



Ricerca di Sistema elettrico

Misura e prestazioni di sistemi trasparenti integrati con PV di tipo See-Through

A. Daneo, A. Righi, T. Dalla Mora, P. Ruggeri,
F. Peron, P. Romagnoni, M. Zinzi

MISURA E PRESTAZIONI DI SISTEMI INTEGRATI CON PV DI TIPO SEE THROUGH

T. Dalla Mora, A. Righi, P. Ruggeri, F. Peron, P. Romagnoni (Università IUAV di Venezia),

A. Daneo (SSV Murano Venezia), M. Zinzi (ENEA)

Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2014

Area: Razionalizzazione e Risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Sviluppo di modelli per la realizzazione d'interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico

Obiettivo: Tecnologie per involucri edilizi ad alte prestazioni

Responsabile del Progetto: Gaetano Fasano, ENEA

Questo documento è un estratto di un'ampia attività sviluppata da Università IUAV di Venezia con ENEA e Stazione Sperimentale del Vetro con la collaborazione di Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.

Le prove sperimentali sono state rese possibili dalla disponibilità di T. Savian della ditta UnionGlass – Motta di Livenza (TV)

Responsabile scientifico ENEA: Michele Zinzi

Indice

Sommario	4
Summary.....	4
1 Introduzione	5
2 Sistemi BIPV: caratteristiche energetiche	6
3 Sistemi BIPV: trasparenza e see-through	11
4 Campioni BIPV oggetto di prova.....	16
5 Determinazione delle caratteristiche spettrali di un sistema BIPV.....	19
6 Modello numerico mediante differenza finite di sistemi BIPV vetrati.....	34
7 Un caso studio di applicazione di BIPV nel Retrofit energetico di un edificio residenziale.....	47
8 Un caso studio di applicazione di BIPV su edificio del terziario	64
9 Conclusioni	70
Appendice A - Sistemi BIPV: caratteristiche e prestazioni	72
Appendice B - Sistemi BIPV: Life Cycle Assessment	81
Appendice C - Sistemi BIPV: considerazioni economiche.....	90
Riferimenti Bibliografici	98

Sommario

Le attività effettuate rappresentano il proseguimento e approfondimento della ricerca condotta nell'ambito del precedente piano annuale di realizzazione. Esse riguardano la caratterizzazione del comportamento radiativo e termico di componenti fotovoltaici trasparenti. Tali componenti trasparenti possono essere utilizzati in sostituzione dei tradizionali elementi vetrati in quelle parti di involucro destinate a garantire il contatto tra ambiente interno e ambiente esterno. Ciò risulta di notevole interesse in relazione alla necessità di realizzare entro pochi anni, sulla spinta della legislazione nazionale e europea, edifici che non consumino energia (Zero Energy Building ZEB) o che ne consumino molto poca (Near Zero Energy Building NZEB) e che al contempo garantiscano un basso impatto ambientale con limitate emissioni e basso consumo di risorse.

Dopo una analisi dello stato dell'arte rispetto ai sistemi BIPV e alla loro caratterizzazione si è proceduto alla caratterizzazione sperimentale di alcuni campioni. Sono stati predisposti un sistema vetrato stratificato con celle in silicio amorfo e una vetrocamera fotovoltaica con la collaborazione dell'azienda UnionGlass di Motta di Livenza (TV) e del laboratorio ENEA UTEE ERT. Si è proceduto alla caratterizzazione presso il laboratorio FisTec di Università IUAV, e Laboratorio Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE di Friburgo. Sono state effettuate analisi spettrali presso la Stazione Sperimentale del Vetro di Murano Venezia. Successivamente si è completata la realizzazione di un modello numerico del comportamento energetico di sistemi BIPV al fine di stimarne le caratteristiche ottiche e termiche. Utilizzando tale modello sono state effettuate le stime dei parametri di trasmissione solare e trasmittanza e i valori sono stati confrontati con i risultati sperimentali sintonizzando il modello numerico. Infine si è analizzata, utilizzando un software di simulazione energetica dinamica dell'edificio, l'integrazione del sistema di produzione fotovoltaica sull'edificio. Le analisi sono state fatte considerando un modulo ufficio e una abitazione singola soggetta a retrofit energetico.

Summary

The activities represent the continuation and deepening of research conducted under the previous annual plan. They concern the characterization of the radiative and thermal behaviour of transparent and semi-transparent BIPV photovoltaic. These components can be used in replacement of traditional glazing elements ensuring the contact between indoor and outdoor environment. This is of particular interest in relation to the need to realize in few years, as required by national and European legislation, buildings which do not consume energy (Zero Energy Building ZEB) or that consume very little energy (Near Zero Energy Building NZEB) ensuring, at the same time, a low environmental impact with limited emissions and low resource consumption.

After an analysis of the state of the art of the BIPV systems and their characterization, the research focused on the experimental characterization of some samples. The experimentation has been carried out, with the collaboration of the company UnionGlass Motta di Livenza (TV) and ENEA laboratory Utee ERT in BIPV samples which were composed by laminated glass with amorphous silicon cells and photovoltaic glazing. The experimentations were made in the FisTec laboratory of the University Iuav of Venice, in the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE in Freiburg and in the Stazione Sperimentale del Vetro in Murano Venice. Moreover an analytical model has been developed in order to estimate the optical, thermal and energetic behaviour of BIPV systems; the results obtained using the analytical method were compared with the experimental one in order to tune and validate the numerical model. Finally, it was examined the BIPV energetic integration in a building through a dynamic energy simulation software. The analyses were made considering an office module and a single dwelling subject to energy retrofit.

1 Introduzione

Negli ultimi anni l'utilizzo di moduli fotovoltaici si è notevolmente diffusa, sia per la presenza di meccanismi di incentivazione che per un rinnovato interesse verso le tematiche ambientali rivolte alla progettazione di edifici che consumino poca energia e garantiscano bassi livelli di emissioni inquinanti. In particolare, notevole sviluppo hanno avuto le tecnologie legate al *Building Integrated Photovoltaics* (BIPV), ossia all'installazione di sistemi fotovoltaici integrati nell'involucro, che rivestono la duplice funzione di produttori di energia e di elementi di involucro e non più semplicemente e banalmente "depositati" sulle superfici che costituiscono il confine dell'edificio.

Parallelamente alla diffusione di tali tecnologie, si sono aperte nuove tematiche di ricerca legate alla **caratterizzazione termo-energetica dei moduli BIPV**. La loro applicazione e le loro caratteristiche sono in continua evoluzione ed i temi che li riguardano da sviluppare ed approfondire sono numerosi. In particolare, non sono ancora stati completamente consolidati i valori dei principali parametri di caratterizzazione termica e ottica di tali elementi, i quali vengono elencati di seguito:

- trasmittanza U [$W/m^2 K$]
- fattore solare g [-]
- trasmissione visibile τ_v [-]
- trasmissione solare τ_e [-]
- emissività ϵ [-]
- assorbimento α [-]
- riflessioni su faccia interna ed esterna ρ [-]

Tali parametri risultano indispensabili per poter caratterizzare correttamente i componenti e per poter confrontare questi sistemi con i tradizionali elementi d'involucro trasparenti e non produttori di energia. Il tema risulta interessante soprattutto se si considera quest'ultimo aspetto legato alla produzione di energia elettrica. Nel bilancio complessivo dell'edificio, infatti, non sarà più presente una sola **componente passiva** di ingresso/uscita di energia attraverso il componente stesso, come accade ora per i tradizionali elementi di involucro trasparenti ed opachi, ma anche una **componente attiva** di produzione di energia che potrebbe, in parte o del tutto, compensare lo svantaggio in termini di bilancio energetico.

In quest'ottica e dopo una corretta caratterizzazione, è possibile quindi pensare di poter stimare in maniera più precisa il fabbisogno di energia degli edifici, anche e soprattutto in una fase di progettazione. Tale previsione può essere fatta grazie all'utilizzo di **metodi di simulazione** oramai sufficientemente consolidati nel campo dell'energetica degli edifici.

Il presente lavoro rappresenta il completamento di quanto sviluppato nell'ambito del programma annuale 2014 dallo stesso gruppo di lavoro e ha l'obiettivo di sviluppare le tematiche aperte, sopra citate, e di colmare le lacune presenti nel campo della caratterizzazione dei componenti BIPV. Nei due anni di lavoro sono state affrontate le misure dei parametri sopra descritti attraverso il coinvolgimento del Laboratorio di Fisica Tecnica Ambientale dell'**Università IUAV di Venezia**, del laboratorio **ENEA UTEE-ERT** di Roma Casaccia, della **Stazione Sperimentale del Vetro** di Murano (VE) e del **Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme** ISE a Friburgo (Germania). Parallelamente alla caratterizzazione dei parametri termici ed ottici, si è sviluppato un **modello termico a volumi finiti**, che ha permesso di poter affrontare in maniera più solida la simulazione del sistema edificio. In una prima fase il modello è stato calibrato utilizzando le misure effettuate e successivamente, con l'ausilio di software di simulazione dinamica, sono state analizzate diverse configurazioni con l'obiettivo di coprire le varie casistiche presenti e di fornire una panoramica più completa sul comportamento dei sistemi fotovoltaici integrati con particolare attenzione all'inter-relazione con bilancio energetico dell'edificio e relativi consumi di energia elettrica di riscaldamento, raffrescamento ed illuminazione/forza motrice.

2 Sistemi BIPV: caratteristiche energetiche

L'integrazione di celle solari fotovoltaiche sugli edifici apre nuove tematiche relative alla caratterizzazione dei nuovi componenti che di fatto sostituiscono i tradizionali elementi di involucro le cui proprietà termofisiche sono in molti casi già note ed utilizzate da molti anni dagli esperti del settore. I parametri più significativi che caratterizzano il BIPV trasparente e semitrasparente, da un punto di vista termico ed ottico, possono essere riassunti come segue:

- U-Value [$W/m^2 K$]: trasmittanza del pacchetto BIPV che sostituisce completamente l'elemento di involucro trasparente o opaco;
- SHGC, g: fattore solare del pacchetto BIPV;
- τ_v : fattore di trasmissione visibile diretta della parte trasparente in vetro;
- τ_e : trasmissione energetica diretta della parte trasparente in vetro.

Esistono norme con procedure di calcolo per la valutazione di tali parametri. Per sistemi complessi come quelli con schermature o appunto con elementi attivi fotovoltaici o termici oppure per sistemi in cui non si hanno caratterizzazioni complete dei componenti sono necessarie misure sperimentali. In letteratura esistono vari studi che presentano metodologie di prova, modelli di calcolo e risultati di caratterizzazione. In particolare la quantificazione degli apporti solari e la valutazione del fattore di guadagno solare, g, attraverso un elemento di involucro trasparente rende necessario una indagine sperimentale.

I produttori spesso definiscono le caratteristiche dei moduli BIPV basandosi sui prodotti convenzionali. In alcuni casi e configurazioni questa assunzione è accettabile. Nel caso ad esempio di sistemi stratificati il valore della trasmittanza in condizioni standard è praticamente la stessa di un sistema vetrato stratificato convenzionale. La temperatura del sistema però grazie al notevole capacità di assorbimento della radiazione solare può arrivare a valori elevati (anche 90° per BIPV integrato nel tetto), e questo può influenzare le caratteristiche termiche.

Un interessante studio sperimentale sulla valutazione del fattore di guadagno solare di moduli fotovoltaici semitrasparenti (Semi Transparent Photovoltaic - Stpv) è proposto da Chen e altri [1]. Per la stima del valore di g è stato utilizzato un approccio che prevede l'utilizzo di un calorimetro mediante un metodo sviluppato dal Solar Energy Research Institute di Singapore (SERI). Tale metodo prevede la misura simultanea di trasmittanza e fattore di guadagno solare anche grazie alla creazione di un simulatore solare secondo lo standard IEC 60904-9 [2] che ha permesso inoltre di valutare g anche in funzione dell'angolo di incidenza, della lunghezza d'onda e della temperatura esterna.

Sono stati testati 5 differenti tipi di Stpv commerciali suddivisi in due categorie principali: stratificato singolo e vetrocamera, entrambi con uno strato semitrasparente di film sottile. Il loro valore di g è stato misurato con e senza un carico elettrico connesso. In generale sistemi Stpv su doppio vetro mostrano valori di g più bassi rispetto a quelli stratificati, probabilmente per effetto del coating basso emissivo. In media, a 0° di angolo incidenza, si possono ottenere valori di 0.1-0.2 e 0.3-0.4 rispettivamente per il doppio vetro e per lo stratificato. Significativa è l'influenza dell'angolo di incidenza che può portare a variazioni molto consistenti anche del 20%.

Un ulteriore esempio di stima di g di moduli fotovoltaici semitrasparenti è quello di Olivieri e altri [3]. Sempre utilizzando un calorimetro sono stati verificati alcuni sistemi verificando l'influenza del grado di copertura da parte delle celle e considerando i moduli fotovoltaici in condizione di funzionamento o a circuito aperto. Essi concludono che il valore del fattore solare dipende dalle condizioni operative elettriche e dall'intensità della radiazione incidente.

Ancora Olivieri e altri hanno messo a punto una metodologia per poter caratterizzare da un punto di vista termico, luminoso e elettrico moduli semitrasparenti fotovoltaici in condizioni reali di utilizzo [4]. Sono stati caratterizzati nel contesto di Madrid quattro prototipi di moduli in silicio amorfo con diversi livelli di trasparenza (tra 0,1 e 0,4). Tutti i sistemi testati hanno messo in evidenza coefficienti di guadagno solare SHGC più elevati dei sistemi vetrati di riferimento consistenti in un doppio vetro conforme alla normativa energetica spagnola ($U=2,9 W/m^2K$, $g=0,47$).

Una caratterizzazione dei valori di trasmittanza termica e fattore solare in condizioni più vicine a quelle operative per i sistemi BIPV è proposta da Misara e altri [5]. Il problema sollevato è quello di non poter utilizzare le procedure standard, normalmente utilizzate per i vetri, per la caratterizzazione di tali parametri nel caso di presenza di BIPV. Viene proposto un metodo per poter tenere in considerazione la potenza termica generata dal modulo fotovoltaico durante la caratterizzazione dei pannelli e viene descritto un modello matematico per il calcolo della temperatura superficiale dei pannelli. In particolare si simulano le presenze di diversi livelli di radiazione solare fornendo tanta potenza al pannello quanta è necessaria per innalzare la sua temperatura fino a renderla stazionaria. I risultati mostrano un miglioramento del parametro U-Value anche del 9% nel caso di vetro laminato. Al contrario la riduzione del g-value durante l'inverno può arrivare anche al 15% per un caso di vetrocamera solare.

Sull'importanza di descrivere i parametri principali dei moduli di BIPV, è possibile fare riferimento anche lavoro di Henze e altri [6]. Ormai quasi in tutti i casi, l'applicazione di BIPV non è solo legata alla generazione di energia elettrica, ma all'influenza complessiva sull'edificio che l'installazione genera. In questo caso si parla spesso di fotovoltaico multi funzionale e proprio per questo è necessario fornire la caratterizzazione di tutti i parametri che coinvolgono altri aspetti oltre a quello della generazione di energia elettrica. In questo senso il lavoro citato offre una panoramica dei principali parametri richiesti ad un modulo BIPV nelle diverse declinazioni di una sua applicazione sugli edifici. Ad esempio, il BIPV può sicuramente essere utilizzato come schermatura e con annesso rilevatore di posizione del sole che ottimizza la produzione di energia elettrica e l'efficacia schermante. In questo caso le caratteristiche minime da utilizzare per lo studio illuminotecnico sono il trasmissione visibile, il coefficiente di riflessione e l'indice di resa cromatica. Un'ulteriore analisi è proposta rispetto ai consumi di energia primaria relativi a diversi standard. Emerge, ad esempio, che nel caso di edificio costruito secondo standard energetici conseguenti alla direttiva Europea Energy Performance of Buildings (EPB) e dotato di pompa di calore il fabbisogno di energia primaria può essere interamente coperto con un impianto della potenza di almeno 35 kWp di Silicio Monocristallino.

Un aspetto interessante nella valutazione delle prestazioni di sistemi semitrasparenti utilizzati in facciata o su finestre è quello della colorazione della luce naturale negli ambienti interni. E' importante caratterizzare la resa del colore di moduli fotovoltaici in modo da poter prevedere il comfort visivo. Lynn e altri nel 2012 [51] hanno valutato l'indice di resa cromatica, CRI, per la luce naturale trasmessa da alcuni moduli semitrasparenti. I film di silicio amorfo e microcristallino possono infatti portare a una colorazione azzurra o bruna a seconda degli spessori in cui viene depositato. I moduli in silicio amorfo analizzati hanno evidenziato valori di CRI maggiori di 90 garanzia di una buona resa dei colori. I campioni microcristallini presentavano invece valori di CRI inferiori a 90 denunciando la possibilità di una alterazione del comfort visivo.

Nella descrizione delle prestazioni di un sistema BIPV sono utili oltre ai parametri visti che riguardano il singolo modulo, delle caratterizzazioni complessive dei componenti di involucro dal punto di vista energetico, termico e radiativo. Un esempio di misura di alcuni parametri su di una facciata attiva, anche se non direttamente collegata ad alcun impianto fotovoltaico, è proposto da Corgnati, Perino et al. [7]. L'esempio è comunque interessante come metodo di caratterizzazione di parametri termofisici come efficienza di preriscaldamento ed efficienza dinamica di isolamento. L'analisi è stata effettuata su una facciata, installata a Torino nel Nord Italia, con vetrata doppia e ventilazione meccanica nell'intercapedine integrata ad un sistema Hvac. E' inoltre presente una veneziana in alluminio nell'intercapedine. Il monitoraggio è stato effettuato con l'ausilio di 34 sensori connessi ad opportuni datalogger ed i risultati sono stati riportati in tre grandi macro categorie: flussi di calore, temperature superficiali ed efficienze del sistema. L'obiettivo è stato quello di capire se i vantaggi ipotizzati di riduzione dei consumi energetici, di riduzione della taglia dei sistemi Hvac e di mantenimento dei parametri di comfort siano effettivamente perseguibili attraverso sistemi di facciata attiva. Con l'obiettivo di valutare la capacità della facciata attiva di recuperare energia durante l'inverno e ridurre i carichi termici d'estate sono stati introdotti, come accennato in precedenza, due indici di efficienza, il primo sulla capacità di preriscaldare l'aria ed il secondo sull'efficacia dell'isolamento. I due indici sono stati utilizzati per sostituire il consueto valore di trasmittanza in regime stazionario. Una analisi delle frequenze cumulate ha evidenziato come l'aumento di flusso d'aria nell'intercapedine sia in generale sempre positivo, anche se durante il periodo estivo non risulta sufficiente

a gestire il surriscaldamento della facciata ventilata. Anche dall'analisi dei flussi di calore emerge come il bilancio complessivo di energia entrante sia positivo, condizione che risulta vantaggiosa d'inverno ma non auspicabile d'estate. L'analisi del comfort rivela come in generale le condizioni siano soddisfacenti con un ΔT tra la superficie interna e quella del vetro che oscilla tra -2°C e 5°C per il 70% del tempo. L'efficienza di pre-riscaldamento risulta abbastanza bassa e anche incrementi elevati della portata d'aria nell'intercapedine risultano inefficaci. Un incremento di portata d'aria durante il periodo estivo influenza positivamente l'effetto di isolamento dai carichi solari. In conclusione, ad un confronto con facciate tradizionali, emerge un buon comportamento della facciata attiva, anche se questa non è ancora competitiva rispetto a tradizionali superfici opache con finestre, per effetto del surriscaldamento estivo.

Il BIPV può trovare applicazione installato come schermatura a protezione delle superfici trasparenti degli edifici. In quest'ottica il lavoro di Yoo e Lee [8] propone un monitoraggio di un sistema BIPV della durata di circa 1 anno in cui il sistema fotovoltaico è stato progettato in modo da schermare l'edificio dal sole d'estate e lasciar entrare la radiazione d'inverno. Le misure hanno riguardato l'efficienza dell'impianto, le temperature ambientali e della superficie delle celle. I risultati del periodo estivo hanno rivelato pesanti crolli dell'efficienza del sistema che passa da valori nominali di 12%-14% a valori di efficienza di conversione del 5%. Il motivo principale di tale crollo è da ricercarsi secondo gli autori nella schermatura reciproca dei pannelli che, ostacolando la radiazione solare, si privano di elevate quantità di energia tipiche dei mesi estivi e riducono la generazione di corrente delle celle in ombra che diventano delle vere e proprie resistenze al passaggio di corrente. L'efficienza media nelle stagioni intermedie raggiunge valori di circa il 7.5%, mentre l'efficienza di conversione, calcolata sempre come rapporto tra potenza generata e radiazione incidente, raggiunge valori pari al 15.5% nei mesi invernali. Infine, dall'analisi delle temperatura superficiale emerge inoltre la possibilità per i pannelli più esposti di raffreddare la loro temperatura superficiale durante la notte per effetto della riemissione notturna verso la volta celeste.

Il BIPV ha inoltre una ulteriore applicazione se accoppiato con membrane riflettenti sulle coperture di edifici. Di questo tema si è occupato il lavoro di Ban-Weiss e altri [9] in cui è stato analizzato il retrofitting di un edificio per uffici a Yuma, Arizona. L'accoppiamento alternato di sistemi BIPV e membrana riflettente bianca con uno strato isolante di 3.8 cm ha portato all'aumento del coefficiente di riflessione medio (misurato secondo la norma ASTM E1918-06) da 0.25 a 0.59 con evidenti influenze sulle temperature superficiali. Un particolare non di minore importanza è che gli uffici sono disaccoppiati dalla superficie del tetto per la presenza di un attico che influenzerà notevolmente la valutazione dei risultati. Il tipo di BIPV è un silicio amorfo tripla giunzione laminato su un singolo strato di membrana e la sua efficienza nominale è pari al 6.8%. Interessante la valutazione del coefficiente di assorbimento del BIPV calcolato come il complementare a 1 della riflessione a cui però viene sottratta l'efficienza di conversione. Le riflessioni di BIPV e membrana riflettente sono state stimate pari a 0.27 e 0.77. L'assorbimento del BIPV decurtato anche dell'energia convertita in elettricità è stato valutato pari a 0.66. Infine il coefficiente di assorbimento solare pesato sull'area è stato valutato pari a 0.38. Successivamente alla valutazione dei parametri ottici e solari è iniziata la campagna di misura sul campo con il monitoraggio di numerose variabili ambientali e di potenza prelevata dell'edificio suddivisa in una parte relativa agli impianti e una parte relativa agli altri carichi. Dopo una prima valutazione delle condizioni climatiche è stata effettuata una analisi sul flusso di calore in periodo estivo che ha rivelato come il flusso di calore attraverso il tetto nella condizione pre-retrofit sia la condizione peggiore seguita dal valore di flusso attraverso il tetto BIPV nella porzione PV e dal flusso attraverso la copertura nella porzione di membrana riflettente. Attraverso una regressione multipla è stato stabilito che l'influenza dei parametri climatici sui consumi energetici estivi è legata prevalentemente alla differenza di temperatura interno-esterno trovando poca correlazione con la temperatura a bulbo umido e la radiazione solare, tale analisi è servita per valutare gli effetti dell'installazione a parità di condizioni esterne più significative. Il flusso di calore dopo l'intervento di retrofit è pari a $\pm 0.1 \text{ kWh/m}^2$ anno con differenze rispetto alla situazione precedente che vanno da 0.3 kWh/m^2 anno a 1 kWh/m^2 anno. Per quanto riguarda i consumi energetici i valori sono diminuiti di circa il 45% dopo l'intervento e l'efficienza media del sistema fotovoltaico durante l'anno è stata misurata pari a 4.6%. L'energia prodotta dal sistema è stata pari al 25 % e 20% del fabbisogno dell'edificio rispettivamente in estate ed in inverno. Un'ultima importante considerazione riguarda l'effetto dell'installazione BIPV se

rapportato all'effetto dell'isolamento. Lo studio conclude che il BIPV è risultato più influente per l'aspetto di generazione fotovoltaica che per l'aspetto di riduzione dei consumi per l'evidente maggior incidenza dell'isolamento utilizzato nell'intervento di retrofit.

Numerosi sono poi i modelli matematici messi a punto per la simulazione di BIPV. Nel caso di Wang, Tian et al. [10] ad esempio è sviluppato un modello per confrontare 3 tipi di BIPV con tetto tradizionale e Cool Roof. Inizialmente i casi proposti nella modellazione sono di BIPV con intercapedine ventilata, BIPV con intercapedine non ventilata, BIPV direttamente montato a contatto con il tetto e tetto senza BIPV. Oltre al modello termico, utilizzato anche per il calcolo della temperatura superficiale dei pannelli, è stato utilizzato il modello sviluppato dal Sandia National Laboratories che in funzione di numerose variabili in ingresso è in grado di valutare la potenza di picco di un particolare modello di tecnologia fotovoltaica. Ad una prima stima dei 4 differenti tipi di tetto sul valore di sfasamento è seguita una analisi dell'influenza delle 4 configurazioni sui carichi termici estivi. Appare chiaro come la configurazione con BIPV ed intercapedine ventilata sia quella che maggiormente riduce i picchi di carico termico soprattutto se confrontata con la soluzione standard senza BIPV. La riduzione dei carichi di raffrescamento dell'impianto può arrivare anche fino al 50% passando da circa 16 W/m² a circa 8 W/m². La soluzione con intercapedine presenta anche il notevole vantaggio di ridurre le temperature superficiali e quindi di aumentare l'efficienza di conversione del sistema fotovoltaico. Se il confronto con un tetto tradizionale vede in netto vantaggio la soluzione con BIPV ed intercapedine ventilata, è possibile tuttavia notare come lavorando sui coefficienti di assorbimento dei materiali esterni del tetto è possibile portare la soluzione tradizionale ad abbassare in maniera evidente i picchi di carico termico estivo fino ad avvicinarsi alle prestazioni del tetto BIPV con intercapedine. Un'ultima considerazione riguarda l'aspetto invernale in cui prevale la configurazione con BIPV ed intercapedine chiusa per l'effetto combinato di riduzione dei carichi di riscaldamento e dell'elevato livello di efficienza di conversione dell'impianto. Il carico di riscaldamento dell'impianto può scendere fino a 18 W/m² a partire da circa 22 W/m² per la soluzione tradizionale.

Il modello termico, la progettazione e l'integrazione di un sistema Building Integrated Photovoltaic-Thermal (BIPV/T) in un edificio Near Zero Energy Building (NZEB) sono stati proposti da Chen, Athienitis et al. [11]. La progettazione di un tale sistema è stata effettuata in una zona climaticamente fredda, il Canada. Massima attenzione è stata quindi posta nel cercare una combinazione ottimale di tecnologie ad alta efficienza e di sistemi solari attivi e passivi. Nella fattispecie è stato analizzato il caso studio di EcoTerra, una solar house costruita nel 2007 con l'obiettivo di dimostrare che costruire un NZEB era economicamente accessibile a tutti. Nella casa è stato utilizzato un silicio amorfo di basso costo e un sistema BIPV/T prefabbricato. La scelta del silicio amorfo la cui disposizione generasse un'intercapedine ventilata con funzione di recupero termico nasce dalla volontà di evitare costi più elevati dovuti all'installazione di silicio mono o policristallino. Il fabbisogno energetico dell'edificio è garantito da una pompa di calore geotermica, tuttavia una parte dei carichi invernali vengono abbattuti anche grazie alla progettazione di un sistema passivo di accumulo solare sul pavimento delle stanze a Sud. Il sistema BIPV/T è integrato sul tetto a Sud e trattasi di sistema basato su una circolazione aperta dell'aria. L'aria esterna, aspirata da un ventilatore, viene usata come fluido per lo scambio di calore. Il calore immagazzinato viene usato per produrre ACS, riscaldare gli spazi e seccare gli abiti. Altre tecnologie come Ventilated Concrete Slab (VCS) sono utilizzate. L'aria scaldata dall'intercapedine viene utilizzata per asciugare i vestiti se necessario, scaldare l'ACS o il VCS a secondo di quale sistema si trova a temperatura inferiore in un determinato momento. Successivamente alla messa in funzione del caso studio è stato effettuato un monitoraggio e un modello termico di BIPV/T per poter dimensionare al meglio le portate d'aria all'interno dell'intercapedine. Da prime indagini termografiche sull'esistente sono emerse interessanti valutazioni sulle temperature superficiali. Il tetto con BIPV/T installato mantiene le sue temperature di circa 10°C – 20°C più basse rispetto alla porzione senza alcun tipo di applicazione. Per valutare gli effetti del BIPV/T il monitoraggio dei valori di temperature e portate d'aria è stato effettuato in due giorni consecutivi che presentavano condizioni climatiche molto simili, attivando e disattivando il ventilatore dell'intercapedine. Nel primo giorno, con il sistema attivato, sono stati misurati circa 2.4 kW di potenza generata dal sistema fotovoltaico, 200 l/s di flusso d'aria in intercapedine, circa 10 kW sono stati utilizzati per il recupero termico, 1.5 kW di potenza per produrre ACS e 2.5 kW per scaldare il VCS, per un bilancio di potenza al netto dell'energia per i ventilatori di circa 6kW. Senza il sistema

BIPV/T il bilancio netto è stato calcolato pari a 2.3 kW. In conclusione il sistema offre in giornate tipiche una potenza termica di circa 8kW-10kW, considerando un riscaldamento dell'aria di circa 30°C a 250 l/s di portata. I consumi finali della casa saranno circa 1600 kWh/anno, pari a circa il 5% della media nazionale e pari a circa 1/3 di quelli aspettati. Un modello numerico è stato inoltre sviluppato e validato per la previsione dei profili di temperatura nell'intercapedine.

La valutazione degli effetti energetici di una finestra fotovoltaica sui consumi di raffrescamento e riscaldamento, daylighting e produzione di elettricità sono stati valutati nel lavoro di Miyazaki, Akisawa et al. [57]. La finestra fotovoltaica è composta da due lastre di vetro con uno strato di fotovoltaico semitrasparente nel mezzo. Un edificio tipo è stato simulato a Tokyo con il software EnergyPlus e le vetrate fotovoltaiche, un particolare modello della Sanyo, sono state simulate con alcune assunzioni tra le quali quella di considerare la trasmittanza solare e visibile dello strato fotovoltaico uguale ai valori della singola cella. L'energia elettrica prodotta dalle celle è stata valutata in funzione di numerose variabili tra le quali: radiazione solare, temperatura della cella, trasmissione solare del vetro. Per ciò che riguarda l'illuminamento il valore di setpoint è stato impostato pari a 700 lux. I risultati delle simulazione sono stati confrontati poi con i valori di riferimento mensili tratti da letteratura mostrando una buona corrispondenza. Una analisi parametrica è stata condotta variando la trasmittanza solare della cella dal 10% all'80% e il WWR dal 30% al 50% con e senza daylight control. La combinazione di WWR al 50% e della trasmittanza solare pari al 40% ha fornito i risultati migliori ipotizzando un risparmio sui consumi fino al 54% rispetto all'edificio standard. Importanti riduzioni sui consumi elettrici per illuminazione sono state ottenute anche grazie ai sistemi di daylighting.

Un ulteriore lavoro di confronto tra diverse tecnologie fotovoltaiche è quello proposto da Ordenes, Marinoski et al. [12] in cui 6 differenti tipi di pannello fotovoltaico esistenti sul mercato sono implementati in un prototipo di edificio residenziale e simulati con l'ausilio del software EnergyPlus in 3 differenti città del Brasile. Dalle simulazioni emerge inizialmente che la richiesta maggiore di energia elettrica avviene nei mesi estivi, legata quindi alla richiesta di raffrescamento. La disponibilità di radiazione in questo periodo è pari a 12 ore e paradossalmente fornisce una potenza incidente su piano orizzontale 7 volte più grande della richiesta energetica dell'edificio. La questione è ancora però legata all'efficienza di conversione di una così grande quantità di energia disponibile. Inoltre spesso accade che la maggior parte della richiesta energetica dell'edificio sia temporalmente collocata in orari al di fuori della disponibilità di radiazione solare. In questo caso il rapporto tra radiazione disponibile e energia richiesta è ancora più sbilanciato e pari a quasi 15 volte. Attraverso una visualizzazione scatter plot vengono mostrate le 8760 ore anno e il rapporto tra la potenza richiesta dall'edificio e la potenza generata dall'impianto fotovoltaico. Emerge che per la maggior parte del tempo, circa il 30% per il silicio amorfo, l'impianto fotovoltaico genera potenza elettrica superiore alla richiesta, anche se ci sono alcuni momenti in cui la richiesta di condizionamento è elevata ma la generazione è nulla, ad esempio nelle ore serali. In conclusione, dallo studio proposto, si può evincere che in una simulazione per lo studio di impianti fotovoltaici è necessario prima di tutto tenere in considerazione la diminuzione di efficienza in funzione della temperatura, successivamente è utile considerare il rapporto tra potenza/energia disponibile dal sole e potenza/energia richiesta dall'edificio e capire per quanto tempo l'impianto è in grado di fornire sufficiente energia all'edificio; un'ultima considerazione riguarda la possibilità considerata comunque sufficientemente efficace di installazioni fotovoltaiche su superfici verticali anche a latitudini pari a quelle del Brasile.

3 Sistemi BIPV: trasparenza e see-through

Tra le funzioni fondamentali degli elementi trasparenti presenti lungo l'involucro degli edifici vi sono quella di garantire il contatto tra ambiente interno e esterno e quella di far entrare la luce naturale. Insieme a queste due caratteristiche rendono dinamico l'ambiente interno con giochi di luce e ombre mutevoli nel tempo e con un'espansione verso l'esterno di spazi anche limitati di vita e lavoro. Sono tutti questi elementi fondamentali nella realizzazione di spazi ad elevata qualità ambientale.

Dal punto di vista del comfort delle persone che occupano gli spazi interni la possibilità di vedere l'ambiente esterno è sicuramente da preferire rispetto alla condizione di assenza di visione dello stesso. L'essere umano ha necessità di mantenere il contatto con l'ambiente esterno, capire quali siano le condizioni ambientali esterne (posizione del sole, livello di illuminazione, condizioni meteorologiche, etc.) e in quale momento del giorno ci si trovi [13]. Sebbene sia accettabile qualsiasi scena esterna vi sono evidenze che le scene con una maggiore varietà e con un maggior contenuto di informazioni sono preferibili. La visione di una scena interessante può rendere addirittura più accettabile l'effetto di abbagliamento legato all'ingresso di una eccessiva quantità di luce naturale [14] [15] [16].

Le finestre possono poi come già detto essere utilizzate come fonte di luce. Da questo punto di vista la luce naturale è in grado di garantire una elevatissima qualità di illuminamento e quindi della visione. La luce naturale contribuisce alla qualità dell'ambiente interno con la propria direzionalità. Provenendo da un lato o più raramente dall'alto essa modella gli oggetti con effetti di chiaro e scuro e giochi di ombre [13].

La possibilità di ingresso della luce naturale e la possibilità di "vedere" la scena esterna in maniera nitida attraverso un elemento trasparente dipende dalle proprietà ottiche dei diversi strati e elementi che lo costituiscono. Il primo elemento importante è il coefficiente di trasmissione visibile del sistema vetrato che dipende dal tipo di vetro e dagli eventuali rivestimenti presenti. In genere il vetro piano utilizzato al giorno d'oggi ha una elevata trasmittanza nel visibile e di conseguenza permette elevati livelli di illuminamento naturale e una buona visione dell'esterno. I film sottili depositi sulle lastre di vetro piano possono alterare o limitare la visione. Ogni elemento poi di schermatura o di ornamento presente (veneziane, tendine, drappi, schermi, serigrafie, etc) influenza in maniera significativa la visibilità dell'esterno in quanto occupa parte della superficie trasparente e influenza il passaggio della radiazione luminosa diretta e diffusa.

Visione e passaggio della luce pur essendo correlate non sono la stessa cosa. Mentre nel recente passato vi sono state molte ricerche relative al comfort termoigrometrico e a quello visivo, meno attenzione è stata fino ad ora rivolta verso ai cosiddetti "light through" e "see through" delle finestre, ossia rispetto alla possibilità di ingresso della luce naturale e ai suoi effetti e alla soddisfazione degli occupanti rispetto alla visione dell'esterno.

Galasiu et al. [17] ha messo in evidenza attraverso una ricerca sperimentale come sia possibile utilizzare l'ambiente fisico in cui si è immersi o che viene visto per limitare l'insorgenza di fenomeni di stress negli individui. Lo studio trae spunto dall'analisi di Ulrich [18] che studiando l'ambiente ospedale evidenziò come pazienti con una vista sui spazi Verdi al contrario di quelli con vista su di un muro vuoto recuperavano più velocemente dopo un intervento e necessitavano di un numero minore di dolorose medicazioni. La presenza di finestre e lucernari offre benefici da due punti di vista. Un primo è l'effetto della finestra sulla percezione spaziale degli ambienti interni che con finestrature estese appaiono più ampi. Un secondo elemento è l'effetto legato alle sensazioni di benessere fisico legate alla vista di scene naturali. Una buona qualità della visione è ottenibile con una progettazione delle finestrature attenta da una parte a mantenere la vista dell'esterno e a fornire luce per la visione e dall'altra a controllare l'abbagliamento.

Touaycharoen e Tregenza [15] [16] hanno investigato i fenomeni di abbagliamento da luce naturale mettendo in evidenza come la presenza di una vista interessante al di là della finestra attenua la sensazione di abbagliamento. Hanno inoltre visto come una scena con zone a elevata luminanza sia più abbagliante rispetto a una scena più uniforme con la stessa luminanza media. Allo stesso modo Aries et al. [14] hanno analizzato l'influenza sul benessere e sulle performance dei lavoratori delle condizioni ambientali e in particolare del tipo di vista, della qualità della visione, della distanza dalle finestre. I risultati indicano come le viste dalla finestra indicate come più attraenti hanno un effetto benefico sugli occupanti riducendo il discomfort. Anche Shin et al. [19] hanno investigato l'effetto di differenti viste attraverso una finestra

sull'effetto di abbagliamento percepito da 48 soggetti partecipanti a un esperimento in campo. Si è avuto la conferma che la percezione soggettiva del discomfort glare varia con il tipo di vista. Il maggiore livello di tolleranza dell'abbagliamento si ha con vista in lontananza di costruzioni e altri elementi di origine umana. Nell'ambito del progetto di ricerca europeo REVIS [20] relativo al comportamento ottico di sistemi vetrati complessi è stato messo a punto un indice, view-through index, in grado di caratterizzare la capacità di un sistema trasparente e semitrasparente di garantire la visione. Purtroppo sono necessarie misure goniometriche e distribuzioni bidirezionali di trasmissione e riflessione (BTDF) abbastanza complesse da ottenere. Geotti e altri [21] hanno messo a punto una metodologia basata sull'utilizzo di un rivelatore CCD in grado di permettere la valutazione dell'indice proposto nell'ambito del progetto REVIS in maniera più semplice senza la necessità di caratterizzazioni strumentali lunghe e costose.

Kostantzos e altri [22] hanno investigato la nitidezza della visione attraverso schermi in tessuto utilizzati in edifici commerciali. È stato condotto uno studio in campo coinvolgendo 18 soggetti e sono stati analizzati 14 diversi tipi di tende in tessuto di differente colore e trasparenza posizionate sulle finestre di un ufficio. I test sono stati condotti con differenti condizioni del cielo e con diverse distanze dell'osservatore. I dati raccolti hanno permesso di costruire un sistema di valutazione della chiarezza della visione e di proporre una nuova metrica basata sul View Clarity Index (VCI). Tale indice viene ricavato a partire dalla grado di apertura del tessuto (Openness Factor, OF) che corrisponde alla percentuale di luce trasmessa direttamente senza essere deviata o diffusa e dal coefficiente di trasmissione della luce visibile (T_v) che corrisponde alla percentuale di luce trasmessa complessivamente in modo diretto e diffuso. I risultati mettono in evidenza come i tessuti più scuri con maggiore apertura della trama acquisiscono una valutazione della chiarezza della visione più alta. Alcune eccezioni a questa tendenza generale confermano il complesso impatto combinato di aspetti ottici e psicologici sulla chiarezza della visione. Per quanto riguarda l'influenza del tipo di cielo e distanze di osservazione maggiori (fino a 2.4 m) si è osservato una costanza dell'indice VCI. Questo indice insieme con gli indici di abbagliamento e i parametri energetici possono caratterizzare le prestazioni complessive di elementi schermanti e contribuire a migliorare la qualità della progettazione dell'ambiente interno e la soddisfazione degli occupanti.

Hellinga ha studiato le interazioni tra illuminazione naturale e vista dell'esterno [23] introducendo un nuovo metodo di valutazione dell'ambiente interno in grado di tenere conto contemporaneamente della disponibilità di luce naturale e della qualità della visione attraverso di una finestra. Viene messo in evidenza come le interrelazioni tra i diversi parametri che influenzano la qualità della visione siano complesse. In particolare sono necessarie ulteriori indagini sull'effetto di vetri a bassa trasmittanza che si stanno diffondendo nelle comuni applicazioni in uffici e residenza.

Nello specifico del fotovoltaico integrato nei sistemi vetrati la trasparenza è garantita da una parte dai pannelli vetro-vetro con celle fotovoltaiche opache in genere in silicio cristallino dall'altra da pannelli realizzati utilizzando il vetro come substrato su cui viene steso silicio amorfo o microcristallino. Le applicazioni di sistemi BIPV più diffuse costituiscono schermature, coperture, curtain wall leggeri o prefabbricati e facciate doppia pelle

Nel caso di sistemi stratificati l'effetto di semitrasparenza è ottenuto grazie alla presenza, nel modulo, di aree trasparenti vetrate tra le aree opache ove alloggiavano le celle fotovoltaiche. Il grado di trasparenza o semi-trasparenza è funzione della disposizione e dalla quantità di celle opache all'interno del modulo; nel caso in cui si voglia limitare maggiormente il passaggio di luce, il vetro tra le celle può essere colorato in massa.

Dall'altra parte si possono ottenere sistemi a elevata trasparenza con l'adozione di vetri piani su cui siano stati stesi strati di silicio amorfo. Anche in questo caso però pur essendo trasparenti le lastre vetrate possono assumere una colorazione dal bruno all'azzurro che comunque in parte può alterare la visione dell'esterno.

In genere è possibile trovare applicazioni di BIPV trasparente sia su singolo vetro che su vetro doppio o triplo e quindi con caratteristiche termiche decisamente più interessanti. In Figura 1 è possibile vedere la stratigrafia di un modulo trasparente sia nel caso di un vetro singolo laminato e quindi senza particolari caratteristiche di isolamento termico che nel caso di un vetro doppio laminato con intercapedine, dalle prestazioni termiche più performanti.

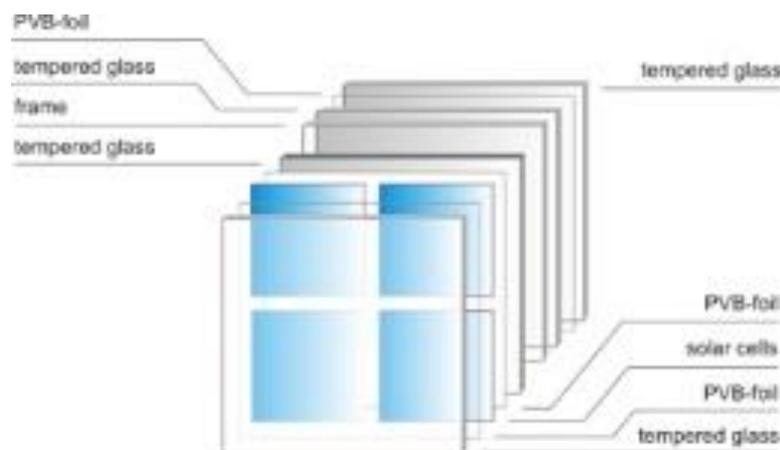
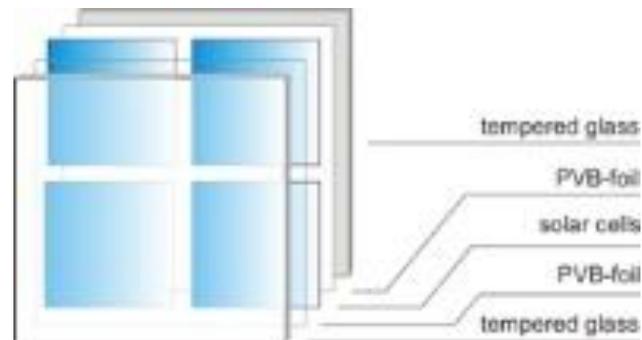


Figura 1 - Stratigrafia di BIPV semitrasparente su vetro singolo (alto) e su vetro doppio (basso)

Nelle seguenti tabelle sono riportate le caratteristiche di alcuni moduli e componenti BIPV presenti sul mercato divisi nelle quattro categorie viste nel paragrafo 0. La nostra attenzione è posta principalmente sui sistemi trasparenti e semitrasparenti. I dati presentati sono stati reperiti nelle schede tecniche dei materiali. Come si vede non sempre è stato possibile reperire tutte le informazioni necessarie a una descrizione completa del sistema analizzato.

Dalla analisi effettuata si è avuta la conferma di come i dati elettrici siano sempre disponibili anche se magari con qualche deficit, con maggiore difficoltà invece si trovano dati relativi al comportamento termico e radiativo.

Tabella 4 – Dati termici ed ottici di alcuni moduli trasparenti e semitrasparenti BIPV.

Marca	Modello	U_g^- [W/m ² K]	SHGC [%]	τ_v [%]	η STC [%]	FF	Temp. Coeff. [%/°C]	Isc [A]	Voc [V]	Pmax [W]	P/A [W/m ²]	A cm x cm	tipo	note
Azimut	AZM 190PT				11,63		0,42	8,4	29,6	190		165x99	Poli-Si vetro- vetro, 72% copertura	
Azimut	AZM 205HT				12,55		0,48	8,95	29,55	205		165x99	Poli-Si vetro- vetro, 72% copertura	
Abakus Solar	Peak In P210						0,46	7,70	36,5	210		200x106	Poli-Si vetro vetro	
Vidur Solar	FV VS16 C36 P120							7,63	21,6	120		160x72	Poli-Si vetro vetro, 84% copertura	
SCHOTT	ASI THRU-2- L	~ 5	27	10			0,2	1,11	111	95		112x134	a-Si trasparente	
SCHOTT	ASI THRU-2- IO	1.2	10	10			0,2	1,11	111	95	42	112x134	a-Si trasparente vetrocamera	
SCHOTT	ASI OPAK-2- L	~ 5	25	3			0,2	1,11	111	106	53	112x134	a-Si opaco	
CENTENNIAL SOLAR	LAMINATES	~ 5	23	10				1,8	98	96		118x198	a-Si trasparente	
CENTENNIAL SOLAR	DOUBLE GLAZING	~ 1.2	10	10				1,8	98	96		120x200	a-Si trasparente vetrocamera	
ARNOLD GLASS	Volterlux- ASI-Tmono	5	27	10		0,55	0,2	0,55	111	48	41,3	107x64	a-Si, ASI THRU Schott Solar	
ARNOLD GLASS	Volterlux- ASI-T-Iso	1.2	10	10		0,55	0,2	0,55	111	48	41,3	107x64	a-Si, ASI THRU Schott Solar vetrocamera	
SUNTECH	See Thru	6	24	10.62				1,09	91,8	50		98x95	a-Si MKS	

SUNTECH	Light Thru						4,8	30	109								75% copertura		
SUNTECH	Light Thru	-	-	-			4,8	22,1	80								55% copertura		
ENERGY GLASS	Vetro fotovoltaico										150						Semitrasparente poli-Si, mono-Si	Vari livelli di copertura 0-50%	
ENERGY GLASS	Vetro fotovoltaico										120						Semitrasparente CIGS,	vari livelli di copertura 0-50%	
ENERGY GLASS	Vetro fotovoltaico										110						Semitrasparente mono-Si forato	Vari livelli di copertura 20-60%	
TAIYO KOGIO	See-through Solar	-	-	10.6			1,1	91,8	47			95x102					a-Si Kaneka		
SAPA	Amorphous				5													a-Si thin film	Valori riferiti alla cella
SAPA	Poly-crystalline				16					1,46-3,85	120		15,6x15,6				p-Si	Valori riferiti alla cella	
SAPA	Mono-crystalline				22					2,9-3,11	155		12,5x12,5				m-Si high efficiency	Valori riferiti alla cella	
Onix	See thru S clear			10			1,15	94	73,3				124x124				a-Si	Vari colori e livelli di trasparenza	
Onix	See thru S clear			30			8,5	22,5	147				164x84				Mono-Si	Vari colori e livelli di trasparenza	
Pythagoras Solar	PVGU	0,3	40	50	12	0,55					120						Mono-Si	Lamelle fotovoltaiche schermanti	
Brandoni Solare	Trasparente 54				12,7		8,15	34	210								Poli-Si	Disponibili 210-260W	
PVGLAZE	VoltaGlaze			20			0,28	1,4	98	85			130x110				a-Si SunFab	Disponibili altre dimensioni	

4 Campioni BIPV oggetto di prova

Al fine di caratterizzare con precisione le proprietà termiche dei sistemi BIPV è stata effettuata una campagna di misura mediante piastra calda con anello di guardia e calorimetro solare ottenendo dei valori sperimentali confrontabili con i valori analitici ottenuti mediante dei modelli numerici. I campioni utilizzati per la sperimentazione sono selezionati in modo da rappresentare tipologie più comuni nell'attuale mercato edilizio [24]: sistemi vetrocamera con due lastre stratificate e intercapedine riempita d'aria in cui la lastra esterna è un vetro laminato con celle fotovoltaiche policristalline interposte tra un vetro extra-chiaro e un vetro chiaro e la lastra interna è un vetro stratificato con rivestimento basso-emissivo in posizione 3. La stratigrafia del sistema vetrato analizzato è descritto in Figura 2.

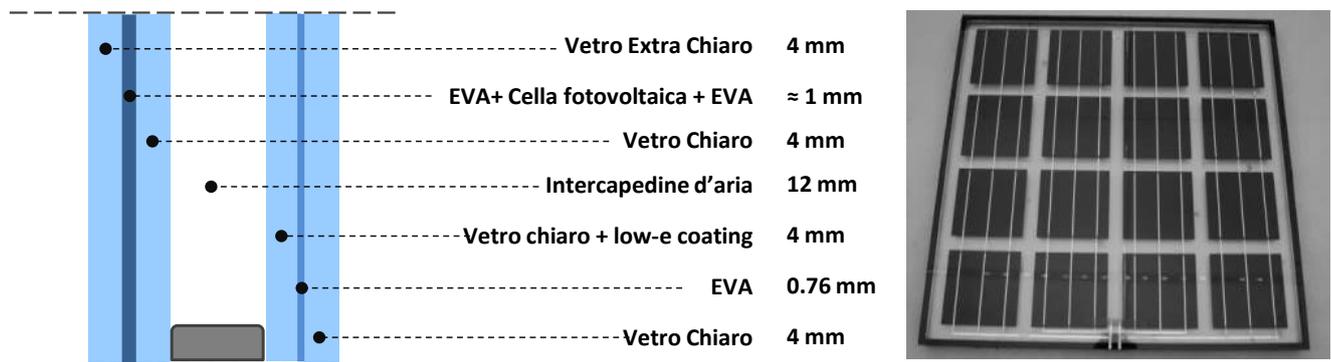


Figura 2 - Stratigrafia del campione BIPV vetrocamera

Un'altra tipologia di BIPV di cui è stato determinato sperimentalmente il fattore solare g è un vetro stratificato con la stessa stratigrafia della prima lastra del sistema stratificato descritto in Figura 2; una lastra extra-chiara rivolta verso l'ambiente esterno, una lastra chiara verso l'ambiente interno e celle fotovoltaiche nell'intercalare. In Figura 3 sono confrontate le due tipologie di campioni BIPV utilizzate nelle sperimentazioni.

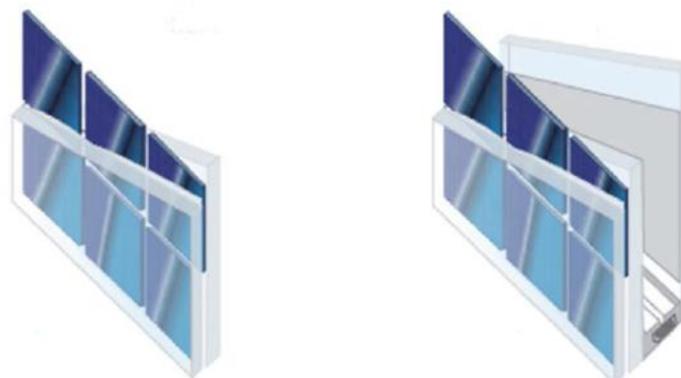


Figura 3 - Tipologie di campioni BIPV utilizzati nelle sperimentazioni: a sinistra un pannello laminato con vetro extra - chiaro, celle fotovoltaiche e vetro extra chiaro; a destra un pannello isolante con vetro extra - chiaro, celle fotovoltaiche, vetro chiaro, intercapedine d'aria e vetro chiaro stratificato con rivestimento basso-emissivo rivolto verso l'intercapedine

All'interno dei campioni BIPV sono inserite delle celle di silicio policristallino di dimensioni 156 x 156 mm con una potenza nominale di 4.3 W ed efficienza $\eta_{cell} = 0,15$.

Si è scelto di investigare un elevato grado di copertura dell'area del sistema vetrato da parte delle celle fotovoltaiche pari al 60%. Sono stati sottoposti a prove termiche due campioni di dimensioni 800 mm x

800 mm contenenti 16 celle fotovoltaiche e due campioni di dimensioni 995 mm x 995 mm con 25 celle per la determinazione fattore di guadagno solare g .

4.1 *Determinazione sperimentale della conduttanza termica di sistemi BIPV*

La conduttanza termica di un Sistema BIPV vetrocamere di dimensioni 800 mm x 800 mm BIPV esemplare è stata misurata mediante doppia piastra con anello di guardia seguendo i metodi descritti nella norma UNI EN 674 [25]. Questo apparato di misura è costituito da una piastra calda e due piatti freddi; tra queste piastre sono inseriti due campioni identici. Il flusso termico, da cui si calcola la conduttività termica, viene determinato mediante misure di temperatura ottenute tramite venti termocoppie collocate sulle superfici dei campioni di prova.

La temperatura media tra le parti calde e fredde dei campioni è di $10 \pm 0,5$ °C. La differenza tra la media della temperatura misurata sul lato caldo e freddo del campione è $15 \pm 0,5$ °C. Con queste condizioni al contorno la conduttanza termica misurata del campione BIPV è 2.262 W / (m² K) mentre il valore U_g è pari a $1,64$ W / (m² K) considerando i coefficienti di trasferimento di calore esterne ed interne rispettivamente pari a 23 ± 3 W / (m² K) e 8 ± 1 W / (m² K).

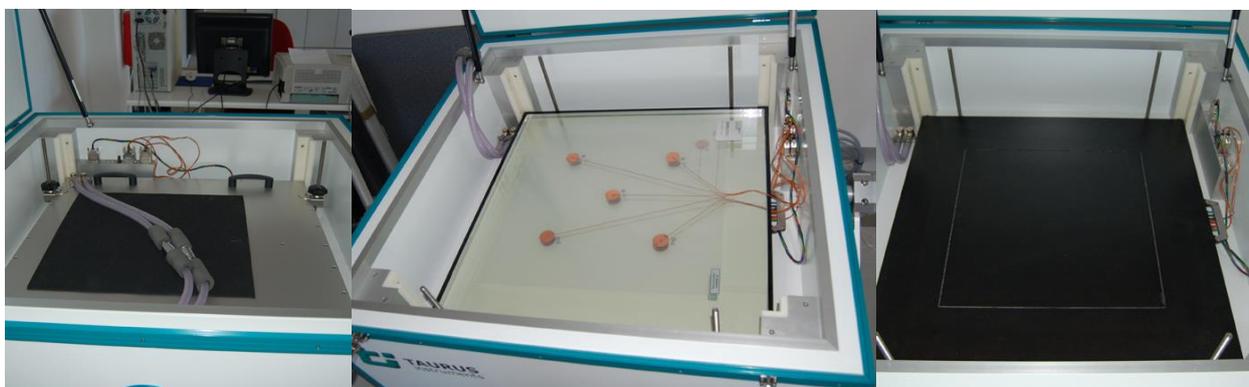


Figura 4 – Doppia piastra con anello di guardia presso il laboratorio FISTEC dell'università Iuav di Venezia

4.2 *Determinazione sperimentale del fattore solare g di sistemi BIPV*

La valutazione sperimentale del fattore solare g è stata eseguita presso il laboratorio di TOPLAB (Thermal Optical Testing Laboratory) dell'Istituto Fraunhofer for Solar Energy Systems ISE di Friburgo (D).

Due campioni BIPV di dimensioni 995 mm x 995 mm le cui stratigrafie sono state descritte precedentemente sono stati misurati con il calorimetro solare GKAL3 dotato simulatore solare.

In Figura 5 è schematizzata una sezione dell'apparato di misura, mentre in Figura 6 si può vedere un campione installato nel calorimetro.

Durante le prove sono state utilizzate le seguenti condizioni al contorno:

Radiazione incidente normale (angolo di incidenza 0°) con un irraggiamento sul campione di circa 540 W / m².

Velocità dell'aria e la geometria del dispositivo di misura impostate in modo da ottenere il coefficiente di scambio termico superficiale esterno h_e pari a 23 ± 3 W / (m² K) e quello interno h_i è pari a 8 ± 1 W / (m² K). La temperatura della camera di misura è stata mantenuta a 27 °C.

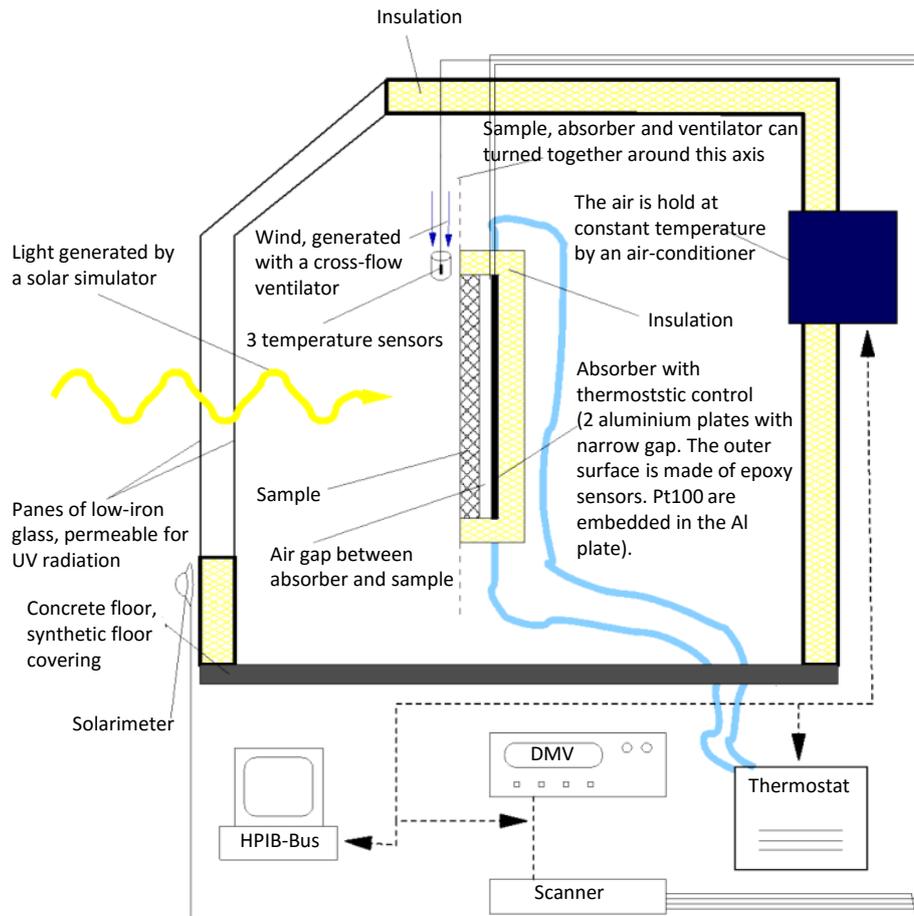


Figura 5 - Schema del calorimetro solare dell'Istituto Fraunhofer for Solar Energy Systems

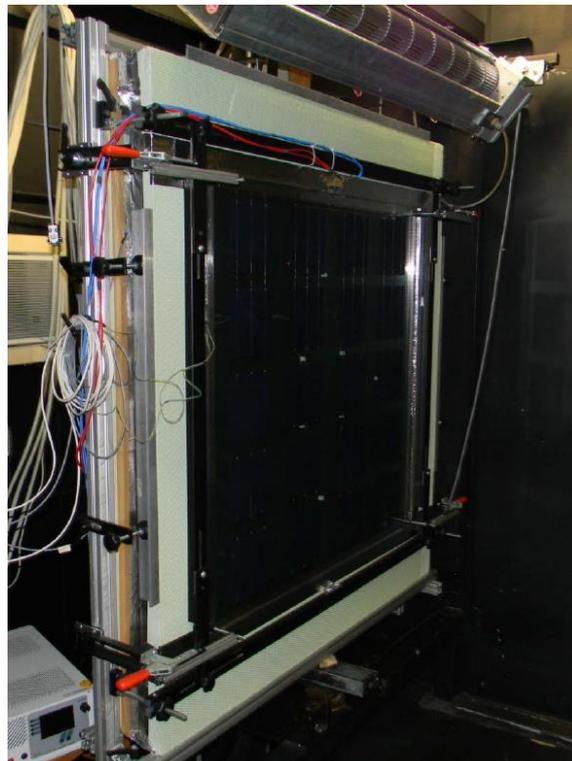


Figura 6 - Immagine di un campione installato nel calorimetro dell'Istituto Fraunhofer for Solar Energy Systems

Le misurazioni sono state effettuate in due diverse condizioni di carico: a circuito aperto, quindi senza un carico elettrico e collegando le celle ad un alimentatore a controllo elettronico nel punto di generazione di potenza massima (MPP Maximum Power Point Tracking).

I valori del fattore solare ottenuti sperimentalmente per le due tipologie di campione e nelle due condizioni di carico sono riportati in Tabella 1.

Tabella 1 Risultati ottenuti sui campioni BIPV vetrocamera e stratificato con trasparenza 40% nelle diverse condizioni di carico

Campione	Condizioni di carico	g
Laminato	Circuito aperto	0.45 ± 0.04
Laminato	MPP tracking	0.43 ± 0.04
Vetrocamera	Circuito aperto	0.28 ± 0.03
Vetrocamera	MPP tracking	0.27 ± 0.03

5 Determinazione delle caratteristiche spettrali di un sistema BIPV

Un sistema BIPV è caratterizzabile nelle sue proprietà ottiche ed energetiche mediante la combinazione delle risposte spettrali di ogni elemento che li costituisce.

La procedura di calcolo illustrata nelle seguenti pagine è l'applicazione al caso di sistemi BIPV laminati e vetrocamera del metodo semplificato descritto nella norma UNI EN 410 [26], il quale si avvale di valori spettrali ottenuti mediante misure sperimentali con spettrofotometro per definire i parametri ottici ed energetici di sistemi vetrati partendo dai valori dei fattori di trasmissione spettrale $\tau(\lambda)$ e di riflessione spettrale $\rho(\lambda)$ nell'intervallo di lunghezza d'onda da 300 a 2500 nm.

Tale metodo di calcolo sarà illustrato applicandolo a due sistemi BIPV con stratigrafie uguali a quelle dei campioni valutati sperimentalmente.

Le proprietà spettrali di ciascun elemento che costituisce le stratigrafie dei suddetti elementi sono state determinate sperimentalmente uno spettrofotometro Lambda 900 Perkin Elmer (Figura 7) ovvero il fattore di trasmissione solare e il fattore di riflessione solare nell'intervallo di lunghezza d'onda compreso tra 250 e 2500 nm.



Figura 7 - Spettrofotometro Perkin Elmer Lambda 900, Stazione Sperimentale del Vetro di Murano-Venezia.

5.1 Caratteristiche spettrali di vetri monolitici

Le caratteristiche spettrali di lastra di vetro monolitica, e delle sue successive trasformazioni (coating, laminazione, ecc.) sono rappresentate da una serie di parametri elencati di seguito:

- τ_τ è il fattore di trasmissione spettrale del sistema;
- ρ_τ è il fattore di riflessione spettrale del sistema valutato sul lato su cui incide la luce;
- ρ'_τ è il fattore di riflessione spettrale del sistema valutato sul opposto a quello su cui incide la luce;
- t_i è il fattore di trasmissione spettrale dell'i-sima interfaccia (equivalente per entrambe le direzioni);
- r_i è il fattore di riflessione dell'i-sima interfaccia valutato sul lato su cui incide la luce;
- r'_i è il fattore di riflessione dell'i-sima interfaccia valutato sul lato opposto a quello su cui incide la luce;
- τ_i è il fattore di trasmissione spettrale interna dell'i-simo elemento;
- d_i è lo spessore dell'i-simo elemento.

In Figura 8 è schematizzata la sezione di un vetro monolitico in cui sono rappresentati i fattori di riflessione e trasmissione totali e i fattori di trasmissione e riflessioni all'interfaccia e di trasmissione all'interno del vetro.

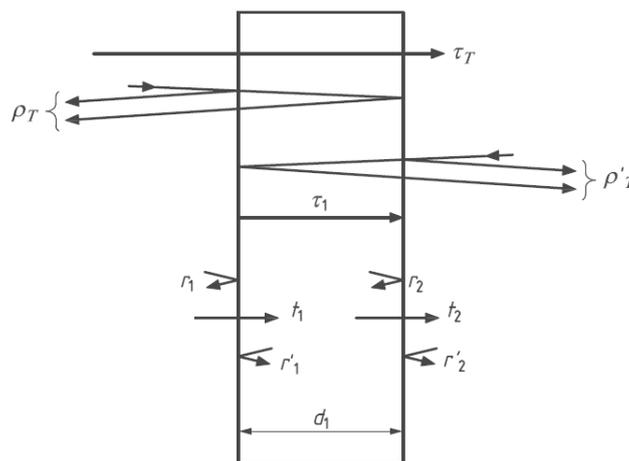


Figura 8 . schema di un vetro monolitico

I coefficienti di trasmissione e di riflessione totali, per un vetro monolitico possono essere determinati mediante i fattori di riflessione e di trasmissione delle interfacce e di trasmissione interna. Le relazioni tra tali parametri sono illustrate in Equazione 1, Equazione 2 ed Equazione 3.

Equazione 1

$$\tau_\tau = \frac{t_i \tau_1 t_2}{1 - r'_1 \tau_1 r_2}$$

Equazione 2

$$\rho_\tau = r_1 + \frac{r'_1 \tau_1^2 r_2}{1 - r'_1 \tau_1^2 r_2}$$

Equazione 3

$$\rho'_\tau = r'_2 + \frac{r'_1 \tau_1^2 t_2^2}{1 - r'_1 \tau_1^2 r_2}$$

Viceversa, partendo dai valori di riflessione totali ottenuti mediante misure sperimentali, è possibile determinare i valori dei fattori di riflessione e trasmissione all'interfaccia e di trasmissione interna.

Tali parametri sono determinati mediante le seguenti equazioni, assumendo che, per ciascuna lastra $r_1=r_1'=r_2=r_2'$. Tale assunzione è vera per le lastre monolitiche ma non è verificata nel caso di lastre con coating bassoemissivi.

Equazione 4
$$r_1 = r_2 = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Con: $a = 2 - \rho_\tau$ $b = \rho_\tau^2 - \tau_\tau^2 - 1$ $c = \rho_\tau$

Equazione 5
$$\tau_1 = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Con: $a = \tau_\tau r_1^2$ $b = (1 - r_1)^2$ $c = \tau_\tau$

Nel caso l'interfaccia non sia assorbente (presenza di coating) è possibile calcolare il valore del fattore di trasmissione superficiale partendo dal fattore di riflessione superficiale r mediante l'Equazione 6.

Equazione 6
$$t_i + r_i = 1$$

Con: $r_1'=r_1$

Riassumendo, dai valori di τ_τ , ρ_τ , ρ_τ' ottenuti mediante le misure spettrofotometriche si riescono a determinare i valori di t_i , r_i , r_i' , τ_i mediante i quali sarà possibile calcolare i valori di trasmissione e riflessione totali per sistemi con stratigrafie più complesse.

Nelle pagine seguenti sarà illustrato il metodo di calcolo per calcolare le caratteristiche spettrali di sistemi BIPV monolitici partendo da valori sperimentali di ciascun elemento costituente la stratigrafia.

5.2 Determinazione delle caratteristiche spettrali di sistemi vetrati laminati

Se si considera un sistema BIPV costituito da celle fotovoltaiche quadrate inserite tra due lastre di vetro monolitiche, si possono determinare le caratteristiche ottiche ed energetiche complessive conoscendo i valori sperimentali del fattore di trasmissione e riflessione totali delle due lastre di vetro e della cella.

Nel caso in questione il sistema apparirà come una lastra trasparente con delle stringhe di celle distribuite in modo più o meno diffuso definendo di conseguenza la trasparenza dell'intero pacchetto.

Il calcolo delle caratteristiche spettrali complessive sarà effettuato considerando distintamente le porzioni opache di BIPV comprendenti le celle fotovoltaiche e quelle trasparenti, combinando alla fine i valori in base alle percentuali di trasparenza del sistema.

5.2.1 Calcolo caratteristiche spettrali sistema BIPV laminato parte trasparente

Considerando un sistema BIPV costituito da una lastra laminata con un vetro extra-chiaro nel lato esterno e un vetro chiaro uniti mediante uno strato di EVA (Etilen Vinil Acetato), è possibile definire le caratteristiche spettrali dell'intero pacchetto conoscendo le caratteristiche spettrali di ciascun componente.

In Figura 8 è schematizzata la lastra di vetro laminato in cui sono definite le caratteristiche spettrali superficiali del vetro extra-chiaro ($r_1=r_1'$ e $t_1=t_1'$) e quelle del vetro chiaro ($r_2=r_2'$ e $t_2=t_2'$) ottenuti mediante i valori sperimentali di ρ_τ , ρ_τ' e τ_τ utilizzando l'Equazione 1, Equazione 4 e l'Equazione 6. I valori dei fattori di trasmissione interna possono essere dedotti partendo da misure sperimentali e mediante l'Equazione 5.

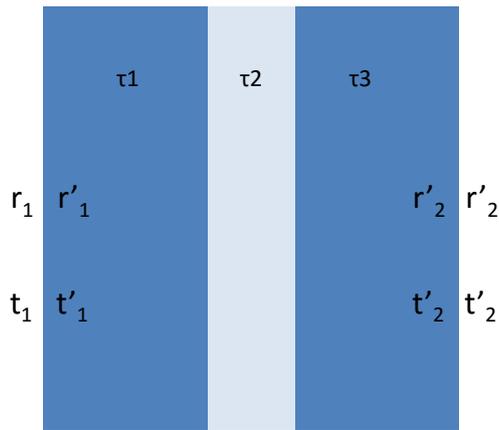


Figura 9 – schema vetro laminato con vetro extra-chiaro sul lato esterno e chiaro all'interno

Il fattore di trasmissione spettrale interno dell'intera lastra laminata è ottenuta moltiplicando i valori di τ_i di ciascuno strato

Equazione 7
$$\tau_i = \tau_{G1} \cdot \tau_{LAM} \cdot \tau_{G2}$$

Dove

- τ_i è il fattore di trasmissione interno dell'intero sistema
- τ_{G1} è il fattore di trasmissione interna della prima lastra
- τ_{LAM} è il fattore di trasmissione interna dello strato di PVB
- τ_{G2} è il fattore di trasmissione interna della seconda lastra

Se non si dispone di misure sperimentali del fattore di trasmissione interno τ_i del PVB è possibile approssimarlo ad un valore unitario, l'Equazione 7 diventa quindi: $\tau_i = \tau_{G1} \cdot \tau_{G2}$

Riassumendo, i valori dei fattori di riflessione e trasmissione totali dell'intero vetro stratificato, vengono determinati utilizzando i valori dei fattori di riflessione e trasmissione superficiali ottenuti rispettivamente con l'Equazione 4 e l'Equazione 6. Nel caso specifico, in riferimento allo schema di Figura 9, utilizzando i valori di, $r_1 = r'_1$ e $t_1 = t'_1$ di della lastra 1 e $r_2 = r'_2$ e $t_2 = t'_2$ della lastra 2.

Il valore del fattore di trasmissione interno dell'intero vetro stratificato invece viene ottenuto mediante la moltiplicazione dei singoli valori calcolati sulle lastre mediante Equazione 5 e imponendo il $\tau_i = 1$.

Infine, noti $r_1 = r'_1$, $r_2 = r'_2$, $t_1 = t'_1$, $t_2 = t'_2$ e $\tau_{i,tot}$, tramite Equazione 1 ed Equazione 2 si ottengono ρ_T , ρ'_T e τ_T della lastra stratificata.

In Figura 10 e Figura 11 sono riportati, rispettivamente i valori del fattore di trasmissione e di riflessione spettrali delle lastre di vetro extra-chiaro (ex) e chiaro (ch). Nelle stesse figure sono anche i valori ottenuti sommando le caratteristiche spettrali mediante il metodo descritto in questo paragrafo.

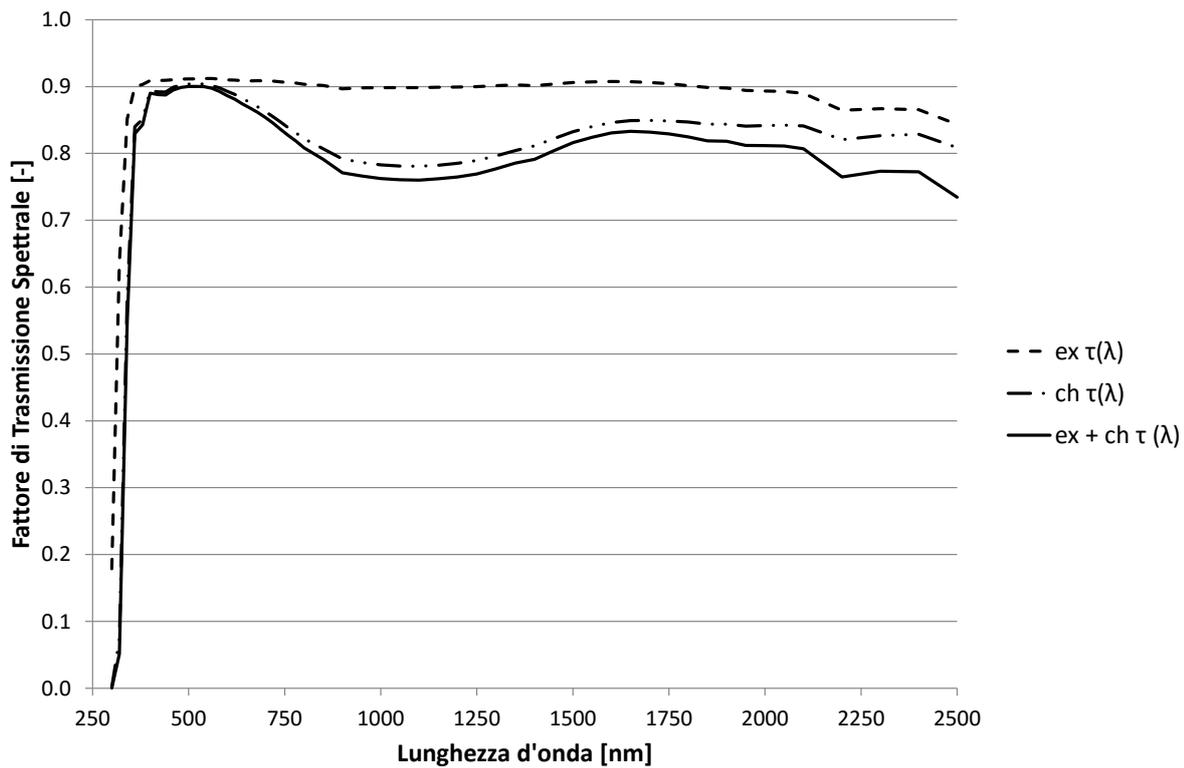


Figura 10 – fattore di trasmissione spettrale del vetro stratificato composto da una lastra di vetro extra-chiaro (ex) e una lastra di vetro chiaro (ch). La linea continua mostra il fattore di trasmissione spettrale dell'intera lastra stratificata (ex + ch).

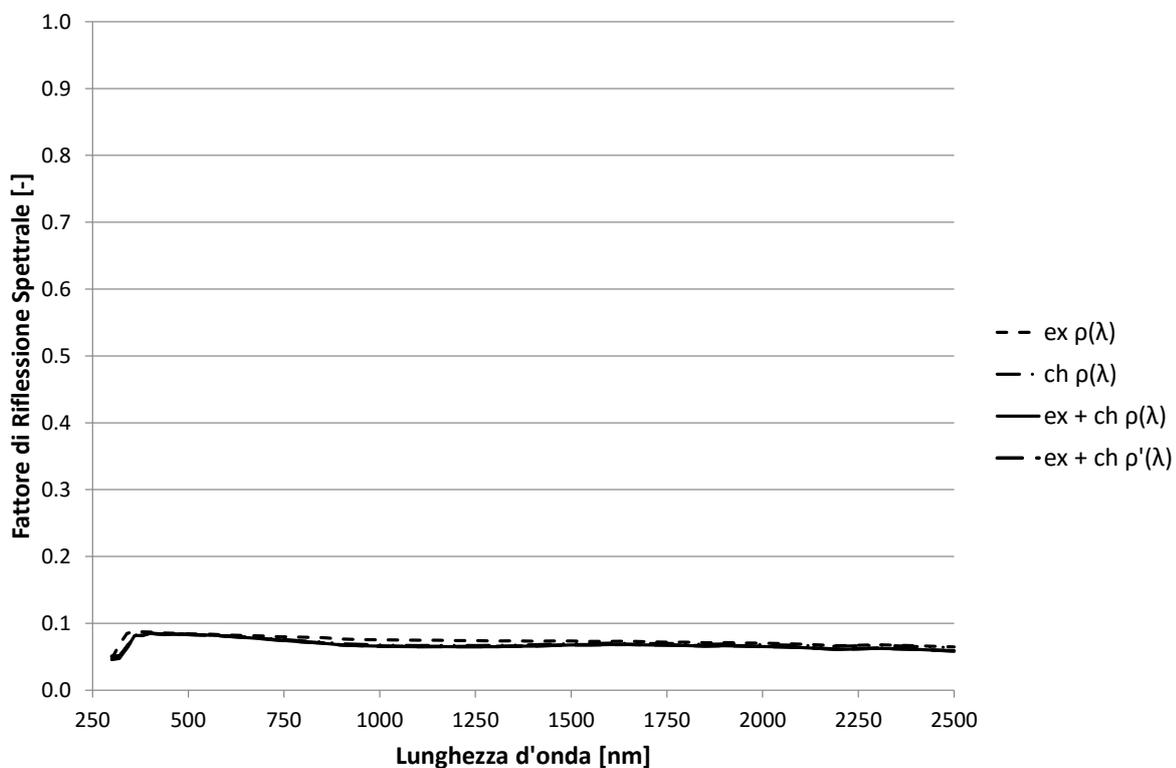


Figura 11 – fattore di riflessione spettrale del vetro stratificato composto da una lastra di vetro extra-chiaro (ex) e una lastra di vetro chiaro (ch). Sono inoltre riportate le curve che rappresentano l'andamento del fattore di riflessione spettrale della lastra stratificata.

5.2.2 Calcolo caratteristiche spettrali sistema BIPV laminato parte opaca

Il calcolo della lastra stratificata con celle fotovoltaiche nell'intercalare utilizza le stesse equazioni descritte nelle pagine precedenti per l'ottenimento degli spettri della lastra stratificata trasparente.

La differenza sostanziale è determinata dall'opacità della cella con un fattore di trasmissione spettrale $\tau_T \approx 0$ da cui si deduce anche un fattore di trasmissione spettrale interno $\tau_i \approx 0$.

Di conseguenza anche per l'intera lastra stratificata sistema vetro – cella -vetro si hanno $\tau_T \approx 0$ e $\tau_i \approx 0$.

I fattori di riflessione spettrali del sistema sono a loro volta influenzati dall'opacità della cella. Il calcolo è pertanto diviso in due parti considerando separatamente le due direzioni vetro-cella come schematizzato in Figura 12. Nel primo caso si calcola il valore di ρ_T considerando solo l'elemento Lastra 1 + Cella e nel secondo caso il valore di ρ'_T l'elemento Lastra 2 + Cella.

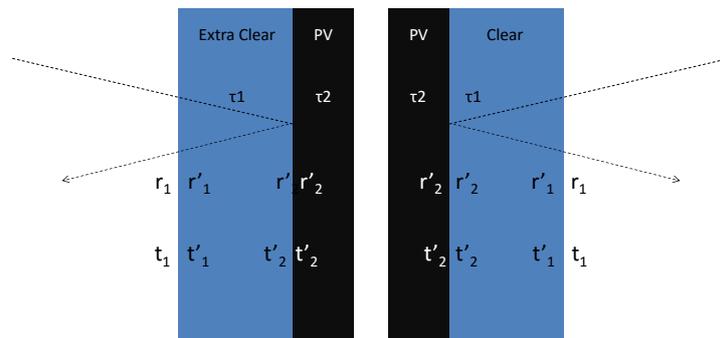


Figura 12 – Schema vetro laminato con fotovoltaico. Il calcolo considera separatamente la prima lastra di vetro extra-chiaro con la cella e la seconda lastra con la cella.

Partendo dei valori spettrali sperimentali, utilizzando l'Equazione 4 ed Equazione 5 si ottengono i valori di $r_1=r'_1$ per la lastra 2 e $r_2=r'_2$ per la lastra fotovoltaica.

Il fattore di trasmissione spettrale di una cella fotovoltaica, è approssimabile a 0 ottenendo di conseguenza un valore di trasmissione interno $t_i = 0$ e, considerando l'Equazione 2 un valore del fattore di riflessione superficiale uguale al coefficiente di riflessione totale ottenuto sperimentalmente: $\rho_T = r$.

Riassumendo, il valore di ρ_T dal lato lastra 1 è calcolato usando Equazione 2, quindi utilizzando $r_1=r'_1$, il $t_1 = t'_1$ e il τ_1 calcolati sulla lastra 1 e r_2 calcolato dal valore sperimentale di ρ_T ottenuto dalle misure spettrofotometriche sulla cella fotovoltaica.

Per il calcolo del valore di ρ'_T la procedura è analoga, applicando nell'Equazione 2 i valori di $r_1=r'_1$, il $t_1 = t'_1$ e il τ_1 calcolati per la lastra chiara..

In Figura 13 sono riportati gli spettri del fattore di trasmissione spettrale delle lastre extra-chiaro chiaro e della cella fotovoltaica ottenuti mediante misure sperimentali. Le celle fotovoltaiche possono essere assunte come completamente opache in quanto il valore del fattore di trasmissione è circa pari a zero in tutto l'intervallo di lunghezza d'onda considerato. Di conseguenza anche il fattore di trasmissione spettrale ottenuto per la lastra stratificata è considerata nullo.

In Figura 14 sono invece riportati i fattori di riflessione spettrali delle lastre extra-chiaro, chiara e della cella. Sono inoltre indicati gli andamenti dei fattori di riflessione spettrali della lastra stratificata considerata nelle due interfacce.

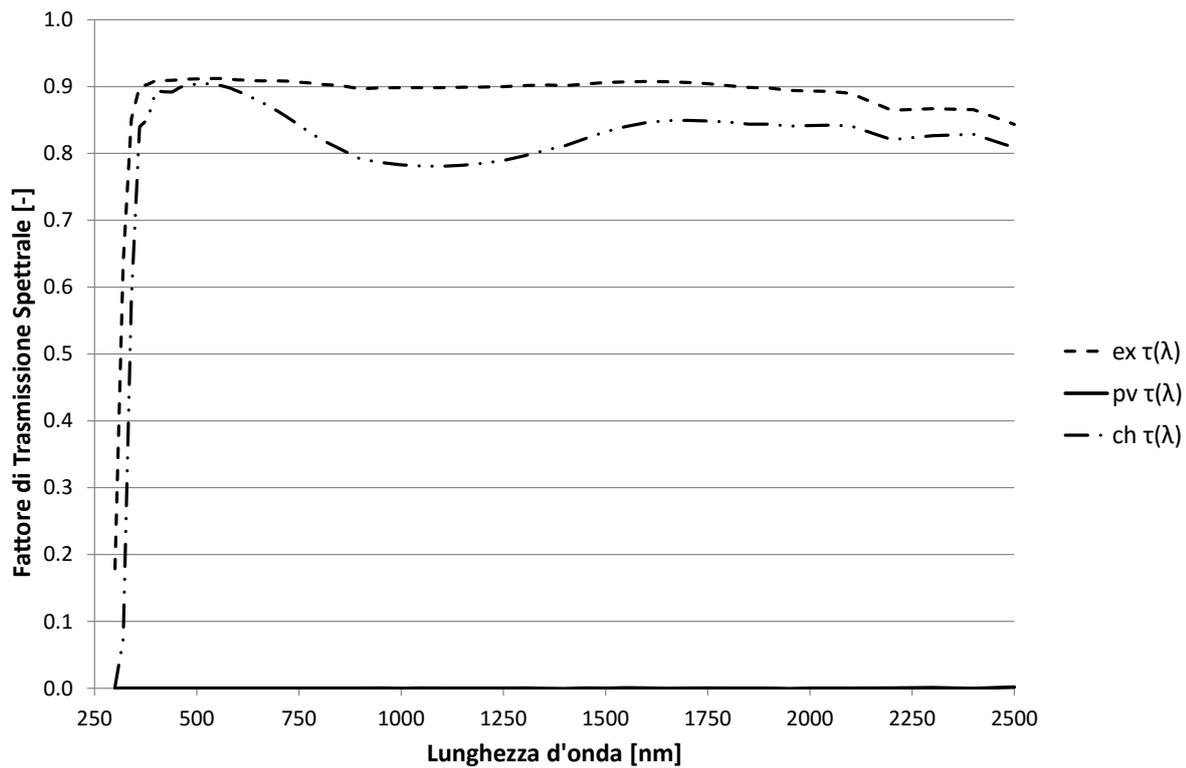


Figura 13 – fattore di trasmissione di una lastra di vetro extra-chiaro (ex), una lastra di vetro chiaro (ch) e una cella fotovoltaica (pv). Il fattore di trasmissione spettrale di una lastra stratificata costituita dai suddetti elementi è pari a ≈ 0 in tutto l'intervallo di lunghezze d'onda tra 250 e 2500 nm.

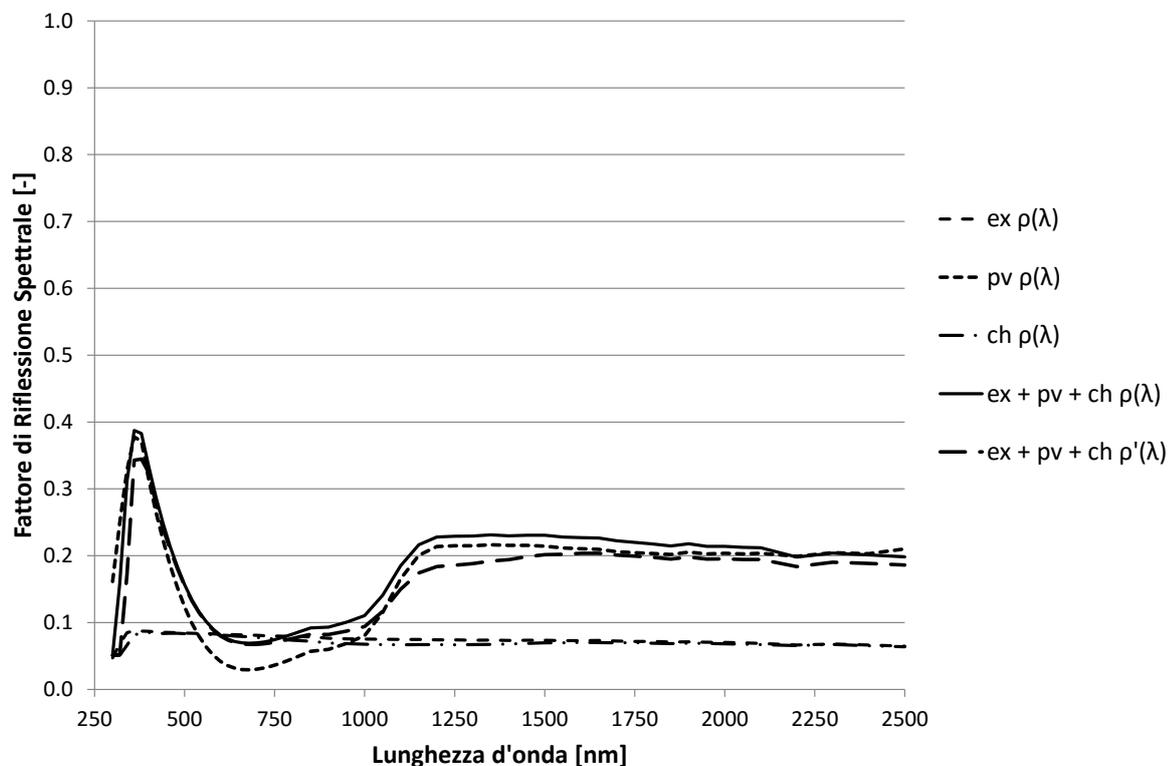


Figura 14 – fattore di riflessione di una lastra stratificata composta da una lastra di vetro extra-chiaro (ex), una cella fotovoltaica (pv) e una lastra di vetro chiaro (ch).

5.3 Determinazione delle caratteristiche spettrali di sistemi vetrocamera

Noti i valori dei fattori di riflessione e trasmissione spettrale di ogni lastra (monolitica o stratificata) che costituisce un sistema BIPV vetrocamera è possibile caratterizzare la risposta spettrale dell'intero sistema. Facendo riferimento a un sistema BIPV con vetrocamera avente sul lato esterno un vetro laminato costituito da due vetri monolitici con interposte delle celle fotovoltaiche e sul lato interno una lastra monolitica di cui sono noti i valori di trasmittanza e riflettanza spettrale si è proceduto a calcolarne i valori di ρ_T , ρ'_T e τ_T relativi all'intero sistema vetrocamera. Come nel caso della lastra stratificata con le celle fotovoltaiche nell'intercalare, sono calcolati separatamente i valori per il sistema trasparente e il sistema opaco.

Per ottenere il fattore spettrale di trasmissione totale si utilizza l'Equazione 8, mentre il fattore di riflessione si ottiene con l'Equazione 9.

Equazione 8

$$\tau(\lambda) = \frac{\tau_1(\lambda)\tau_2(\lambda)}{1 - \rho'_1(\lambda)\rho_2(\lambda)}$$

Equazione 9

$$\rho(\lambda) = \rho_1(\lambda) \frac{\tau_1^2(\lambda)\rho_2(\lambda)}{1 - \rho'_1(\lambda)\rho_2(\lambda)}$$

Dove:

$\tau_1(\lambda)$ è il fattore di trasmissione spettrale del primo pannello (lato esterno)

$\rho_1(\lambda)$ è il fattore di riflessione spettrale del primo pannello (lato esterno) misurato nella direzione della radiazione incidente

$\rho'_1(\lambda)$ è il fattore di riflessione spettrale del primo pannello (lato esterno) misurato nella direzione opposta alla radiazione incidente

$\rho_2(\lambda)$ è il fattore di riflessione spettrale del secondo pannello (lato interno) misurato nella direzione della radiazione incidente

In Figura 15 e Figura 16 sono riportati i valori dei fattori di trasmissione e riflessione spettrale del sistema BIPV nella parte trasparente. Sono quindi mostrati gli spettri della prima lastra costituita dal vetro extra-chiaro e chiaro e della seconda lastra stratificata con coating bassoemissivo.

In modo analogo in Figura 17 e Figura 18 sono riportati i valori dei fattori di trasmissione e riflessioni spettrale nella parte opaca. Si può notare che il fattore di trasmissione del vetrocamera è fortemente influenzato dall'opacità della cella fotovoltaica ed è assumibile pari a zero in tutto l'intervallo di lunghezza d'onda considerato.

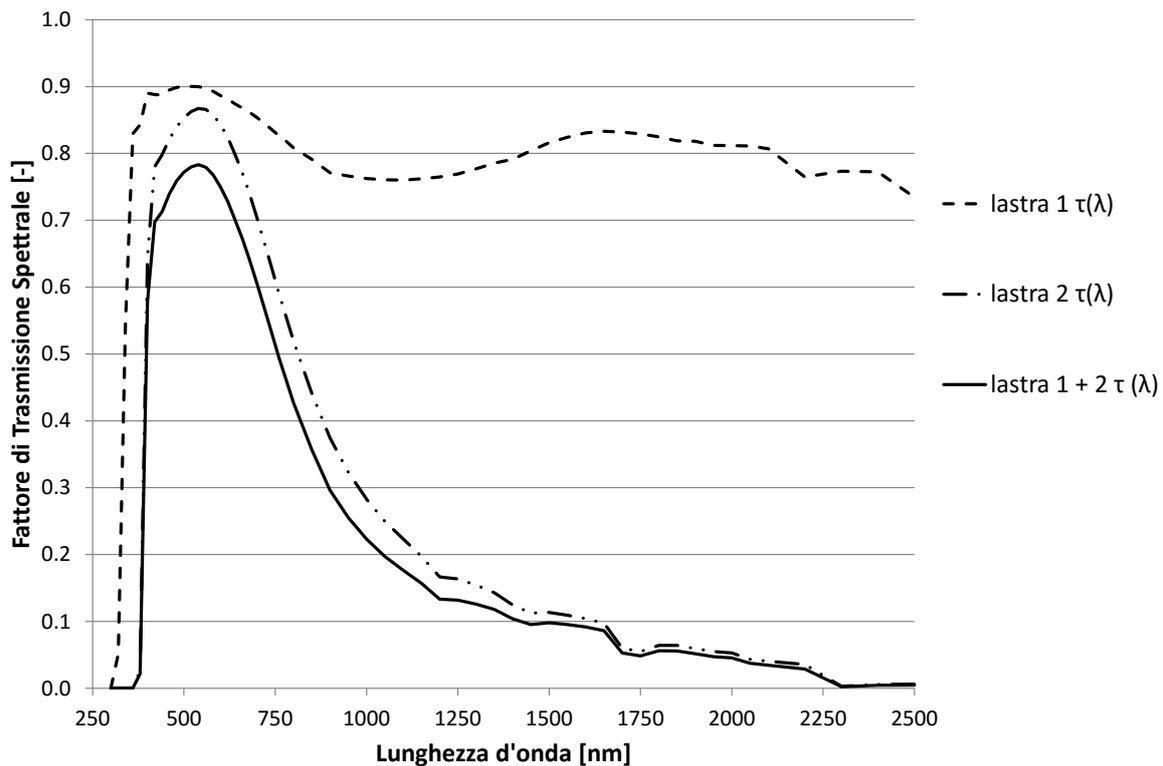


Figura 15 – fattore di trasmissione spettrale di un sistema vetrocamera costituito da una lastra stratificata con un vetro extra-chiaro e un vetro chiaro (lastra 1) e una seconda lastra stratificata costituita da due lastre di vetro chiaro con rivestimento bassoemissivo nel lato rivolto verso l'intercapedine (lastra 2).

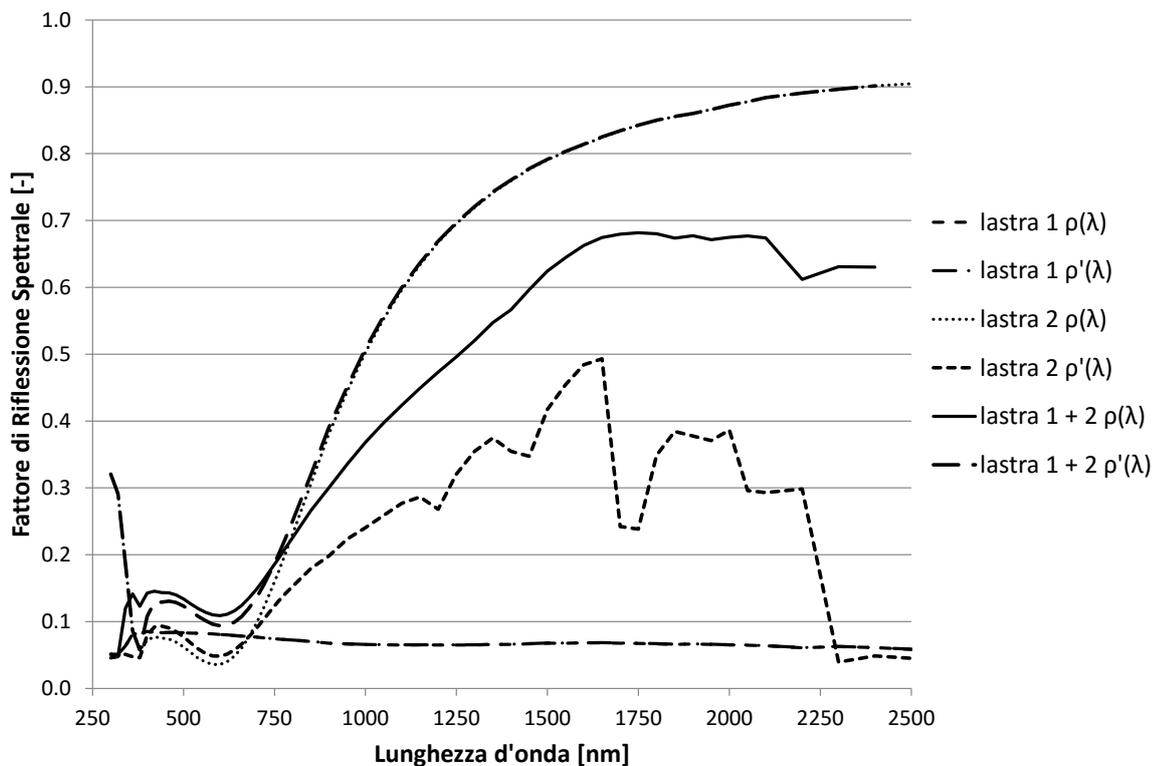


Figura 16 – fattore di riflessione spettrale di un sistema vetrocamera costituito da una lastra stratificata con un vetro extra-chiaro e un vetro chiaro (lastra 1) e una seconda lastra stratificata costituita da due lastre di vetro chiaro con rivestimento bassoemissivo nel lato rivolto verso l'intercapedine (lastra 2).

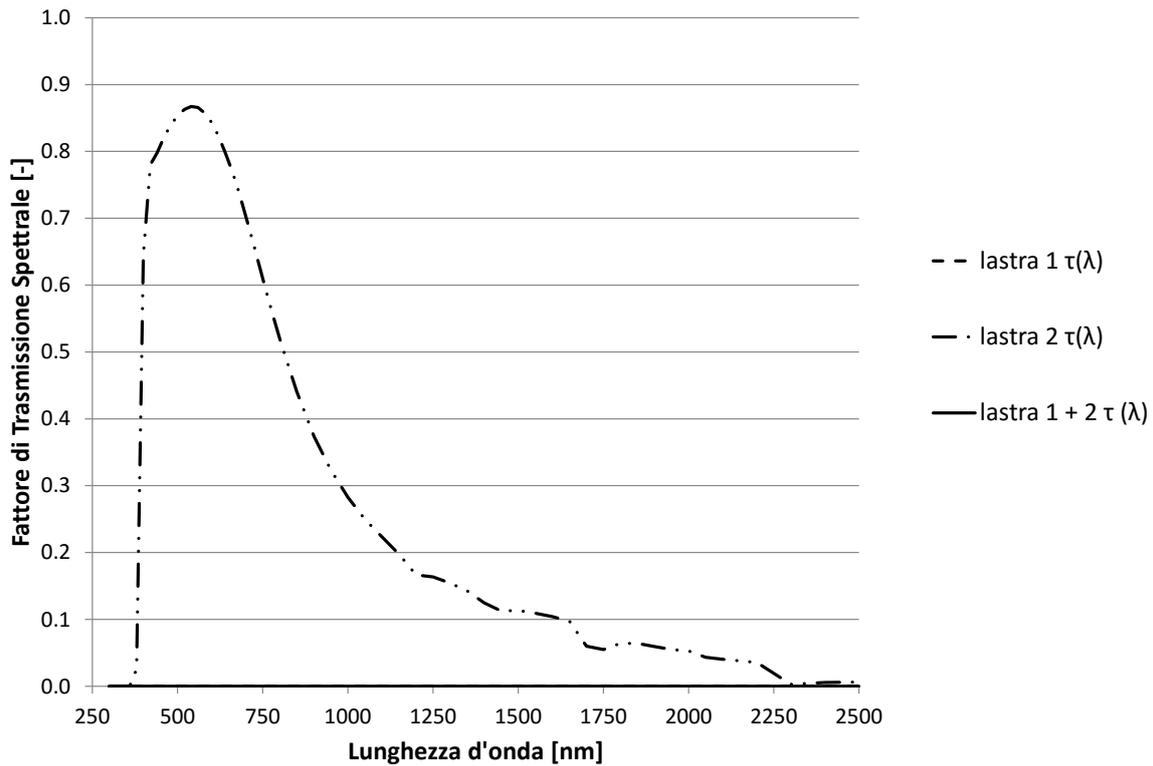


Figura 17 – fattore di trasmissione spettrale di un sistema vetrocamera costituito da una lastra stratificata con un vetro extra-chiaro, una cella fotovoltaica, una lastra di vetro chiaro (lastra 1) e una seconda lastra stratificata costituita da due lastre di vetro chiaro con rivestimento bassoemissivo nel lato rivolto verso l’intercapedine (lastra 2).

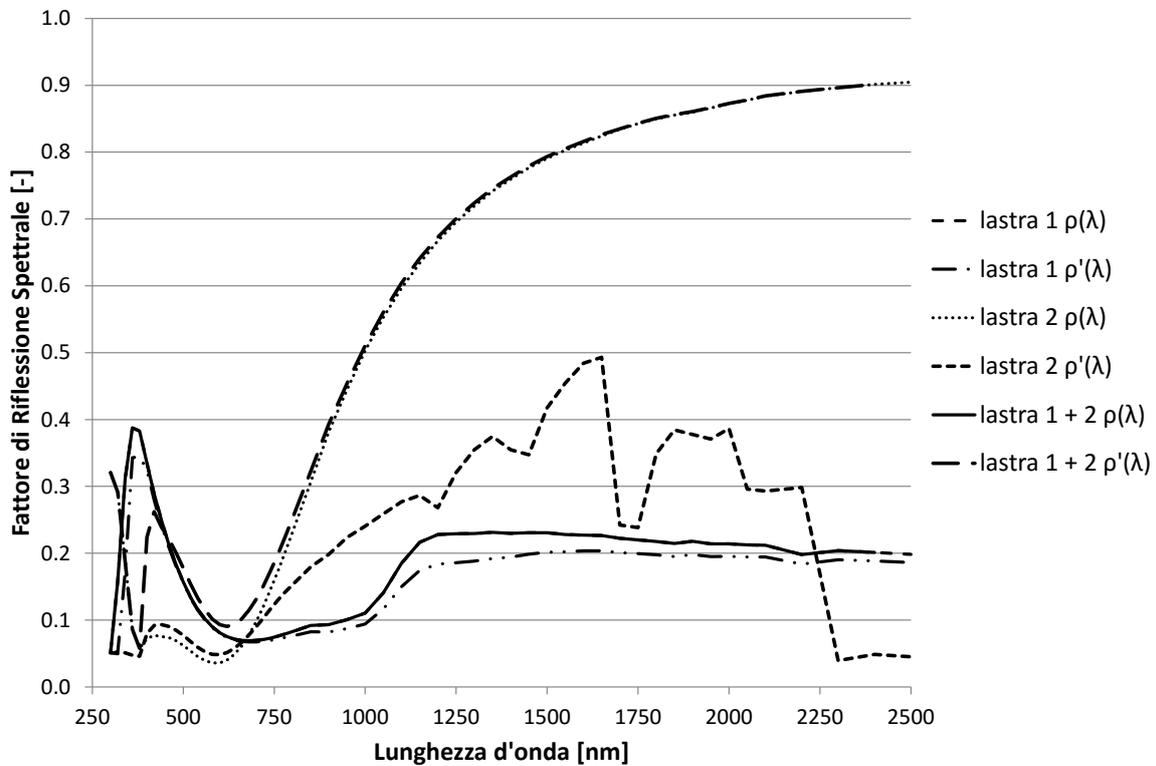


Figura 18 – fattore di riflessione spettrale di un sistema vetrocamera costituito da una lastra stratificata con un vetro extra-chiaro, una cella fotovoltaica, una lastra di vetro chiaro (lastra 1) e una seconda lastra stratificata costituita da due lastre di vetro chiaro con rivestimento bassoemissivo nel lato rivolto verso l’intercapedine (lastra 2).

5.4 Determinazione dei fattori di trasmissione e riflessione solare diretta singola lastra stratificata

Considerando il caso di un sistema BIPV laminato costituito da celle fotovoltaiche inserite tra due vetri monolitici, i valori di trasmittanza τ_e e ρ_e del sistema BIPV vengono calcolati distinguendo la parte opaca e la parte trasparente

Noti i valori di trasmittanza e riflettanza spettrale nelle varie lunghezze d'onda è possibile determinare il fattore di trasmissione dell'energia solare, definito come la percentuale di radiazione solare con lunghezza d'onda compresa tra 300 e 2500 nm comprendente lo spettro di ultra-violetti, energia visibile e infra-rosso, che si trasmette direttamente attraverso un sistema vetrato.

Questo parametro viene calcolato mediante l'Equazione 10 utilizzando il fattore di trasmissione spettrale τ_λ e la distribuzione spettrale relativa normalizzata della radiazione solare globale S_λ .

La radiazione solare globale descrive la radiazione solare diretta e diffusa MJ/m².

Equazione 10

$$\tau_e = \frac{\sum_{\lambda=300nm}^{2500nm} S_\lambda \tau(\lambda) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300nm}^{2500nm} S_\lambda \Delta\lambda}$$

In modo analogo è possibile calcolare il valore della riflettanza solare ρ_e mediante l'Equazione 11:

Equazione 11

$$\rho_e = \frac{\sum_{\lambda=300nm}^{2500nm} S_\lambda \rho(\lambda) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300nm}^{2500nm} S_\lambda \Delta\lambda}$$

Dove

$\tau(\lambda)$ è il fattore di riflessione spettrale delle vetrate;

$\rho(\lambda)$ è il fattore di riflessione spettrale delle vetrate;

S_λ è la distribuzione solare relativa della radiazione solare

$\Delta\lambda$ è l'intervallo di lunghezza d'onda

Noti i valori dei fattori di trasmissione solare diretta della parte opaca e della parte trasparente del sistema BIPV è possibile calcolare il valore di τ_e globale, conoscendo la percentuale di trasparenza.

Tabella 2 – Risultati dei fattori di trasmissione e riflessione solare di un sistema BIPV vetrocamera, parte trasparente.

Lastra 1 (trasparente) Extra chiaro + chiaro			Lastra 2 Bassoemissivo + chiaro			Lastra 1+2
$\tau_e(\lambda)$	$\rho_e(\lambda)$	$\rho'_e(\lambda)$	$\tau_e(\lambda)$	$\rho_e(\lambda)$	$\rho'_e(\lambda)$	$\tau_e(\lambda)$
83.0	7.5	7.5	53.1	27.4	15.0	46.2

Tabella 3 – Risultati dei fattori di trasmissione e riflessione solare di un sistema BIPV vetrocamera, parte opaca.

Lastra 1 (opaca) Extra chiaro + cella + chiaro			Lastra 2 Bassoemissivo + chiaro			Lastra 1+2
$\tau_e(\lambda)$	$\rho_e(\lambda)$	$\rho'_e(\lambda)$	$\tau_e(\lambda)$	$\rho_e(\lambda)$	$\rho'_e(\lambda)$	$\tau_e(\lambda)$
0.0	15.4	14.0	53.1	27.4	15.0	0.0

5.5 Calcolo del fattore di trasmissione dell'energia solare

Il fattore di trasmissione dell'energia solare totale g viene calcolato con la somma del fattore di trasmissione solare diretta τ_e e del fattore di scambio termico secondario della vetrata verso l'interno q_i

Il fattore solare è dato quindi dalla somma di due parametri che descrivono rispettivamente la trasmissione diretta della radiazione solare e la quantità di energia assorbita dalle lastre di vetro e in seguito reimmesse nell'ambiente interno. Il valore τ_e è ottenuto mediante le procedure descritte precedentemente secondo Equazione 10; il valore di q_i invece si ottiene a partire dai valori del fattore di trasmissione e di riflessione solare secondo quanto descritto nell'Equazione 12 e nell'Equazione 13:

Equazione 12
$$\tau_e + \rho_e + \alpha_e = 1$$

La parte assorbita α_e è ripartita nelle due parti q_i e q_e che rappresentano rispettivamente l'energia trasferita verso l'interno e verso l'esterno ottenendo quindi:

Equazione 13
$$\alpha_e = q_i + q_e$$

Dove

q_i è il fattore di trasferimento di calore secondario del vetro verso l'interno

q_e è il fattore di trasferimento di calore secondario del vetro verso l'esterno

Per un vetro singolo (o stratificato) q_i può essere descritto mediante la seguente relazione

Equazione 14
$$q_i = \alpha_e \frac{h_i}{h_e + h_i}$$

Dove

α_e è l'assorbanza solare diretta;

h_e è il coefficiente di scambio termico esterno posto pari a 25 W/(m² K)

h_i è il coefficiente di scambio termico interno pari a 3.6 + 4.1 ϵ_i / 0.837 25 W/(m² K) dove ϵ_i è l'emissività superficiale corretta; per un vetro silicato o borosilicato è pari circa 0.837, ottenendo quindi un valore di $h_i = 7.7$ W / (m² K).

Per un vetrocamera invece si ha la seguente equazione:

Equazione 15
$$q_i = \frac{\left[\frac{\alpha_{e1} + \alpha_{e2}}{h_e} + \frac{\alpha_{e2} h_i}{\Lambda} \right]}{\left[\frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_e} + \frac{1}{\Lambda} \right]}$$

Dove:

h_e e h_i sono rispettivamente i coefficienti di scambio termico rivolti verso l'interno e l'esterno

α_{e1} l'assorbanza solare diretta della lastra esterna del sistema vetrocamera

α_{e2} l'assorbanza solare diretta della seconda lastra del sistema vetrocamera

Λ è la conduttanza termica del sistema vetrocamera

I fattori di assorbimento solare delle due lastre che costituiscono la vetrocamera α_{e1} e α_{e2} , sono calcolati secondo quanto segue:

Equazione 16

$$\alpha_{e1} = \frac{\sum_{\lambda=300\text{ nm}}^{2500\text{ nm}} S_{\lambda} \left\{ \alpha_1(\lambda) + \frac{\alpha'_1(\lambda)\tau_1(\lambda)\rho_2(\lambda)}{1 - \rho'_1(\lambda)\rho_2(\lambda)} \right\} \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300\text{ nm}}^{2500\text{ nm}} S_{\lambda} \Delta\lambda}$$

Equazione 17

$$\alpha_{e2} = \frac{\sum_{\lambda=300\text{ nm}}^{2500\text{ nm}} S_{\lambda} \left\{ \frac{\alpha'_2(\lambda)\tau_1(\lambda)}{1 - \rho'_1(\lambda)\rho_2(\lambda)} \right\} \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300\text{ nm}}^{2500\text{ nm}} S_{\lambda} \Delta\lambda}$$

Dove:

$\alpha_1(\lambda)$ è la assorbanza spettrale diretta del pannello esterno misurato nella direzione della radiazione incidente ottenuta da: $\alpha_1(\lambda) = 1 - \tau_1(\lambda) - \rho_1(\lambda)$

$\alpha'_1(\lambda)$ è la assorbanza spettrale diretta del pannello esterno misurato nella direzione opposta alla radiazione incidente, ottenuta da: $\alpha'_1(\lambda) = 1 - \tau_1(\lambda) - \rho'_1(\lambda)$

$\alpha_2(\lambda)$ è la assorbanza spettrale diretta del secondo pannello esterno misurato nella direzione della radiazione incidente, ottenuta da: $\alpha_2(\lambda) = 1 - \tau_2(\lambda) - \rho_2(\lambda)$

Per il calcolo del fattore solare g di un sistema BIPV costituito da celle fotovoltaiche interposte all'interno di una lastra stratificata è necessario pesare il valore dell' α_e è l'assorbanza solare diretta con l'efficienza della cella.

Ad esempio con delle celle con un'efficienza del 15 % allora il valore di α_e sarà moltiplicato per 85 %, quindi eliminando la quota di energia che è trasformata in elettricità.

Considerando un sistema BIPV vetrocamera con celle fotovoltaiche posizionate nella prima lastra stratificata, è possibile determinare il fattore solare calcolando separatamente le parti opache e quelle trasparente, facendo riferimento alla percentuale di copertura del pannello mediante le celle.

5.5.1 Esempio di calcolo del fattore solare

I valori spettrali delle due lastre costituenti il BIPV sono definite per la parte trasparente in Figura 15 e Figura 16 mentre per la parte opaca in Figura 17 e Figura 18.

Le condizioni al contorno sono definite dalla norma UNI EN 410 imponendo i coefficienti di adduzione interni ed esterni rispettivamente: $h_i = 7.7$ e $h_e = 25$.

Il valore di trasmittanza termica è calcolato mediante i metodi descritti dalla norma UNI EN 673 [27] ed è pari a $U_g = 1.59$ da cui si ottiene la conduttanza pari a: $\Lambda = 2.3$.

5.5.2 CASO 1: Lastra singola stratificata:

Il calcolo del fattore solare viene effettuato considerando separatamente le caratteristiche spettrali della lastra stratificata con e senza la cella fotovoltaica. Mediante l'Equazione 12 e Equazione 13 si determina α_e è l'assorbanza solare diretta, da cui mediante l'Equazione 14 si ottiene il fattore di trasferimento di calore secondario del vetro verso l'ambiente interno.

In Tabella 4 sono riportati i valori ottenuti per la lastra stratificata trasparente mentre in Tabella 5 per la parte opaca. Nell'assorbanza solare della lastra stratificata opaca è introdotta l'efficienza della cella η_{cell} pari a 15 %.

Tabella 4 – fattore solare di una lastra stratificata parte trasparente

Parte trasparente (extra chiaro + chiaro)				
τ_e	ρ_e	α_e	q_i	g
0.830	0.075	0.096	0.023	0.852

Tabella 5 – fattore solare di una lastra stratificata parte trasparente

Parte trasparente (extra chiaro + cella + chiaro)				
τ_e	ρ_e	$\alpha_e \times (1-\eta_{cell})$	q_i	g
0.00	0.140	0.731	0.172	0.172

Fattore solare del BIPV stratificato

Noti i fattori solari della parte opaca e della parte trasparente del sistema BIPV è possibile combinarli conoscendo la percentuale di trasparenza, ovvero la superficie vetrata non coperta dalle celle fotovoltaiche.

Considerando una trasparenza del 40 % si ottiene:

$$g_{trasparente} \text{ 40\%} = 0.341$$

$$g_{opaco} \text{ 60\%} = 0.103$$

da cui il fattore solare totale del BIPV:

$$g_{tot} = 0.44$$

5.5.3 CASO 2: Sistema vetrocamera:

Parte trasparente:

Dai valori spettrali si ottengono per la parte trasparente il fattore di assorbimento spettrale della prima lastra: $\alpha_{e1} = 0.10$ tramite Equazione 16; il fattore di assorbimento spettrale della seconda lastra: $\alpha_{e2} = 0.16$ mediante l'Equazione 17.

Il fattore di trasmissione spettrale totale del vetrocamera, calcolato mediante Equazione 10 è pari a:

$$\tau_{e \text{ totale}} = 0.462 .$$

Il è il fattore di trasferimento di calore secondario del vetro verso l'interno calcolato con Equazione 15 è pari a $q_i = 0.13$ da cui il fattore solare $g = 0.59$.

parte fotovoltaica:

le celle inserite all'interno della lastra stratificata hanno un'efficienza $\eta_{cell} = 15 \%$. Il fattore di assorbimento spettrale della prima lastra sarà tanto minore quando più l'efficienza si avvicina al 100 % quindi, dall'Equazione 16 si ottiene: $\alpha_{e1} \times (1 - \eta_{cell}) = 0.72$

Il fattore di assorbimento spettrale per la seconda lastra invece è pari a zero in quanto il fattore di trasmissione che compare al numeratore dell'Equazione 17. della prima lastra è anch'esso nullo.

Il è il fattore di trasferimento di calore secondario del vetro verso l'interno calcolato con Equazione 15 è pari a $q_i = 0.05$. Considerando un coefficiente di trasmissione spettrale totale nullo il valore del fattore solare è $g = q_i = 0.05$.

Fattore solare del BIPV

Noti i fattori solari della parte opaca e della parte trasparente del sistema BIPV è possibile combinarli conoscendo la percentuale di trasparenza, ovvero la superficie vetrata non coperta dalle celle fotovoltaiche.

Considerando una trasparenza del 40 % si ottiene:

$$g_{trasparente} \text{ 40\%} = 0.237$$

$$g_{opaco} \text{ 60\%} = 0.028$$

da cui il fattore solare totale del BIPV:

$$g_{tot} = 0.27$$

5.5.4 Variazione delle condizioni di utilizzo delle celle fotovoltaiche

Durante le misure sperimentali dei campioni sono state utilizzate due diverse condizioni di carico per le celle fotovoltaiche: circuito aperto (senza un carico elettrico) e collegando le celle a ad un alimentatore a controllo elettronico nel punto di generazione di potenza massima (MPP Maximum Power Point tracking).

La condizione a circuito aperto può essere simulata numericamente imponendo un valore di efficienza della cella pari a $\eta_{\text{cell}} = 0$.

Nella seguente tabella sono riportati i valori ottenuti con il modello semplificato nelle due condizioni di carico e confrontate con i valori ottenuti sperimentalmente.

Tabella 6 – fattore solare ottenuto sperimentalmente e analiticamente secondo i metodi descritti nella norma UNI EN 410:2011 in due differenti condizioni di carico

Campione	Condizioni di carico	<i>g sperimentale</i>	<i>g analitico UNI EN 410</i>
Laminato	Open circuit	0.45 ± 0.04	46
	MPP tracking	0.43 ± 0.04	44
Vetrocamera	Open circuit	0.28 ± 0.03	27
	MPP tracking	0.27 ± 0.03	27

6 Modello numerico mediante differenza finite di sistemi BIPV vetrati

Per poter stimare le caratteristiche ottiche e termiche di elementi BIPV di diversa conformazione si è effettuata una modellazione a volumi finiti, secondo il metodo numerico delle differenze finite.

Per ogni nodo del modello, corrispondente a un volume finito di materiale, sfruttando l'analogia elettrica di un circuito RC, è stato effettuato il bilancio termico considerando l'interazione di quattro componenti principali sul nodo stesso [28]:

1. componente di radiazione Shortwave [SW]. Si è considerata l'interazione di tutta la banda elettromagnetica da $0.3 \mu\text{m}$ a $2.5 \mu\text{m}$ a rappresentare l'intero spettro solare secondo la norma EN 13363.
2. componente di radiazione Longwave [LW]. Si è tenuta in considerazione la presenza della radiazione termica nell'intervallo di lunghezza d'onda compreso tra $3 \mu\text{m}$ e $100 \mu\text{m}$ a rappresentare il lontano infrarosso secondo la norma EN 13363.
3. componente di conduzione [COND]. Si è considerato lo scambio termico per conduzione attraverso le lastre di vetro.
4. componente di convezione [CONV]. Si è considerato lo scambio termico per convezione tra le lastre e gli ambienti adiacenti.

Nelle pagine seguenti sono descritti in dettaglio i metodi di calcolo utilizzati per la valutazione dei suddetti quattro componenti facendo riferimento alla norma EN 13363.

6.1 Definizione delle componenti di flusso di calore

Il sistema BIPV è considerato come una combinazione di vetri e celle fotovoltaiche ed è quindi costituito da una serie di strati solidi separati da aria o gas; gli strati solidi e le intercapedini sono indicati con la lettera j e sono numerati da 1 a n , dove n rappresenta lo spazio interno e 0 l'ambiente esterno. All'interno del modello fisico del numero di strati è illimitata.

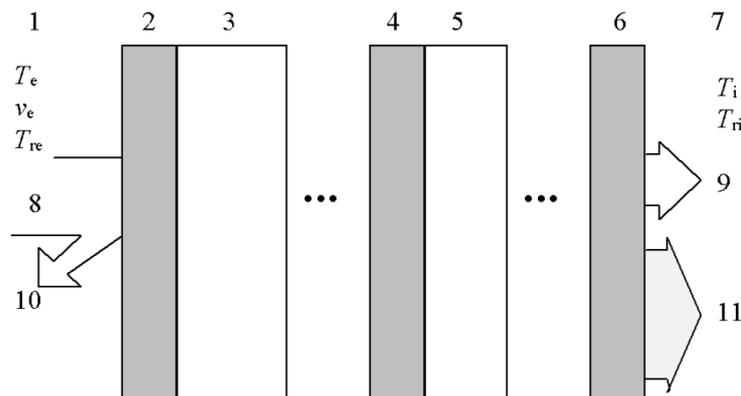


Figura 19 – Rappresentazione schematica di un sistema costituito da strati solidi e intercapedini.

In Figura 19 è rappresentato uno schema di un sistema vetrato multistrato dove:

- T_e è la temperatura dell'ambiente esterno;
- T_{re} è la temperatura esterna radiante;
- v_e è la velocità del vento nell'ambiente esterno;
- T_i è la temperatura nell'ambiente interno;
- T_{ri} è la temperatura radiante dell'ambiente interno.

Con i numeri da 1 a 11 invece sono indicati:

- 1 ambiente esterno;
- 2 strato 1;
- 3 intercapedine 1;
- 4 strato j ;
- 5 intercapedine j ;
- 6 strato n (diretto e indiretto);
- 7 ambiente interno;
- 8 radiazione solare;
- 9 trasmittanza diretta solare e luminosa;
- 10 riflettanza solare e luminosa diretta;
- 11 radiazione termica e convezione.

6.1.1 Componente di radiazione Shortwave

Il flusso di calore trasmesso mediante radiazione della banda elettromagnetica compresa tra $0.3 \mu\text{m}$ a $2.5 \mu\text{m}$ viene determinato considerando le caratteristiche spettrali di ciascuno strato solido che costituisce il sistema BIPV. Secondo il metodo di calcolo descritto all'interno della norma EN 13363-2, le caratteristiche solari e ottiche sono indipendenti dall'intensità della radiazione solare e dalla temperatura del sistema; inoltre si ipotizza che gli strati siano completamente trasparente senza alcun assorbimento.

Per ogni λ lunghezza d'onda e ogni strato j le seguenti equazioni sono validi per i flussi radianti normalizzati I e I' (vedi Figura 20).

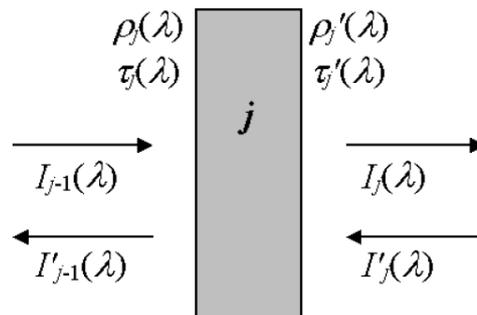


Figura 20 - Schema delle caratteristiche spettrali di ciascuno strato j e del flusso di radiazione

Per ogni λ lunghezza d'onda e ogni strato, il flusso radiante normalizzato radiante spettrale del flusso verso l'interno I è dato da:

Equazione 18
$$I_j(\lambda) = \tau_j(\lambda) \cdot I_{j-1}(\lambda) + \rho'_j(\lambda) \cdot I'_j(\lambda)$$
 [-]

Mentre il flusso radiante normalizzato radiante spettrale del flusso verso l'esterno I' è dato da:

Equazione 19
$$I'_{j-1}(\lambda) = \rho_j(\lambda) \cdot I_{j-1}(\lambda) + \tau'_j(\lambda) \cdot I'_j(\lambda)$$
 [-]

Dove:

$\tau_j(\lambda)$ è la trasmittanza spettrale del lato rivolto verso la radiazione incidente;

$\tau'_j(\lambda)$ è la trasmittanza spettrale del lato rivolto verso l'interno;
 $\rho_j(\lambda)$ è la riflettanza spettrale del lato rivolto verso la radiazione incidente;
 $\rho'_j(\lambda)$ è la riflettanza spettrale del lato opposto alla radiazione incidente;

L'Equazione 18 e l'Equazione 19 sono risolte imponendo come condizioni al contorno il flusso normalizzato radiante esterno unitario: $I_0(\lambda) = 1$, e quello interno nullo: $I_n'(\lambda) = 0$.

L'assorbanza spettrale di ciascuno strato j è ottenuto mediante :

Equazione 20
$$\alpha_j(\lambda) = (1 - \rho_j(\lambda) - \tau_j(\lambda)) \cdot I_{j-1}(\lambda) + (1 + \rho'_j(\lambda) - \tau'_j(\lambda)) \cdot I_j(\lambda) \quad [-]$$

I valori di trasmittanza solare diretta τ_e , di riflettanza solare diretta ρ_e e di assorbanza solare diretta $\alpha_{e,j}$ di ogni strato j sono calcolati in base ai dati spettrali ottenuti sperimentalmente mediante spettrofotometria e secondo la procedura indicata al EN 410.

Se i dati spettrali non sono disponibili, il calcolo può essere fatto con dei dati integrati, prendendo atto che la precisione è ridotta per materiali in cui le proprietà dipendenti dalle lunghezza d'onda sono diverse.

6.1.2 componente di radiazione Longwave [LW].

Il flusso di calore per irraggiamento termico nell'intervallo di lunghezza d'onda compreso tra i 3 μm e i 100 μm dipende dalle temperature del sistema, ed è accoppiato con altri flussi di calore all'interno del sistema. In questo intervallo di lunghezze d'onda la norma EN 13363-2 consiglia l'utilizzo dell'emissività piuttosto della riflettanza. Facendo riferimento allo schema di Figura 21 ogni strato j è quindi caratterizzato dai parametri relativi alla temperatura T_j , dal fattore di trasmissione spettrale per le radiazioni termiche $\tau_{th,j}$, dall'emissività delle superfici rivolte verso l'esterno ϵ_j e verso l'interno ϵ'_j , e dalla densità del flusso di calore per irraggiamento l'interno q_{th} e verso l'esterno q'_{th} .

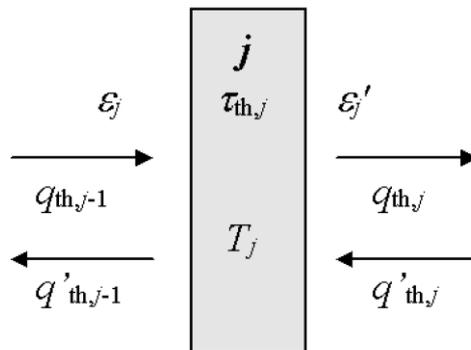


Figura 21 – schema delle caratteristiche spettrali per di ciascuno strato j e della densità del flusso di calore per irraggiamento.

Gli strati di vetro che compongono il sistema BIPV sono opachi nella regione di radiazione termica (5 micron a 50 micron) e sono descritti da un valore integrato: l'emissività corretta ϵ . L'emissività è determinata dalla misura della riflettanza spettrale normale. La valutazione utilizza una correzione per l'emissione emisferica e non si assume alcuna trasparenza come descritto nella norma EN 673. Per ogni strato j la seguente serie di equazioni per le radiativi flusso densità di calore è valida:

Equazione 21
$$q_{th,j} = \tau_{th,j} \cdot \rho_{th,j-1} + (1 - \epsilon'_j - \tau_{th,j}) \cdot \rho'_{th,j} + \epsilon'_j \cdot \sigma \cdot T_j^4 \quad [\text{W/m}^2]$$

Equazione 22
$$q'_{th,j-1} = (1 - \varepsilon_j - \tau_{th,j}) \cdot \rho_{th,j-1} + \tau_{th,j} \cdot \rho'_{th,j} + \varepsilon_j \cdot \sigma \cdot T_j^4 \quad [W/m^2]$$

Le condizioni al contorno sono date dalle temperature radianti esterni ed interni $T_{r,e}$ e $T_{r,i}$, rispettivamente:

$$q_{th,0} = \sigma \cdot T_{r,e}^4 \quad \text{e} \quad q'_{th,n} = \sigma \cdot T_{r,i}^4$$

Supponendo che le temperature T_j siano note, il sistema fornisce un flusso di calore radiante netto verso l'esterno $q_{th,e} = q'_{th,0} - q_{th,0}$ e un flusso di calore radiante netto all'interno $q_{th,i} = q'_{th,n} - q_{th,n}$.

Il calore netto assorbito (trasferito dalla radiazione termica) nello strato j è dato da:

Equazione 23
$$q_{th,a,j} = \varepsilon_j - q_{th,j-1} \cdot \varepsilon'_j \cdot q'_{th,j} - (\varepsilon_j + \varepsilon'_j) \cdot \sigma \cdot T_j^4 \quad [W/m^2]$$

6.1.3 componente di convezione

Considerando un BIPV costituito da un sistema vetrocamera, è possibile stimare il flusso di calore che avviene per convezione all'interno dell'intercapedine mediante le caratteristiche fluidodinamiche dei gas presenti all'interno di essa.

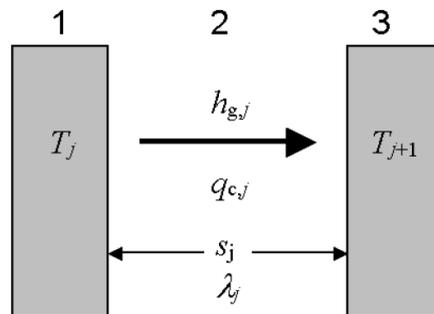


Figura 22 – schema delle caratteristiche di un'intercapedine non ventilata e della densità di flusso di calore per convezione e conduzione.

La conduttanza termica del gas all'interno dell'intercapedine non ventilata di spessore j è data da:

Equazione 24
$$h_{g,j} = Nu_j \cdot \frac{\lambda_j}{s_j} \quad [W/m^2 K]$$

Dove

λ_j è la conducibilità del gas contenuto nell'intercapedine j

s_j è lo spessore dell'intercapedine j

Nu è il numero di Nusselt calcolato secondo i metodi descritti nella norma EN 673

Conoscendo le temperature di ciascuno strato che compone il sistema vetrocamera, il calore assorbito (trasferito per conduzione-convezione) nello strato j è dato da:

Equazione 25
$$q_{c,a,j} = h_{g,j-1} \cdot (T_{j-1} - T_j) + h_{g,j} \cdot (T_{j+1} - T_j) \quad [W/m^2]$$

La densità di flusso di calore per convezione in ambiente esterne è dato da

Equazione 26
$$q_{c,e} = q_{c,a,0} = h_{g,0} \cdot (T_1 - T_e) \quad [W/m^2]$$

Mentre per l'ambiente interno è dato da:

Equazione 27
$$q_{c,i} = q_{c,a,n} = h_{g,n} \cdot (T_i - T_n) \quad [W/m^2]$$

6.1.4 Componente di conduzione

Nella modellazione è stato introdotto il flusso di calore per conduzione attraverso le lastre di vetro che è data dal prodotto tra la resistenza termica della lastra di vetro per la differenza di temperatura.

Equazione 28
$$q_{cond,j} = \frac{\lambda_{j-1}}{s_j - 1} \cdot (T_{j-1} - T_j) + \frac{\lambda_j}{s_j} \cdot (T_{j+1} - T_j) \quad [W/m^2]$$

6.1.5 Bilancio Termico

Il bilancio termico viene calcolato per ciascun timestep, uguagliando per ogni nodo in cui è diviso il sistema BIPV il calore accumulato ai flussi di calore per irraggiamento, per conduzione e per convezione.

Tramite la modellazione a volumi finiti è possibile calcolare le temperature dei vari elementi che costituiscono il sistema BIPV definendone quindi il fattore solare g.

Il fattore g è definito, dalla normativa sulla misura delle prestazioni energetiche delle vetrate in edilizia, dalla seguente relazione:

Equazione 29
$$g = \tau_e + q_i \quad [-]$$

quindi come la somma del fattore di trasmissione solare diretta τ_e e del fattore di scambio termico secondario della vetrata verso l'interno q_i . La valutazione dei coefficienti τ_e e q_i , quando non direttamente misurati e valutati secondo la UNI EN 410 può essere effettuata numericamente secondo la EN 13363 e la ISO 15099 rispettivamente.

Il fattore di scambio termico secondario della vetrata verso l'interno q_i viene calcolato sommando la componente di scambio termico per irraggiamento g_{th} e la componente di scambio termico per convezione g_c , ovvero $q_i = g_{th} + g_c$, ottenuti rispettivamente mediante le seguenti equazioni:

Equazione 30
$$g_{th} = \frac{q_{th}(E_s) - q_{th}(E_s = 0)}{E_s} \quad [-]$$

Equazione 31
$$g_c = \frac{q_v(E_s) - q_v(E_s = 0)}{E_s} \quad [-]$$

Entrambe le equazioni rappresentano la differenza tra il flusso di calore entrante nell'ambiente interno attraverso l'elemento vetrato in presenza ed in assenza di radiazione, rispetto alla radiazione incidente totale.

6.1.6 Condizioni al contorno

La valutazione del fattore solare può avvenire secondo le condizioni standard di riferimento estive proposte dalla normativa [29] e di seguito riportate:

- $T_{int} = 25^\circ C$
- $T_{ext} = 30^\circ C$
- $H_{c,int} = 2.5 W/(m^2 K)$
- $H_{c,ext} = 8 W/(m^2 K)$
- $T_{r,m} = T_{ext}$
- $I_s = 500 W/m^2$

Come è possibile notare, le condizioni al contorno imposte dalla normativa non tengono in considerazione, in prima battuta, la relazione tra il coefficiente di scambio termico convettivo e l'aumento di temperatura superficiale del vetro. Per considerare tale effetto, i coefficienti di convezione interno ed esterno per il completamento della modellazione numerica sono stati valutati secondo le relazioni proposte dalla stessa normativa come descritto di seguito.

6.1.7 Trasferimento di calore convettivo sul lato interno

Il trasferimento di calore convettivo sul lato interno avviene principalmente per convezione naturale, e raramente per convezione mista e forzata. Condizioni al contorno standard assumono convezione naturale sul lato interno. La densità di flusso di calore convettivo al confine interno è definito come:

Equazione 32
$$q_{c,in} = h_{cv,in}(T_{s,in} - T_{in}) \quad [W/m^2]$$

dove

$T_{s,in}$ è la temperatura superficiale della fenestrazione;

$h_{cv,int}$ è il coefficiente di trasferimento di calore per convezione.

Il coefficiente di convezione naturale nel lato interno è determinato in unzione del numero di Nusselt:

Equazione 33
$$h_{cv,int} = Nu \left(\frac{\lambda}{H} \right)$$

Dove

λ è la conducibilità termica dell'aria

H è l'altezza del sistema finestrato.

Il numero di Nusselt viene determinato in funzione del numero di Rayleigh (Ra_H):

Equazione 34
$$Nu = 0.13 Ra_H^{1/3}$$

Dove:

Equazione 35
$$Ra_H = \frac{\rho^2 H^3 g C_p |T_{bn} - T_{in}|}{T_{m,f} \mu \lambda}$$

Con

T_{bn} temperatura superficiale del sistema vetrato rivolto verso l'ambiente interno

T_i temperatura dell'aria nell'ambiente interno

$T_{m,f} = T_{in} + (T_{bn} - T_{in})/4$

μ = viscosità dinamica dell'aria

C_p = Capacità termica a pressione costante dell'aria

g = accelerazione gravitazionale

ρ = densità dell'aria

λ = conducibilità termica dell'aria

H è l'altezza del sistema finestrato.

6.1.8 Trasferimento di calore convettivo sul lato esterno

Il coefficiente di scambio termico convettivo nel lato esterno è ottenuto in funzione della velocità del vento secondo la seguente relazione:

$$\text{Equazione 36} \quad h_{cv,ext} = 4.7 + 7.6 V_s \quad [-]$$

Dove V_s è la velocità flusso libero del vento che, con una velocità del vento ≤ 2 m/s è posto pari a 0,5 m/s.

6.2 Equazioni del bilancio termico nel modello a volumi finiti

Viene qui descritto un esempio di applicazione di un modello a differenze finite su una comune tipologia di BIPV costituito da un vetrocamera stratificato con celle fotovoltaiche policristalline inserite nell'intercalare della prima lastra. Nel caso in questione sono individuati cinque nodi, ognuno dei quali è rappresentativo di uno spazio finito come schematizzato in Figura 23.

Per ogni nodo verrà scritto il bilancio termico assumendo che la somma dei flussi termici interessanti il nodo stesso sia pari all'energia termica immagazzinata dal singolo volume materico nel medesimo periodo di simulazione.

All'interno delle equazioni componenti il bilancio termico la parte che descrive l'accumulo termico è definita da $\rho_n c_n s_n$ rispettivamente densità [kg/m³], calore specifico [J/kg K] e spessore [m] del nodo n -esimo. L'accumulo è valutato nel tempo con un $\Delta\tau$ tempo di timestep pari ad un'ora [3600 s], considerando le variazioni di temperatura T_n del nodo n -esimo [°C] rispetto a T_n^0 temperatura del nodo n -esimo al timestep precedente [°C].

I flussi di calore considerati, come già detto in precedenza sono di tipo convettivo alle interfacce interne ed esterne di cui $h_{c,int}$, $h_{c,ext}$, rispettivamente sono i coefficienti di convezione interno ed esterno [W/m² K] e nell'intercapedine tra le due lastre. Sono considerati inoltre i flussi di tipo radiativo con $q_{th,abs,n}$: radiazione LW assorbita dal nodo n -esimo [W/m²]; $\alpha_{s,1}$: coefficiente di assorbimento radiazione SW; I_{ext} : radiazione esterna [W/m²]. Infine i flussi per conduzione attraverso gli strati solidi con λ_n : conducibilità termica nodo n -esimo [W/m K];

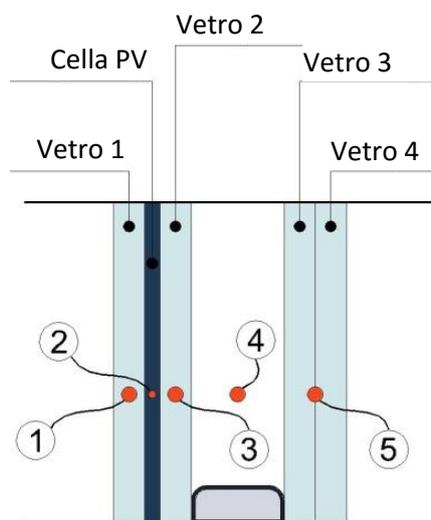


Figura 23 – Modello vetrocamera BIPV con numerazione nodi

Nella pagine seguente sono indicati i bilanci di energia su ogni nodo del sistema BIPV schematizzato in Figura 23 mostrando prima l'eguaglianza tra accumulo termico e flussi di calore esplicitando di seguito la temperatura relativa a ciascun nodo.

NODO 1

Il primo nodo è costituito dalla prima lastra di vetro rivolta verso l'ambiente esterno. L'energia termica accumulata è calcolata considerando le caratteristiche fisiche del vetro:

- $\rho_{\text{vetro}} = 2500 \text{ kg/m}^3$
- $c_{\text{vetro}} = 840 \text{ J/kg K}$

I flussi di calore dall'esterno verso l'interno, considerati nel bilancio del primo nodo sono quello per convezione e per irraggiamento. Nella direzione opposta ovvero dal nodo 2 al nodo 1 invece si considera il flusso di calore per conduzione utilizzando la conducibilità termica del vetro, ovvero:

- $\lambda_{\text{vetro}} = 1 \text{ W/mK}$

Equazione 37
$$\frac{\rho_1 c_1 s_1 (T_1 - T_1^0)}{2 \Delta\tau} = h_{c,ext}(T_{ext} - T_1) + \alpha_{s,1} I_{ext} + \frac{\lambda_1}{s_1} (T_2 - T_1)$$

Esplicitando l'Equazione 37 si ottiene la temperatura del nodo T_1 :

Equazione 38
$$T_1 = \frac{h_{c,ext} T_{ext} + \alpha_{s,1} I_{ext} + \frac{\lambda_1}{s_1} T_2 + a_1 T_1^0}{a_1 + h_{c,ext} + \frac{\lambda_1}{s_1}} \quad [^\circ\text{C}]$$

Con $a_1 = \frac{\rho_1 c_1 s_1}{2\Delta\tau}$

NODO 2

Il secondo nodo è individuato all'interno della cella fotovoltaica posta tra le due lastre di vetro. La parte di accumulo termico, considerando trascurabile la massa della cella, viene attribuita alle lastre di vetro a contatto con essa: $\rho_1 c_1 s_1$ e $\rho_3 c_3 s_3$. I flussi di calore valutati nel nodo 2 provenienti dal nodo 1 sono il flusso per conduzione $\frac{\lambda_1}{s_1} (T_1 - T_2)$ e i flussi per irraggiamento $q_{th,abs,2}$ e $\alpha_{s,2} (1 - \eta_{cell}) \cdot I_{ext}$. Il flusso proveniente dalla parte opposta, ovvero dal nodo 3 è costituito dal flusso per conduzione termica attraverso il secondo strato di vetro costituente la lastra laminata.

Si può notare che nell'equazione di bilancio appare il termine η_{cell} che rappresenta l'efficienza della cella fotovoltaica la quale influenza la quantità di flusso di calore per irraggiamento SW.

Equazione 39
$$\left(\frac{\rho_1 c_1 s_1}{2} + \frac{\rho_3 c_3 s_3}{2} \right) \frac{(T_2 - T_2^0)}{\Delta\tau} = \frac{\lambda_1}{s_1} (T_1 - T_2) + q_{th,abs,2} + \alpha_{s,2} (1 - \eta_{cell}) I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} (T_3 - T_2)$$

Esplicitando l'Equazione 39 si ottiene la temperatura del nodo T_2

Equazione 40
$$T_2 = \frac{\frac{\lambda_1}{s_1} T_1 + q_{th,abs,2} + \alpha_{s,2} (1 - \eta_{cell}) I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} T_3 + a_2 T_2^0}{a_2 + \frac{\lambda_1}{s_1} + \frac{\lambda_3}{s_3}} \quad [^\circ\text{C}]$$

Con $a_2 = \left(\frac{\rho_1 c_1 s_1}{2} + \frac{\rho_3 c_3 s_3}{2} \right) / \Delta\tau$

NODO 3

Il nodo 3 è individuato nella seconda lastra di vetro dove l'accumulo termico è dato dal prodotto di $\rho_3 c_3 s_3$. I flussi di calore considerati provenienti dal nodo 2 sono il flusso per conduzione $\lambda_3/s_3 (T_2 - T_3)$ e per irraggiamento $\alpha_{s,3} I_{ext}$, mentre il flusso proveniente dal nodo 4 è di tipo convettivo ed è pari a $h_g (T_4 - T_3)$.

Equazione 41
$$\frac{\rho_3 c_3 s_3 (T_3 - T_3^0)}{2 \Delta\tau} = h_g (T_4 - T_3) + \alpha_{s,3} I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} (T_2 - T_3)$$

Esplicitando l'Equazione 41 si ottiene la temperatura del nodo T_3 .

Equazione 42
$$T_3 = \frac{h_g T_4 + \alpha_{s,3} I_{ext} + \frac{\lambda_3}{s_3} T_2 + a_3 T_3^0}{a_3 + h_g + \frac{\lambda_3}{s_3}} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

Con $a_3 = \frac{\rho_3 c_3 s_3}{2 \Delta\tau}$

NODO 4

Il nodo 4 è individuato all'interno dell'intercapedine del sistema vetrocamera. La temperatura T_4 è ottenuta semplicemente mediando la temperatura del nodo 3 e del nodo 5.

Equazione 43
$$T_4 = \frac{T_3 + T_5}{2} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

NODO 5

Il nodo 5 corrisponde alla seconda lastra stratificata rivolta verso l'ambiente interno. In questo caso l'accumulo termico è dato dal prodotto di $\rho_5 c_5 s_5$ rispettivamente densità, calore specifico e spessore relativo alle due lastre di vetro che compongono la lastra stratificata. I flussi di calore che vanno dal nodo 4 al nodo 5 sono i flussi per irraggiamento $q_{th,abs,5}$ e $\alpha_{s,5} I_{ext}$ e il flusso per convezione all'interno dell'intercapedine $h_g (T_4 - T_5)$. Il flusso di calore che proviene dall'ambiente interno è di tipo convettivo ed è $h_{c,int} (T_{int} - T_5)$.

Equazione 44
$$\rho_5 c_5 s_5 \frac{(T_5 - T_5^0)}{\Delta\tau} = h_{c,int} (T_{int} - T_5) + q_{th,abs,5} + \alpha_{s,5} I_{ext} + h_g (T_4 - T_5)$$

Esplicitando la precedente relazione si ottiene la temperatura superficiale del sistema BIPV nel lato interno (T_5):

Equazione 45
$$T_5 = \frac{h_{c,int} T_{int} + q_{th,abs,5} + \alpha_{s,5} I_{ext} + h_g T_4 + a_5 T_5^0}{a_5 + h_g + h_{c,int}} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

Con $a_5 = \frac{\rho_5 c_5 s_5}{\Delta\tau}$

6.3 Fattore solare di un sistema BIPV vetrocamera

Mediante il modello a 5 nodi si è ottenuto il valore del fattore solare g del sistema vetrocamera considerando la temperatura superficiale del vetro rivolto verso l'ambiente interno in un tempo di stabilizzazione di 24 ore.

I risultati presentati di seguito sono ottenuti impostando le condizioni al contorno utilizzati nelle misurazioni con il calorimetro solare (vedi capitolo 4):

Tabella 7 - condizioni al contorno utilizzate nella sperimentazione con calorimetro solare

T_{ext}	T_{int}	$h_{c,e}$	$h_{c,i}$	I_s
25	25	16	2.5	540

Con le condizioni al contorno di Tabella 7 per il sistema BIPV schematizzato in Figura 23 si ottiene:

$$g = 0.256$$

In Figura 24 e Figura 25 sono riportati gli andamenti delle temperature calcolati nei cinque nodi con e senza l'irraggiamento solare.

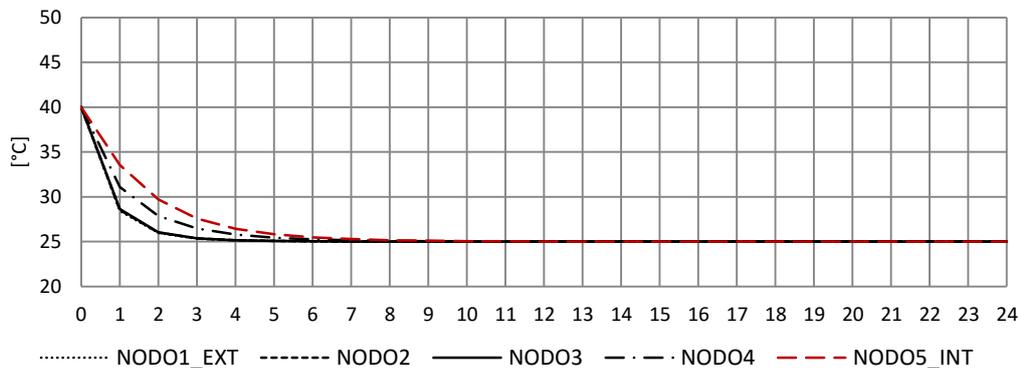


Figura 24 - Variazione di temperatura nei cinque nodi nelle 24 ore senza irraggiamento solare con le condizioni di contorno di Tabella 7.

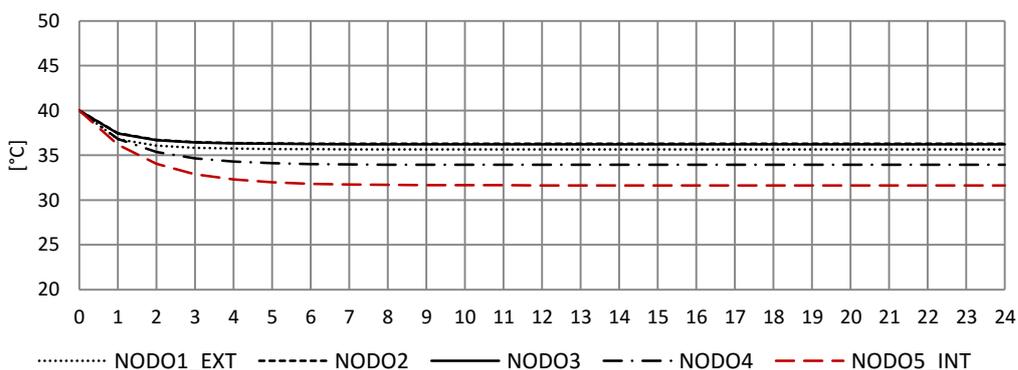


Figura 25 Variazione di temperatura nei cinque nodi nelle 24 ore con irraggiamento solare con le condizioni di contorno di Tabella 7.

Sono di seguito mostrati I risultati ottenuti applicando il modello a cinque nodi utilizzando le condizioni al contorno estive descritte nella norma ISO 15099.

Tabella 8 - condizioni al contorno estive (ISO 15099)

T_{ext}	T_{int}	$h_{c,e}$	$h_{c,i}$	I_s
30	25	8	2.5	500

Il valore del fattore solare così ottenuto è $g = 0.297$

In Figura 26 e Figura 27 sono riportati gli andamenti delle temperature calcolate nei cinque nodi con e senza l'irraggiamento solare.

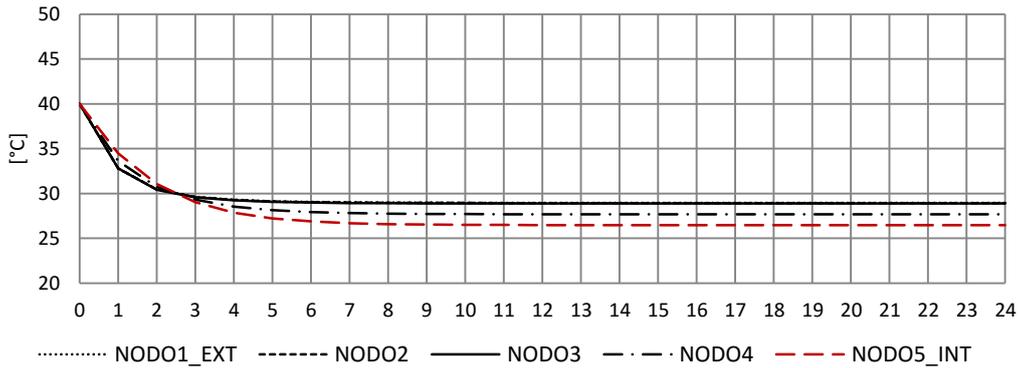


Figura 26 Variazione di temperatura nei cinque nodi nelle 24 ore senza irraggiamento solare in condizioni estive

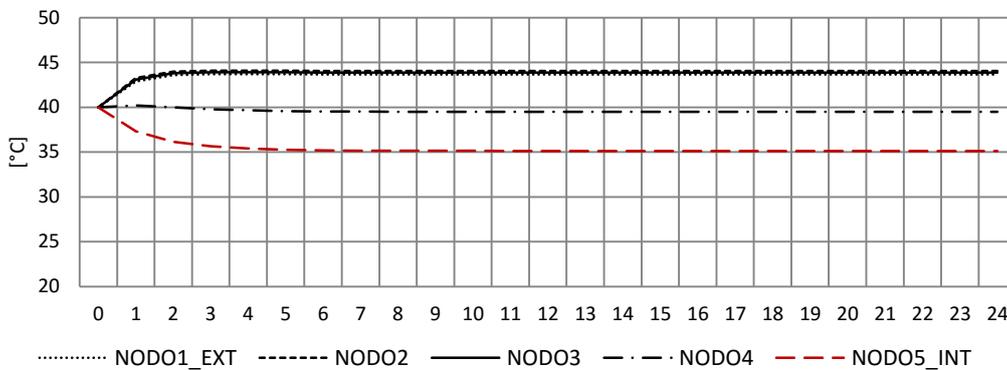


Figura 27 Variazione di temperatura nei cinque nodi nelle 24 ore con irraggiamento solare in condizioni estive

Il calcolo è stato ripetuto utilizzando le condizioni al contorno invernali descritte nella norma ISO 15099 riportate in Tabella 9. Il valore del fattore solare così ottenuto è $g=0.252$

Tabella 9 - condizioni al contorno invernali (ISO 15099)

T_{ext}	T_{int}	$h_{c,e}$	$h_{c,i}$	I_s
0	20	20	3.6	300

In Figura 31 sono riportati gli andamenti delle temperature calcolate nei cinque nodi con e senza l'irraggiamento solare.

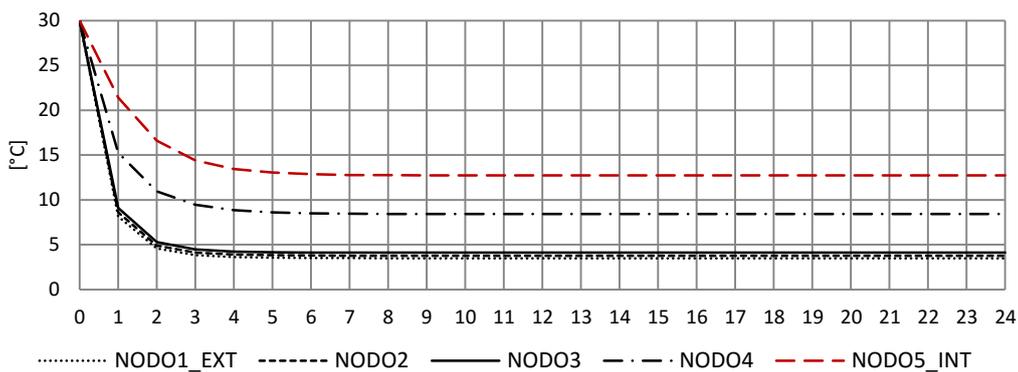


Figura 28 Variazione di temperatura nei cinque nodi nelle 24 ore senza irraggiamento solare in condizioni invernali

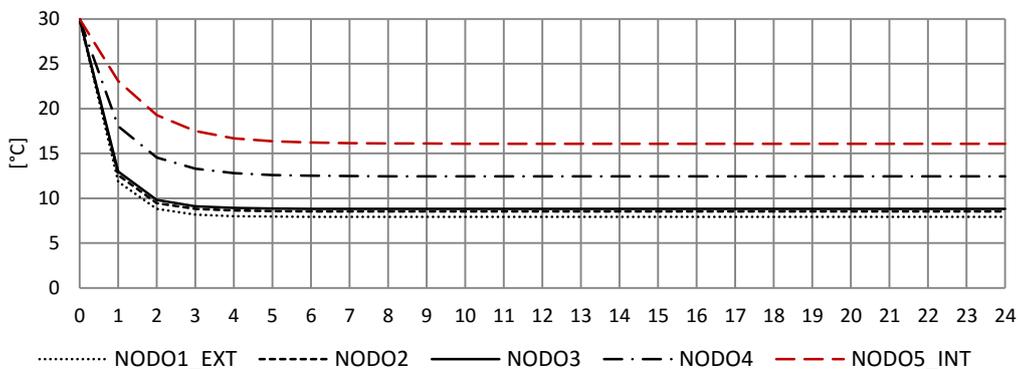


Figura 29 Variazione di temperatura nei cinque nodi nelle 24 ore con irraggiamento solare in condizioni invernali

Confrontando i valori di fattore solare ottenuti analiticamente si è evidenziato la forte influenza delle condizioni al contorno all'interno del modello a nodi nella determinazione del fattore solare con una variazione del 20% tra le condizioni invernali e quelle estive.

Sono state quindi effettuate altre simulazioni cambiando in modo più drastico tali condizioni. In questo caso non sono stati utilizzati dei coefficiente di convezione naturale nel lato interno ed esterno fissi di ma sono stati calcolati mediante i metodi descritti nella ISO 15099 utilizzando l'Equazione 33 per h_{ci} e l'Equazione 34 per h_{ce} .

Nelle pagine seguenti sono riportati dei grafici che mostrano la variazione di g in funzione dell'aumento di temperatura e dell'irraggiamento solare.

Sono stati scelti due casi:

Caso invernale I_r compreso tra 300 W/m^2 e 500 W/m^2 e temperature esterne comprese tra $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ e $5 \text{ }^\circ\text{C}$ e temperatura interna impostata a $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Caso estivo con irraggiamento compreso tra 500 W/m^2 e temperature esterne comprese tra $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e $35 \text{ }^\circ\text{C}$ e temperatura interna impostata a $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

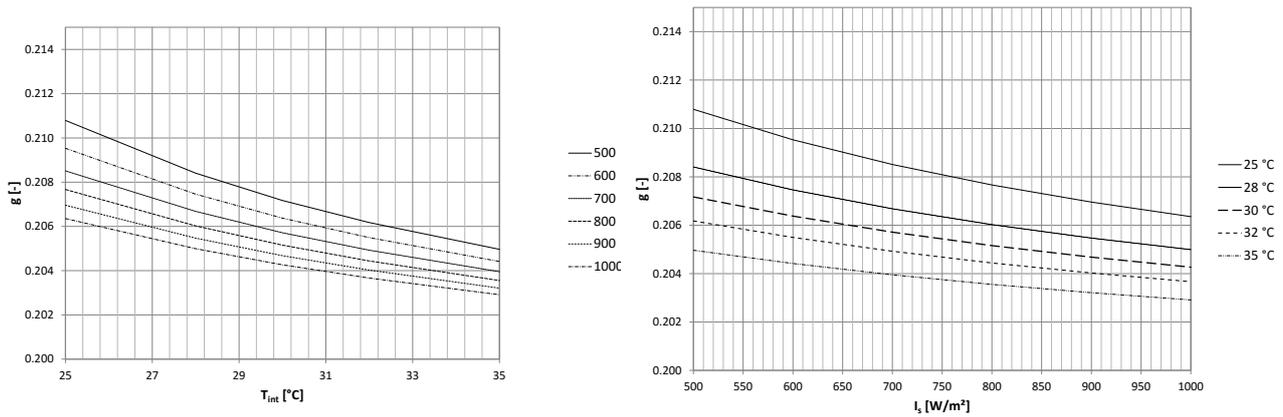


Figura 30 Variazione del fattore solare con la temperature e l'irraggiamento in periodo estivo

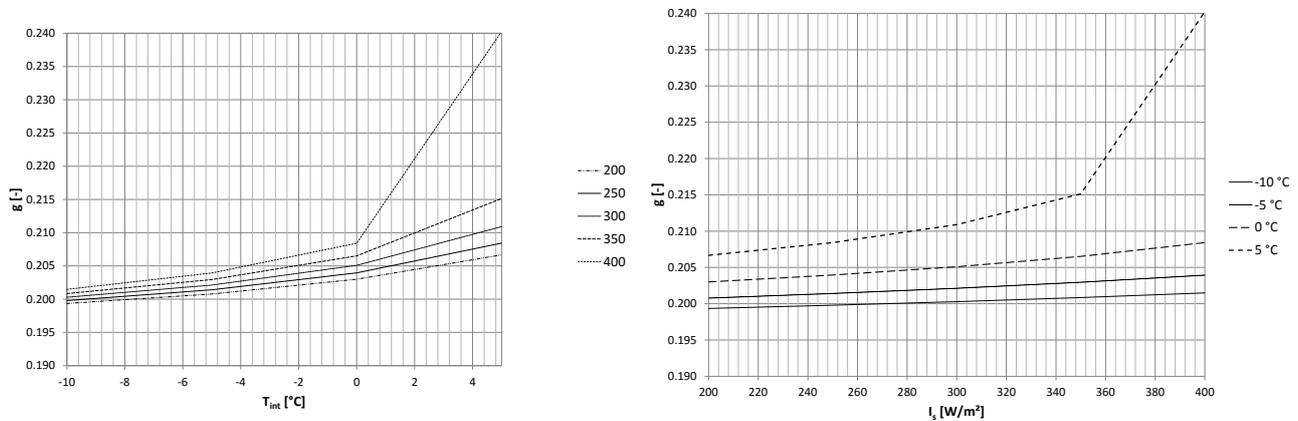


Figura 31 Variazione del fattore solare con la temperature e l'irraggiamento in periodo invernale

6.4 Confronto tra valutazione del fattore solare mediante metodi analitici e sperimentali

Facendo riferimento ai sistemi BIPV descritti nel capitolo 4, vengono di seguito confrontati i valori del fattore solare ottenuti sperimentalmente mediante calorimetro solare, analiticamente mediante il metodo derivato dalla norma UNI EN 410 e il modello a nodi descritto precedentemente.

In Tabella 10 sono indicati i valori in due differenti condizioni di carico delle celle, analogamente a ciò che è stato riportato in Tabella 2 e Tabella 6. Le condizioni al contorno (temperatura, irraggiamento e coefficienti di convezione interni ed esterni) impostate nel modello a nodi sono quelle utilizzate per la sperimentazione e sono indicate in Tabella 7.

Tabella 10 – fattore solare ottenuto sperimentalmente e analiticamente secondo i metodi descritti nella norma UNI EN 410:2011 in due differenti condizioni di carico

Campione	Condizioni di carico	g sperimentale	g analitico	
			UNI EN 410	Modello a nodi
Laminato	Circuito aperto	0.45 ± 0.04	46	45
	MPP tracking	0.43 ± 0.04	44	43
Vetrocamera	Circuito aperto	0.28 ± 0.03	27	26
	MPP tracking	0.27 ± 0.03	27	26

Dal confronto dei valori di Tabella 10 si è dimostrata una buona corrispondenza tra i valori sperimentali e i valori analitici ottenuti sia mediante il metodo derivato dalla norma UNI EN 410 che mediante il modello a nodi.

7 Un caso studio di applicazione di BIPV nel Retrofit energetico di un edificio residenziale

Una ulteriore fase della ricerca ha previsto la valutazione degli effetti dell'adozione di elementi fotovoltaici integrati in un intervento di retrofit energetico su di un edificio residenziale tipico del patrimonio edilizio italiano [30]. Sono stati valutati i consumi di energia attraverso l'analisi delle bollette e secondo la normativa UNI TS 11300 [31] [32] [33] [34]. Successivamente si sono valutati i miglioramenti energetici prodotti dall'inserimento di un sistema fotovoltaico integrato (BiPV) in corrispondenza degli elementi di involucro trasparenti ed in copertura. Si è poi proceduto all'analisi di ulteriori interventi di miglioramento delle prestazioni per poter raggiungere consumi di energia tipici di edificio NZEB. Gli interventi sono stati analizzati con il metodo del costo ottimale proposto nell'ambito dell'Annex 56 IEA "Cost Effective Energy and Carbon Emissions Optimization in Building Renovation" [35] tenendo conto contemporaneamente degli aspetti energetici, di quelli economici e anche di quelli ambientali.

E' stato preso in considerazione un edificio tipo del patrimonio edilizio italiano. Si tratta di un'abitazione unifamiliare su lotto isolato, la cui costruzione risale agli anni '80, con due piani fuori terra e situata nel comune di Padova. Le caratteristiche costruttive dell'edificio e dell'impianto di climatizzazione e quelle climatiche del sito sono sintetizzate nelle tabelle e nelle figure seguenti.

Tabella 11 - Caratteristiche generali dell'edificio

Anno di costruzione	1982
Destinazione d'uso	Civile abitazione
Luogo di costruzione	Padova
Numero di piani	2
Tipologia edilizia	Casa unifamiliare
Numero di occupanti	5
Superficie totale utile [m ²]	237,63
Volume totale - V [m ³]	825,27
Superficie disperdente- S [m ²]	595,30
Superficie vetrata - S _g [m ²]	22,34
Rapporto S/V [1/m]	0,721
Esposizione	Sud-Nord

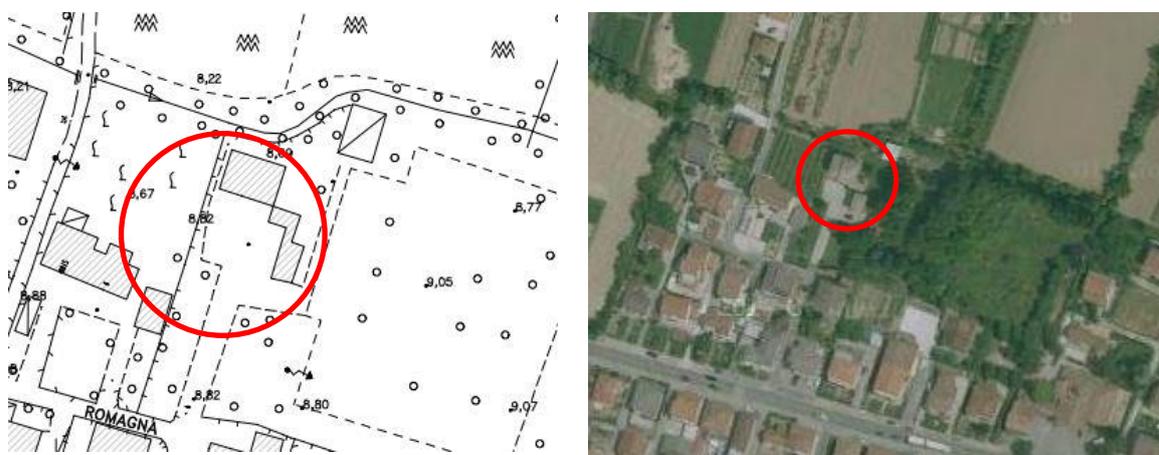


Figura 32. Sito dell'edificio oggetto di studio: estratto del PRG (sinistra), vista aerea (destra).

Tabella 12 - Caratteristiche climatiche del sito secondo la Norma UNI 10349 [36]

Tipo di clima	Temperato fresco continentale
Zona climatica	E
Gradi giorno	2383
Temperatura invernale di progetto	-5

	Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Set.	Ott.	Nov.	Dic.
Temperatura media mensile (°C)	1,9	4,0	8,4	13,0	17,1	21,3	23,6	23,1	19,7	13,8	8,2	3,6
Temperatura massima mensile (°C)	5,7	8,8	13,1	17,5	22,4	26,0	28,4	27,9	24,5	18,8	11,5	6,5
Temperatura minima mensile (°C)	-1,4	0,5	3,5	7,4	11,6	15,3	17,5	16,9	13,8	8,8	3,7	-0,4
Irradiazione solare media su piano orizzontale (MJ/m ²)	2,3	3,5	5,1	6,7	7,9	8,4	8,0	7,0	5,5	3,9	2,6	2,1
Irradiazione solare media su piani verticali (Sud) (MJ/m ²)	6,9	9,5	10,5	9,6	9,5	9,3	10,0	10,9	12,2	12,0	8,2	6,1
Irradiazione solare media su piani verticali (Nord) (MJ/m ²)	1,6	2,5	3,7	5,2	7,5	8,9	8,6	6,3	4,2	2,9	1,8	1,5
Irradiazione solare media su piani verticali (Est) (MJ/m ²)	3,2	5,4	8,0	10,0	12,3	13,3	14,0	12,7	10,4	7,2	4,0	3,5
Irradiazione solare media su piani verticali (Ovest) (MJ/m ²)	3,2	5,4	8,0	10,0	12,3	13,3	14,0	12,7	10,4	7,2	4,0	3,5
Velocità media del vento (m/s)	3,6	3,7	3,8	3,8	3,4	3,4	3,2	3,2	3,2	3,4	3,5	3,5
Direzione del vento	O E	E O	E O	E SE	E O	E O						
Precipitazioni (mm)	70,4	56,9	67,0	68,1	78,6	88,0	64,2	79,8	58,2	65,5	86,7	62,4



Figura 33 - Vista prospettica dell'edificio residenziale oggetto di studio.

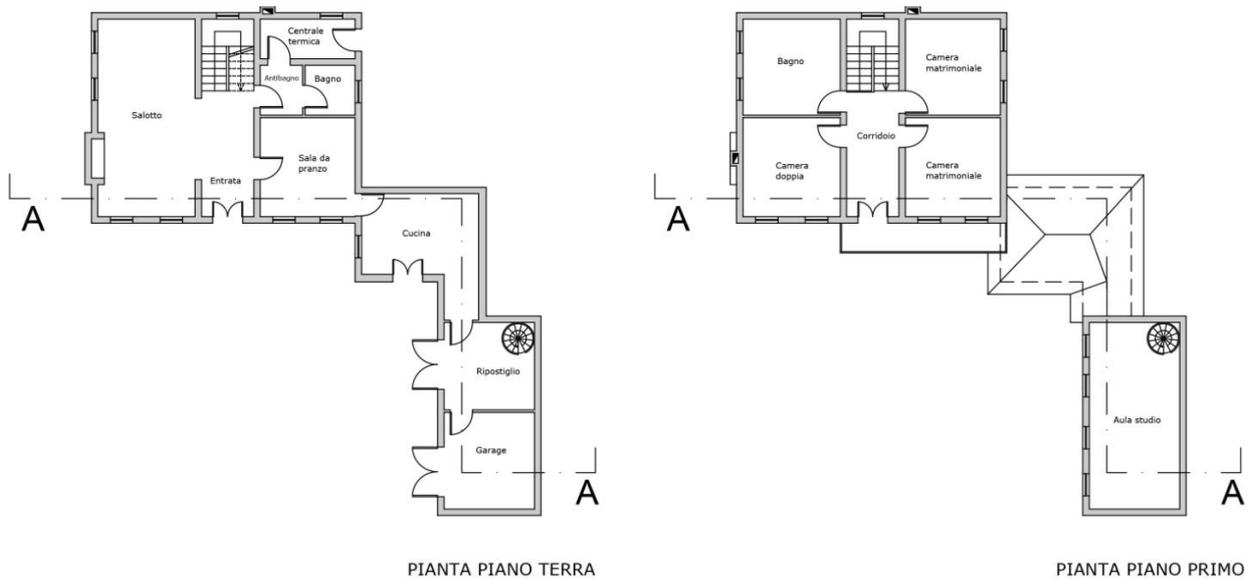


Figura 34 - Pianta dell'edificio residenziale oggetto di studio.

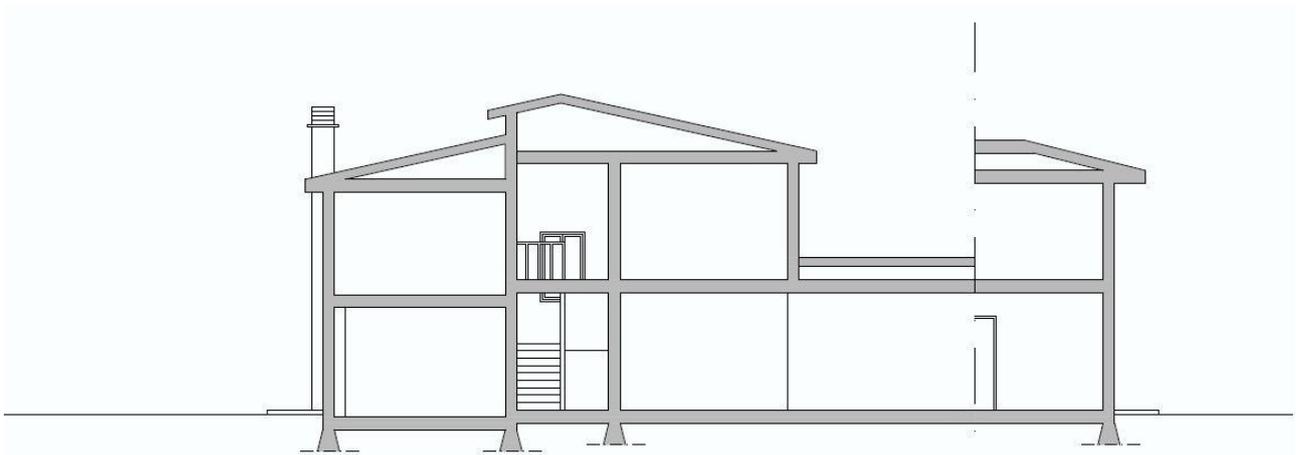


Figura 35 - Sezione dell'edificio oggetto di studio

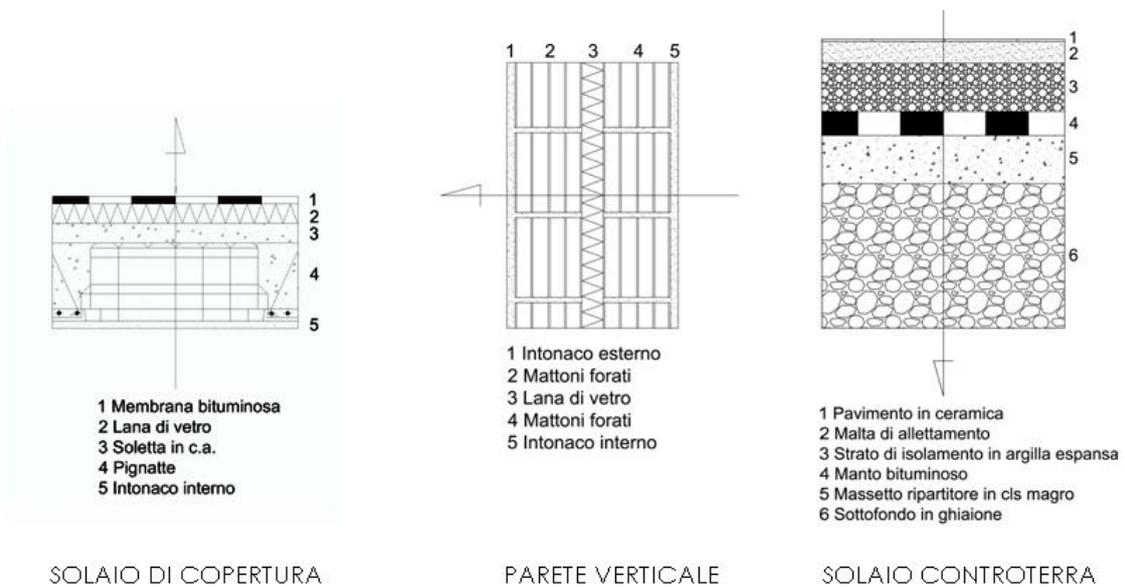


Figura 36 - Stratigrafie degli elementi di involucro opaco.

Tabella 13 - Caratteristiche solaio di copertura

Trasmittanza	[W/m ² K]	0,552
Sfasamento	h	9' 06"
Attenuazione	-	0,166
Trasmittanza periodica		0,222
Massa per unità di superficie	[Kg/m ²]	259,7
permeanza	[Kg/(sm ² Pa)]	5,33
Superficie totale	[m ²]	274,0

Tabella 14 - Caratteristiche parete verticale.

Trasmittanza	[W/m ² K]	0,5369
Sfasamento	h	11' 58"
Attenuazione	-	0,1431
Trasmittanza periodica		0,263
Massa per unità di superficie	[Kg/m ²]	173,2
permeanza	[Kg/(sm ² Pa)]	86,2
Superficie totale	[m ²]	446,0

Tabella 15 - Caratteristiche solaio contro terra.

Trasmittanza	[W/m ² K]	0,633
Sfasamento	h	49' 06"
Attenuazione	-	0,037
Trasmittanza periodica		0,026
Massa per unità di superficie	[Kg/m ²]	902,5
permeanza	[Kg/(sm ² Pa)]	1,24
Superficie totale	[m ²]	274,0

Tabella 16 - Caratteristiche impianto di riscaldamento.

Tipo di generatore di calore	Caldaia a gas metano non condensante a basamento
Potenza del generatore di calore [kW]	27,3
Rendimento termico pieno carico [%]	86
Rendimento al 30% [%]	84
Tipo di combustibile	Gas metano
Tipo di terminali di impianto di riscaldamento	Elemento a parete (termosifone)
Tipo di regolazione	Con termostato
Tipo di climatizzatore	Pompa di calore con un unico evaporatore
Potenza del climatizzatore [kW]	3,74
Tipo di generatore di calore e marca	Stufa a legna
Potenza del generatore di calore [kW]	5
Rendimento termico pieno carico [%]	76
Rendimento al 30% [%]	23
Tipo di combustibile	Legna
Tipo di terminali di impianto di riscaldamento	Elemento singolo senza terminali aggiunti
Tipo di generatore di calore	Caminetto a legna
Potenza del generatore di calore [kW]	12,2
Rendimento termico pieno carico [%]	77,5
Rendimento al 30% [%]	23
Tipo di combustibile	Legna
Tipo di terminali di impianto di riscaldamento	Elemento singolo senza terminali aggiunti

È stato effettuato il calcolo del fabbisogno di energia dell'edificio prima dell'intervento di retrofit energetico secondo la procedura proposta da UNI TS 11300 e in Tabella 17 sono riportati i parametri previsti dalla normativa italiana relativa alla certificazione energetica. In sintesi si tratta di una tipica costruzione degli anni Ottanta in cui l'involucro esterno è stato coibentato con uno strato di isolante di spessore limitato; l'impianto di riscaldamento è invece articolato in un a caldaia a metano, una stufa a legna e un caminetto, che distribuiscono su termosifoni a parete. La prestazione energetica raggiunta è riconducibile a una classe F, con un fabbisogno di energia globale pari a 210,4 kWh/(m²·a).

Tabella 17 - Prestazioni energetiche dell'edificio

E _{Pe}	10,6 kWh/(m ² ·a)
E _{Pacs}	36,8 kWh/(m ² ·a)
E _{Pi}	173,5 kWh/(m ² ·a)
E _{Pgl}	210,4 kWh/(m ² ·a)
Emissioni di CO ₂	45,5 kgCO ₂ /(m ² ·a)
Classe energetica	F

7.1 Integrazione e prestazioni del sistema BIPV nell'edificio.

Dopo aver inquadrato il comportamento prestazionale dell'edificio residenziale allo stato di fatto, è stato quindi calcolato e simulato l'inserimento di un sistema BIPV in corrispondenza degli elementi di involucro trasparenti e in copertura.

7.1.1 BIPV su sistemi trasparenti

Nel primo caso è stato inserito un sistema BIPV vetrocamera negli infissi preesistenti, utilizzando un modulo fotovoltaico "vetro-vetro". Tale modulo è costituito da una prima lastra stratificata in cui sono inserite stringhe di celle fotovoltaiche in silicio monocristallino tra una lastra di vetro extra chiaro da 5 mm e una lastra di vetro da 5 mm e una seconda lastra stratificata 44.2 con rivestimento bassoemissivo in posizione 3. L'intercapedine tra le due lastre stratificate è riempita d'Argon al 90%

I serramenti attuali sono finestre porte finestre a due ante con telaio in legno; le finestre sono in totale 21 e in ciascun'anta è presente una parte vetrata di 35 x 125 cm in cui sono installati moduli di 6 celle, per una potenza complessiva installata di 48 W; le porte finestre sono in totale 9; in ciascun'anta è presente una parte vetrata dimensioni 50 x 155 cm all'interno delle quali sono installati 14 moduli per una potenza complessiva installata di 112 W.

Sono state ricavate le caratteristiche energetiche, facendo riferimento a un sistema di questa tipologia presente sul mercato. Si sono ricavati la trasmittanza U_g , il fattore di guadagno solare g e il fattore di trasmissione del visibile τ_v :

Tabella 18 – caratteristiche dei sistemi BIPV utilizzati nelle simulazioni

U_g (W/m ² K)	g (%)	τ_v (%)
1,1	33,7	26,9

Attraverso un software di simulazione illuminotecnica [37], è stato possibile valutare il fattore medio di luce diurna nei diversi ambienti dell'edificio analizzato. I risultati delle analisi prima e dopo l'inserimento del sistema BIPV sono riportati rispettivamente in Figura 37 e Figura 38. Dal confronto dei risultati ottenuti si può notare che sebbene vi sia una notevole diminuzione del fattore medio di luce diurna, i valori rimangono comunque sopra il valore minimo di legge per i locali residenziali (2%) [38].

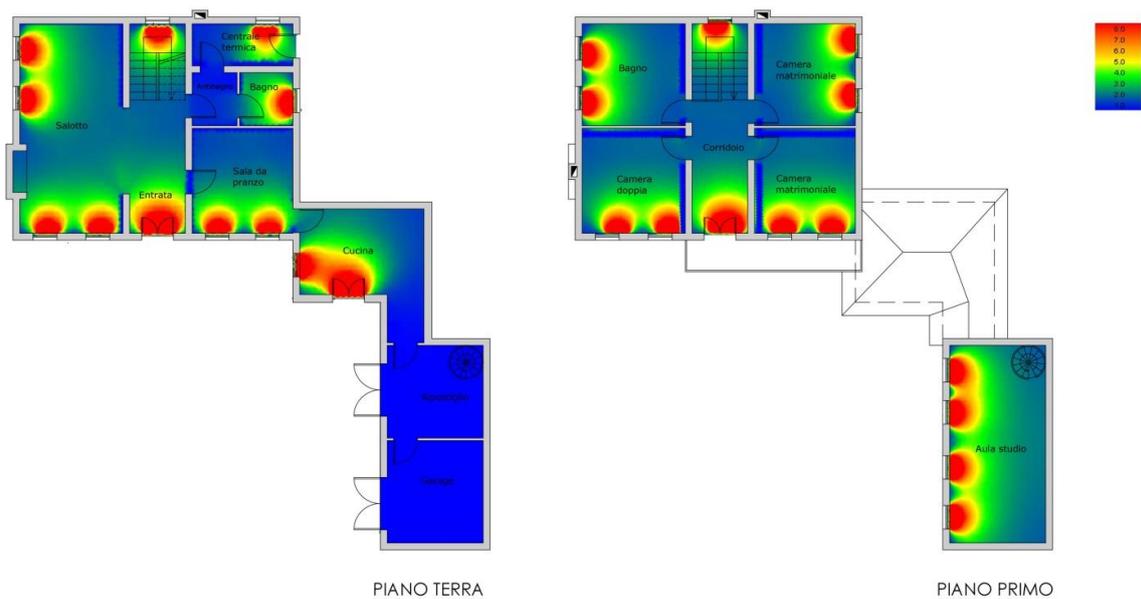


Figura 37 - Fattore medio di luce diurna prima dell'inserimento del sistema BIPV

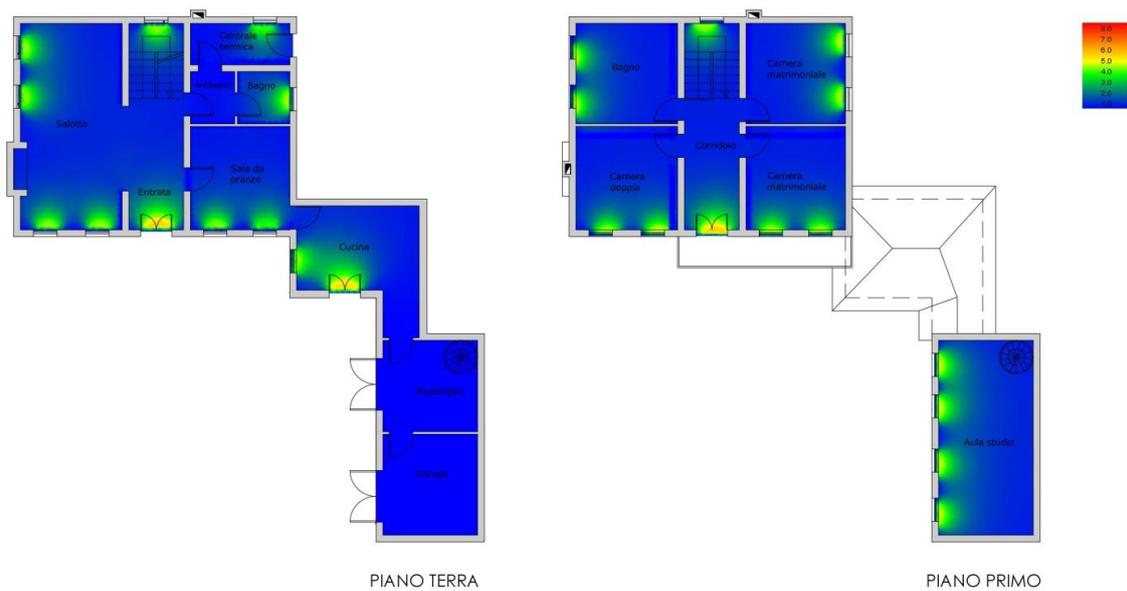


Figura 38 - Fattore medio di luce diurna con l'inserimento del sistema BIPV

Si è determinato il fabbisogno di energia seguendo la procedura proposta da UNI TS 11300 e in Tabella 19 sono riportati i parametri previsti dalla normativa italiana relativa alla certificazione energetica.

Il miglioramento delle prestazioni dei serramenti ($U_g=1,1 \text{ W/m}^2\text{K}$) e il contributo della produzione di energia elettrica del fotovoltaico installato variano i valori di fabbisogno. In ogni caso l'edificio rientra in classe energetica F con un fabbisogno di energia globale pari a $193,4 \text{ [kWh/(m}^2\cdot\text{a)]}$. È stata infine verificata la produzione annua di energia elettrica dei singoli sistemi BIPV, in base all'orientamento, mediante il software RETscreen [39] ottenendo i valori riportati in Tabella 20. Quindi considerando i moduli fotovoltaici installati sul tetto e sui serramenti con i loro diversi orientamenti si è ottenuta una produzione totale di energia elettrica annua pari a $2'463 \text{ kWh}$.

Tabella 19 - Prestazioni energetiche dell'edificio

PRESTAZIONI ENERGETICHE DELL'EDIFICIO

E _{Pe}	5,134 kWh/(m ² ·a)
E _{Pacs}	36,5 kWh/(m ² ·a)
E _{Pi}	157,2 kWh/(m ² ·a)
E _{Pgl}	194,0 kWh/(m ² ·a)
Emissioni di CO ₂	37,9 kgCO ₂ /(m ² ·a)
Classe energetica	F

Tabella 20 – Consumi mensili e produzione di energia elettrica

PERIODO	CONSUMI MEDI MENSILI kWh	PRODUZIONE BIPV kWh
<i>Gennaio</i>	191,17	136
<i>Febbraio</i>	182,50	171
<i>Marzo</i>	182,50	240
<i>Aprile</i>	187,00	221
<i>Maggio</i>	187,00	262
<i>Giugno</i>	228,33	275
<i>Luglio</i>	228,33	281
<i>Agosto</i>	215,33	272
<i>Settembre</i>	215,33	218
<i>Ottobre</i>	214,33	165
<i>Novembre</i>	194,67	114
<i>Dicembre</i>	204,83	108
TOTALE	2431,33	2463,00

Comparando i dati di consumo e produzione si nota notare come la produzione di energia elettrica del fotovoltaico può coprire i consumi medi di corrente elettrica per circa sette mesi all'anno, da marzo a settembre. In ogni caso nei restanti mesi dell'anno la produzione da fotovoltaico riesce a coprire una media del 71% del fabbisogno di energia elettrica.

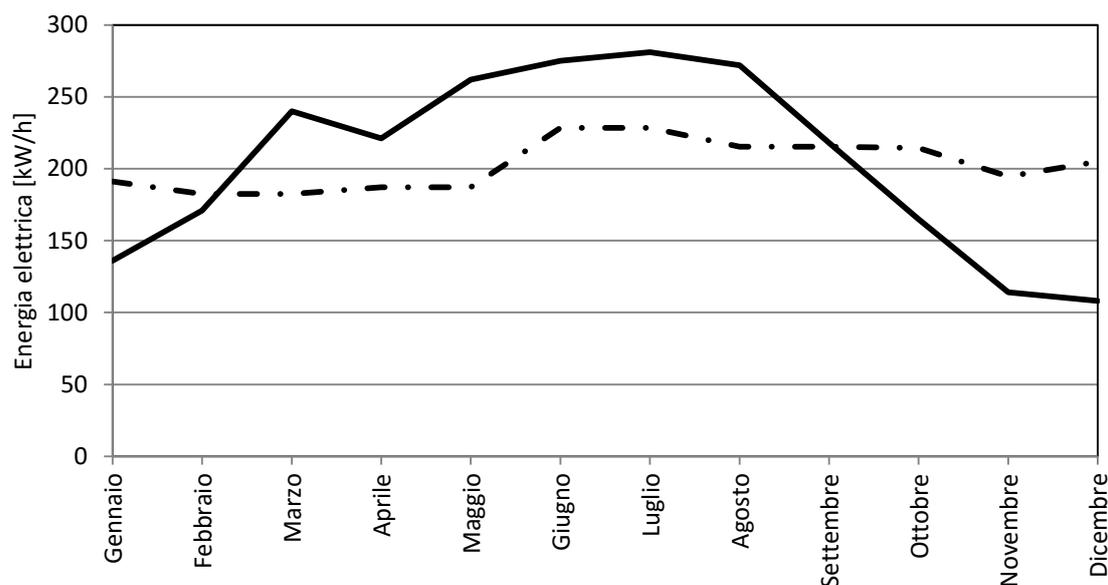


Figura 39 - Consumi di energia elettrica dell'edificio (linea tratteggiata) e -produzione di energia elettrica del sistema fotovoltaico (linea continua).

7.2 Verso un edificio a energia zero

Dopo aver analizzato gli effetti dell'inserimento del sistema BIPV si è introdotto un pacchetto di ulteriori interventi con l'obiettivo di portare l'edificio per quanto possibile verso il livello NZEB. Gli interventi migliorativi scelti sono elencati di seguito:

- sostituzione della caldaia a metano con pompa di calore (alimentata ad energia elettrica prodotta dal fotovoltaico) di tipo acqua-acqua abbinata ad un sistema geotermico a bassa entalpia con sonde verticali;
- sostituzione dei terminali d'impianto con sistemi a ventilconvettori;
- miglioramento dell'isolamento termico con applicazione di cappotto esterno di 10 cm;
- miglioramento dell'isolamento della copertura con applicazione strato di isolante di 10 cm;
- sostituzione telaio finestre in metallo con telaio a taglio termico;
- sostituzione porta e portoni con sistemi a maggiore isolamento termico;

Si è inoltre aumentato in copertura il numero di moduli fotovoltaici utilizzando tutta la superficie disponibile, passando da 6 a 38, orientati a sud, est e ovest come schematizzato in Figura 40. Anche in questo caso le prestazioni energetiche dell'edificio sono state verificate mediante i metodi di calcolo descritti nelle norme della serie UNI TS 11300. In Tabella 21 si riportano i fabbisogni energetici.

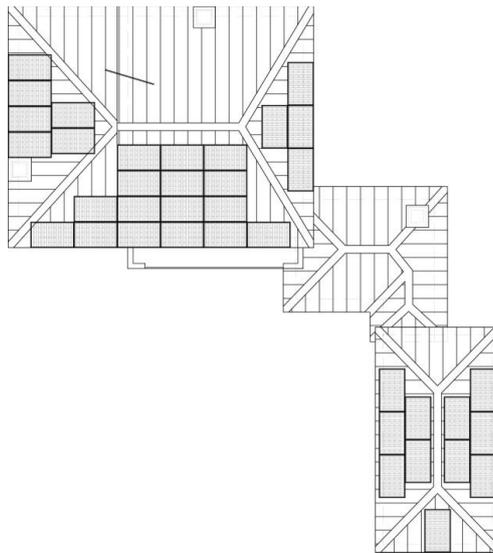


Figura 40 - Pianta della copertura

Tabella 21 – Fabbisogno di energia dell'edificio oggetto di studio .

PRESTAZIONI ENERGETICHE DELL'EDIFICIO	
E _{Pe}	4,4 kWh/(m ² ·a)
E _{Pacs}	35,5 kWh/(m ² ·a)
E _{Pi}	41,3 kWh/(m ² ·a)
E _{Pgl}	76,7 kWh/(m ² ·a)
Emissioni di CO ₂	11,92 kgCO ₂ /(m ² ·a)
Classe energetica	C

Si può notare, dal confronto con i dati in Tabella 19 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, come consumi di energia primaria per il riscaldamento siano diminuiti del 64% con una conseguente diminuzione delle emissioni di CO₂ del 73%, portando l'edificio in classe energetica C.

Anche la produzione annua di energia elettrica dei sistemi BIPV è stata ricalcolata. In base all'orientamento e al numero di moduli installati si ottiene una produzione totale di energia elettrica pari a 10'676 kWh. In Tabella 22 sono riportati la produzione e i consumi mensili di energia elettrica dell'edificio.

Tabella 22 – Consumi e produzione di energia elettrica mensile

PERIODO	CONSUMI MEDI MENSILI	PRODUZIONE BIPV
	kWh	kWh
<i>Gennaio</i>	2715	500
<i>Febbraio</i>	2102	663
<i>Marzo</i>	1687	988
<i>Aprile</i>	935	1011
<i>Maggio</i>	703	1233
<i>Giugno</i>	680	1310
<i>Luglio</i>	703	1348
<i>Agosto</i>	703	1222
<i>Settembre</i>	680	923
<i>Ottobre</i>	1028	646
<i>Novembre</i>	1790	435
<i>Dicembre</i>	2563	397
TOTALE	16289	10676

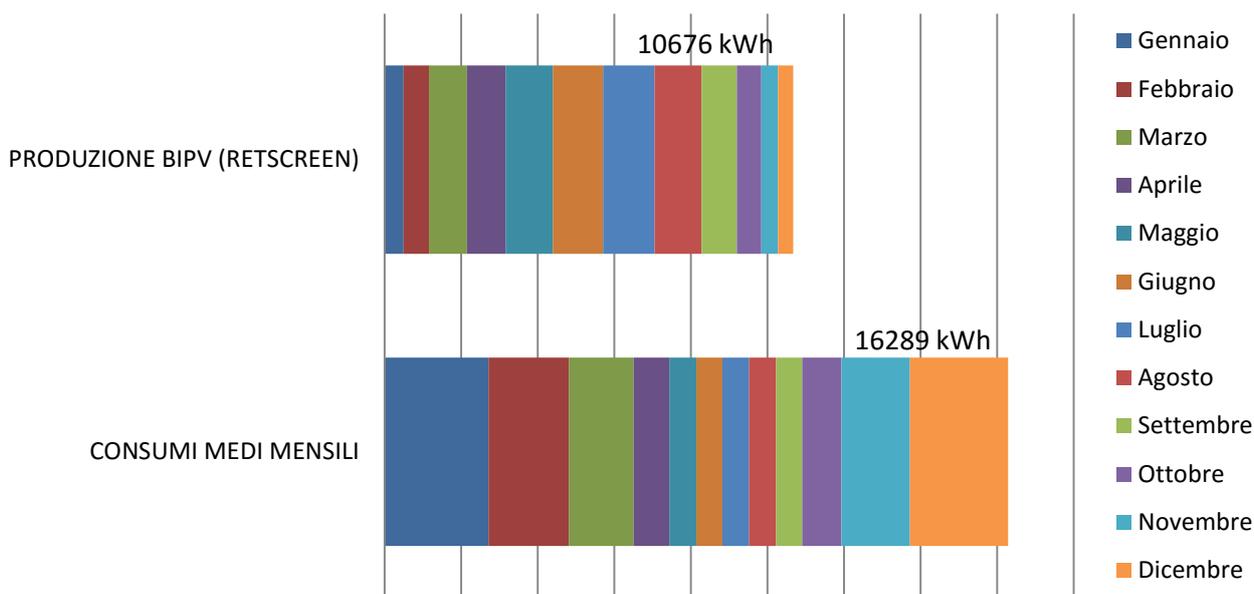


Figura 41 - Produzione e consumi di energia mensili

Comparando i dati di consumo e produzione si può notare come la produzione di energia elettrica del fotovoltaico può coprire i consumi medi di corrente elettrica per circa cinque mesi all'anno, da maggio a settembre, mentre nei restanti mesi dell'anno la produzione da fotovoltaico coprire una media del 31% del fabbisogno di corrente elettrica mensile.

Con questo scenario sia i consumi che la produzione sono aumentati: da una parte infatti è aumentata la superficie dei sistemi Bipv installati con una produzione di 10'676 kWh annui, tuttavia, a seguito dell'installazione della pompa di calore geotermica e della sostituzione dei terminali con ventilconvettori, il consumo elettrico annuale è pari a 16'289 kWh; Il sistema fotovoltaico copre il 66% del fabbisogno elettrico annuale dell'edificio.

7.3 Applicazione della metodologia Annex 56 IEA.

Oltre agli interventi migliorativi delle prestazioni dell'edificio analizzati nel paragrafo precedente, si è analizzato uno spettro più ampio di possibilità utilizzando la metodologia di ottimizzazione costi-benefici proposta nell'ambito dell'Annex 56 "Cost-Effective Energy and Carbon Emissions Optimization in Building Renovation", all'interno del programma IEA – EBC (International Energy Agency – Energy in Building and Communities) [35].

L'obiettivo dell'analisi è quello di definire quali misure risultino maggiormente efficaci sia dal punto di vista del risparmio di energia che di quello della riduzione dei costi, tenendo in conto anche le emissioni di gas serra. Il caso di riferimento considerato è stato quello di un normale intervento di manutenzione straordinaria con installazione di una caldaia a elevata efficienza (caso Ref.). L'insieme degli interventi considerati è riportato in Tabella 23.

Tabella 23. Interventi di retrofit energetico considerati.

Pacchetto				ITALIA
Descrizione				
SdF_0				Non vi sono interventi sull'edificio a eccezione delle spese di manutenzione ordinaria.
SdF_M				La parete è trattata con acqua ad alta pressione, riparata e preparata per l'applicazione del nuovo intonaco, il tetto a falde è riparato sostituendo il materiale di copertura danneggiato (tegole) e le finestre in legno vengono ridipinte con l'impregnante. Queste misure non migliorano il rendimento energetico dell'edificio.
Ref	M9	M18	M27	La caldaia è sostituita con un sistema di riscaldamento più efficiente.
M1	M10	M19	M28	La copertura è isolata con 10 cm di XPS.
M2	M11	M20	M29	La copertura è isolata con 14 cm di XPS.
M3	M12	M21	M30	Successivo a M1, le pareti verticali esterne sono isolate con 10 cm di ETICS – EPS.
M4	M13	M22	M31	Successivo a M2, le pareti verticali esterne sono isolate con 14 cm di ETICS – EPS.
M5	M14	M23	M32	L'edificio è conforme ai parametri del D.L. n.63/2013 (trasmissione delle strutture opache verticali 0,34 W/m ² k, trasmissione delle strutture opache orizzontali o inclinate 0,30 W/m ² k per la copertura e 0,33 W/m ² k per il pavimento, trasmissione delle strutture trasparenti e equivalenti 2,2 W/m ² k)
M6	M15	M24	M33	L'edificio è conforme ai parametri del D.L. 26/01/2010 (trasmissione delle strutture opache verticali 0,27 W/m ² k, trasmissione delle strutture opache orizzontali o inclinate 0,24 W/m ² k per la copertura e 0,30 W/m ² k per il pavimento, trasmissione delle strutture trasparenti e equivalenti 1,8 W/m ² k)
M7	M16	M25	M34	L'edificio è conforme ai parametri del Passive House (trasmissione delle strutture opache verticali 0,15 W/m ² k, trasmissione delle strutture opache orizzontali o inclinate 0,15 W/m ² k per la copertura e 0,15 W/m ² k per il pavimento, trasmissione delle strutture trasparenti e equivalenti 0,8 W/m ² k)
M8	M17	M26	M35	La copertura è isolata con 20 cm di XPS, le pareti verticali esterne sono isolate con 20 cm di ETICS-EPS, le finestre sono sostituite con serramenti basso emissivi con sistema BiPV integrato, la copertura installa un sistema fotovoltaico integrato ed è installato un sistema di ventilazione forzata con recuperatore di calore.

Sono stati considerati poi oltre alle alla caldaia a condensazione di riferimento 3 ulteriori generatori di calore:

- pompa di calore geotermica;
- pompa di calore aria-acqua;
- caldaia a pellet.

Si sono ottenuti così 35 casi studio caratterizzati da diverse combinazioni di interventi di retrofit energetico. I casi studio da M1 a M8 prevedono l'uso della caldaia a condensazione, quelli da M9 a M17 della pompa di calore geotermica, quelli da M18 a M26 pompa di calore aria-acqua, quelli da M27 a M35 con caldaia a pellet. Sono stati valutati i trend dei prezzi dell'energia (energia elettrica, gas metano, pellet) e si è calcolato il costo globale dei vari interventi attualizzando i valori con un tasso fisso del 3%, come prescritto dal Regolamento Delegato UE 244/2012. I prezzi utilizzati sono quelli dei prezziari delle opere edili della Camera di Commercio di Padova.

Tabella 24 – costi degli interventi considerati

Intervento	Costo totale
Manutenzione ordinaria	100€/anno
Ponteggio di lavoro	€10'041
Sostituzione manutentiva delle tegole di copertura	€11'902
Verniciatura manutentiva delle finestre	€ 2'903
Rifacimento manutentivo degli intonaci	€ 4'261
Sostituzione caldaia con caldaia a condensazione	€ 2'500
Sostituzione caldaia con pompa di calore geotermica	7'940-11'150
Sonde geotermiche verticali	€14'300-€30'800
Sostituzione caldaia con pompa di calore aria-acqua	€11'370-€16'250
Sostituzione caldaia con caldaia a pellet	€ 3'799
Installazione di sistema solare termico per la copertura del 50% del fabbisogno di ACS	€ 7'500
Installazione di sistema fotovoltaico integrato in copertura	€9'800-€24'800
Isolamento in copertura con 10 cm di XPS	€ 6'736
Isolamento in copertura con 14 cm di XPS	€ 9'430
Isolamento in copertura con 10 cm di XPS e isolamento delle pareti verticali con 10 cm di EPS	€19'272
Isolamento in copertura con 14 cm di XPS e isolamento delle pareti verticali con 14 cm di EPS	€26'980
<i>Pacchetto per conformità parametri D.L. n.63/2013</i>	
Isolamento in copertura con 4 cm di XPS	€ 2'694
Isolamento delle pareti verticali con 6 cm di EPS	€ 7'521
Sostituzione dei serramenti con vetro doppio basso emissivo e intercapedine in argon	€29'376
Sostituzione dei portoni esterni con portoni ad elevate prestazioni	€ 2'585
<i>Pacchetto per conformità parametri D.L. 26/01/2010</i>	
Isolamento in copertura con 6 cm di XPS	€ 4'041
Isolamento delle pareti verticali con 10 cm di EPS	€12'536
Sostituzione dei serramenti con vetro doppio a controllo solare e intercapedine in argon	€30'211
Sostituzione dei portoni esterni con portoni ad elevate prestazioni	€ 2'585
<i>Pacchetto per conformità parametri Passive House</i>	
Isolamento in copertura con 16 cm di XPS	€10'777
Isolamento delle pareti verticali con 18 cm di EPS	€22'564
Sostituzione dei serramenti con vetro doppio basso emissivo e intercapedine in kripton	€30'734
Sostituzione dei portoni esterni con portoni ad elevate prestazioni	€ 2'585
<i>Pacchetto plus</i>	
Isolamento in copertura con 20 cm di XPS	€13'471
Isolamento delle pareti verticali con 20 cm di EPS	€25'072
Sostituzione dei serramenti con vetro triplo a controllo solare e intercapedine in argon	€31'554
Sistema BiPV nei serramenti	€ 9'000
Sostituzione dei portoni esterni con portoni ad elevate prestazioni	€ 2'585
Macchinario per il recupero di calore	€ 2'550

Sono state effettuate due diverse verifiche considerando o meno le detrazioni fiscali di legge per interventi di restauro edilizio e di retrofit energetico. Per ogni intervento previsto sono stati calcolati il valore attuale netto VAN (€/m²), il Fabbisogno di energia primaria per anno [kWh/(a*m²)] e le emissioni di CO₂ per anno [kgCO₂/(a*m²)].

Si è notato che la soluzione migliore è senza dubbio quella che utilizza la caldaia a pellet, sia in termini di costi che di emissioni, mentre in termini di energia primaria è comparabile con la soluzione che prevede l'utilizzo di una pompa di calore geotermica.

Lo scenario con i costi più bassi è l'M30 (caldaia a pellet con isolamento a cappotto e in copertura di 10 cm) per il caso senza detrazioni, mentre è l' M34 (caldaia a pellet con conformità allo standard Passive House) per il caso con detrazioni fiscali. La caldaia a pellet permette un forte abbattimento dei consumi e un veloce ritorno dei costi, assicurando il più basso valore di emissioni; ciò è dovuto alla minima evoluzione dei prezzi, nel trend del pellet, rispetto agli altri combustibili.

Infine si nota che la soluzione migliore con i più bassi consumi è la pompa di calore geotermica con pacchetto plus, sia nel caso con le detrazioni che senza, mentre per quanto riguarda il rispetto degli attuali valori di legge (D.L. n.63/2013) si può vedere che il più conveniente in termini di consumo energetico è la pompa di calore geotermica, di poco inferiore alla caldaia a pellet che però ha un costo pari alla metà.

In questo studio si nota come la componente del sistema BiPV ha una influenza non determinante nei casi M8, M17, M26, M35: il tipo di intervento consiste in una serie di interventi migliorativi molto performanti (isolamento della parte opaca dell'involucro con 20cm di isolante), nel cambio del generatore di riscaldamento e nell'inserimento del fotovoltaico nella copertura e negli infissi; il sistema BiPV influisce a livello di prestazione energetica fornendo circa l'8% della produzione totale annua da fotovoltaico e a livello economico il costo dell'impianto rappresenta un valore medio del 20% in base al tipo di generatore che viene sostituito.

Calcolando gli scenari proposti con gli incentivi economici, è possibile interpretare i risultati ottenuti. Nel contesto dell'installazione di caldaia a pellet (M35) le prestazioni energetiche con il BiPV sono quasi simili al caso ottimo M34 riferito agli standard Passive House, ma hanno un costo maggiore; le stesse considerazioni si possono esprimere nel caso di caldaia a condensazione (M8) confrontate con il caso M7; nel caso di utilizzo di pompa di calore geotermica (M17) e nel caso di pompa di calore aria-acqua (M26) le prestazioni energetiche sono le migliori ottenute dalle simulazioni effettuate, ma vanno a discapito dell'eccessivo costo dell'intervento.

Le prestazioni energetiche dei casi con il BiPV sono complessivamente molto buone ad eccezione del caso di caldaia a condensazione (M8), e rappresentano le soluzioni con i minori fabbisogno di energia primaria per l'edificio. Tuttavia i costi sono elevati, con una quota variabile del 200-150% rispetto al valore del caso ottimale M30.

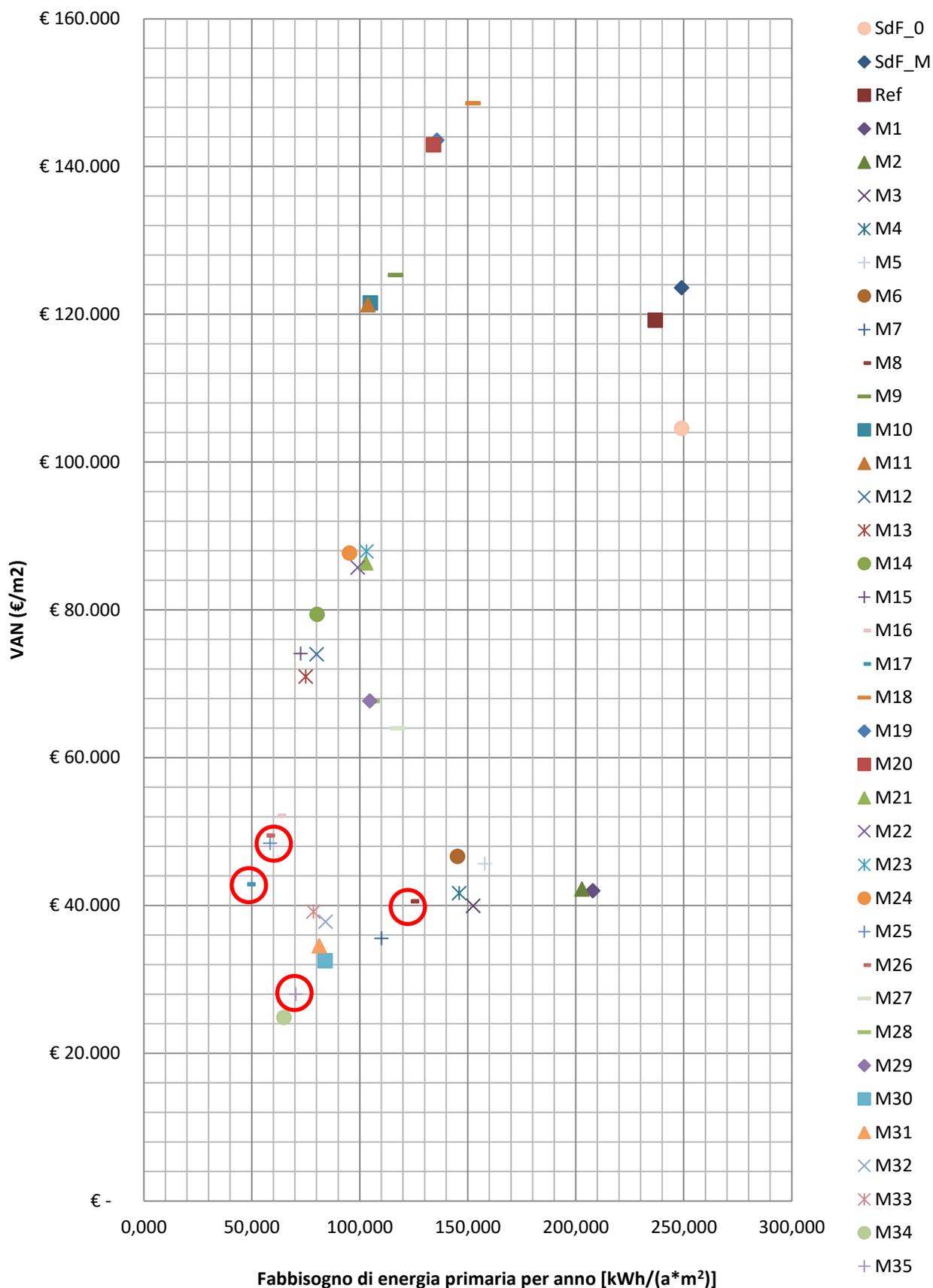


Figura 42 - Impatto interventi nell'edificio a livello economico e di prestazione energetica, con detrazioni fiscali

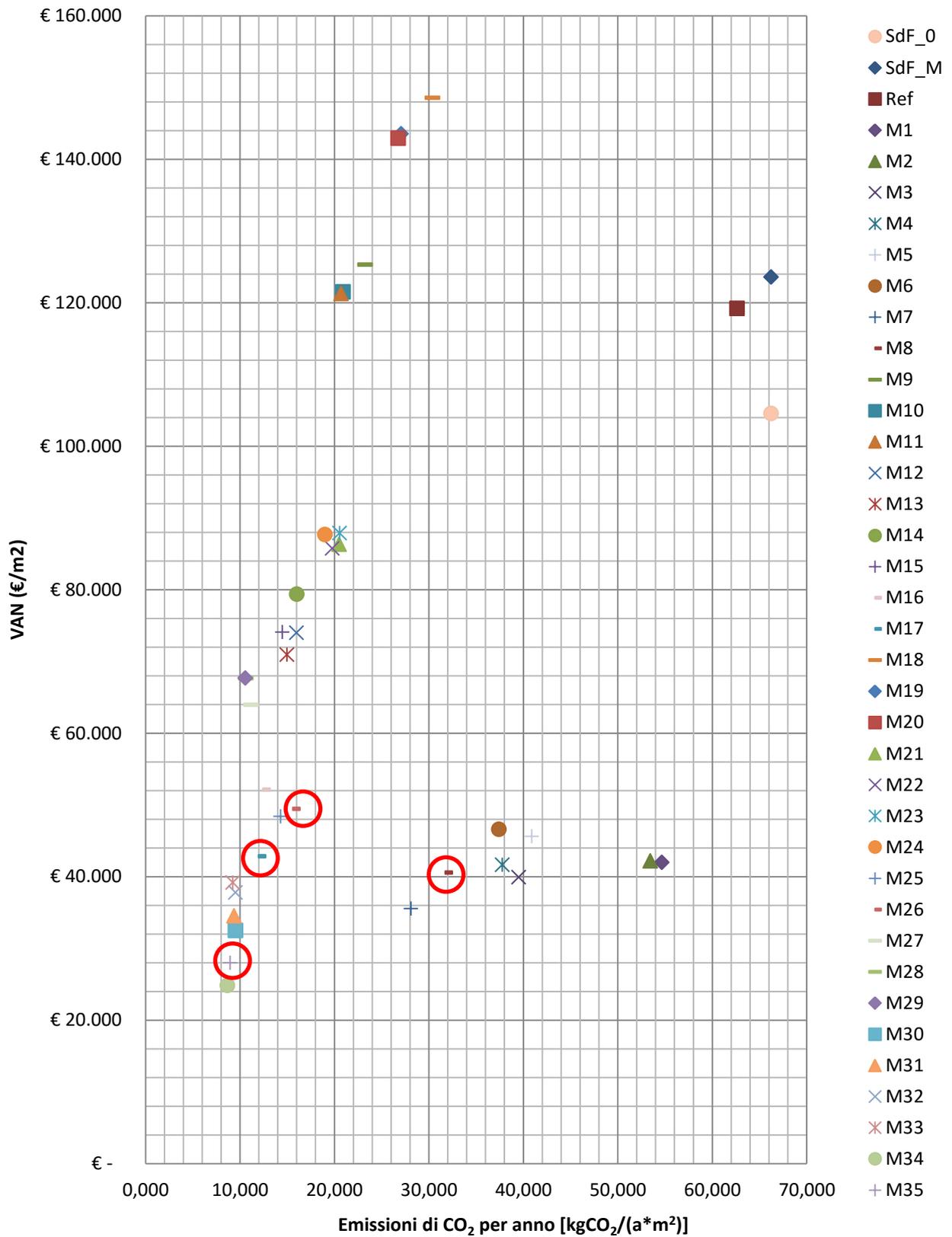


Figura 43 - Impatto interventi nell'edificio a livello di impatto ambientale e di prestazione energetica, con detrazioni fiscali

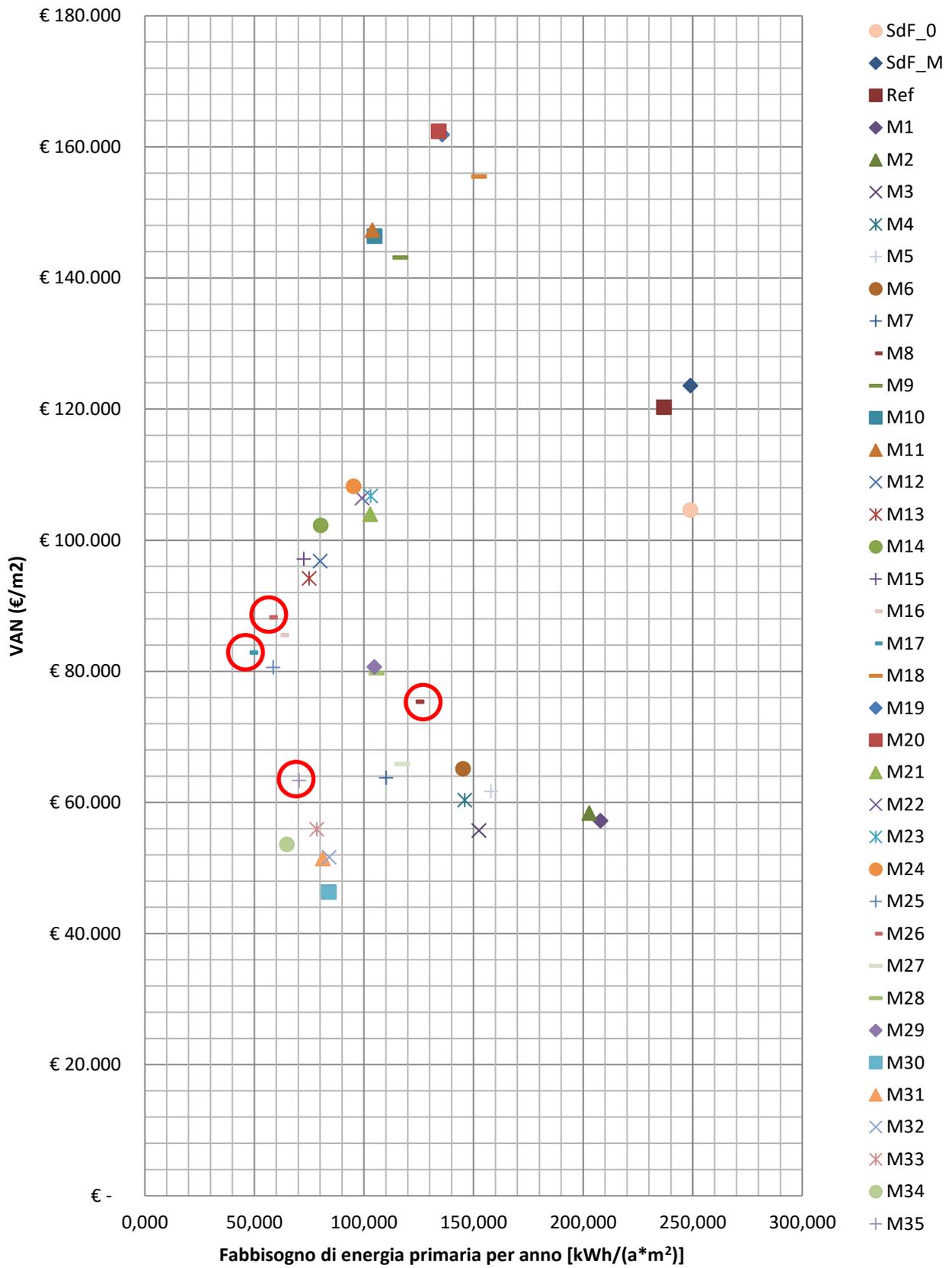


Figura 44 - Impatto interventi nell'edificio a livello economico e di prestazione energetica, senza detrazioni fiscali

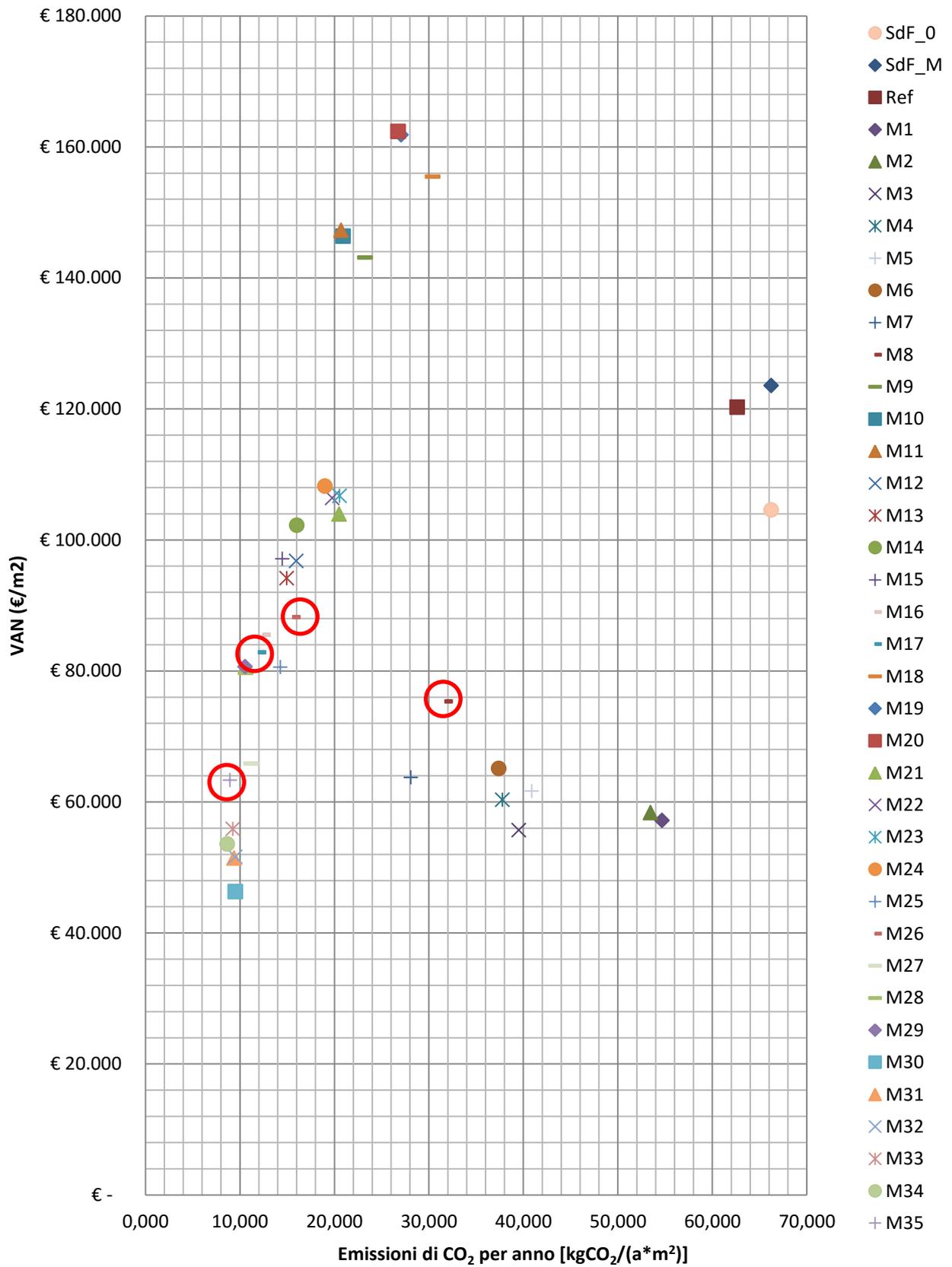


Figura 45 - Impatto interventi nell'edificio a livello di impatto ambientale e di prestazione energetica, senza detrazioni fiscali

8 Un caso studio di applicazione di BIPV su edificio del terziario

Al fine di valutare la variazione della performance energetica degli edifici dopo l'applicazione del sistema BIPV sulle chiusure trasparenti è stato costruito un modello matematico di un piano tipo di un edificio ad uso uffici di cui è stato simulato il comportamento energetico in regime dinamico in diverse configurazioni. Le simulazioni sono state effettuate mediante il software Energy Plus con interfaccia grafica Design Builder.

8.1 La costruzione del modello

L'oggetto di analisi è un edificio con destinazione d'uso uffici. Di questo edificio è stato simulato il comportamento energetico di un piano intermedio con una pianta quadrata di 900 m² netti, di cui 800 m² occupati da uffici e 100 m² occupati dai servizi di risalita e dai spazi di servizio posizionati al centro dell'edificio. Il piano ha un'altezza netta di 3,2 metri. L'edificio è ubicato a Treviso in zona climatica E.

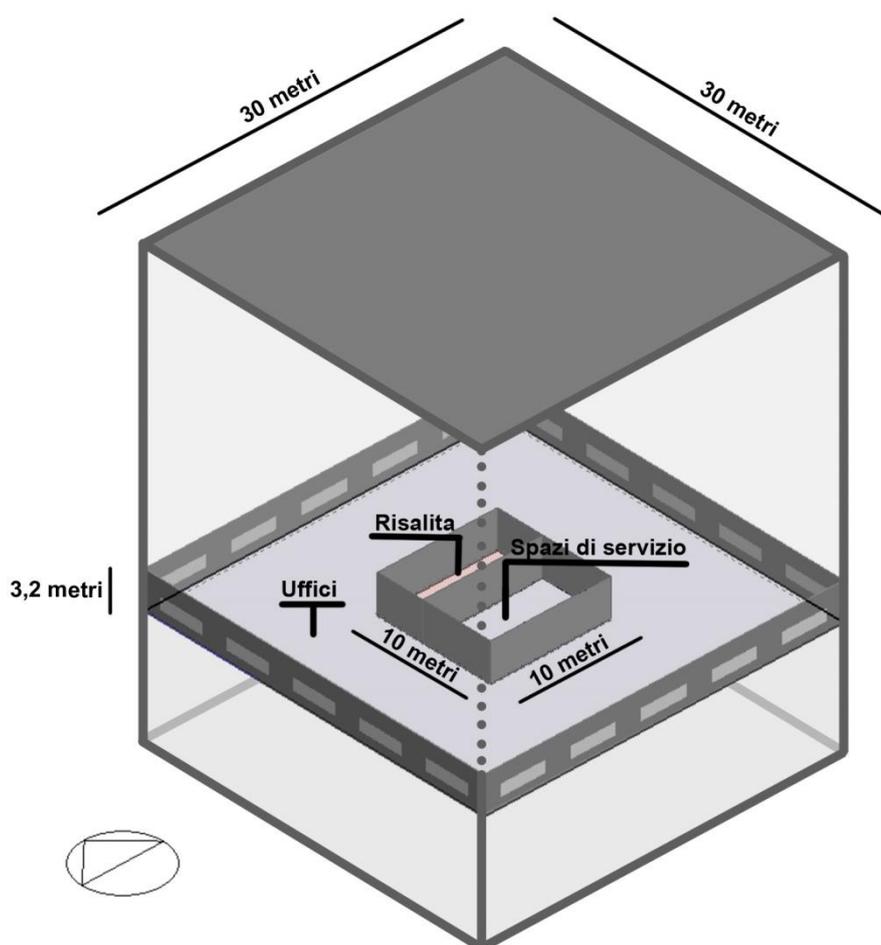


Figura 46 Schema geometrico del caso tipo analizzato

Si è ipotizzato che nel piano tipo lavorino 90 persone dal lunedì al venerdì dalle 09.00 alle 13.00 e dalle 15.00 alle 19.00. L'area adibita ad uffici ha una temperatura di set-point per il riscaldamento pari a 20 °C, gli spazi di servizio pari a 18 °C mentre l'area di risalita è priva di climatizzazione sia estiva e invernale. In estate tutti i locali, con eccezione dell'area di risalita hanno una temperatura di 26 °C. Negli uffici sono presenti delle apparecchiature elettroniche con un carico pari a 3 W/m². Il tasso di infiltrazione è pari a 0.3 h⁻¹. Tutto il complesso è riscaldato e raffrescato con una pompa di calore con COP pari a 3.00. L'illuminazione ha una potenza di 4,5 W/m². Il riferimento normativo per tutti i precedenti dati sono le UNI

TS 11300 parte 1 e parte 2. Le chiusure trasparenti sono composte da un telaio ($U_f = 1,80 \text{ W/m}^2\text{K}$) e un doppio vetro ($U_g = 1,59 \text{ W/m}^2\text{K}$) con fattore solare $g = 0,59$ e trasmissione luminosa $\tau_v = 0,70$.

8.2 Le caratteristiche dell'involucro

L'involucro dell'edificio analizzato presenta due caratteristiche principali: la percentuale di superficie finestrata in relazione alla superficie delle pareti (WWR: Windows to Wall) e la trasmittanza termica degli elementi che lo costituiscono. Le simulazioni sono state effettuate utilizzando tre valori di trasmittanza: $0,31 \text{ W/m}^2\text{K}$, $0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$ e $0,15 \text{ W/m}^2\text{K}$, e quattro percentuali di WWR, omogenee in tutti gli orientamenti: 15%, 30%, 50% e 100% ottenendo un totale di dodici combinazioni di stato di fatto.

8.3 La proposta di intervento

Per tutte le combinazioni di stato di fatto è stato valutato l'inserimento di un BIPV sulle chiusure trasparenti con una copertura pari al 60% (40% della superficie libera) indipendentemente dall'orientamento. Le chiusure trasparenti dopo l'intervento sono composte da un telaio ($U_f = 1,80 \text{ W/m}^2\text{K}$) e un doppio vetro ($U_g = 1,59 \text{ W/m}^2\text{K}$) con fattore solare pari a $0,27$ e trasmissione luminosa pari a $0,30$.

Tabella 25 - Caratteristiche delle chiusure opache con e senza moduli BIPV

	Vetro doppio (D)	Vetro doppio con BIPV (40% area libera)
U_f [$\text{W/m}^2\text{K}$]	1,80	1,80
U_g [$\text{W/m}^2\text{K}$]	1,59	1,59
g [-]	0,59	0,27
τ_v [-]	0,70	0,30

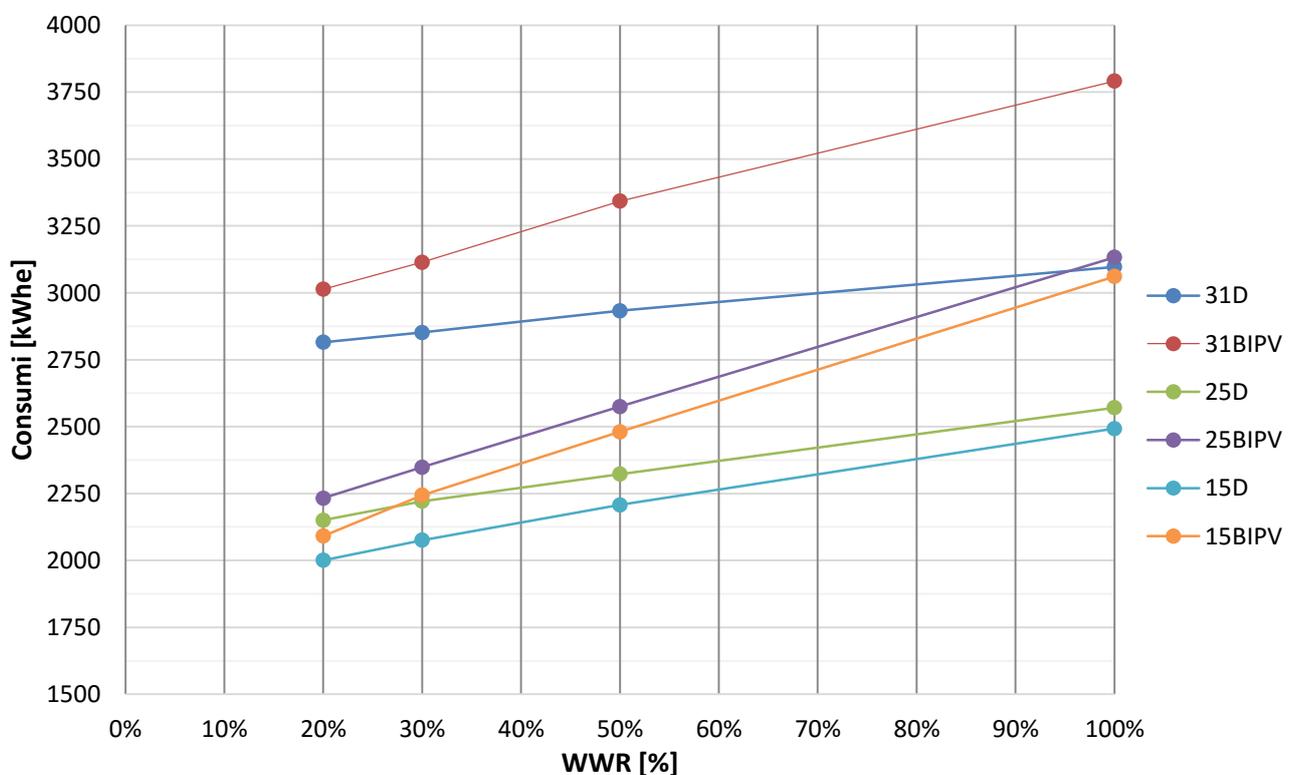


Figura 47 - Variazione dei consumi in regime invernale [kWh_e]

I risultati di tale intervento per ogni combinazione di stato di fatto evidenziano un costante peggioramento delle prestazioni energetiche in regime invernale. Nel grafico che segue sono riportati i valori di consumo

energetico in regime invernale [kWh_e] nei diversi casi analizzati. I codici corrispondenti ad ogni simulazione sono composti da una prima cifra che indica la prestazione dell'involucro (31, 25 e 15) e da una seconda parte che indica se si tratta di stato di fatto con vetro doppio semplice (D) o vetro doppio con BIPV (BIPV). Si nota come il consumo energetico in regime invernale aumenti in relazione alla percentuale di WWR ossia alla quantità di superficie trasparente. Questo fenomeno è evidente nel grafico seguente che registra la variazione percentuale del consumo energetico in regime invernale rispetto alla situazione base con WWR pari al 20% per ogni combinazione di involucro di stato di fatto e di progetto. In particolare si evidenzia come la variazione sia maggiore migliorando la performance dell'involucro e la quantità di superficie trasparente. Applicando il BIPV alla superficie trasparente gli apporti solari invernali diminuiscono e ne consegue un maggior consumo.

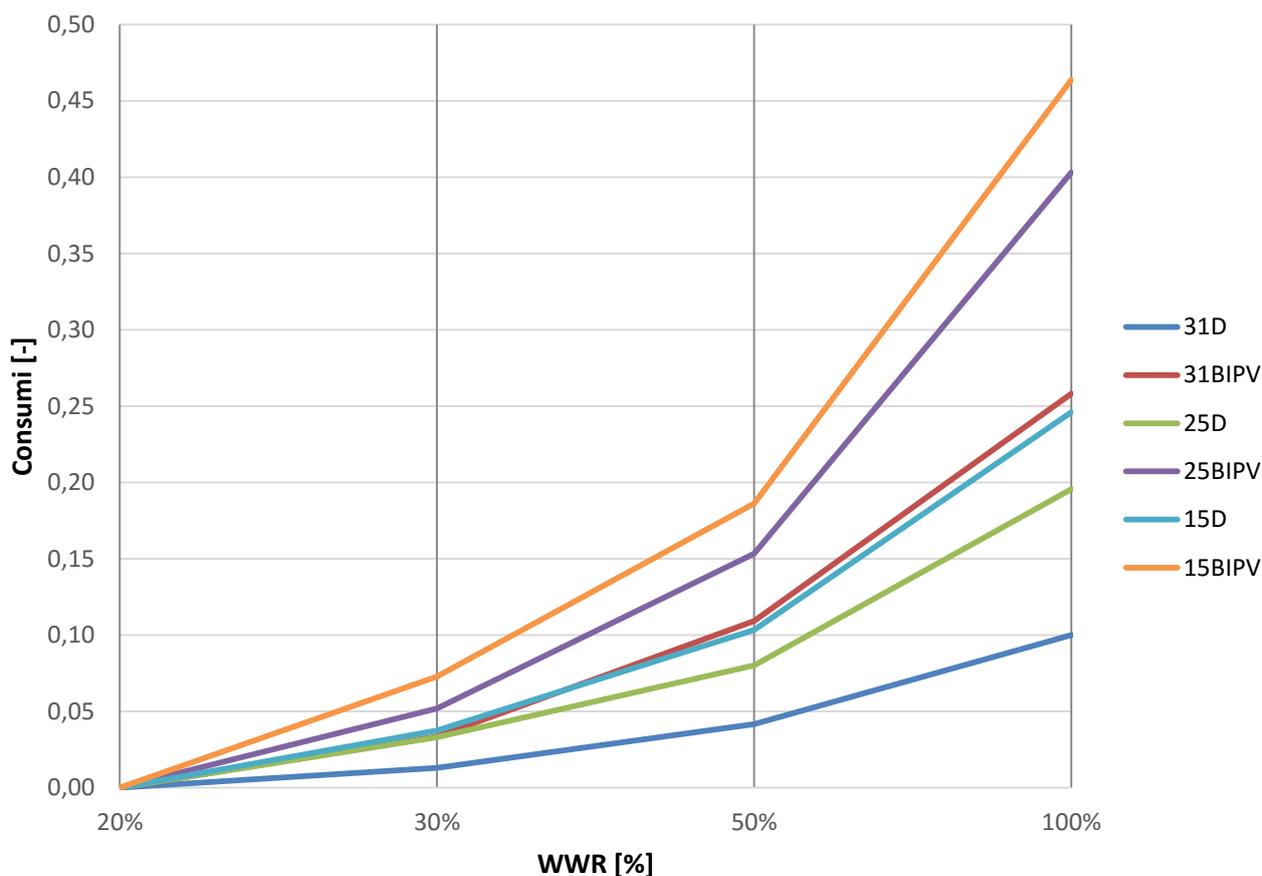


Figura 48 - Variazione percentuale dei consumi in regime invernale

In regime estivo, variando la percentuale di WWR, si registra un aumento di consumo energetico per la climatizzazione estiva [kW_e] per ogni tipo di combinazione. Si nota però come l'applicazione di BIPV sulle chiusure trasparenti permetta un maggior controllo della radiazione solare e dei carichi estivi e di conseguenza un minor consumo energetico.

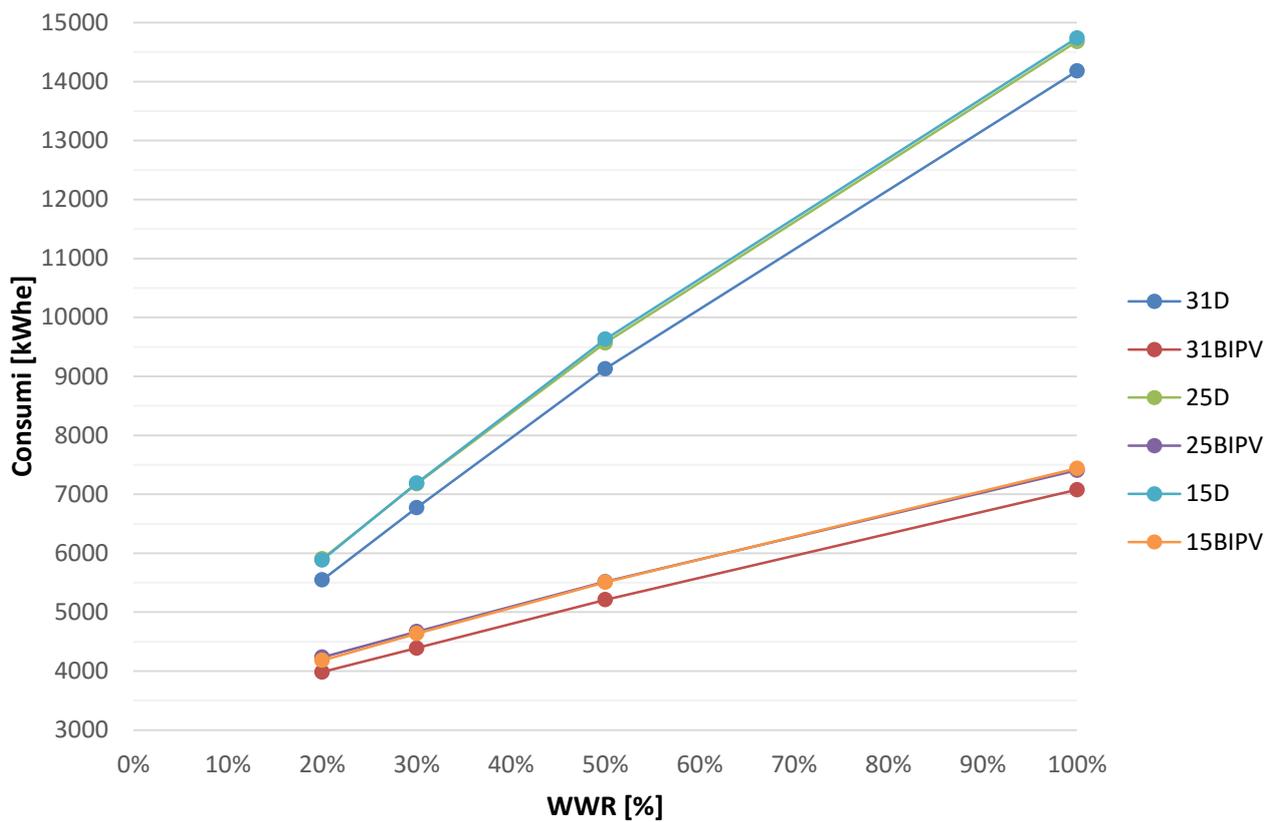


Figura 49 - Variazione dei consumi in regime estivo [kWh_e]

Questo risulta evidente nel grafico seguente: l'installazione di BIPV sulle chiusure trasparenti diminuiscono la variazione percentuale di consumo energetico in relazione all'aumento di WWR.

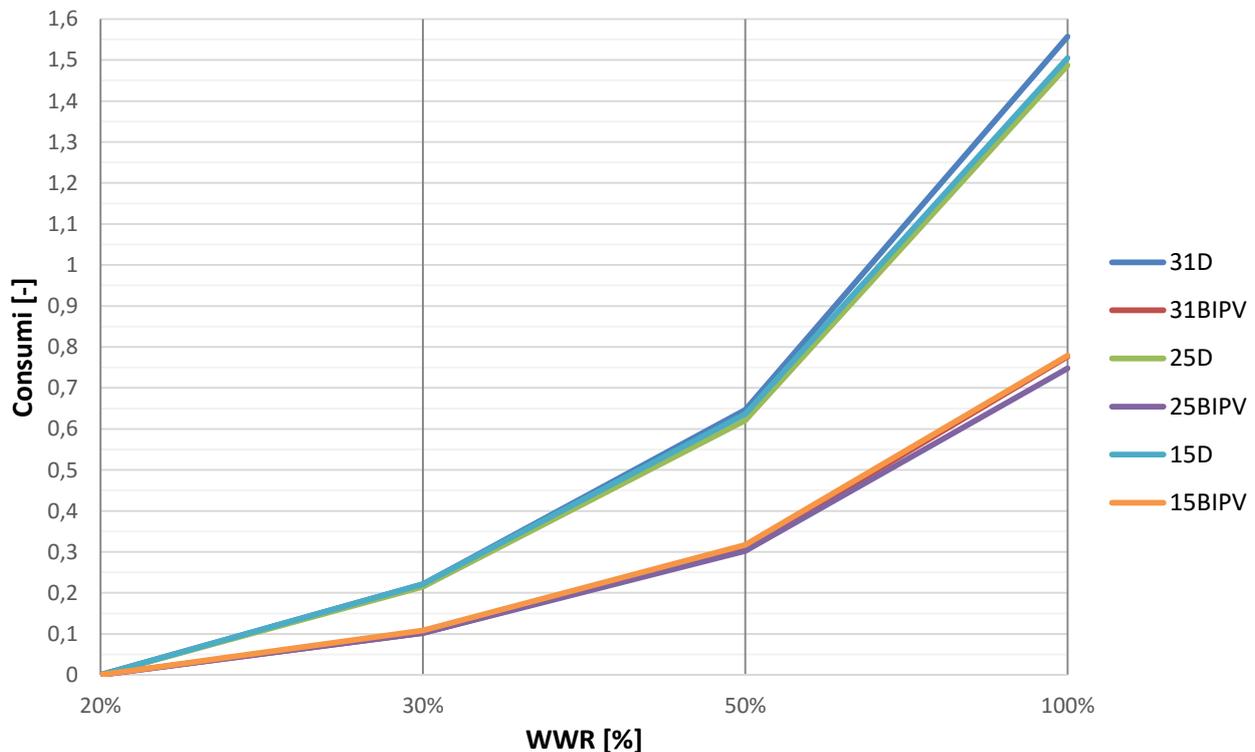


Figura 50 - Variazione percentuale dei consumi in regime estivo

Analizzando complessivamente la prestazione energetica annuale dell'edificio preso in esame, si nota come nonostante il peggioramento della prestazione in regime invernale, nel caso di installazione di BIPV la prestazione energetica complessiva migliori. Maggiore è la percentuale di WWR maggiore è la percentuale del risparmio energetico dell'intervento. La percentuale di risparmio energetico rimane pressoché invariata per tutti i tre tipi di involucro analizzati.

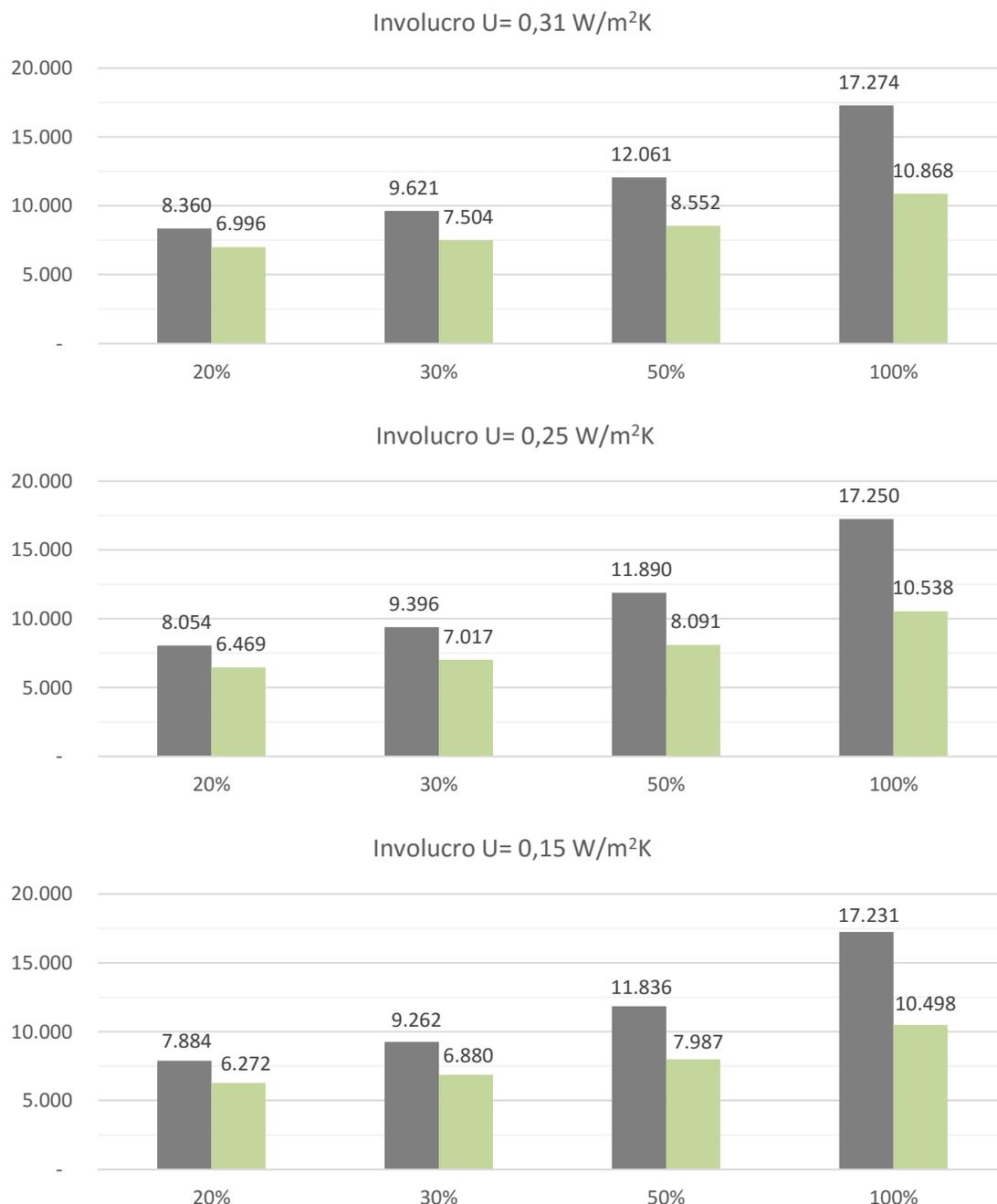


Figura 51 - Grafico 8 – Variazione dei consumi con e senza BIPV

8.4 La produzione di energia elettrica

Al fine di quantificare la produzione annua di energia elettrica prodotta dal sistema BIPV applicato sulle chiusure trasparenti, attraverso il software freeware RETScreen [39] è stata individuata la produzione unitaria giornaliera media per ogni orientamento e la superficie trasparente disponibile.

Tabella 26 - Produzione energia elettrica media del sistema BIPV

Orientamento	Produzione media [kWh/m ² giorno]	Chiusure trasparenti WWR [m ²]			
		20%	30%	50%	100%
NORD	1,27	18,82	28,23	47,04	94,08
SUD	3,09	18,82	28,23	47,04	94,08
EST	2,36	18,82	28,23	47,04	94,08
OVEST	2,36	18,82	28,23	47,04	94,08
		75,26	112,90	188,16	376,32

Nel caso in esame la superficie disponibile non viene utilizzata completamente in quanto le celle coprono il 60% della superficie totale delle chiusure trasparenti. La produzione di energia elettrica annuale che ne consegue è riportata nella seguente tabella:

Tabella 27 - Produzione energia elettrica (copertura al 60% delle chiusure trasparenti)

Orientamento	Produzione energia elettrica [kWh/anno]			
	20%	30%	50%	100%
NORD	706	1.060	1.766	3.532
SUD	1.719	2.579	4.297	8.595
EST	1.313	1.969	3.282	6.564
OVEST	1.313	1.969	3.282	6.564
TOTALE	5.051	7.577	12.628	25.256

Dal confronto tra la produzione di energia elettrica annuale del sistema BIPV e i consumi di energia elettrica per la climatizzazione invernale ed estiva dell'edificio in esame si evidenzia come per tutti gli edifici con WWR superiore al 20% il sistema BIPV il bilancio sia positivo. L'energia elettrica annua prodotta risulta sempre superiore ai consumi per la climatizzazione.

Tabella 35 – Confronto tra produzione di energia elettrica e consumo per climatizzazione annuale

Involucro	Copertura dei consumi [%]			
	20%	30%	50%	100%
U= 0,31	72%	101%	148%	232%
U=0,25	78%	108%	156%	240%
U=0,15	81%	110%	158%	241%

Se il confronto viene fatto tra la produzione di energia elettrica annuale del sistema BIPV e i consumi di energia elettrica totali, nonostante il sistema copra grande parte dei consumi, non si riesce in nessuna combinazione a soddisfare la totalità dei consumi annuali. I consumi annuali totali comprendono: i consumi per la climatizzazione invernale ed estiva, l'illuminazione pari a 10 W/m², la produzione di ACS e i consumi elettrici di 45 postazioni PC.

Tabella 36 – Confronto produzione di energia elettrica e consumo energetico totale

Involucro	Produzione energia elettrica [kWh/anno]			
	20%	30%	50%	100%
U= 0,31	16%	24%	38%	72%
U=0,25	16%	24%	39%	72%
U=0,15	16%	24%	39%	72%

9 Conclusioni

I sistemi vetrati costituiscono un elemento fondamentale dell'involucro edilizio in grado di svolgere tradizionalmente più funzioni contemporaneamente. Con innovazione tecnologica nel campo dei materiali trasparenti è ormai possibile aggiungere anche la funzione di produzione di energia, ossia della trasformazione dell'energia radiante solare in energia elettrica.

In questo contesto le attività effettuate rappresentano il proseguimento e approfondimento della ricerca condotta nell'ambito del precedente piano annuale di realizzazione. Si è effettuata essenzialmente la caratterizzazione del comportamento radiativo e termico di componenti fotovoltaici di tipo see-through sia per via sperimentale che attraverso la messa a punto di un modello numerico.

Sono stati predisposti alcuni sistemi fotovoltaici di tipo see-through con la collaborazione dell'azienda UnionGlass di Motta di Livenza (TV) e del laboratorio ENEA UTEE ERT. Presso il Laboratorio Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE di Friburgo si è proceduto alla determinazione del fattore di guadagno solare. Infine le proprietà ottiche e radiative degli elementi dei sistemi studiati (coefficienti di riflessione, trasmissione ed assorbimento) sono state misurate attraverso analisi spettrale alle varie lunghezze d'onda presso la Stazione Sperimentale del Vetro di Murano Venezia.

Si è completata la realizzazione di un modello numerico che implementa il metodo di calcolo delle differenze finite, mediante il quale sono state determinate le caratteristiche termiche ed energetiche dei sistemi BIPV partendo dalle caratteristiche spettrali di ciascun elemento che ne costituisce la stratigrafia.

I risultati delle simulazioni sono state infine confrontati con misure sperimentali ottenendo delle buone corrispondenze.

Una volta validato il modello sono state effettuate una serie di simulazioni su sistemi BIPV con vetrocamera, modificando le condizioni al contorno quali, temperature interne ed esterne, irraggiamento solare e coefficienti di convezione per analizzare le variazioni del fattore solare in varie condizioni climatiche. Si è verificato che tale parametro è fortemente dipendente dalle condizioni al contorno, mostrando delle differenze considerevoli se calcolato, ad esempio, utilizzando le condizioni estive ed invernali standard proposte dalla normativa

Si è analizzata l'integrazione del sistema di produzione fotovoltaica sull'edificio. Le analisi sono state fatte considerando un modulo ufficio e una abitazione singola soggetta a retrofit energetico.

Nel caso dell'edificio residenziale l'installazione di un sistema BiPV negli infissi e nella copertura permette di ridurre il fabbisogno di energia primaria di circa il 8%. L'inserimento del fotovoltaico all'interno delle finestre comporta una serie di considerazioni generali: il contributo al miglioramento delle prestazioni energetiche è minore ed è dovuto alla minor superficie e alle diverse esposizioni e all'angolo di incidenza verticale; le celle utilizzate sono opache e riducono la trasparenza del vetro, ma non influiscono gravemente sul comfort visivo e sulla luce naturale all'interno degli ambienti; i costi invece rimangono molto elevati se confrontati all'installazione del fotovoltaico in copertura e anche il ritorno dell'investimento non è conveniente rispetto alla produzione di energia elettrica fornita. Si è poi analizzato un insieme di interventi di retrofit energetico tra cui è stata prevista anche l'installazione di sistemi BIPV utilizzando la metodologia proposta dall'Annex 56 di IEA, che prevede l'ottimizzazione rispetto al consumo di energia, al costo e alle emissioni di gas serra.

Si è visto come una notevole influenza sul risultato finale sia rivestita dal tipo di combustibile e di generatore. In particolare con l'utilizzo del pellet si hanno risultati molto interessanti. Le prestazioni energetiche dei casi con il BiPV sono complessivamente molto buone e rappresentano le soluzioni con i minori fabbisogni di energia primaria per l'edificio. Tuttavia i costi sono elevati, con una quota variabile del 200-150% rispetto al valore del caso ottimale M30. Nel contesto dei possibili interventi per il retrofit energetico del patrimonio edilizio esistente, il fotovoltaico integrato è un'opzione sostenibile solo se opportunamente configurato non come singolo intervento ma all'interno di un programma di interventi che riguardano l'involucro e l'impiantistica; nel caso studio infatti il fotovoltaico integrato con il cambio di generatore e l'isolamento dell'involucro permettendo di ottimizzare l'intervento nell'edificio: sono raggiungibili elevate prestazioni energetiche, registrando un fabbisogno energetico di 70 kWh/a*m², le emissioni di gas serra sono ridotte fino a 9 kgCO₂/a*m² e una convenienza economica usufruendo delle detrazioni fiscali.

Nel caso dell'edificio per uffici si è considerato il comportamento energetico di un piano tipo posto al piano intermedio di un edificio a torre a pianta quadrata. Sono state valutate quattro tipologie di WWR (Windows to Wall) e tre livelli di performance energetica dell'involucro. La proposta di intervento consiste nell'installazione, in tutti gli orientamenti e in egual modo, di celle BIPV che coprono il 60% delle chiusure trasparenti.

L'analisi evidenzia come l'installazione del sistema BIPV, nonostante un sensibile aumento dei consumi in regime invernale, permetta una riduzione considerevole dei consumi energetici totali per la climatizzazione. Maggiore è la percentuale di WWR maggiore è la percentuale del risparmio energetico dell'intervento. La percentuale di risparmio energetico rimane pressoché invariata per tutti i tre tipi di involucro analizzati.

Si nota inoltre come la produzione elettrica del sistema BIPV con una percentuale di copertura del 60% delle chiusure trasparenti garantisca, per tutti gli edifici con WWR superiore al 20%, la copertura totale dei consumi annuali per la climatizzazione invernale ed estiva. Al contrario, nonostante il sistema copra grande parte dei consumi, non si riesce in nessuna combinazione a soddisfare la totalità dei consumi annuali: i consumi per la climatizzazione invernale ed estiva, l'illuminazione, la produzione di ACS e le apparecchiature elettroniche.

La soluzione BIPV, nel caso di edifici ad uffici, risulta una valida proposta per la produzione di energia elettrica soprattutto di edifici sviluppati in altezza. Questa soluzione, permette al contempo un miglior controllo solare in regime estivo, sacrificando però la parte invernale. Maggiore è il WWR dell'edificio maggiore è la convenienza di tale sistema. E' importante però valutare la compatibilità della luce naturale all'interno dei luoghi di lavoro.

Appendice A - Sistemi BIPV: caratteristiche e prestazioni

I sistemi Building Integrated Photovoltaics (BIPV) sono sistemi fotovoltaici che, oltre a convertire energia solare in energia elettrica, presentano una elevata integrazione con l'edificio a cui sono asserviti acquisendo anche un ruolo come elementi dell'involucro architettonico. Essi sono generalmente posizionati su tetti inclinati, su tetti piani, su facciate e su elementi di schermatura [40], [41].

Come materiali fotovoltaici vengono prevalentemente utilizzati il silicio mono-cristallino o policristallino e sempre il silicio in film sottile in forma microcristallina o amorfa. Sono poi utilizzati anche altri materiali fotovoltaici come l'arseniuro di gallio (GaAs), il seleniuro di rame e indio (CIS) e il seleniuro di rame indio e gallio (CIGS), il telloruro di cadmio (CdTe) [42]. Attualmente si stanno poi studiando con buone prospettive di sviluppo tutta una serie di sistemi in cui l'effetto fotovoltaico è ottenuto con sostanze organiche. In Figura 52 sono presentate in maniera schematica le diverse famiglie di materiali.

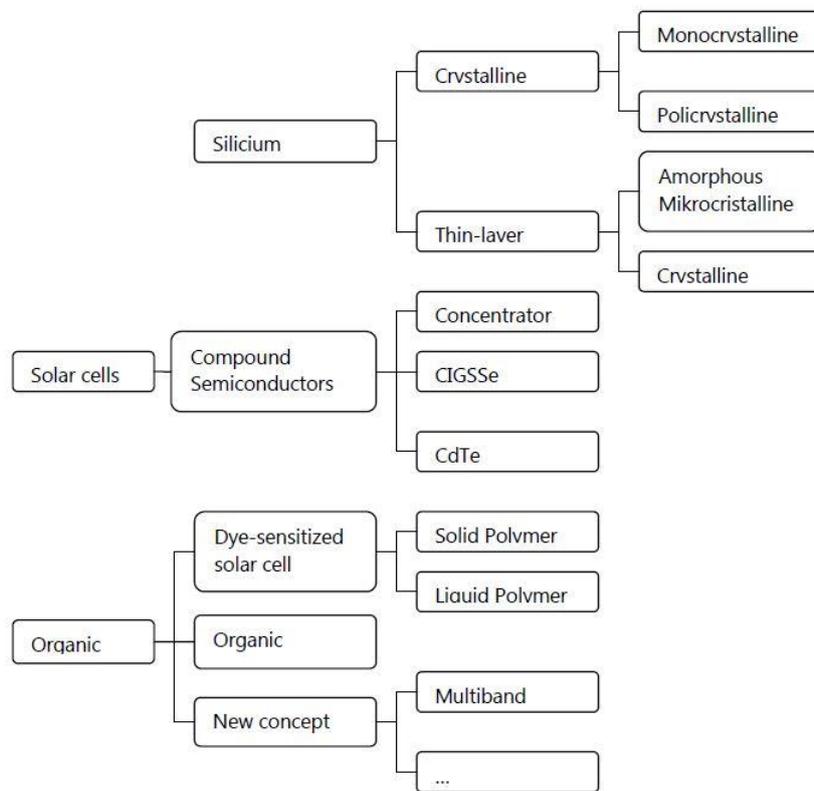


Figura 52 - Schema con le principali famiglie di materiali utilizzati per ottenere celle fotovoltaiche [43].

L'efficienza tipica delle celle monocristalline è compresa tra il 16% e il 24%. Per il silicio policristallino l'efficienza è tipicamente intorno al 14–18%, mentre per il silicio amorfo si hanno valori di efficienza compresi tra il 4% e il 10%. Le potenze elettriche prodotte dai moduli fotovoltaici sono in generale comprese tra 75 e 155 Wp/m², per il silicio monocristallino e policristallino, tra i 40 e i 65Wp/m² per i moduli in silicio amorfo [44]. In Figura 53 sono riportati per le diverse tipologie di materiali fotovoltaici i progressi nell'efficienza rilevati dal National Renewable Energy Laboratory NREL a partire dal 1976 fino ai giorni nostri [45]. Come si vede esistono a tutt'oggi sistemi multi-giunzione a elevatissima efficienza, ma il costo rimane il principale ostacolo alla loro diffusione.

I sistemi BIPV si differenziano da quelli non integrati (Building Applied Photovoltaic, BAPV) per il fatto che questi ultimi sono applicati su elementi di involucro, in genere il tetto, senza sostituire effettivamente elementi di confine tra ambienti interni e l'ambiente esterno. Un grande vantaggio dei sistemi fotovoltaici integrati è quello che essi non consumano superfici di terreno libere, ma sfruttano le superfici degli edifici che sarebbero comunque realizzate per le nuove costruzioni o sono già presenti nel caso di recupero

energetico di costruzioni esistenti. Un ulteriore vantaggio consiste nella riduzione complessiva dei costi di realizzazione dell'impianto fotovoltaico in quanto gli elementi BIPV non necessitano di sistemi di supporto e ancoraggio specifici e aggiuntivi come invece accade per i sistemi BAPV. Costituiscono infatti loro stessi una parte di quell'involucro che si sta costruendo o modificando.

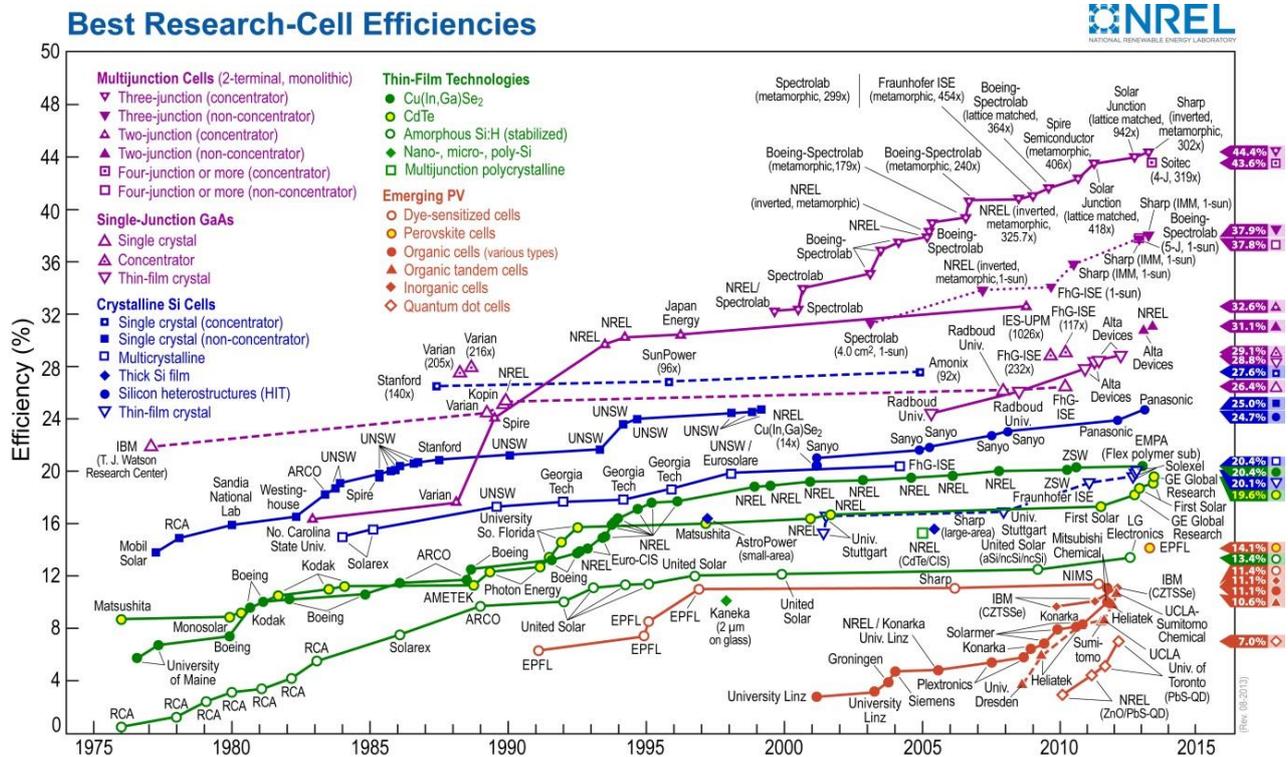


Figura 53 - Valori di efficienza per diverse tecnologie fotovoltaiche rilevati dal National Renewable Energy Laboratory NREL americano a partire dal 1976 [45].

Nell'integrazione è necessario considerare in primo luogo le condizioni termiche a cui saranno sottoposte le celle fotovoltaiche una volta in opera. All'aumentare della temperatura infatti le loro prestazioni diminuiscono soprattutto se il materiale fotovoltaico utilizzato è il silicio monocristallino o policristallino. È utile garantire un flusso d'aria tra il pannello fotovoltaico e il supporto strutturale sottostante.

Un altro elemento importante nell'installazione è la giacitura che determina l'angolo di incidenza della radiazione solare. Le principali possibilità di integrazione sono il tetto inclinato, il tetto piano, le facciate, i sistemi di schermatura, parapetti e altri elementi edilizi. Sicuramente i tetti inclinati rivolti a sud costituiscono il caso più favorevole per l'installazione di sistemi fotovoltaici. In ogni caso, per essere integrati, gli elementi fotovoltaici devono seguire l'inclinazione del tetto. L'applicazione sulle facciate verticali tipicamente consiste nella sostituzione dei sistemi vetriati o di elementi che costituiscono la pelle dell'edificio. Tendenzialmente la giacitura verticale comporta una produttività dei sistemi più limitata. In caso di elevate latitudini rappresentano comunque una interessante possibilità.

Come si è detto i sistemi BIPV assolvono una duplice funzione ossia quella di costituire una parte di involucro e quella di produrre energia. Se da una parte questo può contribuire a generare dei risparmi in termini di materiali e di manodopera, nonché in termini di costo dell'energia elettrica consumata, dall'altra rende fondamentale garantire buone prestazioni da parte del sistema BIPV in termini di durabilità, impermeabilità e isolamento termico. In altri termini dal momento che sostituiscono parti di involucro i sistemi BIPV devono presentare opportune caratteristiche rispetto al trasporto di calore e di vapore acqueo. I sistemi BIPV devono garantire una buona durabilità rispetto all'azione degli agenti atmosferici a cui sono sottoposti (vento, pioggia, gelo,). Le principali azioni ambientali a cui si deve verificare la resistenza dei sistemi possono essere così elencate:

- Radiazione solare – Ultra violetto UV, Visibile VIS, Vicino Infrarosso NIR
- Radiazione infrarossa ambientale
- Escursioni di temperatura
- Basse e elevate temperature
- Cicli gelo-disgelo
- Vento e pioggia a vento
- Carichi ambientali come ad esempio il carico della neve
- Erosione da parte di polveri
- Microorganismi
- Reazione con i gas atmosferici come ad esempio l’ossigeno o nebbie saline

Tutti i prodotti di nuova concezione devono essere testati secondo una serie di norme europee che descrivono le procedure di verifica come ad esempio la EN 61646 per i film sottili o la EN 61215 per le celle realizzate sulla base del silicio monocristallino o policristallino e in generale i diversi materiali non utilizzati in forma di film.

I sistemi BIPV più semplici e comunemente utilizzati sono quelli connessi in rete i quali inviano direttamente l’elettricità prodotta nel sistema elettrico nazionale. Elementi fondamentali sono un array fotovoltaico e un inverter che operano in parallelo al sistema di alimentazione elettrica standard e non necessitano di sistemi di accumulo dell’energia. La produzione complessiva dipende dall’efficienza delle celle fotovoltaiche utilizzate, dal clima locale, dall’orientamento e dall’inclinazione dell’array fotovoltaico, dalle caratteristiche dei carichi e delle prestazioni dell’inverter.

Per quanto riguarda l’estensione di involucro coperta dai sistemi fotovoltaici in generale sono da evitare le parti in ombra per gran parte del giorno. Con la tendenza a raggiungere edifici a zero consumi di energia o addirittura con produzione netta di energia le superfici coperte sono destinate a aumentare. In questo momento sono la disponibilità economica, i vincoli di legge e il sistema di incentivazione che essenzialmente contribuiscono a determinare l’estensione del sistema di captazione dell’energia solare.

Infine devono essere considerati gli aspetti estetici per garantire una elevata qualità architettonica e una migliore inserimento nel contesto. Gli elementi produttori di energia devono inserirsi nell’edificio in termini di forma, tessitura superficiale, colore, etc.. È possibile variare il colore delle celle, quello del supporto (dove sono appoggiate le celle), la forma delle celle e del modulo, il tipo di contatti elettrici, la riflessione del modulo, la trasparenza e la flessibilità.

Per quanto riguarda il colore delle celle il silicio monocristallino è tipicamente nero o grigio. Il silicio policristallino presenta un colore grigio che con il tipico trattamento antiriflettente diventa blu intenso. Infine il silicio amorfo è caratterizzato da una colorazione bruna tendente al rosso.

La gamma dei possibili colori è può essere ampliata con specifici trattamenti (Figura 54). Sul mercato sono infatti già presenti celle di colore grigio, giallo, rosso, verde, argento e rosa. Le celle colorate hanno però una efficienza minore, il blu standard corrisponde a un’ottimizzazione della captazione dell’irraggiamento solare.



Figura 54 - Celle in silicio policristallino. La prima a sinistra presenta il colore tipico del trattamento antiriflettente che permette di ottenere la migliore efficienza. La seconda rappresenta il colore grigio senza trattamento del silicio policristallino. Gli altri colori sono ottenuti con diversi film antiriflettenti [46].

E’ possibile classificare i sistemi BIPV in 4 tipologie principali in funzione delle loro caratteristiche costruttive e di applicazione [40]:

- sistemi BIPV a membrana
- sistemi BIPV in forma di tegola o coppo
- sistemi BIPV in forma di modulo piano
- sistemi BIPV su supporto vetrato trasparenti o semitrasparenti

Il primo tipo di sistema BIPV consiste in leggeri fogli di materiale polimerico, di spessore intorno a 2-3 mm, su cui sono stesi film fotovoltaici molto sottili. Un primo vantaggio di questo tipo di sistema è la flessibilità che permette di seguire forme concave o convesse. Si ha poi notevole facilità di installazione e una molto limitata incidenza sui carichi agenti sul supporto costituito solitamente dalla copertura. Come materiale fotovoltaico per realizzare il film flessibile attivo viene per lo più utilizzato il silicio amorfo o microcristallino, ma sono promettenti anche i sistemi CdTe, CIS e CIGS.



Figura 55 - Esempio di moduli fotovoltaici flessibili Solbian (sinistra) [47]. Realizzazione con moduli flessibili Derbisolar su edifici industriali (destra) [48]

Attualmente sul mercato non sono presenti molti produttori e i costi sono ancora sostenuti. Il materiale fotovoltaico è costituito da silicio amorfo che è caratterizzato dalla proprietà di non diminuire molto la sua efficienza all'aumentare della temperatura. Sono quindi adatti in applicazioni in cui non si abbia possibilità di garantire una ventilazione dei moduli. In termini assoluti l'efficienza non è molto elevata rispetto a silicio mono e policristallino, ma si mantiene costante al variare dell'angolo di incidenza della radiazione solare, possono quindi essere utilizzati anche in condizioni in cui la radiazione che raggiunge le celle è prevalentemente diffusa. Questo tipo di modulo è in grado di fornire al progettista una gamma di soluzioni molto ampia in termini di forme, dimensioni e colori.

La seconda tipologia proposta riguarda l'applicazione di BIPV in forma di tegole, coppi o piastrelle che possono anche completamente sostituire i tradizionali elementi di copertura di tetti inclinati o terrazze. Esistono sistemi di diverse colorazioni e forme (Figura 56). Nella maggior parte dei casi l'elemento fotovoltaico è costituito da celle mono o policristalline inserite nella tegola e parte di essa non è quindi attiva. In qualche caso viene utilizzato silicio amorfo che viene steso su tutta la superficie della tegola rendendo attiva tutta l'area di involucro coperta [49]. Il sistema può coprire completamente il tetto o solamente alcune parti. In genere i singoli elementi fotovoltaici sono raggruppati in moduli che presentano l'aspetto e le proprietà delle tegole standard e sostituiscono un certo numero di elementi tradizionali. Un punto debole può essere l'elevato numero di connettori presenti conseguenza dell'elevato numero di moduli presenti.



Figura 56 - Esempio di tetto realizzato con tegole fotovoltaiche (destra). Celle in silicio policristallino inserite nella tegola di Industrie Cotto Possagno [50]

Tegole e coppi fotovoltaici sono utilizzati soprattutto in tetti inclinati specie in edifici residenziali. Possono essere facilmente impiegati nel retro-fitting di edifici esistenti grazie alla facilità di applicazione in sostituzione degli elementi di copertura tradizionali. Potenzialmente il mercato per essi è molto grande anche se in contesti cittadini sottoposti alle norme di tutela dei beni architettonici possono esserci consistenti limitazioni.



Figura 57 - Esempio di coppi fotovoltaici con rivestimento in silicio amorfo di SRS [49]

La terza tipologia viene spesso confusa con i sistemi Building Attached Photovoltaics (BAPV), in quanto si tratta di moduli fotovoltaici simili a quelli tradizionali che però sostituiscono i componenti edilizi o sono completamente integrati in essi, in alcuni casi includendo anche uno strato isolante. Ci sono molti prodotti sul mercato e la loro efficienza può essere anche molto elevata a partire dal 13-14% fino ad arrivare intorno al 20%.

Vi sono poi numerose opzioni per elementi fotovoltaici trasparenti vetrati. Tali soluzioni hanno il notevole vantaggio di lasciar passare la luce del sole assolvendo quindi alla duplice funzione di produzione di energia elettrica e controllo sulla luce naturale e la radiazione solare. Gli elementi di involucro interessati possono essere realizzati in differenti colori e livelli di trasparenza con risultati estetici molto interessanti. Le due possibili tipologie di sistemi vetrati trasparenti possono essere ricondotte alle tecniche della deposizione di film di silicio amorfo trasparente e alla stratificazione di celle mono o policristalline tra lastre di vetro utilizzando polivinilbutirrale PVB e etilvinilacetato EVA come materiale di accoppiamento.

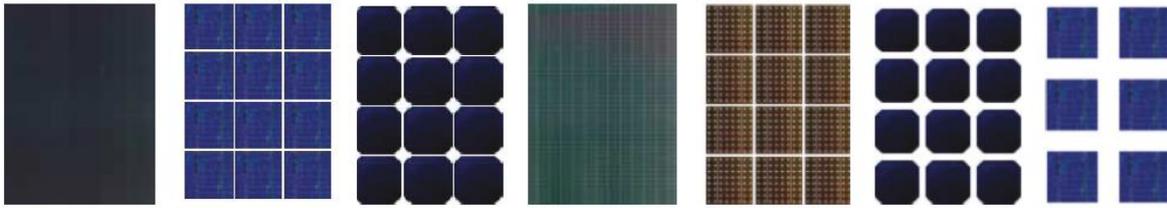


Figura 58 - Esempi di varie tipologie di prodotti semitrasparenti di SAPA Building System [42] che utilizzano silicio amorfo e policristallino o monocristallino con differente livello di copertura della superficie del modulo da parte delle celle fotovoltaiche.



Figura 59 - Esempio di integrazione fotovoltaica in parete verticale (GMA Solar – Canada [51]).

Nel caso di deposizione di silicio amorfo la trasparenza è elevata e estesa su tutta la superficie. Può essere presente una colorazione residua che va dal bruno all'azzurro in funzione dello spessore e del tipo di film deposto. Nel caso di sistemi stratificati la distanza tra le varie celle regola il rapporto tra trasmissione luminosa e la produzione di energia elettrica. Generalmente le celle sono distanti tra i 3 e i 50 mm. L'adozione di sistemi di questo tipo comporta un extra costo pari al 2%-5% rispetto all'intero costo di costruzione di un edificio commerciale costruito con materiali tradizionali come vetro, acciaio o altri rivestimenti standard [52]. Elementi semitrasparenti fotovoltaici possono essere anche inseriti in sistemi di schermatura, in parapetti e in elementi di arredo urbano.

Tra i nuovi ambiti di ricerca sul BIPV sicuramente tra le priorità vi è la necessità di ridurre i costi e l'impatto ambientale, aumentare l'efficienza di conversione cercando di estendere lo spettro di raccolta dell'energia solare e approfondire la ricerca su nuove tecnologie come quelle basate su Dye Sensitized Solar Cell (DSSC) sul Fullerene e sulla Perovskite, i cui costi sono notevolmente inferiori rispetto alle celle di silicio [53].

In particolare i sistemi DSSC sono molto promettenti hanno un costo estremamente basso e efficienze per ora medio-basse. Un punto debole è la sensibilità all'ossigeno atmosferico con la conseguente ossidazione e la degradazione. Questo tipo di celle hanno usualmente un substrato di ossido di titanio (TiO_2) come nelle note celle di Gratzel [54] e assorbono la radiazione solare nella banda del visibile portando a efficienze tra il 7% per la radiazione solare diretta e il 11% per la radiazione diffusa. L'ossido di titanio è un materiale la cui produzione produce limitati impatti ambientali e comporta costi estremamente bassi. Vari coloranti fotovoltaici attivi da utilizzare in celle DSSC a base TiO_2 sono stati recentemente sviluppati, ad esempio il Nanomaterials Research Centre della Massey University neozelandese ha sviluppato una gamma di

pigmenti sintetici a partire da semplici composti organici, molto simili a sostanze comuni in natura. Per esempio, uno dei pigmenti sensibile alla luce è simile alla clorofilla verde delle piante, mentre una seconda tipologia è basata sull'emoglobina, la proteina dei globuli rossi. Tutto questo con una previsione di un costo pari a circa un decimo delle celle a base silicio [53]. Attualmente la quota di mercato riservata ai sistemi DSSC è molto limitata ma è destinata a crescere.



Figura 60 - Esempio di integrazione di sistemi fotovoltaici in copertura trasparente (ASI® Glass photovoltaic modules, Schott Solar AG [55]).

Un'ulteriore tipologia di materiali fotovoltaici innovativi sono quelli che cercano di ampliare lo spettro di radiazione solare utilizzabile. Da una parte si hanno le celle multi-giunzione in cui sistemi fotovoltaici diversi realizzati con film sottili sono depositi in serie uno sopra l'altro. I sandwich di film sensibili a bande diverse dello spettro solare portano a elevate efficienze. Dall'altra si parla di cosiddette "antenne" ossia gruppi cromofori in grado di interagire con specifiche bande della radiazione solare che raggiungono lo stesso scopo di raccogliere una maggiore quantità di energia solare [53].

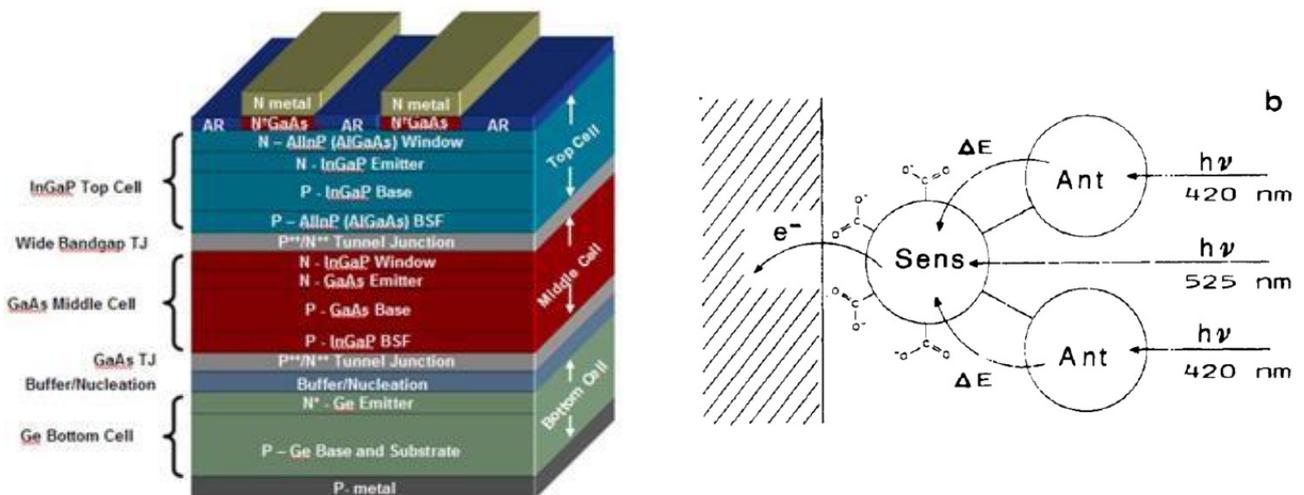


Figura 61 - Sistemi fotovoltaici multigiunzione (sinistra) e con gruppi "antenna" (destra). In entrambi i casi si amplia la banda di raccolta dell'energia solare e quindi l'efficienza della cella.

Una delle prime installazioni di un sistema BIPV è stata realizzata in Germania a Aachen nel 1991 [56] (Figura 62). Si trattava di una facciata continua realizzata con vetrocamere isolanti in cui erano stati integrati gli elementi fotovoltaici. Gli elementi utilizzati erano stati realizzati ad hoc e solo nel 1993 Pilkington Germany metteva in funzione la prima linea di produzione di sistemi BIPV standard con una potenzialità di produzione di 5000 m² all'anno. Ancora alla fine degli anni '90 la produzione annua era salita fino a 50 000 m². Il mercato si è ampliato progressivamente e anche le dimensioni delle realizzazioni sono aumentate passando dai tipici 1-5 kWp del 1990-2000 a qualche centinaio di kWp fino al MWp di alcune applicazioni del 2000-2010.

Attualmente il principale campo di applicazione dei sistemi BIPV è ancora quello della sostituzione dei tradizionali tetti e facciate. Le previsioni del mercato relativo a questi sistemi è di arrivare a circa 9 miliardi di dollari nel 2016. E' in questo contesto di grande importanza lo sviluppo di soluzioni adatte al recupero e al retrofit energetico di edifici esistenti che costituiscono la gran parte dello stock edilizio presente nelle nazioni europee. Come ulteriore campo di applicazione maturo vi sono gli elementi di involucro trasparente.



Figura 62 - La facciata continua della Utility company di Aachen, Germania del 1991. Una delle prime realizzazioni BIPV [56].

Elementi in grado di produrre elettricità e regolare l'ingresso di luce e energia negli ambienti hanno un ampio possibile campo di applicazione. Affidabilità e costo, aumentando la prima e diminuendo il secondo, sono gli elementi su cui è necessario lavorare per una maggiore penetrazione nel mercato [57].

D'altro canto ancora oggi molti architetti considerano i sistemi fotovoltaici come un dispositivo puramente tecnico e questo contribuisce a limitare il loro utilizzo negli edifici. Come si è visto esistono molti prodotti fotovoltaici commerciali con diversi livelli di integrazione sull'edificio, ma ancora gli architetti non esprimono per essi una completa soddisfazione. Alcuni gruppi di ricerca hanno lavorato e stanno lavorando su questo tema a partire dalla constatazione fondamentale che in molti casi l'installazione di sistemi fotovoltaici su edifici sembra una aggiunta posteriore e avulsa con nulla o scarsa relazione con il contesto architettonico e urbano [58] [59].

I sistemi presenti sul mercato sono progettati e installati da esperti nel campo dell'energia (ingegneri, elettricisti, ...) senza o con limitate interazioni con designer o architetti e di conseguenza il risultato è che i prodotti ancora oggi disponibili offrono limitata flessibilità in termini di texture, colori, dimensioni. Questo nella realizzazione di un tetto piano può essere accettabile, ma in quella di un tetto inclinato e ancora di più su di una facciata diventa problematico. Non porre sufficiente attenzione su questi aspetti può avere come conseguenza quella di scoraggiare nuovi utilizzi e utilizzatori e fare sì che vengano formalizzati limiti all'utilizzo del fotovoltaico o sia addirittura vietato in contesti sensibili da un punto di vista storico-culturale o ambientale [58].

Una indagine compiuta [59] su un campione esteso di addetti ai lavori ha messo in evidenza come gli elementi che influenzano in termini formali la qualità dell'edificio e a cui sono sensibili gli architetti sono i seguenti:

- Dimensione e posizione dell'array fotovoltaico
- Materiale e texture della superficie
- Colore
- Dimensione e forma del singolo modulo
- Tipologia di ancoraggio

La massima integrabilità si può ottenere offrendo al progettista flessibilità, ossia possibilità di scelta su ciascuno di questi elementi. E' poi necessario pensare anche ai complementi necessari, come elementi non fotovoltaici, elementi di contorno, elementi angolari utili a completare pareti e coperture fotovoltaiche integrate ottenendo risultati architettonicamente qualitativi. E' necessario mettere in conto che si possa scontare questo livello di prestazione formale con limitate perdite di efficienza energetica [59].

Appendice B - Sistemi BIPV: Life Cycle Assessment

Aspetti di sicuro interesse per una migliore comprensione delle prospettive applicative dei sistemi BIPV sono quelli relativi all'analisi del loro ciclo di vita (Life Cycle Assessment, LCA) e alla loro convenienza economica.

La valutazione del ciclo di vita, LCA, costituisce uno strumento molto prezioso nella analisi del profilo ambientale di un prodotto "dalla culla alla tomba". Una verifica di questo tipo consiste nella individuazione dei diversi flussi di energia e materia e delle varie emissioni in ambiente nelle diverse fasi della produzione e utilizzo di un materiale o dispositivo. La tecnica LCA è sempre più utilizzata nella valutazione gli impatti ambientali delle diverse tecnologie nel campo energetico e i risultati sono molto utili come strumento di indirizzo per pianificare ricerca, politiche e investimenti.

Nel caso del fotovoltaico i diversi materiali dal silicio monocristallino al rame-indio-diseleniuro CIS presentano caratteristiche, cicli di produzione, modi di funzionamento e efficienza di produzione energetica specifici che influenzano le loro prestazioni ambientali. In generale le fasi del ciclo di vita consistono (1) nella produzione delle materie prime, (2) nella loro lavorazione e purificazione, (3) nella fabbricazione dei moduli e degli altri componenti del sistema di produzione di energia, (4) nell'installazione e uso, e infine (5) nella dismissione e smaltimento o riciclaggio

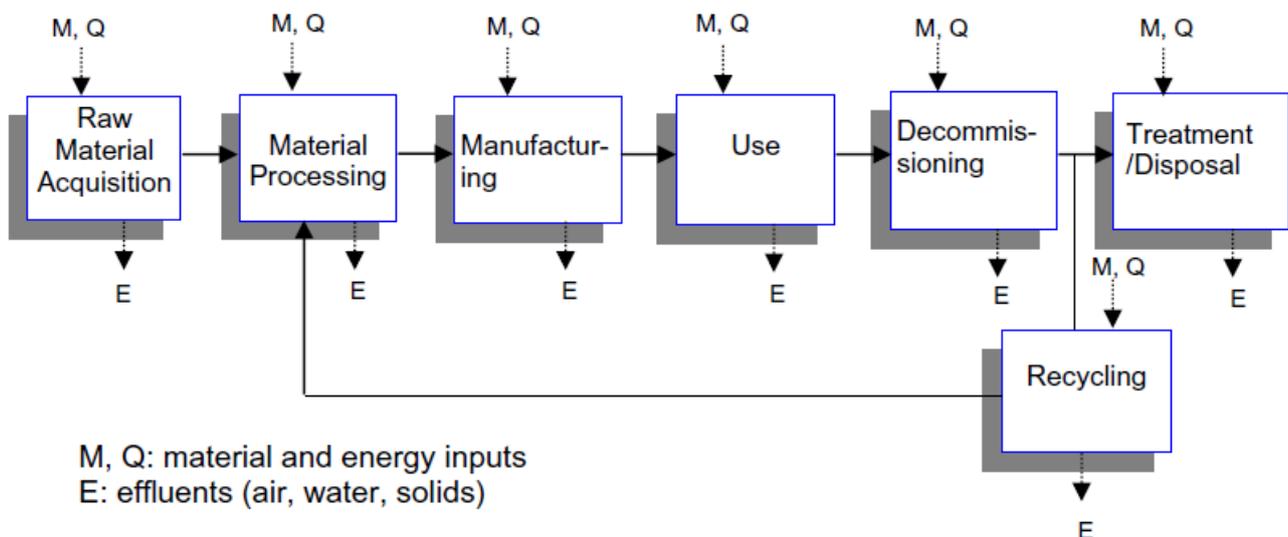


Figura 63 - Schema dei diversi flussi di energia, materia e emissioni per sistemi fotovoltaici.

Nelle valutazioni del ciclo di vita le categorie di impatto considerate possono essere diverse. Tra queste quelle più comunemente utilizzate per i sistemi di produzione di energia sono l'emissione di gas serra, l'acidificazione, emissione di metalli pesanti, ecotossicità, emissione di sostanze cancerogene, consumo di suolo, consumo di materie prime. I diversi studi presenti in letteratura presentano quasi sempre come parametro di valutazione l'emissione di gas serra ma per gli altri parametri non sono omogenei.

Fino a qualche anno fa si poteva comunque ritenere che la produzione di sistemi fotovoltaici avesse un alto impatto ambientale rispetto a quella della costruzione di altri dispositivi di produzione di energia. A tal riguardo una analisi della Commissione Europea del 2003 [60] presentava emissioni di GHG pari a 180 g/kWh, circa 10 volte quelle della produzione con combustibile nucleare e il 45% di quella della produzione da ciclo combinato a gas. Da allora si sono fatti notevoli passi avanti e attualmente le emissioni e l'impatto sono notevolmente diminuite.

Nella valutazione del livello di sostenibilità dei sistemi di produzione dell'energia si pone particolare cura appunto sugli aspetti energetici e sono stati messi a punto alcuni indicatori basati sul consumo di energia in tutte le diverse fasi della realizzazione dell'impianto di generazione (la cosiddetta energia grigia o embodied energy) e quella da esso prodotta nella sua vita utile.

Un parametro molto utilizzato e di facile comprensione è il tempo di ritorno energetico (Energy Payback Time EPT). Esprime il rapporto tra l'energia utilizzata della realizzazione dell'impianto e l'energia generata dal sistema in un anno di vita. Si ottiene così il numero di anni in cui ritorna l'investimento energetico effettuato.

Nel caso dei sistemi di generazione distribuita e in particolare del fotovoltaico un altro indice che può essere utilizzato è il Displaced Energy Payback Time (DEPT), il quale considera che l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sostituisce quella generata dal sistema elettrico ed è quindi espresso dal rapporto tra il DEPT e l'efficienza di tale sistema la quale viene espressa come la quantità di energia primaria necessaria per fornire al consumatore finale una unità di energia elettrica. Più il sistema elettrico è inefficiente più il DEPT si abbassa a favore dell'installazione fotovoltaica.

Un ulteriore parametro energetico è il ERF, Energy Return Factor, ossia il rapporto tra l'energia prodotta nella vita utile dell'impianto di produzione e l'energia impiegata nella realizzazione. Ci dice quante volte ritorna l'energia investita nella realizzazione di un impianto di produzione di energia.

Un ulteriore interessante parametro utile nella valutazione ambientale di sistemi energetici è il tempo di ritorno del Carbonio o della CO₂ (Carbon Pay Back Period). Esso consiste nel tempo necessario perché il modulo fotovoltaico raggiunga un livello di emissioni nette pari a zero. In altri termini descrive quanto a lungo deve funzionare il sistema per evitare le emissioni di CO₂ che sono state necessarie per la sua produzione e installazione.

In Figura 64 vengono riportate indicativamente le percentuali di energia contenuta nei diversi elementi di un impianto fotovoltaico BIPV [61]. Oltre agli elementi produttori di energia elettrica, si devono considerare i sistemi di supporto e fissaggio e l'insieme degli elementi necessari a convertire la corrente continua generata in corrente alternata da utilizzare nella rete di distribuzione (Figura 65). In genere l'insieme di questi dispositivi viene complessivamente indicato come BOS (Balance of System).

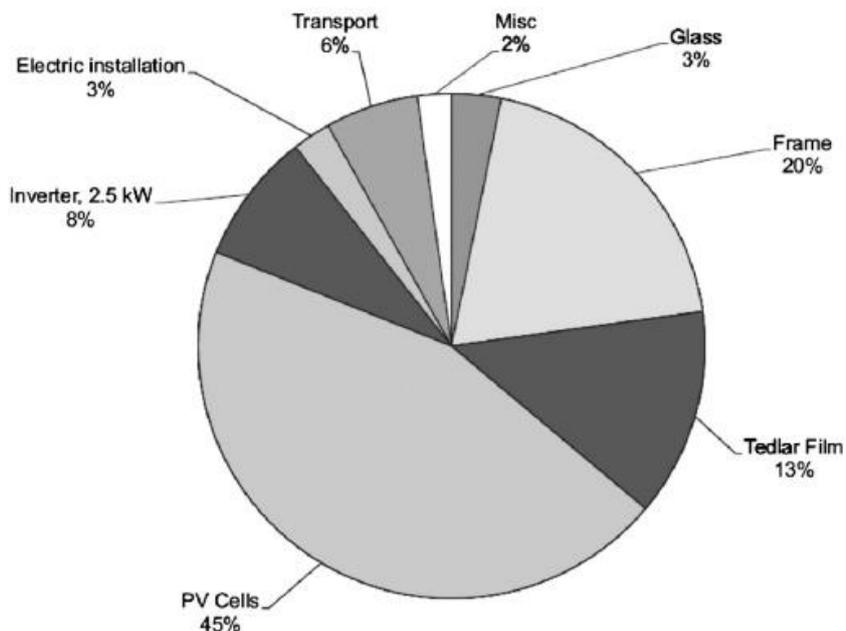


Figura 64 - Percentuali dell'energia contenuta nei diversi elementi di un impianto fotovoltaico BIPV [61].

Nel 2011 Fthenakis e Kim [62] hanno analizzato il ciclo di vita di quattro sistemi fotovoltaici comunemente disponibili sul mercato: silicio monocristallino, silicio policristallino, silicio policristallino ottenuto con la tecnica del ribbon e telloruro di cadmio (Figura 65). Come indicatori di sostenibilità Fthenakis ha considerato il tempo di ritorno energetico, le emissioni di gas climalteranti (Green House Gas, GHG), l'emissione complessiva di sostanze inquinanti, le missioni di metalli tossici e i possibili rischi di incidenti. Le emissioni di gas serra per moduli in silicio e in telloruro di cadmio sono riportate in Figura 66. Sono stati

considerati Silicio prodotto con processo ribbon e un rendimento del 11,5%, silicio multicristallino con rendimento 13,2%, silicio monocristallino con rendimento 14%, telloruro di cadmio prodotto in Europa e con rendimento 8% e telloruro di cadmio prodotto negli Stati Uniti e con rendimento del 9%.

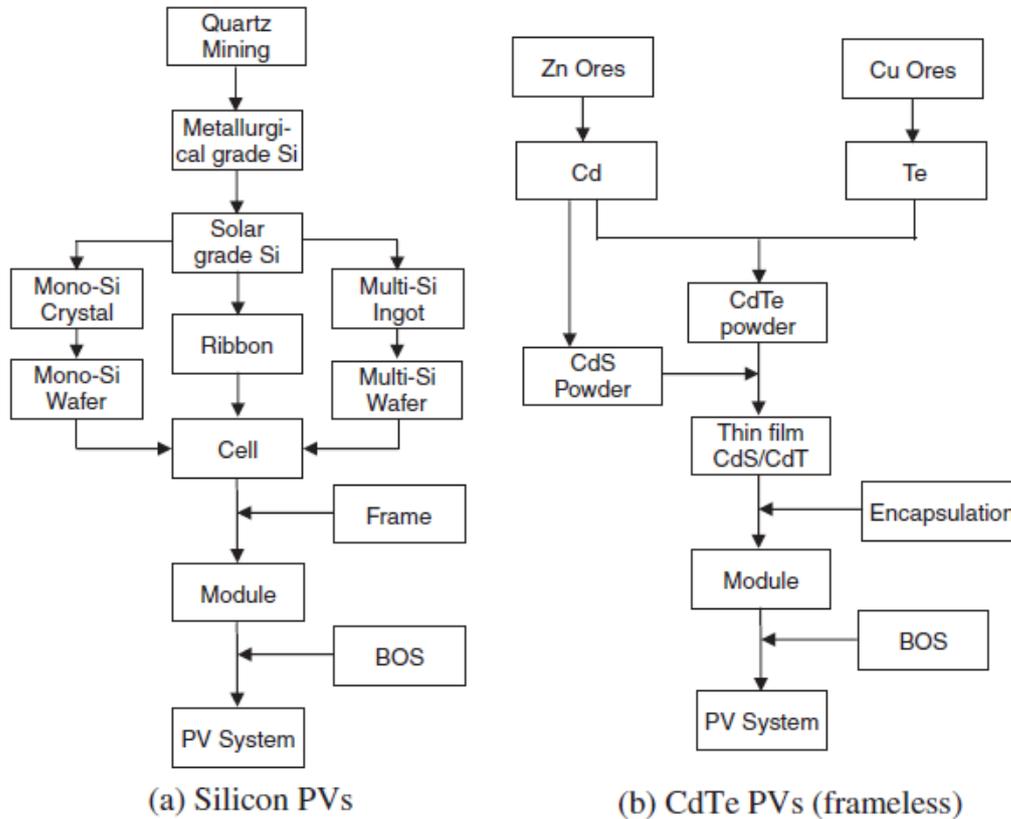


Figura 65 - Diagramma di flusso delle diverse fasi della vita del sistema fotovoltaico dalle materie prime alla realizzazione dell'impianto di produzione elettrica [63].

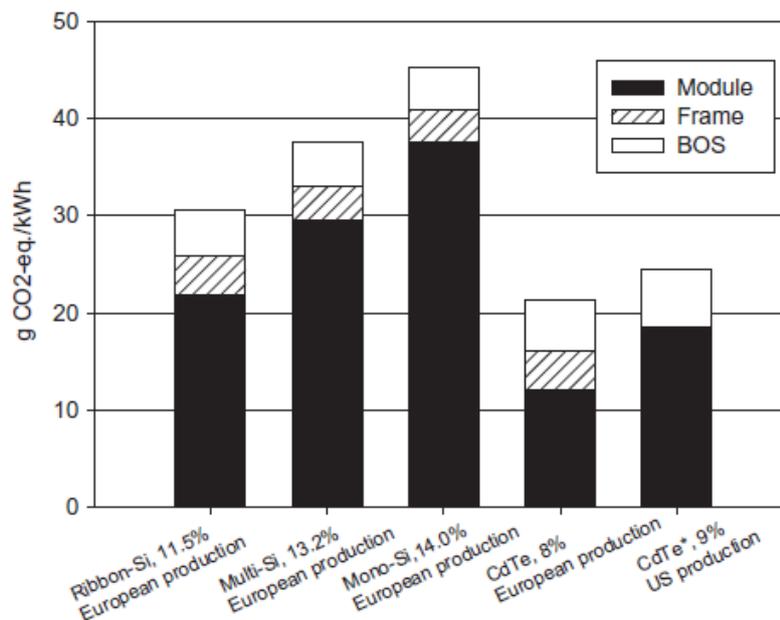


Figura 66 - Emissioni di gas serra in termini di CO₂ equivalente per diverse tecnologie fotovoltaiche [63]

Si assume i sistemi posizionati su tetto e una insolazione tipica dell'Europa del Sud pari a 1700 kWh/m² anno, un tempo di vita dell'impianto di 30 anni. Per quanto riguarda invece il telloruro di cadmio si è fatto

riferimento a un insolazione pari a 1800 kWh/m²anno e a condizioni tipiche degli Stati Uniti. Nel BOS sono stati considerati i cablaggi, i sistemi di supporto e quelli di gestione elettrica. In-Figura 67 sono riportati gli anni di ritorno energetico EPBT dei sistemi considerati da Fthenakis e Kim [63].

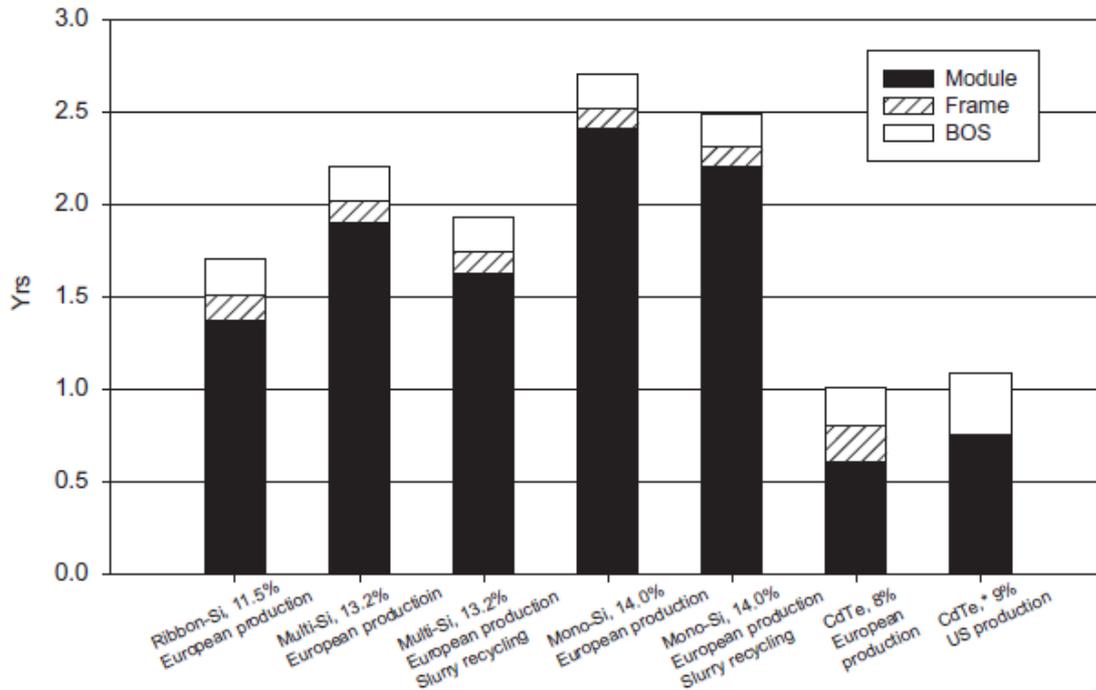


Figura 67 - -Tempo di ritorno energetico EPBT per diverse tecnologie fotovoltaiche [63]

Nello stesso studio come ulteriore indice di valutazione ambientale sono state considerate le emissioni di metalli pesanti in particolare di cadmio dai diversi sistemi di produzione di energia elettrica (Figura 68). Per il fotovoltaico si è assunto una insolazione tipica dell'Europa del sud pari a 1700 kWh/m² anno e un tempo di vita di 30 anni.

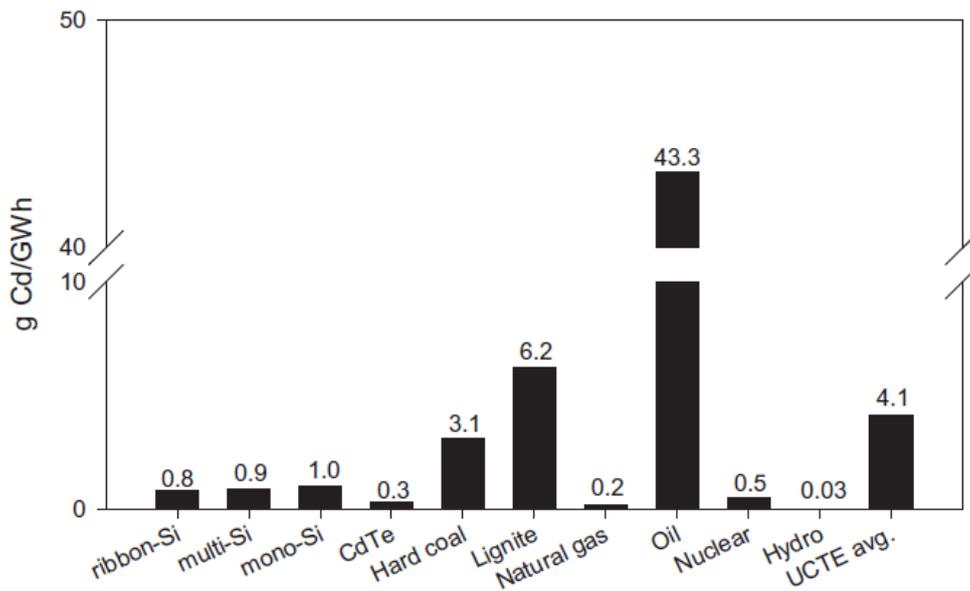


Figura 68 - Emissioni di cadmio per GWh di energia elettrica prodotta nella vita utile dell'impianto per diverse tecnologie energetiche [63].

I risultati presentati sono destinati a un cambiamento con l'adozione di nuove tecnologie nelle diverse fasi di lavorazione specie per quanto il recupero e riutilizzo di sfridi e dei fluidi utilizzati nel taglio delle celle. Sono previsti poi miglioramenti nell'efficienza delle celle e nell'uso di energia nei processi di produzione. In Figura 69 sono presentate delle previsioni per il tempo di ritorno energetico e le emissioni di gas serra. In Figura 70 poi è riportato il confronto tra la produzione di energia da fotovoltaico e quella da altri sistemi di produzione.

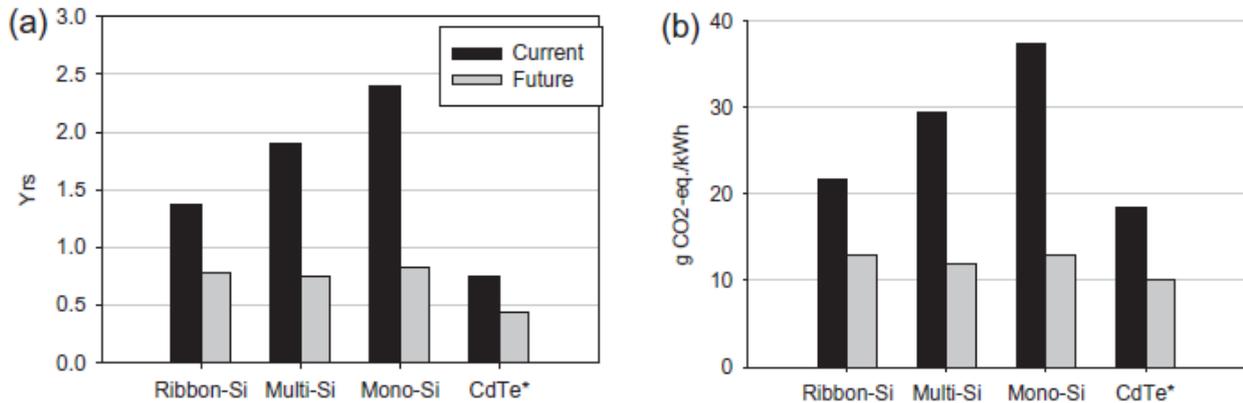


Figura 69 - Previsioni di variazione del tempo di ritorno energetico EPBT (sinistra) e delle emissioni di gas serra in termini di CO₂ equivalente (destra) per diverse tecnologie fotovoltaiche [63].

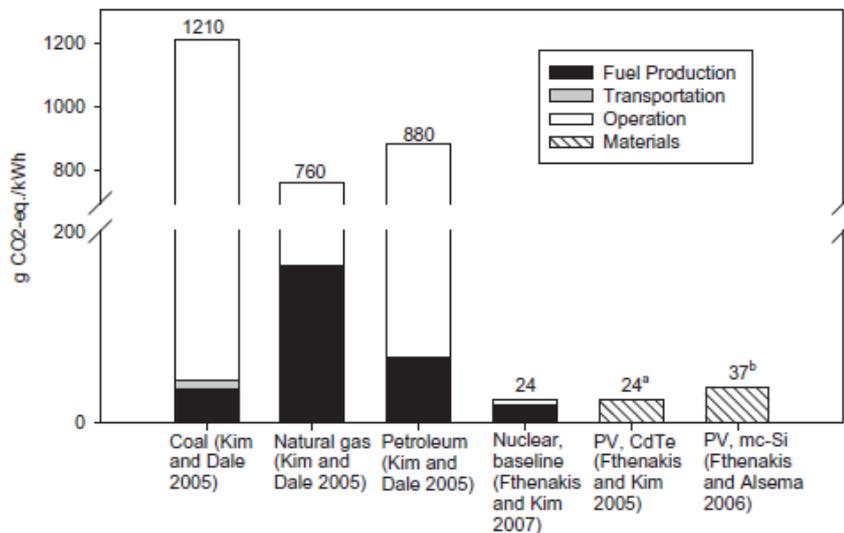


Figura 70 - Emissioni di gas serra in termini di CO₂ equivalente per diverse tecnologie energetiche [63].

Peng e altri sempre nel 2012 [62] hanno condotto una analisi sulla sostenibilità e sulle prestazioni ambientali di cinque sistemi di generazione fotovoltaica: Silicio monocristallino, Silicio amorfo, Silicio policristallino, Telloruro di Cadmio, TeCd, e CIS. I parametri di valutazione considerati sono stati EPT e emissioni di gas serra. Tra i cinque, grazie a un basso utilizzo di energia nella produzione del modulo e a un'efficienza di conversione relativamente alta, il sistema TeCd presenta le migliori prestazioni. Invece il silicio policristallino a causa dell'alta intensità energetica nella sua produzione presenta le peggiori performances ambientali.

Il tempo di ritorno energetico EPT e le emissioni di CO₂ equivalente per il film sottile sono risultati rispettivamente pari a 0,75–3,5 anni e 10,5–50 g CO₂-eq./kWh. L' EPT del silicio policristallino è risultato pari a 1,7-2,7 anni con emissioni pari da 29 a 45 g CO₂-eq./kWh, che in ogni caso sono un ordine di grandezza inferiori a quelle conseguenti alla produzione di elettricità da fonti fossili.

Peng ha poi considerato anche le prestazioni di sistemi fotovoltaici innovativi come quelli a eterogiunzione a elevata concentrazione e quelli dye-sensitized. L'EBT dei primi è risultato compreso tra 0.7 e 2.0 anni, mentre le emissioni dei sistemi dye sono risultate più alte dei sistemi fotovoltaici attualmente sul mercato. Complessivamente anche da Peng vengono confermate le buone prestazioni ambientali dei sistemi fotovoltaici.

Il National Renewable Energy Laboratory di Boulder (USA) ha compiuto nel 2013 una estesa ricerca sugli studi reperibili in letteratura relativi all'analisi LCA dei sistemi di produzione di energia e in particolare dei sistemi fotovoltaici [64]. Le analisi sono state dettagliatamente verificate e armonizzate tra di loro visto che presentavano una notevole dispersione in termini di assunzioni di partenza e di risultati finali. Di 2165 lavori scientifici raccolti ne sono stati selezionati 296 per qualità e rilevanza i quali sono andati a costituire un database utilizzato per la valutazione delle emissioni di gas serra da parte dei diversi sistemi di generazione di energia elettrica. Una sintesi relativa alle emissioni delle diverse tecnologie è riportata in Figura 71. I valori negativi indicano emissioni evitate. Il fotovoltaico risulta abbastanza impattante tra le tecniche di produzione di energia da fonte rinnovabile, ma molto meno impattante delle produzioni da fonte fossile.

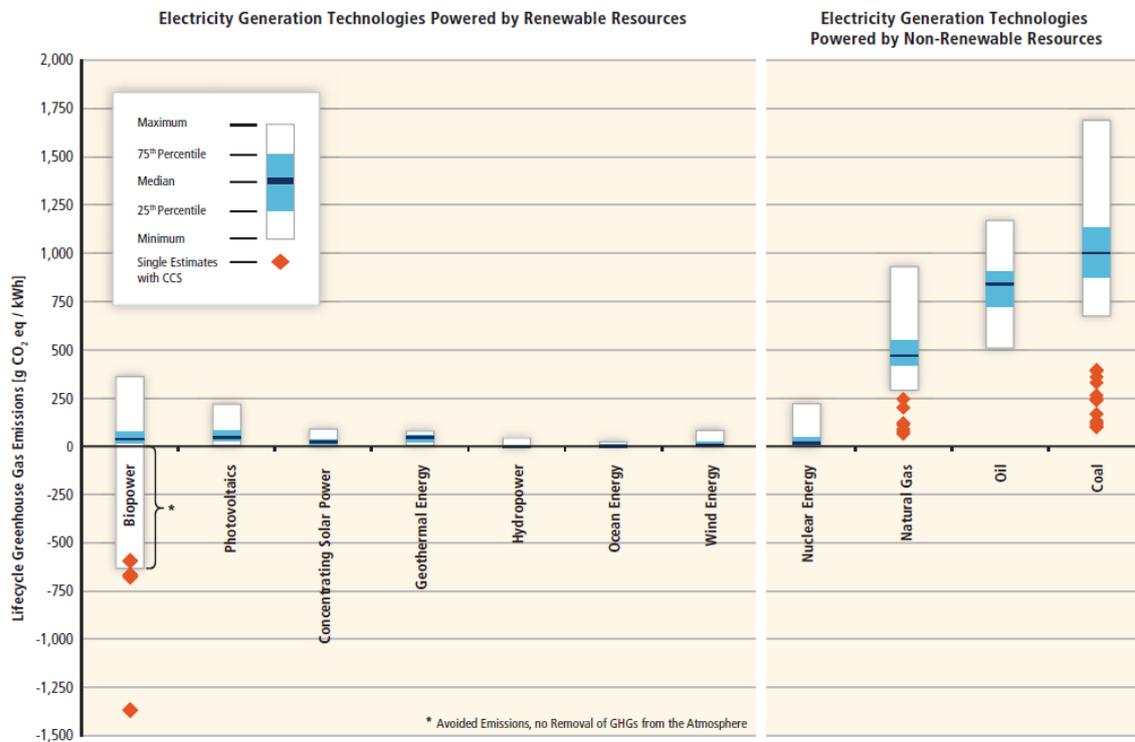


Figura 71 - Emissioni di gas serra in termini di CO₂ equivalente per diverse tecnologie energetiche secondo lo studio NREL del 2012 [64].

Le emissioni di CO₂ valutate in questo studio vanno da 20 a 218 g per kWh di energia elettrica solare prodotta. La dispersione dei valori è da ricercarsi nella notevole sensibilità dei risultati alle assunzioni di base effettuate nei diversi studi. In particolare risulta molto influente l'ambito geografico assunto. Questo infatti determina la disponibilità di energia solare disponibile e quindi la produttività dell'impianto.

Per quanto riguarda specificamente i sistemi fotovoltaici integrati un primo lavoro di analisi del ciclo di vita abbastanza esteso si deve a Frank ed è del 1998 [65]. Considerando il silicio cristallino e analizzando tutti gli elementi che costituiscono l'impianto egli arrivava alla conferma in termini di EPT e di emissioni di CO₂ che l'integrazione dell'impianto permetteva di incrementare le prestazioni ambientali dei sistemi fotovoltaici. Come confermato in [61] il contenuto energetico relativo al BOS risultava limitato rispetto a quello dei moduli fotovoltaici.

Battisti e Corrado nel 2005 [66] hanno applicato la tecnica LCA a diversi sistemi fotovoltaici utilizzando come riferimento un intervento di retrofit energetico su un tetto inclinato con silicio policristallino BAPV

connesso in rete e situato a Roma. Essi hanno considerato diverse opzioni realizzative e di gestione focalizzandosi sull'integrazione e sulla fase operativa con l'adozione anche di un sistema di recupero termico e arrivando quindi a un impianto ibrido PV/T. I sistemi analizzati sono stati i seguenti: tetto piano innovativo con un sistema di supporto leggero (A), tetto inclinato BAPV di riferimento (B), tetto inclinato integrato BIPV (C), tetto inclinato BIPV con struttura leggera (D), adozione di un sistema di recupero termico (E). La configurazione di riferimento presenta un EPT di 3,8 anni e un Carbon PayBack Time, CPT, di 4,6 anni. Tutte le configurazioni considerate hanno evidenziato EPT e CPT di un ordine di grandezza inferiori alla loro vita utile (3-5 anni rispetto a 15-30 anni). Con l'adozione del sistema ibrido PVT EPT e CPT migliorano molto come riportato in Tabella 28.

Tabella 28 - Materiali utilizzati per metro quadrato di modulo e valori del tempo di ritorno energetico e del carbonio per i diversi sistemi analizzati in [66].

	Acciaio kg/m ²	Alluminio kg/m ²	Calcestruzzo kg/m ²	Gomma kg/m ²	Piombo kg/m ²	EPT anni	CPT anni
Tetto piano leggero	0,2		109,9			3,3	4,1
Tetto inclinato BAPV	5,97	1,6				3,8	4,6
Tetto inclinato BIPV	4,69	3,38				3	3,9
Tetto inclinato BIPV leggero	0,95	1,56			0,07	2,9	3,6
PVT riscaldamento						2,8	2,8
PVT DHV sost. CH ₄						2,3	2,4
PVT DHV sost. elettrico						1,7	1,6

Un altro studio su 12 impianti BIPV di piccole dimensioni (3 kWp) condotto in Svizzera ha messo in evidenza periodi di ritorno energetico tra i 3,5 e i 4,5 anni utilizzando celle fotovoltaiche in silicio policristallino [65], [67]. Allo stesso modo lo studio di Alsema e altri del 2006 [68] ha messo in luce un tempo di pay-back energetico intorno ai 2 anni per l'Europa Meridionale e intorno ai 3,5 anni per l'Europa Centrale con scarse variazioni tra celle in silicio mono e policristallino. I valori di irraggiamento annuale considerati sono stati pari a 1700 kWh/m² anno e 1000 kWh/m² anno rispettivamente nei due casi. Uno studio poi del 2008 che ha avuto come oggetto la situazione tedesca ha ottenuto un tempo di ritorno energetico tra 5,6 e 6,1 anni per il silicio monocristallino e 4,5 anni per il silicio policristallino [69].

Zhang et al. analizzando 21 differenti moduli fotovoltaici, la maggior parte con integrazione termica hanno valutato un CPT compreso tra 0.8 e 3.5 anni con una media intorno a 1.7 anni [70]. Il tempo di ritorno energetico EPT è invece risultato compreso 0,8 e 3,8 anni.

Cucchiella e D'Adamo poi considerando un sistema BIPV installato in copertura in tre diversi siti italiani, Milano, Roma, Palermo, hanno investigato diverse tipologie di modulo fotovoltaico: silicio policristallino p-Si, silicio monocristallino c-Si, telloruro di cadmio TeCd, seleniuro di rame e indio CIS [71]. In Figura 72 sono riportati i valori calcolati di EPT e in Figura 73 le emissioni equivalenti di gas serra, per i diversi siti e tipi di modulo.

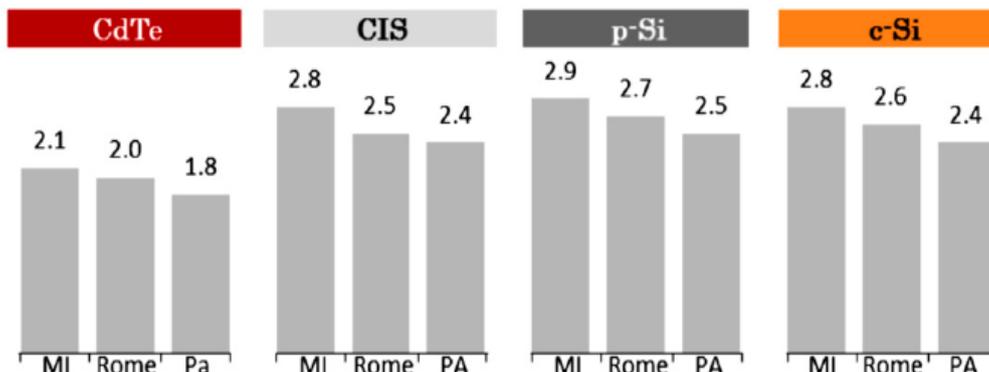


Figura 72 - Tempo di ritorno energetico [anni] per diverse tipologie di modulo fotovoltaico e per i siti italiani di Milano, Roma e Palermo [71].

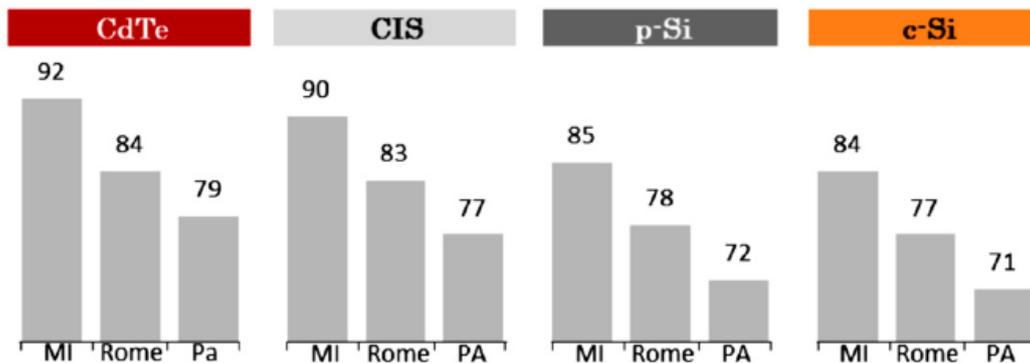


Figura 73 - Emissioni di gas serra [gCO₂-eq/kWh] per diverse tipologie di modulo fotovoltaico e per i siti italiani di Milano, Roma e Palermo [71].

I tempi di ritorno più alti sono quelli del silicio monocristallino e vanno da 2,5 a 2,9 anni mentre quelli più brevi sono quelli del CdTe che vanno da 1,8 a 2,1 anni. Le emissioni di gas serra sono CdTe, tra 79 e 92 g, e basse per i sistemi a base silicio.

Un ulteriore studio del 2010 di Lu relativo a un impianto da 22 kWp montato sulla copertura inclinata di un edificio a Hong Kong riporta un tempo di ritorno della CO₂ di 5,2 anni e un EPT di 7,3 anni tenendo conto del mix energetico locale per la produzione di energia elettrica [72]. Il lavoro discute anche l'EPT in funzione dell'orientamento ottenendo un valore di 7,1 anni per l'orientamento ottimale e di 20 anni per orientamento ovest verticale.

Hammond e altri nel 2012 [61] hanno considerato un impianto integrato da 2,1 kWp installato nel sud dell'Inghilterra e l'analisi LCA è stata effettuata con l'ausilio del software SimaPro e secondo le normative ISO 14040:2006 e 14044:2006. L'analisi LCA ha dimostrato, come era prevedibile, che nel complessivo processo di produzione le celle fotovoltaiche sono responsabili per il 45% dell'intera Embodied Energy. Le emissioni di gas serra sono risultate pari a 94.5 g CO₂,eq per kWh. Il tempo di ritorno energetico è risultato di 13,5 anni contro un periodo di vita utile di almeno 25 anni. Il Displaced Energy Payback Time, è risultato pari a 4 anni e mezzo. Dal punto di vista economico è stato valutato un Pay-Back Period di 15 anni. Tale valore dimostra come se da un punto di vista energetico l'impianto BIPV è molto conveniente, da un punto di vista economico è necessaria una politica di supporto e incentivazione pubblica.

Laleman nel 2011 [73] considerando aree a bassa insolazione (Belgio, Inghilterra, Europa del Nord, Canada) ha ottenuto EPT intorno a 4-5 anni, 10 volte inferiori alla produzione di energia elettrica con carbone, ma 4 volte più alti di quelli del nucleare. Sono stati analizzati 6 tipi di moduli fotovoltaici: telloruro di Cadmio (CdTe), diseleniuro di rame e indio CuInSe₂ (CIS), silicio policristallino da tecnologia ribbon (ribbon-Si), silicio policristallino (p-Si), silicio monocristallino (m-Si) e silicio amorfo (a-Si). In Figura 74 sono riportati i risultati dell'analisi energetica e in Figura 75 quelli dell'analisi LCA completa effettuata con il metodo Ecoindicator 99. Passando dal Belgio alla Spagna l'EPT da 4-5 anni passa a 3-2 anni in conseguenza della maggiore disponibilità di energia solare.

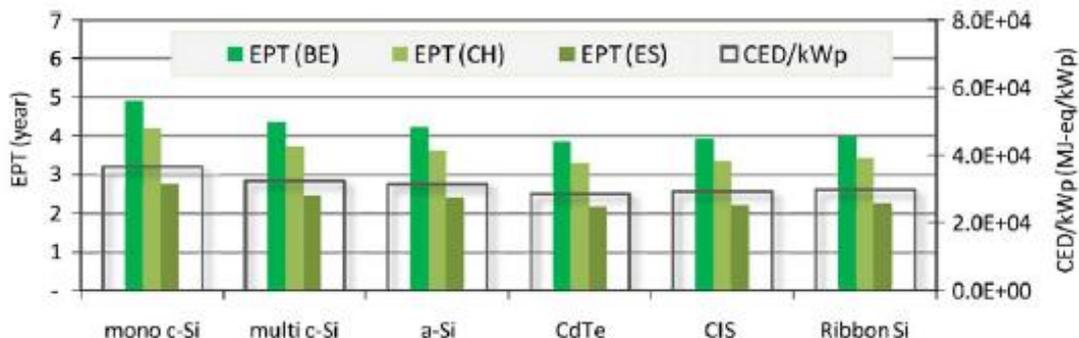


Figura 74 - Tempo di ritorno energetico e domanda di energia complessiva CED riferita a kW di picco per diverse tipologie di modulo fotovoltaico considerate nello studio di Laleman [73].

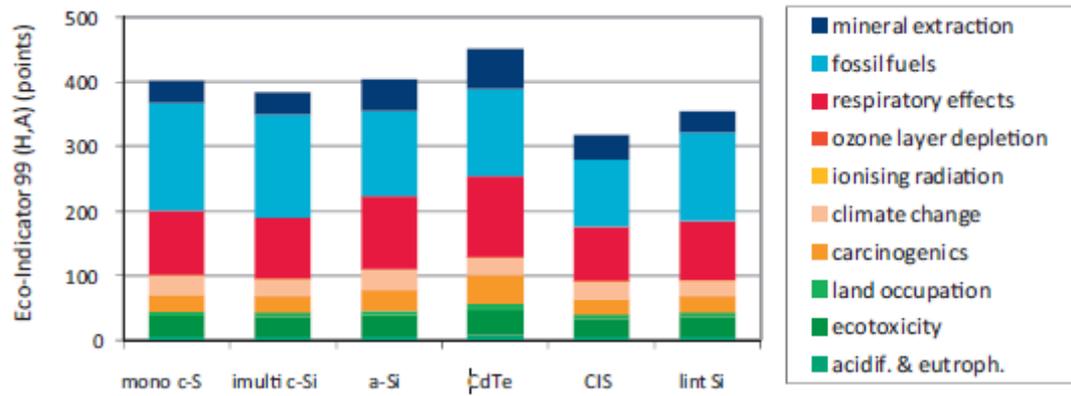


Figura 75 - Impatto ambientale delle diverse tipologie di modulo fotovoltaico. Sono considerate 10 categorie di danno e l'impatto è valutato in eco-punti secondo il metodo Eco-indicator 99 [73].

Appendice C - Sistemi BIPV: considerazioni economiche

L'integrazione degli obiettivi ambientali e economici specialmente in quei settori in cui l'impatto ambientale è particolarmente rilevante permette di migliorare l'efficienza dei processi, migliorarne la redditività e diminuirne gli impatti. Questo è sicuramente vero anche nel campo della produzione di energia elettrica da fotovoltaico. In altre parole il miglioramento dell'efficienza di conversione di energia delle celle fotovoltaiche, la diminuzione del consumo di materie prime e energia nella loro produzione sono elementi che vanno di pari passo con una diminuzione dei costi delle celle e quindi con una maggiore profittabilità dell'energia prodotta da fotovoltaico.

In Europa si è assistito nell'ultimo decennio a una rapida crescita della generazione di energia da fonti rinnovabili, specialmente eolico e solare, stimolata dalla Direttiva Energie Rinnovabili dell'Unione Europea [74] e dalle legislazioni nazionali. Per il fotovoltaico la potenza installata è cresciuta del 40% annuo fino a poco tempo fa e questo ha fatto diminuire i prezzi dei moduli con una riduzione del 22% per ogni raddoppio dalla potenza installata.

L'attuale difficile situazione economica ha fatto correggere in questi ultimi anni le stime di sviluppo del solare che era stato oggetto intorno al 2010 a una espansione esponenziale favorita dalla diminuzione dei prezzi dei sistemi e dalle politiche di incentivazione pubblica. Come elementi critici nel momento attuale però si possono elencare: bassa crescita della domanda di energia, fine dei programmi di incentivazione, difficoltà di integrazione di elevati livelli di produzione variabile da rinnovabile nella rete elettrica.

Nonostante tutto le installazioni di impianti fotovoltaici hanno visto nel 2013 un ulteriore record con 38,4 GW di nuovi impianti nel mondo di cui 11 GW in Europa e con una potenza totale mondiale installata di 138 GW. La International Energy Agency (IEA) e l'Associazione Europea delle Industrie Fotovoltaiche EPIA si aspettano una ulteriore riduzione dei costi dei moduli con l'incremento dei volumi di produzione, con il miglioramento dell'efficienza della catena di supporto e con varie economie di scala, tutti elementi che potranno contribuire a sostenere lo sviluppo e la diffusione della tecnologia fotovoltaica [60].

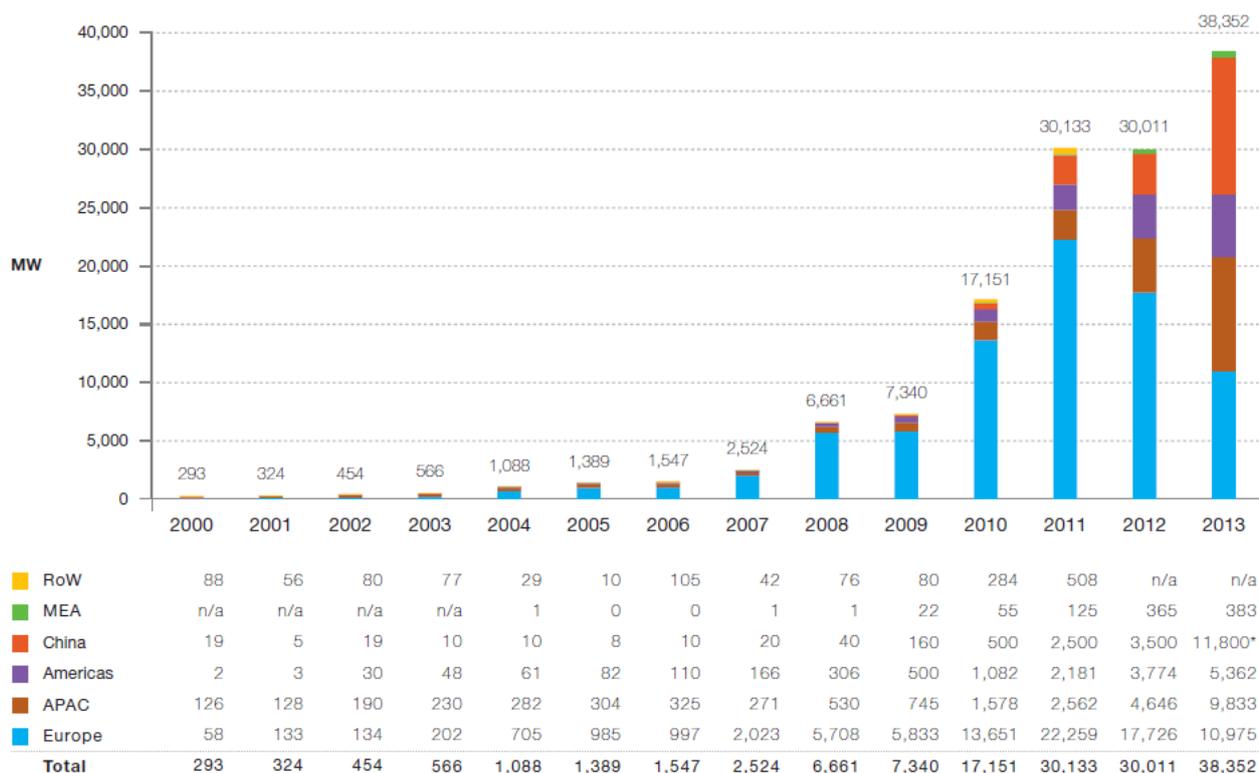


Figura 76 - Evoluzione delle installazioni di fotovoltaico nel periodo 2000-2013. RoW=Rest of World, MEA=Middle East and Africa, APAC=Pacific Area [75].

Un elemento evidenziato negli ultimissimi anni da considerare è il rapido sviluppo del mercato asiatico combinato con una diminuzione delle installazioni in Europa; la Cina è diventata nel 2013 il mercato di riferimento, come lo erano state Germania e Italia negli anni precedenti. Questa situazione, in assenza di interventi di politica energetica e incentivazioni pubbliche, è destinata a perdurare nei prossimi anni.

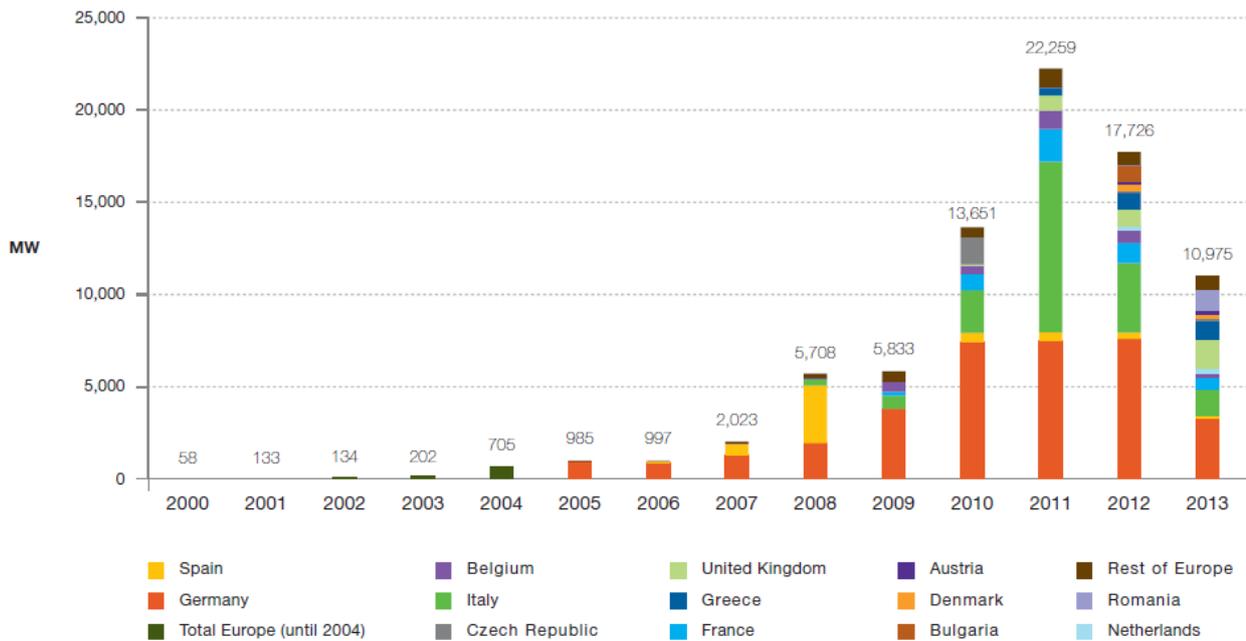


Figura 77 - Evoluzione delle installazioni di fotovoltaico nel periodo 2000-2013 in Europa [75].

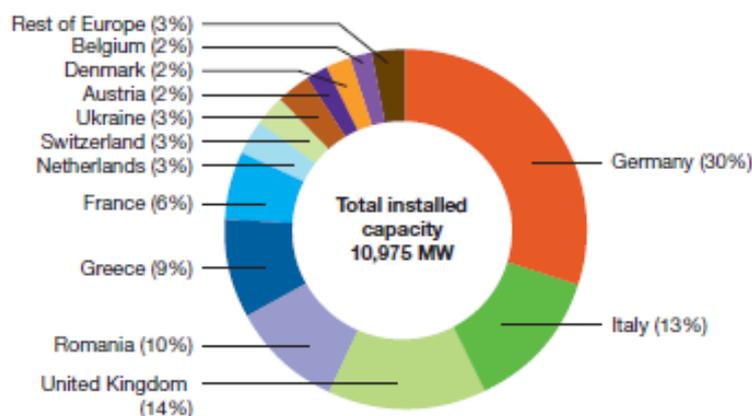


Figura 78 - Mercato del fotovoltaico in Europa nel 2013 [75].

A livello Europeo dopo il boom del 2011 e 2012 con Italia e Germania leader di mercato, si sta assistendo a una diminuzione dei volumi complessivi annualmente installati e a una “attivazione” di altri mercati (Grecia, Romania, Svizzera, Francia, Olanda), ma vi sono notevoli differenze tra un anno e l’altro. La Germania rimane la nazione leader con il 30% del mercato Europeo (Figura 78) e l’Italia continua a giocare un ruolo importante con 1,4 GW installati nel 2013 nonostante la transizione del mercato verso l’assenza o un peso molto limitato di incentivi pubblici.

Nei sistemi BIPV l'incorporazione del sistema fotovoltaico negli elementi di involucro quali coperture, finestre, sporti, facciate dovrebbe contribuire positivamente alla diminuzione dei costi con la sostituzione dei sistemi di involucro tradizionali con i materiali fotovoltaici con la sola aggiunta dei costi marginali. Rispetto all'utilizzo di materiali da costruzione come il vetro e l'acciaio o altri tradizionali, infatti l'installazione di sistemi BIPV aggiunge solo un extra costo marginale del 2-5% per edifici di tipo commerciale e questo nonostante le tecnologie BIPV siano ancora abbastanza costose in conseguenza del fatto che in molti casi sono ancora in fase di sviluppo e prodotte in scala limitata e spesso su misura [53]. Raugi e Frankl (2009) hanno analizzato specificamente lo sviluppo e i costi dei sistemi BIPV in Europa e lo hanno proiettato fino al 2050 secondo tre diversi scenari (pessimistico, realistico e ottimistico) [76]. In Figura 79 si può vedere come ci si attenda, con lo scenario ottimistico ossia con uno sviluppo consistente della tecnologia con miglioramenti notevoli nelle prestazioni, una notevole diminuzione del costo a metro quadrato nei prossimi dieci anni per poi avere un andamento più stabile dei prezzi. Nel caso pessimistico di uno scarso sviluppo della tecnologia BIPV una più debole diminuzione dei prezzi e un andamento complessivamente più piatto.

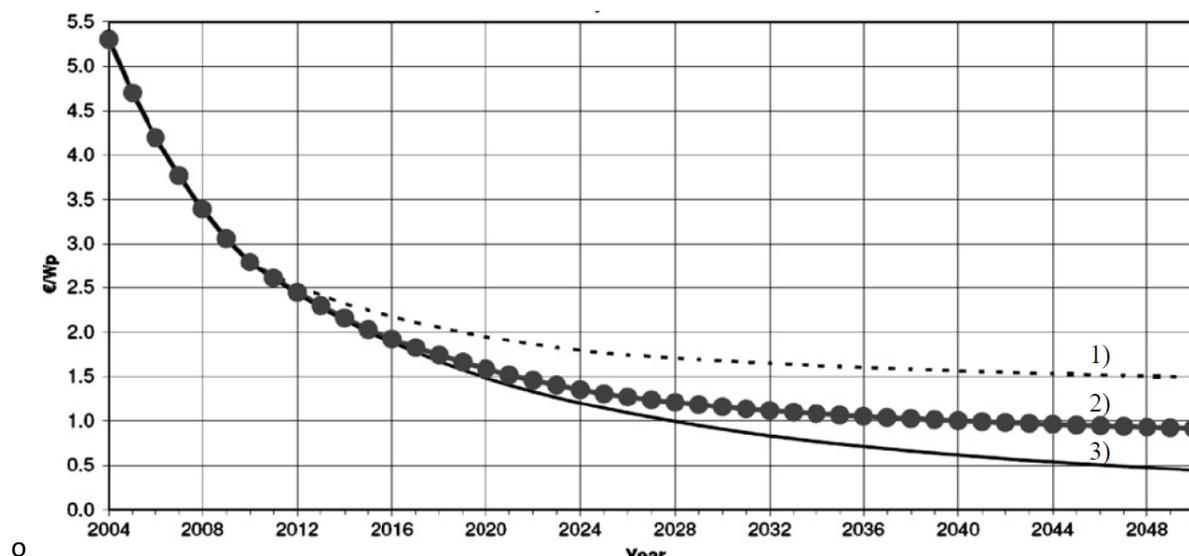


Figura 79 - Proiezione fino al 2050 dell'andamento dei costi dei sistemi BIPV in Europa secondo tre scenari possibili: 1) pessimistico 2)realistico, 3)ottimistico [76].

La valutazione economica degli investimenti in campo energetico implica in generale una verifica dei benefici ottenuti da un sistema di generazione e il loro confronto con i costi dello stesso. L'analisi può essere effettuata con diversi strumenti come il tempo di ritorno, PBT, (Payback Time), il rapporto risparmi su investimenti, SIR, il valore attualizzato netto, NPV, il life cycle cost, LCC, il tasso interno di rendimento corretto, AIRR. Per i sistemi BIPV i metodi più indicati sono l'NPV e LCC [77].

Nella valutazione di un impianto BIPV il primo beneficio è il valore dell'energia prodotta; non è facile dare una valutazione quantitativa di altri benefici come quelli legati alla qualità dell'energia, alla sicurezza di fornitura, alla limitazione delle emissioni. Per quanto riguarda i costi, si hanno quelli di impianto, di manutenzione e quelli di eventuali sostituzioni di parti dell'impianto. Si devono poi considerare i valori del tasso di interesse, dell'inflazione, del costo di acquisto dell'energia.

Giocano un ruolo importante eventuali tasse e incentivi. In Italia dall'agosto 2012 è in vigore un nuovo Sistema di incentivazione del fotovoltaico. Si tratta di una tariffa incentivante per l'energia immessa in rete (Feed in Tarif, FiT) con l'introduzione di un premio per l'autoconsumo. E' prevista una tariffa più elevata per impianti di piccole dimensioni e per sistemi BIPV.

Un incremento del 10% della tariffa è poi previsto per l'utilizzo di materiali almeno per il 60% prodotti in Europa. Si ha poi IVA agevolata al 10% per tutte le installazioni fotovoltaiche.

Tabella 29 - Tariffa incentivata euro/kWh prodotto prevista in Italia.

Plant size (kWp)	Integrated systems		Non-integrated systems	
	FiT	Premium tariff	FiT	Premium tariff
1-3	0.208	0.126	0.201	0.119
3-20	0.196	0.114	0.189	0.107
20-200	0.175	0.093	0.168	0.086
200-1000	0.142	0.060	0.135	0.053
1000-5000	0.126	0.044	0.120	0.038
>5000	0.119	0.037	0.113	0.031

Il punto di vista che è possibile poi scegliere nella determinazione degli obiettivi può essere quello del proprietario che utilizza l'edificio, quello del proprietario investitore, quello del proprietario immobiliare [77]. Un proprietario-utilizzatore si aspetta di abitare l'edificio per un lungo periodo. Suo obiettivo è quello di minimizzare i costi di gestione. Una spesa iniziale alta può essere per lui accettabile se è in grado di diminuire appunto i costi di funzionamento. Egli ha un interesse diretto nel migliorare il comfort, l'affidabilità del sistema e ha un beneficio diretto dai risparmi energetici e economici legati al funzionamento del sistema fotovoltaico. Di conseguenza questo tipo di proprietario è potenzialmente interessato a installare in un edificio nuovo e utilizzare in un retrofit impianti di tipo BIPV. Un proprietario-investitore compra e sviluppa un edificio per affittarlo a terzi. Per massimizzare i ricavi questo tipo di proprietario è interessato a diminuire i costi di manutenzione e gestione a meno che sia in capo all'inquilino la responsabilità di questi costi; non sarà in generale molto interessato a investimenti in sistemi fotovoltaici. Il proprietario immobiliare ha come obiettivo quello di vendere l'edificio dopo la costruzione. Non ha quindi interesse a investire in sistemi BIPV se non quando questi possano incrementare il valore di mercato dell'immobile. I costi di manutenzione e gestione non sono un elemento importante per questo tipo di proprietario.

Bortolini e altri nel 2013 [78] hanno analizzato la fattibilità economica di impianti fotovoltaici in Turchia e in alcuni paesi della Unione Europea: Francia, Germania, Grecia, Italia, Spagna, Olanda, Inghilterra. L'analisi ha utilizzato come indici di valutazione il valore attuale netto, NPV, e il tempo di ritorno dell'investimento, PBT. Si vede come i sistemi di incentivazione nazionali giochino ancora un ruolo chiave. Le situazioni più favorevoli per la realizzazione di un impianto fotovoltaico economicamente sostenibile si verificano in Germania, Italia e Spagna. L'entità dell'investimento iniziale ha una grande influenza sulla profittabilità in tutti gli scenari considerati. In Figura 80 è riportato un diagramma di flusso del metodo di analisi proposto.

Tabella 30 - Prezzi dell'energia elettrica comprata e venduta tasse, IVA e inflazione in vari paesi europei [78].

Country	Electricity prices (€/kWh)			Tax levels		
	Energy sold to the market	Energy bought from the grid (industry)	Energy bought from the grid (residential)	Corporate tax (%)	Value added tax (VAT) (%)	Annual inflation rate (%)
France	0.0449	0.1340	0.2781	33.33	19.60	2.30
Germany	0.0623	0.1188	0.1403	29.51	19.00	2.50
Greece	0.0774	0.1565	0.2164	25.00	23.00	3.10
Italy	0.0483	0.1261	0.2154	31.40	21.00	2.90
Spain	0.0535	0.0763	0.1478	30.00	18.00	3.10
The Netherlands	0.0448	0.1149	0.1676	25.00	19.00	2.50
Turkey	0.0472	0.1181	0.2202	20.00	18.00	6.50
United Kingdom	0.0740	0.0790	0.1220	24.00	20.00	2.40

I risultati della verifica di un impianto integrato in copertura di un edificio residenziale sono riportati in Figura 81. Come si può vedere le tariffe incentivanti influenzano molto le differenze tra la convenienza, $NPV > 0$, e la non convenienza, $NPV < 0$, di un investimento. In genere negli scenari senza incentivi vi è una correlazione positiva tra il valore di NPV e la dimensione dell'impianto. Con la presenza di incentivi invece non si riscontra un andamento di questo tipo a causa della progressiva diminuzione degli incentivi con le dimensioni dell'impianto. Interessante come per la Turchia le basse tariffe incentivanti e l'elevato livello di inflazione porti a una sostanziale uniformità dei risultati tra gli scenari incentivati e quelli non incentivati. L'Olanda presenta un NPV negativo come conseguenza del taglio recente di tutti gli incentivi al fotovoltaico. La struttura dei costi nella realizzazione di un impianto fotovoltaico è tale per cui il grosso investimento e i

flussi di cassa in uscita si concentrano nei primi anni di vita dell'impianto (75-80% tipicamente) mentre i ritorni sono sostanzialmente uniformi e distribuiti nel tempo. Gli incentivi pubblici possono contribuire a attenuare questo sfasamento. In questo modo si possono avere dei tempi di ritorno più brevi e un miglioramento della fattibilità economica dell'impianto.

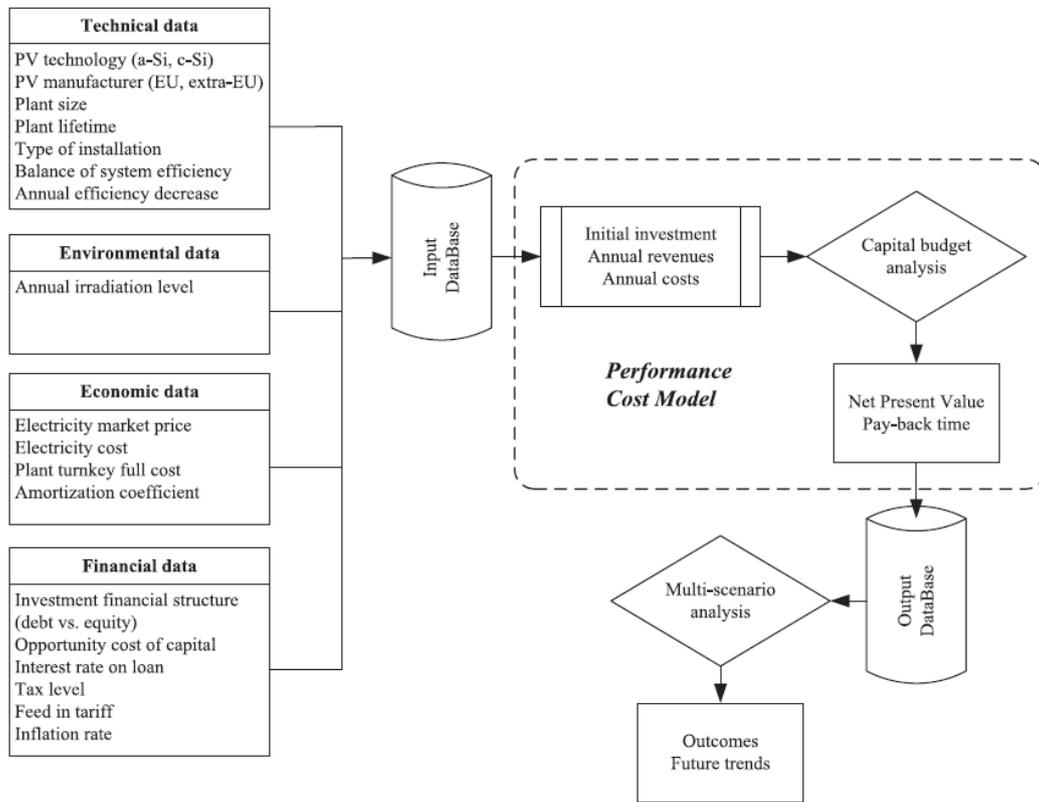


Figura 80 - Diagramma di flusso del metodo per la valutazione economica di sistemi fotovoltaico proposto nel lavoro di Bortolini e altri [78].

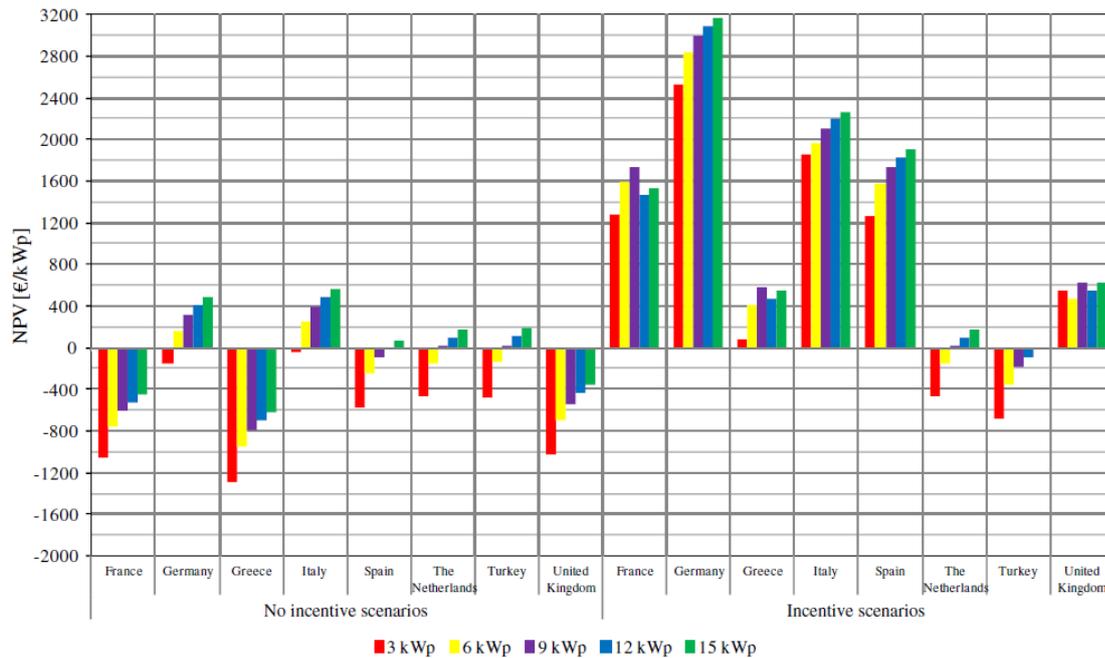


Figura 81 - NPV relativo all'installazione di impianti fotovoltaici residenziali in silicio cristallino in diversi paesi e di diverse dimensioni; scenari che non prevedono incentivi a sinistra, che li prevedono a destra [78].

Nel lavoro di Sozer e Elnimeri [79] vengono considerate le barriere esistenti per una ampia diffusione del fotovoltaico nelle realizzazioni architettoniche. I principali elementi critici individuati sono i seguenti:

- mancanza di connessione con il tradizionale processo edilizio
- mancanza di un linguaggio comune con il progettista
- non conoscenza delle performance da parte del progettista
- difficoltà nella valutazione economica da parte dell'architetto
- comunicabilità dei risultati della valutazione al cliente

Viene proposto il life cycle cost assessment LCCA come strumento valutazione economica e comunicazione durante la fase di progettazione. Esso permette di mettere in evidenza i costi presenti e futuri e mette progettista e proprietario nella condizione di poter confrontare diverse soluzioni tecnologiche. Ottenuto infatti il costo attualizzato di una soluzione (ad esempio un sistema BIPV di facciata) è possibile confrontarlo con quello di altre soluzioni verificando se è efficace da un punto di vista economico. Se l'analisi LCC di una soluzione produce un costo più basso, il progetto risponde alle esigenze degli investitori e ai vincoli di budget, questa può essere considerata la soluzione preferibile. Gli elementi alla base di una analisi LCC sono riportati in Figura 82.

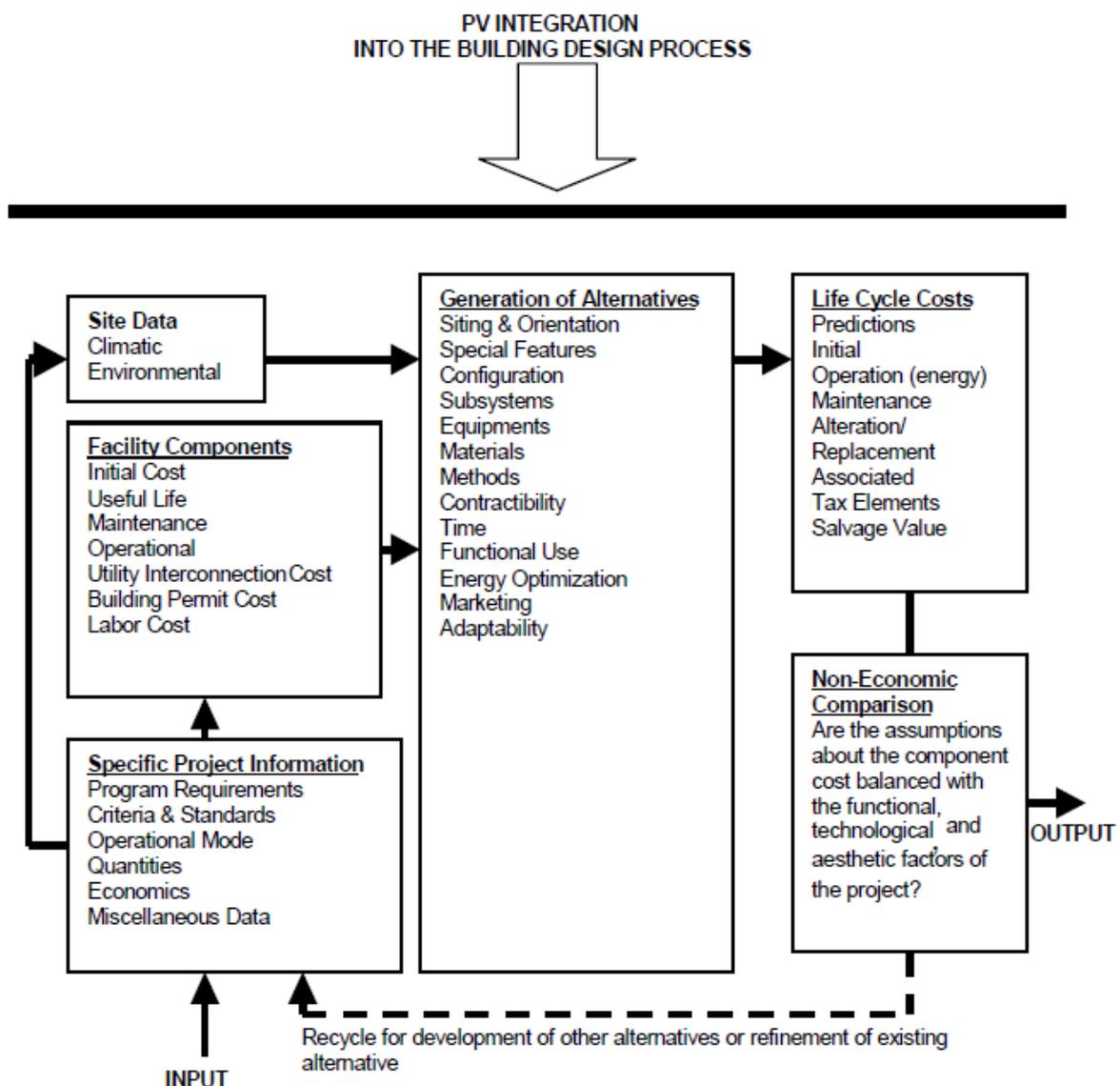


Figura 82 - Schema logico di una valutazione LCC [80].

Ziuku e Meyer nel 2013 [81] hanno analizzato da un punto di vista economico l'installazione di un sistema BIPV di potenza 3,8 kWp in Sud Africa. Nell'analisi sono stati utilizzati il tempo di ritorno, PBT, (Payback Time), il rapporto benefici-costi, B/C, il valore attualizzato netto, NPV, il life cycle cost, LCC, il tasso interno di rendimento corretto, AIRR. Si è individuato un PBT di 8 anni e un AIRR del 9,3%. L'analisi di sensitività ha evidenziato come una diminuzione del 50% del costo dei moduli porta a una riduzione del costo nel ciclo di vita del 29% e una riduzione del 50% del payback period. I valori del NPV e del B/C sono risultati positivi indicando come l'investimento garantisca redditività.

Interessanti considerazioni emergono dal lavoro di Sharples e Radhi [82] sulla convenienza economica dei sistemi BIPV nei paesi del Consiglio di Cooperazione del Golfo (GCC). I paesi arabi si trovano in serie condizioni dal punto di vista delle emissioni di CO₂ e tra le strategie imposte dai vari governi emergono indicazioni sull'utilizzo dell'isolamento termico degli edifici e sulla riduzione delle emissioni. In questo lavoro è stata valutata la fattibilità economica di un impianto BIPV in copertura ed in facciata inclinato con angolo pari a quello della latitudine. Una prima valutazione riguarda la notevole differenza di rendimento tra le condizioni di test e quelle in opera, soprattutto in funzione delle reali condizioni climatiche.

In alcuni casi l'efficienza passa dal valore stimato del 15.2% al valore reale di 8.5%. Inoltre, dall'analisi di fattibilità economica emerge chiaramente che anche utilizzando una disposizione dei pannelli ottimale, i tempi di ritorno sono estremamente lunghi, da 42 a 45 anni. Questo è principalmente dovuto ai bassi prezzi dell'elettricità nei Paesi Arabi che non consentono al fotovoltaico di essere considerato una valida alternativa ad altre fonti energetiche.

L'unico modo in cui l'impianto BIPV potrebbe diventare appetibile è se il suo costo crollasse di almeno il 70% oppure se il costo dell'energia elettrica aumentasse sensibilmente. Tuttavia quella considerata è un'unica prospettiva, quella economica dal punto di vista del consumatore, ma appare chiaro come una prospettiva più ampia che includa costi e benefici non solo economici per l'intera società e l'ambiente possa portare a rivalutare in maniera consistente l'ipotesi di installazione fotovoltaica integrata.

Gli studi proposti da Cucchiella, D'Adamo et al [71] analizzano la potenza ottimale di un impianto in funzione delle richieste di potenza elettrica dell'utenza attraverso un modello in cui viene anche valutata la competitività dell'investimento nel caso di edifici residenziali. Il parametro di competitività riguarda la possibilità di confrontare il costo di un investimento economico di un impianto fotovoltaico che produrrà energia per almeno 20 anni con il costo di un contratto di fornitura di energia elettrica di pari durata in assenza di alcun incentivo. Entro il 2020 l'investimento potrebbe diventare competitivo in almeno il 76% dei paesi UE.

L'impianto analizzato ha un potenza di 11,52 kW_p e deve soddisfare una richiesta di almeno 4500 kWh/anno circa per ogni famiglia di 3-4 persone e di circa 3000 kWh/anno per ogni famiglia di 1-2 persone. La richiesta totale in un condominio medio abitato da famiglie di questa tipologia arriva a circa 16000 kWh/anno. Tenendo conto della perdita di efficienza annuale del sistema e dell'incremento di richiesta energetica (stimato pari all'1%), l'impianto iniziale è stato maggiorato fino alla potenza di 15.3 kW_p. Successivamente gli autori hanno indagato lo smaltimento dell'impianto fotovoltaico e considerando che il modulo può sostituire un elemento di involucro può non essere considerato come un elemento aggiuntivo di smaltimento. In generale poi un pannello e un impianto fotovoltaico evitano emissioni di CO₂ causate da produzione di energia elettrica da fonte non rinnovabile con un rapporto pari a 0.53 kg/kWh di energia elettrica prodotta dall'impianto. Va tuttavia considerata l'emissione di CO₂ in fase di produzione di un modulo fotovoltaico che spalmata sull'ipotetica vita media di 20 anni dell'impianto porta a una produzione di CO₂ pari a 0.063 kg/kWh. Al termine di tutti questi ragionamenti è stata valutata la convenienza economica dell'impianto attraverso il software PVsyst. Sono stati valutati i costi iniziali (IVA inclusa), i costi di manutenzione, i costi di gestione e i costi di assicurazione e 3 scenari di investimento: auto finanziamento, finanziamento esterno completo e finanziamento per metà esterno e per metà autonomo. I 3 casi sono stati comparati con tre indici: Internal Rate of Return (IRR o TIR), Net Present Value (NPV o VAN) e Payback Period (PbP). I valori emersi dalle simulazioni dei 3 casi sono:

- autofinanziamento: IRR 8%, NPV 50618,00 €, PbP 13 anni e 9 mesi
- finanziamento esterno: IRR 16%, NPV 37732,00 €, PbP 13 anni e 9 mesi
- finanziamento misto: IRR 10%, NPV 41315,00 €, PbP 14 anni e 1 mese

L'autofinanziamento è la soluzione più desiderata, ma la più difficile da perseguire a causa dell'elevato costo dell'investimento iniziale.

Legata a questi temi è la valutazione sulla reale convenienza economica degli edifici definiti Near Zero Energy Buildings (NZEB) abbinati a generazione elettrica fotovoltaica e in particolare a sistemi BIPV. Su questo tema si sono concentrati Adhikari, Aste et al. [83], partendo dal fondamentale presupposto che un edificio NZEB prima di considerare il tipo di approvvigionamento energetico, seppur rinnovabile, deve concentrarsi sulla massima riduzione del fabbisogno di energia. Sicuramente però, il fotovoltaico ha molti vantaggi rispetto ad altre fonti rinnovabili, ad esempio può essere installato praticamente ovunque e pur essendo in funzione del clima in cui viene installato, presenta meno incognite rispetto ad esempio a fonti rinnovabili basate su vento o biomassa. Il fabbisogno stimato per un NZEB è di circa $40 \text{ kWh}_{el}/\text{m}^2$ anno includendo tutti gli usi finali (riscaldamento, raffrescamento, illuminazione, acqua calda sanitaria, apparecchiature). Riducendo molto la richiesta, come espresso nelle premesse iniziali, si può coprire il fabbisogno di energia installando superfici di fotovoltaico relativamente contenute. Il caso studio evidenziato è un edificio residenziale costruito a Milano con una superficie netta di circa 7000 m^2 . L'edificio è dotato di una pompa di calore geotermica e di un impianto fotovoltaico con una potenza pari a 87 kW_p . La produzione stimata di energia elettrica dell'impianto è pari a 118 MWh_{el} . Una prima valutazione sui costi mostra come per la costruzione dell'edificio oggetto di analisi l'extra costo di costruzione sia abbastanza ridotto. Si passa infatti da un costo di costruzione secondo i normali standard ordinari di 1400 €/m^2 a un costo per edifici NZEB di 1780 €/m^2 . L'analisi economica basata sui risultati stimati di produzione di energia elettrica mostra un Payback Period di 18 anni per un edificio NZEB e di 14 anni per un edificio NZEB con l'ausilio di tariffe incentivanti.

Riferimenti Bibliografici

- [1] F. Chen, S. K. Wittkopf, P. Khai Ng e H. Du, «Solar heat gain coefficient measurement of semi-transparent photovoltaic modules with indoor calorimetric hot box and solar simulator,» *Energy and Buildings*, vol. 53, pp. 74-84, 2012.
- [2] IEC 60904-9, *Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements*, 2007.
- [3] L. Olivieri, F. Frontini, C. Polo-Lopez, D. Pahud e E. Caamano-Martin, «G-value indoor characterization of semi-transparent photovoltaic elements for building integration: New equipment and methodology,» *Energy and Buildings*, vol. 101, p. 84–94, 2015.
- [4] L. Olivieri, E. Caamano-Martin, F. Olivieri e J. Neila, «Integral energy performance characterization of semi-transparent photovoltaic elements for building integration under real operation conditions,» *Energy and Buildings*, vol. 68, n. 1, p. 280–29, 2014.
- [5] S. Misara, N. Henze e A. Sidelev, «Thermal Characteristics of BIPV (U-Value and g-value),» in *30th ISES Biennial Solar World Congress, 28 August - 2 September*, Kassel, Germany, 2011.
- [6] N. Henze, T. Glotzbach, S. Misara, M. Roos e B. Schultz, «Characterisation of photovoltaic modules for building integration,» in *ISES Solar World Congress*, 2011.
- [7] S. Corgnati, M. Perino e V. Serra, «Experimental assessment of the performance of an active transparent façade during actual operating conditions,» *Solar Energy*, vol. 81, n. 8, pp. 993-1013, 2007.
- [8] S. Yoo e E. Lee, «Efficiency characteristic of building integrated photovoltaics as a shading device,» *Building and Environment*, vol. 37, n. 6, pp. 615-623, 2002.
- [9] G. Ban-Weiss, C. Wray, W. Delp, P. Ly, H. Akbari e R. Levinson, «Electricity production and cooling energy savings from installation of a building-integrated photovoltaic roof on an office building,» *Energy and Buildings*, vol. 56, pp. 210-22, 2013.
- [10] Y. Wang, W. Tian, R. J. e W. Q. Zhu L., «Influence of a building's integrated-photovoltaics on heating and cooling loads,» *Applied Energy*, vol. 83, n. 9, pp. 989-1003, 2006.
- [11] Y. Chen, A. Athienitis e G. K., «Modeling, design and thermal performance of a BIPV/T system thermally coupled with a ventilated concrete slab in a low energy solar house: Part 1, BIPV/T system and house energy concept,» *Solar Energy*, vol. 84, n. 11, pp. 1892-1907, 2010.
- [12] T. Miyazaki, A. Akisawa e T. Kashiwagi, «Energy savings of office buildings by the use of semi-transparent solar cells for windows,» *Renewable Energy*, vol. 30, n. 3, pp. 281-304, 2005.
- [13] B. L. Collins, *Windows and people: a literature survey. psychological reaction to environments with and without windows*, Washington, DC: NUS Department of Commerce, National Bureau of Standards, Institute for Applied Technology, 1975.
- [14] M. Aries, J. Veitch e G. Newsham, «Windows, view, and office characteristics predict physical and psychological discomfort,» *J. Environ. Psychol.*, vol. 30, n. 4, pp. 533-41, 2010.
- [15] N. Tuaycharoen e P. Tregenza, «View and discomfort glare from window,» *Lighting Research and Technology*, vol. 39, n. 2, pp. 185-200, 2007.
- [16] N. Tuaycharoen e P. Tregenza, «Discomfort glare from interesting images,» *Lighting Research and Technology*, vol. 37, n. 4, pp. 329-341, 2005.
- [17] A. Galasiu e J. Veitch, «Occupant preferences and satisfaction with the luminous environment and control systems in daylit offices: a literature review,» *Energy Build*, vol. 38, n. 7, pp. 728-42, 2006.
- [18] R. S. Ulrich, «View through a window may influence recovery from surgery,» *Science*, vol. 224, n. 46 47, pp. 420-421, 1984.
- [19] J. Shin e G. K. T. Yun, «View types and luminance effects on discomfort glare assessment from windows,» *Energy Build*, vol. 46, pp. 139-145., 2012.
- [20] D. Van Dijk, «“View Through Index”, Daylighting Products with Redirecting Visual Properties – The

project Revis,» TNO Building and Construction Research, Oct. 16, 2000..

- [21] F. Geotti-Bianchini, G. Zangiacomì, P. Iacomussi, G. Rossi e M. Zinzi, «Photometric And Imaging Characterisation For Evaluating The Visual Performances Of Translucent Glass Panes,» in *Glass Processing Days*, Tampere (Finland), 2005.
- [22] I. Konstantzos, Y.-C. Chan, J. C. Seibold, A. Tzempelikosa, R. W. Proctor e J. B. Protzman, «View clarity index: A new metric to evaluate clarity of view through window shades,» *Building and Environment*, vol. 90, pp. 206-214, 2015.
- [23] H. Hellinga e T. Hordijk, «The D&V analysis method: a method for the analysis of daylight access and view quality,» *Build Environ*, vol. 79, pp. 101-114., 2014.
- [24] «Union Glass,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.unionglass.it/>.
- [25] UNI EN 674, *Vetro per edilizia - Determinazione della trasmittanza termica (valore U) - Metodo della piastra calda con anello di guardia*, 2011.
- [26] UNI EN 410, *Vetro per edilizia - Determinazione delle caratteristiche luminose e solari delle vetrate*, 2011.
- [27] UNI EN 673, *Vetro per edilizia - Determinazione della trasmittanza termica (valore U) - Metodo di calcolo*, 2005 .
- [28] EN 13363-2, *Thermal performance of buildings and building components*, 2005.
- [29] ISO 15099, *Thermal performance of windows, doors and shading devices - Detailed calculations*, 2003.
- [30] E. Babetto, *Il Ruolo del fotovoltaico integrato verso gli edifici a energia zero*, Venezia: Università Iuav di Venezia - Dipartimento di culture del progetto, 2013-2014.
- [31] UNI TS 11300-1, *Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva ed invernale*, 2008.
- [32] UNI TS 11300-2, *Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria*, 2008.
- [33] UNI TS 11300-3, *Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione estiva*, 2008.
- [34] UNI TS 11300-4, *Utilizzo di energie rinnovabili e di altri metodi di generazione per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria*, 2012.
- [35] IEA EBC Annex 56, «Cost effective energy and carbon emissions optimization in building renovation – Methodology and generic calculations,» “, pp. 53-155.
- [36] UNI 10349, *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici*, 1994.
- [37] Velux, «Daylight Visualizer,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://lucenergia.velux.it/software-velux/daylight-visualizer>.
- [38] Circolare del ministero dei lavori pubblici 22 maggio 1967 N.3151, *Criteri di valutazione delle grandezze atte a rappresentare le proprietà termiche, igrometriche, di ventilazione e di illuminazione nelle costruzioni edilizie.*
- [39] Canada Natural Resources, «Retscreen,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.etscreen.net/>.
- [40] B. Jelle e C. Breivik, «State-of-the-art Building Integrated Photovoltaics,» *Energy Procedia*, vol. 20, pp. 68-77, 2012.
- [41] F. Frontini, M. Munari Probst, A. Scognamiglio, C. Roecker, K. Farkas, M. L. e I. Zanetti, *Solar energy system in architecture*, IEA SHC Task 41 Solar energy and architecture, 2012.
- [42] «SAPA Building System,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.sapagroup.com/>.
- [43] AA.VV., «Thin Film Photovoltaics,» in *Grunlagen seminar - OTTI Training Seminare Tagungen*, Wurzburg, 2009.
- [44] B. Jelle e C. Breivik, «The Path to the Building Integrated Photovoltaics of Tomorrow,» *Energy Procedia*, vol. 20, pp. 78-87, 2012.

- [45] «National Renewable Energy Laboratory NREL,» [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/ncpv/>.
- [46] M. Munari Probst, C. Roecker e A. Schueler, «Architectural integration of solar thermal collectors: results of an European survey,» in *Proceedings ISES*, Orlando, Florida, 2005.
- [47] «Solbian Flexible Fotovoltaic Panels,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.solbian.eu/>.
- [48] «Derbigum Energy Solution,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.derbigumenergies.us/>.
- [49] «SRS Energy,» [Online]. Available: <http://www.srsenergy.com>.
- [50] «Industrie Cotto Possagno,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.cottopossagno.com>.
- [51] «GMA Solar Energy Efficiency Solution,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.gmasolar.ca>.
- [52] C. Peng, Y. Huang e Z. Wu, «Building-integrated photovoltaics (BIPV) in architectural design in China,» *Energy and Buildings*, vol. 43, pp. 3592-3598, 2011.
- [53] B. Jelle, C. Breivik e H. Røkenes, «Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities,» *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 100, pp. 69-96, 2012.
- [54] M. Gratzel, «The artificial leaf, molecular photovoltaics achieve efficient generation of electricity from sunlight,» *Coordination Chemistry Reviews*, vol. 111, p. 167–174, 1991.
- [55] «Schott Solar AG, ASI® Glass photovoltaic modules,» [Online]. Available: <http://www.schottsolar.com/de/>.
- [56] J. Benemann, M. C. Fitzgerald. e J. McCabe, «Building-integrated PV modules,» *Adv. Sol. Energy*, vol. 13, pp. 317-320, 1999.
- [57] B. Jelle, A. Hynd, A. Gustavsen, D. Arasteh, H. Goudey e R. Hart, «Fenestration of today and tomorrow: A state-of-the-art review and future research opportunities,» *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 96, pp. 1-28, 2012.
- [58] K. Farkas, F. Frontini, M. Lundgren, L. Maturi, M. C. Munari, C. Roecker, A. Scognamiglio e M. Wall, *Designing photovoltaic systems for architectural integration*, 2012.
- [59] K. Farkas, C. M. Munari Probst e M. Horvat, «Barriers and Needs for Building Integration of Solar Thermal and Photovoltaics 2010, Graz,» in *EuroSun, September 28 - October 1st*, Graz, 2010.
- [60] *European Commission, External Costs, Directorate-General for Research, Office for Official Publications of the EC: Luxembourg, EUR 20198,, 2003.*
- [61] O. Hammond, G. Harajli, H. A. Jones e C. I. Winnett, «Whole systems appraisal of a UK Building Integrated Photovoltaic System (BIPV): Energy, environmental, and economic evaluations,» *Energy Policy*, vol. 40, pp. 219-223, 2012.
- [62] J. Peng, L. Lu e H. Yang, «Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, p. 255–274, 2013.
- [63] V. M. Fthenakis e H. C. Kim, «Photovoltaics: Life-cycle analyses,» *Solar Energy*, vol. 85, pp. 1609-1628, 2011.
- [64] J. Sathaye e al., «Renewable Energy in the Context of Sustainable Development,» *In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
- [65] P. Frankl, A. Masini, M. Gamberale e D. Toccaceli, «Simplified Life-cycle Analysis of PV Systems in Buildings: Present Situation and Future Trends, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 6,» pp. 137-146, 1998.
- [66] R. Battisti e A. Corrado, «Evaluation of technical improvements of photovoltaic systems through life cycle assessment methodology,» *Energy*, vol. 30, p. 952–967, 2005.
- [67] R. Dones, C. Bauer, R. Bollinger, B. Burger e T. Heck, «Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries,» *Ecoinvent Centre*, 2007.
- [68] E. Alsema, M. deWild-Scholten e V. Fthenakis, «Environmental Impacts of PV Electricity Generation. A

Critical Comparison of Energy Supply Options,,» *Copernicus Institute, Energy Research Centre of the Netherlands ECN, National Photovoltaic EH&S Researc.*

- [69] German Energy Society (DGS), *Planning and Installing Photovoltaic Systems — A guide for Installers, Architects and Engineers*, Earthscan, 2008.
- [70] X. Zhang, X. Zhao, S. Smith, J. Xu e X. Yu, «Review of R&D progress and practical application of the solar photovoltaic/thermal (PV/T) technologies.,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 599–617, 2012.
- [71] F. Cucchiella, I. D’adamo, M. Gastaldi e S. C. L. Koh, «Renewable energy options for buildings: Performance evaluations of integrated photovoltaic systems,» *Energy and Buildings*, vol. 55, pp. 208–217, 2012.
- [72] L. Lu e H. X. Yang, «Environmental payback time analysis of a roof-mounted building integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong,» *Applied Energy*, vol. 87, n. 12, p. 3625–3631, 2010.
- [73] R. Laleman, J. Albrecht e J. Dewulf, «Life Cycle Analysis to estimate the environmental impact of residential photovoltaic systems in regions with a low solar irradiation,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, p. 267–281, 2011.
- [74] *Direttiva 2009/28/CE 23 aprile 2009, Sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.*, 2009.
- [75] European Photovoltaic Industry Association (EPIA), *Global market outlook for photovoltaic 2014-2018*, 2014.
- [76] M. Raugé e P. Frankl, «Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks,» *Energy*, vol. 34, p. 392–399, 2009.
- [77] P. Eiffert, «Guidelines for the economic evaluation of building integrated photovoltaic power systems,» *NREL/TP-550-31977*, 2003.
- [78] M. Bortolini, M. Gamberi, A. Graziani, A. Mora e C. Regattieri, «Multi-parameter analysis for the technical and economic assessment of a photovoltaic systems in the main European Union countries,» *Energy Conversion and Management*, vol. 74, p. 117–128, 2013.
- [79] H. Sozer e M. Elnimeiri, «Critical factors in reducing the cost of building integrated photovoltaic (BIPV) systems,» *Architectural Science Review*, vol. 50, pp. 115-121, 2007.
- [80] A. Dell’Isola e S. Kirk, *Life Cycle Costing for Design Professionals*, New York: McGraw-Hill, 1995.
- [81] S. Ziuku e E. Meyer, «Economic viability of a residential building integrated photovoltaic generator in South Africa,» *International Journal of Energy and Environment*, vol. 3, pp. 905-914, 2012.
- [82] S. Sharples e H. Radhi, «Assessing the technical and economic performance of building integrated photovoltaics and their value to the GCC society,» *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 150-159, 2013.
- [83] R. S. Adhikari, N. Aste, C. D. Pero e M. Manfren, «Net Zero Energy Buildings: Expense or Investment?,» *Energy Procedia*, vol. 14, p. 2012, 1331-1336.
- [84] K. Agroui, « Indoor and Outdoor Characterizations of Photovoltaic Module Based on Multicrystalline Solar Cells,» *Energy Procedia*, vol. 18, pp. 857-866, 2012.
- [85] U. Mazzali, P. Ruggeri, M. Zinzi, F. Peron, P. Romagnoni e A. Daneo, «Set-up and calibration by experimental data of a numerical model,» in *6th International Building Physics Conference, IBPC 2015*, Torino, 2015.
- [86] «Canadian Solar,» 2015. [Online]. Available: <http://www.canadiansolar.com/>.
- [87] Masterclima, Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.masterclima.info/>.