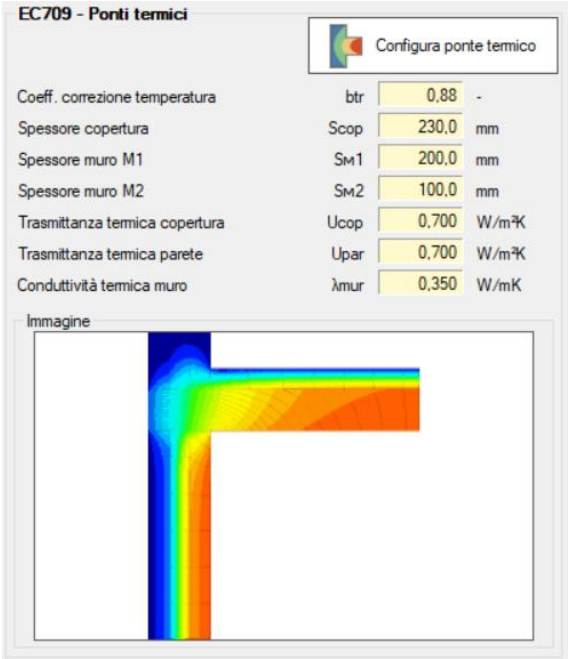
La valutazione del contributo alle dispersioni di calore date dai ponti termici viene valutata mediante un calcolo basato su simulazioni agli elementi finiti determinate tramite la procedura dettagliata prevista dalle norme UNI EN ISO 14683 10211. Il software permette la quantificazione di quasi 250

diverse tipologie di ponti termici al variar dei parametri progettuali restituendo un valore accurato di trasmittanza termica lineica.

Le principali tipologie individuabili sono:

- Ponti termici dovuti a giunzioni tra elementi di involucro esterni (tra parete e copertura, tra parete a balcone, angolo tra pareti);
- Ponti termici tra pareti esterne e solai di interpiano o pareti interne;
- Ponti termici tra pareti esterne e solai rialzati o contro terra;
- Ponti termici dovuti a cambio di geometria o materiale lungo la direzione di flusso termico, come nel caso di pilastri o strutture in acciaio all'interno della muratura;
- Ponti termici tra muratura e telaio degli infissi.

Nella selezione del tipo di ponte termico è necessario comunicare ad Edilclima se la struttura è isolata esternamente, nell'intercapedine, internamente o se ci si trova in presenza di isolamento ripartito o misto (con isolante posto in posizioni differenti).



Oltre ai valori di trasmittanza viene anche calcolato il fattore di temperatura f_{rsi} che permette la valutazione della temperatura superficiale nel locale in corrispondenza del ponte termico. Viene inoltre mostrata un'immagine del ponte termico caratterizzata dalle linee isoterme e di flusso termico.

FIGURA 34 - INTERFACCIA GRAFICA PER LA CONFIGURAZIONE DEI PONTI TERMICI

4.2 CASO STUDIO 1: Riqualificazione energetica villa indipendente

Un primo caso di studio riguarda la riqualificazione energetica di una villa indipendente risalente agli anni 60-70 nei pressi di Rosta, in provincia di Torino. Essa è raffigurata in Figura 35 e si estende

in 252,70 m^2di superficie netta abitabile ed un volume lordo di 892,33 m^3. Comprende un piano terra con camera da letto, due studi, due soggiorni, cucina, corridoio, bagno, disimpegno, guardaroba ed un piano interrato con bagno, taverna, disimpegno e cantina.

Si intende migliorare le prestazioni energetiche della villa riducendo le perdite per trasmissione mediante un cappotto termico, tipologia di isolamento semplice da un punto di vista di installazione e che permette di migliorare significativamente il comfort dei locali interni. Come approfondito in seguito si valuterà anche la convenienza della sostituzione del generatore della centrale termica il quale è al servizio contemporaneo di riscaldamento e acqua calda sanitaria.

Dal momento che l'obiettivo è quello di svolgere i lavori in maniera tale da poter usufruire del Superbonus 110 sarà necessario verificare -oltre a non aver sforato i tetti massimi di spesa relativi a ciascun intervento- l'aumento di due classi energetiche.

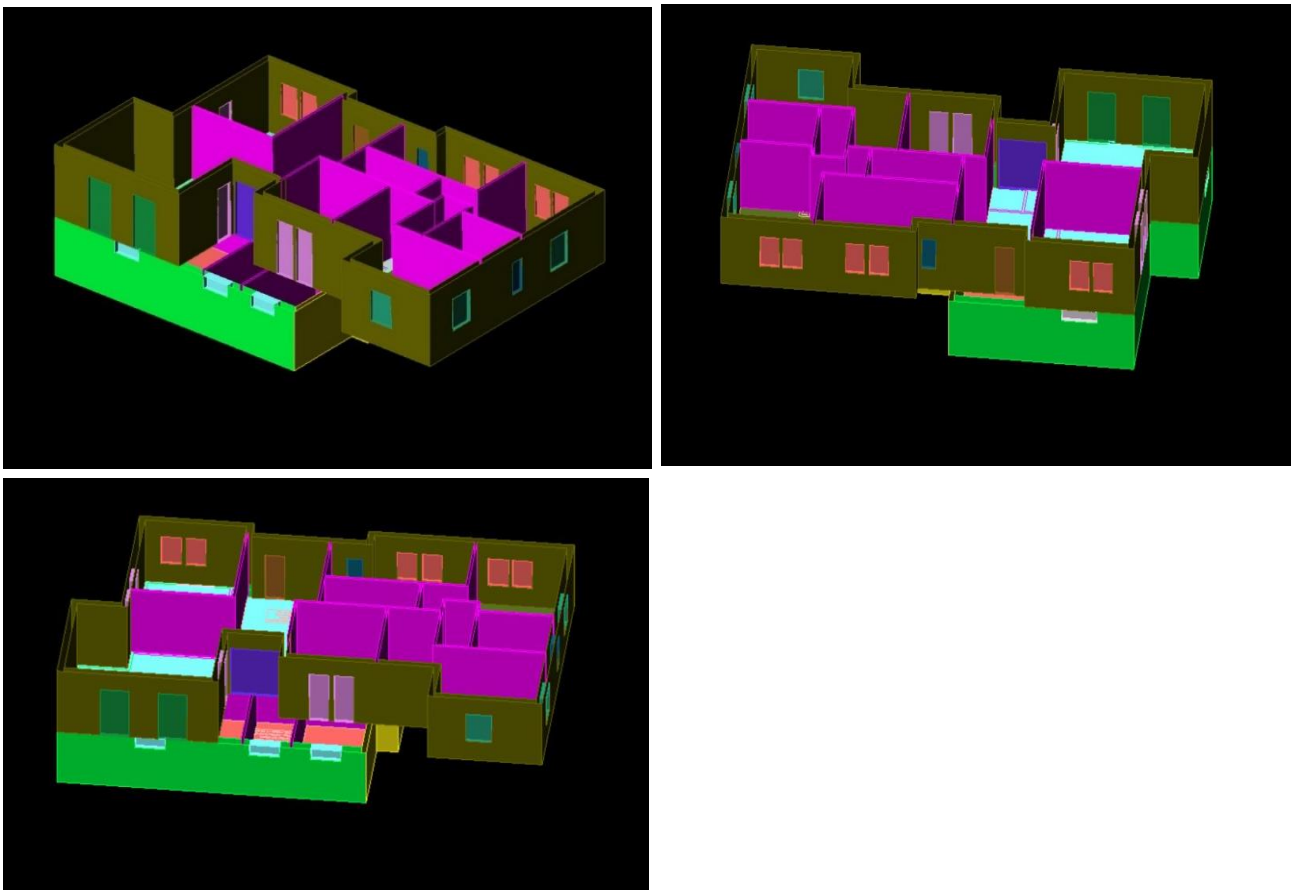


FIGURA 35

Una simile configurazione geometrica e organizzativa può risultare molto dispendiosa in termini energetici e di conseguenza economici: è infatti disperdente sui quattro lati (e come sarà analizzato in seguito, le dispersioni attraverso la muratura sono significative) ed è monofamiliare.

4.2.1 Isolamento esterno - Cappotto termico

I muri perimetrali dell'abitazione sono composti come in Figura 36 e caratteristiche termofisiche in Tab.; privi di qualsiasi isolamento rappresentano un'alta fonte di perdita di calore con conseguente spreco energetico e significative spese per il riscaldamento dei locali interni. Tale stratigrafia, oltre a comportare gli aspetti negativi finora descritti, può significare la presenza di condense e muffe interne provocate dalla bassa temperatura dei muri in quanto l'assenza di un isolante implica l'assenza di un adeguato salto di temperatura all'interno degli strati costituenti il muro. Figura 37 mostra come nel caso di dicembre la temperatura del muro interno arrivi anche a 13,4°C rappresentando uno dei principali fattori di discomfort. Non si è in presenza di condense interstiziali.

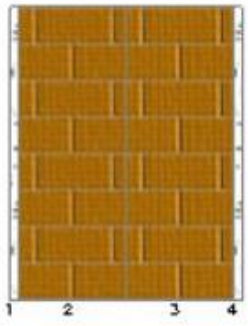


FIGURA 36 - STRATIGRAFIA MURI PERIMETRALI

Numero	Descrizione	Spessore [mm]	Cond. [W/mK]
1	Intonaco di calce e sabbia	10,00	0,800
2	Mattone semipieno	120,00	0,632
3	Mattone semipieno	120,00	0,632
4	Intonaco di cemento e sabbia	10,00	1,000

TABELLA 4

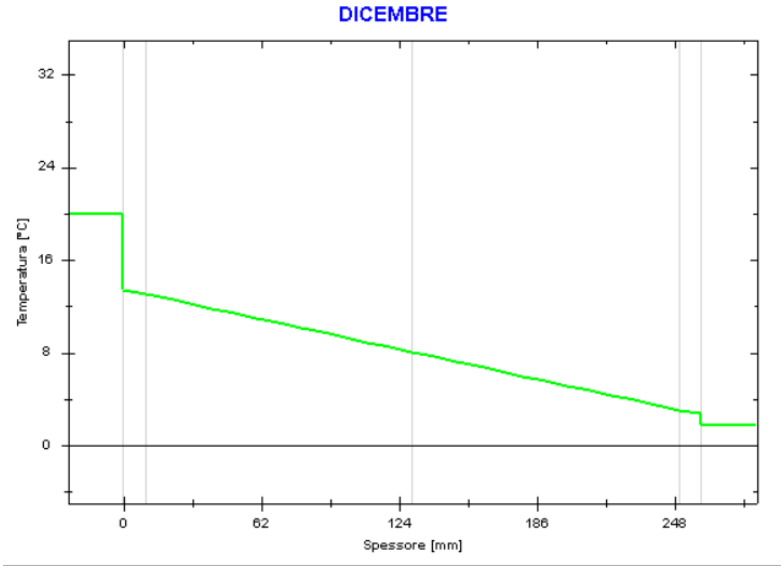


FIGURA 37 - ANDAMENTO TEMPERATURA ALL'INTERNO DEI MURI PERIMETRALI NEL MESE DI DICEMBRE (TOUT= -7,9°C)

Di seguito sono riportate le stratigrafie delle strutture disperdenti verso la soffitta, verso l'autorimessa (entrambi considerati come ambienti non riscaldati a temperatura costante) e verso il terreno; sono elencate le superfici trasparenti e le loro trasmittanze, tutte abbondantemente al di

sopra dei nuovi valori da rispettare a livello nazionale per la sostituzione degli infissi nella zona climatica "E", dove la trasmittanza massima limite è di 1,30 $\frac{W}{m^2K}$.

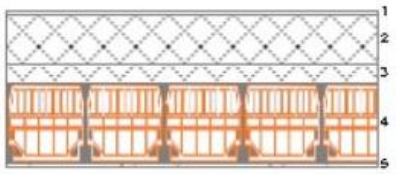


FIGURA 38 - STRATIGRAFIA PAVIMENTO VERSO AUTORIMESSA

Numero	Descrizione	Spessore [mm]	Cond. [W/mK]
1	Piastrelle in ceramica	10,00	1,300
2	Sottofondo di cemento magro	100,00	0,700
3	Massetto ripartitore in calcestruzzo con rete	40,00	1,490
4	Soletta in laterizio	160,00	0,610
5	Intonaco di calce e sabbia	10,00	0,800

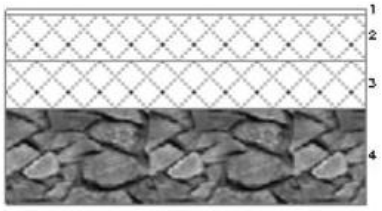


FIGURA 39 - STRATIGRAFIA PAVIMENTO VERSO TERRENO

Numero	Descrizione	Spessore [mm]	Cond. [W/mK]
1	Piastrelle in ceramica	10,00	1,300
2	Sottofondo di cemento magro	100,00	0,700
3	Massetto ripartitore in calcestruzzo con rete	100,00	1,490
4	Ghiaia rossa senza argilla (um. 5%)	200,00	0,610

TABELLA 5

Nel presente studio l'isolamento esterno avviene mediante l'installazione di uno strato di polistirene espanso sinterizzato spesso tredici centimetri e successivamente coperto da un sottile strato di intonaco in maniera tale da lasciare invariata l'estetica della villa. Esso si realizza attraverso fissaggio al muro di tasselli ad espansione e si realizzerà attorno ai muri perimetrali, sotto la soletta che si affaccia sull'autorimessa, attorno alle murature verticali anch'esse confinanti con autorimessa e sulla soletta del sottotetto.

É importante notare l'assenza in questo caso specifico di limitazioni dovute all'estetica in quanto villa indipendente. In molti altri casi -ad esempio le villette a schiera- l'utilizzo del cappotto esterno non è possibile o comunque non applicabile al 100% dei muri perimetrali per via di impedimenti legislativi.

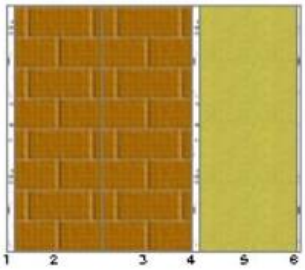


FIGURA 40 - STRATIGRAFIA MURI PERIMETRALI CON CAPPOTTO ESTERNO

Numero	Descrizione	Spessore [mm]	Cond. [W/mK]
1	Intonaco di calce e sabbia	10,00	0,800
2	Mattone semipieno	120,00	0,632
3	Mattone semipieno	120,00	0,632
4	Intonaco di cemento e sabbia	10,00	1,000
5	Polistirene espanso sinterizzato (EPS 150)	100,00	0,034
6	Intonaco plastico per cappotto	6,00	0,300

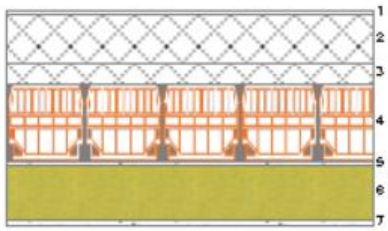


FIGURA 41 – STRATIGRAFIA PAVIMENTO VERSO AUTORIMESSA CON CAPPOTTO TERMICO

Numero	Descrizione	Spessore [mm]	Cond. [W/mK]
1	Piastrelle in ceramica	10,00	1,300
2	Sottofondo di cemento magro	100,00	0,700
3	Massetto ripartitore in calcestruzzo con rete	40,00	1,490
4	Soletta in laterizio	160,00	0,610
5	Intonaco di calce e sabbia	10,00	0,800
6	Polistirene espanso sinterizzato	100,00	0,034
7	Cartongesso in lastre	12,50	0,250

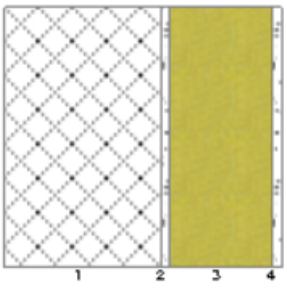


FIGURA 42 - STRATIGRAFIA MURATURA VERTICALE VERSO AUTORIMESSA

Numero	Descrizione	Spessore [mm]	Cond. [W/mK]
1	C.l.s. armato (2% acciaio)	200,00	2,500
2	Intonaco di cemento e sabbia	10,00	1,000
3	Polistirene espanso sinterizzato	100,00	0,034
4	Cartongesso in lastre	12,50	0,250

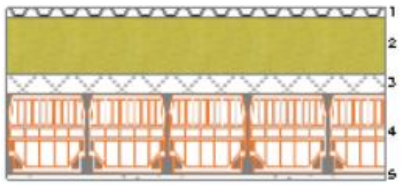


FIGURA 43 - STRATIGRAFIA PAVIMENTO VERSO SOFFITTA NON ABITABILE

Numero	Descrizione	Spessore [mm]	Cond. [W/mK]
1	Celenit N	20,00	0,065
2	Polistirene espanso sinterizzato	100,00	0,034
3	Massetto ripartitore in calcestruzzo con rete	40,00	1,490
4	Soletta in laterizio	160,00	0,610
5	Intonaco di calce e sabbia	10,00	0,800

TABELLA 6

Come indicato in Tabella 7 l'installazione del cappotto diminuisce notevolmente la trasmittanza termica dando luogo ad una drastica riduzione delle dispersioni termiche attraverso l'involucro e migliorando in maniera sostanziale il comfort nei locali interni dal momento che la temperatura dei muri interna si alza e con lei la temperatura media radiante. La caduta maggiore si registra per la trasmittanza periodica, parametro che esprime la capacità di un componente edilizio di attenuare e sfasare nel tempo il flusso termico proveniente dall'esterno che lo attraversa nell'arco delle ventiquattr'ore di una giornata. Bassi valori di tale parametro danno luogo ad una grande capacità dell'edificio di risentire il meno possibile degli agenti esterni quali vento e temperature rigide.

Caratteristiche termiche statiche		
	ANTE	POST
Trasmittanza	$1{,}747\,\frac{W}{m^2K}$	$0{,}225\,\frac{W}{m^2K}$
Spessore totale	$260\ mm$	$396\ mm$
Massa superficiale (con intonaco)	$396\,\frac{kg}{m^2}$	$406\,\frac{kg}{m^2}$
Massa superficiale (senza intonaco)	$362\,\frac{kg}{m^2}$	$365\,\frac{kg}{m^2}$
Caratteristiche termiche dinamiche		
Trasmittanza periodica	$0{,}644\,\frac{W}{m^2K}$	$0{,}028\,\frac{W}{m^2K}$
Fattore di attenuazione	$0{,}389$	$0{,}125$
Sfasamento temporale	$-8{,}065\ h$	$-10{,}904\ h$
Capacità termica areica interna	$66{,}257\,\frac{kJ}{m^2K}$	$58\,\frac{kJ}{m^2K}$

TABELLA 7

Mediante Edilclima è stato inoltre possibile quantificare le energie consumate nei casi con e senza isolamento esterno e operare un calcolo dettagliato della diminuzione percentuale di potenza richiesta all'impianto e conseguentemente dell'energia consumata nella seguente maniera:

$$Diminuzione\ percentuale = \frac{[(Potenza\ caso\ ANTE) - (Potenza\ caso\ POST)}{(Potenza\ caso\ ANTE)} \bullet 100$$

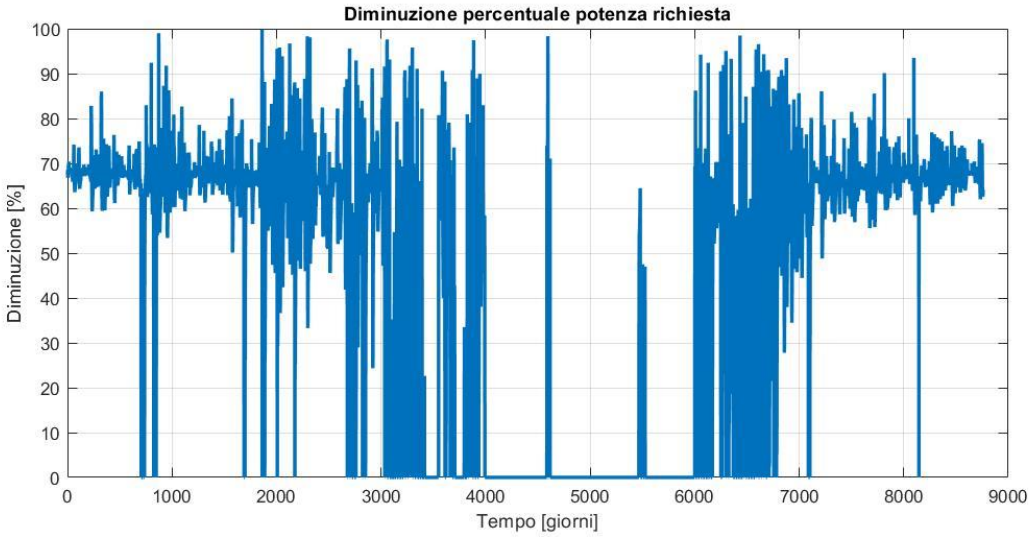


FIGURA 44 - DIMINUZIONE PERCENTUALE DEL CARICO RICHIESTO ALL'IMPIANTO A SEGUITO DELL'INSTALLAZIONE DEL CAPPOTTO TERMICO

Il risparmio si rivela essere davvero consistente durante l'arco dell'anno preso in considerazione, e se si escludono i mesi in cui non viene richiesta energia per il riscaldamento si ha una diminuzione media del 70%. Nel caso di una simile operazione si ha dunque una frenata drastica dei consumi, della dispersione di preziosa energia in ambiente e delle spese dovute al vettore energetico con il quale alimentare il generatore. Si vuole evidenziare inoltre come l'isolamento dall'esterno sia una soluzione ottimale per quanto riguarda la riduzione del contributo dei ponti termici ed una prova lampante si ha sulla riduzione della trasmittanza totale delle finestre. Esse sono lasciate invariate dal momento che godono di buone prestazioni termofisiche, eppure alcune trasmittanze totali (quindi comprensive di ponti termici tra muratura e telaio) sono diminuite notevolmente:

Descrizione finestra	**Situazione ANTE cappotto**	**Situazione POST cappotto**
	Trasmittanza termica totale infisso U_e $[\frac{W}{m^2K}]$	
120x50 piano interrato	1,846	0,710
150x50 piano interrato	1,843	0,707
80x130 piano terra	2,142	1,556
60x130 piano terra	2,182	1,597
105x130 piano terra	2,104	1,518
80x220 piano terra	2,429	2,429
115x220 piano terra	2,356	2,356
200x220 piano terra	2,300	2,300

TABELLA 8

La sua diffusione resta comunque limitata dagli alti costi di acquisto dei materiali e di installazione, ma in presenza di opportune agevolazioni fiscali e con una maggiore presa di coscienza da parte degli utenti finali si avrebbe l'opportunità di limitare in maniera sostanziosa i consumi nel settore residenziale.

4.2.2 Generazione

L'impianto esistente è dotato di un generatore alimentato a biomassa posto a servizio del circuito di riscaldamento e dell'acqua calda sanitaria: si vuole valutare la convenienza in termici energetici ed economici di un'eventuale sostituzione con pompa di calore abbinata ad impianto fotovoltaico. Da un punto di vista energetico e ambientale un generatore a biomassa è una soluzione ideale in quanto alimentato da una fonte energetica rinnovabile, è caratterizzato da alte efficienze e ad emissioni "neutre" dal momento che la CO_2 emessa durante la combustione è circa pari a quella fissata dalla pianta, durante la crescita, mediante il processo di fotosintesi. In questo modo si chiude il ciclo del carbonio, senza emissioni aggiuntive di gas serra in atmosfera.

Nel caso invece di pompa di calore abbinata ad impianto fotovoltaico, da un lato si ha il consumo di energia prodotta in loco e gratuita (per quanto concerne l'approvvigionamento) senza alcuna emissione di sostanze inquinanti, dall'altro quando non si dispone di sufficiente potenza dai pannelli fotovoltaici si acquista energia elettrica in rete: quest'ultima come vettore energetico -per lo meno per un paese in cui la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è predominante- risulta essere più impattante sull'ambiente se si considera il suo intero ciclo di vita. Tuttavia, l'assunzione di tale soluzione può portare a significativi risparmi in bolletta soprattutto in caso di incentivi quali ad esempio Superbonus 110 con cui l'utente finale non paga l'impianto, il progetto e la sua installazione.

Si cerca dunque di quantificare i guadagni sia in termini economici che energetici e di prendere una decisione.

In Tabella 9 sono contenuti i valori di targa dei generatori e dell'impianto fotovoltaico, ed i prezzi di acquisto dei vettori energetici. Per quanto riguarda la biomassa si è preso in considerazione un valore medio reperibile sul mercato così come per il potere calorifico.

Generatore a biomassa		Pompa di calore + fotovoltaico	
Potenza utile	$30\ kW$	Potenza utile pompa di calore	$25{,}5 - 46{,}9\ kW$
Rendimento	$95\ \%$	COP	$1{,}74 - 5{,}40$

PCI	$4600\,\frac{kcal}{kg}$	Potenza installata impianto fotovoltaico	$6\ kW$		
Costo biomassa	$0{,}27\,\frac{€}{kg}$	Costo acquisto elettricità in rete $[\frac{€}{kWh}]$	F1	F2	F3
			0,21	0,15	0,09

TABELLA 9

Si stimano le spese per l'acquisto della biomassa passando attraverso il carico richiesto dall'impianto (il medesimo di quello utilizzato per valutare le spese nel caso di pompa di calore e fotovoltaico), il potere calorifico inferiore e il costo medio della legna sul mercato.

In entrambi i casi si sono trascurate le spese dovute alla manutenzione e agli investimenti iniziali in quanto nel primo caso il generatore è già presente mentre nel secondo le spese sono nulle se si considera l'accesso al Superbonus 110.

In Figura 45 e Tabella 10 vengono mostrati i risultati della simulazione dinamica svolta in ambiente Matlab nella quale si quantifica la spesa annuale ora per ora ipotizzando un impianto operante secondo la logica descritta in Figura 60, che tiene conto delle tre fasce di prezzo dell'energia elettrica ed ipotizzando la presenza di un accumulo elettro-chimico da 6 kWh. Salta subito all'occhio il divario tra spese nel caso di generatore a biomassa e pompa di calore abbinato a fotovoltaico in quanto quest'ultimo è circa la metà. Da un punto di vista prettamente economico si ha quindi una convenienza e un interesse enormi ad operare questo cambio sulla generazione. Se si osserva però la Tabella 10 si nota come una simile operazione vada a ridurre il consumo di energia primaria proveniente da fonti rinnovabili di oltre quindicimila chilowattora annuali e un aumento di energia non rinnovabile di oltre tredicimila chilowattora (la differenza tra energia consumata nei due casi è infatti relativamente poca). Questo da un punto di vista energetico, ambientale e morale risulta non conveniente, pertanto tale sostituzione non avverrà.

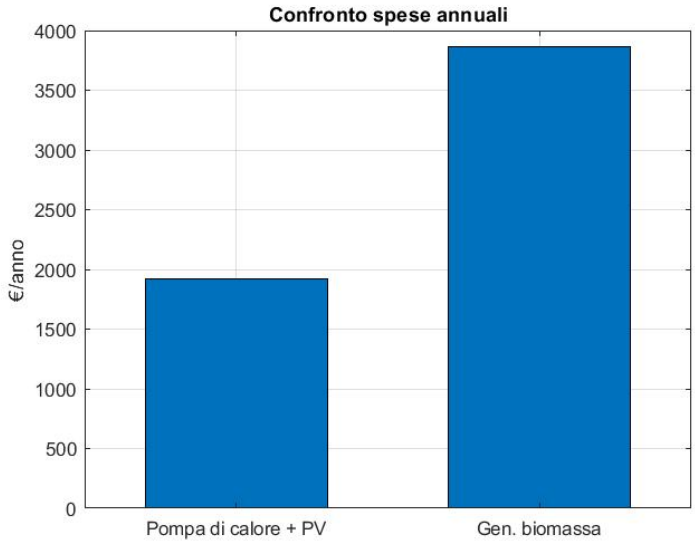


FIGURA 45 - CONFRONTO SPESE ANNUALI NEI CASI DI POMPA DI CALORE + FOTOVOLTAICO E GENERATORE A BIOMASSA

	Servizio	Energia primaria non rinnovabile [kWh]	Energia primaria rinnovabile [kWh]	Energia primaria totale [kWh]
Caldaia a biomassa	Riscaldamento	25951	95154	121106
	Acqua calda sanitaria	1038	3900	4939
	Globale	26990	99055	126045
Pompa di calore + fotovoltaico	Riscaldamento	38746	78918	117664
	Acqua calda sanitaria	1380	3334	4643
	Globale	40054	82253	122306

TABELLA 10

4.3 CASO STUDIO 2: Riqualificazione energetica di un condominio

Il presente caso di studio riguarda la riqualificazione energetica di un condominio risalente agli anni 60/70 sito in Collegno, in provincia di Torino. Esso comprende quattro piani abitabili ed un piano interrato contenente cantine e centrale termica ed è suddiviso in diciannove unità immobiliari, per un totale di $1121{,}02\ m^2$netti abitabili.

Il riscaldamento è centralizzato e avviene ad opera di una caldaia a condensazione mentre la produzione di acqua calda sanitaria è autonoma ed è operata attraverso appositi bollitori elettrici.

L’obiettivo di tale riqualificazione energetica è la diminuzione delle dispersioni termiche attraverso involucro opaco e sostituzione dei vecchi serramenti con altri nuovi che rispettino i limiti di trasmittanza imposti nel 2021 (trasmittanza termica limite per le finestre uguale a $1{,}30\ W/m^2K$ per la zona E nella quale ricade la provincia di Torino). Inoltre il sottotetto non è abitabile e sarà anch’esso isolato a pavimento.

Per quanto riguarda la generazione di calore per riscaldamento degli ambienti non saranno effettuate modifiche, mentre i bollitori elettrici saranno sostituiti da più efficienti pompe di calore le quali saranno alimentate anche da un nuovo impianto fotovoltaico. L’incentivo di cui si andrà ad usufruire è il Superbonus 110 pertanto durante la fase di progetto sarà necessario rimanere entro i budget di spesa massimi relativi ad ogni singolo intervento e far sì che la classe energetica dell’edificio migliori di almeno due posizioni.

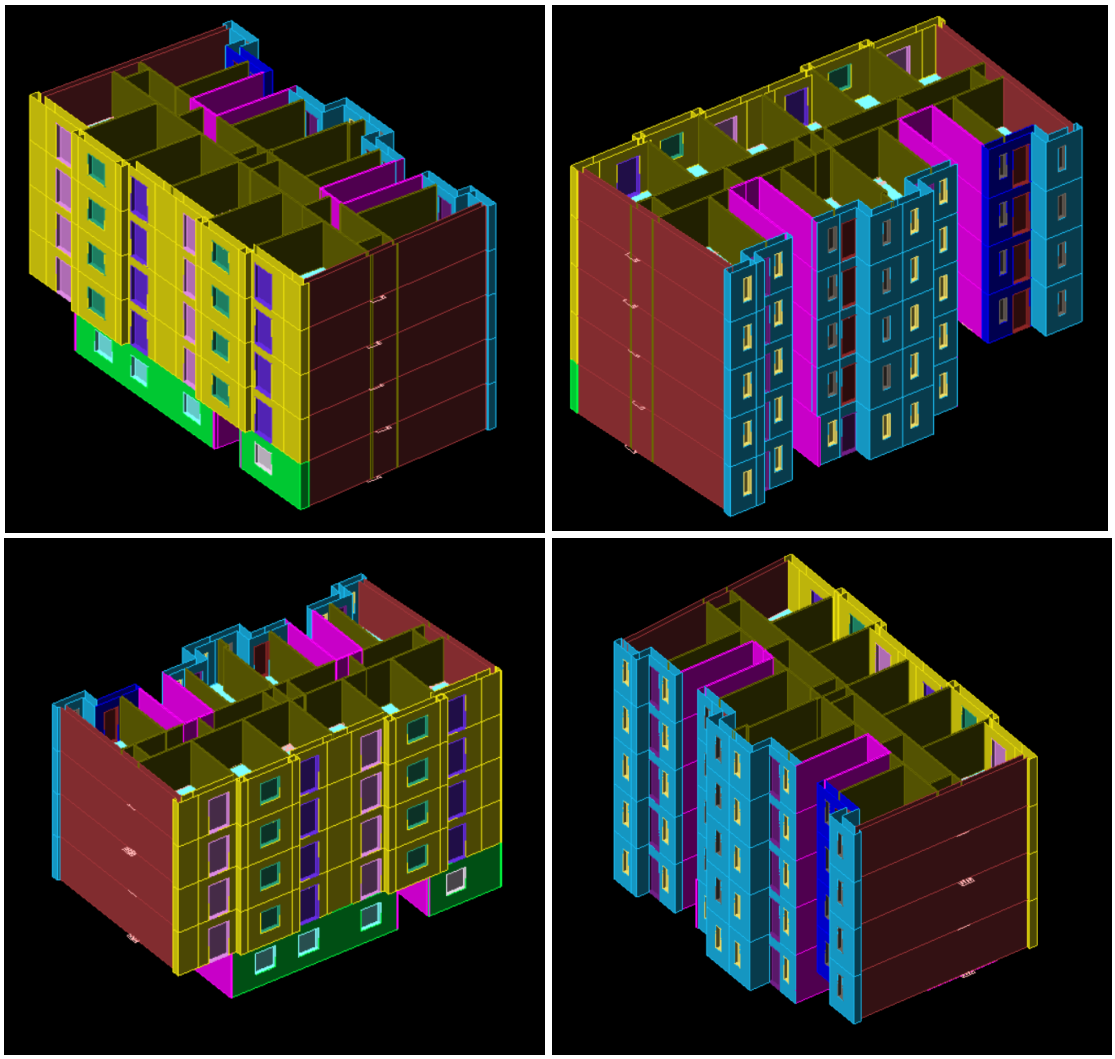


FIGURA 46 - VISTE ASSONOMETRICHE DEL CONDOMINIO SITO IN ROSTA, TORINO

4.3.1 Isolamento esterno: cappotto termico

La muratura che divide i locali interni climatizzati dall'ambiente esterno è composta da due strati di mattoni forati divisi da una spessa intercapedine non ventilata e coperti da due strati di intonaco, a quello esterno sono infine applicate delle piastrelle in clinker per facciata. Privi di qualsiasi strato isolante rappresentano una significativa fonte di dispersioni termiche verso l'ambiente esterno; l'unico elemento che limita le dispersioni è la larga intercapedine.

Si vuole dunque attuare un primo intervento di riqualificazione energetica installando un cappotto termico sulla facciata rivolta verso strada e su quella verso il cortile. Si andrà inoltre ad installare uno strato isolante sul solaio del sottotetto, il quale pur essendo un ambiente non riscaldato è paragonabile all'ambiente esterno in quanto il tetto è costituito di solo laterizio con sporadiche aperture.

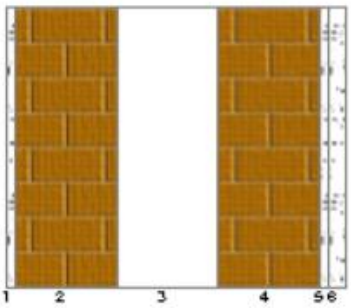


FIGURA 47 - STRATIGRAFIA MURATURA ESTERNA RIVOLTA VERSO STRADA

Numero	Descrizione	Spessore [mm]	Cond. [W/mK]
1	Intonaco di gesso e sabbia	10,00	0,800
2	Mattone forato	120,00	0,387
3	Intercapedine non ventilata	120,00	0,667
4	Mattone forato	120,00	0,387
5	Intonaco di cemento e sabbia	10,00	1,000
6	Piastrelle clinker per facciata	20,00	0,880

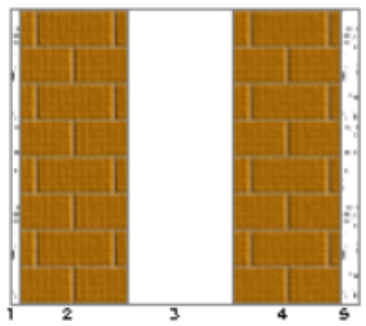


FIGURA 48 - STRATIGRAFIA MURATURA ESTERNA RIVOLTA VERSO CORTILE

Numero	Descrizione	Spessore [mm]	Cond. [W/mK]
1	Intonaco di gesso e sabbia	10,00	0,800
2	Mattone forato	120,00	0,387
3	Intercapedine non ventilata	120,00	0,667
4	Mattone forato	120,00	0,387
5	Intonaco di cemento e sabbia	10,00	1,000

TABELLA 11

Figura 49 mostra gli effetti di diminuzione di potenza richiesta all'impianto nell'arco dell'anno a seguito dell'installazione dei pannelli isolanti. Si registra – se si escludono i mesi in cui l'impianto di riscaldamento viene lasciato spento- una diminuzione percentuale media quasi del quindici percento nei mesi più freddi e del cinquanta percento nei periodi primaverili e autunnali.

Diminuiscono notevolmente le trasmittanze e le trasmittanze termiche periodiche, segno che i cambiamenti di temperatura esterna e gli agenti atmosferici hanno una minore influenza sulle temperature operative e medie radianti dei locali climatizzati con conseguente guadagno in termini di comfort.

Tale soluzione di riqualificazione ha un'alta efficacia ma anche costi notevoli: un'analisi economica volta alla determinazione del rapporto costi/benefici è svolta in seguito.

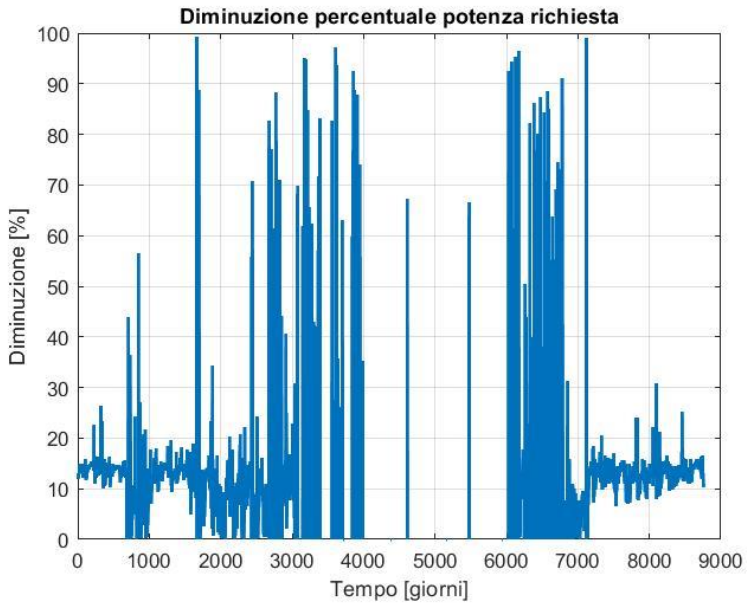


FIGURA 49 - DIMINUZIONE PERCENTUALE POTENZA RICHIESTA ALL'IMPIANTO

Caratteristiche termiche statiche				
	ANTE		POST	
	Muratura verso esterno	Solaio sottotetto	Muratura verso esterno	Solaio sottotetto
Trasmittanza	$0{,}956\ \frac{W}{m^2K}$	$1{,}928\ \frac{W}{m^2K}$	$0{,}204\ \frac{W}{m^2K}$	$0{,}212\ \frac{W}{m^2K}$
Spessore totale	$400\ mm$	$240\ mm$	$536\ mm$	$380\ mm$

Massa superficiale (con intonaco)	$242\ \frac{kg}{m^2}$	$324\ \frac{kg}{m^2}$	$252\ \frac{kg}{m^2}$	$327\ \frac{kg}{m^2}$
Massa superficiale (senza intonaco)	$208\ \frac{kg}{m^2}$	$308\ \frac{kg}{m^2}$	$211\ \frac{kg}{m^2}$	$311\ \frac{kg}{m^2}$
Caratteristiche termiche dinamiche				
Trasmittanza periodica	$0{,}488\ \frac{W}{m^2K}$	$1{,}027\ \frac{W}{m^2K}$	$0{,}024\ \frac{W}{m^2K}$	$0{,}039\ \frac{W}{m^2K}$
Fattore di attenuazione	$0{,}511$	$0{,}533$	$0{,}115$	$0{,}182$
Sfasamento temporale	$-7{,}723\ h$	$-6{,}409\ h$	$-11{,}381\ h$	$-9{,}131\ h$
Capacità termica areica interna	$51{,}842\ \frac{kJ}{m^2K}$	$70{,}451\ \frac{kJ}{m^2K}$	$45{,}724\ \frac{kJ}{m^2K}$	$62{,}774\ \frac{kJ}{m^2K}$

TABELLA 12

4.3.2 Generazione

Per il conseguimento di un'efficace riqualificazione energetica si vuole intervenire anche sulla generazione, nella quale il riscaldamento degli ambienti avviene ad opera di una caldaia a condensazione alimentata a metano e la produzione di acqua calda sanitaria attraverso vecchi boiler elettrici a bassa efficienza.

La caldaia a condensazione gode di alti rendimenti, inoltre nella sua fase di acquisto i residenti hanno già avuto accesso all'Ecobonus, dunque in quanto già defiscalizzata la legge non permette che venga sostituita usufruendo di ulteriori incentivi statali, pertanto la generazione di calore finalizzato al riscaldamento degli ambienti interni rimane invariata.

La produzione di acqua calda sanitaria con bollitori elettrici a bassa efficienza invece offre una significativa opportunità di risparmio energetico in quanto se sostituiti con pompe di calore si lavora su rendimenti nettamente maggiori dunque riducendo la richiesta di elettricità e di conseguenza le bollette. Tale intervento può inoltre essere avvalorato dall'installazione sulla sponda rivolta verso Sud del tetto un impianto fotovoltaico con potenza nominale di 6 kW, potendo farlo ricadere come intervento "trainato" nel Superbonus 110 e quindi con investimento nullo da parte degli utenti finali. Dal calcolo dinamico svolto su Edilclima emerge l'ammontare di risparmio di energia primaria dato solamente dalla sostituzione dei vecchi generatori di acqua calda sanitaria con efficienti pompe di calore alimentate anche da pannelli fotovoltaici connessi alla rete. Il consumo annuo di energia elettrica acquistata dalla rete cala drasticamente quasi annullandosi passando da oltre quarantamila chilowattora a soli centododici. L'impianto fotovoltaico alimenta infatti le pompe di calore quasi totalmente, inoltre si è stimata una produzione annua di energia elettrica non consumata e dunque

venduta in rete di 4719 chilowattora, con un conseguente alleggerimento della -già molto bassa a seguito dell'intervento- bolletta elettrica.

In due appartamenti la produzione di acqua calda sanitaria avveniva ad opera di piccoli generatori alimentati a gas, ora sostituiti con pompe di calore: di qui la leggera diminuzione di consumo di gas. Degna di nota è anche la diminuzione stimata di emissioni annue di CO_2, sia quelle dovute al minor consumo di gas metano che al consumo di energia elettrica, con un ammontare di dieci tonnellate di diossido di carbonio in meno emesso in atmosfera.

	ANTE	**POST**
Generatore di calore per ACS	Bollitore elettrico	Pompa di calore aria-acqua
Rendimento / COP medio	0,75	2,95
Energia primaria non rinnovabile annuale riscaldamento	$237923\ kWh$	$234702\ kWh$
Energia primaria non rinnovabile annuale ACS	$43397\ kWh$	$112\ kWh$
Energia primaria rinnovabile annuale riscaldamento	$867\ kWh$	$1743\ kWh$
Energia primaria rinnovabile annuale ACS	$6198\ kWh$	$2464\ kWh$
Consumo annuo metano	$24146\,\frac{Nm^3}{anno}$	$22451\ \frac{Nm^3}{anno}$
Consumo annuo energia elettrica da rete	$15032\ \frac{kWh_{el}}{anno}$	$251\ \frac{kWh_{el}}{anno}$
Emissioni di CO_2 relative al consumo di metano	$50401\,\frac{kg}{anno}$	$46865\,\frac{kg}{anno}$
Emissioni di CO_2 relative al consumo di elettricità	$6915\,\frac{kg}{anno}$	$116\,\frac{kg}{anno}$

TABELLA 13

Risparmio energetico ed economico sono evidenti dal punto di vista dell'utente finale data la possibilità di usufruire del Superbonus 110 e dunque a costo zero (risparmiando in maniera significativa sull'acquisto di elettricità); tuttavia se si ragiona a livello nazionale vale la pena svolgere un'indagine volta alla determinazione degli indici "costi/benefici" per meglio comprendere

l'efficacia di ogni singolo intervento e poter creare strumenti decisionali per imprenditori e legislatori.

4.4 CASO STUDIO 3

Il presente studio riguarda la riqualificazione energetica di una villa unifamiliare risalente agli anni 80/90 sita in Vinovo, in provincia di Torino, ed estesa su $297{,}45\ m^2$.

Essa comprende un piano terra, un primo piano con mansarda abitabile ed un piano interrato con autorimessa e tavernetta riscaldata. La villa ha superfici disperdenti tra locali climatizzati e ambiente esterno su quattro lati, ma dispone già di un buon livello di isolamento della muratura esterna caratterizzata da una trasmittanza termica di $0{,}267\ \frac{W}{m^2K}$, pertanto l'unico intervento di isolamento termico avverrà sotto la soletta che si affaccia sull'autorimessa.

Nel caso ante riqualificazione il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria sono svolti in maniera combinata da una caldaia a condensazione la quale alimenta un pavimento radiante esteso su tutta superficie calpestabile, tipologia di terminale che com'è risaputo trova il suo perfetto accoppiamento con le pompe di calore dal momento che lavora a basse temperature.

Obiettivo dell'intervento sarà la diminuzione delle dispersioni termiche verso l'ambiente esterno ed un'ottimizzazione nella produzione di calore con inserimento di fonti rinnovabili quali fotovoltaico e solare termico sfruttando l'opportunità offerta dall'ampia sponda a Sud del tetto.

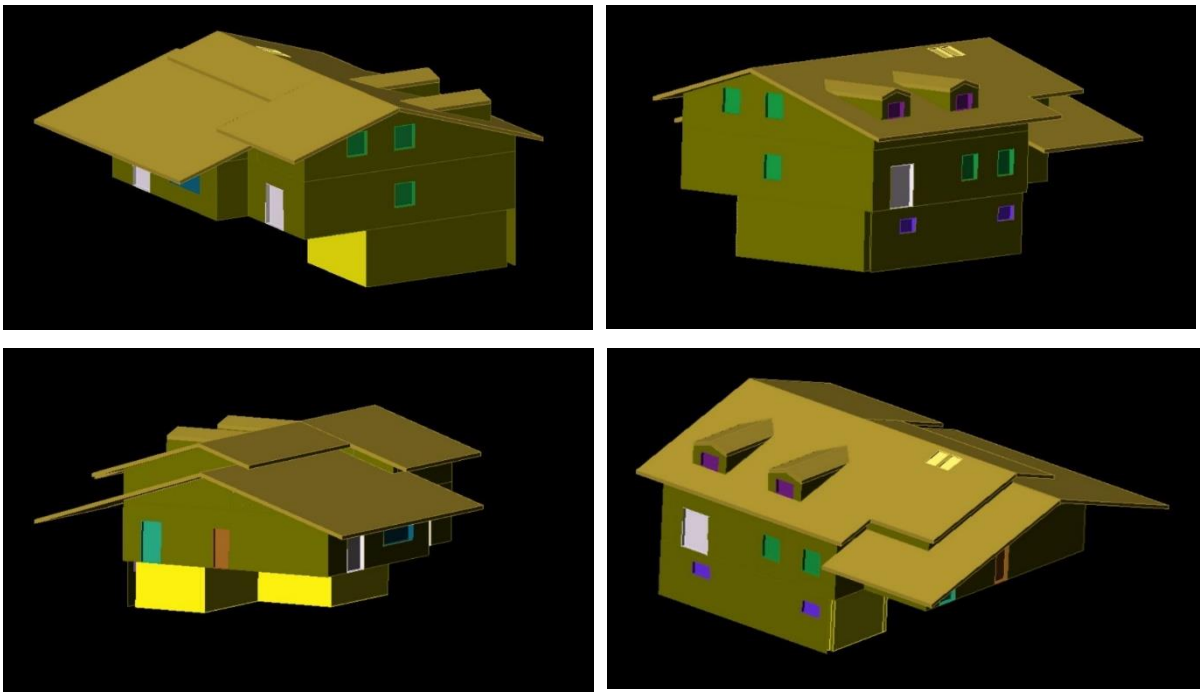


FIGURA 50 - VISTE ASSONOMETRICHE VILLA SITA IN VINOVO, TORINO

4.4.1 Generazione

La produzione attuale di acqua calda per riscaldamento e per usi sanitari avviene tramite una caldaia a condensazione alimentata a metano. Sebbene in generale i rendimenti di tali caldaie siano alti si vuole comunque rendere la generazione più efficiente andando a sostituire il corpo caldaia con una pompa di calore aria-acqua. A questo seguirà in ultima istanza l'inserimento di fonti rinnovabili quali impianto fotovoltaico e solare termico aumentando ulteriormente la decarbonizzazione. L'obiettivo è inoltre quello di accedere al Superbonus 110: sarà necessaria quindi in fase di progetto la verifica del rispetto dei budget massimi previsti e dell'aumento di almeno due classi energetiche dell'edificio totale.

La caldaia preesistente viene sostituita con una nuova pompa di calore caratterizzata da potenza utile regolabile da 23,8 a 40,6 kW e COP da 1,7 a 3,8. Per quanto concerne l'impianto fotovoltaico invece sarà composto con le caratteristiche indicate in Tabella 14.

Modello	SUNPOWER SPR-205-BLK
Orientamento rispetto al Sud	-40,0°
Inclinazione del tetto	33°
Coefficiente di riflettanza (albedo)	0,26
Numero di moduli	30
Superficie utile singolo modulo	1,13 m^2
Efficienza nominale singolo modulo	0,18
Potenza di picco complessiva	6150 W

TABELLA 14

Per quanto riguarda il collettore del solare termico si sfrutterà una parte della sponda del tetto rivolta a Sud, per circa 9,20 m^2. Dal momento che le persone presenti nell'abitazione sono tre con frequentazione fissa ed altre due con frequentazione abituale, e stimando un fabbisogno di cinquanta litri d'acqua calda giornalieri a persona:

$$Fabbisogno\ giornaliero\ ACS = (numero\ persone)\left(\frac{litri}{giorno \cdot persona}\right) =$$

$$5\ persone\ \cdot 50\ \frac{litri}{giorno \cdot persona} = 250\frac{litri}{giorno}$$

Il circuito annesso al collettore termico è composto come in Figura 51. All'uscita del collettore si trova il gruppo sonda e sfiato impianto: i risultati della sonda sono costantemente monitorati dalla centralina la quale in caso di temperature troppo alte e pericolose per le tubazioni e l'accumulo fa aprire lo sfiato in ambiente. L'acqua calda prodotta è mandata all'accumulo termico all'interno del

quale con un sistema di scambiatori di calore scalda l'acqua che verrà in seguito inviata all'utente per usi sanitari. La valvola di ritegno (o di non ritorno) collocata prima dell'accumulo ha la funzione di bloccare l'eventuale circolazione invertita del fluido termovettore che causerebbe un surriscaldamento dei collettori.

In entrata all'accumulo si trova anche una tubazione proveniente dalla centrale termica, incaricata di fornire acqua calda in caso di produzione insufficiente da parte del solare termico, fenomeno rilevato da una sonda installata all'interno dell'accumulo e collegata alla centralina.

Subito prima del prelievo di acqua calda sanitaria si ha una valvola miscelatrice in grado di unire l'acqua calda dall'accumulo a quella fredda proveniente direttamente dall'acquedotto (e dunque bypassante l'accumulo), in maniera tale da regolare la temperatura di mandata.

Sul circuito di ritorno al collettore si trova il gruppo solare di circolazione singolo avente il compito di far circolare regolarmente il fluido termovettore, in questo caso acqua con aggiunta di glicole etilenico per evitare ghiacciamenti invernali. Alla pompa, anch'essa collegata alla centralina, sono collegati infine una valvola di sicurezza tarata a 6 bar la quale in caso di malfunzionamenti della pompa ed innalzamento indesiderato della pressione permette lo sfiato in ambiente evitando danni all'impianto, e un vaso d'espansione di diciotto litri con la funzione di permettere le dilatazioni del fluido termovettore senza avere rotture localizzate.

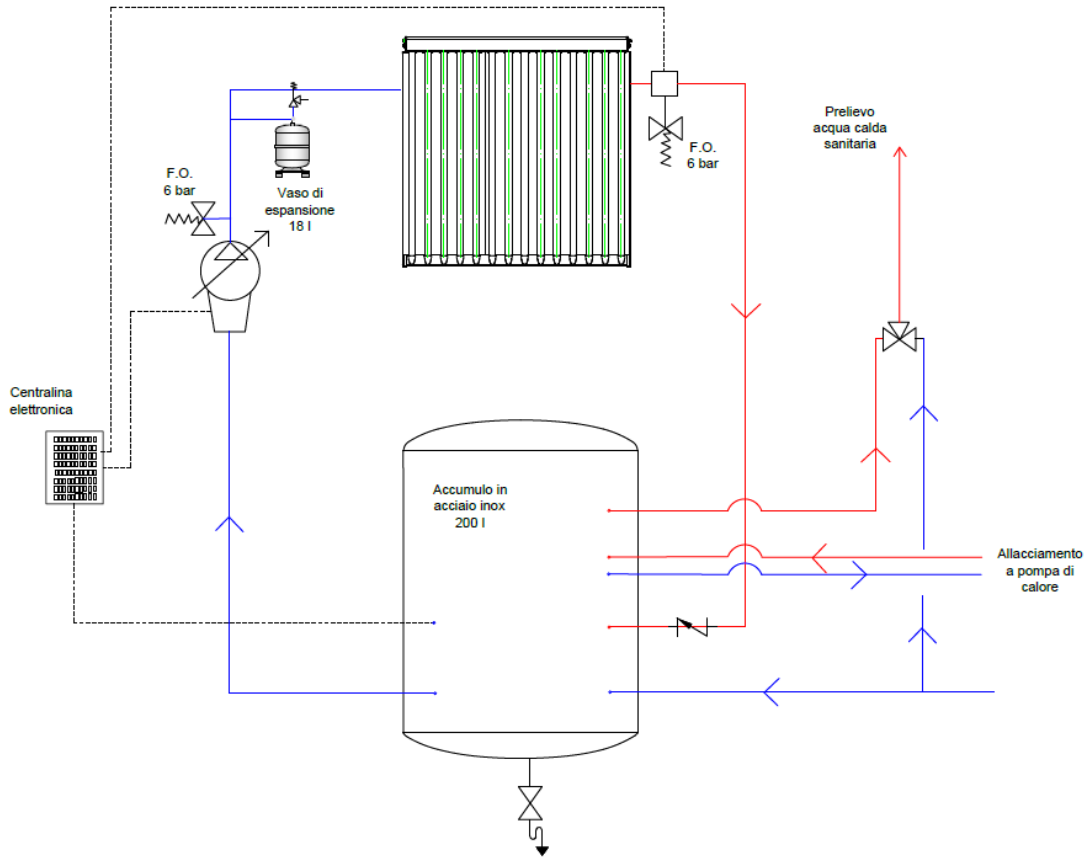
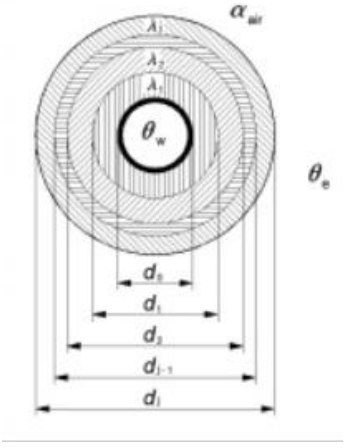


FIGURA 51 - LAYOUT IMPIANTO SOLARE TERMICO

Su Edilclima è possibile stimare la producibilità mensile in accordo con i dati climatici, la quantità e la tipologia di collettori, il modello di accumulo con calcolo analitico delle sue prestazioni (capacità termica e dispersioni dipendenti dalle sue caratteristiche geometriche e dei materiali con i quali è costituito) ed il fabbisogno di acqua calda. Per stimare le perdite che avvengono nella rete di distribuzione, non essendo ancora in possesso di dati precisi si ipotizzano venti metri di tubazione in PVC per usi idrici e sanitari conforme alla UNI EN 1452, con diametro interno di diciotto millimetri ed esterno di ventiquattro. Le tubazioni saranno incassate all'interno di muratura di conduttività $0{,}7\,\frac{W}{mK}$ e coperte da uno strato di isolante spesso cinque millimetri e di conduttività termica di $0{,}042\,\frac{W}{mK}$.



Per quanto riguarda invece i collettori solari saranno installati due pannelli prodotti da Viessmann modello Vitosol 300-TM, Tipo SP3C, con inclinazione di -40° rispetto all'Azimut e 33° rispetto a terra.

Mese	Producibilità netta pannelli [kWh]	Energia richiesta al generatore di calore SENZA contributo del solare termico [kWh]	Energia richiesta al generatore di calore CON contributo del solare termico [kWh]	Percentuale coperta [%]
Gennaio	115	150	265	43,4
Febbraio	169	71	240	70,6
Marzo	265	0	265	100,0
Aprile	257	0	257	100,0
Maggio	265	0	265	100,0
Giugno	257	0	257	100,0
Luglio	265	0	265	100,0
Agosto	265	0	265	100,0
Settembre	257	0	257	100,0
Ottobre	222	43	265	83,7
Novembre	130	127	257	50,7
Dicembre	125	140	265	47,1
Annui	**2592**	**531**	**3122**	**83,0**

TABELLA 15

L'impianto risulta dimensionato in maniera corretta, con una copertura annua di energia per l'acqua calda sanitaria dell'83,0 %, quota significativamente alta. Un dimensionamento mirante ad una copertura totale (100%) del fabbisogno porterebbe infatti ad una configurazione di impianto sovradimensionata con alte probabilità di guasti dovuti alle eccessive temperature sui collettori e nelle tubature del circuito dal momento che un rateo sostanzioso dell'energia prodotta andrebbe scaricato nuovamente in ambiente.

Dal calcolo dinamico svolto su Edilclima risulta un risparmio nei consumi di energia primaria di quasi quattordicimila chilowattora annui per quanto riguarda il riscaldamento, mentre non si registra alcuna diminuzione in quella spesa per la produzione di acqua calda sanitaria. Il vettore energetico non rinnovabile è variato infatti da metano (con fattore di conversione in energia primaria pari a 1,05 fissato nella Tabella 1 del Decreto Requisiti Minimi del 26/06/2015) ad energia elettrica (avente fattore di conversione in energia primaria uguale a 1,95), e questo spiega la stessa quantità di

energia primaria necessaria a fronte di una diminuzione dell'energia termica richiesta. Tuttavia, l'energia spesa per la produzione di acqua calda sanitaria rappresenta una piccola quota di quella totale e se si fa una considerazione globale l'ammontare di energia primaria risparmiata è alto, pertanto si ha l'opportunità di una considerevole riqualificazione energetica.

Nel caso di accesso al Superbonus 110 tale intervento rappresenterebbe, oltre ad un minor consumo di energia primaria, un istantaneo risparmio economico dovuto all'utilizzo di fonti rinnovabili gratuite. Nel caso di assenza di qualsiasi incentivo statale la convenienza dell'intervento dev'essere valutata considerando tutta una serie di fattori quali investimento iniziale, manutenzioni, costo dell'energia elettrica dalla rete e dell'acquisto di metano (nel caso ante intervento), tasso d'interesse annuale, e fare una stima dei tempi di ritorno dell'investimento.

	Servizio	Energia primaria non rinnovabile [kWh]	Energia primaria rinnovabile [kWh]	Energia primaria totale [kWh]
Caldaia a condensazione	Riscaldamento	37660	356	38016
	Acqua calda sanitaria	3525	22	3547
	Globale	41185	378	41562
Pompa di calore + fotovoltaico + solare termico	Riscaldamento	24041	25235	49276
	Acqua calda sanitaria	3560	2155	5715
	Globale	27601	27390	54991

TABELLA 16

4.5 CASO STUDIO 4: Installazione di un micro-cogeneratore

4.5.1 Descrizione sistema

Si vuole valutare l'eventuale installazione di un micro-cogeneratore nella villa relativa al "caso di studio 2" per individuare e quantificare i potenziali vantaggi in termini energetici e stimarne la fattibilità economica.

Il dispositivo scelto è il BlueGen prodotto da Solid Power, un micro-cogeneratore il cui funzionamento si basa sulla produzione elettrica da celle a combustibile di tipo SOFC alimentate dall'idrogeno estratto dal gas metano. Il presente progetto prevede l'installazione dell'unità di microcogenerazione all'interno della centrale termica; la caldaia esistente non sarà rimossa ma integrata nel sistema di produzione -in cascata con il cogeneratore- come generatore ausiliario, con

gestione del tipo master-slave. Grazie alla tecnologia a celle a combustibile esso rappresenta una soluzione facilmente implementabile, caratterizzato da dimensioni ridotte, assenza di rumore dal momento che non si hanno componenti in movimento, e offre la possibilità di telegestione. Il suo collegamento alla rete permette la vendita dell'energia elettrica prodotta in surplus e l'acquisto nei momenti in cui la richiesta sia maggiore della produzione. Il calore generato contemporaneamente alla corrente elettrica viene prelevato da uno scambiatore acqua-acqua e condotto all'accumulo termico, il quale viene servito anche dalla caldaia diventata ausiliaria.

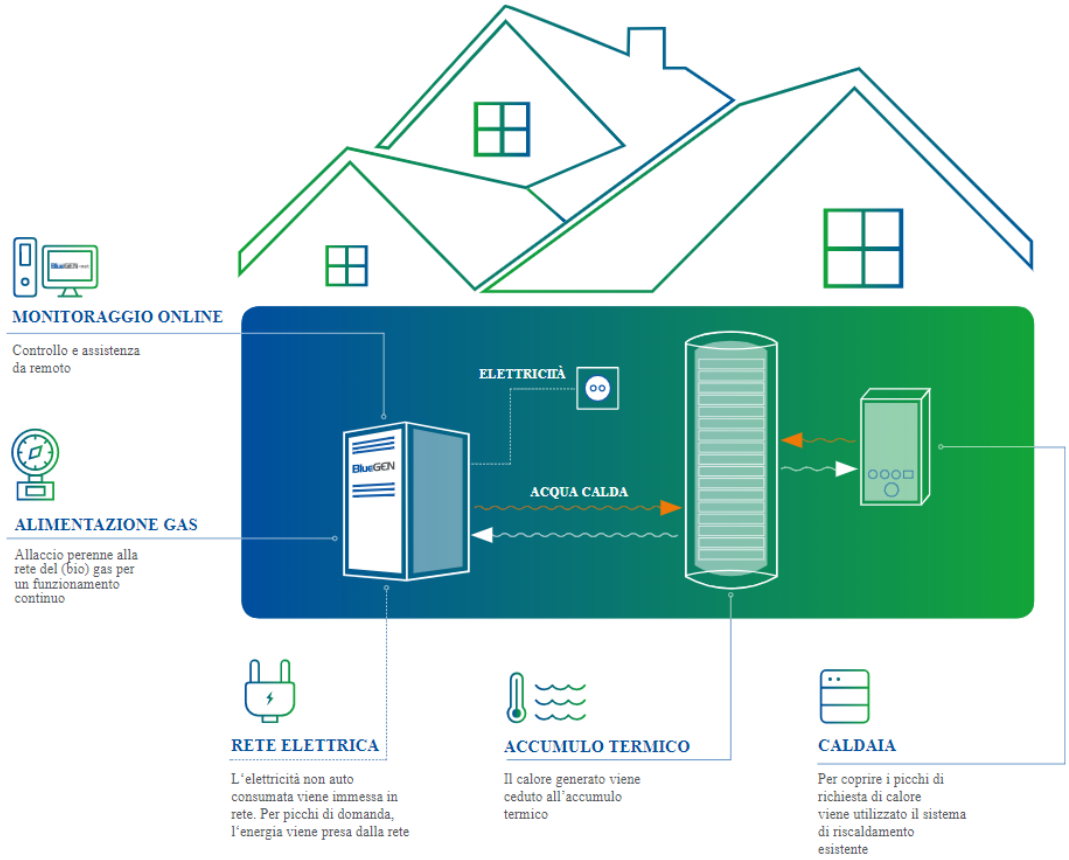


FIGURA 52 - LAYOUT IMPIANTO COMPRENSIVO DI BLUEGEN (FONTE [37])

Di seguito sono elencate alcune delle principali caratteristiche tecniche dell'unità cogenerativa:

Potenza nominale elettrica	$\mathbf{1,3\ kW_{el}}$
Potenza nominale termica	$0{,}75\ kW_{th}$
Efficienza elettrica	Fino a 57 % (riferita a potenza nominale)
Efficienza termica	Fino a 31 % (riferita a potenza nominale)
PES (riferito al potere calorifico inferiore del gas naturale)	38,4 %

TABELLA 17

Si vuole condurre una simulazione del comportamento del dispositivo durante l'attività di un intero anno, monitorando i flussi di energia termica tra unità di cogenerazione, volano termico e caldaia ausiliaria, ed elettrici tra unità cogenerativa e rete elettrica.

Il comportamento dell'organo decisionale, la centralina elettronica, viene ricreato in ambiente Matlab e segue i seguenti criteri:

- L'unità cogenerativa è mantenuta in funzione ventiquattr'ore al giorno, perché come verrà dimostrato in seguito è conveniente da un punto di vista economico ed è la scelta consigliata dal produttore per la sua ottimizzazione;
- L'energia termica prodotta è inviata all'utenza; in caso di non necessità è stoccata all'interno dell'accumulo termico; nei momenti in cui la richiesta termica sia maggiore della produzione (momenti di picco) e l'accumulo termico non sia in grado da solo di soddisfarla, entra in funzione il generatore ausiliario;
- Dal momento che il cogeneratore è sempre in funzione non si opera una produzione in base alle tariffe orarie elettriche, ma si invia a prescindere l'energia prodotta all'utenza e in caso di non necessità viene venduta alla rete nazionale; viceversa, nei momenti di picco l'energia elettrica mancante sarà acquistata dalla rete.

La richiesta termica è stata valutata mediante il software Edilclima; per quanto riguarda quella elettrica è stato ipotizzato un consumo annuo di 10.000 kWh e un profilo orario giornaliero descritto nella come segue:

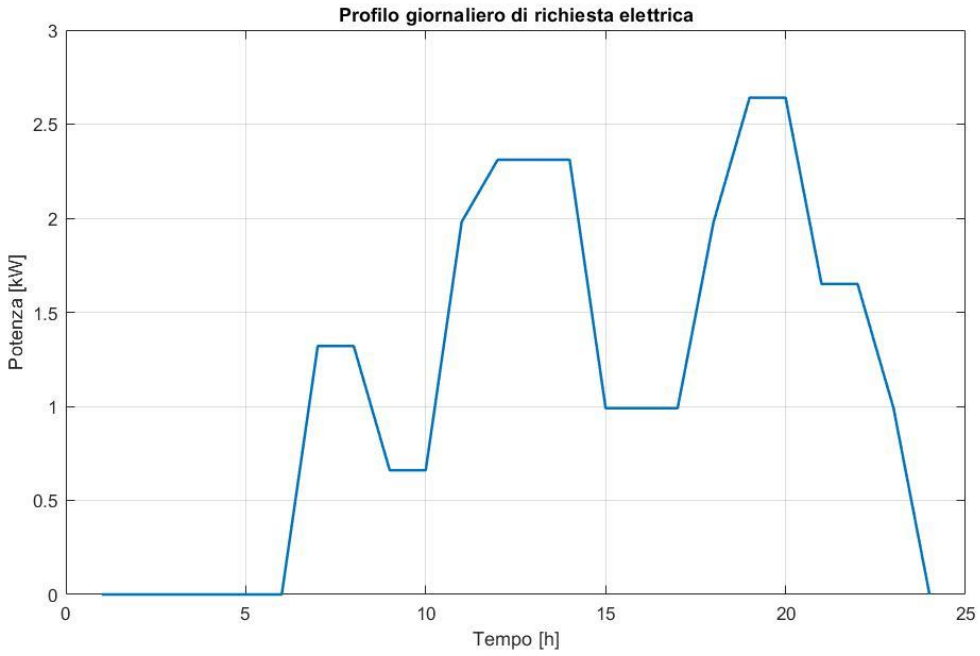


FIGURA 53 - PROFILO GIORNALIERO RICHIESTA ELETTRICA

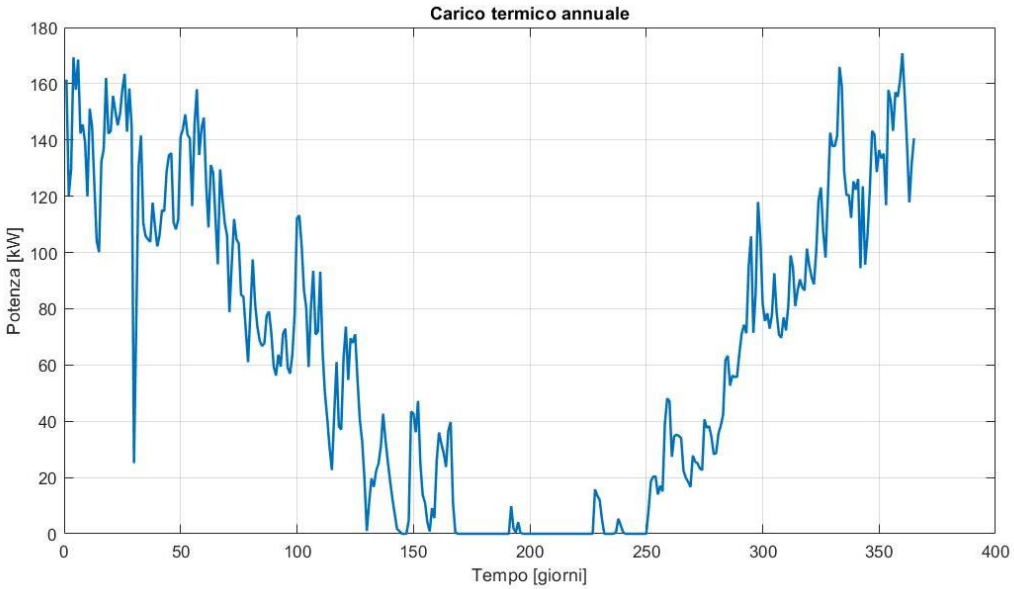


FIGURA 54 - PROFILO ANNUALE RICHIESTA TERMICA

4.5.2 Risultati

Il grafico in Figura 55 mostra l'andamento delle potenze nell'arco di due giornate tipiche nel mese di Gennaio. Come citato in precedenza, il cogeneratore produce energia termica ed elettrica in maniera continua nell'intera giornata. Per quanto riguarda il soddisfacimento del fabbisogno termico, la quota rimanente è coperta dal generatore ausiliario il quale segue la potenza richiesta. É possibile notare come l'accumulo svolga una funziona cruciale nei momenti di picco di domanda, andando a cedere una parte significativa dell'energia stoccata. Senza di esso, infatti, la sola potenza termica prodotta dal BlueGen coprirebbe soltanto una piccola quota della domanda, risultando inefficace.

La richiesta di potenza elettrica viene soddisfatta in maniera efficace dalla produzione dell'unità cogenerativa, dovendo ricorrere alla rete elettrica soltanto nei momenti di picco

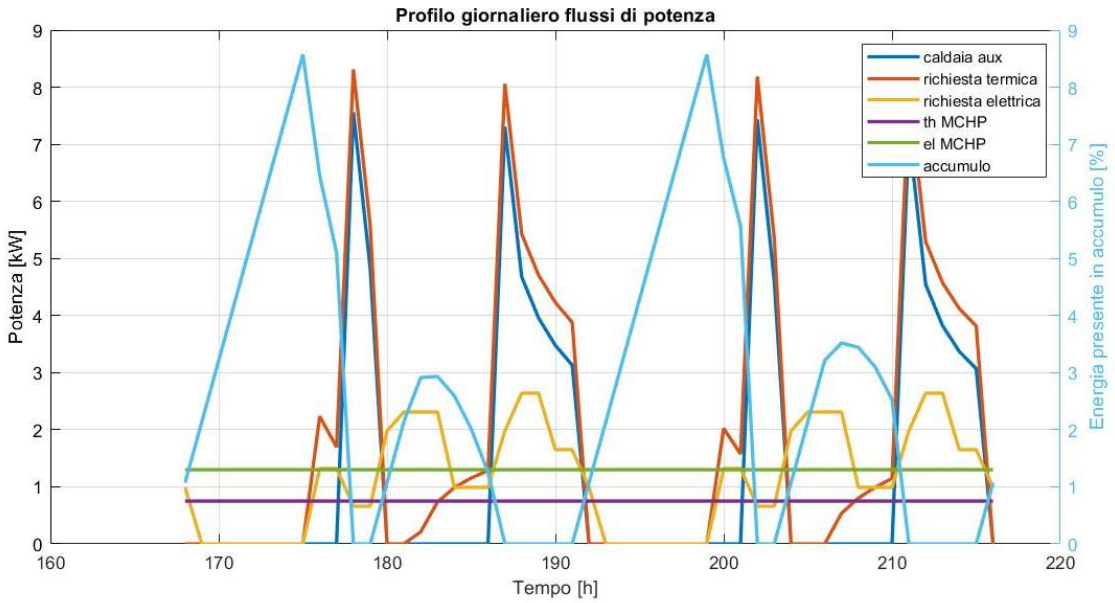


FIGURA 55 - PROFILO GIORNALIERO FLUSSI DI POTENZA

Il micro-cogeneratore preso in considerazione offre la possibilità di essere installato in cascata ad unità analoghe, e si vuole analizzare quale sia la configurazione più adatta. Si è svolta dunque in ambiente Matlab una simulazione per ogni numero di dispositivi, e paragonando costi e profili di potenza si è deciso di installare una sola unità dal momento che con due si otterrebbe un valore di quella elettrica maggiore di quelli di picco; inoltre, come mostra il grafico in Figura 56, con due unità si avrebbe il totale annullamento della quantità di energia acquistata in rete, ma ciò esula dagli obiettivi dell'intervento dal momento che si avrebbe un costo d'investimento quasi raddoppiato.

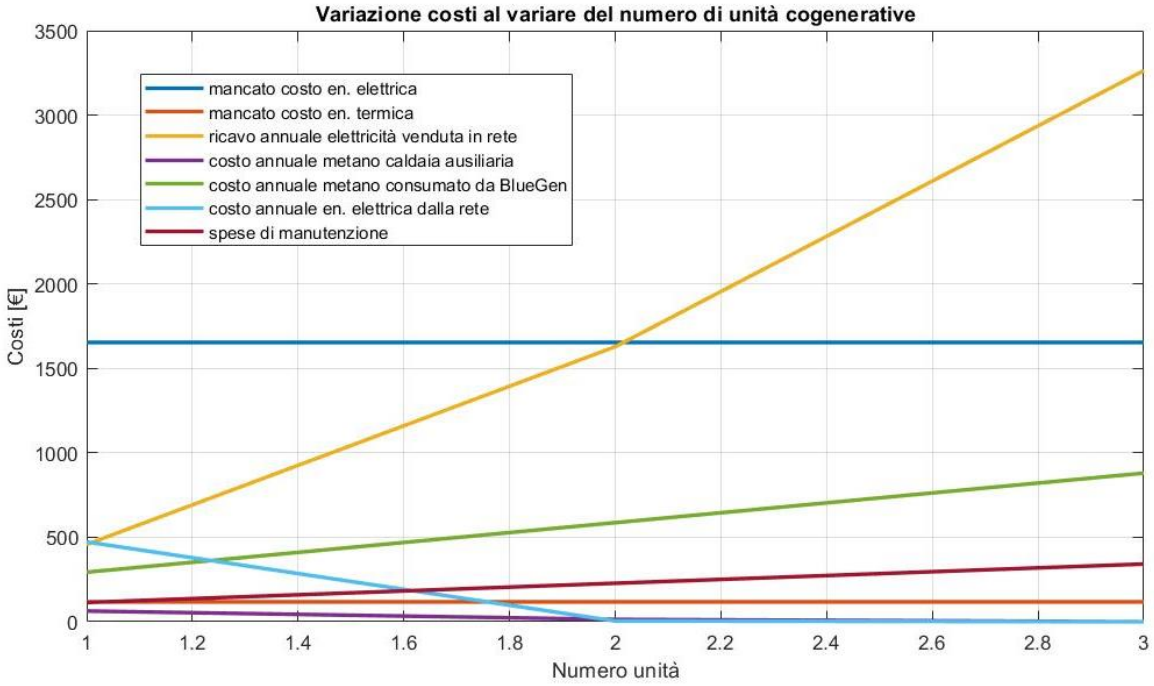


FIGURA 56 - VARIAZIONE DEI COSTI AL VARIARE DEL NUMERO DI UNITA' COGENERATIVE

Infine, per valutare la convenienza e la fattibilità dell'intervento si andrà a stimare il tempo di ritorno dell'investimento nel modo seguente:

$$SPB = \frac{Investimento}{Margine\ operativo\ lordo}$$

Il costo di investimento, in assenza di precise informazioni è stato assunto in maniera conservativa pari a 15.000 €, di cui circa 10.000 € per l'unità di micro-cogenerazione (prezzo medio sul mercato) e circa 5.000 € di installazione e manodopera. Il margine operativo lordo è espresso invece come differenza tra flussi di cassa entranti e uscenti.

Per quanto riguarda quelli in entrata si è considerato:

- mancato costo di acquisto dell'energia elettrica nel caso di produzione separata;
- mancato costo di acquisto dell'energia termica nel caso di produzione separata;
- ricavi relativi alla vendita dell'energia elettrica prodotta in surplus dal micro-cogeneratore.

Per quanto riguarda i flussi di cassa in uscita si è considerato invece:

- costo del metano finalizzato all'alimentazione dell'unità cogenerativa;
- costo del metano finalizzato all'alimentazione della caldaia ausiliaria;
- costo dell'energia elettrica dalla rete nei momenti di picco;
- costi di manutenzione, assunti pari a 10 € per ogni MW di elettricità prodotta.

Con le assunzioni fatte, il tempo di ritorno dell'investimento è stimato a:

- 11,66 anni in assenza di ogni incentivo statale;
- 4,08 anni nel caso in cui si abbia accesso all'Ecobonus 65%, il quale prevede una detrazione fiscale del 65% della spesa d'investimento;
- 0 anni nel caso di accesso al Superbonus 110, dunque con soli vantaggi a livello energetico, ambientale ed economico per l'utenza finale.

Tali tempistiche di ritorno d'investimento risultano altamente interessanti e convenienti da parte del cliente finale, la quale avrà un corposo guadagno economico nell'intera vita utile dell'impianto. Si vuole sottolineare che simili soluzioni sono maggiormente indicate per utenze facenti largo utilizzo dell'energia elettrica per soddisfare i propri bisogni.

5 Considerazioni economiche

A seguito degli interventi di efficientamento energetico, si vuole valutare l'efficacia di ogni singolo investimento, in maniera tale da comprendere -nonostante il ristretto numero di casi- a quali dare

la priorità in una zona climatica come quella di Torino e nella tipologia di edificio analizzata. La presente considerazione sarà discussa attraverso due indici che descrivano il rapporto costi-benefici:

- Il rapporto tra costo di investimento di un determinato intervento ed il suo risparmio energetico generato, valutato in termini di energia primaria: tale indice fornisce un'idea dell'effetto immediato che si ottiene, ma non tiene conto della durata dei prodotti installati;
- Il rapporto tra costi di investimento e risparmio energetico valutato sull'intera vita utile dell'impianto o dell'installazione: tale valore aiuta a comprendere la reale efficacia dell'efficientamento, ma non è rappresentativo del suo potenziale da un punto di vista economico e finanziario (il costo di ogni componente sarà valutato tenendo conto il numero dei suoi ricambi nel periodo considerato);

I prezzi di ogni singolo componente sono stati reperiti sul Prezziario DEI, ed i diversi risparmi energetici sono stati comparati fra loro convertendoli in energia primaria non rinnovabile mediante i fattori di conversione specificati dal Decreto interministeriale 26 giugno 2015 – "Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici".

Le tabelle seguenti racchiudono i costi considerati:

CASO STUDIO 1: Installazione di cappotto termico su superfici disperdenti dell'edificio

Tipologia di parete	**[€/m2] (riferito a 50 mm di spessore)**	**[€/m2] per ogni cm in più di spessore**	**[€/m2]**	**[m2]**	**PREZZO [€]**	**Durata [anni]**	**Numero ricambi**	**Prezzo durante vita componente [€]**
MURATURA VERTICALE	71.17	2.17	86.36	179.19	15474.84	50	1	15474.85
PAVIMENTO SOTTOTETTO	14.91	3.49	32.36	42.97	1390.50	50	1	1390.50
PARETI AUTORIMESSA	32.29	2.83	52.1	176.6	9200.86	50	1	9200.86
TOTALE (maggiorato del 10% per tener conto dei ritagli di materiale)					**28672.84**	**COSTO NELLA DURATA TOTALE**		**28672.84**
ENERGIA ANNUA PRIMARIA NON RINNOVABILE RISPARMIATA [kWh]					**14214.00**	**ENERGIA TOTALE RISPARMIATA**		**710700.00**

RAPPORTO COSTI/BENEFICI ANNUI [€/kWh risparmiato]	**2.02**	**RAPPORTO COSTI/BENEFICI TOTALI [€/kWh risparmiato]**	**0.040345**

TABELLA 18

CASO STUDIO 1: Sostituzione della caldaia tradizionale a gas con pompa di calore

	Prezzo/unità [€/unità]	**Quantità**	**Prezzo [€]**	**Durata [anni]**	**Numero ricambi**	**Prezzo durante vita componente [€]**
refrigeratore e pompa di calore senza kit idronico (accumulo ed elettropompe): resa frigorifera 16,5 kW, assorbimento elettrico 4,88 kW; resa termica 17,3 kW, assorbimento elettrico 4,9 Kw	6375.47	1	6375.47	20.00	1.00	6375.47
Bollitore modulare, verticale, completamente in acciaio inox AISI 316, per produzione di acqua calda sanitaria, T massima di accumulo 95 °C, corredato di termostato e termometro, completamente coibentato, classe energetica C secondo direttiva ErP, in opera: con scambiatore spiroidale fisso, della capacità di 500 litri	2885.35	1	2885.35	20.00	1.00	2885.35
Circolatore ad alta efficienza (EEI <0,20) regolata elettronicamente a rotore bagnato con attacco filettato, corpo in ghisa grigia, motore a rotore bagnato a tre velocità, alimentazione elettrica monofase o trifase, 2800 giri/min, idoneo per impianti di riscaldamento e condizionamento (temperatura liquido +2 °C ÷ +110 °C) pressione di esercizio 10 bar, grado di protezione IP 44, classe di isolamento F, compresi accessori di montaggio, escluso il collegamento elettrico: interasse 130 mm, Ø attacchi 1",	464.92	1	464.92	10.00	2.00	929.84

portata 0 ÷ 3,5 m3/h, prevalenza 1÷ 6 m						
Gruppo di riempimento completo di valvola di ritegno, filtro in acciaio inox, vite di spurgo e due valvole d'intercettazione: calotta in ottone con manometro a quadrante attacco radiale da 0-4 bar	94.43	1	94.43	10.00	2.00	188.86
Vaso di espansione in acciaio saldato, per utilizzo acqua con soluzioni glicolate, pressione massima di esercizio 6 bar, precarica 1,5 bar, campo di temperatura sistema - 10 ÷ 120 °C; campo di temperatura membrana -10 ÷ 70 °C, della capacità di 35 litri	93.02	1	93.02	8.00	2.50	232.55
Vaso di espansione in acciaio con membrana atossica conforme al D.M. 06/04/2004, per utilizzo acqua senza soluzioni glicoliche, pressione massima di esercizio 10 bar, precarica 1,5 bar, temperatura massima 99 °C, della capacità di: 18 l, attacco 3/4"	124.71	1	124.71	8.00	2.50	311.78
Valvola di sicurezza a membrana, taratura 2,5 - 3,5 - 4 - 6 - 7 - 8 bar con attacco MF, Ø 1/2" × 1/2"	80.76	1	80.76	5.00	4.00	323.04
Imbuto per scarico a vista con curva orientabile: Ø 1/2"	50.38	1	50.38	10.00	2.00	100.76
Termometro con attacco radiale e scala graduata di temperatura 0 ÷ 120 °C, Ø del quadrante 80 mm, attacco posteriore 1/2" M, conforme INAIL, in opera escluso collegamento elettrico	52.36	5	261.80	15.00	1.33	349.07

Manometro con quadrante del Ø di 80 mm, conforme INAIL, completo di riccio di isolamento, rubinetto portamanometro con flangia di controllo, in opera su tubazione predisposta: radiale: 80 mm, attacco 3/8"	50.84	2	101.68	15.00	1.33	135.57
Tubo in acciaio senza saldatura a norma UNI EN 10255, grezzo, processo di lavorazione FM, filettabile, per impianti idrotermosanitari; in opera entro cavedi o in traccia o su staffaggi, comprese le giunzioni e i tagli a misura. Esclusi i pezzi speciali (valvole, saracinesche, giunti di dilatazione, ecc.); la verniciatura, le opere provvisionali e le staffe di sostegno: Ø 1"1/4, spessore 2,9 mm, peso 2,82 kg/m	7.25	90	652.50	20.00	1.00	652.50
Guaina in elastomero espanso a celle chiuse, classe 1 di resistenza al fuoco, per temperature massime comprese tra -45 °C e +105 °C coefficiente di conduttività λ alla temperatura media di 0 °C pari a 0,036 W/mK, fattore di resistenza al vapore acqueo μ ≥ 7.000: spessore mm 9: Ø esterno tubo 35 mm	14.18	30	425.40	10.00	2.00	850.80
Tubo multistrato costituito da polietilene reticolato interno ed esterno con interposto uno strato di alluminio, in opera per impianti sanitari e di riscaldamento, conduttività termica pari a 0,43 W/mK, impermeabile all'ossigeno, dei seguenti diametri e spessori: 26 mm × 3,0 mm	13.60	30	408.00	20.00	1.00	408.00
Valvole di intercettazione di bronzo a sede inclinata, adatte per tubi di acciaio inox a parete sottile e tubi di rame secondo UNI EN 1057, conformi al DM 174-04, del tipo a flusso libero, per impianti idrico sanitari secondo UNI 9182:2014	133.51	1	133.51	20.00	1.00	133.51

Saracinesca con corpo in ottone in ottone e volantino in lamiera zincata PN 16	17.70	2	35.40	20.00	1.00	35.40
Miscelatore termostatico regolabile con corpo in ottone cromato, campo di regolazione 40 ÷ 60 °C, attacchi filettati dei seguenti diametri: 3/4", kVs 1,8 m3 /h	187.77	1	187.77	20.00	1.00	187.77
Contatore d'acqua fredda a lettura diretta, del tipo a quadrante bagnato: ***Ø 3/4"***	61.82	1	61.82	10.00	2.00	123.64
Valvola a sfera in ottone cromato, con maniglia a leva rossa, attacchi filettati, passaggio ***standard: Ø 1"1/4***	20.93	6	125.58	15.00	1.33	167.44
Filtro raccoglitore d'impurità del tipo a Y, PN 16, realizzato in ghisa grigia GG-25, con cestello in acciaio inox, attacchi flangiati in opera completo di controflange, bulloni e guarnizioni, dei seguenti diametri: 40 mm	141.13	1	141.13	15.00	1.33	188.17
Defangatore con magnete in acciaio verniciato con polveri epossidiche, coibentato, campo di temperatura 0 ÷ 110 °C, PN 10, con attacchi flangiati, in opera completo di controflange, bulloni e guarinizioni, dei seguenti diametri: Ø nominale 50 mm	1007.79	1	1007.79	15.00	1.33	1343.72
Separatore idraulico in acciaio verniciato con polveri epossidiche, campo di temperatura 0 ÷ 110 °C, pressione massima d'esercizio 10 bar, con valvola sfogo aria, valvola di scarico: coibentato con PE-X espanso a celle chiuse, con n. 4 attacchi filettati: Ø 1" 1/4	395.20	1	395.20	15.00	1.33	526.93
Disareatore con corpo in ottone, attacchi filettati e scarico PN 10, dei seguenti	150.17	2	300.34	20.00	1.00	300.34

diametri: 3/4"						
Rubinetto di erogazione in ottone cromato con maniglia a farfalla, fornito e posto in opera completo di portagomma, attacco M, con esclusione delle opere murarie: Ø 1/2"	22.76	2	45.52	20.00	1.00	45.52
Rimozione di caldaia in ghisa, compreso ogni onere per il taglio e la chiusura delle tubazioni di adduzione e scarico, della potenzialità di: 16,3 ÷ 30 Kw	72.03	1	72.03	1.00	20.00	1440.60
Trasporto a discarica controllata secondo il DLgs 13 gennaio 2003, n. 36 dei materiali di risulta provenienti da demolizioni, previa caratterizzazione di base ai sensi del DM 27 settembre 2010, con autocarro di portata fino a 50 q, compresi carico, viaggio di andata e ritorno e scarico con esclusione degli oneri di discarica	48.78	1	48.78	1.00	20.00	975.60
Tiro in alto o calo in basso di materiali di risulta a mezzo di elevatore meccanico compreso l'onere di carico e scarico dei materiali: valutazione a volume	34.47	1	34.47	1.00	20.00	689.40
Dosatore idrodinamico di polifosfato in polvere o cilindretti preconfezionati ad uso potabile, testa a ghiera in ottone cromato, vaso trasparente infrangibile, attacchi in linea da: 3/4", portata 2,5 m3 /h	96.60	1	96.60	1.00	20.00	1932.00
Protettivo filmante a base amminica antincrostante anticorrosivo per impianti di riscaldamento e/o condizionamento a circuito chiuso, in confezioni da 25 kg	233.60	1	233.60	1.00	20.00	4672.00
Protettivo per circuiti di acqua calda sanitaria, composto da una miscela di polifosfati liquidi, in confezioni da 25 kg	164.80	1	164.80	1.00	20.00	3296.00

TOTALE [€]	**15102.76**	**COSTO NELLA DURATA TOTALE [€]**	29801.63
ENERGIA ANNUA PRIMARIA NON RINNOVABILE RISPARMIATA [kWh]	**46079.00**	**ENERGIA TOTALE RISPARMIATA [kWh]**	921580.00
RAPPORTO COSTI/BENEFICI [€/kWh risparmiato]	**0.33**	**RAPPORTO COSTI/BENEFICI TOTALI [€/kWh risparmiato]**	0.0323

TABELLA 19

CASO STUDIO 2: Installazione di cappotto termico

	[€/m2] (riferito a 50 mm di spessore)	**[€/m2] per ogni cm in più di spessore**	**Prezzo unitario [€/m2]**	**Area [m2]**	**Prezzo [€]**	**Durata [anni]**	**Numero ricambi**	**Prezzo durante vita componente [€]**
MURATURA VERTICALE ESTERNA VERSO STRADA	71.17	2.17	86.36	246.02	21246.3	50	1	21246.28
MURATURA VERTICALE ESTERNA VERSO CORTILE	71.17	2.17	86.36	299.91	25900.2	50	1	25900.22
TOTALE SPESA (maggiorato del 10% per tener conto dei ritagli di materiale) [€]					**44789.19**	**COSTO NELLA DURATA TOTALE [€]**		44789.18
ENERGIA ANNUA PRIMARIA NON RINNOVABILE RISPARMIATA [kWh]					**155383.00**	**ENERGIA TOTALE RISPARMIATA [kWh]**		7769150.00
RAPPORTO COSTI/BENEFICI [€/kWh risparmiato]					**0.29**	**RAPPORTO COSTI/BENEFICI [€/kWh risparmiato]**		0.0057

TABELLA 20

CASO STUDIO 2: Installazione pompa di calore e impianto fotovoltaico

	Quantità	**Prezzo/unità [€/unità]**	**Prezzo [€]**	**Durata [anni]**	**Numero ricambi**	**Prezzo durante vita componente [€]**
ariston Nuos Plus 250 TWIN SYS	19	2030	38570	20	1	38570
Gruppo di riempimento completo di valvola di ritegno, filtro in acciaio inox, vite di spurgo e due valvole d'intercettazione: calotta in ottone con manometro a quadrante attacco radiale da 0-4 bar	19	94.43	1794.17	15	1.33	2392.22

Vaso di espansione in acciaio saldato, per utilizzo acqua con soluzioni glicolate, pressione massima di esercizio 6 bar, precarica 1,5 bar, campo di temperatura sistema - 10 ÷ 120 °C; campo di temperatura membrana -10 ÷ 70 °C, della capacità di 35 litri	19	93.02	1767.38	10	2	3534.76
Vaso di espansione in acciaio con membrana atossica conforme al D.M. 06/04/2004, per utilizzo acqua senza soluzioni glicoliche, pressione massima di esercizio 10 bar, precarica 1,5 bar, temperatura massima 99 °C, della capacità di: 18 l, attacco 3/4"	19	124.71	2369.49	10	2	4738.98
Valvola di sicurezza a membrana, taratura 2,5 - 3,5 - 4 - 6 - 7 - 8 bar con attacco MF, Ø 1/2" × 1/2"	19	80.76	1534.44	5	4	6137.76
Imbuto per scarico a vista con curva orientabile: Ø 1/2"	19	50.38	957.22	20	1	957.22
Moduli SUNPOWER SPR-205-BLK	6000	1.38	8280	40	1	8280
Costo struttura di supporto	1	4000	4000	40	1	4000
Costo allaccio Enel alla rete	1	100	100	40	1	100
Costo inverter	1	1500	1500	5	8	12000
Costi assicurazione (50 € annuali per ogni kW)	1	300	300	1	40	12000
Costi manutenzione (circa 5 % del costo dell'impianto)	1	4134	4134	40	1	4134
Costo batterie di accumulo	10	370	3700	10	4	14800
TOTALE [€]			**69006.70**	**COSTO NELLA DURATA TOTALE [€]**		167975.89
ENERGIA ANNUA PRIMARIA NON RINNOVABILE RISPARMIATA [kWh]			**46503.00**	**ENERGIA TOTALE RISPARMIATA [kWh]**		1860120.00
RAPPORTO COSTI/BENEFICI [€/kWh risparmiato]			**1.48**	**RAPPORTO COSTI/BENEFICI [€/kWh risparmiato]**		0.0903

TABELLA 21

CASO STUDIO 3: Installazione di impianto fotovoltaico, impianto solare termico e pompa di calore

Componente	*Quantità*	*Prezzo specifico [€/UNITà]*	*Prezzo [€]*	*Durata [anni]*	*Numero ricambi*	*Prezzo durante vita utile [€]*
Impianto fotovoltaico						
Moduli SUNPOWER SPR-205-BLK	6000	1.38	8280.00	40	1	8280
Costo struttura di supporto	1	4000.00	4000.00	40	1	4000
Costo allaccio Enel alla rete	1	100.00	100.00	40	1	100
Costo inverter	1	1500.00	1500.00	5	8	12000
Costi assicurazione (50 € annuali per ogni kW)	1	300.00	300.00	1	40	12000
Costi manutenzione (circa 5 % del costo dell'impianto)	1	4134.00	4134.00	40	1	4134
Costo batterie di accumulo	10	370.00	3700.00	10	4	14800
Pompa di calore						
refrigeratore e pompa di calore senza kit idronico (accumulo ed elettropompe): resa frigorifera 16,5 kW, assorbimento elettrico 4,88 kW; resa termica 17,3 kW, assorbimento elettrico 4,9 Kw	1	6375.47	6375.47	20	1	6375.47
Bollitore modulare, verticale, completamente in acciaio inox AISI 316, per produzione di acqua calda sanitaria, T massima di accumulo 95 °C, corredato di termostato e termometro, completamente coibentato, classe energetica C secondo direttiva ErP, in opera: con scambiatore spiroidale fisso, della capacità di 500 litri	1	2885.35	2885.35	20	1	2885.35
Circolatore ad alta efficienza (EEI <0,20) regolata elettronicamente a rotore bagnato con attacco filettato, corpo in ghisa grigia, motore a rotore bagnato a tre velocità, alimentazione elettrica monofase o trifase, 2800 giri/min, idoneo per impianti di riscaldamento e condizionamento (temperatura liquido +2 °C ÷ +110 °C) pressione di esercizio 10 bar, grado di protezione IP 44, classe di isolamento F, compresi accessori di montaggio, escluso il collegamento elettrico:	1	464.92	464.92		2	929.84

interasse 130 mm, Ø attacchi 1", portata 0 ÷ 3,5 m3/h, prevalenza 1 ÷ 6 m						
Gruppo di riempimento completo di valvola di ritegno, filtro in acciaio inox, vite di spurgo e due valvole d'intercettazione: calotta in ottone con manometro a quadrante attacco radiale da 0-4 bar	1	94.43	94.43	10	2	188.86
Vaso di espansione in acciaio saldato, per utilizzo acqua con soluzioni glicolate, pressione massima di esercizio 6 bar, precarica 1,5 bar, campo di temperatura sistema - 10 ÷ 120 °C; campo di temperatura membrana -10 ÷ 70 °C, della capacità di 35 litri	1	93.02	93.02	8	2.5	232.55
Vaso di espansione in acciaio con membrana atossica conforme al D.M. 06/04/2004, per utilizzo acqua senza soluzioni glicoliche, pressione massima di esercizio 10 bar, precarica 1,5 bar, temperatura massima 99 °C, della capacità di: 18 l, attacco 3/4"	1	124.71	124.71	8	2.5	311.775
Valvola di sicurezza a membrana, taratura 2,5 - 3,5 - 4 - 6 - 7 - 8 bar con attacco MF, Ø 1/2" × 1/2"	1	80.76	80.76	5	4	323.04
Imbuto per scarico a vista con curva orientabile: Ø 1/2"	1	50.38	50.38	10	2	100.76
Termometro con attacco radiale e scala graduata di temperatura 0 ÷ 120 °C, Ø del quadrante 80 mm, attacco posteriore 1/2" M, conforme INAIL, in opera escluso collegamento elettrico	5	52.36	261.80	15	1.33	349.06
Manometro con quadrante del Ø di 80 mm, conforme INAIL, completo di riccio di isolamento, rubinetto portamanometro con flangia di controllo, in opera su tubazione predisposta: radiale: 80 mm, attacco 3/8"	2	50.84	101.68	15	1.33	135.57
Tubo in acciaio senza saldatura a norma UNI EN 10255, grezzo, processo di lavorazione FM, filettabile, per impianti idrotermosanitari; in opera entro cavedi o in traccia o su staffaggi, comprese le giunzioni e i tagli a misura. Esclusi i pezzi speciali (valvole, saracinesche, giunti di dilatazione, ecc.); la verniciatura, le opere provvisionali e le	90	7.25	652.50	20	1	652.50

staffe di sostegno: Ø 1"1/4, spessore 2,9 mm, peso 2,82 kg/m						
Guaina in elastomero espanso a celle chiuse, classe 1 di resistenza al fuoco, per temperature massime comprese tra -45 °C e +105 °C coefficiente di conduttività λ alla temperatura media di 0 °C pari a 0,036 W/mK, fattore di resistenza al vapore acqueo μ ≥ 7.000: spessore mm 9: Ø esterno tubo 35 mm	30	14.18	425.40	10	2	850.80
Tubo multistrato costituito da polietilene reticolato interno ed esterno con interposto uno strato di alluminio, in opera per impianti sanitari e di riscaldamento, conduttività termica pari a 0,43 W/mK, impermeabile all'ossigeno, dei seguenti diametri e spessori: 26 mm × 3,0 mm	30	13.60	408.00	20	1	408.00
Valvole di intercettazione di bronzo a sede inclinata, adatte per tubi di acciaio inox a parete sottile e tubi di rame secondo UNI EN 1057, conformi al DM 174-04, del tipo a flusso libero, per impianti idrico sanitari secondo UNI 9182:2014, con estremità a pressare, dotate di: sede di acciaio inossidabile, corsa ridotta dell'albero di comando, indicatore aperto/chiuso, attacco per valvola di campionamento e prelievo acqua sanitaria, O-ring in EPDM nero premontato, guida cilindrica per innesto sicuro sulla tubazione, by-pass sulla sede dell'O-Ring per l'individuazione delle giunzioni non pressate: in bronzo con valvola di ritegno: Ø nominale 20 mm con estremità a pressare 22 mm	1	133.51	133.51	20	1	133.51
Saracinesca con corpo in ottone in ottone e volantino in lamiera zincata PN 16, attacchi filettati F/F, posta in opera comprese le guarnizioni e le lavorazioni, nonché ogni altro onere e magistero: Ø 3/4"	2	17.70	35.40	20	1	35.4
Miscelatore termostatico regolabile con corpo in ottone cromato, campo di regolazione 40 ÷ 60 °C, attacchi filettati dei seguenti diametri: 3/4", kVs 1,8 m3 /h	1	187.77	187.77	20	1	187.77

Contatore d'acqua fredda a lettura diretta, del tipo a quadrante bagnato: Ø 3/4"	1	61.82	61.82	10	2	123.64
Valvola a sfera in ottone cromato, con maniglia a leva rossa, attacchi filettati, passaggio standard: Ø 1"1/4	6	20.93	125.58	15	1.33	167.44
Filtro raccoglitore d'impurità del tipo a Y, PN 16, realizzato in ghisa grigia GG-25, con cestello in acciaio inox, attacchi flangiati in opera completo di controflange, bulloni e guarnizioni, dei seguenti diametri: 40 mm	1	141.13	141.13	15	1.33	188.1733
Defangatore con magnete in acciaio verniciato con polveri epossidiche, coibentato, campo di temperatura 0 ÷ 110 °C, PN 10, con attacchi flangiati, in opera completo di controflange, bulloni e guarinizioni, dei seguenti diametri: Ø nominale 50 mm	1	1007.79	1007.79	15	1.33	1343.72
Separatore idraulico in acciaio verniciato con polveri epossidiche, campo di temperatura 0 ÷ 110 °C, pressione massima d'esercizio 10 bar, con valvola sfogo aria, valvola di scarico: coibentato con PE-X espanso a celle chiuse, con n. 4 attacchi filettati: Ø 1" 1/4	1	395.20	395.20	15	1.33	526.93
Disareatore con corpo in ottone, attacchi filettati e scarico PN 10, dei seguenti diametri: 3/4"	2	150.17	300.34	20	1	300.34
Rubinetto di erogazione in ottone cromato con maniglia a farfalla, fornito e posto in opera completo di portagomma, attacco M, con esclusione delle opere murarie: Ø 1/2"	2	22.76	45.52	20	1	45.52
Rimozione di caldaia in ghisa, compreso ogni onere per il taglio e la chiusura delle tubazioni di adduzione e scarico, della potenzialità di: 16,3 ÷ 30 Kw	1	72.03	72.03	1	20	1440.60
Trasporto a discarica controllata secondo il DLgs 13 gennaio 2003, n. 36 dei materiali di risulta provenienti da demolizioni, previa caratterizzazione di base ai sensi del DM 27 settembre 2010, con autocarro di portata fino a 50 q, compresi carico, viaggio di andata e ritorno e scarico con esclusione degli oneri di discarica	1	48.78	48.78	1	20	975.60

Tiro in alto o calo in basso di materiali di risulta a mezzo di elevatore meccanico compreso l'onere di carico e scarico dei materiali: valutazione a volume	1	34.47	34.47	1	20	689.40
Dosatore idrodinamico di polifosfato in polvere o cilindretti preconfezionati ad uso potabile, testa a ghiera in ottone cromato, vaso trasparente infrangibile, attacchi in linea da: 3/4", portata 2,5 m3 /h	1	96.60	96.60	1	20	1932.00
Protettivo filmante a base amminica antincrostanteanticorrosivo per impianti di riscaldamento e/o condizionamento a circuito chiuso, in confezioni da 25 kg	1	233.60	233.60	1	20	4672.00
Protettivo per circuiti di acqua calda sanitaria, composto da una miscela di polifosfati liquidi, in confezioni da 25 kg	1	164.80	164.80	1	20	3296.00
Impianto solare termico						
Pannello solare termico Viessmann modello Vitosol 300-TM, Tipo SP3C	2	1513.00	3026.00	25	1	3026.00
Tubo di mandata e ritorno in rame con cavo integrato per collegamento della sonda del collettore, per sistemi solari, con elevato isolamento termico, resistente agli agenti atmosferici e ai raggi UV, con calza di rivestimento diametro nominale tubi 18 mm, lunghezza 15 m	1	626.00	626.00	25	1	626.00
Circolatore ad alta efficienza (EEI <0,23) regolato elettronicamente, adatto a miscela acqua glicole, corpo in ghisa grigia, temperatura liquido -10 °C ÷ +110 °C, pressione di esercizio 10 bar, grado di protezione IP 44 classe di isolamento F, alimentazione elettrica 230 V-1-50 Hz	1	349.30	349.30	15	1.66	582.16
Vaso d'espansione a membrana per impianto solare, pressione massima d'esercizio 10 bar, campo di temperatura: -30 ÷ 180 °C, della capacità di 18 l	1	30.00	30.00	10	2.5	75.00
Valvola di sicurezza per impianti solari pressione massima	1	22.00	22.00	5	5	110.00

d'esercizio 10 bar, campo di temperatura: -30 ÷ 180 °C,						
Valvola a 3 vie di regolazione equipercentuale a sfera, attacchi flangiati PN6, trafilamento assente, funzione di intercettazione compresa, bypass bilanciato con perdita di carico doppia, corpo in ottone cromato resistente fino a 2.760 kPa, parti interne acciaio inox, guarnizioni di tenuta in tecnopolimero antibloccaggio, corsa 90°, temperatura fluido +5 ÷ 110 °C, pressione differenziale di esercizio 200 kPa, pressione differenziale di chiusura di sicurezza 600 kPa: corpo valvola con servomotore on/off o modulante 3 punti, alimentazione 24 V	1	297.00	297.00	25	1	297.00
Serbatoio in acciaio inox AISI 316L ad elevata resistenza alla corrosione per accumulo acqua potabile a norma del D.M. 06/04/2004, con apertura di ispezione antinfortunistica completa di coperchio: capacità 200 l, Ø 500 mm, altezza 1.255 mm, peso 16 kg	1	428.25	428.25	25	1	428.25
Sistema per l'integrazione solare alla produzione di acqua calda sanitaria con l'utilizzo di glicole antigelo per il circuito solare (compreso), composto da: collettori solari piani; bollitore per acqua sanitaria a doppio scambiatore con doppia vetrificazione interna e rivestimento esterno in poliuretano e pvc, scambiatore in acciaio al carbonio; accessori necessari al montaggio su tetti e ai collegamenti tra i componenti del sistema solare; stazione solare premontata completa di pompa con prevalenza massima 6 m, valvola di sicurezza 4 bar, manometro 10 bar, valvola di intercettazione, bulbo per sonda di ritorno, valvola di ritegno, regolatore di portata da 0,5 a 7 l/min; centralina per la gestione del circuito solare con funzione antigelo e calcolo rese solari; valvola miscelatrice termostatica per acqua sanitaria: per installazione collettori su tetto inclinato: bollitore da 200 l	1	2295.00	2295.00	25	1	2295.00
TOTALE [€]			**44190.31**	**COSTO NELLA DURATA TOTALE**		**126820.30**

ENERGIA ANNUA PRIMARIA NON RINNOVABILE RISPARMIATA [kWh]	**15944.00**	**ENERGIA TOTALE RISPARMIATA**	**637760**
RAPPORTO COSTI/BENEFICI [€/kWh risparmiato]	**2.77**	**RAPPORTO COSTI/BENEFICI**	**0.1989**

TABELLA 22

Dai risultati ottenuti relativi al costo per kWh annuo risparmiato, si evince che:

1. Nel "CASO STUDIO 1" la soluzione ottimale dal punto di vista del costo al kWh risparmiato (sia annuale che totale) risulta essere la sostituzione della caldaia tradizionale con la pompa di calore aria-aria adibita al riscaldamento della villa, anche se il cappotto termico offre un risparmio maggiore di energia in termini assoluti;
2. Nel "CASO STUDIO 2" l'installazione del cappotto termico offre una più ampia opportunità di efficientamento, sia in termini di risparmio energetico che di rapporto costi/benefici annuali e totali; nonostante ciò, la sostituzione dei bollitori elettrici adibiti alla produzione di acqua calda sanitaria con pompe di calore è la soluzione più rapida e che necessita un investimento iniziale minore;
3. Il "CASO STUDIO 3", se rapportato al "CASO STUDIO 1" per simile conformazione dell'edificio, mostra come l'installazione di un sistema comprendente pompa di calore alimentata da impianto fotovoltaico e con integrazione di solare termico sia la soluzione maggiormente dispendiosa in termini di rapporto costi/benefici.

Figura 57 e Figura 58 confermano quanto detto finora, evidenziando come l'installazione di cappotto termico sia l'intervento ottimale in una zona climatica come quella di Torino (zona climatica di classe E), soprattutto nei casi di vecchie murature caratterizzate da assenza di isolamento e alte trasmittanze.

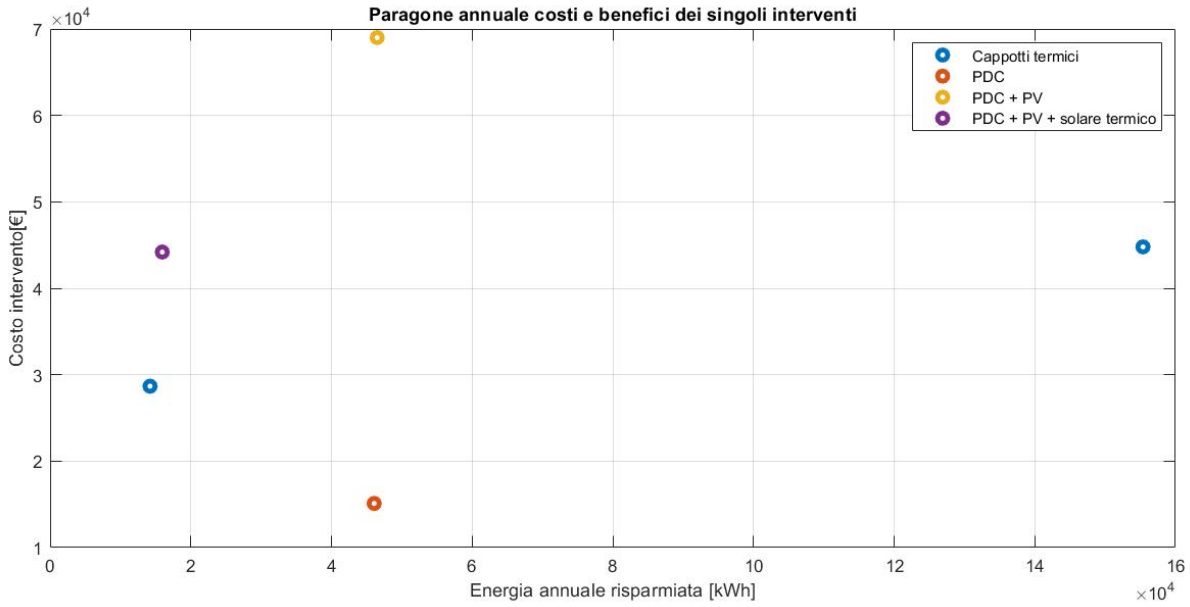


FIGURA 57 - PARAGONE TRA COSTI E RISPARMIO ENERGETICO ANNUALE

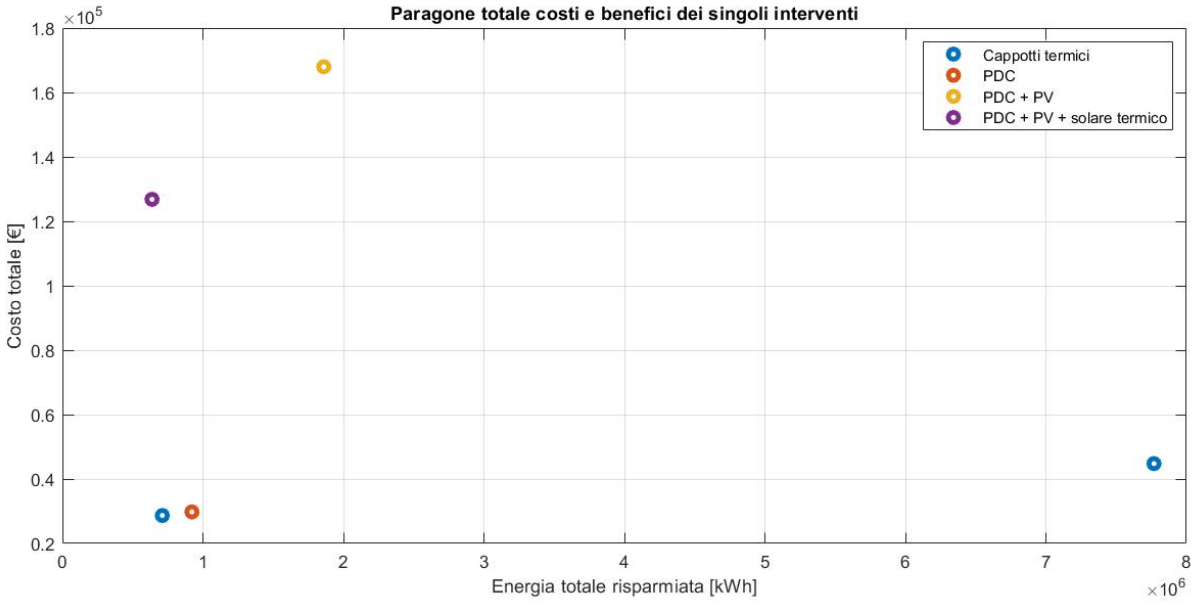


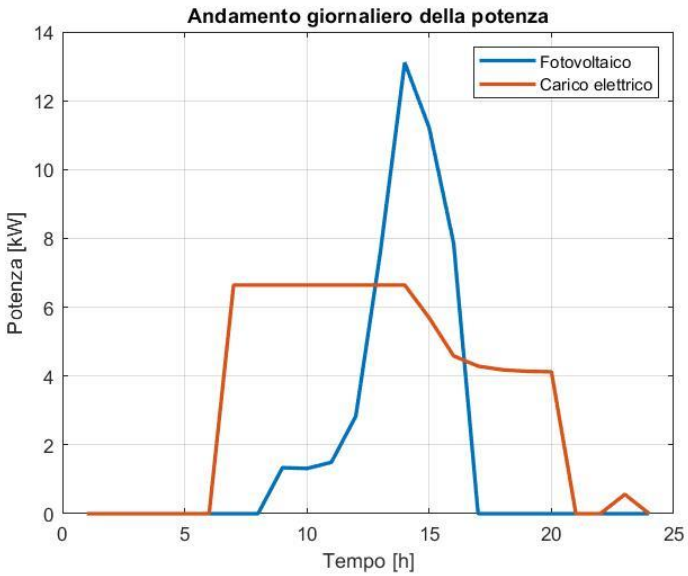
FIGURA 58 - PARAGONE TRA COSTI E RISPARMIO ENERGETICO TOTALE

6 Valutazione accumulo elettro-chimico

6.1 Gestione energia da fotovoltaico

La gestione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico merita un'attenzione particolare in quanto dipende fortemente dall'ora del giorno, dal contesto climatico, dalla zona geografica e da molti altri fattori imprevedibili. Se si considera infatti una giornata tipica in cui l'impianto riceve

un’irradianza media non influenzata da fattori quali nuvole o altri ombreggiamenti si ha una forte non contemporaneità tra produzione e consumo, come mostrato dal seguente grafico:



Sia da un punto di vista di efficienza energetica che di ottimizzazione delle spese da parte dell’ipotetico utente finale può risultare vantaggiosa l’installazione di un sistema di accumulo, che nel caso di un impianto fotovoltaico è rappresentata da un insieme di accumulatori o batterie che stoccano l’energia che non viene immediatamente consumata; in tale maniera si rende possibile il consumo sfasato dalla produzione.

In Figura 59 sono rappresentate due possibili configurazioni di sistema fotovoltaico abbinato ad accumulo elettrico: nella configurazione (a) si ha una connessione della batteria in corrente continua subito a valle dei moduli fotovoltaici, invece nella configurazione (b) l’accumulo viene allacciato a cavi in corrente alternata mediante un inverter bidirezionale. Non ci sono differenze sostanziali di efficienza o convenienza tra le due tipologie, ma la scelta di una anziché l’altra può essere motivata dall’esistenza o meno dell’impianto al momento dell’installazione. Per i nuovi sistemi fotovoltaici sono infatti disponibili inverter ibridi come nel primo caso, in cui la corrente prodotta dai pannelli viene prima gestita da due rettificatori il cui output unico è gestito dall’inverter utilizzato per l’alimentazione del carico o la vendita alla rete. Se invece si opera su un impianto già esistente la scelta ricadrà su una configurazione di tipo (b), in cui il sistema di batterie è integrato attraverso un inverter bidirezionale.

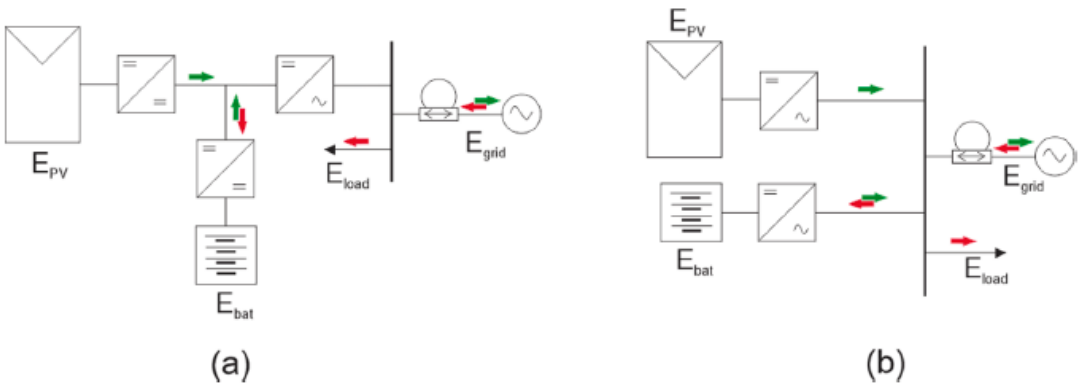


FIGURA 59 - POSSIBILI CONFIGURAZIONI IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON ACCUMULO (FONTE [38])

É possibile dunque prevedere un sistema di gestione dell'energia prodotta, e tale gestione non è univoca ma dipende da svariate variabili quali il costo delle batterie, il sistema tariffario nazionale in cui si opera e dalla connessione (o non connessione) alla rete elettrica. Per quanto riguarda sistemi stand-alone l'accumulo è strettamente necessario in quanto la sua assenza provocherebbe la perdita quasi totale della produzione.

Più intricato è invece il discorso se si analizzano sistemi connessi alla rete: in ogni istante sono infatti possibili differenti configurazioni operative dell'impianto, come ad esempio l'alimentazione sia del carico che della batteria nel caso in cui la produzione fotovoltaica sia maggiore del carico.

Uno dei fattori che può influenzare maggiormente il processo decisionale dell'unità di controllo è la tipologia di tariffa dell'energia elettrica. Se si è infatti in presenza di una tariffa dipendente dal momento della giornata è ragionevole alimentare la batteria solo in determinati momenti, così come il carico. Un possibile flow diagram decisionale è mostrato in Figura 60: durante i "peak time", ovvero i momenti in cui la domanda di energia è più alta con conseguente innalzamento dei prezzi, risulta vantaggioso il consumo dell'energia contenuta nell'accumulo in quanto acquistata a basso prezzo oppure gratuita (nel caso derivante da produzione fotovoltaica). Nel caso in cui non ci si trovi in un momento di picco con conseguenti prezzi bassi, la priorità sarà data al pieno accumulo della batteria. Tale strategia ha un duplice effetto benefico: in primo luogo il risparmio economico dell'utente finale dovuto al consumo di energia "meno costosa", in secondo luogo l'alleggerimento dei picchi di potenza gravanti sulla rete elettrica e alimentati di norma con impianti ausiliari a bassa inerzia termica ma meno efficienti.

Più semplice è invece il caso di tariffa fissa dell'energia elettrica, in cui si accumula in ogni caso l'energia in eccesso prodotta dal fotovoltaico all'interno della batteria, in maniera tale da non perderla e dunque minimizzando l'acquisto dalla rete.

Un ulteriore fattore che può influenzare il processo decisionale è l'incentivazione della vendita di energia alla rete, in quanto in molteplici casi non viene retribuita in maniera sufficiente da risultare conveniente da un punto di vista strettamente economico.

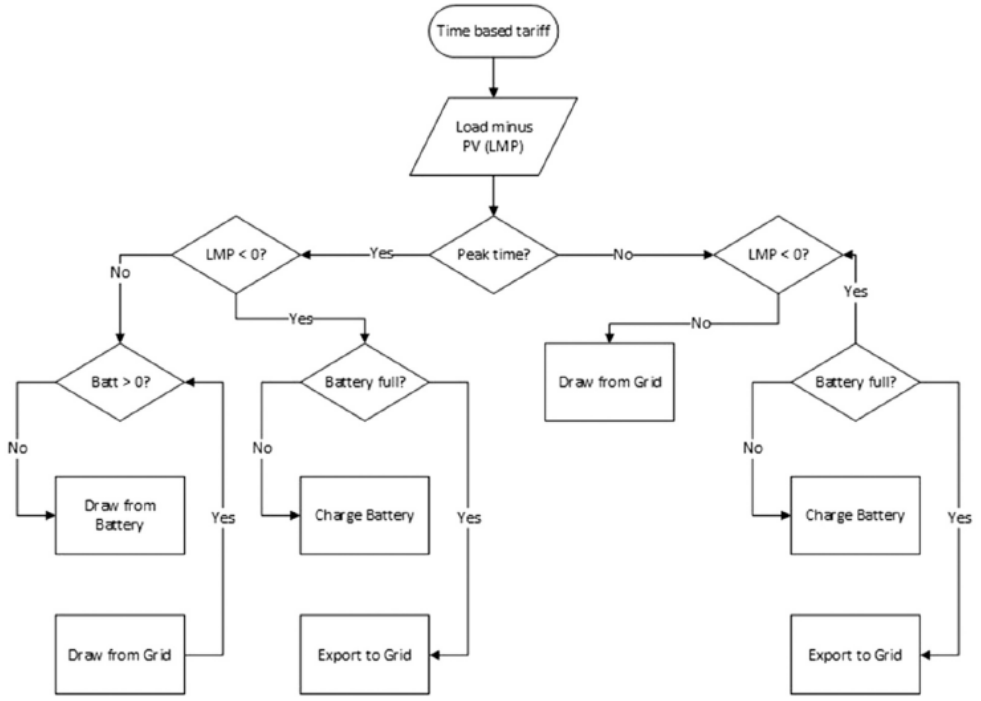


FIGURA 60 – DIAGRAMMA DI FLUSSO DI POSSIBILE GESTIONE ENERGIA PRODOTTA FA FOTOVOLTAICO (FONTE [39])

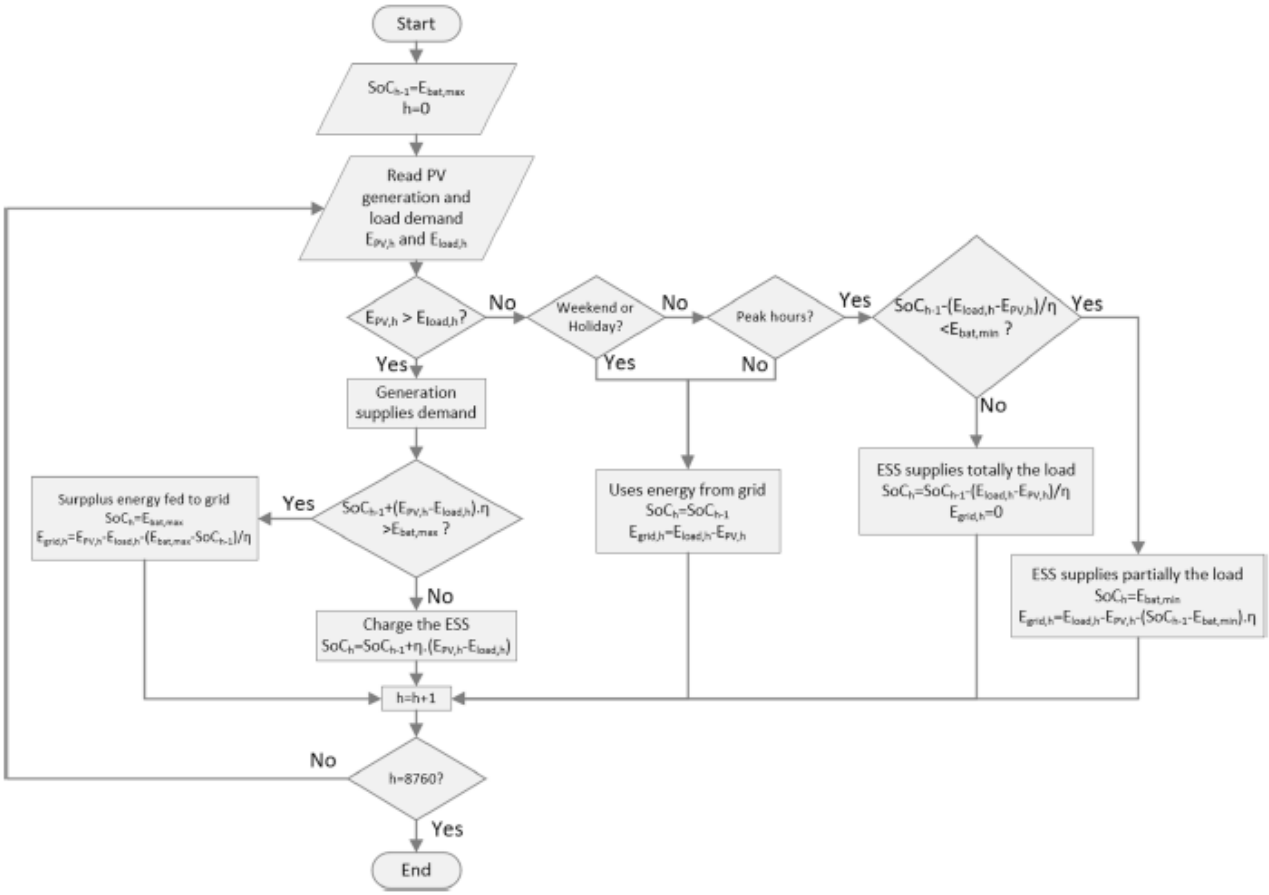


FIGURA 61 – DIAGRAMMA DI FLUSSO DI POSSIBILE GESTIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA DA FOTOVOLTAICO (FONTE [40])

Nel progetto e dimensionamento di un dispositivo di accumulo elettrico è necessario considerare una serie di parametri caratterizzanti i suoi comportamenti statici e dinamici:

- Voltaggio nominale: voltaggio al quale le batterie alimentano il carico;
- Massimo voltaggio: tensione a cui lavora la batteria nei momenti di carica;
- Capacità: quantità di energia accumulabile dalla batteria, solitamente valutato in [Ah];
- Depth of discharge (DOD): energia prelevabile dalla batteria (in percentuale della capacità massima) senza correre il rischio di danneggiare l'accumulo;
- Vita della batteria: numero di cicli di carico e scarico riferiti ad una specifica DOD (generalmente 50%). Tale caratteristica è importante nella valutazione economica e nella scelta del tipo di batteria;
- Self-discharge rate (%): rapporto tra carica persa nei periodi di stand-by e capacità dell'accumulo;
- Densità di energia accumulabile nell'unità di volume [Wh/l] o di massa [Wh/kg].

Tra le diverse opzioni di accumulo elettrochimico, quelli a ioni di litio sono considerati i più convenienti da una prospettiva di analisi di costo del ciclo di vita, depth-of-discharge maggiore ed efficienze più alte. Anche se sono caratterizzate da un costo di investimento maggiore delle tradizionali batterie, i tempi di ritorno dell'investimento sono comunque minori, come analizzato da Thomas Le Varleta, Oliver Schmidt, Ajay Gambhir, Sheridan Few, Iain Staffell [41].

Un efficace strumento nella valutazione della convenienza -o non convenienza- economica dell'adozione di un sistema fotovoltaico con accumulo piuttosto che di uno senza accumulo, è il valore attuale netto. Esso esprime i flussi di cassa, ed è definito come:

$$VAN = -C_0 + \sum_{n=1} \frac{R_n - C_n}{(1+j)^n}$$

dove:

- C_0: costo iniziale dell'impianto;
- R_n: ricavi prodotti dall'impianto di produzione;
- C_n: costi dell'impianto;
- j: tasso d'interesse.

Nel momento in cui il Valore Attuale Netto si annulla si ha il tempo di ritorno dell'investimento, parametro con il quale è utile confrontare le diverse alternative di impianto o di investimento. All'interno dei costi (parametro C_n) si considerano i costi d'opera e manutenzione $C_{o\&m}$, eventuali costi di sostituzione di componenti ($C_{equip,n}$), i costi di acquisto dell'energia elettrica ($C_{en,el}$) e infine i costi di ammortamento dei finanziamenti (C_{finc}). Per quanto concerne i costi d'opera e manutenzione, nella pratica usuale vengono quantificati come una percentuale dell'investimento iniziale rappresentativa delle riparazioni delle connessioni elettriche e della pulizia dei pannelli fotovoltaici; i costi di finanziamento sono specificatamente relativi al caso che si considera; i costi di sostituzione comprendono infine le eventuali sostituzioni di batterie d'accumulo e inverter, e devono essere pesati in base alle loro durate. I ricavi sono rappresentati invece dalla vendita dell'energia elettrica in rete.

6.2 Individuazione dei costi dell'energia elettrica

Nella valutazione della convenienza dell'integrazione di accumulo ad un impianto fotovoltaico ha un peso significativo la struttura dei costi dell'energia elettrica. L'accumulo può risultare infatti

vantaggioso laddove ci sia una struttura tariffaria fortemente dipendente dal tempo (Time of Use), mentre offre meno vantaggi nei casi in cui la tariffa sia poco variabile (flat tariff).

La presente analisi è condotta relativamente al caso italiano, in cui la compra-vendita dell'energia elettrica è basata sul funzionamento della borsa elettrica, prevista dal Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (Decreto Bersani) e istituita a partire dal 1° aprile 2004. Le transazioni di acquisto e di vendita di energia elettrica si svolgono su una piattaforma telematica alla quale gli operatori si connettono tramite Internet su siti criptati: all'interno di tali siti si svolgono i mercati nei quali avviene la contrattazione di compra-vendita di elettricità da prelevare e immettere in rete durante tutte le ore del giorno successivo. Alla chiusura di tali mercati (Mercato del Giorno Prima (MGP) e Mercato Infragiornaliero (MI)) si ha dunque un diagramma orario con le informazioni sulle previsioni ora per ora dei prelievi e delle immissioni gel giorno successivo per ogni punto di offerta.

Tale mercato -a differenza di altri mercati europei dell'energia- non ha natura puramente finanziaria finalizzata solo alla determinazione dei prezzi, ma è un vero e proprio mercato fisico nel quale sono definiti i programmi giornalieri.

E' necessario però -soprattutto in vista di possibili installazioni di generatori distribuiti- un'ulteriore fase di mercato, il MSD (Mercato del Servizio di Dispacciamento) il quale tiene conto di eventuali problemi o guasti imprevisti agli impianti, e in cui poter reperire l'energia necessaria a far fronte al giorno successivo in tempo reale. Offerte di disponibilità di aumento o di riduzione vengono presentate dagli operatori per ogni ora del giorno successivo; il tutto viene analizzato ed eventualmente corretto da Terna in maniera tale che si rispettino tutti i vincoli normativi e limiti di trasporto della rete.

Come citato in precedenza, l'installazione in rete di generatori distribuiti è un tema molto delicato che va analizzato nel dettaglio qualora si voglia prevedere la vendita di energia in rete, in quanto essa è caratterizzata da limiti fisici di portate di corrente, e una non accurata previsione potrebbe portare a continui problemi di guasti e interruzioni di servizio o di significativi sprechi di elettricità prodotta e non utilizzata. Ciò che necessiterà un continuo maggiore approfondimento è indubbiamente proprio il Mercato del Servizio di Dispacciamento, dal momento che con il diffondersi di generatori distribuiti il margine d'imprevedibilità crescerà sempre di più.

All'interno del mercato elettrico gli operatori partecipano alle tre sessioni del Mercato a Pronti presentando offerte di acquisto e di vendita, costituite da quantità energetiche e di prezzo per ogni unità (MWh; €/MWh). Ogni offerta di vendita esprime la possibilità dell'operatore a vendere il quantitativo di energia proposto al mercato ad un prezzo che non sia inferiore a quello specificato

nell'offerta stessa (prezzo di vendita minimo). Nel caso in cui l'offerta in questione venga accettata l'operatore ha l'obbligo di rispettare le quantità e i profili orari di immissione stabiliti. Al contrario, un'offerta di acquisto esprime la disponibilità da parte dell'offerente all'acquisto di un certo quantitativo di energia in determinate ore ad un prezzo unitario non superiore a quello specificato (prezzo di acquisto massimo).

Le offerte presenti sul MSD presentano alcune particolarità poiché non sono coppie quantità-prezzo: infatti gli utenti che partecipano al Mercato del Servizio di Dispacciamento offrono la possibilità ad acquistare o vendere energia ad un determinato prezzo, ma è poi Terna a decidere se utilizzare o meno questa disponibilità. Ciò significa dunque che non sono gli operatori a decidere le quantità di energia contrattate ma è Terna che le organizza in base ai programmi stabiliti alla chiusura degli altri due mercati per risolvere le congestioni sugli elettrodotti e mantenere il bilancio domanda/offerta di energia e potenza sulla rete elettrica. L'accettazione delle offerte sarà fatta ad opera dal Gestore dei Mercati Energetici (per quanto riguarda le offerte presentate sul MGP e MI) e da Terna (per le offerte presentate sul MSD). Le offerte di vendita giudicate valide sono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta; al contrario quelle di acquisto sono disposte per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle due curve determina diversi fattori quali prezzo di equilibrio, quantità di energia scambiata complessivamente sulla borsa, programmi orari di immissione e prelievo. In questa maniera è possibile remunerare tutte le offerte con il prezzo di equilibrio rispettando le richieste di tutti gli operatori. Le offerte di acquisto sono accettate ad un Prezzo Unico di acquisto su base nazionale (PUN), il quale dipende dalle curve sopra-citate ed è influenzato inoltre dai prezzi di ogni zona di mercato (prodotte in seguito al market splitting).

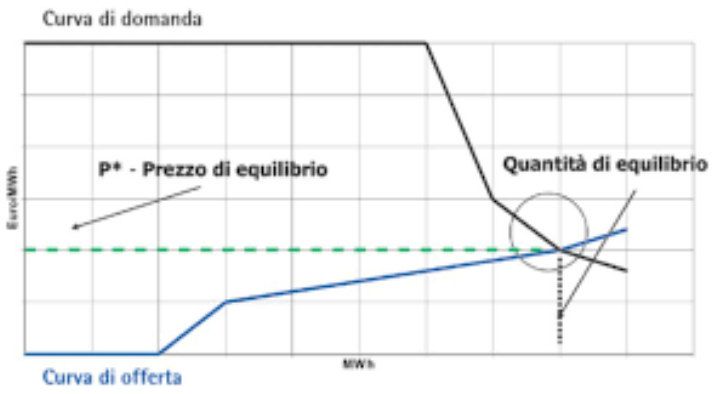


FIGURA 62 - ESEMPIO DI CURVE DI DOMANDA ED OFFERTA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Alla luce di tale meccanismo il prezzo pagato dall'utente finale è fortemente caratterizzato dal PUN, dal momento che esso rappresenta il prezzo unitario pagato dal grossista di energia elettrica sulla borsa nel mercato del giorno prima MGP.

É opportuno sottolineare come l'energia prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili goda della priorità di dispacciamento: ad essa infatti -nelle offerte di vendita- viene attribuito il valore economico nullo, con la sicurezza di accettazione del 100%.

L'energia elettrica è venduta all'utente finale secondo le fasce di prezzo stabilite in Figura 63 definite dalla deliberazione AEEG 181/06, le quali dipendono dalla fascia oraria in cui sono vendute e sono:

- F1: fascia di prezzo adottata nei momenti corrispondenti ai picchi di produzione in cui la domanda è molto alta e spesso si utilizzano mezzi di generazione ausiliari che rendono la produzione anche più costosa. Sono considerati momenti di picco gli intervalli di tempo dalle ore 8:00 alle 18:00 dal lunedì al venerdì;
- F2: fascia di prezzo intermedia la quale prevede i momenti precedenti e successivi i momenti di picco e la giornata del sabato dalle 07:00 alle 22:00;
- F3: fascia in cui la domanda di energia elettrica è bassa così come il prezzo, riguarda le ore notturne, la giornata di domenica e le festività infrasettimanali di tutto l'anno.

FASCE ORARIE DAL 2007 (Delibera Autorità per l'Energia Elettrica e Gas - AEEG - 181/2006)

SETTIMANA

Ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Martedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Mercoledì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Giovedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Venerdì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Sabato	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
Domenica	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

FESTIVITA' INFRASETTIMANALI (*)

Ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1 gen - 31 dic	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

FIGURA 63 - FASCE DI PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA (FONTE [43])

Nello stabilire il prezzo dell'energia elettrica si fa riferimento a molteplici fattori:

- Costi di trasmissione (TRAS) che coprano le spese attuate da tutti i servizi di trasmissione, essi comprendono sia una quota fissa dipendente dalla potenza (€/kW installato, solo nel caso di utenze in alta o altissima tensione) che una quota dovuta al consumo (€/kWh);
- Costi dovuti al servizio di misura (MIS) espressi in c€/kWh che devono coprire le spese per l'installazione e la manutenzione dei contatori;
- Costi che coprano le spese per il trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione, con struttura trinomia che comprende un corrispettivo fisso (c€/punto di prelievo/anno), uno di potenza (c€/kW) ed uno di energia (c€/kWh);
- Costi dovuti agli oneri generali di sistema, dei quali hanno un gran peso (circa il 30% del costo dell'energia) quelli relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione (A_{SOS});
- Imposte statali.

Va sottolineato che, essendo presenti diverse componenti dipendenti dalla potenza installata, il fatto di operare il riscaldamento mediante energia elettrica (quindi attraverso l'utilizzo, ad esempio, di pompe di calore) influisce sul costo finale dell'elettricità e l'assunzione di valori di prezzo realistici necessita di una valutazione fortemente dipendente dal caso in esame.

Per quanto riguarda invece la vendita di energia elettrica in rete il possessore di un impianto fotovoltaico può stipulare con il Gestore dei Servizi Energetici due tipologie alternative di convenzione:

- Lo Scambio sul Posto (SSP), che consiste in una compensazione parziale dell'energia immessa in rete con quella prelevata dalla rete e pagata in bolletta. Esso permette, in sostanza, di ottenere un rimborso parziale delle bollette elettriche pagate nell'arco dell'anno al proprio fornitore ed è particolarmente conveniente per chi fa autoconsumo;
- Il Ritiro Dedicato (RID), il quale permette di vendere direttamente al Gse l'energia prodotta remunerandola secondo i meccanismi dei "Prezzi Minimi Garantiti". Al 2016, il prezzo minimo garantito per il Solare Fotovoltaico dall'Autorità per l'Energia è di 0,039 €/kWh (valore indicativo che verrà preso in considerazione nelle successive simulazioni), quindi quasi 4 centesimi di euro. Tale cifra rappresenta circa il 60% del prezzo di mercato e ciò è dovuto al fatto che il Gse non rimborsa le imposte, gli oneri generali e si sistema, i servizi di rete.

6.3 Simulazione

L'obiettivo è la simulazione del comportamento orario del sistema fotovoltaico integrato di accumulo elettro-chimico al servizio dei carichi energetici stimati mediante calcolo dinamico su Edilclima. Si vuole condurre un'analisi volta al dimensionamento sia dell'impianto fotovoltaico che dell'accumulo, utilizzando come parametri di valutazione risparmio economico ed energetico e mirando dunque a produrre una sorta di strumento decisionale per eventuali imprenditori o investitori del settore.

6.3.1 CASO STUDIO 1: villa indipendente a Vinovo

Nel caso in esame si ha una villa indipendente nella quale la generazione di energia termica è a carico di una pompa di calore aria-acqua alimentata sia da elettricità proveniente sia da rete elettrica che quella prodotta da impianto fotovoltaico i cui moduli sono stati installati sulla sponda a Sud del tetto con inclinazione di -40° rispetto all'Azimut ed inclinazione del tetto di 33°.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia elettrica si considera una normale tariffa Time of Use suddivisa in fasce come mostrato in Figura 63 e attribuendo all'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e venduta in rete il prezzo minimo garantito, come descritto in Tabella 23.

	Fascia F1	**Fascia F2**	**Fascia F3**	**Prezzo minimo garantito energia venduta in rete**
Prezzo $[\frac{€}{kWh}]$	0,21	0,15	0,09	0,039

TABELLA 23

La producibilità dell'impianto fotovoltaico è stata ricavata dal database di PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) reso disponibile dal JRC (Joint Research Centre), un ente della commissione europea avente l'obiettivo di fornire informazioni di carattere scientifico. Tale strumento ha reso possibile l'acquisizione dei dati sulle diverse componenti di irradianza e dunque di potenza prodotta per ogni kW di potenza installata nei pressi di Vinovo, in provincia di Torino, forniti anche in funzione dell'inclinazione del tetto sul quale saranno installati i moduli e dell'inclinazione γ rispetto al Sud (la condizione ottimale di inclinazione è di 0° rispetto al Sud e di 28° rispetto al tetto, configurazione che permette la massima ricezione di energia solare). Il progetto prevede circa 10 kW di potenza installata, limite massimo indicativo imposto dalla superficie della sponda Sud del tetto. Sono stati scelti -per la loro alta efficienza relativamente ad altre tecnologie- moduli di silicio monocristallino con telaio in alluminio anodizzato e vetro temprato. Le perdite di sistema comprendono tutte le perdite nell'impianto che riducono l'energia resa alla rete elettrica rispetto all'energia prodotta dai moduli. Ci sono vari tipi di perdite, così come perdite resistive nei cavi, perdite nell'inverter, polvere o neve. Inoltre, con il passare del tempo i moduli tendono a perdere un po' di potenza, e per questo motivo la resa media calcolata per tutta la vita dell'impianto sarà minore di quella nei primi anni. Le seguenti Tabella 24 e Figura 64 e riassumono le caratteristiche dell'impianto scelto:

Potenza installata	10,05 kW
Potenza di picco singolo modulo	0,205 kW
Efficienza	16,4 %
Durata	40 anni
Numero moduli	49
Superficie lorda complessiva	60,96 $[m^2]$
Superficie netta complessiva	55,37 $[m^2]$
Perdite di sistema	14 %

Modello moduli	SUNPOWER- Moduli SPR-205-BLK
Inclinazione rispetto all'orizzontale	33°
Inclinazione rispetto all'Azimut ɣ	-40°
Producibilità annua	11 124,81 kWh
Costo moduli	13 869 € (1,38€/Watt)
Costo struttura di supporto	4000 €
Costo allaccio Enel alla rete	100 €
Costo inverter (considerando 8 ricambi)	12 000 €
Costi assicurazione (50 € annuali per ogni kW)	20 100 €
Costi manutenzione (circa 5 % del costo dell'impianto)	3000 €
Costo batterie di accumulo (si considera una durata della singola di 10 anni ed un prezzo medio di 370 €/kWh)	14 800 €

TABELLA 24

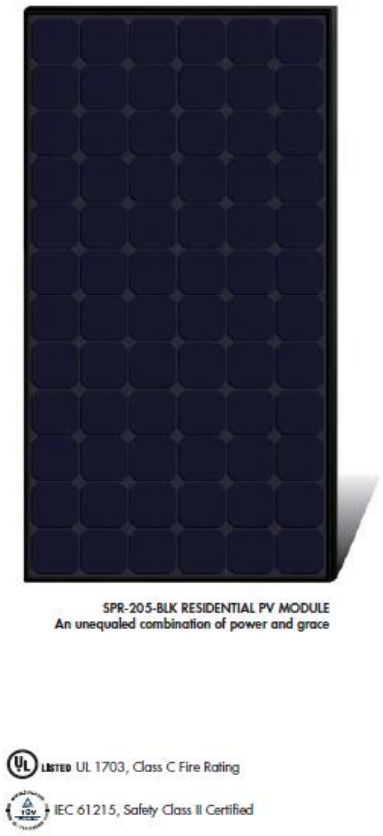


FIGURA 64

Una volta stimati i valori di producibilità oraria dell'impianto fotovoltaico, della richiesta energetica dell'edificio in termini di elettricità con cui alimentare la pompa di calore, è stato possibile svolgere un calcolo in ambiente MATLAB per simulare gli andamenti -ora per ora- di richiesta dalla rete elettrica, vendita in rete mediante scambio sul posto e stato di carica della batteria.

Dai grafici ottenuti è possibile affermare che l'integrazione di un accumulo elettrochimico nell'impianto fotovoltaico ha diminuito la richiesta di energia dalla rete elettrica nelle ore di picco, diminuendo l'acquisto quando il prezzo è più alto (fascia F1) e aumentandolo durante le ore di minore domanda. É chiaro come una diffusione di tali accumuli possa diminuire lo stress sulla rete elettrica durante le ore più critiche, tuttavia la loro esistenza necessita di un interesse da parte dell'acquirente di natura economica.

In Figura 73 vengono confrontati i ricavi economici derivanti dalla compra-vendita di energia elettrica in rete, quindi come differenza tra ricavi dalla vendita e spese dovute all'acquisto: la

differenza è da considerarsi poco significativa in quanto nel caso di fotovoltaico con accumulo i ricavi sono di poco maggiori, con differenze annuali dell'ordine del centinaio di euro. Se si considerano anche le spese della batteria si comprende subito come nell'attuale sistema tariffario italiano non sia conveniente in termini economici l'installazione di batterie. Come citato in precedenza però tale soluzione se diffusa su vasta scala può portare ad una forte diminuzione dello stress sulla rete elettrica e dunque fonte di interesse da parte dell'acquirente solamente nel caso di significativi incentivi, come nel caso del Superbonus 110 per il quale il costo dell'accumulo andrebbe ad azzerarsi.

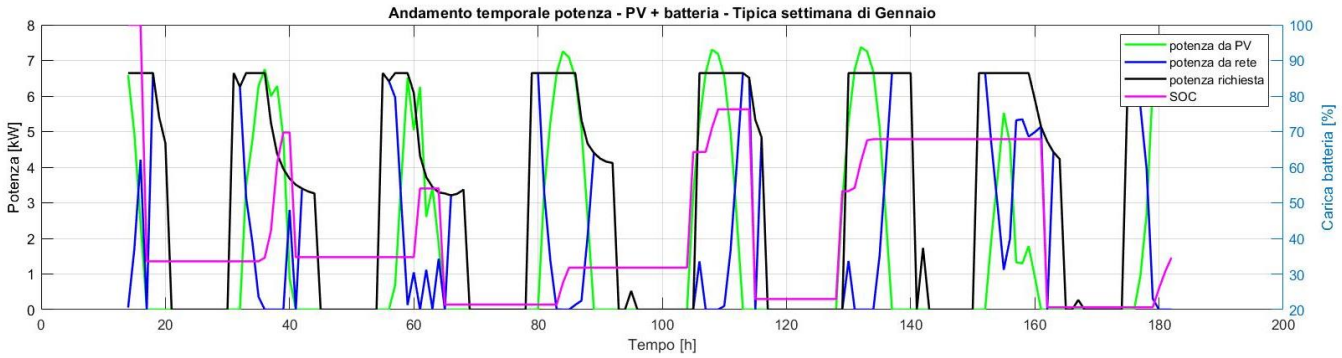


FIGURA 65

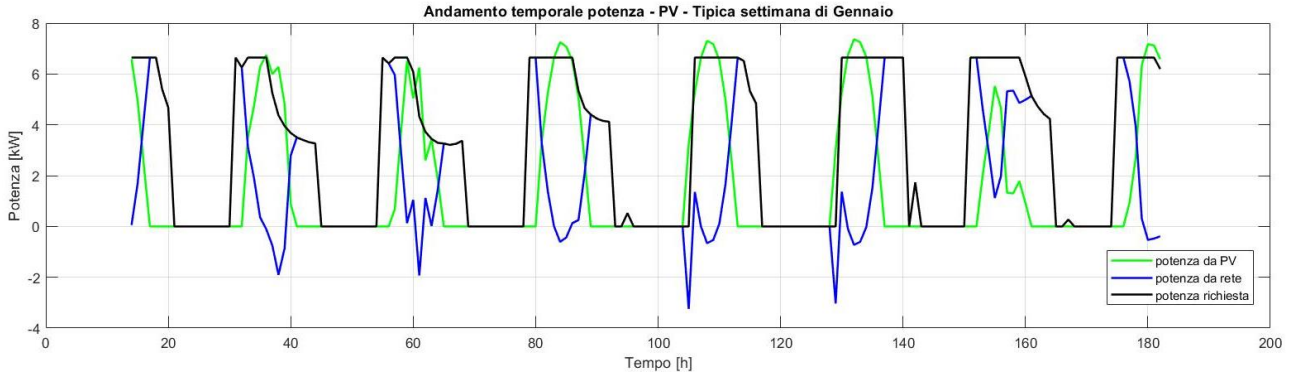


FIGURA 66

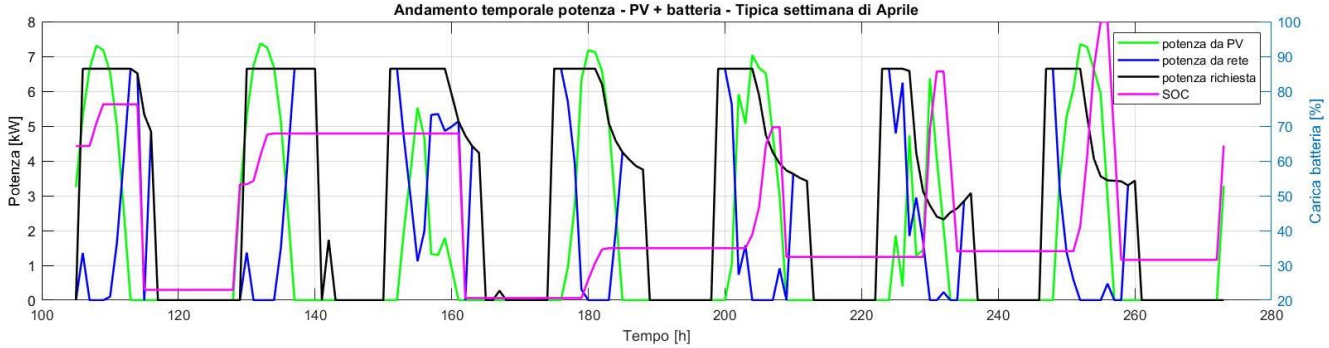


FIGURA 67

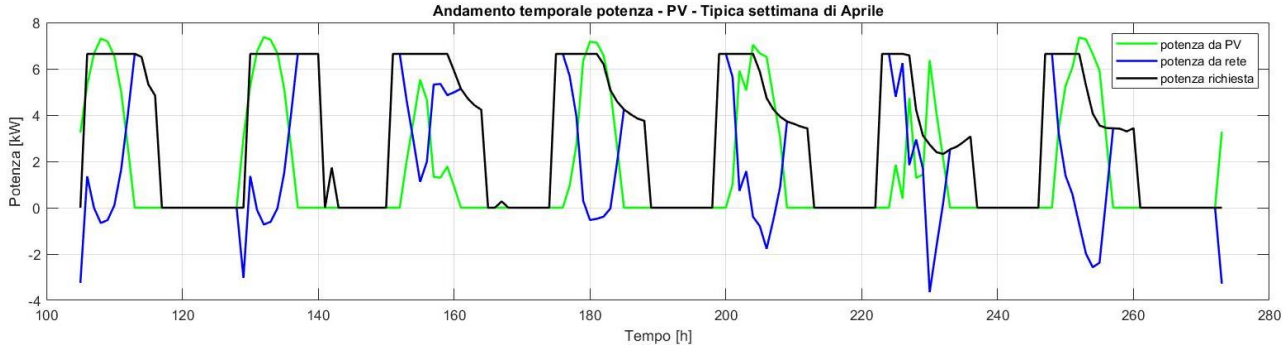


FIGURA 68

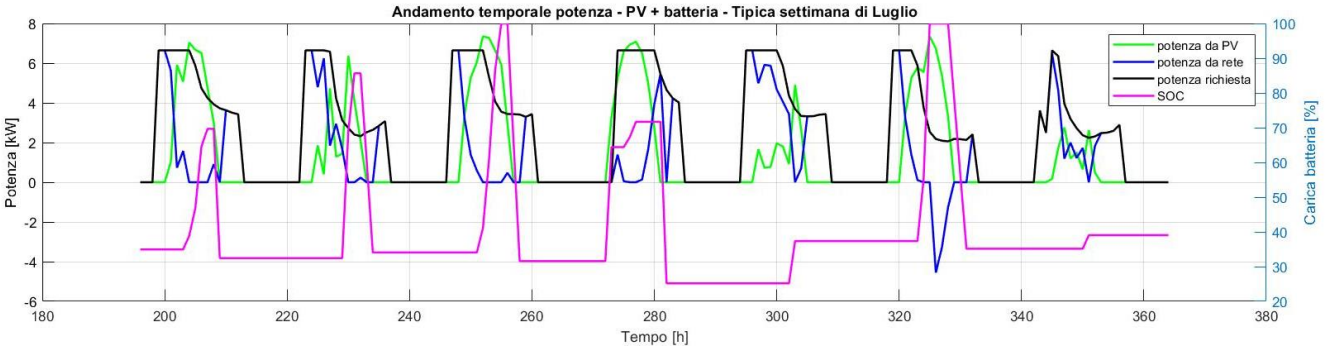


FIGURA 69

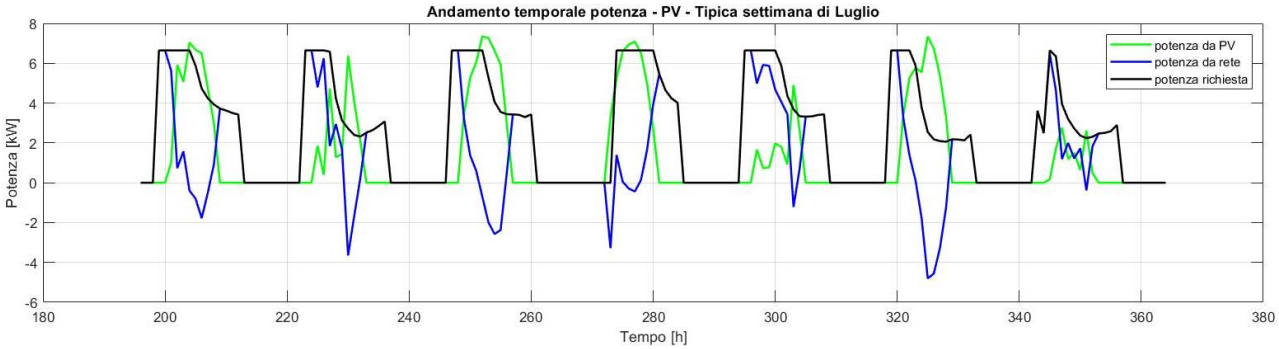


FIGURA 70

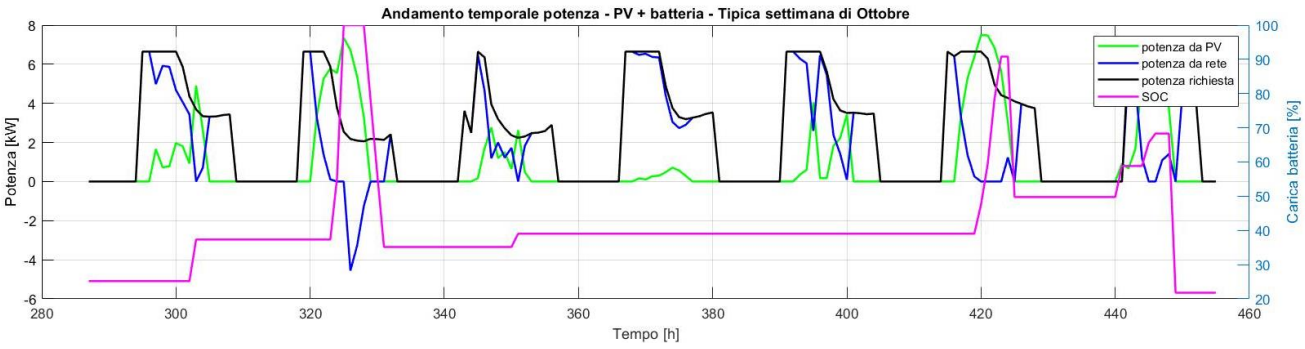


FIGURA 71

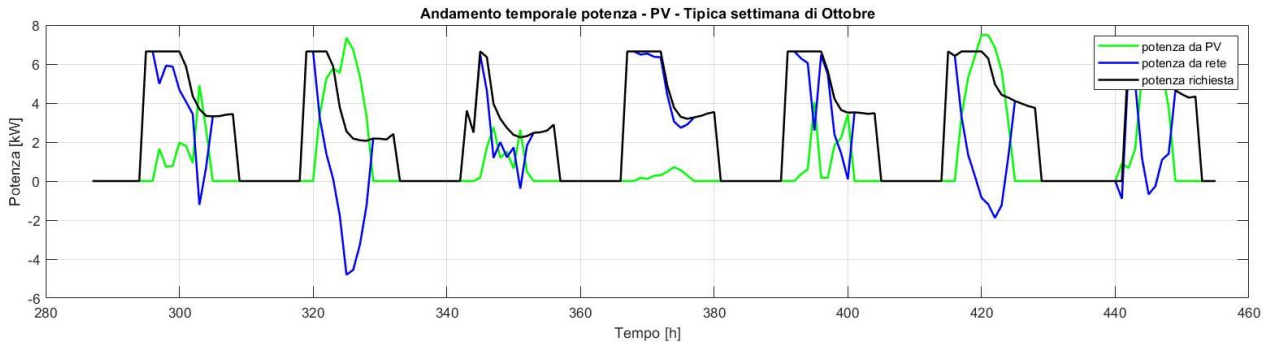


FIGURA 72

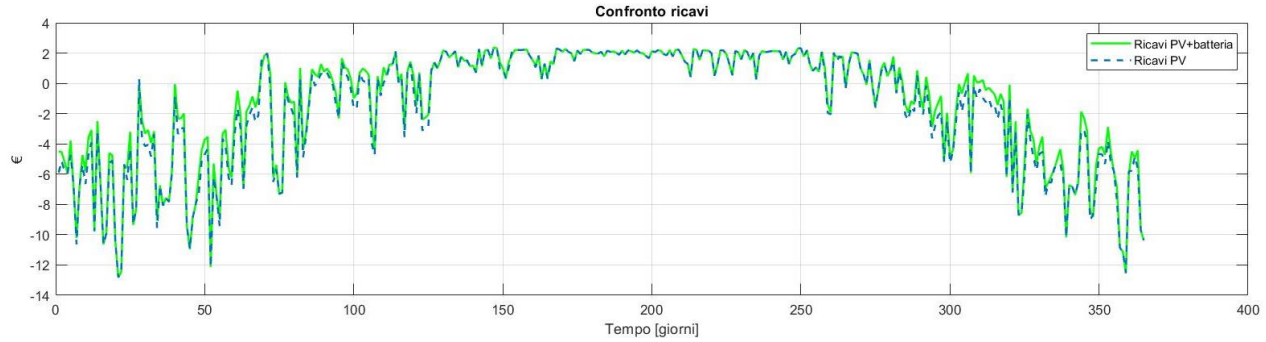


FIGURA 73

Figura 74 quantifica i risparmi economici annuali [€/anno] al variare della taglia dell'impianto fotovoltaico e della capacità dell'accumulo installato. Nel calcolo sono tenuti in considerazione i costi di tutte le componenti dell'impianto (nel caso di batterie e inverter si tiene conto delle sostituzioni fatte durante la vita utile dell'impianto) e l'ammontare totale viene suddiviso per i suoi anni di vita in maniera tale da ottenere un prezzo annuo diluito:

$$Risparmio\ annuo$$
$$= (Differenza\ tra\ energia\ venduta\ e\ acquistata\ in\ rete\ con\ impianto\ fotovoltaico)$$
$$- (Ammontare\ spese\ energia\ elettrica\ in\ assenza\ di\ fotovoltaico)$$
$$- (Costo\ totale\ impianto\ suddiviso\ negli\ anni\ di\ vita)$$

Via via che si aumenta la potenza installata si nota come il risparmio economico annuale aumenti. Si registra dopo i 10-11 kW una diminuzione di pendenza della curva e ciò è spiegabile con il fatto che sempre più energia viene venduta alla rete, ma dato che in tal caso il suo valore è relativamente basso si ha una frenata dei guadagni in quanto i costi d'installazione dell'impianto crescono in maniera più rapida.

L'aumento della capacità dell'accumulo invece non porta ad un aumento di risparmio sufficientemente interessante e come citato in precedenza tale comportamento è dovuto alla bassa differenza di prezzo tra diverse fasce di energia elettrica presenti nel sistema tariffario italiano.

Figura 75 e Figura 76 mostrano i risparmi economici nei casi in cui installando l'impianto si abbia accesso agli incentivi statali e la differenza risulta essere notevolmente alta, innalzando bruscamente il potenziale interesse di clienti, investitori e imprenditori.

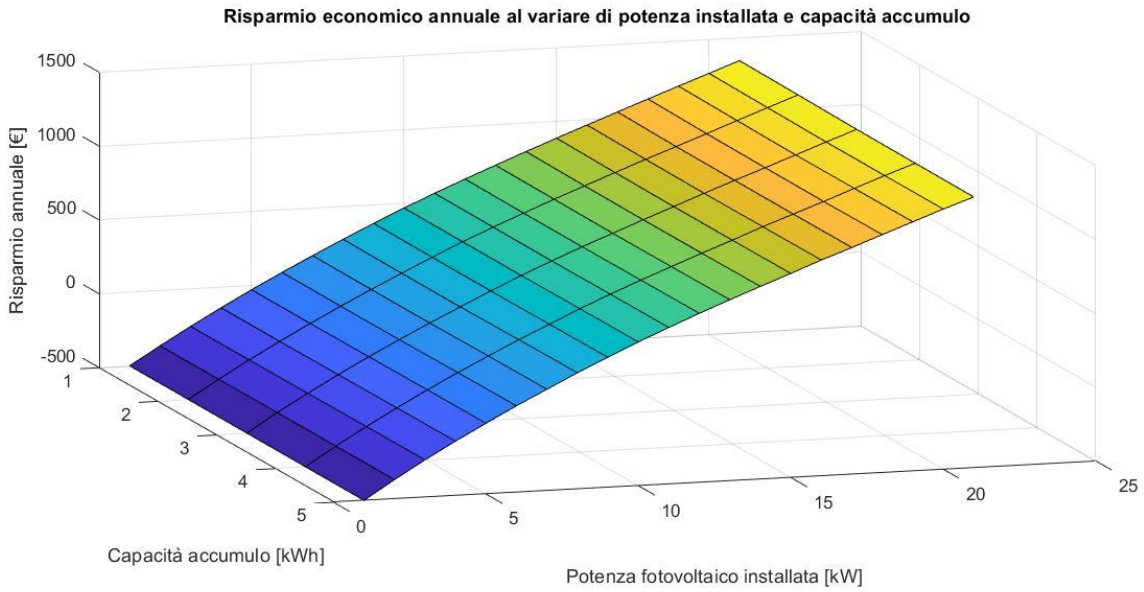


FIGURA 74 – RISPARMIO ANNUALE AL VARIARE DELLA POTENZA FOTOVOLTAICA INSTALLATA E DELLA CAPACITÀ DELL'ACCUMULO

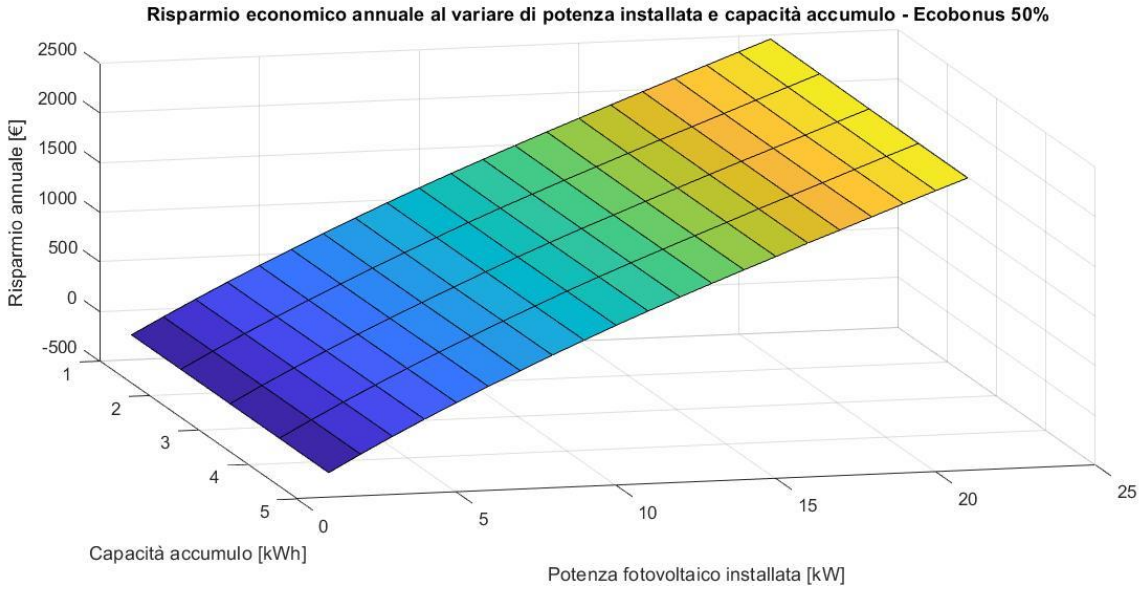


FIGURA 75 - RISPARMIO ANNUALE AL VARIARE DELLA POTENZA FOTOVOLTAICA INSTALLATA E DELLA CAPACITÀ DELL'ACCUMULO

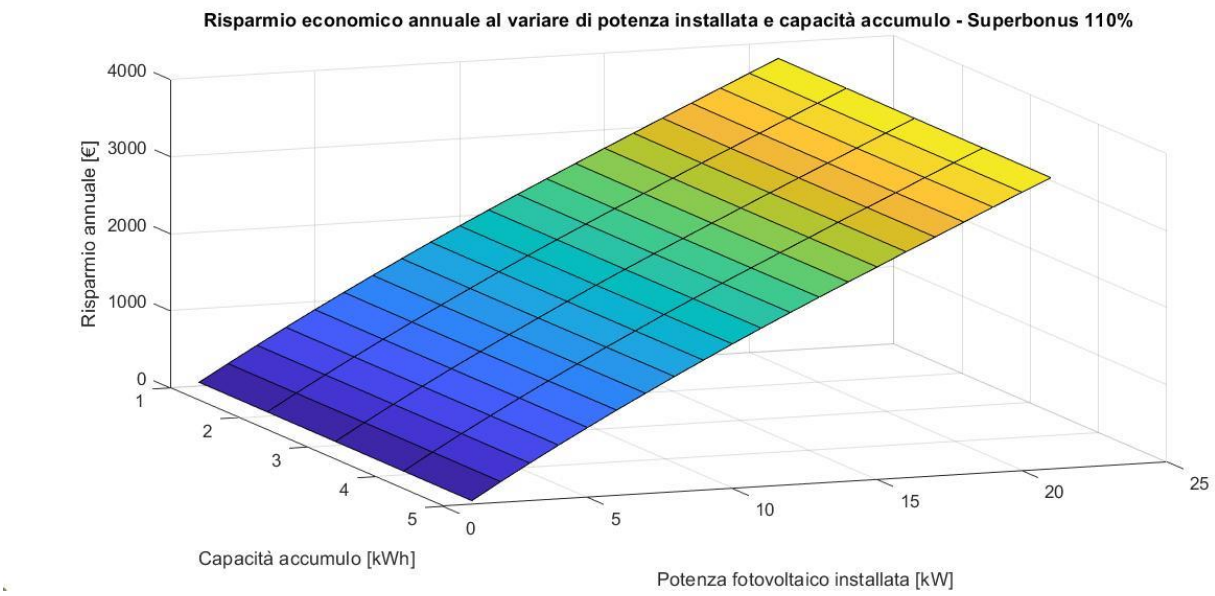


FIGURA 76 - RISPARMIO ANNUALE AL VARIARE DELLA POTENZA FOTOVOLTAICA INSTALLATA E DELLA CAPACITÀ DELL'ACCUMULO

7 Conclusioni

La crisi epidemiologica legata al COVID-19 ha dimostrato ancora una volta come l'impatto dell'uomo abbia risvolti determinanti sull'ambiente in termini di inquinamento. Si ritiene dunque necessaria un'evoluzione verso un modello economico e sociale che abbia come obiettivo uno sviluppo sostenibile che garantisca l'accesso ai beni alle generazioni presenti senza comprometterlo a quelle future. É compito degli organi di governo dei diversi paesi la produzione di un piano di transizione che inneschi meccanismi di efficientamento energetico, decarbonizzazione e tutela dell'ambiente.

Nel panorama italiano è in atto un imponente movimento di riqualificazione energetica in ambito residenziale causato dai numerosi incentivi statali aventi oggetto interventi sugli involucri opaci e trasparenti, sostituzione degli impianti esistenti adibiti a riscaldamento degli ambienti interni, installazione di impianti fotovoltaici con annessi accumuli elettrochimici, installazione di colonnine di ricarica per auto elettriche.

Nel presente elaborato si è analizzata una parte dei potenziali risparmi energetici ed efficacia degli investimenti nel caso della zona climatica tipica dell'Italia settentrionale (gli interventi analizzati saranno realizzati nella provincia di Torino).

Dai risultati ottenuti è emerso che in un simil contesto l'intervento che porti ai maggiori benefici sia l'isolamento dell'involucro opaco dall'esterno (cappotto termico), il quale se installato su un'ampia percentuale della superficie esterna riduce la richiesta di potenza termica all'impianto in maniera drastica, oltre ad aumentare i livelli di comfort interno a seguito dell'aumento della temperatura media radiante (dovuta alle superfici interne più calde) e a quella operativa.

Seguono poi in termini di efficacia e risparmio energetico la sostituzione degli impianti di riscaldamento, soprattutto se allo stato attuale si è in presenza di caldaie tradizionali non a condensazione e produzione di acqua calda sanitaria attraverso bollitori elettrici. Le soluzioni che prevedono l'inserimento di pompe di calore -la cui efficacia aumenta se integrate con impianti fotovoltaici- portano a consistenti vantaggi in termini di efficienza energetica e utilizzo di fonti rinnovabili ma necessitano di una particolare analisi preliminare del sistema emissivo negli ambienti interni: non tutti i terminali infatti sono compatibili con le temperature di esercizio di tali generatori. In assenza di compatibilità è possibile ricorre all'uso di tecnologie ibride in pompa di calore e caldaia a condensazione, la quale verrebbe utilizzata come generatore ausiliario nei momenti di picco di richiesta termica.

Si sono analizzati infine i benefici apportati dall'integrazione dell'accumulo elettrochimico nei sistemi di impianto fotovoltaico: dalle simulazioni è emerso che la presenza della batteria abbinata ad una centralina programmata in maniera tale da agire secondo l'interesse monetario dell'utente finale porta ad un risparmio economico che nella vita utile della batteria è totalmente annullato dall'investimento iniziale. Tuttavia, la sua installazione fa si che l'energia prodotta da fonte solare sia consumata interamente dall'utente, minimizzando l'acquisto da rete nazionale e dunque riducendo l'energia prodotta da fonte non rinnovabile, oltre che diminuire lo stress sulla rete elettrica soprattutto nei momenti di picco.

Riferimenti bibliografici

1. https://www.iea.org/reports/building-envelopes, ultimo accesso 07/03/2021;
2. https://www.iea.org/reports/building-envelopes, ultimo accesso 07/03/2021;
3. https://www.iea.org/reports/heating, ultimo accesso 07/03/2021;
4. https://www.iea.org/reports/cooling, ultimo accesso 07/03/2021;
5. https://www.iea.org/reports/lighting, ultimo accesso 07/03/2021;
6. https://www.ingenio-web.it, ultimo accesso 07/03/2021;
7. https://www.ecologico.altervista.org, ultimo accesso 07/03/2021;
8. https://www.consulente-energia.com, ultimo accesso 07/03/2021;
9. https://www.iea.org/reports/appliances-and-equipment, ultimo accesso 07/03/2021;
10. Bo Diczfalusy, Peter Taylor, *"Technology Roadmap – Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment",* IEA Publications, 9, rue de la Fédération. Stampato in Francia da Corlet, Maggio 2011;
11. IEA (2020), *"Energy Technology Perspectives 2020",* IEA, Paris; https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020;
12. Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA, *"Edifici Energeticamente Efficienti: un'opportunità"*, Editrice Alkes;
13. IEA (2019), *"The Critical Role of Buildings",* IEA, Paris https://www.iea.org/reports/the-critical-role-of-buildings;
14. Biao Xiao, Lin He, Shihang Zhang, Tingting Kong, Bin Hu, R.Z. Wang, *"Comparison and analysis on air-to-air and air-to-water heat pump heating sustems"*, Science Direct, 6 Agosto 2019;
15. Anna M. Brockwaya, Pierre Delforgeb,, *"Emissions reduction potential from electric heat pumps in California homes"*, Science Direct, 21 Novembre 2018;
16. Ankita Singh Gaur, Desta Z. Fitiwi, John Curtis, *"Heat pumps and our low-carbon future: A comprehensive review"*, Science Direct, 27 Ottobre 2020;
17. Stefan N. Petrovic, Kenneth B. Karlsson, *"Residential heat pumps in the future Danish energy system"*, Science Direct, 29 Agosto 2016;
18. https://www.iea.org/reports/heat-pumps, ultimo accesso 07/03/2021;
19. Maryam Mohammadi Maghanki, Barat Ghobadian, Gholamhassan Najafi, Reza Janzadeh Galogah, *"Micro combined heat and power (MCHP) technologies"*, Science Direct, 31 Agosto 2013;

20. Kris R. Voorspools, William D. D'haeseleer, *"Reinventing hot water? Towards optimal sizing and management of cogeneration: A case study for Belgium"*, Science Direct, 16 Marzo 2006;
21. D. Lindenberger, T. Bruckner, H.-M. Groscurth, R. Ku¨mmel, *"Optimization of solar district heating systems: seasonal storage, heat pumps, and cogeneration"*, Science Direct, 28 Maggio 1999;
22. Marco Badami, Gianfranco Chicco, Armando Portoraro, Martina Romaniello, *"Micro-multigeneration prospects for residential applications in Italy"*, Sciende Direct, 9 Aprile 2018;
23. Michele Bianchi, Andrea De Pascale, Pier Ruggero Spina, *"Guidelines for residential micro-CHP systems design"*, Science Direct, 15 Dicembre 2011;
24. R.W. Moss, A.P. Roskilly, S.K. Nanda, *"Reciprocating Joule-cycle engine for domestic CHP systems"*, Science Direct, 7 Giugno 2004;
25. Joao S. Pereira, Jose B. Ribeiro, Ricardo Mendes, Jorge C. Andre, *"Analysis of a hybrid (topping/bottoming) ORC based CHP configuration integrating a new evaporator design concept for residential applications"*, Science Direct, 25 Giugno 2019;
26. Zachary Taiea, Brian Westb, James Szybistb, Dean Edwardsb, John Thomasb, Shean Huffb, Gokul Vishwanathanc, Christopher Hagena, *"Detailed thermodynamic investigation of an ICE-driven, natural gas-fueled, 1 kWe micro-CHP generator",* Science Direct, 3 Maggio 2018;
27. Dimitrios Rovas, Anastasia Zabaniotou, *"Exergy analysis of a small gasification-ICE integrated system for CHP production fueled with Mediterranean agro-food processing wastes: The SMARt-CHP"*, Science Direct, 20 Maggio 2015;
28. Isabel Frenzel, Alexandra Loukoua, Dimosthenis Trimisa, Falk Schroeterb, Luis Mirc, Ricardo Marinc, Bakartxo Egilegorc, Jaio Manzanedoc, Gunabalan Rajud, Maarten de Bruijned, Robert Wesselingd, Sofia Fernandese, José Manual Chaves Pereirae, George Vourliotakisf, Maria Fountif, Oliver Posdziechg, *"Development of an SOFC based micro-CHP system in the framework of the European project FC-DISTRICT"*, Science Direct, 2012;
29. *www.aereweb.it*, ultimo accesso 07/03/2021;
30. *www.tasse-fisco.com*, ultimo accesso 07/03/2021;
31. Maryam Gholamzadehmir, Claudio Del Pero, Simone Buffa, Roberto Fedrizzi, Niccolo' Aste, *"Adaptive-predictive control strategy for HVAC systems in smart buildings – A review*", Science Direct, 15 Settembre 2020;
32. *https://www.certificato-energetico.it/news/nuovo-ape-2015.html*, ultimo accesso 07/03/2021;

33. *"Superbonus 110",* Agenzia Entrate, Luglio 2020;
34. Prof. Marco Perino, *"Il calcolo del carico termico sensibile di progetto per il riscaldamento",* 2018;
35. Felipe Barroco (AESS), Alberto Borghetti (UniBo), Francesca Cappellaro (ENEA), Claudia Carani (AESS), Roberta Chiarini (ENEA), Gianluca D'Agosta (ENEA), Piero De Sabbata (ENEA), Fabio Napolitano (UniBo), Giuseppe Nigliaccio (ENEA), Carlo Alberto Nucci (UniBo), Camillo Orozco Corredor (UniBo), Carmen Palumbo (AESS), Stefano Pizzuti (ENEA), Giorgia Pulazza (UniBo), Sabrina Romano (ENEA), Fabio Tossani (UniBo), Edi Valpreda (ENEA), *"Le comunità energetiche in Italia",* Ottobre 2020;
36. ONU Organizzazione delle Nazioni Unite, *"Agenda 2030",* https://unric.org/it/agenda-2030/;
37. *https://www.solidpower.com/it/bluegen/,* ultimo accesso 07/03/2021;
38. Alvaro Della Justina do Nascimento, Ricardo Rüther, *"Evaluating distributed photovoltaic (PV) generation to foster the adoption of energy storage systems (ESS) in time-of-use frameworks",* Science Direct, 28 Agosto 2020;
39. Sharon Young, Anna Bruce, Iain MacGill, *"Potential impacts of residential PV and battery storage on Australia's electricity networks under different tariffs",* Science Direct, 29 Gennaio 2019;
40. Marco Bortolini, Mauro Gamberi, Alessandro Graziani, *"Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system"*, Science Direct, Ottobre 2014;
41. Thomas Le Varleta, Oliver Schmidt, Ajay Gambhir, Sheridan Few, Iain Staffell, *"Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage",* Science Direct, 20 Febbraio 2020;
42. *https://www.fotovoltaiconorditalia.it/*, ultimo accesso 07/03/2021;
43. *https://www.energia-lowcost.it*, ultimo accesso 07/03/2021;
44. *https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis*, ultimo accesso 07/03/2021.

ALLEGATO 1 - Codice Matlab per la valutazione del risparmio economico dovuto all'installazione dell'accumulo elettrochimico

```
clc
close all


%%      CASO      CHE      PREVEDE      VENDITA      ENERGIA      IN      RETE
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% IMPORTARE I DATI DI ENERGIA PRODOTTA DA PV
taglia=10;
e_pv=taglia*PV1kW./1000; %kW

%% IMPORTARE CARICO ELETTRICO DA EDILCLIMA
%e_load=load./1000;


%% DATI BATTERIA
energiabatmax=10; %kWh
energiabatmin=0.2*energiabatmax; %kWh
soc=(-1)*ones(8760,1); %kWh
eta=0.95;


%% PREZZI ELETTRICITÃ  DA RETE
prezzoF1=0.21; %€/kWh
prezzoF2=0.15; %€/kWh
prezzoF3=0.09; %€/kWh
prezzo_vendita=0.039; %€/kWh


%for jj=1:50  %jj indice di aumento fotovoltaico

%e_pv=jj*aaa1./2000; %kWh
%energiabatmax=0.1*jj; %kWh
%energiabatmin=0.01*jj; %kWh

%% PULISCO VARIABILI

clear e_grid
clear e_export
clear soc
clear prezzo
clear costoenergiadarete
clear ricavo_euro_da_rete

%% INIZIALIZZO VARIABILI
e_grid=zeros(8760,1);
e_export=zeros(8760,1);
soc(1)=energiabatmax;
prezzo=zeros(8760,1); prezzo(1)=prezzoF3;
costoenergiadarete=zeros(8760,1);
```

```
ricavo_euro_da_rete=zeros(8760,1);

hh=0;
giornosettimana=1;
oradelgiorno=1;
check=zeros(8760,1);

%% LOOP SIMULAZIONE ANNUALE
for hh=2:8760
%%WEEKEND OR HOLIDAY? %PEAK HOUR?
%controllo weekend
if giornosettimana==6 | giornosettimana==7
weekend=1;
else
weekend=0;
end

%controllo ora di picco
if    oradelgiorno==16    |oradelgiorno==17    |    oradelgiorno==18    |
oradelgiorno==19 | oradelgiorno==20
peakhour=1;
else
peakhour=0;
end


if peakhour==1

if (e_load(hh)-e_pv(hh))<0 %fotovoltaico maggiore di carico
if soc(hh-1)==energiabatmax %battery full
%export to grid
e_export(hh)=abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
e_grid(hh)=-abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
soc(hh)=soc(hh-1);
else %battery not full
%charge battery
soc(hh)=soc(hh-1)+(e_pv(hh)-e_load(hh));
%controllo che carica della batteria non
%superi il limite massimo
if soc(hh)>energiabatmax
soc(hh)=energiabatmax;
end
end
else % load maggiore di pv

%se energia contenuta in batteria minore di quanto
%serve per alimentare carico
if (soc(hh-1)-energiabatmin)<abs(e_load(hh)-e_pv(hh))
%draw from grid
e_grid(hh)=abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
soc(hh)=soc(hh-1);

else
%draw from battery
soc(hh)=soc(hh-1)-abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
end
end
```

```
else  %NO ORA DI PICCO
if (e_load(hh)-e_pv(hh))<0 %fotovoltaico maggiore di carico
if  soc(hh-1)==energiabatmax%battery full
%export to grid
e_grid(hh)=-abs(e_load(hh)-e_pv(hh));
e_export(hh)=abs(e_load(hh)-e_pv(hh));
soc(hh)=soc(hh-1);
else
%charge battery
soc(hh)=soc(hh-1)+(e_pv(hh)-e_load(hh));
%controllo che carica della batteria non
%superi il limite massimo
if soc(hh)>energiabatmax
soc(hh)=energiabatmax;
end

end
else
%draw from grid
e_grid(hh)=e_load(hh)-e_pv(hh);
soc(hh)=soc(hh-1);
end
end

%% QUANTIFICARE LA SPESA PER COMPRARE E-GRID
% fascia?
if weekend==0 %se si Ã¨ in settimana
if oradelgiorno>=8 & oradelgiorno<19
prezzo(hh)=prezzoF1;
elseif  (oradelgiorno>=7  &  oradelgiorno<=8)  |  (oradelgiorno>=19  &
oradelgiorno<23)
prezzo(hh)=prezzoF2;
else
prezzo(hh)=prezzoF3;
end
else

if giornosettimana==6
                if oradelgiorno>=7 & oradelgiorno<23
                        prezzo(hh)=prezzoF2;
                else
                        prezzo(hh)=prezzoF3;
                end
else
prezzo(hh)=prezzoF3;
end
end



if e_grid(hh)>=0 %ho comprato elettricitÃ  DALLA rete?
costoenergiadarete(hh)=e_grid(hh)*prezzo(hh);
end
if e_export(hh)>0 %ho venduto energia ALLA rete?
```

```
ricavo_euro_da_rete(hh)=e_export(hh)*prezzo_vendita;
end


%% AGGIORNAMENTO GIORNO SETTIMANA
giornosettimana=giornosettimana+1;
if giornosettimana>7
giornosettimana=1;
end


%% AGGIORNAMENTO ORA DEL GIORNO
oradelgiorno=oradelgiorno+1;
if oradelgiorno>23
oradelgiorno=0;
end


end
%% SALVATAGGIO VARIABILI
ricavi_pvbatteria=ricavo_euro_da_rete-costoenergiadarete;

%% RESOCONTO ANNUALE
e_pv_annuale_batteria=sum(e_pv);
e_grid_annuale_batteria=sum(e_grid);
e_export_annuale_batteria=sum(e_export);
euro_anno_acquisto_rete_batteria=sum(costoenergiadarete)
euro_anno_vendita_rete_batteria=sum(ricavo_euro_da_rete)

%end

%% SCEGLIERE IL NUMERO DI SETTIMANA DA PLOTTARE
n=3+13+13+13;

%% PLOTS
figure(1)
plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),e_pv(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'g','Linewidth',1.5)
hold on
plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),e_grid(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'b','Linewidth',1.5)
hold on
plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),e_load(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'k','Linewidth',1.5)
hold on
yyaxis right
plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),soc(((n-1)*7:(n-
1)*7+168))/energiabatmax*100,'m','Linewidth',1.5)
ylabel('Carica batteria [%]')
yyaxis left
legend('potenza da PV','potenza da rete','potenza richiesta','SOC')
title('Andamento temporale potenza - PV + batteria - Tipica settimana di
Ottobre')
xlabel('Tempo [h]')
ylabel('Potenza [kW]')
grid on
```

```
%figure(2)
%plot(1:50,ricavienergiadarete)
%hold on
%plot(1:50,spesaperenergiadarete)
%legend('Ricavi energia rete','Spese energia rete')

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% CASO SENZA BATTERIA

%% PULISCO VARIABILI

clear e_grid
clear e_export
clear prezzo
clear costoenergiadarete
clear ricavo_euro_da_rete

%% INIZIALIZZO VARIABILI
e_grid=zeros(8760,1);
e_export=zeros(8760,1);
prezzo=zeros(8760,1); prezzo(1)=prezzoF3;
costoenergiadarete=zeros(8760,1);
ricavo_euro_da_rete=zeros(8760,1);

hh=0;
giornosettimana=1;
oradelgiorno=1;
check=zeros(8760,1);

        %% LOOP SIMULAZIONE ANNUALE
for hh=2:8760
%%WEEKEND OR HOLIDAY? %PEAK HOUR?
%controllo weekend
if giornosettimana==6 | giornosettimana==7
weekend=1;
else
weekend=0;
end


if e_pv(hh)>=e_load(hh)
e_grid(hh)=-abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
e_export(hh)=abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
else
e_grid(hh)=abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
e_export(hh)=0;
end


%% QUANTIFICARE LA SPESA PER COMPRARE E-GRID
% fascia?
if weekend==0 %se si Ã¨ in settimana
if oradelgiorno>=8 & oradelgiorno<19
prezzo(hh)=prezzoF1;
elseif   (oradelgiorno>=7   &   oradelgiorno<=8)   |   (oradelgiorno>=19   &
oradelgiorno<23)
```

```
prezzo(hh)=prezzoF2;
else
prezzo(hh)=prezzoF3;
end
else

if giornosettimana==6
if oradelgiorno>=7 & oradelgiorno<23
prezzo(hh)=prezzoF2;
else
prezzo(hh)=prezzoF3;
end
        else
            prezzo(hh)=prezzoF3;
        end
end



if e_grid(hh)>=0 %ho comprato elettricitÃ  DALLA rete?
costoenergiadarete(hh)=e_grid(hh)*prezzo(hh);
end
if e_export(hh)>0 %ho venduto energia ALLA rete?

ricavo_euro_da_rete(hh)=e_export(hh)*prezzo_vendita;
end


%% AGGIORNAMENTO GIORNO SETTIMANA
giornosettimana=giornosettimana+1;
if giornosettimana>7
giornosettimana=1;
end


%% AGGIORNAMENTO ORA DEL GIORNO
oradelgiorno=oradelgiorno+1;
if oradelgiorno>23
oradelgiorno=0;
end


        end

ricavi_pv=ricavo_euro_da_rete-costoenergiadarete;

%% RESOCONTO ANNUALE
e_pv_annuale=sum(e_pv);
e_grid_annuale=sum(e_grid);
e_export_annuale=sum(e_export);
euro_anno_acquisto_rete=sum(costoenergiadarete)
euro_anno_vendita_rete=sum(ricavo_euro_da_rete)

%end

%% SCEGLIERE IL NUMERO DI SETTIMANA DA PLOTTARE
```

```
%% PLOTS
figure(2)
plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),e_pv(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'g','Linewidth',1.5)
hold on
plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),e_grid(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'b','Linewidth',1.5)
hold on
plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),e_load(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'k','Linewidth',1.5)
legend('potenza da PV','potenza da rete','potenza richiesta')
title('Andamento temporale potenza - PV - Tipica settimana di Ottobre')
xlabel('Tempo [h]')
ylabel('Potenza [kW]')
grid on

figure(3)
%% CONFRONTARE RICAVI EURO CON BATTERIA O SENZA BATTERIA
ricavo_giornaliero_pvbatteria=zeros(365,1);
ricavo_giornaliero_pv=zeros(365,1);
%primo valore
ricavo_giornaliero_pvbatteria(1)=sum(ricavi_pvbatteria(1:24));
ricavo_giornaliero_pv(1)=sum(ricavi_pv(1:24));
for giornoanno=2:365

ricavo_giornaliero_pvbatteria(giornoanno)=sum(ricavi_pvbatteria((giornoan
no-1)*24:(giornoanno-1)*24+24));
    ricavo_giornaliero_pv(giornoanno)=sum(ricavi_pv((giornoanno-
1)*24:(giornoanno-1)*24+24));
end

plot(ricavo_giornaliero_pvbatteria,'g','Linewidth',1.5)
hold on
plot(ricavo_giornaliero_pv,'--','Linewidth',1.5)
hold on
legend('Ricavi PV+batteria','Ricavi PV')
title('Confronto ricavi')
xlabel('Tempo [giorni]')
ylabel('€')
grid on

sum(ricavo_giornaliero_pvbatteria)-sum(ricavo_giornaliero_pv)
```

ALLEGATO 2 – Codice Matlab per la valutazione dei risparmi economici al variare della potenza fotovoltaica installata e della capacità dell’accumulo

```
clc
close all

%%      CASO      CHE      PREVEDE      VENDITA      ENERGIA      IN      RETE
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
%% IMPORTARE I DATI DI ENERGIA PRODOTTA DA PV
taglia=10;
e_pv=taglia*PV1kW./1000; %kW

%% IMPORTARE CARICO ELETTRICO DA EDILCLIMA
%e_load=load./1000;

%% DATI BATTERIA
eta=0.95;
%% COSTI IMPIANTO
costo_moduli=1.38*1000; %€/kW
costo_struttura_supporto=3000; %€
costo_inverter=1500; %€ ogni 5 anni
costo_assicurazione=50; %€/kW/anno
costi_manutenzione=5/100; % percentuale del costo iniziale
costo_batteria=370; %€/kWh
%% PREZZI ELETTRICITÃ  DA RETE
prezzoF1=0.21; %€/kWh
prezzoF2=0.15; %€/kWh
prezzoF3=0.09; %€/kWh
prezzo_vendita=0.039; %€/kWh

for jj=1:21  %jj indice di aumento fotovoltaico
%% TAGLIA PV
taglia=(jj-1);
e_pv=taglia*PV1kW./1000; %kW %(jj-1) perchè così ho il primo caso in cui
non ho PV

for ii=1:5  %ii indice di aumento batteria

%% TAGLIA BATTERIA
energiabatmax=(ii-1); %kWh
energiabatmin=0.2*energiabatmax; %kWh

%% PULISCO VARIABILI

clear e_grid
clear e_export
clear soc
clear prezzo
clear costoenergiadarete
clear ricavo_euro_da_rete

%% INIZIALIZZO VARIABILI
e_grid=zeros(8760,1);
e_export=zeros(8760,1);
soc=zeros(8760,1);soc(1)=energiabatmax;
prezzo=zeros(8760,1); prezzo(1)=prezzoF3;
costoenergiadarete=zeros(8760,1);
ricavo_euro_da_rete=zeros(8760,1);

hh=1;
giornosettimana=1;
oradelgiorno=1;

%% LOOP SIMULAZIONE ANNUALE
for hh=2:8760
```

```
%%WEEKEND OR HOLIDAY? %PEAK HOUR?
%controllo weekend
if giornosettimana==6 | giornosettimana==7
weekend=1;
else
weekend=0;
end

%controllo ora di picco
if    oradelgiorno==16    |oradelgiorno==17    |    oradelgiorno==18    |
oradelgiorno==19 | oradelgiorno==20
peakhour=1;
else
peakhour=0;
end

if peakhour==1 %ORA DI PICCO

if (e_load(hh)-e_pv(hh))<0 %fotovoltaico maggiore di carico
if soc(hh-1)==energiabatmax %battery full
%export to grid
e_export(hh)=abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
e_grid(hh)=-abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
soc(hh)=soc(hh-1);
else %battery not full
%charge battery
soc(hh)=soc(hh-1)+(e_pv(hh)-e_load(hh));
%controllo che carica della batteria non
%superi il limite massimo
if soc(hh)>energiabatmax
soc(hh)=energiabatmax;
end
end
else % load maggiore di pv

%se energia contenuta in batteria minore di quanto
%serve per alimentare carico
if (soc(hh-1)-energiabatmin)<abs(e_load(hh)-e_pv(hh))
%draw from grid
e_grid(hh)=abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
soc(hh)=soc(hh-1);

else
%draw from battery
soc(hh)=soc(hh-1)-abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
end
end



else  %NO ORA DI PICCO
if (e_load(hh)-e_pv(hh))<0 %fotovoltaico maggiore di carico
if  soc(hh-1)==energiabatmax%battery full
%export to grid
e_grid(hh)=-abs(e_load(hh)-e_pv(hh));
e_export(hh)=abs(e_load(hh)-e_pv(hh));
soc(hh)=soc(hh-1);
```

```
else
%charge battery
soc(hh)=soc(hh-1)+abs(e_pv(hh)-e_load(hh));
%controllo che carica della batteria non
%superi il limite massimo
if soc(hh)>energiabatmax
soc(hh)=energiabatmax;
end

end
else
%draw from grid
e_grid(hh)=e_load(hh)-e_pv(hh);
soc(hh)=soc(hh-1);
end
end

%% QUANTIFICARE LA SPESA PER COMPRARE E-GRID
% fascia?
if weekend==0 %se si Ã¨ in settimana
if oradelgiorno>=8 & oradelgiorno<19
prezzo(hh)=prezzoF1;
elseif   (oradelgiorno>=7   &   oradelgiorno<=8)   |   (oradelgiorno>=19   &
oradelgiorno<23)
prezzo(hh)=prezzoF2;
else
prezzo(hh)=prezzoF3;
end
else

if giornosettimana==6
if oradelgiorno>=7 & oradelgiorno<23
 prezzo(hh)=prezzoF2;
else
 prezzo(hh)=prezzoF3;
end
else
prezzo(hh)=prezzoF3;
end
end

if e_grid(hh)>=0 %ho comprato elettricitÃ  DALLA rete?
costoenergiadarete(hh)=e_grid(hh)*prezzo(hh);
end
if e_export(hh)>0 %ho venduto energia ALLA rete?
prezzo_vendita=0.6*prezzo(hh);
ricavo_euro_da_rete(hh)=e_export(hh)*prezzo_vendita;
end

%% AGGIORNAMENTO GIORNO SETTIMANA
giornosettimana=giornosettimana+1;
if giornosettimana>7
giornosettimana=1;
end

%% AGGIORNAMENTO ORA DEL GIORNO
oradelgiorno=oradelgiorno+1;
```

```
if oradelgiorno>23
oradelgiorno=0;
end

end

if jj==1
euro_anno_acquisto_rete_batteria_ref=sum(e_pv);
e_grid_annuale_batteria_ref=sum(e_grid);
e_export_annuale_batteria_ref=sum(e_export);
euro_anno_acquisto_rete_batteria_ref=sum(costoenergiadarete) ;
euro_anno_vendita_rete_batteria_ref=sum(ricavo_euro_da_rete);
end

%% RESOCONTO ANNUALE
euro_anno_acquisto_rete_batteria(jj)=sum(e_pv);
e_grid_annuale_batteria(jj)=sum(e_grid);
e_export_annuale_batteria(jj)=sum(e_export);
euro_anno_acquisto_rete_batteria(jj)=sum(costoenergiadarete) ;
euro_anno_vendita_rete_batteria(jj)=sum(ricavo_euro_da_rete);

%% COSTO IMPIANTO
anni_vita_impianto=40;
costo_impianto=costo_moduli*jj+costo_struttura_supporto+costo_inverter*an
ni_vita_impianto/5+...
costo_assicurazione*jj*anni_vita_impianto+costi_manutenzione*costo_moduli
*jj+...
costo_batteria*ii;
%nel caso di Bonus al 50%
%costo_impianto=costo_impianto/2;
%nel caso di Superbonus 110%
%costo_impianto=-costo_impianto*0.1;

costo_impianto_annuale_medio(jj)=costo_impianto/anni_vita_impianto;

%% SOLDI RISPARMIATI:(SOLDI SPESI SENZA PV)-(SOLDI SPESI CON PV)
saved_money(jj,ii)=(euro_anno_acquisto_rete_batteria_ref-
euro_anno_vendita_rete_batteria_ref)-...
(euro_anno_acquisto_rete_batteria(jj)-
euro_anno_vendita_rete_batteria(jj))-costo_impianto_annuale_medio(jj);

end % ragionare su come registrare i dati di saved money cambiando taglia
PV e batteria


end

surf(saved_money)
xlabel('Capacità accumulo [kWh]')
ylabel('Potenza fotovoltaico installata [kW]')
zlabel('Risparmio annuale [€]')
title('Risparmio economico annuale al variare di potenza installata e
capacità accumulo')

%% SCEGLIERE IL NUMERO DI SETTIMANA DA PLOTTARE
%n=25;
```

```
%% PLOTS
%figure(1)
%plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),e_pv(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'g','Linewidth',1.5)
%hold on
%plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),e_grid(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'b','Linewidth',1.5)
%hold on
%plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),e_load(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'k','Linewidth',1.5)
%hold on
%plot(((n-1)*7:(n-1)*7+168),soc(((n-1)*7:(n-
1)*7+168)),'m','Linewidth',1.5)
%legend('potenza da PV','potenza da rete','potenza richiesta','SOC')
%title('Andamento temporale potenza - PV + batteria')
%xlabel('Tempo [h]')
%ylabel('Potenza [kW]')
%grid on

%figure(2)
%plot(1:50,ricavienergiadarete)
%hold on
%plot(1:50,spesaperenergiadarete)
%legend('Ricavi energia rete','Spese energia rete')

%% PLOT USATO PER MOSTRARE NON CONTEMPORANEITà TRA PRODUZIONE FOTOVOLTAICO
E CARICO
figure(3)
giorno=20;
plot(1:24,e_pv(        ((giorno-1)*24)+1        :        ((giorno-1)*24+24)
),'Linewidth',2)
hold on
plot(1:24,e_load(        ((giorno-1)*24)+1        :        ((giorno-1)*24+24)
),'Linewidth',2)
box on
grid on
xlabel('Tempo [h]')
ylabel('Potenza [kW]')
title('Andamento giornaliero della potenza')
legend('Fotovoltaico','Carico elettrico')
```

ALLEGATO 3 – Codice Matlab per la simulazione dell'installazione di un micro-cogeneratore in un contesto residenziale

```
clc
close all

e_load_th=eloadth;
%% CALDAIA AUSILIARIA
eta_caldaia=0.90;
PCImetano=13.365; %kWh/kg

%% DATI MCHP
```

```
eta_th_mchp=0.30;
eta_el_mchp=0.60;

%% RICHIESTA ENERGIA ELETTRICA
richiesta_annua=10000; %kWh
richesta_giornaliera=richiesta_annua/365; %kWh
pp=richesta_giornaliera/(40*2+20*2+60*1+70*3+30*3+60*1+80*2+50*2+30*1);
profilo_elettrico=@(h)     0+40*pp*(h>=7     &     h<9)+20*pp*(h>=9     &
h<11)+60*pp*(h>=11 & h<12)+70*pp*(h>=12 & h<15)+...
                        30*pp*(h>=15      &      h<18)+60*pp*(h>=18      &
h<19)+80*pp*(h>=19 & h<21)+50*pp*(h>=21 & h<23)+...
                        30*pp*(h>=23 & h<24);


prezzoF1=0.21; %€/kWh
prezzoF2=0.15; %€/kWh
prezzoF3=0.09; %€/kWh
prezzo_vendita=0.039; %€/kWh
prezzo_metano=0.123146/0.688; %€/kg
%% INIZIALIZZO VARIABILI
giornosettimana=1;
oradelgiorno=0;
e_th=zeros(8760,1); e_th(1)=0;
e_caldaia=zeros(8760,1);e_caldaia(1)=0;
e_accumulo_max=70; %kWh
e_accumulo=zeros(8760,1);  e_accumulo(1)= e_accumulo_max;
e_th_mchp=zeros(8760,1);
e_el_mchp=zeros(8760,1);
e_el=zeros(8760,1);
prezzo=zeros(8760,1);
e_grid_comprata=zeros(8760,1);
e_grid_venduta=zeros(8760,1);
e_load_el=zeros(8760,1);
costo_el_sep=zeros(8760,1);


uuu=0; %unità di cogenerazione

for iii=1:1
%% LOOP
%% INIZIALIZZO VARIABILI
giornosettimana=1;
oradelgiorno=0;
e_th=zeros(8760,1); e_th(1)=0;
e_caldaia=zeros(8760,1);e_caldaia(1)=0;
e_accumulo=zeros(8760,1);  e_accumulo(1)= e_accumulo_max;
e_th_mchp=zeros(8760,1); e_th_mchp(1)=uuu*0.75;
e_el_mchp=zeros(8760,1); e_el_mchp(1)=uuu*1.3;
e_el=zeros(8760,1);
prezzo=zeros(8760,1);
e_grid_comprata=zeros(8760,1);
e_grid_venduta=zeros(8760,1);
e_load_el=zeros(8760,1);
costo_el_sep=zeros(8760,1);


uuu=iii;
```

```
for hh=2:8760
    e_el_mchp(1)=uuu*1.3;
    e_th_mchp(1)=uuu*0.75;
             %% AGGIORNAMENTO GIORNO SETTIMANA
             giornosettimana=giornosettimana+1;
             if giornosettimana>7
             giornosettimana=1;
             end

             %% AGGIORNAMENTO ORA DEL GIORNO
             oradelgiorno=oradelgiorno+1;
             if oradelgiorno>23
             oradelgiorno=0;
             end

            %if oradelgiorno>=0 & oradelgiorno<=23
                e_th_mchp(hh)=uuu*0.75;
                e_el_mchp(hh)=uuu*1.3;
            %else
               % e_th_mchp(hh)=0;
               % e_el_mchp(hh)=0;
            %end


            %% PARTE TERMICA
            e_th(hh)=e_load_th(hh)-e_th_mchp(hh);

            if e_th(hh)<=0 %se soddisfo completamente richiesta con MCHP
                e_caldaia(hh)=0;
                e_accumulo(hh)=e_accumulo(hh-1)+abs(e_th(hh));
                                if e_accumulo(hh)>e_accumulo_max%controllo
di non eccedere la capacità dell'accumulo
                                    e_accumulo(hh)=e_accumulo_max;
                                end
            else %se ho bisogno di ulteriore energia
                            %se en. nell'accumulo basta a soddisfare la
richiesta
                            if e_accumulo(hh-1)>=e_th(hh)
                            e_caldaia(hh)=0;
                            e_accumulo(hh)=e_accumulo(hh-1)-abs(e_th(hh));
                            % se en. nell'accumulo non basta
                            else
                            e_caldaia(hh)=abs(e_th(hh))-
abs(e_accumulo(hh));
                            e_accumulo(hh)=0;
                            end
            end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%

            %% PARTE ELETTRICA
            e_load_el(hh)=profilo_elettrico(oradelgiorno);
            e_el(hh)=e_load_el(hh)-e_el_mchp(hh);

            %controllo weekend
             if giornosettimana==6 | giornosettimana==7
```

```
            weekend=1;
            else
            weekend=0;
            end
           % fascia?
            if weekend==0 %se si Ã¨ in settimana
            if oradelgiorno>=8 & oradelgiorno<19
            prezzo(hh)=prezzoF1;
            elseif (oradelgiorno>=7 & oradelgiorno<=8) | (oradelgiorno>=19
& oradelgiorno<23)
            prezzo(hh)=prezzoF2;
            else
            prezzo(hh)=prezzoF3;
            end
            else

            if giornosettimana==6
                        if oradelgiorno>=7 & oradelgiorno<23
                                    prezzo(hh)=prezzoF2;
                        else
                                    prezzo(hh)=prezzoF3;
                        end
            else
            prezzo(hh)=prezzoF3;
            end
            end

            costo_el_sep(hh)=e_load_el(hh)*prezzo(hh);

            if e_el(hh)<=0 %se soddisfo completamente richiesta con mchp
                e_grid_venduta(hh)=abs(e_el(hh));
                e_grid_comprata(hh)=0;
                ricavi_el(hh)=e_grid_venduta(hh)*prezzo(hh);
                costi_el(hh)=0;
            else %se devo acquistare ulteriore elettricita dalla rete
                e_grid_comprata(hh)=abs(e_el(hh));
                e_grid_venduta(hh)=0;
                costi_el(hh)=e_grid_comprata(hh)*prezzo(hh);
                ricavi_el(hh)=0;
            end


end



%% RICAVI
mancato_costo_el(iii)=sum(costo_el_sep);
mancato_costo_th(iii)=sum(e_load_th)/PCImetano/eta_caldaia*prezzo_metano;
ricavo_annuale_el_mchp(iii)=sum(ricavi_el);
%risparmio=sum()/(0.46*0.918)+sum()/(0.9)-sum();


%% COSTI
costo_annuale_metano_caldaia_mchp(iii)=sum(e_caldaia)/PCImetano/eta_calda
ia*prezzo_metano;
```

```
costo_annuale_metano_mchp(iii)=sum(e_th_mchp)/PCImetano/eta_th_mchp*prezz
o_metano;
costo_annuale_el_mchp(iii)=sum(costi_el);
costi_oem(iii)=10/1000*sum(e_el_mchp);

MOL(iii)=(mancato_costo_el(iii)+mancato_costo_th(iii)+ricavo_annuale_el_m
chp(iii))-...

(costo_annuale_metano_caldaia_mchp(iii)+costo_annuale_metano_mchp(iii)+co
sto_annuale_el_mchp(iii)+costi_oem(iii));
Investimento(iii)=uuu*15000*0.35; %€
SPB(iii)=Investimento(iii)/MOL(iii);
end
figure(1)
plot(1:uuu,mancato_costo_el,'LineWidth',2)
hold on
plot(1:uuu,mancato_costo_th,'LineWidth',2)
hold on
plot(1:uuu,ricavo_annuale_el_mchp,'LineWidth',2)
hold on
plot(1:uuu,costo_annuale_metano_caldaia_mchp,'LineWidth',2)
hold on
plot(1:uuu,costo_annuale_metano_mchp,'LineWidth',2)
hold on
plot(1:uuu,costo_annuale_el_mchp,'LineWidth',2)
hold on
plot(1:uuu,costi_oem,'LineWidth',2)
hold on
legend('mancato costo en. elettrica','mancato costo en. termica','ricavo
annuale elettricità venduta in rete'...
    ,'costo annuale metano caldaia ausiliaria','costo annuale metano
consumato da BlueGen'...
    ,'costo annuale en. elettrica dalla rete','spese di manutenzione')
box on
grid on
title('Variazione costi al variare del numero di unità cogenerative')
xlabel('Numero unità')
ylabel('Costi [€]')


figure(2)
plot(1:uuu,SPB,'LineWidth',2)
%hold on
%plot(1:uuu,SPB1,'LineWidth',2)
%hold on
%plot(1:uuu,SPB2,'LineWidth',2)
%hold on
box on
grid on
title('Tempo di ritorno investimento all aumentare delle unità
cogenerative')
ylabel('Simple Pay Back [anni]')
xlabel('Numero unità cogenerative')


figure(3)
plot(1:24,profilo_elettrico(1:24),'LineWidth',1.5)
```

```
box on
grid on
title('Profilo giornaliero di richiesta elettrica')
ylabel('Potenza [kW]')
xlabel('Tempo [h]')


nn=7;
figure(4)

plot(nn*24:nn*24+48,e_caldaia(nn*24:nn*24+48),'LineWidth',2)
hold on
plot(nn*24:nn*24+48,e_load_th(nn*24:nn*24+48),'LineWidth',2)
hold on
plot(nn*24:nn*24+48,e_load_el(nn*24:nn*24+48),'LineWidth',2)
hold on
plot(nn*24:nn*24+48,e_th_mchp(nn*24:nn*24+48),'LineWidth',2)
hold on
plot(nn*24:nn*24+48,e_el_mchp(nn*24:nn*24+48),'LineWidth',2)
hold on
yyaxis right
plot(nn*24:nn*24+48,e_accumulo(nn*24:nn*24+48)/e_accumulo_max*100,'LineWi
dth',2)
ylabel('Energia presente in accumulo [%]')
yyaxis left
legend('caldaia   aux','richiesta   termica','richiesta   elettrica','th
MCHP','el MCHP','accumulo')
box on
grid on
title('Profilo giornaliero flussi di potenza')
ylabel('Potenza [kW]')
xlabel('Tempo [h]')


e_th_giornaliero=zeros(365,1);
e_th_giornaliero(1)=sum(e_load_th(1:24));
for jj=2:365

e_th_giornaliero(jj)=sum(e_load_th((jj-1)*24:(jj-1)*24+24));

end
figure(5)
plot(1:365,e_th_giornaliero,'LineWidth',1.5)
box on
grid on
title('Carico termico annuale')
ylabel('Potenza [kW]','LineWidth',2)
xlabel('Tempo [giorni]','LineWidth',2)
```