

POLITECNICO DI MILANO – SCUOLA DI ARCHITETTURA E SOCIETÀ
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN PROGETTAZIONE ARCHITETTONICA
A.A. 2012-2013



TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**IRRAGGIAMENTO SOLARE SUPERFICIALE:
MESSA A PUNTO DI UN METODO DI CALCOLO E VALIDAZIONE**

TESI DI LAUREA DI: **Lorenzo Belli**

MATRICOLA: **762476**

RELATORE: **Prof. Niccolò Aste**

CORRELATORE: **Prof. Claudio Del Pero**

PREMESSA

L'associazione di un avvenimento storico alla data nel quale si è compiuto è uno fra i più semplici ed immediati meccanismi mentali che le persone sono abituate a fare fin dai primi momenti dell'apprendimento giovanile.

Con il trascorrere del tempo i diversi eventi vengono giudicati con maggiore imparzialità, attribuendo ad ognuno di essi un "peso" differente a seconda dell'impatto che hanno avuto sulla Storia. Il 1987 è da considerarsi, da questo punto di vista, fra gli anni di maggior "peso storico", identificandosi come uno dei crocevia dell'evoluzione umana. Negli anni a venire questa data sarà meritevole di essere ricordato per le conseguenze che ha provocato, che sta provocando e che provocherà su tutti gli aspetti delle nostre vite: è questo il momento nel quale si sono manifestate per la prima volta le preoccupazioni sul futuro della vita sul nostro pianeta.

Attraverso un'associazione figurativa lo si può immaginare come un bivio, al quale è corrisposta una profondissima svolta del pensiero umano, come mai prima era avvenuta. Lo scetticismo iniziale, quasi una sorta di rifiuto della realtà, ha lasciato spazio, prima, alla consapevolezza, poi con il trascorrere degli anni, alla certezza, che le risorse del pianeta Terra fossero limitate e destinate ad esaurirsi.

Per la prima volta, un appello globale si è levato in contrapposizione alla declinante tendenza all'uso indiscriminato di tutto ciò che è stato messo a nostra disposizione e si è arrivati alla definizione di una strategia per il futuro, lo sviluppo sostenibile, ovvero *<uno sviluppo che soddisfa i bisogni del presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri bisogni> (WCED, 1987).*

Vista l'esponenziale crescita della popolazione mondiale, oggi oltre i 6,8 miliardi di persone, che ha portato ad un anticipo dell'"overshoot day", ovvero il giorno in cui le risorse prodotte annualmente dalla terra terminano, è necessario perseguire comportamenti che limitino i consumi e ottimizzino l'utilizzo di ciò che si ha a disposizione.

Ogni attività umana ha l'obbligo di rispondere a questo appello e, per farlo, deve inevitabilmente rinnovarsi per poter stare "al passo con i tempi", portando il suo contributo al progresso. In questo senso, e a maggior ragione poiché la sua quota di responsabilità incide per circa un terzo sul consumo di materie prime, di energia e sulla produzione di emissioni inquinanti, la professione dell'Architetto deve evolversi rispetto al recente passato, approfondendo sempre maggiormente tematiche ed aspetti che si discostano di molto dalla tradizione-recente del progettare, accogliendo le diverse istanze tecnico-scientifiche che riguardano la totalità dell'ambito del Costruire.

In una delle poche discipline in cui è richiesta una conoscenza diffusa, che spazia dall'estetica al calcolo strutturale, è necessario possedere la capacità di padroneggiare una molteplicità di argomenti diversi, in modo da farli convergere in una comune direzione. In una visione di questo tipo la specializzazione, su diversi aspetti legati al processo costruttivo, assume sempre una maggior rilevanza per migliorare significativamente la qualità del proprio contributo progettuale.

L'obiettivo finale è quello di evolversi, come professionisti, portando una dote di eccellenza rispetto a specifici ambiti d'interesse, in modo da sviluppare una progettazione integrata del manufatto architettonico che ottimizzi l'utilizzo delle diverse risorse nella sua costruzione e limiti i consumi energetici ed i fattori inquinanti durante il suo ciclo di vita.

Le direttive europee, recepite dal nostro organismo legislativo nazionale, stabiliscono le regole che si dovranno adottare nei prossimi anni. Il settore delle costruzioni si vedrà fortemente modificato; dal 2020, infatti, tutti gli edifici di nuova

realizzazione, che sorgeranno sul territorio nazionale, dovranno essere ad energia quasi zero, ovvero dovranno autoprodurre l'energia necessaria per il loro funzionamento, una condizione che fino ad oggi è stata perseguita solo a scopo sperimentale o in sporadiche realizzazioni private. Le strutture pubbliche di nuova costruzione dovranno anticipare quest'obiettivo al 2018.

L'architettura deve svilupparsi, ma per raggiungere questa condizione è necessario che chi fa architettura si sviluppi, svincolandosi da atteggiamenti progettuali non più perseguibili. Il ruolo del progettista resterà in parte invariato, per quanto riguarda l'organizzazione e la mediazione fra le differenti figure necessarie per la realizzazione di un cantiere, funzione questa indispensabile per il raggiungimento dell'obiettivo finale, acquisendo, però, sempre maggiori competenze tecniche e tecnologiche.

Il settore delle costruzioni è chiamato a ridurre i consumi energetici degli edifici, mantenendo l'attuale grado di comfort al quale si è abituati, operazione questa non semplice da ottenere, visto il livello medio della cultura progettuale.

L'integrazione delle tecnologie fotovoltaiche in architettura nei prossimi anni sarà fra gli ambiti maggiormente significativi per raggiungere tale obiettivo. I progettisti si troveranno in una nuova situazione nella quale sarà necessario ricercare una "moderna regressione" nel concepimento dell'edificio, che, come in passato, metta al centro dell'attenzione il Sole e i suoi effetti sulla costruzione.

L'orientamento, la forma, le trasparenze, non potranno essere arbitrariamente decise in nome dell'"espressione della modernità", come succede spesso nella progettazione contemporanea, poiché quel tipo di modernità è ormai superata; così come non si potranno delegare ad altri, scelte di tipo strutturale, tecnologico, impiantistico, cosa che viene fatta oggi da molti progettisti.

Il corretto rapporto fra disegno, materia e risorsa solare, dovrà essere ricercato in modo più approfondito, sintetizzando nell'atto progettuale un'estetica-tecnologica che porti ad un nuovo sviluppo finalizzato ad una forma di espressività architettonica che riduca al minimo i consumi energetici delle costruzioni ed elevi ancora maggiormente i valori di qualità e di comfort degli ambienti costruiti.

Le considerazioni fatte sono frutto degli insegnamenti e delle esperienze che hanno contribuito, e continueranno a contribuire, alla mia formazione personale e tecnica. Esse mi hanno condotto a sviluppare una tesi magistrale che si discosti dai tradizionali ambiti di competenze che vengono attribuiti, nell'immaginario collettivo, ad un architetto, portandomi ad approfondire una tematica trattata in modo marginale nel corso degli anni di studio accademico.

A mio avviso è indispensabile aggiungere anche questo tipo d'esperienze al bagaglio culturale di ogni progettista, poiché diverrà di centrale interesse negli anni a venire conoscere e padroneggiare l'argomento, per poter proporre soluzioni realizzabili che possano contribuire allo sviluppo sostenibile dell'architettura.

Cap. I. INTRODUZIONE

1. OBIETTIVI

Il progettista è chiamato ad osservare e risolvere, nella sintesi dell'atto progettuale, tutte le istanze che caratterizzano la realizzazione di ogni singolo manufatto architettonico, in modo da sviluppare una logica integrata che porti alla esecuzione di una costruzione sostenibile.

Nella realizzazione di un edificio è sempre indispensabile un iniziale momento di riflessione per valutare quali siano le strategie migliori da adottare in base alle diverse informazioni delle quali si è in possesso. In genere si eseguono riflessioni di carattere insediativo, contestuale, formale, estetico, materico, strutturale e si pone meno attenzione a ciò che riguarda la variazione della radiazione solare sulle diverse superfici della costruzione. Un'attenta valutazione anche di tale aspetto è molto importante perché in questo modo è possibile:

- compiere valutazioni energetiche che tengano conto degli apporti solari;
- massimizzare l'apporto del daylighting limitando l'illuminazione artificiale;
- progettare l'integrazione architettonica delle diverse tecnologie per lo sfruttamento della radiazione solare;
- prevedere la produttività elettrica d'impianti fotovoltaici;
- prevedere la produzione termica dei collettori solari;
- prevedere l'apporto dei sistemi passivi che sfruttano l'irraggiamento solare;
- analizzare il funzionamento dell'impiantistica installata.

Numerosi sono quindi gli aspetti legati all'azione della radiazione solare; le informazioni che ne derivano possono essere poi utilizzate, a discrezione dei diversi progettisti, per compiere scelte progettuali.

Nelle facoltà universitarie vengono trasmessi agli studenti metodi d'analisi per studiare gli aspetti legati all'inserimento del manufatto edilizio nel contesto urbano, alla successione degli spazi interni, all'articolazione dei percorsi distributivi ed al linguaggio compositivo da adottare per i prospetti; modi per indagare gli effetti della radiazione solare superficiale sono limitati e riguardano prevalentemente aspetti legati all'ombreggiamento.

A fronte di queste osservazioni, l'obiettivo posto per la tesi è quello di sviluppare una metodologia che possa essere utilizzata in fase progettuale per analizzare l'azione della radiazione solare su una superficie liberamente disposta nello spazio.

La messa a punto di una strategia metodologica di questo genere può essere utile come supporto in fase di progettazione/riqualificazione di manufatti edilizi. In questo modo sarà possibile giungere ad un grado di definizione maggiore di tutti gli aspetti legati all'irraggiamento solare superficiale, aumentando la qualità complessiva dell'azione progettuale, e indagare quantitativamente gli effetti del Sole sul bilancio energetico dell'edificio.

2. RADIAZIONE SOLARE ED ARCHITETTURA

L'intero comparto edilizio è caratterizzato da pratiche progettuali che non pongono una grande attenzione all'azione della radiazione solare sull'edificio; gli effetti che essa provoca non sono quasi mai indagati approfonditamente e solo in pochi casi si cerca di valorizzare la risorsa solare in modo da farla agire positivamente con il manufatto architettonico.

Non prendendo in considerazione gli effetti dell'irraggiamento solare superficiale, il risultato che si ottiene è qualitativamente limitato rispetto alle potenzialità che potrebbe esprimere.

Il comparto edilizio europeo è responsabile del consumo di circa il 40% delle risorse energetiche comunitarie; in considerazione di questo fatto è stata emanata una disposizione sulle "prestazioni energetiche nell'edilizia" (direttiva 2010/31/EU). Questo documento è stato recepito dai diversi Stati membri e responsabilizza i progettisti esortandoli ad una più attenta valutazione del fabbisogno energetico dell'edificio; esso, nei prossimi anni, dovrà avvicinarsi sempre maggiormente ad una condizione di *nearly Zero Energy Building* (NZEB), ovvero, una situazione nella quale dovrà essere in grado di autoprodursi quasi completamente l'energia necessaria al suo funzionamento. Questo requisito porterà ad un approccio progettuale molto differente rispetto all'attuale, che dovrà tenere maggiormente in considerazione:

- le condizioni climatiche del sito;

- le caratteristiche termiche dell'edificio (isolamento termico, inerzia termica ecc.);

- l'impianto di riscaldamento invernale;

- l'impianto di raffrescamento estivo;

- l'impianto di produzione di acqua calda sanitaria;

- l'impianto d'illuminazione;

- le tecnologie per la generazione energetica distribuita da fonte rinnovabile.

Il primo passo che è stato compiuto nella direzione di una progettazione sostenibile è quello del risparmio energetico; oramai da diversi anni i manufatti edilizi sono pensati in modo da ridurre il più possibile le dispersioni termiche dell'involucro. Questo però non è che il primo preludio ad un'evoluzione delle strategie d'intervento, relativo solamente ad uno dei diversi aspetti da considerare.

L'autoproduzione energetica degli edifici è un obiettivo molto ambizioso, che per il suo raggiungimento necessita di un approccio multidisciplinare alla materia. Le conoscenze dei progettisti devono ampliarsi in modo trasversale andando ad arricchirsi di quegli aspetti che attualmente sono poco noti; in questo senso, la radiazione solare rappresenta un importante ambito di approfondimento in grado di portare un notevole contributo nella realizzazione di *nearly Zero Energy Building* (NZEB).

In modo diretto o indiretto, il bilancio energetico di un manufatto architettonico è influenzato dal contributo della radiazione solare; a seconda delle condizioni geografiche del sito, l'orientamento delle superfici trasparenti e la loro forma può essere studiato o per contributo al riscaldamento invernale, o per evitare il surriscaldamento estivo, o per fornire la maggior quantità possibile di luce naturale, o per regolare la quantità di luce negli ambienti interni.

In funzione dei risultati che s'intende ottenere è possibile adottare alcune tecnologie che sfruttano la radiazione solare in modo passivo (serre solari, muro di trombe, facciate ventilate ecc.); in questo modo si contribuisce all'abbattimento dei consumi energetici legati alla climatizzazione dell'edifici.

In molte strutture l'acqua calda sanitaria può essere prodotta tramite collettori solari, sfruttando direttamente l'energia termica della radiazione solare. Questi sistemi sono, inoltre, utilizzabili come integrazione alla generazione di calore o di energia frigorifera per la climatizzazione.

Gli impianti fotovoltaici integrati al manufatto architettonico sono in grado di generare la quantità di energia elettrica necessaria per lo svolgimento di tutte le attività *indoor*; essa può essere utilizzata per il funzionamento degli elettrodomestici, per la preparazione del cibo, per l'illuminazione notturna e per la climatizzazione degli ambienti.

Anche la progettazione dell'involucro è condizionata dall'azione della radiazione solare, al fine di ottenere il più elevato grado di confort dell'ambiente. I materiali di cui si compongono le chiusure verticali ed orizzontali possono essere studiati o per accumulare calore proveniente dal Sole o per disperderlo, fornendo un contributo positivo al bilancio energetico.

Il moto apparente del Sole provoca variazioni periodiche degli ombreggiamenti; lo studio dell'incidenza delle ombre sull'edificio permette di disporre le diverse zone, destinate a differenti funzioni, in modo da ottimizzare il loro rapporto con la risorsa solare.

Tutti gli aspetti appena illustrati dovrebbero sempre essere considerati durante la progettazione di un manufatto architettonico dai progettisti; è necessario che tutti i professionisti individuino una metodologia d'analisi preliminare che quantifichi la radiazione solare superficiale incidente.

Il controllo degli aspetti quantitativi del bilancio energetico si effettua tramite appositi programmi di calcolo; anche in questo caso conoscere come la radiazione solare incide sulle superfici dell'edificio permette di stimare con una precisione maggiore il risultato finale.

Alla fase progettuale segue poi una fase di verifica che deve tenere in considerazione gli effetti della radiazione solare; per quanto riguarda molti protocolli di accertamento dei risultati questa, ancora oggi, non avviene. In questo modo si sottovaluta un aspetto energeticamente significativo.

I progettisti nei prossimi anni saranno chiamati a considerare, sempre con maggiore attenzione, tutti gli aspetti che influenzano il bilancio energetico di un edificio; di conseguenza, un aspetto che diventerà molto importante conoscere e governare sarà quello legato alla radiazione solare superficiale. Come si è visto esso è alla base di numerosi spunti di analisi che diventeranno sempre di più imprescindibili nella pratica progettuale.

3. RADIAZIONE SOLARE INCIDENTE

La radiazione solare incidente su una superficie, definita con il nome di radiazione globale, è formata da tre distinte componenti:

la radiazione diretta;

la radiazione diffusa;

la radiazione riflessa.

Questo paragrafo tratta dei parametri che servono per definire l'azione della radiazione globale sulla superficie terrestre.

Con il termine di geometria solare s'intende tutta quella parte di geometria analitica indispensabile per studiare l'incidenza della radiazione solare, in funzione del luogo e del tempo, su di una superficie liberamente orientata.

Le persone, nella loro quotidianità, si sono rese conto fin dai tempi più antichi del trascorrere del tempo, attraverso il ciclico alternarsi del giorno e della notte; ciò è dovuto, come noto, al moto di rotazione terrestre. L'alternarsi delle stagioni è causato, invece, dal moto di rivoluzione del nostro pianeta attorno al Sole. Entrambi questi moti provocano una variazione ciclica delle condizioni dell'irraggiamento di ogni singolo punto della superficie terrestre, andando ad influenzare il progetto dell'impianto fotovoltaico nel suo orientamento, nella sua forma e nella scelta della tecnologia fotovoltaica.

Gli elementi di geometria solare da conoscere e tenere in considerazione sono numerosi; seguirà ora un elenco descrittivo dei parametri indispensabili da conoscere per compiere una progettazione ottimale di un impianto fotovoltaico.

ANGOLO DI DECLINAZIONE SOLARE (δ)

Si definisce angolo di declinazione solare l'angolo formato tra la retta passante fra il centro della terra e il centro del sole con il piano equatoriale. Questo angolo è in costante mutamento, a causa del modo di rivoluzione del nostro pianeta attorno alla sua stella, ma nei calcoli di geometria solare lo si considera costante durante l'arco di una giornata. Il suo valore varia da $+23,45^\circ$ (21 giugno) a $-23,45^\circ$ (21 dicembre) ed è uguale a 0° in corrispondenza degli equinozi (21 marzo, 21 settembre). Questo è il parametro che indica il giorno al quale ci si riferisce. Il calcolo del valore di tale angolo si determina come (Cooper, 1969):

$$\delta = 23,45 \times \sin \left[\frac{360}{365} \times (N + 284) \right]$$

N = numero progressivo del giorno dell'anno.

ANGOLO ORARIO (ω)

Si definisce angolo orario l'angolo formato dal piano meridiano contenente il centro del sole e il piano meridiano contenente il luogo preso in considerazione. Per definizione il piano meridiano è qualsiasi piano che contenga l'asse terrestre. L'angolo orario ha valore 0° a mezzogiorno ed ha una variazione di 15° ogni ora. Assume valori positivi nell'ora del mattino ($10:00 = 30^\circ$) e negativi nelle ore pomeridiane ($15:00 = -45^\circ$).

ANGOLO DEL SORGERE DEL SOLE (ω_s)

Si definisce angolo del sorgere del sole quel particolare valore dell'angolo orario determinato come:

$$\omega_s = \arccos(-\tan \varphi \times \tan \delta)$$

φ = latitudine del luogo preso in esame.

L'angolo del sorgere del sole è simmetrico all'angolo del tramontare del sole.

LUNGHEZZA DEL GIORNO (D)

Si definisce lunghezza del giorno la durata di tempo, in ore, che intercorre fra il sorgere ed il tramontare del sole.

Utilizzando i parametri enunciati in precedenza la lunghezza del giorno è determinata come:

$$D = \frac{2 \times \omega_s}{15}$$

Per conoscere l'ora del sorgere e del tramontare del sole (O_s) è sufficiente applicare la seguente relazione:

$$O_s = 12 \pm \frac{D}{2}$$

ALTEZZA SOLARE (β)

Si definisce angolo di altezza solare o di elevazione solare l'angolo formato dalla retta passante per il sole e il punto in esame sulla superficie terrestre con il piano orizzontale della superficie terrestre. Questo è uno dei due parametri fondamentali da conoscere per definire il moto apparente del Sole in relazione a una determinata località.

Il valore di tale angolo si determina come:

$$\beta = \arcsin(\cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega + \sin \varphi \times \sin \delta)$$

Il valore dell'altezza solare massima giornaliera si verifica ogni giorno alle ore 12.00 (mezzogiorno); durante l'arco di un anno l'altezza solare massima giornaliera ha il suo apice durante il solstizio d'estate ed il suo minimo durante il solstizio d'inverno. A seconda della diversa localizzazione geografica del sito in esame, l'altezza solare massima e minima a mezzogiorno si determina come:

$$\beta_{\max} = (90^\circ - \varphi) + 23,45^\circ$$

$$\beta_{\min} = (90^\circ - \varphi) - 23,45^\circ$$

AZIMUT SOLARE (α)

Si definisce angolo di azimut solare o azimut l'angolo formato dalla proiezione sul piano orizzontale dalla retta passante per il sole e il punto in esame sulla superficie terrestre con il semiasse Sud. Questo è il secondo dei due parametri fondamentali per la definizione del moto apparente del Sole. In corrispondenza dell'asse Sud il valore dell'angolo è 0° , mentre assume valori positivi verso Est e negativi verso Ovest. Il calcolo di questo parametro è determinato come:

$$\alpha = \arcsin\left(\frac{\sin\beta \times \sin\varphi - \sin\delta}{\cos\beta \times \cos\varphi}\right)$$

I parametri appena definiti, altezza solare e azimut, sono la base per tracciare i diagrammi polari o mappe solari, ovvero strumenti che, tramite cerchi concentrici (β) e raggi (α) di una circonferenza, rappresentano il moto apparente del Sole durante un anno ad una latitudine caratteristica. L'immagine successiva rappresenta una mappa solare che fa riferimento ad una latitudine di 45° nord.

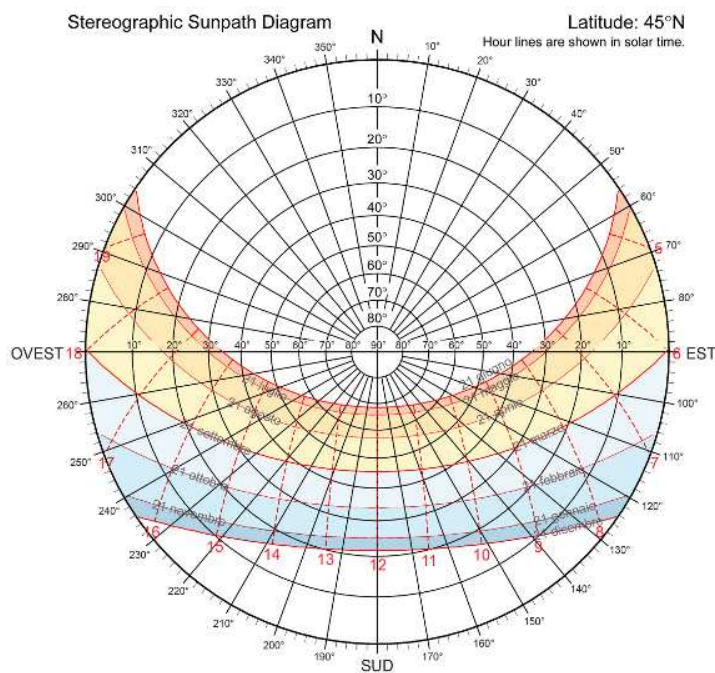


FIG. 1 MAPPA SOLARE CARATTERISTICA PER LATITUDINE 45° NORD

ANGOLI DI ORIENTAMENTO DELLA SUPERFICIE (γ , ψ)

Si definiscono angoli di orientamento della superficie di riferimento i due angoli il primo dei quali indica l'orientamento della superficie rispetto al semiasse sud (γ), con valori calcolati come precedentemente spiegato per l'angolo di azimut, e il secondo indica l'inclinazione della superficie rispetto all'orizzontale (ψ).

ANGOLO D'INCIDENZA (θ)

Si definisce angolo d'incidenza della radiazione solare (diretta) su una superficie l'angolo formato dalla direzione di propagazione dei raggi solari con la retta normale della superficie di riferimento. Al fine di individuare questo parametro è necessario conoscere tutti i parametri precedentemente illustrati; il suo calcolo è determinato come:

$$\theta = \arccos[\cos\beta \times \cos(\alpha - \gamma) \times \sin\psi + \sin\beta \times \cos\psi]$$

ANGOLO ZENITALE (θ_z)

Si definisce angolo zenitale l'angolo complementare all'angolo di altezza solare (β), ovvero l'angolo formato tra il semiasse perpendicolare alla superficie terrestre del punto in cui ci si trova e la retta passante per il medesimo punto ed il Sole. Il calcolo di questo parametro è determinato come:

$$\theta_z = 90^\circ - \beta$$

oppure:

$$\theta_z = \arccos(\cos\varphi \times \cos\delta \times \cos\omega + \sin\varphi \times \sin\delta)$$

L'immagine successiva rappresenta in modo schematico i parametri appena descritti, fornendo una visione semplificativa d'insieme di tutti gli aspetti che è necessario considerare, dal punto di vista dell'azione della risorsa solare sul luogo, durante la progettazione di un impianto fotovoltaico.

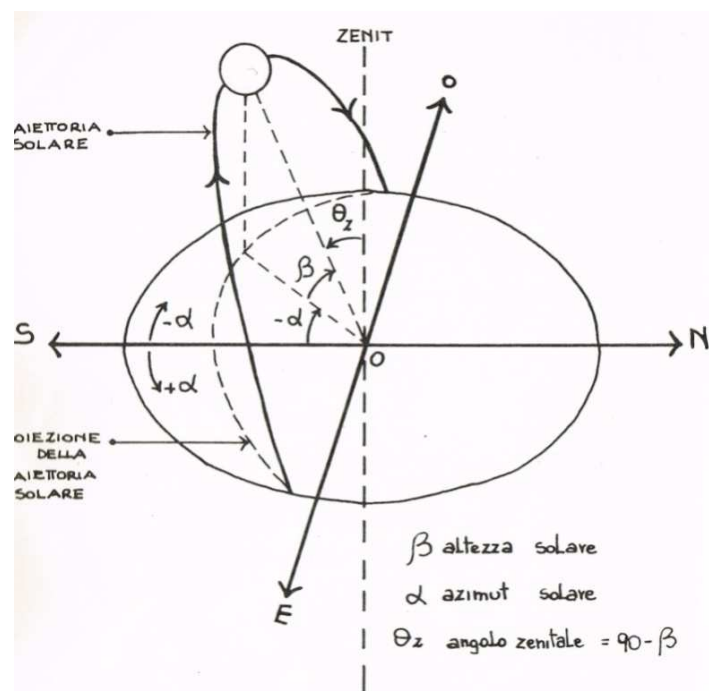


FIG. 2 SCHEMA DEI PARAMETRI DI GEOMETRIA SOLARE (BUTERA, 1995)

Cap. II. METODO DI ANALISI

1. MISURAZIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE

1.1. PIRANOMETRI E CELLE DI RIFERIMENTO

Il modo in cui calcolare correttamente i valori della radiazione solare realmente incidente sul piano liberamente disposto nello spazio, durante uno specifico intervallo temporale, in modo da utilizzarli per le diverse analisi, è il centro di questo lavoro. Tale tematica è comune a molti ricercatori e su di essa si sono realizzati diversi studi che verranno successivamente illustrati. Le prime indagini che si sono compiute hanno sviluppato modelli per la stima della radiazione solare media mensile; come si può intuire, un dato riferito ad un lasso di tempo così ampio indica una tendenza quantitativa di massima e non approfondisce gli aspetti quantitativi. Queste tesi, invece, vuole indagare gli effetti della radiazione superficiale in modo dettagliato, andando ad individuare i dati orari reali; questa volontà è legata alla fatto d'indagare il più possibile il comportamento di edifici ed impianti, ricostruendo quindi le esatte condizioni al contorno in cui si trovano ad operare. Lo step di calcolo minimo per una analisi di questo genere è, almeno, di tipo orario.

Il problema maggiore per qualsiasi tipo di analisi è che i dati, eventualmente rilevati da una stazione meteorologica, sono relativi alla radiazione globale incidente sul piano orizzontale; quasi mai sono riferiti ad un piano liberamente disposto nello spazio. Una questione di centrale importanza è quindi l'individuazione del modello matematico più adatto per trattare i dati, a seconda delle condizioni in cui ci si trova e delle esigenze che si hanno.

Le stazioni di rilevazione meteorologica sparse in tutto in il mondo, nella quasi totalità utilizzano strumenti di lettura, i piranometri, in grado di quantificare l'incidenza della radiazione solare globale sul piano orizzontale. I piranometri più usati sono basati sulla misura della differenza di temperatura di due superfici, una scura che assorbe la maggior parte della radiazione solare e una chiara che riflette la maggior parte della radiazione solare. La differenza di temperatura viene rilevata da termocoppie. *<Opportunamente protette dal vento, e compensate contro variazioni della temperatura ambientale, le termocoppie forniscono direttamente un segnale elettrico dell'ordine dei millivolt che può essere facilmente rilevato, registrato e interrogato nel tempo.>* (J. A. Duffie, W. A. Beckman, 1978)

I piranometri rilevano l'energia globale (radiazione diretta e radiazione diffusa) incidente su una superficie; schermando il rilevatore della radiazione diretta, mediante un anello opaco, è anche possibile rilevare solamente la frazione di radiazione diffusa incidente sulla superficie. Questa doppia rilevazione viene effettuata raramente perché necessita di due distinte apparecchiature; nella quasi totalità dei casi i dati di radiazione non sono disponibili nelle due componenti fondamentali, radiazione solare diretta e radiazione solare diffusa. Inoltre, il dato d'irraggiamento solare non è praticamente mai disponibile riferito ad una superficie inclinata.

I piranometri sono strumenti molto precisi che però necessitano di una costante e continua manutenzione per garantirne l'efficienza.

In commercio sono disponibili anche altri strumenti in grado di quantificare la radiazione globale incidente su di una superficie e vengono detti solarimetri; essi, per il loro funzionamento, si basano su una cella fotovoltaica di riferimento dalla quale estrapolano le letture. Le celle al silicio che compongono i solarimetri hanno la proprietà che la loro corrente

d'uscita è una funzione lineare della radiazione solare incidente; questo perché essa è approssimativamente uguale alla corrente di cortocircuito. I solarimetri *< hanno lo svantaggio di una risposta non uniforme dal punto di vista spettrale, di modo che la taratura dipende dalla distribuzione spettrale della radiazione incidente. La risposta varia anche con l'angolo di incidenza della radiazione.* > (J. A. Duffie, W. A. Beckman, 1978) I solarimetri hanno precisioni inferiori rispetto ai piranometri ma necessitano di meno manutenzione.

1.2. DATI DI RADIAZIONE GLOBALE SUL PIANO ORIZZONTALE

La prima operazione compiuta è stata quindi reperire dei dati di radiazione solare incidente sul piano orizzontale. Si sarebbero potute prendere in considerazione qualsiasi luogo per effettuare questo tipo di ricerca; per questioni geografica, legate alla collocazione della stazione meteo presa come riferimento, si sono ricercati altri dati che contestualizzassero le condizioni della zona nord est di Milano dove ha sede il Politecnico. Grazie alla collaborazione di alcuni enti è stato possibile arricchire gli studi fatti presso l'università; si è entrato in possesso di alcuni database che forniscono indicazioni sulla quantità di radiazione globale incidente sul piano orizzontale. Il seguente elenco indica la fonte di provenienza ed il periodo temporale al quale fanno riferimento le diverse serie di dati reperiti:

DATI POLITECNICO DI MILANO (HP POLI): dati misurati a cura del Politecnico di Milano, rilevati dalla stazione meteorologica installata presso Milano via Bonardi, nei periodi dal 08-10-05 al 31-10-07, dal 01-10-11 al 30-09-12, all'interno di questo periodo sono mancanti numerosi dati;

DATI AERONAUTICA (HA): dati misurati a cura dell'Aeronautica Militare Italiana, rilevati dalla stazione meteorologica installata presso l'aeroporto di Linate (MI), a partire dal 01-01-03 al 31-10-11, all'interno di questo periodo sono mancanti numerosi dati;

DATI ARPA JUVARA (HARPA J): dati misurati a cura dell'ARPA Lombardia, rilevati dalla stazione meteorologica installata presso Milano via Juvara, a partire dal 01-01-99 al 28-11-12, all'interno di questo periodo sono mancanti alcuni dati;

DATI ARPA PARCO NORD (HARPA PN): dati misurati a cura dell'ARPA Lombardia, rilevati dalla stazione meteorologica installata presso il Parco Nord di Milano a partire dal 31-05-02 al 31-10-12, all'interno di questo periodo sono mancanti numerosi dati;

Il confronto fra questi database ha mostrato che i valori rilevati dalla stazione del Politecnico di Milano, di recente installazione e taratura, e quelli relativi alla stazione meteo ARPA di via Juvara, sulla quale si sono avute rassicurazioni in merito ai protocolli di controllo dei dati, sono molto simili fra loro e sono quindi stati assunti come dati di riferimento sul piano orizzontale per le elaborazioni successive.

I dati dell'Aeronautica mostrano quasi sempre una sottostima della radiazione globale, mentre il database ARPA relativo alla stazione meteo del Parco Nord sovrastima quasi sempre l'energia solare incidente sul piano orizzontale.

Il grafico fa emergere come le due serie di dati di riferimento, HP POLI e HARPA J, si sovrappongono, mentre le altre due serie di dati abbiano andamenti molto differenti.

I database di riferimento forniscono il valore orario della radiazione globale incidente sul piano orizzontale; questo è importante da sottolineare, poiché la maggior parte dei modelli per la divisione della radiazione globale nelle sue due

componenti fondamentali (diretta e diffusa) elaborano i dati in forma oraria. Il database di riferimento, quindi, sarà direttamente utilizzabile per l'approssimazione della radiazione diffusa sul piano inclinato.

Nel diagramma successivo viene rappresentato l'andamento delle serie di dati in riferimento ai giorni in cui si disponeva delle rilevazioni della radiazione globale per tutti i database.

Un campione di dati relativo ad almeno dieci anni di rilevazioni è sufficientemente ampio per lo studio che si intende fare; non avendo reperito altre fonti le rilevazioni, contenute nei database di riferimento, sono relative al periodo che va dal 01-01-99 al 31-12-12. Per questo arco di tempo, lungo 13 anni, alcuni dati non sono disponibili a causa di guasti nel sistema di acquisizione: si è quindi in presenza di alcuni lassi temporali durante i quali non si possiede il dato misurato in modo strumentale; al fine di colmare queste lacune si è provveduto, dove possibile, ad una ricostruzione del dato mancante, utilizzando i dati dell'Aeronautica e dell'ARPA Parco Nord, a seconda delle disponibilità della rilevazione, moltiplicandoli per un coefficiente correttivo che allineasse i valori a quello del database di riferimento.

Il coefficiente correttivo è determinato sulla base della differenza percentuale media fra i tre giorni più simili, come valore della radiazione globale rilevata e come vicinanza temporale, al giorno da ricostruire. In questo modo si sono ricostruiti i valori mancanti dei due database di riferimento HP POLI e HARPA J utilizzando i dati corretti e noti dei database di HA o di HARPA PN. La tabella sottostante riporta il foglio di calcolo utilizzato per applicare il metodo di ricostruzione appena illustrato.

In questo modo si sono riusciti ad individuare quasi tutti i dati di radiazione globale giornaliera sul piano orizzontale non contenuti nei database di riferimento.

Per ottenere la divisione oraria di questi valori si è adottato il modello sviluppato da Gueymard (Gueymard 1999), basato sulla correzione di un precedente metodo di divisione oraria della radiazione (Collares-Pereira, Rabl 1979). Questo metodo permette di dividere, secondo una distribuzione regolare (a campana), la radiazione globale giornaliera per le ore di luce della giornata in esame, fornendo risultati paragonabili a giornate in cui il clearness index non subisce repentine variazioni, come avviene per esempio in giornate dove si alternano continue schiarite ed acquazzoni.

La formula matematica, che definisce il suddetto modello, si basa su studi di altri ricercatori precedenti a Gueymard: prima Whillier (1956), poi Liu e Jordan (1960) ed infine Iqbal (1983); questi studi determinano il valore orario di divisione della radiazione giornaliera globale (r_0) come:

$$r_0 = \frac{(\cos \omega - \cos \omega_s)}{k \times A(\omega_s)}$$

ω = angolo orario dell'ora considerata;

ω_s = angolo del sorgere e del tramontare del sole;

$k = 24/\pi$;

$A(\omega_s) = \sin \omega_s - \omega_s \times \cos \omega_s$.

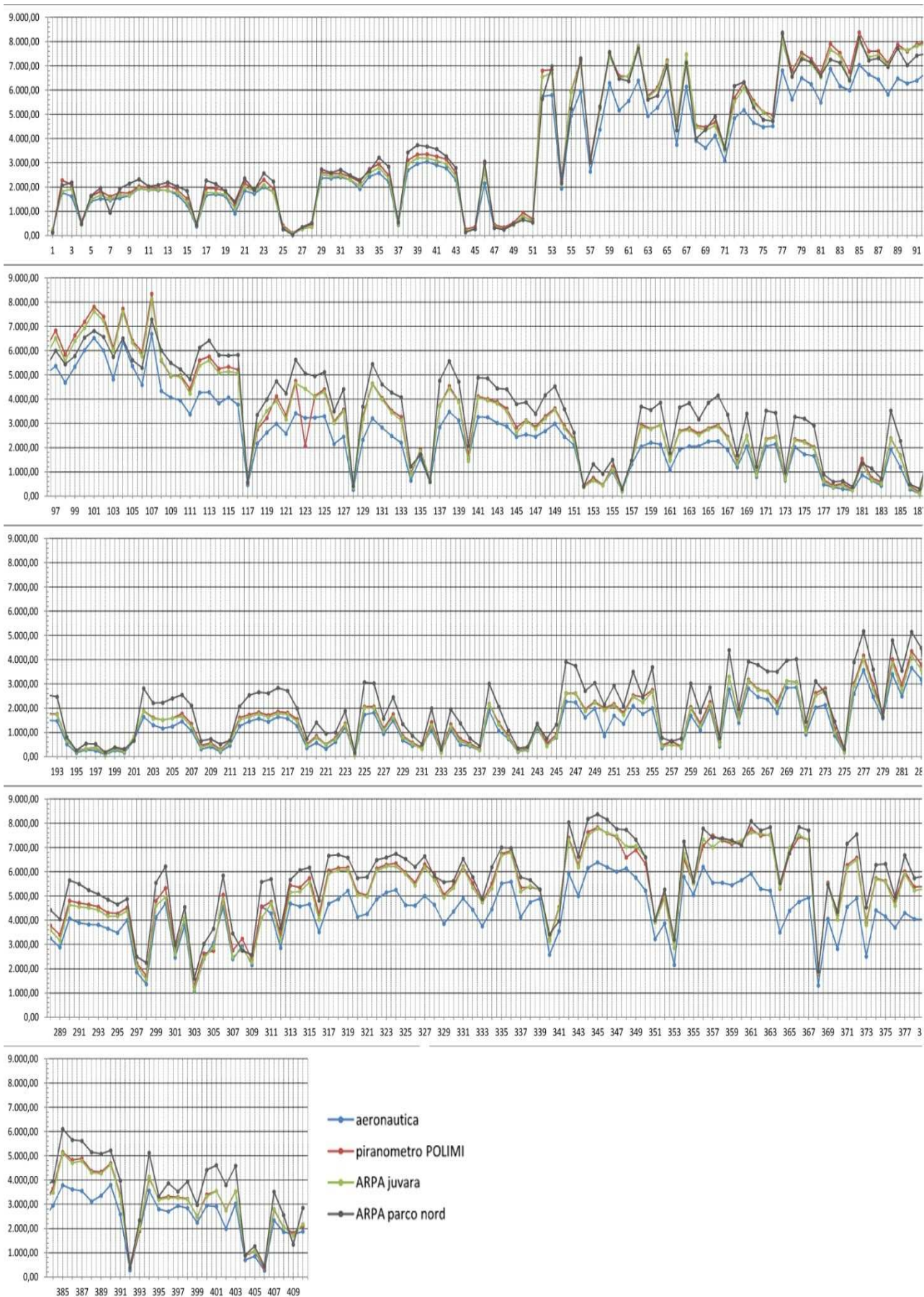


FIG. 3 GRAFICO DI CONFRONTO FRA I DATABASE RELATIVI ALLA RADIAZIONE GLOBALE GIORNALIERA SUL PIANO ORIZZONTALE [Wh/m²]

aa	mm	gg	n°	H ₀ [Wh/m²]	H _{max} [Wh/m²]	H _A [Wh/m²]	K _T	H _A /H _{max}	H _{ARPA J} [Wh/m²]	K _{TARPA J}	H _{ARPA J} /H _{max}	H [Wh/m²]	differenza
2004	8	31	243	8.851,70	6.535,26	3.794,44	0,4287	58,06%	5.033,00	0,5686	77,01%	5.033,00	32,64%
2004	9	1	244	8.780,53	6.482,96	3.038,89	0,3461	46,88%	4.003,00	0,4559	61,75%	4.003,00	
2004	9	2	245	8.708,81	6.430,48	3.902,78	0,4481	60,69%	5.323,80	0,6113	82,79%	5.323,80	
2004	9	3	246	8.636,58	6.375,42	3.908,33	0,4525	61,30%	5.583,60	0,6465	87,58%	5.583,60	
2004	9	4	247	8.563,84	6.320,21	4.008,33	0,4681	63,42%	5.463,60	0,6380	86,45%	5.463,60	
2004	9	5	248	8.490,62	6.264,87	3.986,11	0,4695	63,63%	5.330,80	0,6278	85,09%	5.330,80	
2004	9	6	249	8.416,94	6.209,42	3.808,33	0,4525	61,33%	5.320,80	0,6322	85,69%	5.320,80	
2004	9	7	250	8.342,82	6.153,88	4.047,22	0,4851	65,77%	5.434,80	0,6514	88,32%	5.434,80	
2004	9	8	251	8.268,29	6.098,26	3.886,11	0,4700	63,72%	5.391,60	0,6521	88,41%	5.391,60	
2004	9	9	252	8.193,37	6.042,58	4.113,89	0,5021	68,08%	5.356,00	0,6537	88,64%	5.356,00	
2004	9	10	253	8.118,08	5.986,85	3.686,11	0,4541	61,57%				4.886,37	32,83%
2004	9	11	254	8.042,45	5.931,09	3.116,67	0,3875	52,55%	4.324,60	0,5377	72,91%	4.324,60	
2004	9	12	255	7.966,49	5.873,50	1.427,78	0,1792	24,31%	2.087,40	0,2620	35,54%	2.087,40	
2004	9	13	256	7.890,24	5.815,25	2.041,67	0,2588	35,11%	2.578,10	0,3267	44,33%	2.578,10	
2004	9	14	257	7.813,72	5.757,03	536,11	0,0686	9,31%	725,70	0,0929	12,61%	725,70	
2004	9	15	258	7.736,95	5.698,86	2.105,56	0,2721	36,95%	2.786,50	0,3602	48,90%	2.786,50	
2004	9	16	259	7.659,97	5.640,78	1.861,11	0,2430	32,99%	3.101,10	0,4048	54,98%	3.101,10	
2004	9	17	260	7.582,78	5.582,80	3.283,33	0,4330	58,81%	3.751,10	0,4947	67,19%	3.751,10	
2004	9	18	261	7.505,43	5.524,92	3.758,33	0,5007	68,03%	5.051,30	0,6730	91,43%	5.051,30	34,40%
2004	9	19	262	7.427,93	5.467,17	3.238,89	0,4360	59,24%	4.480,40	0,6032	81,95%	4.480,40	
2004	9	20	263	7.350,31	5.409,57	3.069,44	0,4176	56,74%	4.253,60	0,5787	78,63%	4.253,60	
2004	9	21	264	7.272,60	5.350,65	2.911,11	0,4003	54,41%	4.304,10	0,5918	80,44%	4.304,10	
2004	9	22	265	7.194,83	5.290,87	3.000,00	0,4170	56,70%	4.683,90	0,6510	88,53%	4.683,90	
2004	9	23	266	7.117,02	5.231,30	3.172,22	0,4457	60,64%	4.590,60	0,6450	87,75%	4.590,60	
2004	9	24	267	7.039,20	5.171,97	3.147,22	0,4471	60,85%	4.187,00	0,5948	80,96%	4.187,00	
2004	9	25	268	6.961,39	5.112,90	3.747,22	0,5383	73,29%	4.925,90	0,7076	96,34%	4.925,90	31,45%

TAB. 1 FOGLIO DI CALCOLO UTILIZZATO PER LA RICOSTRUZIONE DEI DATI GIORNALIERI MANCANTI

Il modello di Gueymard, rispetto al vecchio modello, corregge tale valore prendendo in considerazione altri fattori matematici; in questo lavoro di ricostruzione di dati è stato quindi utilizzato il valore orario di divisione della radiazione giornaliera globale di Gueymard (r_t), determinato come:

$$r_t = \frac{r_0 \times \left[1 + q \times \frac{a_2}{a_1} \times k \times A(\omega_s) \times r_0 \right]}{1 + q \times \frac{a_2}{a_1} \times \frac{B(\omega_s)}{A(\omega_s)}}$$

$$q = \cos \varphi \times \cos \delta ;$$

$$a_1 = 0.41341 \times K_t + 0.61197 \times K_t^2 + 0.01886 \times K_t \times S_0 + 0.00759 \times S_0 ;$$

$$a_2 = \text{MAX}(0.054; 0.28116 + 2.2475 \times K_t - 1.76118 \times K_t^2 - 1.84535 \times \text{sen } h_0 + 1.6811 \times \text{sen}^3 h_0 ;$$

$$S_0 = k \times \omega_s ;$$

$$h_0 = \arcsen \left(\frac{q \times A(\omega_s)}{\omega_s} \right) ;$$

$$B(\omega_s) = \omega_s \times (0.5 + \cos^2 \omega_s) - 0.75 \times \text{sen}(2 \times \omega_s) ;$$

$$K_t = \text{clearness index} = \frac{H}{H_0} ;$$

H = radiazione globale sul piano orizzontale;

H₀ = radiazione extraterrestre sul piano orizzontale = $k \times \omega_s \times R \times E_{sc} \times \text{sen } h_0$;

R = quadrato inverso della distanza del raggio vettore che intercorre fra Terra e Sole;

E_{sc} = costante solare = 1367 [W/m²].

La tabella sottostante riporta sinteticamente alcuni dei valori di riferimento e fornisce tutti gli elementi necessari per sviluppare le formule di calcolo del modello precedentemente descritto.

Month	δ	R	E_{gt}
1	-20.71	1.032	-9.97
2	-12.81	1.025	-14.54
3	-1.80	1.011	-9.36
4	9.77	0.994	-0.22
5	18.83	0.978	3.75
6	23.07	0.969	0.57
7	21.16	0.967	-5.80
8	13.65	0.975	-3.88
9	2.89	0.990	5.68
10	-8.72	1.007	14.97
11	-18.37	1.022	14.95
12	-22.99	1.031	10.25

TAB. 2 PREDICTION AND PERFORMANCE ASSESSMENT OF MEAN HOURLY GLOBAL RADIATION, GUEYMARD (1999)

Il lavoro di ricostruzione del dato della radiazione globale oraria sul piano orizzontale ha riguardato tutti quei valori non registrati dai database di riferimento, ovvero relativi alla stazione meteo del Politecnico di Milano e a quella dell'ARPA di via Juvara. La tabella successiva mostra la struttura del foglio di calcolo a compilazione automatica utilizzato per estrapolare i valori orari da quelli giornalieri.

CLIMATE			SOLAR RADIATION							
Parameter	Unit	Value	LCT	t_g	ω	ω mid-point	Light hours	r_o	r_t	G_n
			[h]	[h]	[deg]	[deg]	[h]	[-]	[-]	[wh/m ²]
year	[AA]	2007								
Month	[MM]	8	0	22,53	-158,02	-165,52	0,00	0,00	0,00	0,0
N° of month	[GG]	18	1	23,53	-173,02	-180,52	0,00	0,00	0,00	0,0
N° of year	[n]	230	2	0,53	171,98	164,48	0,00	0,00	0,00	0,0
Daily mean temperature	[°C]		3	1,53	156,98	149,48	0,00	0,00	0,00	0,0
Amplitude of temperature oscillation	[°C]	34,8	4	2,53	141,98	134,48	0,00	0,00	0,00	0,0
Daylight saving (0=No, 1=Yes)	[h]	1	5	3,53	126,98	119,48	0,00	0,00	0,00	0,0
x	[deg]	225,71	6	4,53	111,98	104,48	0,00	0,00	0,00	0,0
EOT (Woolf, 1968)	[min]	-4,70	7	5,53	96,98	89,48	1,00	0,02	0,02	110,8
Declination δ	[deg]	12,87	8	6,53	81,98	74,48	1,00	0,05	0,04	251,5
k	[rad]	7,64	9	7,53	66,98	59,48	1,00	0,07	0,07	402,7
ω_s	[deg]	103,45	10	8,53	51,98	44,48	1,00	0,09	0,09	547,9
R	[-]	0,976	11	9,53	36,98	29,48	1,00	0,10	0,11	668,5
q	[-]	0,68	12	10,53	21,98	14,48	1,00	0,11	0,12	747,8
A(ω_s)	[-]	1,39	13	11,53	6,98	-0,52	1,00	0,12	0,13	774,2
B(ω_s)	[-]	1,34	14	12,53	-8,02	-15,52	1,00	0,11	0,12	743,9
h_o	[deg]	31,80	15	13,53	-23,02	-30,52	1,00	0,10	0,11	661,2
S_o	[h]	13,80	16	14,53	-38,02	-45,52	1,00	0,09	0,09	538,3
G_o	[wh/m ²]	9703	17	15,53	-53,02	-60,52	1,00	0,07	0,06	392,1
G_n	[wh/m ²]	6192	18	16,53	-68,02	-75,52	1,00	0,05	0,04	241,1
K_t	[-]	0,64	19	17,53	-83,02	-90,52	1,00	0,02	0,02	101,7
D_n/G_n (Klein 1977)	[-]	0,26	20	18,53	-98,02	-105,52	0,00	0,00	0,00	0,0
a_1	[-]	0,45	21	19,53	-113,02	-120,52	0,00	0,00	0,00	0,0
a_2	[-]	0,27	22	20,53	-128,02	-135,52	0,00	0,00	0,00	0,0
			23	21,53	-143,02	-150,52	0,00	0,00	0,00	0,0
			0	22,53	-158,02	Total	13,00	1,00	1,00	6182

TAB. 3 FOGGIO DI CALCOLO PER LO SVILUPPO AUTOMATICO DEL MODELLO DI GUEYMARD

A questo punto il recupero ed il riordino di tutti i dati relativi alla radiazione globale sul piano orizzontale risulta quasi completato, fatto salvo per 13 giorni sparsi nell'arco temporale intercorrente fra il 01-01-99 ed il 31-12-12, dei quali non si è riusciti a risalire ad un valore rilevato in nessuno dei database a disposizione.

Pertanto i dati mancanti sono stati definiti con una modalità differente, che si basa sull'approssimazione statistica del valore più probabile, conosciuta con il nome di "metodo del K-Nearest Neighbor" (Shakhnarovich G. et al. 2005). La tabella successiva illustra il foglio di calcolo utilizzato per applicare il metodo del K-Nearest Neighbor ai valori ancora mancanti all'interno del database di riferimento.

NUMERO DI KNN 6 1 1 1 1 (1=fattore da considerare) valore di H [Wh/m²]
 GIORNO DA INDIVIDUARE 2009 147 20,0 59 7 0,0 6.480,94

	AA	n°	ΔT media	ΔU media	ΔV media	ΔP	DISTANCE (least deviation)	KNN (nearest neighbor)
-4	2005	143	2,2	13	1	7,9	24,1	
	2006	143	0,3	3	0	0,0	3,3	
	2007	143	6,2	7	0	0,0	13,2	
	2008	143	0,9	11	2	0,0	13,9	
	2009	143	5,0	8	3	0,0	16,0	
	2010	143	3,0	15	3	0,0	21,0	
	2011	143	4,0	13	3	0,0	20,0	
	2012	143	1,0	3	0	0,0	4,0	
	-3	2005	144	0,1	9	5	0,0	14,1
2006		144	0,5	0	2	0,0	2,5	5.517,90
2007		144	5,9	7	1	0,0	13,9	
2008		144	2,0	27	3	1,0	33,0	
2009		144	7,0	9	4	0,0	20,0	
2010		144	18,0	33	3	0,0	54,0	
2011		144	6,0	15	2	0,0	23,0	
2012		144	3,0	0	0	0,0	3,0	8.090,86
-2		2005	145	1,7	5	3	0,0	9,7
	2006	145	1,9	0	0	0,0	1,9	6.077,90
	2007	145	5,3	3	0	0,8	9,1	
	2008	145	1,2	29	3	3,1	36,3	
	2009	145	8,0	7	2	0,0	17,0	
	2010	145	3,0	11	1	0,0	15,0	
	2011	145	5,0	9	1	0,0	15,0	
	2012	145	2,0	0	6	0,0	8,0	
	-1	2005	146	3,7	4	2	0,0	9,7
2006		146	0,3	5	3	0,0	8,3	
2007		146	1,7	8	3	0,0	12,7	
2008		146	0,6	23	2	0,0	25,6	
2009		146	5,0	13	2	0,0	20,0	
2010		146	2,0	14	2	0,0	18,0	
2011		146	5,0	11	2	0,0	18,0	
2012		146	0,0	2	3	0,0	5,0	
0		2005	147	5,6	7	3	0,0	15,6
	2006	147	2,8	6	2	0,0	10,8	
	2007	147	0,5	8	2	0,0	10,5	
	2008	147	2,4	12	3	0,0	17,4	
	2009	147	0,0	0	0	0,0	0,0	
	2010	147	2,0	10	3	0,0	15,0	
	2011	147	0,0	12	1	0,0	13,0	
	2012	147	0,0	2	1	0,0	3,0	4.897,79
	1	2005	148	6,1	9	3	0,0	18,1
2006		148	2,3	1	0	0,0	3,3	
2007		148	5,3	18	4	9,9	37,2	
2008		148	3,1	12	1	0,0	16,1	
2009		148	2,0	11	3	0,0	16,0	
2010		148	1,0	12	4	0,0	17,0	
2011		148	1,0	4	2	0,0	7,0	
2012		148	0,0	2	1	0,0	3,0	7.820,24
2		2005	149	7,3	11	2	0,0	20,3
	2006	149	0,3	7	6	0,0	13,3	
	2007	149	6,7	13	1	1,0	21,7	
	2008	149	0,3	33	0	2,5	35,8	
	2009	149	0,0	5	0	0,0	5,0	
	2010	149	0,0	13	3	0,0	16,0	
	2011	149	0,0	3	1	0,0	4,0	
	2012	149	3,0	7	2	0,0	12,0	
	3	2005	150	6,3	7	2	0,0	15,3
2006		150	3,5	8	9	4,1	24,6	
2007		150	2,2	15	1	0,0	18,2	
2008		150	1,3	25	3	0,0	29,3	
2009		150	2,0	8	2	0,0	12,0	
2010		150	0,0	16	3	0,0	19,0	
2011		150	2,0	9	3	0,0	14,0	
2012		150	3,0	6	0	0,0	9,0	
4		2005	151	4,8	1	3	0,0	8,8
	2006	151	5,2	20	3	0,0	28,2	
	2007	151	2,5	1	2	0,0	5,5	
	2008	151	0,1	16	2	0,0	18,1	
	2009	151	2,0	3	2	0,0	7,0	
	2010	151	2,0	21	4	0,0	27,0	
	2011	151	0,0	3	2	0,0	5,0	
	2012	151	3,0	2	0	0,0	5,0	

TAB. 4 FOGLIO DI CALCOLO PER LO SVILUPPO AUTOMATICO DEL METODO DEL K-NEAREST NEIGHBOR

Il metodo statistico del K-Nearest Neighbor mette in relazione lo scostamento di alcuni valori caratteristici noti, associabili al valore da approssimare, con gli stessi valori caratteristici di un insieme del quale però si conosce il valore della variabile da ricostruire. In questo caso si sono presi in considerazione:

- la temperatura giornaliera media dell'aria;
- l'umidità relativa giornaliera media atmosferica;
- la velocità giornaliera media del vento;
- la quantità assoluta giornaliera di pioggia;

come valori noti, per determinare la radiazione globale giornaliera dei 13 giorni mancanti.

L'adozione del metodo del K-Nearest Neighbor prevede, come prima operazione, la creazione di un database di confronto; il database, formato in questo caso da rilevazioni compiute fra il 2005 e il 2012, contiene il valore che s'intende ricostruire (radiazione globale sul piano orizzontale) ed i valori caratteristici (precedentemente elencati). Sulla base dei valori caratteristici, s'individuano poi, all'interno del database di riferimento, i 5 giorni più simili a quello che si vuole ricostruire. La radiazione globale sul piano orizzontale sarà uguale al dato medio dei 5 giorni più simili al giorno da ricostruire, individuati tramite i valori caratteristici presi precedentemente in considerazione.

In questo modo si è potuto ottenere il valore anche per i 13 giorni mancanti, espresso in radiazione globale giornaliera. Come spiegato in precedenza, attraverso il modello di Gueymard, si è proceduto alla determinazione della radiazione globale oraria sul piano orizzontale; i dati così ottenuti sono adatti ad essere utilizzati nei modelli matematici di calcolo per la divisione della radiazione globale nelle sue due componenti, diretta e diffusa, che verranno descritti nel paragrafo successivo.

Il risultato ottenuto a questo punto del lavoro è la ricostruzione di un database orario, ordinato e verificato, contenente i valori di radiazione solare globale sul piano orizzontale per l'area di Milano, che successivamente servirà per l'applicazione del modello combinato per l'approssimazione della radiazione solare su un piano inclinato.

Il grafico successivo mostra il foglio di calcolo creato per la restituzione e la consultazione dei risultati ottenuti.

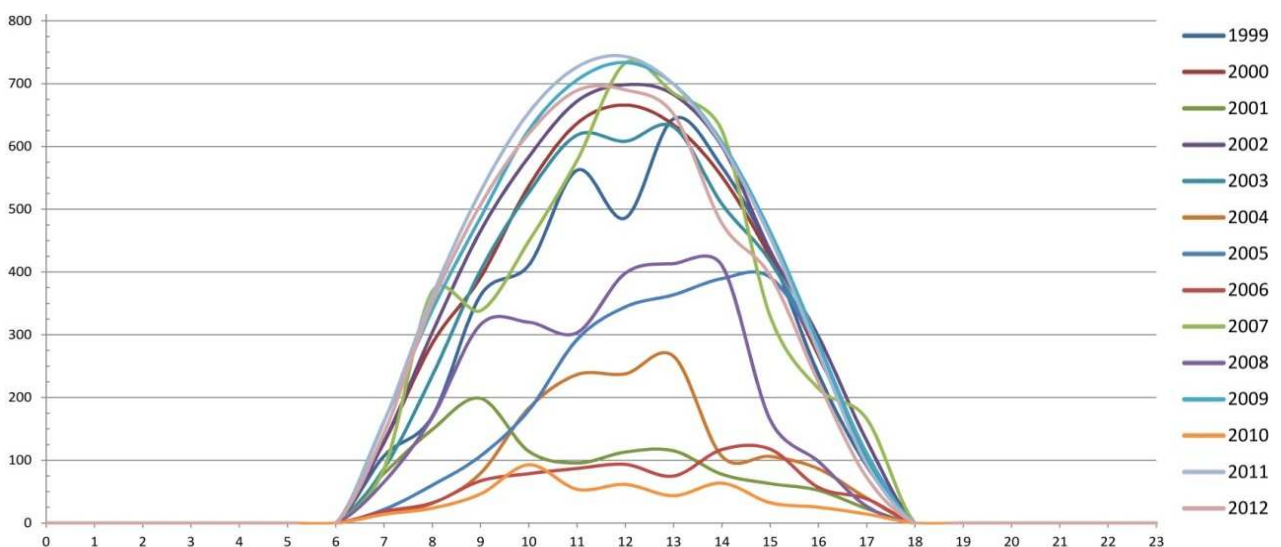


FIG. 4 GRAFICO PER LA RESTITUZIONE DEI DATI DI ENERGIA GLOBALE SUL PIANO ORIZZONTALE

	MESE		GIORNO		N° GIORNO									
	3		21		80									
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	107,0	128,6	79,2	130,0	87,3	14,4	21,6	18,4	86,9	65,7	162,1	13,9	161,3	143,4
8	170,0	286,3	149,2	304,1	235,3	31,5	60,3	32,1	369,3	168,7	339,7	23,7	362,7	351,2
9	363,0	391,6	198,7	465,8	402,8	79,5	106,9	67,2	338,3	316,3	487,2	46,4	528,9	507,5
10	411,0	537,0	114,2	583,8	526,9	183,2	179,8	78,7	449,2	319,9	626,3	92,9	654,2	620,7
11	562,0	636,8	95,7	672,2	618,1	236,6	292,5	87,1	578,0	303,4	706,0	53,8	726,6	689,3
12	486,0	665,8	113,2	698,3	608,2	237,8	344,4	93,4	732,8	398,2	733,5	61,5	743,3	690,1
13	644,0	634,1	115,1	682,5	630,8	265,6	363,6	74,9	684,5	413,3	699,0	43,6	698,9	651,0
14	567,0	551,7	77,8	600,0	508,1	106,2	389,4	117,2	624,8	410,2	606,3	63,6	602,3	477,5
15	430,0	423,2	62,9	433,5	417,0	106,1	391,2	117,7	329,2	164,3	463,8	32,4	454,7	394,2
16	237,0	266,6	52,2	297,1	275,5	86,4	277,6	56,7	214,3	98,1	285,9	25,2	272,0	224,5
17	91,0	109,1	23,1	131,1	104,5	39,7	110,7	38,5	165,7	26,8	109,8	14,3	93,9	72,6
18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

TAB. 5 FOGLIO DI CALCOLO PER LA RESTITUZIONE DEI DATI DI ENERGIA GLOBALE SUL PIANO ORIZZONTALE

2. COMPONENTI DELLA RADIAZIONE SOLARE

2.1. RADIAZIONE SOLARE SUL PIANO ORIENTATO

Nel corso degli anni sono stati sviluppati diversi metodi di calcolo basate sulla correzione dei valori di radiazione diretta e di radiazione diffusa inerenti al piano orizzontale. La relazione con la quale è possibile determinare l'incidenza della radiazione solare su di un piano orientato e inclinato è data dalla seguente formula:

$$H_{\psi} = H_b \times R_b + H_d \times R_d + \rho \times H \times \left(\frac{1 - \cos \psi}{2} \right)$$

H_{ψ} = radiazione globale sul piano inclinato;

H = radiazione globale sul piano orizzontale;

H_b = radiazione diretta sul piano orizzontale;

H_d = radiazione diffusa sul piano orizzontale;

ψ = angolo d'inclinazione della superficie in esame rispetto all'orizzontale;

R_b = rapporto tra la radiazione diretta incidente sulla superficie in esame e quella incidente sull'orizzontale;

R_d = rapporto tra la radiazione diffusa incidente sulla superficie in esame e quella incidente sull'orizzontale;

ρ = valore dell'albedo dell'ambiente circostante.

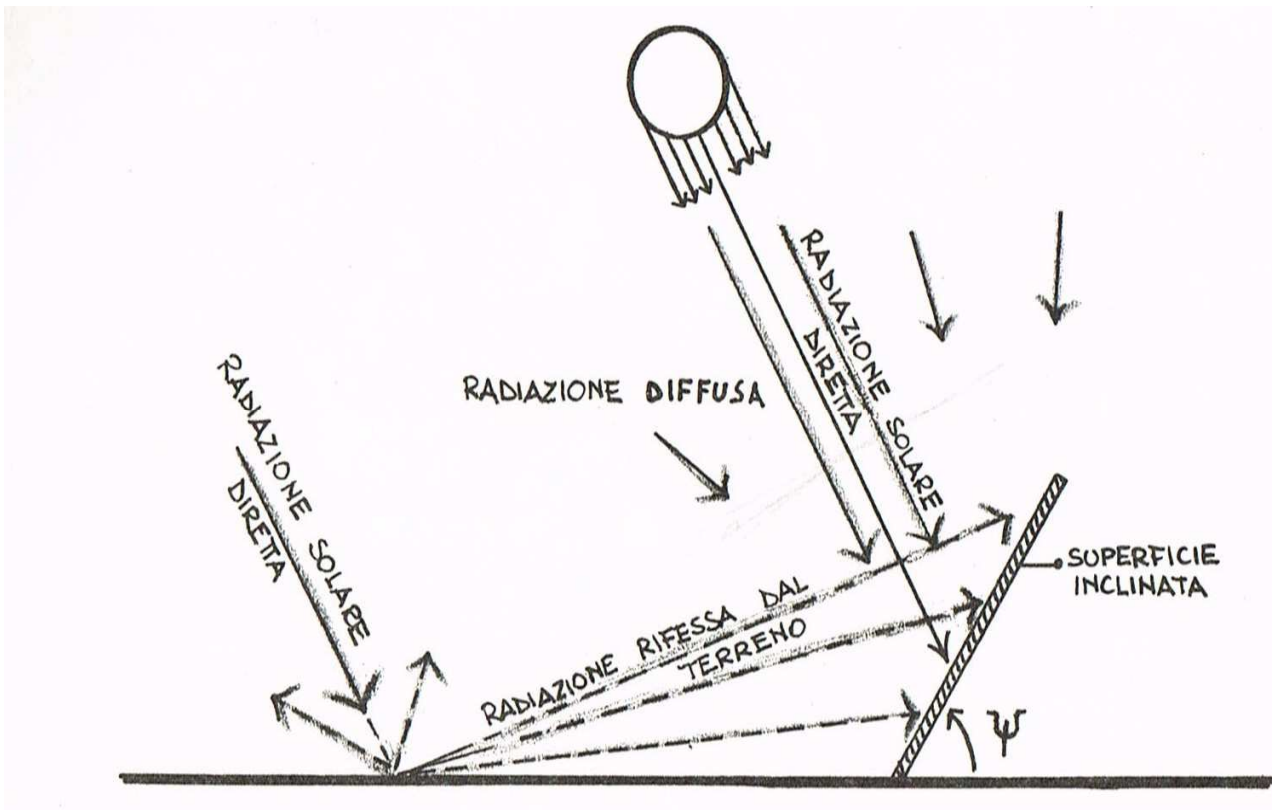


FIG. 5 DIAGRAMMA DELLA RADIAZIONE SOLARE INCIDENTE SU DI UN PIANO INCLINATO (BUTERA, 1995)

La relazione matematica appena descritta tiene in considerazione la radiazione diretta, la radiazione diffusa e la radiazione riflessa, ovvero le tre componenti fondamentali di cui si compone la radiazione globale incidente su un piano inclinato.

L'applicazione del modello matematico, come si può notare, prevede il ribaltamento sul piano in esame delle componenti di radiazione incidente sul piano orizzontale tramite dei fattori derivati dalla geometria solare, o dalla giacitura del piano dei pannelli rispetto all'orizzontale. Ora è necessario specificare i diversi fattori che compongono l'equazione, precisando che alcuni sono direttamente desumibili dalla geometria solare, altri invece sono il frutto degli studi di vari ricercatori e sono adottabili in relazione al luogo dove sono state effettuate tali ricerche.

Il parametro R_b rappresenta il rapporto tra la radiazione diretta incidente sulla superficie in esame e quella incidente sull'orizzontale. Il suo valore, poiché derivato da un'analisi vettoriale, è determinato su base geometrica ed è espresso come:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

θ = angolo d'inclinazione;

θ_z = angolo d'incidenza.

Il parametro ρ rappresenta il coefficiente di albedo: questo valore indica le condizioni al contorno del luogo in cui è situato il campo fotovoltaico; nella tabella successiva sono rappresentati i valori di riferimento che possono essere assunti.

Superficie	Fattore di Albedo
Neve	0.75
Superficie d'acqua (elevati angoli di incidenza)	0.70
Pareti di edifici chiare (mattoni chiari, pitture chiare)	0.60
Foglie secche	0.30
Pareti di edifici scure (mattoni rossi, pitture scure)	0.27
Foresta in autunno	0.26
Erba verde	0.26
Cemento	0.22
Erba secca	0.20
Superfici di rocce non omogenee	0.20
Terreni argillosi	0.14
Superfici di bitume e ghiaia	0.13
Foresta in inverno	0.07
Strade bianche	0.04

TAB. 6 TABELLA DEI VALORI DELL'ALBEDO

2.2. MODELLI PER IL CALCOLO DELLA RADIAZIONE DIRETTA E DIFFUSA

Per poter determinare H_{ψ} restano ancora da definire la radiazione diretta e diffusa sul piano orizzontale, perché, come detto in precedenza, i dati a disposizione relativi alla ricostruzione fatta, riportano solo la radiazione globale oraria sul piano orizzontale (H). Si rende quindi necessario adottare dei modelli matematici che stimino la quantità di una delle due componenti.

La totalità dei modelli, sviluppati nel corso degli anni da numerosi ricercatori in differenti località del mondo, si basa sulla stima della radiazione diffusa; per sottrazione dalla radiazione globale, si determina quindi la componente diretta come:

$$H_b = H - H_d$$

H = radiazione globale sul piano orizzontale;

H_b = radiazione diretta sul piano orizzontale;

H_d = radiazione diffusa sul piano orizzontale.

L'origine comune di tutti questi modelli è rappresentata dagli studi effettuati da Ångström (Ångström, 1924), nei quali s'indagava su come riuscire a prevedere la media mensile della radiazione globale giornaliera sul piano orizzontale. Lo scopo ultimo della ricerca era ottenere la stima della capacità produttiva di aree coltivate, in modo da pianificare la produzione agricola di una determinata area in funzione delle sue caratteristiche di esposizione solare.

Gli studi di Ångström furono poi migliorati e raffinati da Page (1961), Lot et al. (1966), Schulze (1976), Bartoli et al. (1982), Hawas e Mureer (1983), Nagrial e Mureer (1984), Garg e Garg (1985), Turton (1987), Jain e Jain (1988); l'utilizzo agricolo dei dati venne progressivamente meno e s'intensificò il loro utilizzo in campo sperimentale parallelamente agli studi sulla tecnologia di conversione fotovoltaica. I ricercatori applicarono i loro studi in diverse località del mondo ed individuarono i coefficienti (a, b) più opportuni per determinare la radiazione globale oraria media sull'orizzontale. Di seguito è riportata la formula di calcolo nella quale venivano inseriti i coefficienti:

$$H_{med} = H_{0\ med} \times \left[a + b \times \left(\frac{d}{D} \right) \right]$$

H_{med} = radiazione globale oraria media sull'orizzontale;

$H_{0\ med}$ = radiazione globale oraria media extraterrestre sull'orizzontale;

d = media mensile delle ore di luce solare;

D = lunghezza del giorno considerato;

a = coefficiente;

b = coefficiente.

L'unica incognita non tabulata, o riconducibile alla geometria solare fino ad ora analizzata, è il calcolo della radiazione globale oraria media extraterrestre sull'orizzontale (W/m^2), espressa come:

$$H_{0\ med} = \left(\frac{24}{\pi} \right) \times I_{sc} \times \left[1 + 0.033 \times \cos \left(\frac{360 \times N}{365} \right) \right] \\ \times \left[\cos \varphi \times \cos \delta \times \sin \omega_s + \left(\frac{2 \times \pi \times \omega_s}{360} \right) \times \sin \varphi \times \sin \delta \right]$$

$H_{0\ med}$ = radiazione globale oraria media extraterrestre sull'orizzontale;

π = 3,14;

I_{sc} = costante solare = 1367 W/m^2 ;

N = numero progressivo del giorno dell'anno;

φ = latitudine del sito;

δ = angolo di declinazione solare;

ω_s = angolo del sorgere del sole.

La formula per calcolare il parametro appena espresso, può essere anche declinata diversamente per ottenere il calcolo della radiazione globale giornaliera extraterrestre sull'orizzontale (Wh/m^2), che viene espressa come:

$$H_0 = \left(\frac{24}{\pi}\right) \times r \times I_{sc} \times [\cos \varphi \times \cos \delta \times \sin \omega_s + \omega_s \times \sin \varphi \times \sin \delta]$$

r = rapporto d'intensità della radiazione solare extraterrestre sull'orizzontale (valore tabellare).

Con il passare del tempo e l'evolversi dell'interesse in merito alla radiazione solare, conseguente anche al progresso delle tecnologie fotovoltaiche, si è venuto a creare un crescente sviluppo di modelli di calcolo, allo scopo di stimare la radiazione solare in modo più preciso: tali modelli si basano sul clearness index (K_t), ovvero il rapporto fra la radiazione globale incidente sul piano orizzontale terrestre e la radiazione globale extraterrestre sull'orizzontale, definito come:

$$K_t = \frac{H}{H_0}$$

H = radiazione globale sul piano orizzontale terrestre;

H_0 = radiazione globale extraterrestre sull'orizzontale.

Nel caso in cui la radiazione globale sul piano orizzontale sia massima, il K_t che ne conseguirà sarà il massimo che si possa avere nelle condizioni considerate. A seconda delle diverse variabili che possono modificare l'intensità della radiazione solare incidente sulla superficie terrestre, è possibile trovarsi nelle differenti condizioni definite come:

$$H = H_{max}$$

oppure:

$$H = a \times H_{max}$$

Nel secondo caso, il più frequente alle nostre latitudini, il fattore "a" rappresenta una percentuale che riduce il valore della radiazione globale massima, ed è definito come:

$$a = \frac{H}{H_{max}} \%$$

Il clearness index (K_t) che ne deriva sarà massimo nel caso di $H = H_{max}$ e diminuirà al diminuire del fattore "a".

A seconda del tipo di calcolo che s'intende compiere, il clearness index (K_t) può essere definito in modo annuale, mensile, giornaliero od orario.

I primi studi per correlare il K_t con la quantità di radiazione incidente su di una superficie, sono stati effettuati da Liu e Jordan (1960), che sono da considerarsi i capostipiti di tutti gli studi compiuti successivamente da Pereira e Rabl (1979) per gli Stati Uniti, da Page (1961) per il Regno Unito, e da Haws e Muneer (1984) per l'India.

Liu e Jordan mettono in relazione il valore di K_t con il rapporto fra la radiazione diffusa e la radiazione globale extraterrestre incidente sull'orizzontale, evidenziando, in questo modo, la presenza di un legame fra la porzione di radiazione diffusa e la radiazione globale incidente sulla superficie terrestre. Lo studio è stato realizzato utilizzando i dati raccolti negli Stati Uniti d'America nelle stazioni di Hump Mountain e Blue Hill, evidenziando che, in una determinata area geografica, ad una costante quantità percentuale di radiazione diffusa rispetto alla radiazione globale, è possibile assegnare un corrispondente valore di clearness index (K_t).

L'importante scoperta (Liu e Jordan, 1960), come già detto, ha portato allo sviluppo di numerosi modelli matematici da parte di ricercatori in tutto il mondo, che, in base ai dati di radiazione solare rilevati, permettono di approssimare il più precisamente possibile la percentuale di radiazione diffusa nell'area geografica dove sono avvenuti gli studi. Il diagramma successivo evidenzia la relazione definita da Liu e Jordan fra il clearness index (K_t) e la percentuale di radiazione diffusa rispetto alla radiazione extraterrestre.

Il risultato che tutti gli algoritmi producono fa riferimento alla frazione di energia diffusa rispetto alla globale (f_d), espressa come:

$$f_d = \frac{H_d}{H}$$

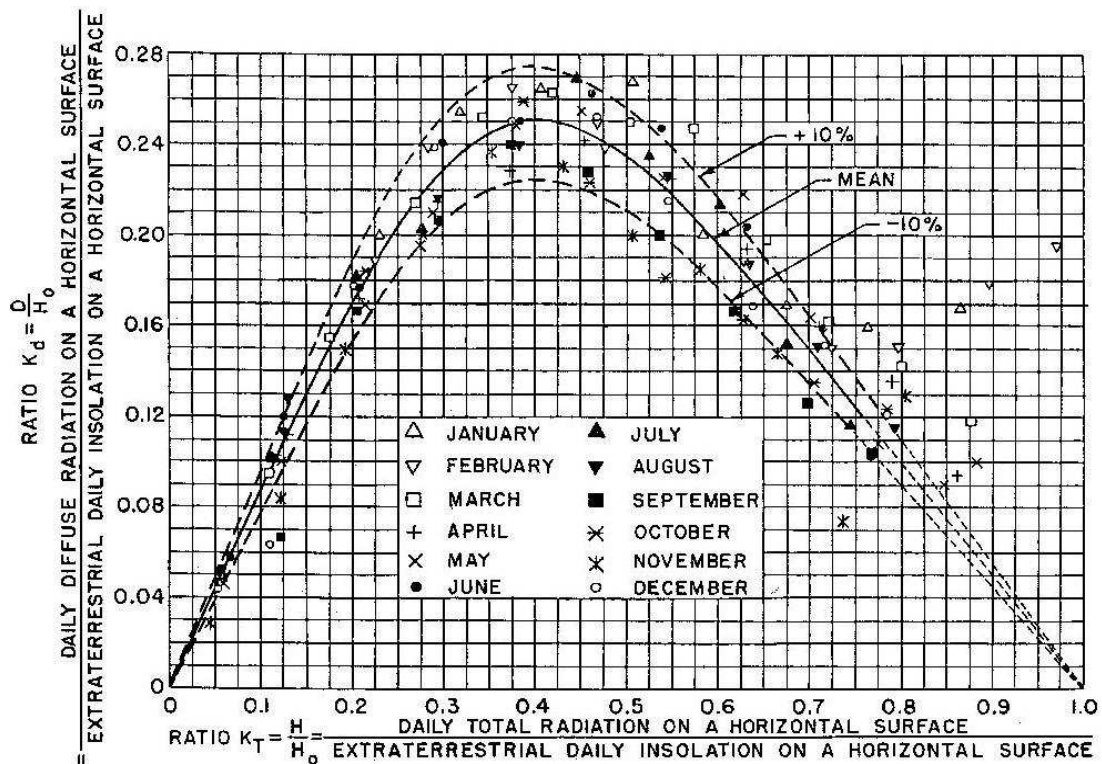


FIG. 6 THE INTERRELATIONSHIP AND CHARACTERISTIC DISTRIBUTION OF DIRECT, DIFFUSE AND TOTAL SOLAR RADIATION,

LIU AND JORDAN (1960)

Questo coefficiente di divisione può essere utilizzato sia su base oraria che su base giornaliera, per determinare quale percentuale dell'energia globale che incide sulla superficie di riferimento, è sottoforma di radiazione diffusa. Avendo quindi a disposizione dati di radiazione globale sul piano orizzontale, tramite questi metodi di calcolo è relativamente semplice risalire alle sue due componenti principali, diretta e diffusa.

Di seguito si riportano alcune delle più significative relazioni emerse dagli studi effettuati, suddivise per autore e per luogo geografico in cui sono stati reperiti i dati di partenza:

Le ricerche effettuate con i dati di due località negli USA (Hump Mountain e Blue Hill) hanno condotto alla seguente formulazione (Liu e Jordan, 1960):

se $0.3 < K_t < 0.7$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 1.39 - 4.027 \times K_t + 5.531 \times K_t^2 - 3.108 \times K_t^3$$

Le ricerche effettuate con i dati di quattro stazioni canadesi (Toronto, Montreal, Goose Bay e Resolute Bay) hanno condotto alla seguente formulazione (Ruth e Chant, 1976):

se $K_t \leq 0.1$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 0.98$$

se $0.1 < K_t \leq 0.7$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 0.910 + 1.154 \times K_t - 4.936 \times K_t^2 + 2.848 \times K_t^3$$

Le ricerche effettuate con i dati di Toronto in Canada hanno condotto alla seguente formulazione (Orgill e Hollands, 1977):

se $K_t < 0.35$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 1 - 0.249 \times K_t$$

se $0.35 \leq K_t \leq 0.75$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 1.557 - 1.84 \times K_t$$

se $K_t > 0.75$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 0.177$$

Le ricerche effettuate all'Università di Chicago negli Stati Uniti d'America hanno condotto alla seguente formulazione (Colares-Pereira e Rabl, 1979):

se $K_t < 0.17$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.99$$

se $0.17 \leq K_t \leq 0.8$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 1.188 - 2.272 \times K_t + 9.473 \times K_t^2 - 21.856 \times K_t^3 + 14.648 \times K_t^4$$

Le ricerche effettuate con i dati di alcune stazioni meteorologiche canadesi hanno condotto alla seguente formulazione (Iqbal, 1979):

se $0.3 \leq K_t \leq 0.6$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.958 - 0.982 \times K_t$$

Le ricerche effettuate con i dati di quattro località negli Stati Uniti hanno condotto alla seguente formulazione (Erbs et al., 1982):

se $K_t \leq 0.22$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 1 - 0.09 \times K_t$$

se $0.22 < K_t \leq 0.8$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.951 - 0.1604 \times K_t + 4.388 \times K_t^2 - 16.638 \times K_t^3 + 12.336 \times K_t^4$$

se $K_t > 0.8$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.165$$

Le ricerche effettuate con i dati di una località tropicale di Singapore hanno condotto alla seguente formulazione (Hawladar, 1984):

se $K_t \leq 0.225$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.915$$

se $0.225 < K_t < 0.775$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 1.135 - 0.9422 \times K_t - 0.3878 \times K_t^2$$

se $K_t \geq 0.775$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.215$$

Le ricerche sull'influenza della geografia climatica effettuate con i dati di cinque stazioni in Europa e negli USA hanno condotto alla seguente formulazione (Reindl et al., 1990):

se $K_t \leq 0.3$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 1.02 - 0.248 \times K_t$$

se $0.3 < K_t < 0.78$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 1.45 - 1.67 \times K_t$$

se $K_t \geq 0.78$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.147$$

Le ricerche effettuate con i dati della zona tropicale di Madras in India hanno condotto alla seguente formulazione (Chandrasekaran e Kumar, 1994):

se $K_t \leq 0.24$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 1.0086 - 0.178 \times K_t$$

se $0.24 < K_t \leq 0.8$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.9686 + 0.1325 \times K_t + 1.4183 \times K_t^2 - 10.1862 \times K_t^3 + 8.3733 \times K_t^4$$

se $K_t > 0.8$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.197$$

Le ricerche effettuate con i dati di Vittoria in Australia hanno condotto alla seguente formulazione (Boland et al., 2001):

$$\mathbf{f}_d = \frac{1}{1 + e^{7.997 \times (K_t - 0.586)}}$$

Le ricerche effettuate con i dati della zona tropicale di San Paolo in Brasile hanno condotto alla seguente formulazione (Oliveira et al., 2002):

se $K_t \leq 0.24$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 1$$

se $0.17 < K_t < 0.75$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.97 + 0.8 \times K_t - 3 \times K_t^2 - 3.1 \times K_t^3 + 5.2 \times K_t^4$$

se $K_t \geq 0.8$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.17$$

Le ricerche effettuate con i dati di Atene in Grecia hanno condotto alla seguente formulazione (Karatasou et al., 2003):

se $0 < K_t \leq 0.78$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.995 - 0.05 \times K_t - 2.4156 \times K_t^2 + 1.4926 \times K_t^3$$

se $K_t > 0.78$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.2$$

Le ricerche effettuate con i dati della zona tropicale di San Paolo in Brasile hanno condotto alla seguente formulazione (Soares et al., 2004):

se $K_t \leq 0.24$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 1$$

se $0.17 < K_t < 0.75$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.9 + 1.1 \times K_t - 4.5 \times K_t^2 + 0.01 \times K_t^3 + 3.14 \times K_t^4$$

se $K_t \geq 0.8$

$$\mathbf{f}_d = \frac{H_d}{H} = 0.17$$

Gli studi che hanno portato alla formulazione dei diversi modelli di calcolo sopracitati evidenziano quello che intuitivamente si poteva già immaginare; la distribuzione cartesiana dei valori di radiazione diffusa rispetto alla totale, riferiti al piano orizzontale, ed il clearness index (K_t), danno origine ad una funzione matematica, simile indipendentemente dalla localizzazione geografica: essa dimostra come a valori elevati di clearness index (K_t) corrisponda una bassa quantità di radiazione diffusa rispetto alla globale, e come a bassi valori di clearness index (K_t) corrisponda un'alta quantità di radiazione diffusa rispetto alla globale. Si evidenzia quindi una proporzionalità di tipo inverso fra i due parametri, che può essere rappresentata con il diagramma seguente.

La precisazione appena fatta è importante per comprendere appieno tutti gli aspetti legati al parametro clearness index (K_t) che, con l'evolversi degli studi in materia, è diventato il principale parametro da considerare per determinare la divisione della radiazione globale sul piano orizzontale nelle sue due componenti.

Ai fini di questa trattazione non è stato possibile esaminare tutti i modelli di calcolo sviluppati nel tempo; è stato necessario compiere una selezione dei modelli più indicati rispetto alle condizioni geografiche ed ambientali nelle quali è collocato il caso studio.

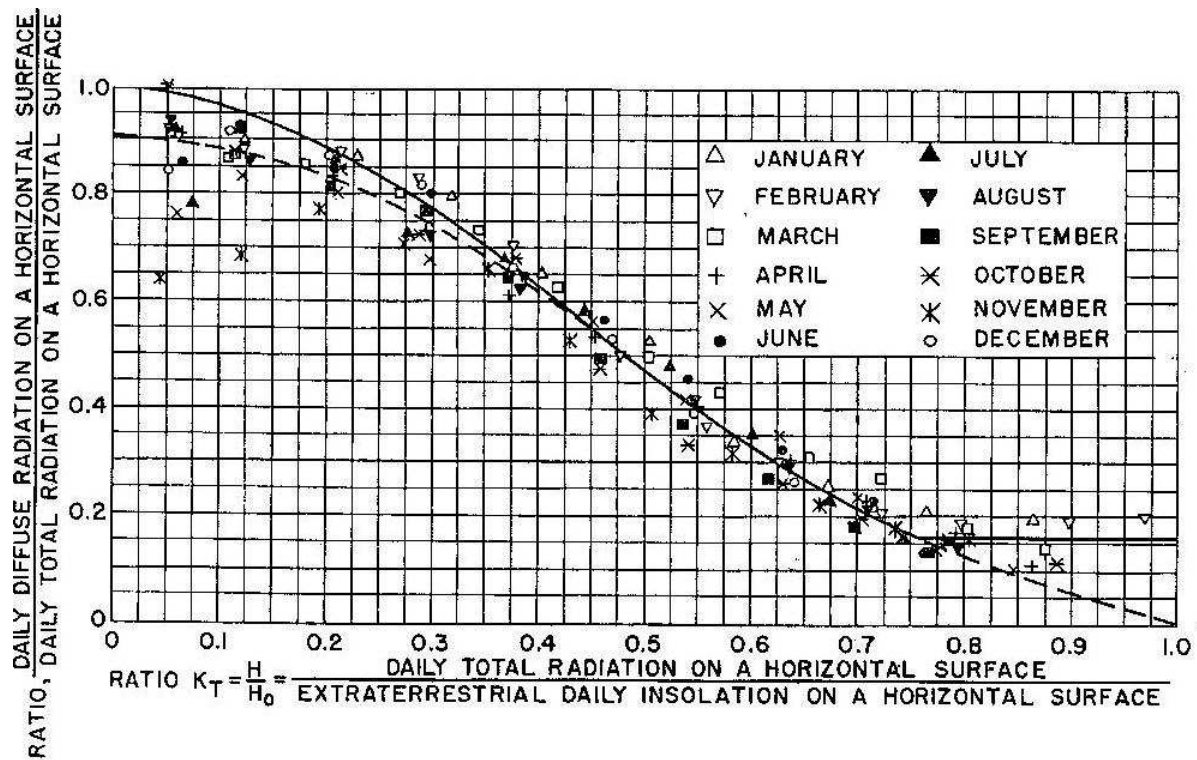


FIG. 7 THE INTERRELATIONSHIP AND CHARACTERISTIC DISTRIBUTION OF DIRECT, DIFFUSE AND TOTAL SOLAR RADIATION,
LIU AND JORDAN (1960)

La consultazione della bibliografia in merito alla descrizione ed alla comparazione dei vari algoritmi ha portato ad individuare tre modelli matematici ritenuti i migliori per il calcolo della radiazione diffusa sul piano orizzontale nell'area di Milano:

MODELLO DI PAGE (1964)

La relazione matematica trovata da Page è direttamente derivata dal lavoro di Liu e Jordan (1960) ed è espressa come:

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 1.00 - 1.13 \times K_t$$

MODELLO DI KLEIN (1977)

La relazione matematica trovata da Klein è un'ulteriore evoluzione degli studi compiuti da Liu e Jordan e si sviluppa nella somma di diversi monomi nei quali la variabile è costante, il fattore K_t :

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 1.390 - 4.027 \times K_t + 5.53 \times K_t^2 - 3.108 \times K_t^3$$

MODELLO DI MIGUEL ET AL. (2001)

Il modello di Miguel compie un ulteriore passo avanti rispetto ai precedenti, definendo tre diverse relazioni da adottarsi a seconda di altrettanti intervalli di clearness index (K_t). La formulazione matematica di questa relazione è espressa come:

se $K_t < 0.21$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 0.995 - 0.081 \times K_t$$

se $0.21 \leq K_t \leq 0.76$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 0.724 + 2.738 \times K_t - 8.320 \times K_t^2 + 4.967 \times K_t^3$$

se $K_t > 0.76$

$$f_d = \frac{H_d}{H} = 0.18$$

f_d = frazione di radiazione diffusa rispetto alla radiazione globale;

H = radiazione globale sul piano orizzontale;

H_d = radiazione diffusa sul piano orizzontale;

K_t = clearness index.

2.3. FATTORE DI RIBALTAMENTO DELLA RADIAZIONE DIFFUSA SUL PIANO INCLINATO

In precedenza è stata riportata la formula matematica da applicare per individuare la quantità di energia su di una superficie inclinata e sono stati spiegati i valori che possono assumere le componenti diretta e diffusa a seconda del luogo geografico in cui ci si trova, del giorno dell'anno, dell'inclinazione della superficie rispetto all'orizzontale e del coefficiente di albedo definito in base all'ambiente in cui l'impianto è collocato. L'unico fattore che non è stato ancora descritto è il rapporto tra la radiazione diffusa incidente sulla superficie in esame e quella incidente sull'orizzontale (R_d).

La relazione matematica in grado di determinare la quantità di energia diffusa incidente sulla superficie in esame, partendo dal dato misurato della quantità di energia diffusa incidente sul piano orizzontale, è stata studiata inizialmente da Liu e Jordan ed è espressa come:

$$H_{d\psi} = H_d \times \left(\frac{1 + \cos \psi}{2} \right)$$

Nel corso degli anni sono stati effettuati numerosi studi che hanno portato alla formulazione di altre relazioni in grado di determinare la quantità di energia diffusa incidente su di una superficie inclinata, come ad esempio quelli di Circumsolare (1983), Skartveit e Olseth (1986), Badescu (2002).

Ai fini di questa trattazione è stato deciso, in accordo con le analisi pubblicate in merito all'argomento (Katiyar A. K. e Pandey C. K., 2011), di utilizzare altri due metodi oltre a quello sopracitato di Liu e Jordan. Il metodo di Hay (1979) è espresso come:

$$H_{d\psi} = H_d \times \left[\frac{H_b}{H_0} \times R_b + \left(\frac{1 + \cos \psi}{2} \right) \times \left(1 - \frac{H_b}{H_0} \right) \right]$$

Il secondo metodo è invece quello studiato da Klucher (1979), espresso come:

$$H_{d\psi} = H_d \times \left(\frac{1 + \cos \psi}{2} \right) \times \left[1 + F \times \sin^3 \left(\frac{\psi}{2} \right) \right] \times (1 + F \times \sin^2 \theta \times \sin^3 \theta_z)$$

$$F = 1 - \frac{H_d}{H}$$

$H_{d\psi}$ = radiazione diffusa sul piano inclinato;

H = radiazione globale sul piano orizzontale;

H_0 = radiazione extraterrestre sul piano orizzontale;

H_b = radiazione diretta sul piano orizzontale;

H_d = radiazione diffusa sul piano orizzontale;

ψ = angolo di inclinazione della superficie in esame rispetto all'orizzontale;

R_b = rapporto tra la radiazione diretta incidente sulla superficie in esame e quella incidente sull'orizzontale;

θ = angolo di inclinazione;

θ_z = angolo di incidenza.

3. COMPARAZIONE STATISTICA DEI MODELLI SELEZIONATI

3.1. INTRODUZIONE

La comparazione fra i diversi metodi di calcolo, per valutare quale sia il migliore da applicare in una determinata area geografica, è stata compiuta da numerosi ricercatori; nelle loro pubblicazioni (Katiyar A. K. e Pandey C. K. 2011, Jacovides C.P. et al. 2006) viene messa in evidenza l'importanza dell'utilizzo di metodi statistici per l'analisi ed il confronto fra le differenti metodologie di calcolo.

Le prime osservazioni sono in merito alla precisione e all'accuratezza del modello che si sta valutando.

La precisione indica, nel nostro caso, il grado di dispersione dei dati del modello ed è rappresentata dalla varianza, ovvero il quadrato della deviazione standard. Questo parametro indica la qualità del modello: più bassa è la varianza maggiore è la precisione del modello.

L'accuratezza rappresenta invece il grado di corrispondenza con il dato misurato: nel nostro caso, quanto la media dei valori del modello si discosta dalla media dei valori misurati.

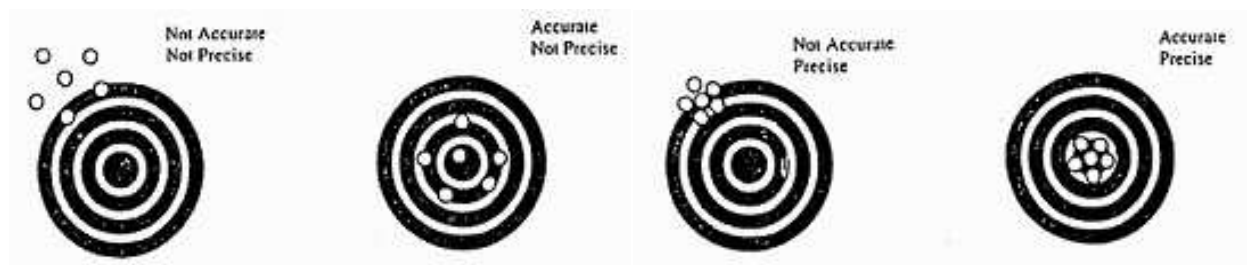


FIG. 8 SCHEMI RIASSUNTIVI DEI CONCETTI DI PRECISIONE ED ACCURATEZZA

Ci sono poi alcuni metodi di analisi statistica che vengono sempre utilizzati durante questo tipo di studi comparativi fra differenti modelli di approssimazione e sono: l'errore statistico medio, **MBE**, e l'errore quadratico medio, **RMSE**, (Jacovides C.P., Kontogiannis H.,1995), definiti come:

$$MBE = \frac{1}{n_0} \times \sum_1^{n_0} (V_p - V_r)$$

$$RMSE = \left[\frac{1}{n_0} \times \sum_1^{n_0} (V_p - V_r)^2 \right]^{1/2}$$

n_0 = numero di previsioni del modello;

V_p = valori previsti dal modello;

V_r = valori rilevati.

I due parametri possono essere presi singolarmente, per valutare l'errore medio del modello rispetto ai valori rilevati, o possono essere utilizzati in modo combinato per stabilire se i risultati del modello in esame siano influenzati da fattori casuali o rappresentino la realtà. In questo secondo caso si applica il t-test, sviluppato da Student, utilizzando i valori precedentemente illustrati (**MBE**, **RMSE**); se il valore probabilistico del t-test è inferiore al 5% significa che esiste una differenza statisticamente significativa e, quindi, i risultati ottenuti non sono influenzati da fattori casuali.

Il valore di riferimento del t-test può essere determinato in modo molto semplice attraverso programmi statistici che lo calcolano in modo automatico; la relazione matematica alla quale questi programmi fanno riferimento è la seguente:

$$t\text{-test} = \left[\frac{(n_0 - 1) \times MBE^2}{RMSE^2 - MBE^2} \right]^{1/2}$$

L'analisi statistica appena descritta è stata applicata agli algoritmi matematici ottenuti combinando modelli di divisione della radiazione, diffusa e diretta, ed i metodi di ribaltamento della radiazione sul piano inclinato precedentemente selezionati. Si sono realizzati nove differenti algoritmi di calcolo formati da:

- Metodo di Klein + Metodo di Liu e Jordan (KLJ);**
- Metodo di Miguel + Metodo di Liu e Jordan (MLJ);**
- Metodo di Page + Metodo di Liu e Jordan (PLJ);**
- Metodo di Klein + Metodo di Hay (KH);**
- Metodo di Miguel + Metodo di Hay (MH);**
- Metodo di Page + Metodo di Hay (PH);**
- Metodo di Klein + Metodo di Klucher (KK);**
- Metodo di Miguel + Metodo di Klucher (MK);**
- Metodo di Page + Metodo di Klucher (PK).**

In questa nuova fase di studio è stato necessario reperire dati misurati relativi ad alcune superfici inclinate, che potessero essere rapportati ai valori ottenuti dai modelli di calcolo; per poter valutare in termini statistici i risultati dei diversi modelli è indispensabile avere dei valori di riferimento. Effettuata l'analisi è poi possibile mettere a confronto gli algoritmi, per stabilire quale sia la miglior combinazione da utilizzare per la situazione geografica presa in considerazione.

La ricerca effettuata ha reso possibile il ritrovamento di tre nuove serie di dati fornite da altrettanti gruppi di ricerca ed enti con cui si sono instaurate delle produttive sinergie collaborative:

DATI TEST FACILITY POLITECNICO DI MILANO (Hs POLI 30°), nel periodo compreso fra il 01-08-12 ed il 31-12-12, dati medi derivati dalle rilevazioni di due solarimetri utilizzati per il monitoraggio di un impianto destinato al test di una serie di moduli fotovoltaici in condizioni di esercizio (orientamento pannelli: $\gamma = 0^\circ$ $\psi = 30^\circ$);

DATI EURAC BOLZANO (Hp EURAC 30°), nel periodo compreso fra il 01-07-12 ed 31-12-12, dati registrati dall'impianto di monitoraggio del campo fotovoltaico multitecnologico ADB, destinato al test di tecnologie fotovoltaiche in condizioni di esercizio, cofinanziato per la sua realizzazione con fondi europei per lo sviluppo regionale (orientamento pannelli: $\gamma = -8,5^\circ$ $\psi = 30^\circ$);

DATI STAZIONE METEO ADB BOLZANO (Hp ADB), nel periodo compreso fra il 01-07-12 ed 31-12-12, dati sul piano orizzontale registrati dalla stazione meteo per il monitoraggio del campo fotovoltaico multitecnologico ADB, destinato al test di tecnologie fotovoltaiche in condizioni di esercizio, cofinanziato per la sua realizzazione con fondi europei per lo sviluppo regionale.

3.2. ANALISI DEGLI ALGORITMI DI CALCOLO

In forma tabellare vengono riportati di seguito i risultati dell'analisi statistica compiuta sui dati prodotti dai diversi algoritmi, in relazione alla stazione meteo del Politecnico di Milano.

modello	e. media [Wh/m ²]	e. totale [Wh/m ²]	differenza [Wh/m ²]	differenza [%]	precisione [dev. standard]	precisione [varianza]	accuratezza MBE (%)	accuratezza RMSE (%)	attendibilità [t-test]
MISURATO	3.564,2	538.197,9	-	-	-	-	-	-	-
KLJ	3.739,9	564.719,2	26.521,2	4,93	15,77	248,69	6,54	17,02	3,04 E-04
MLJ	3.544,9	535.273,9	-2.924,1	-0,54	18,24	332,65	0,18	18,18	3,47 E-04
PLJ	3.721,3	561.918,4	23.720,5	4,41	19,17	367,46	8,31	20,84	2,23 E-05
KH	3.874,4	585.039,5	46.841,6	8,70	16,17	261,48	10,50	19,23	1,22 E-05
MH	3.696,8	558.219,3	20.021,4	3,72	17,40	302,62	4,19	17,84	7,23 E-04
PH	3.858,4	582.615,6	44.417,6	8,25	19,03	361,97	12,56	22,74	1,23 E-06
KK	3.921,7	592.180,1	53.982,2	10,03	18,15	329,31	10,95	21,14	8,34 E-06
MK	3.740,2	564.762,7	26.564,8	4,94	18,53	343,50	5,58	19,30	3,13 E-04
PK	3.341,8	504.611,5	-33.586,5	-6,24	22,06	486,77	-5,81	22,74	4,66 E-09

TAB. 7 TABELLA RIASSUNTIVA DELL'ANALISI STATISTICA DEI DATI RELATIVI ALLA STAZIONE DEL POLITECNICO DI MILANO

I risultati evidenziano che per tutti i modelli esiste una differenza statisticamente significativa fra i valori di MBE e di RMSE; i risultati ottenuti non sono quindi influenzati da fattori casuali e l'attendibilità dei modelli è verificata.

L'algoritmo KLJ risulta il più accurato utilizzando l'analisi RMSE, mentre l'algoritmo MLJ risulta il più accurato dell'analisi MBE.

La precisione, e quindi la migliore qualità del dato, appartengono all'algoritmo KLJ, mentre la misurazione quantitativa che maggiormente si avvicina ai valori rilevati è dell'algoritmo MJL.

I risultati appena riportati sono relativi alla realtà di Milano; vengono ora riportati in forma tabulare i risultati dell'analisi statistica compiuta sui dati prodotti dai diversi algoritmi, in relazione alla stazione meteo EURAC di Bolzano.

modello	e. media [Wh/m ²]	e. totale [Wh/m ²]	differenza [Wh/m ²]	differenza [%]	precisione [dev. standard]	precisione [varianza]	accuratezza MBE (%)	accuratezza RMSE (%)	attendibilità [t-test]
MISURATO	4.005,2	708.921,1	-	-	-	-	-	-	-
KLJ	4.113,4	728.072,6	19.151,4	2,70	11,81	139,52	5,41	12,96	1,67 E-05
MLJ	3.935,8	696.644,6	-12.276,5	-1,73	6,67	44,54	-1,12	6,75	3,49 E-06
PLJ	4.096,8	725.133,0	16.211,9	2,29	10,51	110,39	6,00	12,07	1,67 E-07
KH	4.243,1	751.035,9	42.114,7	5,94	13,57	184,04	9,31	16,42	1,18 9E-07
MH	4.090,8	724.075,0	15.153,9	2,14	6,42	41,15	3,05	7,09	3,05 E-04
PH	4.229,9	748.699,5	39.778,4	5,61	11,76	138,25	10,09	15,47	1,34 E-09
KK	4.300,3	761.147,3	52.226,1	7,37	15,11	228,17	10,16	18,17	3,26 E-07
MK	4.131,6	731.293,2	22.372,1	3,16	6,65	44,18	3,91	7,70	4,10 E-06
PK	3.702,4	655.318,1	-53.603,1	-7,56	13,79	190,14	-8,36	16,09	9,66 E-20

TAB. 8 TABELLA RIASSUNTIVA DELL'ANALISI STATISTICA DEI DATI RELATIVI ALLA STAZIONE EURAC DI BOLZANO

I risultati, anche in questo caso, evidenziano che per tutti i modelli esiste una differenza statisticamente significativa fra i valori di MBE e di RMSE; l'algoritmo maggiormente preciso è MH; l'analisi dell'accuratezza, sia con il parametro RMSE sia con il parametro MBE, e la misurazione quantitativa che maggiormente si avvicinano ai valori rilevati, appartengono all'algoritmo MJL.

Le conclusioni appena tratte terminano la parte di analisi statistica, così come è condotta nella maggioranza delle pubblicazioni; nei capitoli successivi invece si approfondirà il nuovo approccio che si è deciso di indagare.

4. MODELLO OTTIMIZZATO

4.1. CONSIDERAZIONI METODOLOGICHE

Dalle analisi compiute in precedenza è possibile individuare fra i modelli indagati quale sia il maggiormente preciso nel prevedere la radiazione solare incidente sul piano inclinato ed orientato preso in considerazione, ovvero quell'algoritmo di calcolo che, in un definito arco di tempo, riesce ad avvicinarsi maggiormente al valore di energia realmente misurato.

Se ci limitassimo a questa considerazione, però, incorreremmo in un grossolano errore, poiché andremmo a considerare solamente un dato quantitativo, trascurando l'aspetto qualitativo. Per esempio, prendendo in esame due o più modelli che stimino la medesima quantità di energia nello stesso arco di tempo, non è detto che il loro grado di qualità sia uguale; è necessario valutare quale fra i diversi modelli analizzati abbia la minor varianza riferita ai singoli MBE, ovvero il grado di dispersione più basso rispetto al valore medio dell'errore.

La riflessione appena esposta rappresenta l'interrogativo centrale sul quale si è successivamente sviluppato l'algoritmo combinato di calcolo per la previsione della radiazione globale incidente su di un piano orientato. Le considerazioni di fondo che sono state inizialmente avanzate sono sinteticamente riassunte in seguito.

PRIMA CONSIDERAZIONE

Il valore massimo misurabile di clearness index (K_t) durante una giornata serena varia periodicamente durante l'arco di un anno; è possibile individuare una funzione periodica, di periodo 365 giorni (indicata nella tabella successiva con la linea nera marcata), che si ripete costantemente, poiché, rispetto ad un dato giorno dell'anno, i valori H_0 (radiazione globale extraterrestre sull'orizzontale) e H_{max} (radiazione globale massima sul piano orizzontale terrestre) sono sempre costanti.

La variazione del $K_{t\ max}$ durante l'anno non è estremamente significativa; i valori possono oscillare da un -5,9% a un +3,52% rispetto alla media ($K_{t\ med} = 0,7324$). In valore assoluto il maggiore ed il minore $K_{t\ max}$ misurabili alla latitudine di Milano sono:

$$\text{MAGGIORE } K_{t\ max} = 0,7582$$

$$\text{MINORE } K_{t\ max} = 0,6892$$

Le argomentazioni appena esposte portano a definire la prima considerazione metodologica: con un accettabile grado di approssimazione, il valore di $K_{t\ max}$ può considerarsi costante durante l'anno poiché la sua variazione massima dalla media è inferiore al 6%.

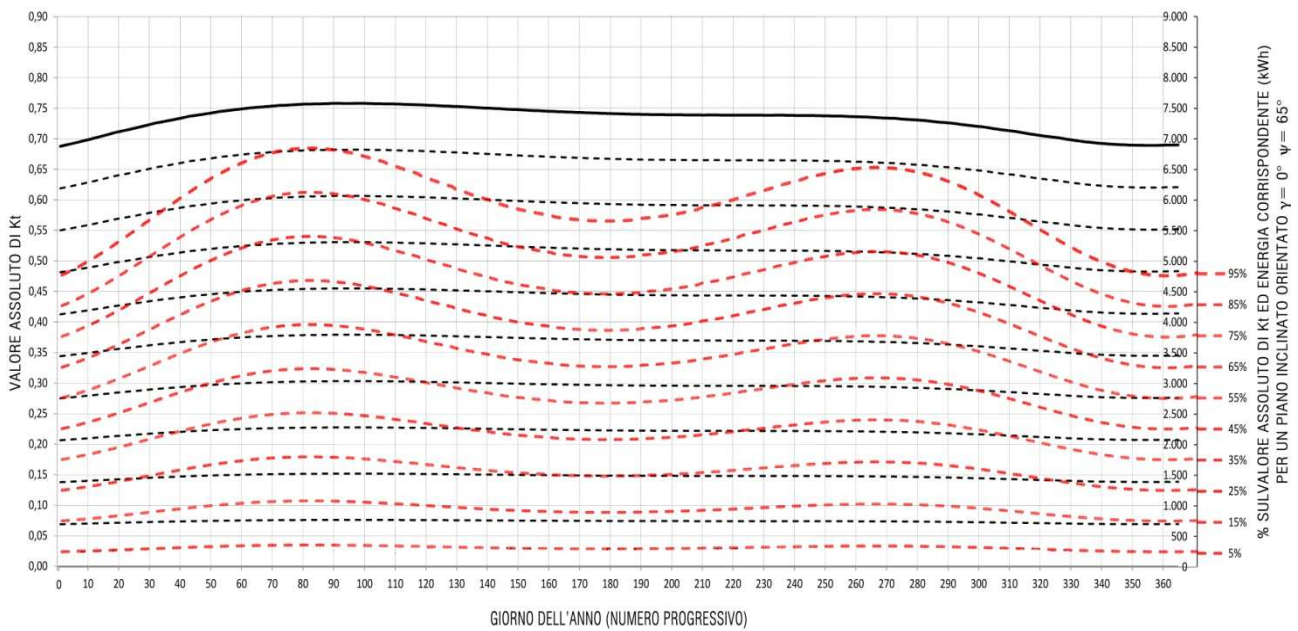


FIG. 9 GRAFICO DELL'ANDAMENTO DEL K_t DURANTE L'ARCO DI UN ANNO PER L'AREA DI MILANO E RELATIVA QUANTITÀ DI ENERGIA INCIDENTE SU DI UN PIANO ORIENTATO A SUD, INCLINATO DI 65° RISPETTO ALL'ORIZZONTALE

SECONDA CONSIDERAZIONE

L'energia incidente su di una superficie è variabile durante l'arco di un anno. A seconda dell'orientamento e dell'inclinazione del piano considerato, si possono registrare delle significative variazioni dell'irradianza istantanea misurata. Per fare un esempio si può prendere in considerazione una superficie parallela al piano orizzontale ed una superficie orientata a sud ed inclinata a 65° rispetto all'orizzontale. Nel primo caso il valore maggiore ed il valore minore misurabili alla latitudine di Milano sono uguali a:

$$\text{MAGGIORE } I_{\max \text{ p.o.}} = 953,6 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

$$\text{MINORE } I_{\max \text{ p.o.}} = 377,8 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

Per ciò che riguarda la superficie orientata a sud e inclinata di 65° rispetto all'orizzontale, i valori misurabili alla latitudine di Milano sono rispettivamente:

$$\text{MAGGIORE } I_{\max 65^\circ} = 1004,1 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

$$\text{MINORE } I_{\max 65^\circ} = 895,2 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

In modo intuitivo si può capire come questa variazione modifichi significativamente la quantità di energia giornaliera incidente su di un qualsiasi piano, in relazione alla disposizione spaziale della superficie ed al numero di ore di luce nel giorno dell'anno in cui ci si trova ad effettuare la misurazione.

Prendendo come riferimento sempre una superficie orientata a sud ed inclinata di 65° rispetto all'orizzontale, è stato calcolato che l'energia maggiore e l'energia minore rilevabili durante una giornata serena sono pari a:

MAGGIORE $H_{\max 65^\circ} = 7209,1 \text{ [W/m}^2\text{]}$ $K_{t \max} = 0,7571$ (22 marzo, giorno n°81)
 MINORE $H_{\max 65^\circ} = 5114,9 \text{ [W/m}^2\text{]}$ $K_{t \max} = 0,6892$ (21 dicembre, giorno n°355)

In definitiva, considerando diversi giorni dell'anno, separati da settimane o mesi l'uno dall'altro e che abbiano un uguale valore di K_t , l'energia incidente su di un piano liberamente orientato varia di molto.

Il confronto fra i diversi algoritmi di calcolo ha inoltre evidenziato come, rispetto ai dati misurati sul piano orizzontale, la percentuale dell'energia incidente rispetto all'energia massima, definita come:

$$a = \frac{H}{H_{\max}} \%$$

origini valori di **MBE** molto differenti, a cui corrispondono gradi di dispersione dei dati (varianza) molto diversi. A valori poco elevati di "a" corrispondono differenze percentuali alte fra la previsione del modello ed il dato rilevato, con una conseguente varianza molto accentuata (grande dispersione dei dati). A valori molto elevati di "a", condizione nella quale la radiazione incidente sul piano orizzontale tende ad avvicinarsi considerevolmente al valore $H = H_{\max}$, corrispondono differenze percentuali molto ridotte fra la previsione del modello e il dato rilevato, con una conseguente varianza poco accentuata (minima dispersione dei dati).

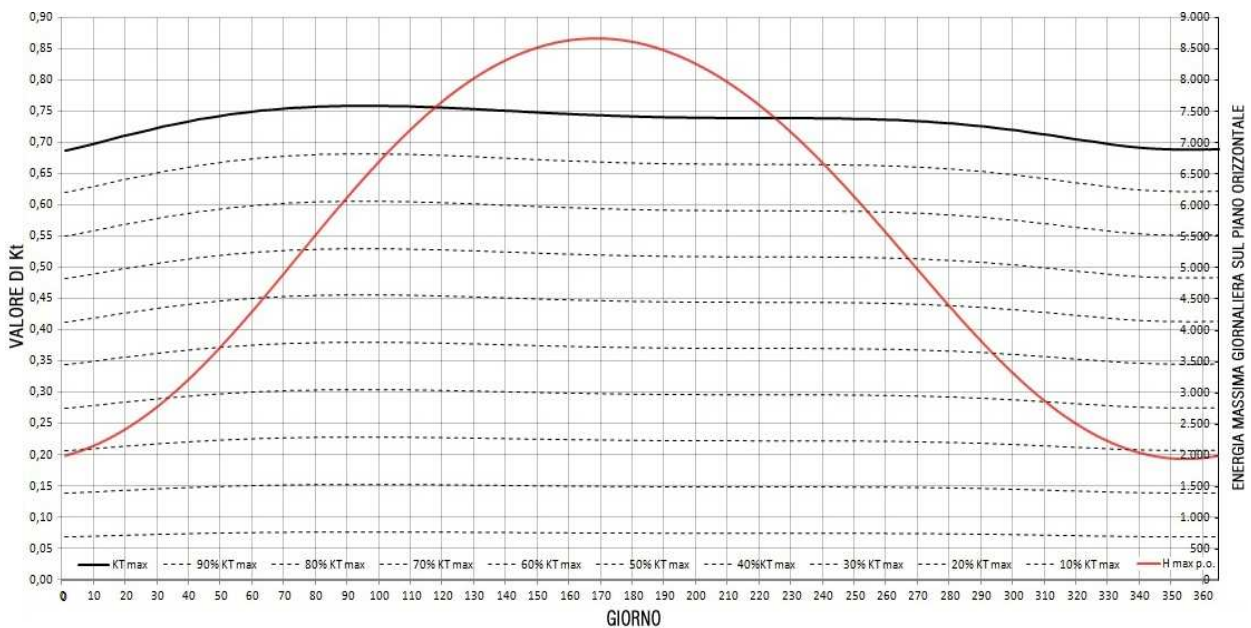


FIG. 10 GRAFICO DELL'ENERGIA GIORNALIERA MASSIMA INCIDENTE SUL PIANO ORIZZONTALE PER L'AREA DI MILANO

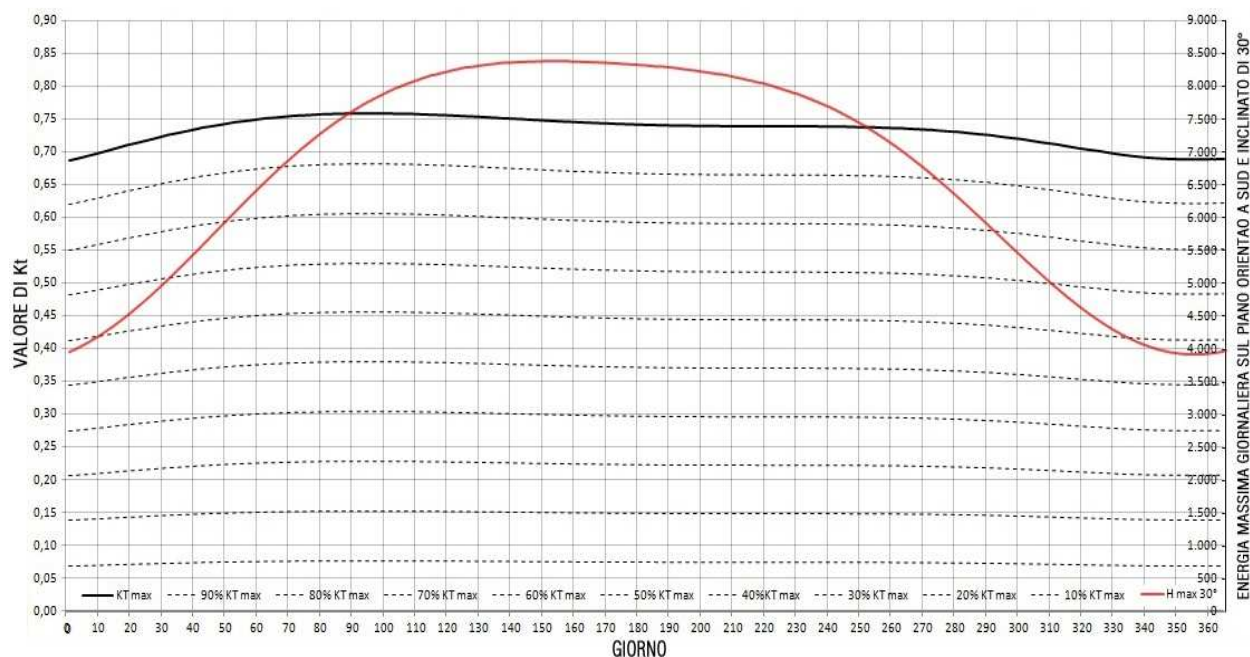


FIG. 11 GRAFICO DELL'ENERGIA GIORNALIERA MASSIMA INCIDENTE SU DI UN PIANO ORIENTATO A SUD ED INCLINATO DI 30° PER L'AREA DI MILANO

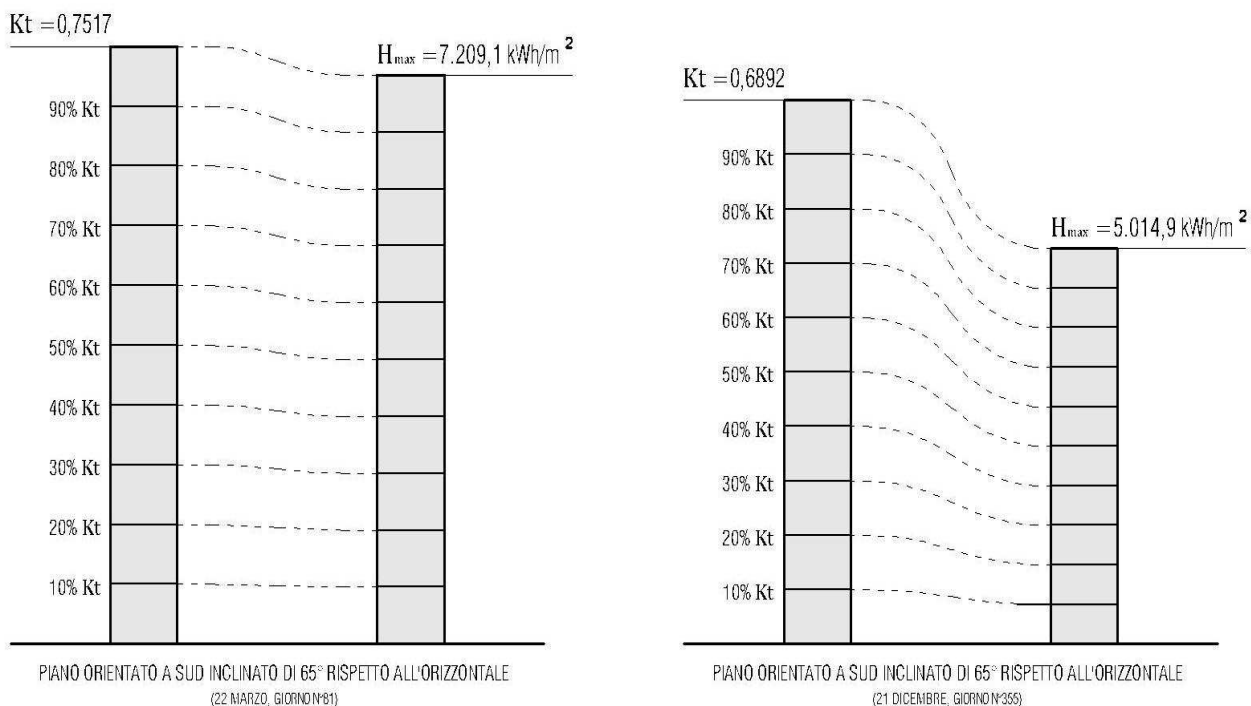


FIG. 12 DIAGRAMMI DELL'ENERGIA INCIDENTE SU DI UNA SUPERFICIE ORIENTATA A SUD ED INCLINATA DI 65° RISPETTO AL VALORE DI Kt MAX

TERZA CONSIDERAZIONE

L'ultima considerazione da mettere in evidenza rappresenta la sintesi che racchiude tutti gli aspetti trattati in precedenza, sviluppando un ragionamento che parte dalla percentuale di radiazione diffusa stimata dai diversi modelli.

Per ciascun algoritmo di calcolo, ad un dato valore di K_t corrisponde sempre una stessa quantità percentuale di radiazione diffusa, indipendentemente dal giorno dell'anno in cui ci si trova e indipendentemente dalla latitudine. Ciò significa che, per ogni algoritmo di calcolo, la percentuale di H_d è costante rispetto ad un dato valore di K_t indipendentemente dal valore dell'energia misurata.

Come definito nella prima considerazione, il valore di $K_{t\max}$ può considerarsi costante durante l'anno, con un accettabile grado di approssimazione; di conseguenza è possibile affermare che, rispetto ad ogni algoritmo di calcolo, ad un dato valore percentuale di K_t corrisponde un costante valore percentuale di H_d , indipendentemente dal giorno considerato durante l'arco dell'anno.

A seconda del diverso orientamento e della diversa inclinazione, la quantità di energia incidente su di una superficie varia in modo significativo durante l'anno; poiché ad un dato valore percentuale di K_t corrisponde sempre una costante percentuale di H_d , è possibile confrontare la percentuale di errore di diversi giorni, anche se caratterizzati da quantità di energia differente e lontani temporalmente l'uno dall'altro, purché il loro rapporto "a" corrisponda ad uno stesso valore.

Le considerazioni appena esposte hanno portato a sviluppare un metodo di calcolo che privilegi maggiormente la ricerca dell'aspetto qualitativo del dato, oltre naturalmente ad avere una corrispondenza quantitativa dei valori previsti con quelli misurati.

Per far ciò si è indagato, a seconda della quantità percentuale dell'energia rilevata rispetto all'energia massima incidente sul piano orizzontale (parametro "a"), quale fra i diversi algoritmi di calcolo avesse la varianza minore rispetto alla percentuale d'errore sul valore misurato, in modo da individuare quale fra i modelli restituisse i risultati più precisi e qualitativamente migliori.

4.2. ALGORITMO COMBINATO DI CALCOLO (ACC)

Il campo fotovoltaico del caso studio in esame, come già ampiamente detto, è orientato a sud con un'inclinazione di 65°; per questa parte di studio non è stato possibile reperire un database di misurazioni che facesse riferimento ad un piano fotovoltaico così esposto nella città di Milano o nelle sue immediate vicinanze. L'elaborazione dell'algoritmo combinato di calcolo è quindi avvenuta utilizzando i dati relativi alle rilevazioni del progetto di studi della test facility, promosso dal Politecnico, riguardanti un piano esposto a sud inclinato di 30°.

L'obiettivo che si è inteso perseguire con lo studio di questo modello è ottenere un metodo di calcolo che massimizzi la qualità del dato prodotto e che sia in grado di avvicinarsi quanto più possibile alla stima della quantità energetica effettivamente misurata dagli strumenti.

A tale scopo, l'analisi statistica eseguita nel paragrafo precedente su tutti i valori generati dai singoli modelli, è stata effettuata dividendo i valori prodotti dagli algoritmi di calcolo in fasce di giorni omogenei, a seconda del diverso rapporto percentuale fra l'energia rilevata sul piano orizzontale durante la giornata e l'energia massima che potrebbe essere registrata sulla stessa superficie in una giornata perfettamente serena: il rapporto "a". In questo modo sono state definite

dieci categorie di giorni omogenei, con un intervallo del 10% di "a", nelle quali suddividere ed analizzare i valori da un punto di vista di precisione e accuratezza. La tabella seguente riporta i risultati di tale analisi.

Nella TAB. 9 sono stati evidenziati i valori di deviazione standard dei modelli più precisi, a seconda dei differenti intervalli; nella seconda metà sono stati riportati i scostamenti percentuali medi dal **MBE**, che rappresentano invece il livello di accuratezza dei diversi modelli.

L'algoritmo combinato di calcolo si compone quindi, a seconda della diverse categorie di giorni omogenei, dei modelli con la minor percentuale di deviazione standard; i valori generati vengono poi moltiplicati per i valori di correzione percentuali medi rispetto al **MBE**, in modo da garantire un'accuratezza maggiore dei singoli risultati rispetto ai dati reali.

L'algoritmo combinato che deriva dai dati rilevati a Milano è riportato in TAB. 10.

I risultati prodotti dall'algoritmo combinato di calcolo sono stati analizzati con i metodi statistici illustrati nel paragrafo precedente e messi a confronto con i modelli che hanno evidenziato i migliori risultati di accuratezza, precisione e corrispondenza con il valore rilevato.

Come si evince dalla TAB. 11 di confronto, i risultati statistici ottenuti con l'algoritmo combinato di calcolo sono migliori paragonati a tutti gli altri modelli studiati per quanto riguarda l'accuratezza rispetto al metodo **RMSE** e la precisione qualitativa e quantitativa rispetto al periodo in esame di 150 giorni.

L'accuratezza rispetto al metodo **MBE** è l'unico parametro statistico per il quale l'ACC non è migliore di uno dei modelli visti in precedenza, nello specifico l'algoritmo **MLJ**.

Lo stesso tipo di analisi e di confronto è stato effettuato sui dati forniti dall'EURAC (TAB. 12); è stato quindi possibile studiare, come spiegato in precedenza per i dati di Milano, un ACC che tenesse in considerazione le caratteristiche locali di Bolzano (TAB. 13). Nelle TAB. 14 sono elencati i risultati emersi dallo studio.

Dai risultati dell'analisi emerge chiaramente che, nel contesto ambientale della città trentina, i dati rilevati e quelli prodotti dai modelli generano un ACC la cui successione degli algoritmi e delle correzioni, differenziata per fasce di giorni omogenei, è diversa da quella di Milano.

Il risultato dell'analisi statistica, messo a confronto con le analisi fatte sui nove algoritmi selezionati inizialmente, evidenzia come l'ACC sia caratterizzato da risultati migliori sotto tutti i punti di vista.

I risultati ottenuti portano ad affermare che gli ACC studiati per le realtà di Milano e Bolzano, forniscono valori qualitativamente migliori ed un discostamento percentuale minore dall'energia rilevata, rispetto ai nove modelli considerati inizialmente. Questo risultato è stato ottenuto prendendo il meglio dai nove modelli, ovvero si è selezionato l'algoritmo migliore, rispetto alle categorie di giorni omogenei, aumentando la sua accuratezza tramite una correzione basata sul **MBE**.

DEVIAZIONE STANDARD %

	KLJ	MLJ	PLJ	KH	MH	PH	KK	MK	PK
<10%	52,48	70,07	72,37	51,48	70,36	72,80	42,16	72,71	66,12
10-20%	5,15	4,92	5,89	5,75	4,83	6,01	7,66	5,17	5,47
20-30%	16,05	11,71	17,17	17,40	11,79	18,57	16,69	11,88	11,51
30-40%	8,92	2,68	8,27	10,88	3,56	10,24	11,44	4,37	4,41
40-50%	23,71	18,78	22,39	24,73	18,58	23,25	26,03	19,72	22,03
50-60%	7,65	8,32	6,79	9,48	7,79	8,19	9,53	7,49	10,04
60-70%	7,92	7,24	7,41	7,48	6,10	6,84	8,26	6,89	12,14
70-80%	6,17	9,61	6,83	5,03	8,08	5,50	6,16	9,31	16,63
80-90%	5,65	8,39	6,17	4,42	6,36	4,70	5,61	8,18	17,47
>90%	6,35	7,71	6,21	3,96	5,64	4,37	6,24	7,93	20,07

MEDIA SUL MBE %

	KLJ	MLJ	PLJ	KH	MH	PH	KK	MK	PK
<10%	-12,69	23,99	26,80	-14,38	24,46	27,47	-35,20	28,69	16,73
10-20%	12,33	14,15	23,42	13,51	15,30	25,58	13,24	18,40	11,22
20-30%	17,88	2,81	20,84	21,67	4,26	24,97	26,75	7,51	4,02
30-40%	21,74	3,25	20,40	26,61	5,63	25,30	31,06	8,54	4,45
40-50%	8,47	-10,15	5,18	13,99	-6,69	10,69	17,18	-4,59	-10,81
50-60%	9,91	-5,93	6,73	15,87	-1,02	12,79	17,26	-0,06	-11,70
60-70%	10,80	-2,20	8,09	16,52	3,49	14,03	17,45	4,09	-9,32
70-80%	5,68	-2,71	4,15	10,69	3,02	9,34	11,27	3,21	-12,25
80-90%	2,08	-2,38	1,58	6,64	2,80	6,14	7,04	3,30	-11,66
>90%	3,44	0,13	3,29	6,37	4,53	6,42	7,56	5,36	-7,31

TAB. 9 TABELLA DEI RISULTATI DELL'ANALISI STATISTICA ESEGUITA SU CATEGORIE DI GIORNI OMOGENEI PER MILANO

	modello	correzione
<10%	KK	1,3520
10-20%	MH	0,8470
20-30%	PK	0,9598
30-40%	MLJ	0,9675
40-50%	MH	1,0669
50-60%	PLJ	0,9327
60-70%	MH	0,9651
70-80%	KH	0,8931
80-90%	KH	0,9336
>90%	KH	0,9363

TAB. 10 TABELLA DI COMPOSIZIONE DELL'ALGORITMO COMBINATO DI CALCOLO PER MILANO

modello	e. media [Wh/m ²]	e. totale [Wh/m ²]	differenza [Wh/m ²]	differenza [%]	precisione [dev. standard]	precisione [varianza]	accuratezza MBE (%)	accuratezza RMSE (%)	attendibilità [t-test]
MISURATO	3.564,2	538.197,9	-	-	-	-	-	-	-
KLJ	3.739,9	564.719,2	26.521,2	4,93	15,77	248,69	6,54	17,02	3,04 E-04
MLJ	3.544,9	535.273,9	-2.924,1	-0,54	18,24	332,65	0,18	18,18	3,47 E-04
ACC	3.549,4	535.960,5	-2.237,4	-0,42	13,69	187,49	-1,13	13,69	3,11 E-02

TAB. 11 TABELLA DI CONFRONTO DELL'ANALISI TRA ALGORITMI PER MILANO

DEVIAZIONE STANDARD %

	KUJ	MLJ	PLJ	KH	MH	PH	KK	MK	PK
<10%	33,21	26,29	30,31	33,68	26,53	30,99	38,48	27,14	26,16
10-20%	9,58	3,63	6,29	10,66	3,68	6,98	15,41	4,05	3,49
20-30%	7,96	6,47	7,64	8,95	5,75	8,30	10,58	5,77	7,53
30-40%	13,40	3,15	12,04	15,49	2,93	13,97	16,90	3,64	6,72
40-50%	11,78	4,21	9,81	14,07	3,52	12,08	14,99	4,51	9,51
50-60%	7,99	4,37	6,61	11,21	3,80	9,74	9,83	4,02	12,07
60-70%	14,76	10,15	13,33	17,23	10,19	15,42	16,69	10,40	14,38
70-80%	10,21	6,74	9,29	12,13	7,87	11,19	10,96	6,96	10,91
80-90%	4,14	3,99	3,68	4,82	3,11	4,50	4,09	3,80	15,04
>90%	3,30	2,25	3,04	5,12	3,00	4,84	3,53	2,46	13,56

MEDIA SUL MBE %

	KUJ	MLJ	PLJ	KH	MH	PH	KK	MK	PK
<10%	-26,54	-6,59	-3,21	-27,16	-6,19	-2,46	-39,53	-3,23	-10,97
10-20%	2,94	8,39	16,81	3,46	8,99	18,44	1,96	12,28	6,42
20-30%	19,89	0,92	22,31	24,33	2,30	27,01	28,26	4,68	0,93
30-40%	25,34	3,42	22,86	30,47	5,37	27,88	36,54	7,63	5,21
40-50%	12,07	-2,15	9,66	17,21	1,91	14,90	19,29	3,45	-5,34
50-60%	6,77	-1,44	5,35	11,00	2,59	9,59	12,54	3,37	-7,74
60-70%	9,19	-2,49	6,89	14,62	2,89	12,40	15,47	3,56	-10,74
70-80%	6,25	-1,40	4,92	11,01	3,92	9,79	11,70	4,31	-10,25
80-90%	1,43	-2,80	0,99	4,83	1,85	4,64	5,90	2,24	-11,85
>90%	1,15	-2,21	1,13	4,97	2,60	4,84	5,10	2,54	-13,02

TAB. 12 TABELLA DEI RISULTATI DELL'ANALISI STATISTICA ESEGUITA SU CATEGORIE DI GIORNI OMOGENEI PER BOLZANO

	modello	correzione
<10%	PK	1,1097
10-20%	PK	0,9358
20-30%	MH	0,9770
30-40%	MH	0,9463
40-50%	MH	0,9809
50-60%	MH	0,9741
60-70%	MH	0,9711
70-80%	MLJ	1,0140
80-90%	MH	0,9815
>90%	MLJ	1,0221

TAB. 13 TABELLA DI COMPOSIZIONE DELL'ALGORIMO COMBINATO DI CALCOLO PER BOLZANO

modello	e. media [Wh/m ²]	e. totale [Wh/m ²]	differenza [Wh/m ²]	differenza [%]	precisione [dev. standard]	precisione [varianza]	accuratezza MBE (%)	accuratezza RMSE (%)	attendibilità [t-test]
MISURATO	4.005,2	708.921,1	-	-	-	-	-	-	-
MLJ	3.935,8	696.644,6	-12.276,5	-1,73	6,67	44,54	-1,12	6,75	3,49 E-06
MH	4.090,8	724.075,0	15.153,9	2,14	6,42	41,15	3,05	7,09	3,05 E-04
ACC	3.998,3	707.699,8	-1.221,3	-0,17	5,79	33,54	-0,10	5,78	1,09 E-03

TAB. 14 TABELLA DI CONFRONTO DELL'ANALISI TRA ALGORITMI PER BOLZANO

Cap. III. APPLICAZIONE DEL MODELLO OTTIMIZZATO AD UN CASO STUDIO

1. INTRODUZIONE

1.1. PREMESSA

Per mostrare le potenzialità e l'efficacia dell'algoritmo combinato di calcolo si è deciso di applicarlo ad un caso studio: l'impianto fotovoltaico del Politecnico di Milano.

Negli ultimi due decenni l'interesse verso le tecnologie fotovoltaiche è esponenzialmente aumentato in gran parte del mondo occidentale; questo fenomeno è dovuto soprattutto all'adozione, da parte dei diversi Stati, di politiche d'incentivazione all'installazione degli impianti, che hanno reso molto più appetibile l'applicazione di questo tipo di tecnologie per la generazione diffusa dell'energia elettrica.

In tutti i Paesi le diverse forme d'incentivazione hanno avuto lo scopo di promuovere questa forma di green energy, per garantire il raggiungimento su scala nazionale di una quota minima di energia prodotta da fonte rinnovabile, stabilita a livello internazionale, al fine di ridurre le emissioni di gas serra in atmosfera.

L'ammontare e la forma di erogazione dell'incentivo sono stati stabiliti in modo autonomo da ogni Paese in modo proporzionato al costo d'installazione, alla quantità di energia prodotta ed alla necessità di aumentare la quantità di green energy su scala nazionale.

Il 29 marzo 2001 anche in Italia viene introdotto un meccanismo d'incentivazione all'installazione degli impianti fotovoltaici, pubblicando il bando definito "Programma Tetti Fotovoltaici", annunciato da tempo dal Ministero dell'Ambiente e coordinato dall'ENEA. Questa prima forma incentivante ha concesso un finanziamento a fondo perduto pari al 75% del costo di investimento, andando così a sgravare notevolmente le spese sostenute del promotore dell'intervento. L'impianto fotovoltaico del Politecnico di Milano il primo intervento realizzato in Italia con questo tipo di finanziamento; esso rappresenta un caso interessante perché, dalla data della sua attivazione (febbraio 2002), ha consentito di analizzare in modo dettagliato le sue prestazioni energetiche e gli eventi che le hanno influenzate. La sua progettazione è stata eseguita con molta cura, allo scopo di ottimizzare la produzione energetica in fase di esercizio. Per la sua realizzazione sono stati utilizzati materiali all'avanguardia, considerando le tecnologie a disposizione nell'anno d'installazione. Questi accorgimenti l'hanno reso un esempio di riferimento citato in diverse pubblicazioni; tuttavia, alla luce dell'esponenziale sviluppo tecnologico degli ultimi anni, anche questo intervento è ormai entrato in quella fase definita con il termine di "obsolescenza tecnica".

A causa del guasto del sistema di monitoraggio alcuni serie storica di dati riferiti all'impianto sono andate perdute; al fine di ricostruire queste informazioni mancanti, in modo da poter analizzare la variazione di performance nel tempo, è stato utilizzato l'algoritmo combinato di calcolo per valutare la quantità di radiazione solare, diretta e diffusa, incidente sul piano dei generatori.

Prima di compiere queste analisi è doveroso indagare in modo approfondito l'ambito nel quale si inquadra l'applicazione del metodo sviluppato; per questa ragione il paragrafo introduttivo di questo capitolo tratta approfonditamente degli

impiantistica fotovoltaica applicata all'architettura. In questo modo si intende spiegare i principi alla base della tecnologia di conversione e le strategie adottate per compiere un progettazione integrata degli elementi al manufatto architettonico.

1.2. PRINCIPI DELLA CONVERSIONE FOTOVOLTAICA

Il fenomeno della conversione fotovoltaica è possibile grazie all'utilizzo di alcuni specifici materiali che vengono definiti semiconduttori a causa della loro caratteristica fisica di avere una resistività intermedia fra quella dei conduttori, come i metalli, e quella degli isolanti, come le plastiche. La loro resistenza elettrica specifica varia principalmente in due modi: diminuisce all'aumentare della temperatura del materiale e subisce variazioni a seconda della diversa quantità di corrente che percorre il materiale. I semiconduttori esistenti sono numerosi e possono essere sostanze, elementi o composti cristallini di origine organica o inorganica.

La conversione fotovoltaica avviene quando la radiazione solare colpisce il materiale semiconduttore; a causa dell'assorbimento di fotoni sufficientemente energetici, gli elettroni presenti nella banda di valenza del semiconduttore passano alla banda di conduzione. In questo modo si ha la liberazione delle coppie di cariche elettriche elettrone/lacuna e la conseguente produzione di energia.

Per meglio comprendere le dinamiche del meccanismo di conversione fotovoltaica, si può prendere a modello il silicio cristallino, al giorno d'oggi il materiale di gran lunga più utilizzato nella fabbricazione delle celle fotovoltaiche. Ogni atomo di questo elemento contiene 14 elettroni, di cui 4 sono disposti a legarsi in coppia con elettroni di altri atomi e si dicono, per ciò, elettroni di valenza. In un cristallo di silicio, dunque, ciascun atomo è vincolato in modo covalente con altri 4 atomi, poiché ogni elettrone di valenza si lega con un elettrone analogo appartenente ad un altro atomo. In questo modo si crea un legame elettrostatico che può tuttavia venire spezzato trasmettendo all'elettrone di legame un'opportuna quantità di energia in modo che esso salti al livello energetico superiore, denominato banda di conduzione.

L'energia liberata in questo modo ha la possibilità di muoversi nel semiconduttore (in modo analogo a quanto avviene, per esempio, nei metalli) e può contribuire, in presenza di un campo elettrico, alla generazione di un flusso di elettricità. Convenzionalmente, quando ciò avviene, si dice che si crea una coppia di cariche elettriche di segno opposto: una di segno negativo rappresentata dall'elettrone in questione, una di segno positivo rappresentata dalla buca (cioè dal "posto libero" che l'elettrone si lascia dietro) e denominato lacuna. Quest'ultima può venire facilmente occupata da qualche altro elettrone vicino, il quale crea a sua volta, spostandosi, una nuova lacuna. Si può notare, dunque, come nella struttura atomica il movimento degli elettroni determini parallelamente anche il movimento delle lacune.

<Per consentire effettivamente questi movimenti (e quindi generare la corrente elettrica), bisogna tuttavia che si verifichi contemporaneamente una differenza di potenziale in grado di far sì che le cariche si spostino. Questa differenza di potenziale si ottiene all'interno della cella mediante la sovrapposizione di due strati di silicio, in cui siano state precedentemente introdotte delle piccole quantità di impurità, rappresentate da atomi di altri particolari elementi chimici in un rapporto dell'ordine di 1:1.000.000 con gli atomi del silicio in modo da modificare le proprietà elettriche del semiconduttore. Secondo questa procedura, definita operazione di drogaggio, si creano due diverse qualità di silicio.> (Aste, 2008)

Il materiale semiconduttore è un componente indispensabile ma non sufficiente nella tecnologia fotovoltaica, poiché l'energia elettrica che viene prodotta dal processo fotovoltaico deve essere raccolta ed indirizzata all'utilizzo.

La cella è l'elemento principale sui cui si basa l'attuale tecnologia fotovoltaica. Essa è formata da un sottilissimo strato piano di materiale semiconduttore a cui sono applicati dei contatti elettrici che hanno il compito di prelevare l'energia, in corrente continua, generata dal materiale durante la sua esposizione alla radiazione solare.

La cella di silicio cristallino, presa in esame prima, è formata da due sottilissimi strati accoppiati, di materiale semiconduttore, diversamente "drogati". La parte superiore è detta "silicio di tipo n" ovvero silicio al quale sono aggiunti atomi di fosforo che, presentando 5 elettroni di valenza, costituiscono una carica negativa debolmente legata. La parte inferiore è detta "silicio di tipo p" è drogata con boro, che presenta 3 elettroni di valenza, in modo che al suo interno si crei una carica positiva in eccesso, costituita dalle lacune presenti negli atomi dell'elemento aggiunto al semiconduttore.

La giunzione p-n è la parte di contatto dove si verifica la separazione fra i due strati. Una volta accoppiati i due strati viene a determinarsi un flusso elettrico dalla zona n alla zona p; raggiunto il punto di equilibrio elettrico si è ottenuto un campo elettrico stabile che facilita il passaggio degli elettroni verso la zona n e ne ostacola il passaggio verso la zona p.

Nelle pratiche di produzione industriale, in realtà, non vengono sovrapposti strati differenti di materiale, ma, per praticità realizzative, all'interno di appositi forni si provvede al differente drogaggio di un unico strato di materiale semiconduttore, tramite l'apposizione dei due additivi sulle diverse facce della cella.

La radiazione solare non viene convertita nella sua totalità dai semiconduttori; i fotoni contenuti all'interno dello spettro luminoso, che posseggono energia differente a seconda della diversa lunghezza d'onda caratteristica, possono venire assorbiti, riflessi o ritrasmessi (il fotone attraversa completamente la cella) a seconda dei diversi tipi di materiali utilizzati.

Un fotone contribuisce al processo fotovoltaico solo quando viene assorbito dal semiconduttore; per far sì che ciò accada l'energia in suo possesso deve essere superiore ad un certo valore di soglia, detto *energy gap*, che varia a seconda del materiale semiconduttore utilizzato.

Al processo di conversione fotovoltaica non partecipano nemmeno gli elettroni che possiedono un'energia molto superiore rispetto all'*energy gap* del materiale; in questo caso l'energia in eccesso viene convertita dal semiconduttore in energia termica che provoca un riscaldamento della cella.

Il silicio cristallino, per esempio, viene completamente attraversato dalla radiazione solare con lunghezza d'onda superiore al $1,1 \mu\text{m}$, ovvero da tutta la fascia della radiazione infrarossa, e non riesce a convertire completamente tutta la parte che possiede lunghezza d'onda inferiore a $0,4 \mu\text{m}$, ovvero tutta la banda dell'ultravioletto.

1.3. MATERIALI SEMICONDUTTORI E CELLE FOTOVOLTAICHE

I materiali semiconduttori si trovano in natura in grandi quantità, ma nessuno di essi è utilizzabile direttamente per convertire la radiazione solare in energia elettrica; tutti hanno necessità di subire un processo industriale di lavorazione, più o meno complesso, che permette la loro formatura in celle fotovoltaiche.

Le ricerche degli anni passati hanno portato a sperimentare diversi semiconduttori, in grado di captare le diverse componenti della radiazione solare a seconda dell'*energy gap* caratteristico del materiale, in grado di raggiungere differenti

rendimenti di conversione e che subiscono variazioni di produttività elettrica a secondo del discostamento in fase di esercizio dalle condizioni standard di test (STC).

Le *standard test conditions* (STC) sono state definite a livello internazionale per stabilire in modo univoco la potenza nominale, in watt di picco (W_p), delle diverse celle realizzate. Queste condizioni di test sono definite in: una temperatura di 25°C alla giunzione della cella, un'irradianza perpendicolare alla cella di 1'000 W/m² uno spettro della radiazione solare pari a quello riscontrabile in condizioni di AM 1,5, ovvero in una condizione in cui la radiazione solare percorre 1,5 volta la lo spessore minimo dell'atmosfera terrestre.

I diversi materiali che possiedono le caratteristiche di semiconduttività, utilizzabili quindi per la realizzazione di celle fotovoltaiche, sono: silicio monocristallino (c-Si), silicio policristallino (multi-c-Si), silicio amorfo (a-Si), diseleniuro d'indio e rame (CuInSe₂ o CIS), il telluriuro di cadmio (CdTe), il solfuro di rame (Cu₂S), il solfato di cadmio (CdS), l'arseniuro di gallio (GaAs), l'arseniuro di gallio e alluminio (GaAlAs), il germanio (Ge), il fosfato di indio (InP), il fosfato di gallio e indio (GaInP) il biossido di titanio (TiO₂) e i materiali organici. Nella tabella e nel grafico riportati in seguito, sono evidenziate le prestazioni di conversione ed evoluzione compiuta nel tempo delle principali tecnologie fotovoltaiche.

I diversi semiconduttori hanno portato negli anni a sviluppare processi di lavorazione differente, in modo da sfruttare a pieno le potenzialità dei materiali impiegati. Il silicio è tra i più comuni elementi presenti sulla terra e lo si trova, quasi esclusivamente, combinato ad altre sostanze come ad esempio l'ossigeno (SiO₂); attualmente è un materiale che garantisce il miglior rapporto qualità/costo per la produzione di celle fotovoltaiche, per questo motivo è di gran lunga il semiconduttore più utilizzato e, rispetto al quale, s'investe maggiormente per l'avanzamento della ricerca tecnologica.

Un elevato grado di purezza ed una struttura molecolare mono cristallina o poli cristallina sono le principali caratteristiche che si perseguono durante la produzione industriale del silicio. La tecnica più comunemente utilizzata prende il nome di *processo Siemens* ed è in grado di produrre 1kg di silicio policristallino con un consumo energetico di circa 200 kWh.

Cell type	Highest reported efficiency for small area produced in the laboratory	Highest reported module efficiency
c-Si (crystalline Si)	24.7% (UNSW, PERL)	22.7% (UNSW/Gochermann)
Multi-c-Si	20.3% (FhG-ISE)	15.3% (Sandia/HEM)
αSi:H, amorphous Si	10.1% (Kaneka), N.B. single junction	Triple junction. Stabilized efficiency = 10.4%
μc-Si/αSi:H (micro-morph cell)	11.7% (Kaneka), N.B. minimodule	11.7% (Kaneka), N.B. minimodule
HIT cell	21% (Sanyo)	18.4% (Sanyo)
GaAs cell	25.1% (Kopin)	Not relevant
InP cell	21.9% (Spire)	Not relevant
GaInP/GaAs/Ge multijunction	32% (Spectolab), N.B. 37.3% under concentration	Not relevant
CdTe	16.5% (NREL)	10.7% (BP Solarex)
CIGS	19.5% (NREL)	13.4% (Showa Shell), N.B. for copper gallium indium sulfur selenide
Dye sensitized cell	8.2% (ECN)	4.7% sub-module (INAP)

TAB. 15 ADVANCEMENT IN SOLAR PHOTOVOLTAICTHERMAL (PVT) HYBRID COLLECTOR TECHNOLOGY, TYAGIA, KAUSHIKA, TYAGIB (2012)

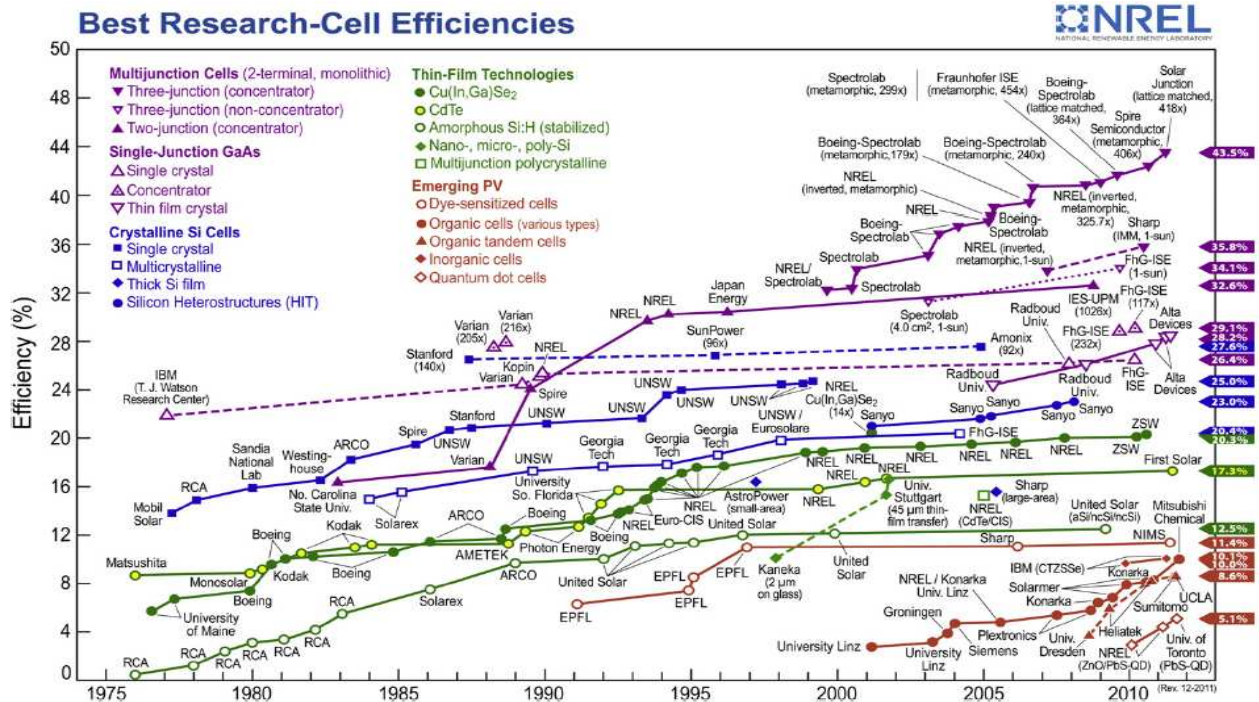


FIG. 13 BUILDING INTEGRATED PHOTOVOLTAIC PRODUCTS: A STATE-OF-THE-ART REVIEW AND FUTURE RESEARCH OPPORTUNITIES, JELLE, BREVIK, RØKENES (2012)

Il silicio monocristallino si ottiene adottando ulteriori metodi di lavorazione, come il *processo Czochralsky* o il *float-zone* *processo* o il *processo casting*, che comportano una spesa energetica di produzione aggiuntiva di circa 100 kWh/kg per i primi due, e di 10-15 kWh/kg, per il terzo. Il materiale ottenuto è destinato principalmente ad utilizzi elettronici e, a causa degli elevati costi, solo gli scarti elettronici vengono impiegati nella produzione di celle fotovoltaiche monocristalline.

Il risultato dei processi industriali appena descritti è la formatura di lingotti, circolari o rettangolari, di silicio mono o poli cristallino; a seconda dell'utilizzo finale, le dimensioni più comuni delle celle fotovoltaiche sono 10x10 cm 12,5x12,5 cm e 15x15 cm, il lingotto viene diviso in parti che successivamente, per mezzo di seghe in acciaio a bassa velocità, vengono ulteriormente tagliate in strati sottilissimi, di spessore variabile fra i 250 e i 350 μm , che prendono il nome di *wafer*.

In parallelo a questa tecnica di produzione tradizionale, negli scorsi anni, sono stati messi a punto nuovi processi in grado di produrre *wafer* utilizzabili nell'industria fotovoltaica. Tra quelli sperimentati, il più utilizzato è il *metodo EFG* (edge-defined film growth) che permette di produrre un nastro di silicio monocristallino, fondendo il materiale di base e facendolo poi risalire per capillarità all'interno di un crogiuolo.

La realizzazione della cella fotovoltaica avviene drogando, in forni a temperatura di 900 °C, il *wafer* di silicio ottenuto con i metodi precedentemente descritti; questa operazione avviene tramite una prima diffusione sull'elemento di atomi di bromo, così da ottenere una fetta di tipo *p*, alla quale vengono successivamente diffusi atomi di fosforo sul lato opposto per creare la fetta di tipo *n*.

Il componente basilare della cella fotovoltaica in silicio è quindi composto dal *wafer* drogato in modo da creare la giunzione *p-n* nella quale avviene lo spostamento delle coppie elettrone lacuna. Al fine di convogliare e raccogliere la corrente generata durante la conversione fotovoltaica è necessario apporre, all'elemento precedentemente descritto, degli elettrodi, generalmente realizzati in argento o alluminio, tramite un processo di serigrafia o di evaporazione sotto vuoto.

La faccia superiore della cella, costituita dallo strato n , deve essere il più possibile esposto alla radiazione solare, in modo da captare la quantità maggiore di fotoni in grado di generare la conversione fotovoltaica. Per ottimizzare questa condizione l'elettrodo posto su questa faccia è costituito da una rete a maglia sufficientemente sottile in grado di raccogliere tutta la corrente generata. Sulla faccia superiore così realizzata, poi, viene applicato un sottilissimo strato di ossido di titanio (TiO_2) il quale, essendo un materiale isolante (dielettrico), crea il cosiddetto ARC, *antireflection coating*, ovvero uno strato antiriflesso che facilita l'assorbimento della radiazione solare. Il deposito dell'ossido di titanio, oltre a conferire alla cella un coefficiente relativo all'assorbimento dello spettro solare prossimo all'unità, ha il merito di far diventare di colore blu scuro o nerastro la faccia superiore della cella.

L'elettrodo sul lato inferiore, strato p , non interessato direttamente dall'incidenza della radiazione solare, è costituito da uno strato metallico che copre l'intera superficie della cella; inoltre, per favorire un rimbalzo degli elettroni che attraversano l'elemento, posteriormente alla cella è applicato un materiale riflettente.

Il silicio amorfo è un'altra "forma" nella quale il semiconduttore può essere utilizzato per la conversione fotovoltaica; esso si caratterizza per una struttura molecolare non cristallina, in cui gli atomi di silicio sono aggregati secondo vincoli variabili.

Al materiale principale vengono aggiunti atomi di idrogeno che ne aumentano le proprietà di conversione fotovoltaiche, andando a terminare gran parte dei legami covalenti presenti nella struttura amorfa, intrappolando quindi le lacune o gli elettroni in eccesso e accelerando la loro ricombinazione.

Nel campo fotovoltaico si parla quindi di silicio amorfo idrogenato, con cui si realizzano celle a giunzione singola, costituite dalla sovrapposizione di tre strati con proprietà elettriche differenti: il primo strato viene drogato con boro (tipo p), il secondo non viene drogato, è definito di tipo intrinseco, e il terzo è drogato con fosforo (tipo n). Il processo produttivo porta alla creazione di una pellicola sottilissima ($1 \mu\text{m}$).

Il silicio amorfo, confrontato con il silicio cristallino, ha: una minore efficienza di conversione della radiazione solare, un degrado e, conseguentemente, una diminuzione sensibilissima (-30/40%) dell'efficienza di conversione nei primi mesi, dovuta all'effetto Staebler-Wronski per l'esposizione alla radiazione luminosa del materiale, e un costo molto inferiore per la produzione.

La cella fotovoltaica in silicio amorfo è costituita tipicamente da: strato di vetro o materiale trasparente in grado di trasmettere la radiazione solare, strato sottilissimo costituito da un materiale conduttore trasparente (in genere ossido di stagno) che funziona da contatto elettrico sul lato esposto alla radiazione solare, strato di silicio amorfo con il lato n esposto al sole, strato posteriore metallico riflettente che funziona sia da elettrodo che da elemento per far rimbalzare la radiazione solare.

La composizione della cella appena descritta rappresenta il modello tipo di tutta la tecnologia fotovoltaica a film sottile, ovvero di tutte quelle celle formate da una o più giunzioni di materiali, con spessori di circa $1 \mu\text{m}$, in grado di convertire la radiazione solare in corrente continua.

I materiali, oltre al silicio amorfo, maggiormente utilizzati in questo tipo di tecnologia, che sono interessati da una forte ricerca negli ultimi anni, sono: il diseleniuro d'indio e rame (CuInSe_2 o CIS), il telluriuro di cadmio (CdTe), il solfuro di rame (Cu_2S), il solfato di cadmio (CdS), l'arseniuro di gallio (GaAs) e l'arseniuro di gallio e alluminio (GaAlAs); questi

ultimi due materiali semiconduttori non presentano una struttura molecolare amorfa, come i precedenti, ma una struttura cristallina e vengono fatti depositare su film di grafite.

Le celle a film sottile possono essere anche realizzate con giunzione multipla, in questo modo è possibile captare una maggiore quantità di fotoni dallo spettro solare. Questo tipo di risultato si ottiene sovrapponendo diversi strati sottili, composti da materiali differenti, caratterizzati da diversi energy gap (EG). Le più diffuse celle di questo tipo, denominate *tandem*, sono realizzate sovrapponendo due celle a giunzione singola, che producano una corrente uguale, poiché sono in serie, e una tensione pari alla somma delle due singole tensioni. La cella caratterizzata da un EG superiore è a diretto contatto con la radiazione solare, l'altra è disposta inferiormente.

Il costo del materiale semiconduttore è la voce che incide maggiormente sulle spese di produzione delle celle fotovoltaiche; con lo scopo di limitare e ottimizzare l'utilizzo di questi materiali sono state sviluppate delle tecnologie a concentrazione che, con l'ausilio di lenti plastiche, consentono di far convergere i raggi solari in una porzione di superficie più ristretta dove è posta una cella ad alta efficienza di conversione. In questo modo si è arrivati a trasformare in energia elettrica il 37% della radiazione incidente.

Le celle HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) sono un altro tipo di cella composta da un sottile *wafer* di silicio monocristallino sulla cui faccia superiore è applicato un film di silicio amorfo, così che l'accoppiamento dei due materiali porti ad uno sfruttamento maggiore dello spettro solare.

La più giovane fra le tecnologie usate per la conversione fotovoltaica è basata sui materiali plastici semiconduttori (OPV); la prof.ssa Jelly Nelson dell'Imperial College of London è una delle pioniere nello sviluppo di queste tecnologie, che solo da un decennio hanno cominciato ad essere studiate. Questa tecnologia ha permesso di realizzare delle celle con capacità di conversione intorno al 7-8% nelle quali non sono presenti giunzioni p-n, poiché tutto lo strato di materiale contribuisce alla conversione fotovoltaica, generando un più alto voltaggio ed una più alta corrente rispetto agli altri semiconduttori impiegati per la conversione. I costi e le emissioni di anidride carbonica in atmosfera, legati alla produzione di queste celle organiche, sono inferiori rispetto a quelli delle celle sopraccitate. Il grosso limite di questa tecnologia, oltre alla scarso rendimento di conversione, è la durabilità; infatti dopo 5 anni di esercizio le prestazioni del materiale calano dell'80%.

La quantità di energia che una cella può produrre varia in relazione a due fattori: la differenza di potenziale e l'intensità di corrente presenti al suo interno; questi due fattori dipendono sia dalla condizione di esercizio nella quale il generatore fotovoltaico si trova ad operare, sia dalle caratteristiche del materiale di cui è composto. La potenza nominale di una cella, espressa in watt di picco (P_p), si definisce in condizioni di test standard (STC) tramite la relazione:

$$P_{cella} = V \times I$$

P_{cella} = massima potenza erogabile dalla cella in STC [P_p];

V = differenza di potenziale, voltaggio [V];

I = intensità della corrente, amperaggio[A].

A seconda dei diversi materiali semiconduttori si può individuare una curva caratteristica tensione-corrente, che viene tracciata sulla base della corrente di cortocircuito (I_{sc}) e della tensione di circuito aperto (V_{oc}), differenti per ogni tipo di cella. Questa curva definisce l'insieme dei punti dove i valori V e I si trovano per determinare la potenza erogabile; il punto nel quale è ottenibile la maggiore potenza è detto punto di massima potenza (maximum power point) ed è indicato come P_{max} o P_{mpp} .

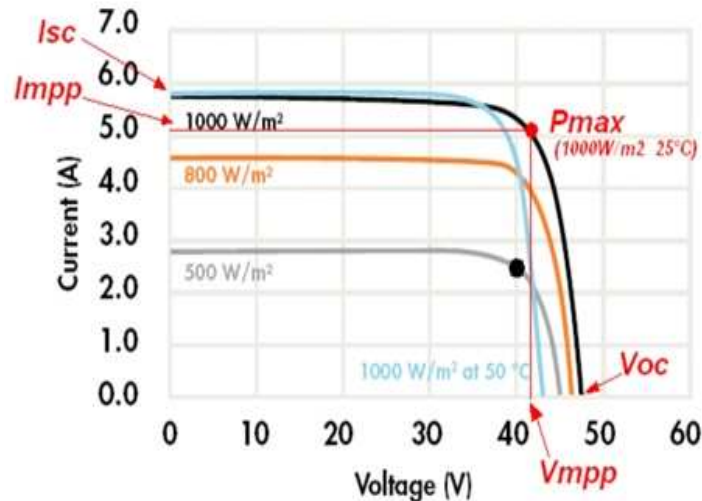


FIG. 14 CURVA CARATTERISTICA DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA

La forma grafica generalmente utilizzata per rappresentare in modo diagrammatico questa curva è riportata nell'immagine successiva.

La capacità di una cella di convertire la radiazione solare in energia elettrica è rappresentata dal suo indice di efficienza nominale (η_{cella}) che viene calcolato tramite il rapporto seguente:

$$\eta_{cella} = \frac{P_{cella}}{I_{stc} \times A_{cella}}$$

I_{stc} = irraggiamento in standard test conditions [$1'000 \text{ W/m}^2$];

A_{cella} = area della cella [m^2].

Il dato così determinato indica la quantità percentuale di radiazione solare che viene convertita in energia elettrica.

1.4. PARAMETRI AMBIENTALI

Nei paragrafi precedenti si è definito come avviene il fenomeno della conversione fotovoltaica, ovvero cosa si verifica ogni qualvolta la radiazione solare colpisce la cella fotovoltaica, e quali siano i diversi materiali semiconduttori utilizzati, illustrandone le principali caratteristiche. Al fine di una corretta ed ottimale progettazione di un impianto fotovoltaico non è però sufficiente conoscere i diversi caratteri specifici di tali materiali; esistono altri indispensabili fattori sui quali porre l'attenzione, riguardanti l'aspetto microclimatico del sito, che influenzano la generazione fotovoltaica da parte della cella.

OMBREGGIAMENTO

Il fenomeno di ombreggiamento maggiormente limitante la generazione energetica è quello che riguarda i piccoli ombreggiamenti locali dovuti a condizioni di contorno, come vegetazione o elementi antropici, che proiettano la loro ombra su porzioni del campo fotovoltaico.

In fase progettuale, attraverso lo studio combinato di morfologia del luogo e di geometria solare, è necessario analizzare le criticità di ombreggiamento che possono verificarsi durante l'esercizio, poiché la generazione elettrica fotovoltaica avviene tramite elementi, le celle, posti in serie e la potenza massima erogata dal sistema, pannello fotovoltaico, è pari al prodotto fra la differenza di potenziale e fra l'intensità della corrente, ovvero:

$$P = V \times I$$

P = potenza erogata, espressa in watt;

V = differenza di potenziale, espressa in volt;

I = intensità della corrente, espressa in ampere.

In questo tipo di circuito la differenza di potenziale agli estremi è data dalla somma di quella posseduta dai singoli generatori; l'intensità di corrente è invece pari a quella della cella con intensità minore, ovvero quella posseduta dal generatore più debole. Il parziale ombreggiamento di una singola cella influenza negativamente la produzione non solo della singola cella ma di tutto il pannello fotovoltaico, causando una mancata produzione del sistema.

TEMPERATURA

La temperatura, come detto in precedenza, influisce notevolmente sulla resa nominale delle celle. Il discostarsi della temperatura di esercizio da valore caratteristico (STC) comporta una variazione della produzione; questa relazione è inversamente proporzionale, nel caso quindi che la cella si surriscaldi oltre i 25°C la capacità di conversione diminuisce, al contrario la capacità aumenta al diminuire della temperatura di esercizio. La variazione, in entrambi i casi, può essere quantificata a seconda del diverso materiale semiconduttore di cui è formata la cella, ad esempio per il Silicio cristallino assume valori compresi fra 0,4-0,5%/°C; questi valori indicano l'aumento o la diminuzione percentuale della capacità di conversione della cella fotovoltaica rispetto ad un discostamento della temperatura atmosferica da quella di test.

Legato alla temperatura un altro parametro molto importante, specificato dai produttori per ogni tipologia di pannello fotovoltaico, è la *normal operating cell temperature* (NOCT) che generalmente varia fra i 42°C e i 46°C. Questo parametro indica la temperatura di esercizio della cella; riducendo o aumentando, la temperatura di esercizio della cella rispetto alla NOCT di riferimento, la capacità di conversione fotovoltaica dell'elemento subisce una variazione inversamente proporzionale al tipo di variazione che si è verificata.

La tendenza in fase progettuale è cercare di adottare soluzioni che consentano agli elementi fotovoltaici di disperdere la maggior quantità possibile di calore in modo da diminuire il più possibile la temperatura di esercizio.

AZIONE DEL VENTO

L'azione del vento ha effetti diretti sul processo di conversione fotovoltaica, è quindi un altro parametro molto importante da tenere in considerazione in fase di progetto. La presenza di correnti d'aria in corrispondenza del campo fotovoltaico può comportare un abbassamento della temperatura della cella ed un conseguente aumento di produzione elettrica del sistema.

La questione da tenere maggiormente in considerazione, per quanto riguarda il vento, consiste nell'azione meccanica che esso provoca sugli elementi fotovoltaici e sulle strutture di sostegno. Tali componenti devono essere adeguatamente studiati e dimensionati in modo che, in fase di esercizio, le azioni dinamiche, pressioni o depressioni, creati dal vento non siano in grado di comprometterne la stabilità ed il corretto funzionamento del sistema fotovoltaico.

IMBRATTAMENTO

L'imbrattamento della superfici captanti, per colpa del deposito di elementi di varia natura, provoca una riduzione della capacità di conversione ed una conseguente decrescita della produttività energetica dell'impianto.

A livello urbano il fattore più comune, che crea depositi opacizzanti sulla superficie dei moduli, è rappresentato dall'inquinamento atmosferica dovuta al pulviscolo ed ai prodotti di combustione. Questo fenomeno può provocare una riduzione fino al 10% dell'energia producibile dal campo fotovoltaico, tuttavia, le precipitazioni meteoriche presenti alle nostre latitudini sono sufficienti a garantire un periodico dilavamento di questi depositi; è comunque consigliata una periodica pulizia delle superfici captanti anche se non indispensabile.

Il fenomeno dell'imbrattamento è inversamente proporzionale all'inclinazione delle superfici captanti, ovvero, più la faccia esposta alla radiazione solare del pannello tende ad essere parallela al piano orizzontale più tende a sporcarsi.

2. INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.1. INTRODUZIONE

Il benessere, nei secoli scorsi, si è sempre posto in una condizione di equilibrio fra uomo, produzione, consumo ed ambiente; oggi questa condizione è mutata a causa della scarsità di risorse disponibile per soddisfare le crescenti esigenze della popolazione mondiale.

La disponibilità e lo sfruttamento delle fonti energetiche primarie non rinnovabili sono stati basilari nei secoli scorsi; la domanda energetica, però, è cresciuta costantemente ed esponenzialmente negli anni, allo scopo di inseguire un sempre maggiore benessere delle condizioni di vita, cosa che è riuscita in parte, ma che ha portato con se numerosi aspetti degeneranti, dal punto di vista etico ed ecologico, sottovalutati per molto tempo, ma oggi di strettissima attualità.

L'unità di misura utilizzata per determinare il livello di benessere di una società, fino a pochi decenni fa, è stata la crescita economica, parametro che considera esclusivamente fattori quantitativi che vanno a determinare il reddito procapite posseduto nell'area geografica considerata.

Il modello della crescita economica, trascurando i fattori qualitativi, non può dare una reale valutazione dello stato di benessere in cui ci si trova; è necessario quindi prendere in considerazione il concetto di sviluppo, che tiene in considerazione anche tutti gli aspetti qualitativi in relazione alla quantità economica producibile dalle differenti società.

La popolazione mondiale in continua crescita, oggi ancor più che in passato, volge la sua attenzione verso il *Nuovo*, considerato il riferimento per la misura del benessere e lo strumento indicatore dello stato sociale al quale si appartiene.

Nelle aree del pianeta che fino a pochi anni fa erano definite, con accezione negativa, il *terzo mondo*, e che oggi hanno crescita economica elevata alla terza rispetto a quella occidentale, è cresciuta esponenzialmente la richiesta di *Nuovo* e, conseguentemente sono aumentati i consumi di risorse primarie.

La vita, in ognuno dei suoi innumerevoli aspetti, è in continua e costante evoluzione; per adattarsi a questi mutamenti la nostra specie deve Progettare, *pensare al futuro*, anticipare i tempi, dare risposte ancor prima che vengano poste le domande, ponendo il suo sviluppo in una condizione di sostenibilità che sia in assonanza con le nuove manifeste esigenze dei tempi e che interrompa la vorticoso spirale discendente nella quale ci siamo infilati.

L'ambito che ci interessa indagare è limitato al settore del costruire; la discrepanza fra coloro che pianificano il processo costruttivo e la realtà in cui ci si trova è sintetizzabile in una provocazione: *<Per chiunque sia disposto a pagare la conseguente bolletta per l'energia consumata, è ora possibile vivere in qualsiasi tipo o forma di casa piaccia in qualsiasi parte del mondo venga in mente di stare>*. (Banham, 1984)

Il XX secolo ha rappresentato per l'architettura *<l'unico caso di involuzione tecnologia di tutto il millennio passato. (...)
L'improvvisa libertà espressiva resa possibile dai nuovi materiali (cemento armato, acciaio e vetro), dalla potenza e dalla versatilità delle macchine da cantiere e dagli impianti di condizionamento e riscaldamento, ha scatenato una ventata di follia progettuale che ha attraversa e trasformata una disciplina, l'architettura, da sintesi fra l'utilità e il bello in sola espressione estetica>*. (Butera, 2008)

Il pensiero che il settore delle costruzioni è chiamato ad evolversi per porsi in prospettiva futura, è ormai condiviso da tutti i professionisti; differenziandosi nei modi d'agire e nei risultati compositivi finali, l'intento comune a tutti è di ridurre l'impatto ambientale provocato dall'azione dell'uomo, migliorando nel contempo la qualità di vita per l'intera società.

Il passo successivo da compiere, considerato utopico fino a poco tempo fa, riguarda principalmente due questioni: l'autoproduzione in sito dell'energia necessaria al completo funzionamento del manufatto architettonico, per tutta la durata della sua vita di servizio (l'edificio non resta più solamente un consumatore di risorse ma diventa esso stesso produttore di energia) e la restituzione delle risorse utilizzate per la produzione dei diversi elementi tecnici e tecnologici, sottoforma di materia riciclabile ed energia necessaria per compiere quest'operazione.

Nella storia del costruire mai prima d'ora si era preso in considerazione una soluzione simile; questo necessariamente comporterà una sostanziale riconsiderazione delle strategie progettuali utilizzate fino ad ora ed una loro evoluzione, in modo da garantire il comfort dell'ambiente costruito. Nei prossimi anni il carattere dell'autosostentamento energetica diverrà imprescindibile per le nuove realizzazioni, al fine di poter garantire un futuro a tutti.

La tecnologia fotovoltaica, dopo il camino, il vetro e la stufa, è la quarta innovazione che potrà contribuire a garantire un comfort ambientale, inteso in senso lato sia luoghi confinati che come ambiente naturale, idonei alla Nostra vita e a quella di chi verrà dopo di noi.



FIG. 15 AKADEMIE MONT-CENIS, HERNE, GERRMANIA



FIG. 18 BIBLIOTECA DELL'UNIVERSITÀ DI MATARÒ, BARCELONA, SPAGNA



FIG. 16 NUOVA CONCESSIONARIA BMW, MONACO, GERMANIA



FIG. 19 BP SOLAR SKIN, TRONDHEIM, NORVEGIA



FIG. 17 CASA DA 100K, PROGETTO DI MARIO CUCINELLA



FIG. 20 CASA SOLARE, FRIBURGO, GERMANIA

2.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRATO

La prima questione da mettere in evidenza è che il sistema fotovoltaico può relazionarsi in tre differenti modi con l'edificio sulla quale è collocato: per addizione (i generatori fotovoltaici sono sovrapposti agli elementi tecnici dell'edificio), per sostruzione (i generatori fotovoltaici sostituiscono alcuni elementi tecnici dell'involucro) e per integrazione (l'involucro è progettato con elementi tecnici che si integrano l'uno all'altro formando un unico pacchetto tecnologico). Questa trattazione si soffermerà sulla relazione di integrazione del sistema fotovoltaico con l'edificio.

Le sopracitate relazioni che l'impianto sviluppa con l'edificio possono riguardare non solo la produzione di energia elettrica dalla radiazione solare, ma anche per garantire: la protezione agli agenti atmosferici, la schermatura degli ambienti, l'isolamento termico, l'isolamento acustico e il comfort visivo.

La commistione fra le diverse istanze espresse dalla contemporaneità, come la sostenibilità ambientale, la questione energetica e l'evoluzione tecnica e tecnologia del settore del costruire danno origine a tutte le riflessioni inerenti all'integrazione architettonica del sistema fotovoltaico. L'obiettivo finale è ricercare le pratiche strategico - progettuali che consentano di adottare gli elementi di cui si compone un impianto fotovoltaico sottoforma di componenti edili. Il manufatto architettonico, frutto di queste riflessioni, è composto da classi di unità tecnologica in grado di garantire standard qualitativi commisurati alle esigenze e, allo stesso tempo, in grado di generare l'energia necessaria per lo svolgimento delle attività all'interno dell'edificio.

L'idea di integrare l'impianto fotovoltaico nell'edilizia ci porta a considerare da un punto di vista completamente nuovo il concetto di edifici: questo si trasforma da contenitore delle attività, un involucro che necessita di energia per funzionare, a strumento di produzione diretta.

Esistono diversi tipi di benefici che favoriscono l'adozione degli impianti fotovoltaici in architettura:

la sostituzione del materiale da costruzione con componenti fotovoltaiche consente di dedurre il valore del primo dal costo dell'impianto fotovoltaico;

se l'impianto è parte integrante dell'edificio, i costi della sua struttura di supporto e del suolo su cui insiste sono già coperti;

nel caso di tipologia di integrazione legata anche a soluzioni bioclimatiche la componente fotovoltaica può anche incidere direttamente sulla riduzione dei costi di gestione dovuti alla climatizzazione dell'edificio;

esiste poi un beneficio economico particolarmente interessante legato al fotovoltaico in generale: all'interno degli edifici, in particolar modo quelli commerciali, il consumo della maggior parte di energia avviene durante il giorno, quando questa è più costosa. L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e utilizzata nell'edificio fa risparmiare a priori i costi di picco dell'equivalente elettricità acquistata dall'ente erogante. Inoltre l'elettricità prodotta in eccedenza potrà essere ceduta dal proprietario all'ente erogatore e riacquistata, all'occorrenza, in fasce più economiche, come quelle serali e notturne.

<In tal modo si creano i presupposti per un nuovo concetto di produzione di energia su scala locale, una sorta di distribuzione capillare del sistema produttivo composto da medi, piccoli e piccolissimi generatori FV strettamente integrati negli elementi edilizi e nelle infrastrutture urbane.



FIG. 21 PROGETTO PER LA NUOVA STAZIONE FERROVIARIA LEHRTER BAHNHOF, BERLINO, GERMANIA



FIG. 24 CENTRO DI RICERCA FIAT, ORBASSANO, ITALIA



FIG. 22 CIS SOLAR TOWER, MANCHESTER, GRAN BRETAGNA



FIG. 25 SCUOLA ELEMENTARE DI KOWA, TOKYO, GIAPPONE



FIG. 23 FABBRICA MSK, NAGANO, GIAPPONE



FIG. 26 OSPEDALE MEYER, FIRENZE, ITALIA

Non sempre l'installazione delle componenti FV trova facile applicazione dei processi progettuali e nella mentalità degli architetti. Tale difficoltà è da imputare da una parte alla relativa novità della tecnologia FV, molti tecnici infatti non hanno ancora avuto modo di informarsi ed acquisire quella "sensibilità" necessaria ad affrontare queste problematiche, dall'altra al fatto che la progettazione "solare" in senso lato è spesso vissuta come una limitazione delle potenzialità estetiche e funzionali dell'edificio. >(Spagnolo, 2002)

L'integrazione dell'impianto fotovoltaico all'edificio è localizzata prevalentemente nella classe di unità tecnologica n°2 (norma UNI 8290) definita come chiusura, di cui fanno parte la copertura e le pareti perimetrali.

In sommità dell'edificio il sistema fotovoltaico può essere integrato andandolo ad appoggiare sopra il manto di copertura, oppure sostituendosi ad esso; entrambe queste soluzioni sono utilizzate prevalentemente sugli edifici esistenti, non comportando modifiche sostanziali alla costruzione. Nel caso di nuove costruzione è auspicabile l'adozione di una strategia progettuale che utilizzi le componenti dell'impianto fotovoltaico in modo sinergico con gli altri elementi tecnici.

Ciò significa che l'elemento fotovoltaico non dovrà solo produrre energia elettrica ma dovrà essere utilizzato per garantire la resistenza agli agenti atmosferici e/o le funzioni di strato d'impermeabilizzazione e/o si comporterà come un elemento d'isolamento termico o acustico. Questa soluzione permette di ridurre la quantità di materiale da costruzione utilizzato e, di conseguenza, di ridurre il costo dell'intervento, andando a progettare un'unità tecnologica dove ogni elemento svolga una distinta funzione.

In presenza di lucernari in copertura l'utilizzo di alcuni tipi di moduli fotovoltaici in commercio consente di assolvere alle funzioni di: resistenza agli agenti esterni, impermeabilizzazione delle acque meteoriche, schermatura della superficie vetrata contro l'abbagliamento e la protezione dell'ambiente interno dal surriscaldamento nel periodo estivo.

Per quanto riguarda la facciata si può dire che valgano le stesse considerazioni fatte per la copertura: è possibile avere una sovrapposizione degli elementi fotovoltaici alla superficie esterna delle pareti perimetrali, oppure una sostituzione degli elementi di chiusura più esterni (come per esempio nelle facciate curtain wall). Nel caso di nuove costruzioni è possibile studiare l'utilizzo degli elementi fotovoltaici combinati agli altri elementi tecnici, in modo da creare un pacchetto di chiusura perimetrale verticale che garantisca migliori condizioni di comfort indoor e, in contemporanea, la generazione di energia elettrica. Un'ulteriore applicazione sulle facciate è quella di utilizzare elementi fotovoltaici sagomati che costituiscano delle schermature in grado di controllare la quantità di luce solare all'interno dell'edificio e ridurre nel periodo estivo il surriscaldamento degli ambienti interni. Un'ulteriore utilizzo, reso possibile dalle tecnologie fotovoltaiche a film sottili, è quella di depositare direttamente sulla superficie trasparente del serramento il materiale semiconduttore.

Le case produttrici, soprattutto negli ultimi anni, si sono rese molto disponibili ad assecondare le esigenze dei progettisti andando a sviluppare elementi fotovoltaici che per dimensioni e caratteristiche sono in grado di sostituire alcuni componenti edilizi tradizionali. L'applicazione "per sostituzione", tuttavia, ha riguardato finora quasi esclusivamente edilizia ex novo o di scarso valore architettonico. Le sperimentazioni di questo tipo condotte su edifici di interesse storico-artistico sono molto limitate, anche se recentemente alcuni interventi sull'esistente, ispirati da un'attitudine progettuale culturalmente più elevata, hanno dato luogo ad opere suggestive e coraggiose.



FIG. 27 CASTELLO DI GROENHOF, FLANDERS, BELGIO



FIG. 30 SOLAR FABRIK, FRIBURGO, GERMANIA



FIG. 28 SOLAR DECATHLON HOUSE TECHNOLOGY SHOWCASE, PROGETTO DELLA TECHNISCHE UNIVERSITAT DARMSTADT, GERMANIA



FIG. 31 SOLAR DECATHLON HOUSE, PROTOTIPO DELLA TECHNISCHE UNIVERSITAT DARMSTADT, GERMANIA



FIG. 29 SOLAR GOVERNMENT DISTRICT, BERLINO, GERMANIA



FIG. 32 THE SOLAR OFFICE DAXFORD INTERNATIONAL, GRAN BRETAGNA

Attualmente i progetti che propongono interventi d'integrazione fotovoltaica in architettura derivano da due linee di pensiero diverse, che riflettono atteggiamenti culturali a volte addirittura antitetici: una parte meno avanzata e forse più numerosa della cultura progettuale contemporanea si sofferma su un'integrazione esclusivamente di tipo "tecnico-strutturale"; l'altra si pone di individuare modalità innovative di integrazione, che tengano conto anche di parametri afferenti alla configurazione architettonica e all'inserimento dell'opera nel contesto ambientale. La sostituzione di componenti edilizie tradizionali con componenti fotovoltaiche high tech è, infatti, condizione necessaria, ma non sufficiente, al conseguimento di un risultato soddisfacente. L'integrazione richiede che il progettista compia scelte complesse, che esulano dal puro campo dell'applicazione tecnica e che, addentrandosi nel campo della disciplina compositiva, si basino su criteri qualitativi, che conducano ad una diversa semantica.

Talvolta, tuttavia anche le applicazioni per sovrapposizione possono portare a risultati soddisfacenti, soprattutto quando si tratta di interventi su edifici che posseggono già un elevato standard qualitativo, in quanto caratterizzati da un lessico architettonico coerente e rigoroso. In questi casi l'introduzione dei sistemi fotovoltaici può avvenire attraverso un'attenta analisi delle regole compositive dell'opera, in modo da adattare nel modo migliore i nuovi componenti al contesto semantico dato, evitando segni incongruenti che potrebbero minarne l'integrità. > (Piemontese, Scarano, 2003)

Nella contemporaneità, soprattutto per strutture complesse, la progettazione impiantistica è divenuta un aspetto fondamentale da considerare fin dalle prime fasi progettuali, in quanto i volumi tecnici, necessari per la collocazione ed il passaggio degli apparati impiantistici, non possono essere ricavati in spazi di risulta variamente localizzati all'interno della struttura che li ospita. Le necessità imprescindibili sono quelle di: pianificare la collocazione degli elementi principali dell'impianto, determinare il percorso per il passaggio degli apparati di congiunzione fra essi e i terminali, dimensionare e disporre correttamente i terminali stessi rispetto alle esigenze dell'edificio.

Nell'ottica dell'integrazione fotovoltaica l'atto progettuale deve essere effettuato valutando tutti gli aspetti derivati dalle diverse anime che lo compongono, in modo da indirizzare tutti gli sforzi verso un unico obiettivo che, successivamente, verrà sviluppato in dettaglio dai diversi professionisti a seconda delle specifiche competenze e conoscenze. La fase del disegno di dettaglio si realizza nel terzo grado di approfondimento progettuale, è necessario quindi che già nel primo e nel secondo livello (progetto preliminare e progetto definitivo) i promotori della strategia d'intervento posseggano una cultura progettuale che sia la più ampia possibile in tutti gli aspetti necessari per la realizzazione di una costruzione. In un'ottica d'integrazione dei generatori fotovoltaici con le componenti edili, quindi, la progettazione non può che essere pensata in modo integrato, organico, fino dalle prime fasi, valutando tutte le interazioni architettoniche, strutturali, impiantistiche, tecniche e tecnologiche che le diverse situazioni presentano, al fine di adottare un approccio sistemico della progettazione, o, almeno, riuscire a trovare un'efficiente coordinamento fra tutte le diverse competenze.

La progettazione di un impianto fotovoltaico integrato ad un edificio richiede un'elevata conoscenza architettonica, strutturale ed impiantistica che permetta di coniugare le diverse istanze proprie di ogni disciplina presa singolarmente. La corretta realizzazione di un impianto fotovoltaico richiede specifiche competenze in campo impiantistico, con particolare riferimento al settore elettrotecnico. Nel caso di applicazione architettonica, non si può ignorare il fatto che l'impianto andrà ad interagire con l'edificio sul quale sorgerà, condizionando l'aspetto dell'involucro e occupando alcuni spazi. In

questo frangente la progettazione deve estendersi, necessariamente, anche agli ambiti di tipo più strettamente edilizio, secondo un approccio politecnico e multidisciplinare.

Per conseguire tutti i vantaggi legati all'integrazione dei sistemi a energia solare, bisogna considerare come, parallelamente alla messa a punto di componenti si debbano elaborare procedure progettuali e pratiche costruttive adeguate, che consentano l'utilizzo degli impianti nel modo più efficiente possibile. Per garantire il successo delle applicazioni fotovoltaiche in edilizia, devono essere poste in primo piano le relative esigenze di funzionalità e fruibilità e di piena compatibilità tra edificio e sistema. Maggiore è il livello d'integrazione e interazione ottenibile e maggiori si dimostrano i benefici associati.

<Una corretta installazione, quindi, deve seguire alcune regole fondamentali, e cioè:

si deve ottimizzare l'energia ottenibile;

i componenti solari devono essere pensati per inserirsi e integrarsi il più possibile nell'organismo architettonico, in termini di prestazioni non solo di tipo energetico ma anche di tipo tecnologico-edilizio (isolamento termico, impermeabilizzazione, semitrasparenza ecc.);

l'aspetto estetico delle realizzazioni deve essere particolarmente curato per favorirne la visibilità e l'accessibilità;

bisogna perseguire il massimo vantaggio possibile dal punto di vista economico (produzione di energia associata alla sostituzione di componenti tradizionali). > (Aste, 2008)

Al fine di perseguire questi fondamentali obiettivi le aziende produttrici continuano a sviluppare componenti dotati di maggiore flessibilità, che riescano sempre meglio ad adattarsi alle esigenze dei diversi soggetti coinvolti nella tematica dell'integrazione fra fotovoltaico ed edilizia. Si potrebbe pensare che queste figure siano riassumibili nel committente e nel progettista, ma ragionando in questo modo si andrebbe a sottovalutare l'aspetto sociale intrinseco nella disciplina dell'architettura e del costruire in generale. Il ruolo chiave per l'accettazione culturale di qualsiasi intervento è rivestito dall'amministrazione pubblica e dai privati cittadini, che unitamente e sinergicamente rappresentano la coscienza collettiva del territorio nel quale l'intervento si colloca.

Il gradimento sociale di una tecnologia di recente introduzione costituisca presupposto necessario, anche se non sufficiente, alla diffusione e al suo consolidamento, in relazione alle esigenze espresse dalla società, in un determinato periodo storico. Anche la diffusione del fotovoltaico deve essere letta in questi termini, ovvero, in rapporto alla necessità di creare gradatamente il consenso della collettività; esso è basato sulla consapevolezza diffusa che i tempi per l'adozione di applicazioni su larga scala sono ormai maturi. Perché questo avvenga è indispensabile che questa tecnologia venga assimilata dalla cultura comune e "storicizzata", ovvero, assunta a livello di coscienza comune come un imprescindibile e significativo prodotto dei tempi, come una tappa indispensabile del percorso che porterà la popolazione mondiale alla realizzazione del comune obiettivo della sostenibilità sociale, economica, ambientale.

<L'accettazione sociale, la "familiarizzazione", potremo dire, che si forma gradualmente attraverso un processo costante e prolungato nel tempo di riconoscimento visivo ed intellettuale, costituisce dunque, un momento fondamentale nel processo di assimilazione a livello della coscienza della tecnologia FV stessa. Solo allora tale tecnologia sembrerà essere da sempre

esistita e non costituirà più un elemento "altro" nel codice di segni e simboli visivi costituente lo scenario della nostra vita quotidiana. > (Piemontese, Scarano, 2003)

La forte attenzione in fase progettuale deve essere tramutata in opere tangibili e reali per diventare una costruzione; ciò avviene grazie al lavoro di operatori edili che svolgono il ruolo di mediatori, fra il pensiero progettuale e il manufatto architettonico, eseguendo materialmente la creazione dell'opera.

Un altro aspetto da considerare diventa quindi la capacità esecutiva propria agli operatori di portare a compimento le indicazioni progettuali. Questa considerazione può sembrare una banalità, ma una serie di recenti fallimenti, avvenuti nell'installazione d'impianti fotovoltaici nella realtà italiana, sono avvenuti proprio per questa ragione. La "cattiva pubblicità" da parte di clienti insoddisfatti è un aspetto che contribuisce alla diminuzione dell'accettazione sociale; è quindi opportuno specificare anche questo tipo di problematicità per avere una conoscenza, la più ampia possibile, di tutti gli aspetti che possono verificarsi durante l'adozione della tecnologia fotovoltaica in architettura.

La maggioranza degli operatori edili e dei progettisti non posseggono le competenze pratiche e teoriche necessarie al compimento di un manufatto architettonico integrato col sistema fotovoltaico; ciò è dovuto alla sedimentazione di una cultura tecnologica arcaica, che nel corso degli anni si è radicata sempre più stabilmente nell'immaginario collettivo, legata ad un *fare* considerato semplice e a delle dinamiche socio ecologiche vecchie di più di un secolo, che affondano le loro radici fino al *modus operandi* del costruire degli antichi Romani.

Per poter garantire un risultato di qualità, nell'immediato futuro, è quindi necessario un aggiornamento delle competenze tecnologiche degli esecutori materiali degli interventi, oltre che naturalmente dei progettisti. In ogni tipo di attività gli operatori formati e consapevoli del proprio lavoro producono risultati migliori e apportano un contributo maggiore al processo di crescita del processo produttivo, instaurando un rapporto dialettico con i progettisti.

La formazione, sia dei progettisti che degli installatori, è quindi un altro aspetto di fondamentale importanza che deve essere incentivato. In generale la formazione all'interno del luogo di lavoro è molto sottovalutata da parte dei piccoli medi imprenditori del nostro paese, ma rappresenta un momento indispensabile nell'accrescimento di qualsiasi tipo di azienda, che non può avvenire solo tramite una trasmissione diretta del saper da un soggetto all'altro, ma deve essere in continuo e costante aggiornamento con i tempi.

I ragionamenti fatti cercano di rispondere agli interrogativi posti dal divenire di queste contemporanea forma d'arte, espressione dello sviluppo della cultura umana, che per ora non è storia, ma che per imprescindibili ragioni di equilibrio ambientale, economico e sociale lo diventerà. La direzione strategica da seguire, per molti aspetti legati all'integrazione architettonica dei sistemi fotovoltaici, è stata tracciata, sta ora a tutto le forze in campo assecondarla o ignorarla.

Fra 50 anni ci troveremo alla giusta distanza storica per valutare con obiettività quello che sta accadendo ora. Le scelte che compiamo oggi sono il lascito sul quale il presente verrà valutato, rimandare ulteriormente il doveroso cambiamento di una situazione indirizzata verso l'insostenibilità sarebbe letale. Per quanto concerne il mondo del costruire, l'integrazione fotovoltaica è una strategia adottabile nell'immediato per portare un contributo positivo alla collettività, fino all'avvento di una nuova forma di sviluppo che, in modo ancora più efficace, riuscirà a evolvere la condizione umana ad una qualità di vita ancor più elevata.

3. CASO STUDIO: L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO SPERIMENTALE DEL POLITECNICO DI MILANO

3.1. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

L'impianto fotovoltaico del Politecnico si trova sull'edificio 11 della sede di Milano in piazza Leonardo. Il progetto preliminare presentato dall'Ateneo Universitario viene valutato positivamente dal Ministero che, nel mese di giugno 2001, lo giudica ammissibile alla concessione del contributo; viene pertanto predisposta la redazione del relativo "progetto esecutivo" che, nella seduta del C.d.A. del 10 luglio 2001, viene approvato in via definitiva, e si incarica la "Divisione Appalti di Opere" di pubblicare il bando per l'aggiudicazione dei lavori.

Il bando viene pubblicato il 5 agosto con un importo a base d'asta di € 97'024,18 pari a Lire 187'865'000. Al termine delle operazioni di espletamento della gara, la Commissione preposta alla valutazione delle offerte aggiudica l'appalto alla Ditta "La Genevoise" che offre un ribasso del 14,99% sul prezzo a base d'asta. Il C.d.A., nella seduta del 25 settembre, ratifica l'aggiudicazione definitiva e il 1° ottobre vengono consegnati ed iniziati i lavori d'installazione.

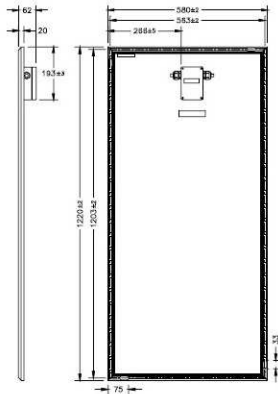
Il 21 dicembre 2001 l'impianto inizia la sua produzione energetica e il 18 febbraio 2002 viene installato un sistema di visualizzazione, monitoraggio e diagnostica dell'impianto consultabile tramite la rete interna dell'Ateneo, che consente la visione dello stato della produzione energetica in tempo reale, la raccolta e l'archiviazione dei dati forniti dai sistemi di monitoraggio, per consentirne la divulgazione per i diversi scopi didattici.



FIG. 33 IMPIANTO FOTOVOLTAICO DEL POLITECNICO DI MILANO, PIAZZA LEONARDO DA VINCI, EDIFICIO 11

3.2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'intervento che si sta analizzando s'inquadra nell'ambito dell'integrazione architettonica fotovoltaica ed è stato pensato e realizzato contemporaneamente ad un'opera di riqualificazione della copertura dell'edificio 11, volta a risolvere il problema dell'infiltrazione delle acque meteoriche. La capacità di tenuta all'acqua di alcuni lucernari posti in copertura, con il trascorrere del tempo è venuta meno e, considerando le mutate esigenze di utilizzo delle aule sotto i lucernari, si è deciso di oscurarli esternamente, creando un rivestimento opaco opportunamente impermeabilizzato in sommità di ognuno.



Mechanical specifications

The drawing above shows the side and back views of the RSM 75 solar module. The aluminium frame is provided with a slot on each side of the frame in which tee bolts can be inserted. The tee bolts (with square heads) are able to slide over almost the entire length of the frame. This provides a simple and easy to use mounting method for fixing the solar module to mechanical constructions.

For mounting purposes a set of 6 tee bolts M6x25 mm, washers M6 and nuts M6 is supplied together with each solar module.

- Outside dimensions : 1220 x 580 mm
- Thickness (Including junction box) : 62 mm
- Thickness (Aluminium frame) : 20 mm
- Weight : 10.1 kg



Electrical characteristics

Typical data at Standard Test Conditions (STC): (1000 W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum and 25 °C cell temperature)

- Nominal peak power (P_{mpp}) : 73 W
- Peak power voltage (V_{mpp}) : 17.0 V
- Peak power current (I_{mpp}) : 4.3 A
- Short circuit current (I_{sc}) : 4.6 A
- Open circuit voltage (V_{oc}) : 21.4 V

The tolerance on the peak power is ± 4 %

The calibration of the measurements at STC is traceable to the standard of the 'European Solar Test Installation' (ESTI) dated November 1, 1997.

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

Typical data at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) conditions: (800 W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum, wind velocity 1 m/s, T_{amb} 20 °C)

T_{NOCT} : 44 °C

- P_{mpp} : 54 W
- V_{mpp} : 15.7 V
- I_{sc} : 3.7 A
- V_{oc} : 19.8 V

Temperature coefficients:

- α P_{mpp} : -0.4 %/°C
- α V_{mpp} : -78 mV/°C
- α I_{sc} : +2 mA/°C
- α V_{oc} : -78 mV/°C

The relative reduction of module efficiency is 8% at an irradiance of 200 W/m² in relation to 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5.

Maximum system voltage * : 600 V
* On request 800V

The data in this document conforms to the DIN 40025 standard.

Parameter List Sunny Boy 3000

All parameters are transmitted to Sunny Data or to the Sunny Boy Control when the Sunny Boy 3000 is configured. The following table shows the available parameters:

Name	Unit	Range		Default (for PV-input voltage)	changes by ...
		from ...	to ...		
SMA-SN					fixed
Upv-Start*	V	290.0	600.0	330.0	Installer
T-Start	S	5.0	300.0	10.0	Installer
T-Stop	S	1.0	1800.0	2.0	Installer
Usoil-Konst	V	250.0	600.0	600.0	Installer
P limit	W			3000	Fixed
I-NITest	mA	0	15000	9000	Installer
Uac-Min	V	180	300	198	Installer
Uac-Max	V	180	300	251	Installer
Fac delta-	Hz	0	4,5	0,19	Installer
Fac delta+	Hz	0	4,5	0,19	Installer
d Fac-Max	Hz/s	0,005	4	0,25	Installer
Zac-Max	mOhm	0	20000	1700	Installer
dZac	mOhm	0	2000	350	Installer
Hardware-BFS	Version				Fixed
Software-BFR	Version				Fixed
Software-SRR	Version				Fixed
Operation mode				Mpp-mode	Installer
Memory function				None	Installer
Default				GER / MSD	Installer
Storage				Permanent	Installer

Table 9.1: Parameter list Sunny Boy 3000

FIG. 34 SCHEDA TECNICA DEL MODULO FOTOVOLTAICO SHELL RSM 75 E SCHEDA TECNICA DELL'INVERTER SUNNY BOY 3000.

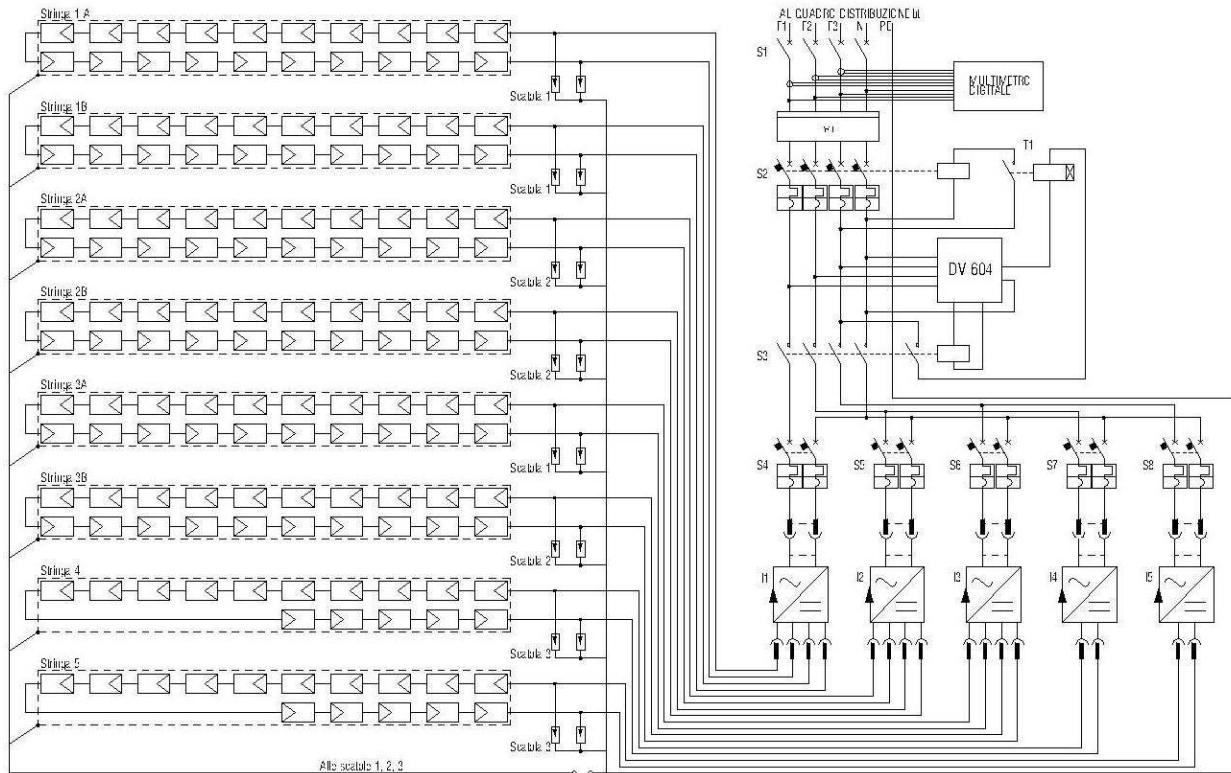


FIG. 35 SCHEMA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO DEL POLITECNICO DI MILANO

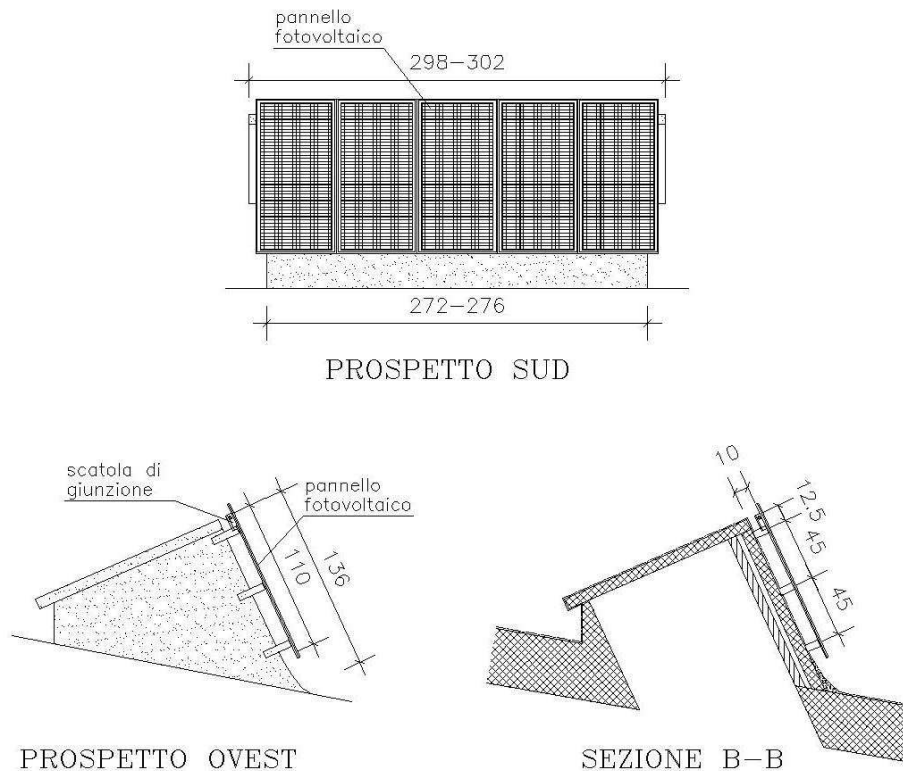


FIG. 37 DETTAGLIO ESECUTIVO DELL'IMPIANTO DEL POLITECNICO DI MILANO

L'impianto fotovoltaico è stato posizionato sul lato sud dei lucernari, inclinato di 65° rispetto all'orizzontale, e si compone di 150 moduli fotovoltaici Shell RSM 75 con potenza nominale di 73 Wp; esso ha quindi una potenza complessiva di 10,95 kWp ed ogni modulo è composto da 36 celle policristalline connesse in serie, di dimensione 12,5 x 12,5 cm.

La corrente elettrica continua generata dai pannelli fotovoltaici è trasformata in corrente elettrica alternata da cinque inverter, due dei quali di potenza pari a 1 kWp e gli altri tre di potenza pari a 3 kWp.

Gli inverter da 1 kWp sono Sunny Boy 1100U e ciascuno è collegato ad una stringa che unisce in serie 15 moduli.

Gli inverter da 3 kWp sono Sunny Boy 3000 ed a ciascuno sono collegate in parallelo due stringhe che mettono in serie 20 moduli ognuna.

Nella progettazione dell'impianto fotovoltaico è stata posta la massima attenzione ad ogni aspetto che potesse incrementare la produzione energetica dello stesso, sia dal punto di vista elettrotecnico, che da quello del posizionamento. Per consentire un maggiore raffreddamento delle celle, i moduli fotovoltaici sono stati posizionati ad una distanza di 10 cm dalla parete di ancoraggio del lucernario, in modo da creare un'intercapedine areata. Quest'accortezza garantisce una notevole riduzione della temperatura di esercizio delle celle, verificata anche recentemente tramite l'utilizzo di termocamere; la ventilazione consente di produrre una quantità superiore di energia elettrica rispetto ad un impianto dove i moduli non vengono ventilati.

L'intercapedine fra i pannelli fotovoltaici e la parete del lucernario è ottenuta tramite dei distanziatori realizzati con profilo omega, ai quali sono fissati i bulloni di ancoraggio che scorrono sull'intradosso della cornice del modulo.

Negli intenti che hanno portato all'installazione dell'impianto fotovoltaico, si dichiarava di voler *"conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura che lo ospita"* (relazione del progetto definitivo); come si vedrà successivamente dai dati disponibili, questa condizione non si è realizzata a causa dell'esigua potenza fotovoltaica installata, in relazione alla mole di assorbimenti energetici necessari per il funzionamento dell'edificio sul quale è collocato l'impianto.

Il contributo accademico più significativo portato da questo impianto, quindi, non è rappresentato dalla riduzione dei consumi energetici, in quanto l'energia prodotta permette il funzionamento di un'aula informatizzata per 50 studenti per un anno; l'aspetto più rilevante è invece l'evoluzione in un caso studio di riferimento, in grado di fornire dati per le diverse analisi in materia d'impiantistica fotovoltaica integrata in architettura per la realtà urbana del comune di Milano.

3.3. APPLICAZIONE DEL MODELLO OTTIMIZZATO

Come detto in precedenza, nel corso degli anni molti dati di monitoraggio relativi alla sua produzione energetica e alla radiazione solare incidente sul piano dei pannelli sono andati persi. In questa occasione lo studi sulla radiazione solare superficiale viene applicato per ricostruire la produttività energetica e per effettuare la verifica prestazionale dell'impianto fotovoltaico.

Il lavoro compiuto sul caso studio si suddivide in due parti, la prima delle quali riguarda la ricostruzione di tutti i dati mediante l'algoritmo combinato di calcolo, che svolge un ruolo fondamentale fornendo i dati di riferimento; la seconda parte concerne invece la verifica prestazionale, nella quale viene evidenziata la variazione del performance ratio (PR) durante l'intero periodo di funzionamento dell'impianto fotovoltaico. Questo parametro viene espresso come:

$$PR = \frac{E}{H_{\psi} \times P}$$

E = energia prodotta dall'impianto nell'arco di tempo considerato;

H_{ψ} = radiazione solare incidente su di un metro quadro del piano inclinato del campo fotovoltaico nell'arco di tempo considerato;

P = potenza nominale del campo fotovoltaico.

La quantità di energia prodotta da una qualsiasi superficie fotovoltaica varia in rapporto a numerosi fattori, quali:

- il tipo di materiale di cui si compongono le celle;
- l'esposizione del campo fotovoltaico rispetto al moto apparente del sole;
- gli ombreggiamenti parziali o totali dei generatori fotovoltaici;
- le perdite energetiche dovute al BOS del sistema, prime fra tutte le perdite causate dalla conversione dell'energia elettrica da continua in alternata da parte dell'inverter;
- la variazione continua, durante la fase di esercizio, delle condizioni STC (temperatura atmosferica, temperatura delle celle, quantità di radiazione solare incidente sulla superficie);
- l'umidità relativa presente in atmosfera;

- la quantità di inquinazione presente in atmosfera e/o depositata sul campo fotovoltaico;
- la velocità del vento ed il relativo effetto di raffreddamento sulle celle fotovoltaiche.

Questi sono tutti fattori determinati dalle condizioni locali del sito in cui è installato un impianto. L'influenza di queste molteplici variabili è intrinsecamente prevista dal PR, poiché questo rapporto si basa sui dati reali misurati in esercizio, considerando le quantità energetiche entranti nell'impianto (radiazione solare incidente sul piano dei generatori) e quelle effettivamente prodotte (energia elettrica prodotta dall'impianto).

4. DATI RILEVATI

4.1. DATI DISPONIBILI

Durante gli anni di funzionamento dell'impianto fotovoltaico installato sull'edificio 11 del Politecnico di Milano, sono stati memorizzati, dalla centralina di acquisizione, i dati relativi all'irraggiamento incidente sul piano dei pannelli (inclinato di 65° rispetto all'orizzontale), all'energia elettrica generata dal campo fotovoltaico, alla temperatura media ambientale e alla temperatura media della cella di riferimento; inoltre sono stati raccolti altri dati di carattere elettrotecnico non rilevanti ai fini di questo scritto.

Le rilevazioni memorizzate dall'apparecchiatura di monitoraggio dell'impianto possono essere utilizzate per valutarne il funzionamento in condizioni di esercizio e per avere un riscontro scientifico, qualitativo e quantitativo, sulla bontà delle scelte compiute in fase progettuale. Il parametro maggiormente utilizzato in questo tipo di analisi è il performance ratio (PR), che indica la capacità di conversione della radiazione solare in energia elettrica da parte dell'impianto fotovoltaico, in relazione alle condizioni d'irraggiamento solare verificatesi in un certo arco di tempo; inoltre il PR tiene in considerazione il netto dell'energia elettrica prodotta, ovvero quella effettivamente immessa in rete e/o utilizzata direttamente.

La prima operazione compiuta in questa fase della ricerca, è stata l'acquisizione e la riscrittura ordinata dei dati disponibili di funzionamento dell'impianto, salvati nel corso degli anni sotto forma di *files report*, con intervallo di misurazione di 15 minuti.

Tali dati sono stati visionati e catalogati secondo la convenzione riportata qui sotto:

dati completi	dati parziali o non attendibili
dati completi non derivati da file report	dati non disponibili o inattendibili

Dalle tabelle riassuntive si può dedurre la grande frammentarietà ed incompletezza delle misurazioni acquisite dalla centralina; questo stato delle informazioni è riconducibile a diverse cause:

- il malfunzionamento della centralina di acquisizione dati;
- il malfunzionamento dell'impianto stesso;
- i periodi di fermo dell'impianto per guasti o manutenzione;
- la mancata archiviazione dei dati;
- la perdita dei dati per guasti sistemici.

GENNAIO

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTERS	TOT	
	1044403332	1044403331	1044403288	644404528	644404526		
2002	54,83	54,06	56,05	18,69	***	183,63	
2003	75,34	196,80	194,80	202,48	65,51	67,12	726,71
2004	102,10	63,86	100,73	34,05	37,74	338,48	
2005	***	***	***	***	***	***	
2006	196,18	196,03	199,50	***	***	591,71	
2007	49,16	136,66	137,14	137,63	20,23	46,98	478,64
2008	52,20	130,7	128,25	61,97	45,15	43,35	409,42
2009	123,20	123,90	57,17	***	41,71	343,98	
2010	32,80	84,78	83,11	84,07	***	251,96	
2011	121,76	120,27	120,55	***	***	362,58	
2012	57,57	159,94	159,36	160,31	54,59	534,2	

PR	PR	PR	PR	PR	PR	PR	
TOT	INV 1_2_3	INV 1	INV 2	INV 3	INV 4	INV 5	
2002	***	***	***	***	***	***	
2003	0,88	0,88	0,87	0,86	0,90	0,87	0,89
2004	***	***	***	***	***	***	***
2005	***	***	***	***	***	***	***
2006	***	***	***	***	***	***	***
2007	0,93	0,93	0,93	0,93	***	0,96	0,96
2008	***	0,83	0,82	***	0,86	0,83	***
2009	***	***	***	***	***	***	***
2010	0,85	0,86	0,84	0,85	***	***	***
2011	***	***	***	***	***	***	***
2012	0,93	0,93	0,92	0,93	***	0,95	***

FEBBRAIO

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTERS	TOT	
	1044403332	1044403331	1044403288	644404528	644404526		
2002	78,76	203,69	202,22	207,21	44,50	657,62	
2003	102,61	278,34	274,16	280,90	61,53	93,05	987,98
2004	14,37	174,43	171,13	170,94	59,59	58,46	634,55
2005	***	***	***	***	***	***	
2006	188,40	187,91	187,43	***	***	563,74	
2007	62,72	177,64	179,31	177,22	37,31	61,53	633,01
2008	85,14	219,44	216,22	100,26	77,36	74,26	687,54
2009	227,69	227,08	107,69	***	***	78,10	640,56
2010	42,20	106,88	105,63	104,83	***	27,13	344,47
2011	204,78	203,78	203,37	***	***	611,93	
2012	62,23	231,90	232,24	224,06	78,50	766,70	

PR	PR	PR	PR	PR	PR	PR	
TOT	INV 1_2_3	INV 1	INV 2	INV 3	INV 4	INV 5	
2002	0,86	0,86	0,86	0,86	***	0,88	***
2003	0,90	0,90	0,89	0,91	***	0,91	***
2004	***	***	***	***	***	***	***
2005	***	***	***	***	***	***	***
2006	***	***	***	***	***	***	***
2007	0,95	0,94	0,95	0,94	***	0,98	***
2008	0,86	0,85	***	0,91	***	***	***
2009	***	***	***	***	***	***	***
2010	0,84	0,84	0,83	0,83	***	***	***
2011	***	***	***	***	***	***	***
2012	1,23	1,24	1,24	1,20	1,26	***	***

MARZO

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTERS	TOT	
	1044403332	1044403331	1044403288	644404528	644404526		
2002	37,10	92,31	93,27	96,16	37,77	319,51	
2003	125,14	327,96	326,45	333,83	115,22	112,04	1215,50
2004	89,18	238,67	235,36	234,38	81,34	79,52	869,27
2005	***	***	***	***	***	***	
2006	276,62	279,05	276,30	***	***	831,97	
2007	90,45	253,21	257,03	252,34	89,83	87,07	939,48
2008	309,22	307,73	146,24	99,62	106,18	968,99	
2009	277,29	277,21	130,74	***	94,06	779,30	
2010	232,53	232,05	231,50	***	78,89	774,97	
2011	255,14	256,35	250,08	***	***	761,57	
2012	89,26	322,61	326,00	318,32	111,43	1078,36	

PR	PR	PR	PR	PR	PR	PR	
TOT	INV 1_2_3	INV 1	INV 2	INV 3	INV 4	INV 5	
2002	0,84	0,83	0,84	0,86	1,02	***	***
2003	0,88	0,88	0,87	0,87	0,89	0,92	0,90
2004	0,89	0,88	0,89	0,88	0,88	0,91	0,89
2005	***	***	***	***	***	***	***
2006	***	***	***	***	***	***	***
2007	0,94	0,94	0,93	0,95	0,93	0,99	0,96
2008	***	***	***	***	***	***	***
2009	***	***	***	***	***	***	***
2010	***	***	***	***	***	***	***
2011	***	***	***	***	***	***	***
2012	1,20	1,20	1,22	1,19	***	1,25	***

APRILE

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTERS	TOT	
	1044403332	1044403331	1044403288	644404528	644404526		
2002	29,10	49,46	56,01	52,41	19,83	19,76	197,47
2003	105,85	269,61	269,20	275,25	82,74	90,62	987,42
2004	100,67	263,74	262,85	260,89	90,67	87,23	965,38
2005	***	***	***	***	***	***	
2006	249,35	254,15	250,00	***	***	753,50	
2007	111,42	295,93	305,69	299,73	90,98	52,61	1044,94
2008	62,09	233,38	233,41	109,57	81,53	79,07	736,96
2009	92,02	229,87	232,60	159,75	***	77,76	699,98
2010	81,22	212,71	214,83	213,01	***	72,59	713,14
2011	324,30	329,18	324,85	***	55,21	1033,54	
2012	59,25	155,89	157,36	150,88	51,27	515,40	

PR	PR	PR	PR	PR	PR	PR	
TOT	INV 1_2_3	INV 1	INV 2	INV 3	INV 4	INV 5	
2002	0,85	0,85	0,85	0,87	***	0,86	***
2003	0,87	0,87	0,87	0,87	0,86	0,90	0,87
2004	***	***	***	***	***	***	***
2005	***	***	***	***	***	***	***
2006	***	***	***	***	***	***	***
2007	0,89	***	0,90	0,82	***	***	***
2008	0,83	0,84	***	***	***	0,85	***
2009	0,88	0,87	0,88	0,87	***	0,89	***
2010	0,87	0,88	0,89	0,85	***	0,87	***

MAGGIO

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTERS	TOT	
	1044403332	1044403331	1044403288	644404528	644505191		
2002	104,75	246,11	250,29	256,31	84,40	85,16	922,27
2003	120,83	297,69	301,68	305,82	103,05	80,92	1089,16
2004	107,80	277,29	278,64	276,04	94,84	95,13	1021,94
2005	***	***	***	***	***	***	
2006	253,15	260,90	254,20	***	***	768,25	
2007	91,47	231,83	240,34	233,05	80,87	***	786,09
2008	98,16	231,05	235,44	107,56	78,82	78,08	730,95
2009	22,02	55,33	56,04	56,78	***	19,33	187,48
2010	66,83	164,74	168,85	164,19	***	55,42	553,20
2011	230,68	237,05	231,73	***	80,69	780,15	
2012	77,77	202,01	207,03	199,40	69,18	677,62	

PR	PR	PR	PR	PR	PR	PR	
TOT	INV 1_2_3	INV 1	INV 2	INV 3	INV 4	INV 5	
2002	0,80	0,80	0,78	0,80	0,82	0,81	0,81
2003	0,83	0,82	0,83	0,84	0,85	***	***
2004	0,86	0,86	0,86	0,86	0,85	0,88	0,88
2005	***	***	***	***	***	***	***
2006	0,86	0,84	0,88	0,85	0,88	***	***
2007	0,78	0,80	***	0,80	0,80	0,80	***
2008	0,85	0,84	0,85	0,86	***	0,88	***
2009	0,83	0,82	0,84	0,82	***	0,83	***
2010	0,87	0,87	0,89	0,85	***	0,89	***

GIUGNO

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTERS	TOT	
	1044403332	1044403331	1044403288	644404528	644505191		
2002	111,37	206,14	213,02	215,18	70,89	72,15	777,38
2003	116,97	279,34	288,29	288,57	96,47	98,21	1050,88
2004	103,86	258,53	264,85	258,59	88,12	89,65	959,74
2005	***	***	***	***	***	***	
2006	273,97	286,01	277,07	***	***	837,05	
2007	93,51	223,45	228,06	228,09	62,37	***	741,97
2008	95,04	218,46	225,47	101,71	74,35	75,02	695,01
2009	***	***	***	***	***	***	
2010	76,68	187,18	195,05	187,97	***	64,24	634,44
2011	202,85	211,24	200,89	***	***	68,36	683,34
2012	76,10	190,88	199,36	188,61	***	65,95	644,80

PR	PR	PR	PR	PR	PR	PR	
TOT	INV 1_2_3	INV 1	INV 2	INV 3	INV 4	INV 5	
2002	0,82	0,81	0,80	0,82	0,82	0,82	0,84
2003	0,84	0,84	0,83	0,85	0,83	0,85	0,86
2004	***	***	***	***	***	***	***
2005	***	***	***	***	***	***	***
2006	0,81	0,80	0,81	0,81	***	***	***
2007	0,77	0,79	***	0,78	0,79	***	***
2008	0,83	0,81	0,85	0,82	***	0,84	***
2009	0,85	0,84	0,87	0,83	***	0,87	***

TAB. 16 DATI MENSILI RILEVATI DALLA CENTRALINA DI ACQUISIZIONE – IMPIANTO DEL POLITECNICO DI MILANO

LUGLIO

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTER 5	TOT	
2002	117,85	275,79	283,91	286,74	95,39	96,06	1.037,89
2003	123,75	299,36	308,26	308,29	104,03	102,25	1.122,19
2004	109,02	272,61	278,80	272,75	93,53	95,01	1.012,70
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	****	295,88	311,30	300,66	****	****	907,84
2007	****	292,01	297,73	299,36	14,75	****	903,85
2008	76,89	262,69	272,85	124,23	92,20	92,68	844,65
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	93,80	227,64	237,39	229,68	****	80,21	774,92
2011	****	266,22	277,77	267,97	****	93,68	905,64
2012	51,43	128,89	135,01	127,7	****	45,12	436,72
PR TOT	0,80	0,80	0,78	0,80	0,81	0,81	0,82
2003	0,82	0,82	0,81	0,83	0,83	0,84	0,83
2004	0,84	0,84	0,83	0,85	0,83	0,86	0,87
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	****	****	****	****	****	****	****
2007	****	****	****	****	****	****	****
2008	****	****	****	****	****	****	****
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	0,82	0,81	0,84	0,82	****	0,86
2011	****	****	****	****	****	****	****
2012	****	0,85	0,84	0,88	0,83	****	0,88

AGOSTO

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTER 5	TOT	
2002	121,17	285,99	292,62	295,49	99,49	99,84	1.073,43
2003	138,26	334,41	343,91	88,49	117,37	117,02	1.001,20
2004	114,38	286,80	296,36	288,98	101,01	99,40	1.072,55
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	****	292,07	302,69	294,88	****	****	889,64
2007	97,17	263,76	267,52	268,12	91,37	****	890,77
2008	****	298,96	308,61	145,83	****	106,33	859,73
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	274,14	284,15	275,54	****	95,62	929,45
2011	****	320,13	332,38	320,95	****	59,38	1032,84
2012	15,91	40,86	42,13	40,16	****	14,12	137,27
PR TOT	0,81	0,80	0,79	0,80	0,81	0,82	0,82
2003	****	****	0,81	0,83	****	0,85	0,85
2004	****	****	****	****	****	****	****
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	****	****	****	****	****	****	****
2007	****	****	****	****	****	****	****
2008	****	****	****	****	****	****	****
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	****	****	****	****	****	****
2011	****	****	****	****	****	****	****
2012	****	0,86	0,86	0,88	0,84	****	0,89

SETTEMBRE

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTER 5	TOT	
2002	****	221,21	223,05	224,53	75,66	74,35	818,80
2003	120,73	285,72	287,81	166,78	99,81	97,98	938,10
2004	116,8	297,31	304,66	299,06	93,12	101,36	1.095,51
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	****	273,57	282,99	275,32	68,94	65,58	966,40
2007	123,61	298,74	300,27	302,40	105,46	63,00	1.069,87
2008	****	251,35	255,85	118,94	****	86,68	712,82
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	267,77	282,02	276,11	****	94,76	920,66
2011	****	285,31	293,52	284,13	****	44,29	907,25
2012	74,87	194,84	199,5	191,76	****	67,12	653,22
PR TOT	0,85	0,86	0,85	0,87	0,85	0,80	0,87
2003	0,85	0,86	0,85	0,87	0,85	0,80	0,87
2004	****	****	****	****	****	****	****
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	****	****	****	****	****	****	****
2007	****	0,81	0,81	0,81	0,82	0,85	****
2008	****	****	****	****	****	****	****
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	****	****	****	****	****	****
2011	****	****	****	****	****	****	****
2012	****	0,87	0,87	0,89	0,85	****	0,90

OCTOBRE

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTER 5	TOT	
2002	52,21	143,58	144,19	144,97	47,50	48,99	529,23
2003	81,41	206,06	205,22	26,83	71,44	70,22	579,77
2004	41,40	99,77	101,85	97,13	30,98	30,70	360,43
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	35,50	217,51	222,95	218,19	77,80	76,78	813,23
2007	100,71	246,60	246,85	204,47	86,81	84,50	869,23
2008	****	182,77	184,05	84,73	****	61,37	512,92
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	197,54	199,31	195,12	****	66,60	658,57
2011	****	283,44	288,37	280,4	****	98,57	950,78
2012	50,8	132,23	134,76	129,08	****	44,59	440,66
PR TOT	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93	0,91	0,94
2003	****	****	****	****	****	****	****
2004	0,79	0,80	0,80	0,82	0,78	0,75	0,74
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	****	****	****	****	****	****	****
2007	0,78	0,77	0,82	0,82	0,68	0,86	0,84
2008	****	****	****	****	****	****	****
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	****	****	****	****	****	****
2011	****	****	****	****	****	****	****
2012	****	0,87	0,87	0,88	0,85	****	0,88

NOVEMBRE

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTER 5	TOT	
2002	32,76	79,24	78,90	80,20	26,59	25,90	290,83
2003	35,24	69,13	68,56	****	30,91	30,50	199,10
2004	2,69	6,29	6,41	6,19	2,05	2,07	23,01
2005	****	105,90	106,70	106,79	****	****	319,39
2006	60,26	52,78	53,49	52,64	1.942,00	16,24	2.117,15
2007	****	220,91	218,39	105,50	78,39	74,98	698,17
2008	****	150,97	150,35	70,81	****	50,14	422,27
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	107,05	107,64	107,07	****	35,87	357,63
2011	****	185,92	186,58	184,64	****	63,84	620,98
2012	****	****	****	****	****	****	****
PR TOT	0,81	0,81	0,81	0,80	0,82	0,81	0,79
2003	****	****	****	****	****	****	****
2004	0,78	0,78	0,78	0,79	0,77	0,76	0,77
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	****	****	****	****	****	****	****
2007	****	****	****	****	****	****	****
2008	****	****	****	****	****	****	****
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	****	****	****	****	****	****
2011	****	****	****	****	****	****	****
2012	****	****	****	****	****	****	****

DICEMBRE

[kWh/m² mese]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	
SOLARIMETRO	INVERTER 1	INVERTER 2	INVERTER 3	INVERTER 4	INVERTER 5	TOT	
2002	24,91	56,71	55,66	58,94	17,42	17,04	205,77
2003	****	****	****	****	****	****	****
2004	****	****	****	****	****	****	****
2005	****	155,66	155,48	159,91	****	****	471,05
2006	3,55	127,57	128,05	131,45	45,24	44,30	476,61
2007	****	182,18	177,99	89,09	64,05	61,14	574,45
2008	****	113,46	112,06	55,25	****	38,33	319,10
2009	****	113,36	112,16	113,85	****	****	339,37
2010	****	98,54	97,59	120,49	****	33,77	350,39
2011	****	169,12	168,25	172,48	****	57,52	567,37
2012	****	****	****	****	****	****	****
PR TOT	0,75	0,76	0,76	0,74	0,79	0,70	0,68
2003	****	****	****	****	****	****	****
2004	****	****	****	****	****	****	****
2005	****	****	****	****	****	****	****
2006	****	****	****	****	****	****	****
2007	****	****	****	****	****	****	****
2008	****	****	****	****	****	****	****
2009	****	****	****	****	****	****	****
2010	****	****	****	****	****	****	****
2011	****	****	****	****	****	****	****
2012	****	****	****	****	****	****	****

TAB. 17 DATI MENSILI RILEVATI DALLA CENTRALINA DI ACQUISIZIONE – IMPIANTO DEL POLITECNICO DI MILANO

Il calcolo del PR ottenuto da questi dati evidenzia un andamento anomalo rispetto a tutte le pubblicazioni riguardanti l'argomento. La bibliografia è concorde nel sostenere che l'uso delle celle per la conversione fotovoltaica e delle componenti del sistema per la trasformazione ed il vettoriamento dell'energia, comporta un costante degrado dell'intero sistema proporzionale al trascorrere del tempo; questo fenomeno è accelerato dall'azione degli agenti atmosferici e colpisce tutti gli elementi dell'impianto posti all'esterno. La conseguenza diretta del degrado impiantistico è la diminuzione della capacità di conversione della radiazione solare in energia elettrica e, quindi, un conseguente abbassamento del PR con il trascorrere del tempo.

Diversamente da quanto emerso dalla ricerca bibliografica, i dati acquisiti dalla centralina evidenziano un rapporto costante fra l'energia prodotta e quella incidente sul piano dei pannelli; in questo caso il PR ha valori simili in quasi tutti i mesi dell'anno.

Le considerazioni finora fatte sui dati acquisiti dalla centralina di monitoraggio dell'impianto, hanno portato ad affermare che alcune rilevazioni non fossero corrette.

Per quanto riguarda l'energia prodotta dall'impianto, essa non è stata rilevata solo dalla centralina di acquisizione, ma anche dal contatore elettrico che s'interfaccia con la rete; confrontando i dati si ha avuto conferma che le letture della centralina di acquisizione fossero corrette, pertanto i files report sono stati considerati attendibili per il calcolo del PR.

Le rilevazioni dell'energia solare incidente sul piano dei pannelli, effettuate tramite un solarimetro, invece, sono state fin da subito messe in discussione. Le criticità evidenziate precedentemente (CAP. III. 1.1) rendono necessaria una ritaratura periodica e programmata dello strumento per garantire la qualità e l'esattezza del dato rilevato; nel caso del solarimetro installato in parallelo all'impianto fotovoltaico del Politecnico di Milano ciò non è avvenuto, compromettendo la qualità e la precisione delle rilevazioni.

Per confermare analiticamente il malfunzionamento dello strumento, si è compiuto uno studio sull'andamento delle letture eseguite nel corso degli anni dal solarimetro. Per prima cosa si sono determinati degli intervalli di valori comparabili basandosi sul rapporto "a", ovvero sulla quantità percentuale di radiazione incidente sul piano orizzontale rispetto alla radiazione incidente massima che si potrebbe avere nel giorno considerato:

$$a = \frac{H}{H_{\max}} \%$$

In questo modo si sono determinati 10 intervalli di valori comparabili che raggruppano giorni simili, sulla base di una variazione del fattore "a" del 10%.

I grafici che ne risultano (FIG. 38 e FIG. 39), riportati in seguito, indicano l'andamento delle rilevazioni negli intervalli simili e mostrano una progressiva riduzione del valore della radiazione solare con il trascorrere degli anni.

Questa variazione è meno accentuata per valori piccoli (inferiori al 30%) del fattore "a" e diventa sempre più marcata con l'aumentare del rapporto percentuale.

A conclusione di quest'analisi, le letture del solarimetro sono state quindi considerate inattendibili.

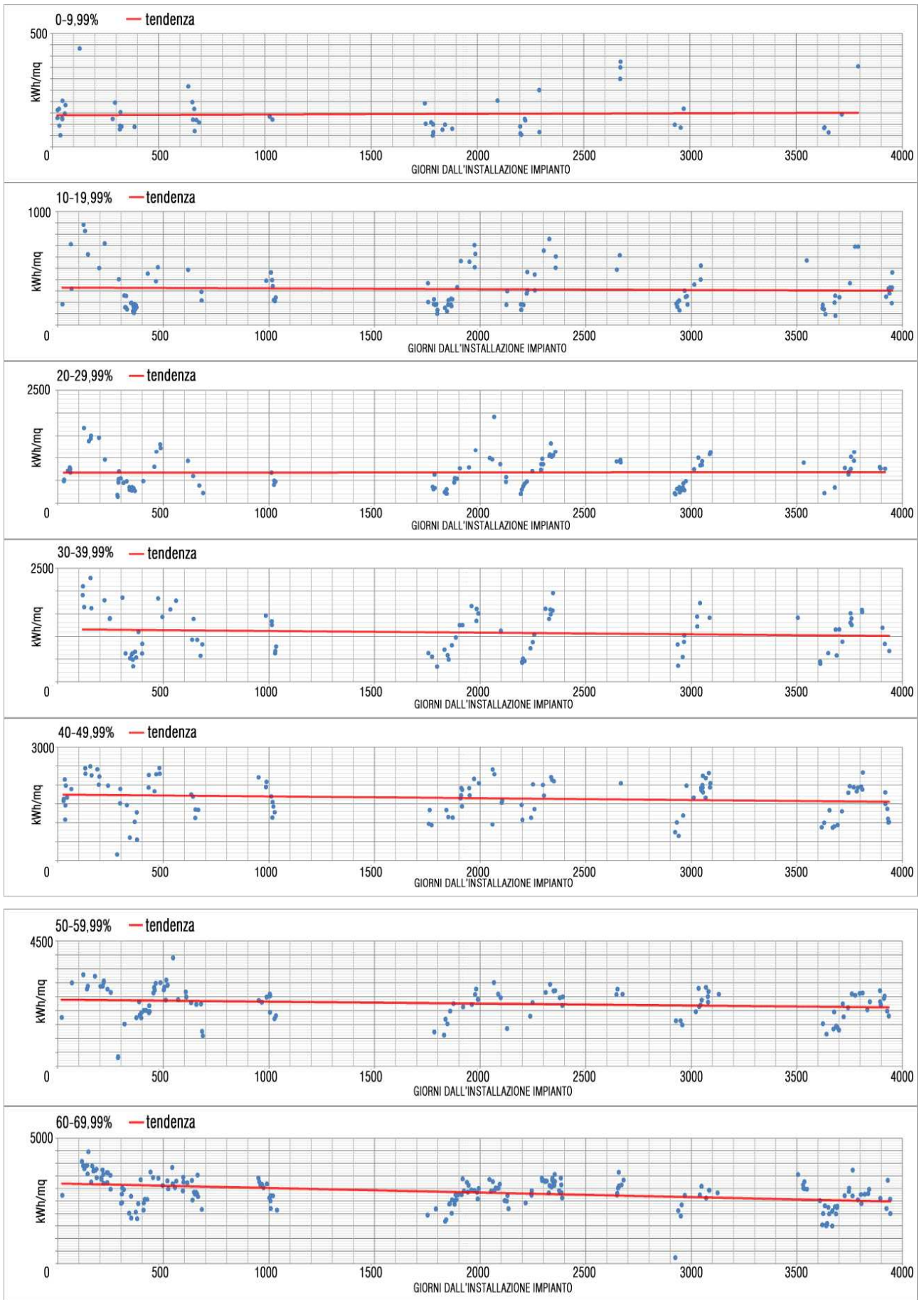


FIG. 38 TENDENZA DELLE RILEVAZIONI FATTE DAL SOLARIMETRO DURANTE IL FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO

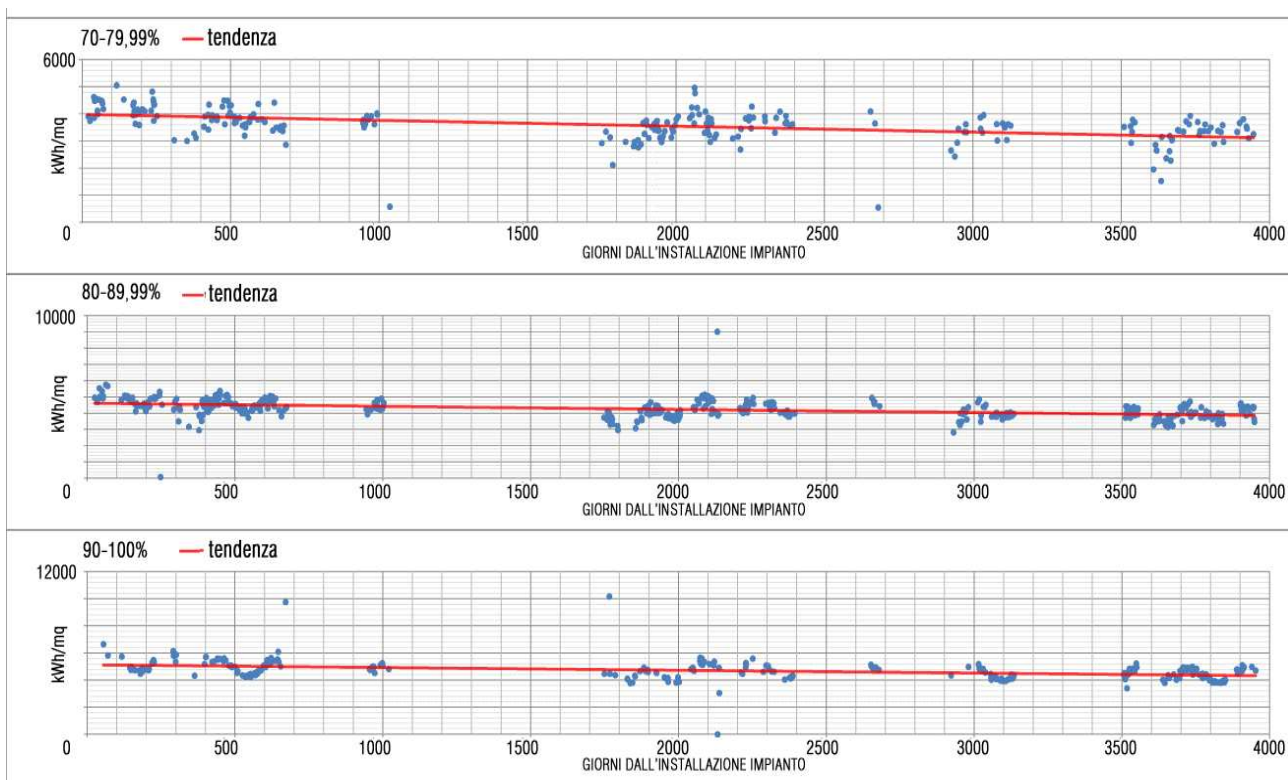


FIG. 39 TENDENZA DELLE RILEVAZIONI FATTE DAL SOLARIMETRO DURANTE IL FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Una volta appurata l'inattendibilità dei dati relativi alla radiazione globale incidente sul piano inclinato a 65° , si è voluto verificare di quanto fosse stato il deperimento delle celle fotovoltaiche dei pannelli solari nel corso degli anni.

Si sono presi a campione due pannelli solari posti su due diverse stringhe, una collegata ad un inverter da 1 kWp e l'altra collegata ad un inverter da 3 kWp e, per ognuno dei moduli, si è provveduto ad effettuare una *performance measurement* in condizioni STC presso i laboratori dell'EURAC di Bolzano.

In laboratorio sono state effettuate 15 differenti prove sui generatori, andandone a registrare i diversi output ottenuti a seconda delle differenti condizioni di test. La prova maggiormente significativa per valutare l'effettiva variazione della produttività elettrica dei generatori è quella realizzata in STC, alla quale fa riferimento anche la scheda tecnica del prodotto per certificarne le caratteristiche.

I test (FIG.40) hanno mostrato che, per il primo pannello solare, l'output di potenza è rimasto invariato rispetto a quello riportato sulla scheda tecnica di 73 Wp nominali, attestandosi a 73,124 Wp. Per quanto riguarda il secondo modulo, invece, c'è stata una piccola riduzione di potenza, rilevata in 71,104 Wp, pari ad una perdita di produttività del 2,60% in circa 11 anni.

I risultati ottenuti e la precisazione riportata in scheda tecnica che la tolleranza della misurazione dell'energia prodotta è del $\pm 4\%$, inducono ad affermare che i moduli fotovoltaici non hanno subito un degrado significativo dalla data d'installazione dell'impianto ad oggi.

In conclusione, alla luce di tutti gli aspetti considerati in precedenza, si è ritenuto necessario reperire nuovi dati corretti per il calcolo del PR e per valutare l'andamento di quest'ultimo durante il periodo di attività dell'impianto.

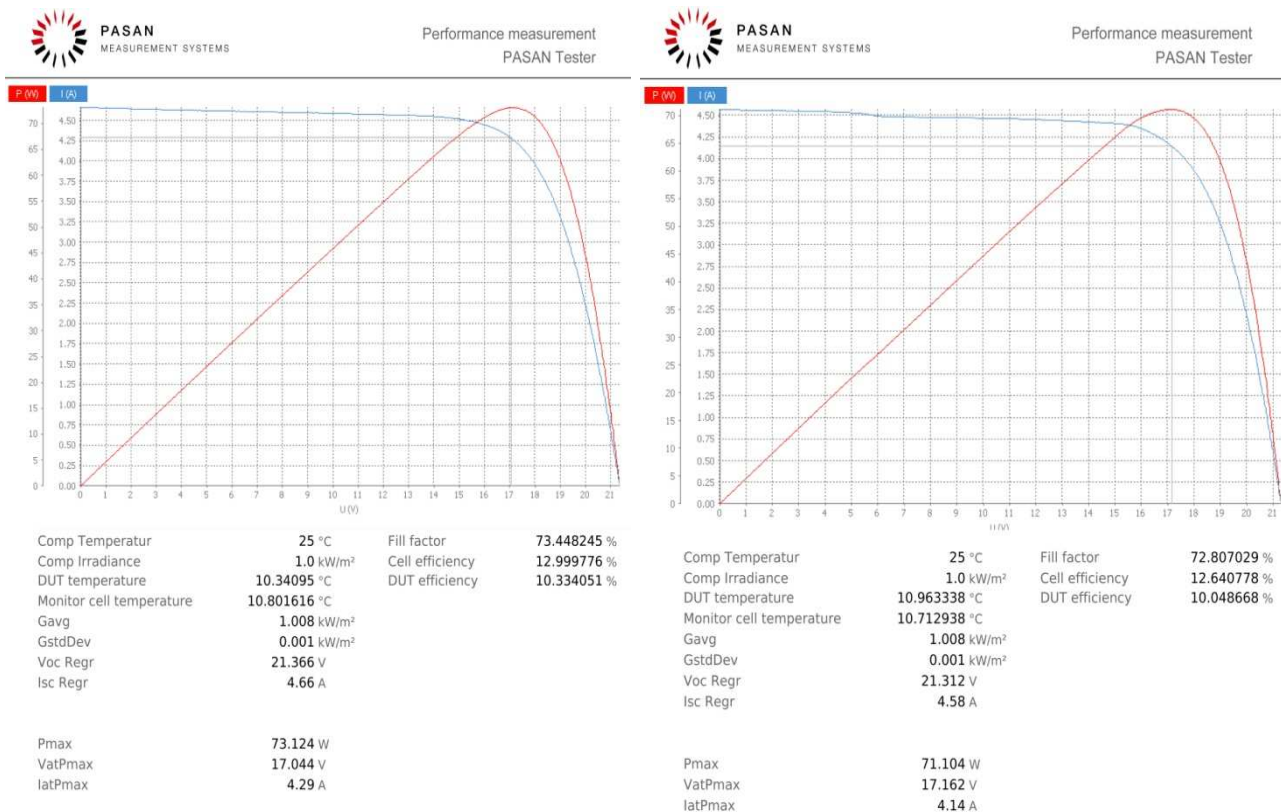


FIG. 40 RAPPORTO DELL'ANALISI SUI PANNELLI SOLARI DEL POLITECNICO DI MILANO (PULITI) EFFETTUATA DALL'EURAC

4.2. RICOSTRUZIONE DEI DATI MANCANTI

Il caso studio dell'impianto fotovoltaico del Politecnico di Milano presenta delle caratteristiche che lo contraddistinguono e lo rendono unico; le più importanti che vanno ad influire sulla ricerca dei dati sono l'inclinazione dei pannelli rispetto all'orizzontale ($\psi = 65^\circ$), la perfetta esposizione a sud ($\gamma = 0^\circ$), il periodo temporale di funzionamento e, naturalmente, la collocazione geografica da cui dipendono le caratteristiche microclimatiche dell'ambiente in cui si trova l'impianto.

Com'era lecito attendersi, non è stato possibile reperire dati corretti relativi ad un impianto inclinato ed orientato, come quello in esame, nel comune di Milano o in una zona vicina. Si è resa quindi necessaria l'adozione dell'algoritmo combinato di calcolo sviluppato in precedenza.

Il calcolo della radiazione diretta e diffusa incidente sul piano orientato a sud ed inclinato di 65° ha utilizzato come base di partenza il database della radiazione globale sul piano orizzontale per Milano precedentemente ricostruito.

Inizialmente si è calcolata la radiazione globale incidente sul piano dei pannelli dell'impianto del Politecnico di Milano con i nove algoritmi di riferimento (TAB. 18 e TAB. 19); i modelli hanno generato complessivamente circa 867'000 valori orari, per un totale di circa 36'000 valori giornalieri necessari per il confronto dell'algoritmo combinato di calcolo. A questo punto è stato realizzato un foglio elettronico che selezionasse e correggesse i valori generati dai nove modelli secondo la successione algoritmica e di correzioni trovata per Milano. In questo modo è stato possibile ricostruire con l'ACC la radiazione solare incidente sul piano dei generatori fotovoltaici dell'impianto del Politecnico di Milano dal febbraio 2002 al dicembre 2012.

Il dato restituito dall'algoritmo combinato di calcolo è volutamente espresso in valori giornalieri, poiché questa è la forma più comoda per il tipo di lavoro d'analisi che s'intende successivamente eseguire.

Le immagini seguenti illustrano i fogli di calcolo utilizzati per la ricostruzione dei dati.

In precedenza si è sottolineato come i dati relativi alla produttività elettrica dell'impianto, dal giorno della sua messa in servizio, fossero frammentari; per questa ragione non è stato possibile ricostruire un profilo completo che descrivesse nel tempo la quantità di energia prodotta.

Un ulteriore dato di riferimento disponibile sulla produzione energetica dell'impianto, è stato rilevato dal contatore ENEL installato per quantificare l'effettiva energia elettrica immessa nella rete. In data 07-11-2011 è stato registrato che l'impianto avesse ceduto alla rete, dalla data della sua messa in servizio (18-02-2002), una quantità di energia pari a 95*150 kWh.

Un'informazione aggiuntiva sull'impianto riguarda l'inverter 5: a causa di un suo malfunzionamento si sono verificati due fermi-impianto, limitati alla stringa di pannelli alla quale fa riferimento questo inverter, nei periodi da settembre 2003 a gennaio 2004 e da aprile 2007 a settembre 2007, per un periodo totale di fermo-impianto pari a 11 mesi.

L'analisi condotta sui due pannelli presi a campione durante i test di laboratorio presso l'EURAC di Bolzano, ha evidenziato un ulteriore elemento di riflessione inerente alla produttività dell'impianto. I test sono serviti, come spiegato in precedenza, per verificare la capacità attuale dei pannelli in STC: quest'analisi è avvenuta ripulendo la superficie captante da tutti i depositi imbrattanti accumulati nel tempo; prima della pulitura è stato effettuato un test, sempre in STC, utilizzando i pannelli fotovoltaici con la superficie captante nelle condizioni in cui si trovava in quel momento in esercizio (FIG.41).

													IRRADIANZA EXTRATERRESTRE		LIU JORDAN					
aa	mm	gg	n°	h	H [W/m²]	δ [°]	ω [RAD]	β [°]	α [°]	θ [°]	θz [°]	Ho [W/m²]	Kt	f _d [Hd/H]	H _b [W/m²]	H _d [W/m²]	R _b	R _d	R _r	HMLU 65° [W/m²]
2008	8	2	214	0	0,0	17,7170	3,1400 #	0	0	0	0	0,00	0,0000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	1	0,0	17,7170	2,8783 #	0	0	0	0	0,00	0,0000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	2	0,0	17,7170	2,6167 #	0	0	0	0	0,00	0,0000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	3	0,0	17,7170	2,3550 #	0	0	0	0	0,00	0,0000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	4	0,0	17,7170	2,0933 #	0	0	0	0	0,00	0,0000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	5	32,1	17,7170	1,8317 #	2,54006	112,942	109,522	87,4599	0,00	0,0000	0,000	32,10	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	6	174,7	17,7170	1,5700 #	12,5533	102,65	95,8439	77,4467	289,20	0,6041	0,437	98,39	76,31	-0,463	0,712	0,058	18,80
2008	8	2	214	7	351,8	17,7170	1,3083 #	22,9752	92,371	82,4998	67,0248	519,37	0,6774	0,305	244,52	107,28	0,336	0,712	0,058	178,74
2008	8	2	214	8	521,4	17,7170	1,0467 #	33,4695	81,3396	69,6933	56,5305	733,84	0,7105	0,251	390,63	130,77	0,630	0,712	0,058	369,17
2008	8	2	214	9	666,8	17,7170	0,7850 #	43,6182	68,4289	57,7935	46,3818	917,98	0,7264	0,227	515,70	151,10	0,773	0,712	0,058	544,56
2008	8	2	214	10	777,3	17,7170	0,5233 #	52,7483	51,8424	47,4962	37,2517	1.059,26	0,7338	0,216	609,64	167,66	0,849	0,712	0,058	681,72
2008	8	2	214	11	832,6	17,7170	0,2617 #	59,6191	29,1472	40,0642	30,3809	1.148,07	0,7252	0,228	642,48	190,12	0,887	0,712	0,058	753,37
2008	8	2	214	12	862,6	17,7170	0,0000 #	62,304	0	37,2584	27,696	1.178,37	0,7320	0,218	674,30	188,30	0,899	0,712	0,058	789,95
2008	8	2	214	13	831,2	17,7170	-0,2617 #	59,6191	-29,1472	40,0642	30,3809	1.148,07	0,7240	0,230	639,88	191,32	0,887	0,712	0,058	751,83
2008	8	2	214	14	743,4	17,7170	-0,5233 #	52,7483	-51,8424	47,4962	37,2517	1.059,26	0,7018	0,265	546,71	196,69	0,849	0,712	0,058	646,99
2008	8	2	214	15	630,4	17,7170	-0,7850 #	43,6182	-68,4289	57,7935	46,3818	917,98	0,6867	0,289	448,09	182,31	0,773	0,712	0,058	512,41
2008	8	2	214	16	421,6	17,7170	-1,0467 #	33,4695	-81,3396	69,6933	56,5305	733,84	0,5745	0,493	213,86	207,74	0,630	0,712	0,058	306,84
2008	8	2	214	17	261,5	17,7170	-1,3083 #	22,9752	-92,371	82,4998	67,0248	519,37	0,5035	0,627	97,44	164,06	0,336	0,712	0,058	164,54
2008	8	2	214	18	115,6	17,7170	-1,5700 #	12,5533	-102,65	95,8439	77,4467	289,20	0,3997	0,806	22,39	93,21	-0,463	0,712	0,058	62,62
2008	8	2	214	19	11,3	17,7170	-1,8317 #	2,54006	-112,942	109,522	87,4599	0,00	0,0000	0,000	11,30	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	20	0,0	17,7170	-2,0933 #	0	0	0	0	0,00	0,0000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	21	0,0	17,7170	-2,3550 #	0	0	0	0	0,00	0,0000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	22	0,0	17,7170	-2,6167 #	0	0	0	0	0,00	0,0000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00
2008	8	2	214	23	0,0	17,7170	-2,8783 #	0	0	0	0	0,00	0,0000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,00

TAB. 18 FOGLIO DI CALCOLO PER RESTITUIRE I DATI DI RADIAZIONE GLOBALE ORARIA A 65° DI UNO DEI NOVE ALGORITMI INIZIALMENTE SELEZIONATI (MLJ)

				[Wh/m ²]																[Wh/m ²]
aa	mm	gg	n°	H _o [Wh/m ²]	H _{max} [Wh/m ²]	H [Wh/m ²]	K _T	H/H _{max}	H _{KLJ} 65°	H _{MJL} 65°	H _{PLJ} 65°	H _{KK} 65°	H _{MH} 65°	H _{PH} 65°	H _{KK} 65°	H _{MK} 65°	H _{PK} 65°	H _{ACC} 65°		
2008	3	24	83	7.540,43	5.709,51	5.125,50	0,6797	89,77%	6.361,10	6.189,13	6.393,15	6.694,33	6.561,31	6.689,16	6.656,29	6.511,36	6.674,35	6.249,82		
2008	3	25	84	7.619,83	5.770,18	5.771,10	0,7574	100,02%	7.227,92	7.040,10	7.278,01	7.559,14	7.439,33	7.558,54	7.538,26	7.433,42	7.569,83	7.077,62		
2008	3	26	85	7.698,68	5.830,63	5.346,40	0,6945	91,70%	6.460,33	6.284,23	6.475,93	6.801,82	6.649,09	6.784,03	6.810,00	6.684,05	6.820,27	6.368,54		
2008	3	27	86	7.776,94	5.890,84	3.090,30	0,3974	52,46%	3.288,24	2.829,16	3.186,05	3.470,35	2.979,19	3.364,44	3.593,28	3.107,10	3.515,18	2.971,63		
2008	3	28	87	7.854,60	5.950,81	5.256,70	0,6693	88,34%	6.185,76	5.979,22	6.182,48	6.515,81	6.334,28	6.488,22	6.566,84	6.439,11	6.571,55	6.083,16		
2008	3	29	88	7.931,63	6.010,50	5.518,80	0,6958	91,82%	6.444,46	6.297,13	6.462,26	6.780,16	6.660,53	6.769,80	6.826,60	6.761,16	6.846,45	6.348,27		
2008	3	30	89	8.008,01	6.069,88	5.153,00	0,6435	84,89%	5.874,84	5.637,03	5.855,92	6.180,32	5.960,25	6.141,12	6.270,62	6.106,10	6.266,89	5.769,95		
2008	3	31	90	8.083,71	6.128,92	4.018,40	0,4971	65,56%	4.326,57	3.945,52	4.250,66	4.554,18	4.160,31	4.469,51	4.690,76	4.261,10	4.623,25	4.015,12		
2008	4	1	91	8.161,57	6.187,92	5.509,70	0,6751	89,04%	6.178,88	6.013,14	6.183,12	6.493,69	6.360,18	6.478,22	6.583,40	6.511,63	6.596,23	6.062,51		
2008	4	2	92	8.239,24	6.246,24	3.795,70	0,4607	60,77%	3.888,88	3.563,12	3.830,39	4.070,43	3.727,54	4.003,25	4.277,75	3.964,27	4.234,67	3.597,45		
2008	4	3	93	8.316,15	6.304,16	6.284,00	0,7556	99,68%	7.067,67	6.914,93	7.110,51	7.334,50	7.240,80	7.335,39	7.405,02	7.345,69	7.428,44	6.867,29		
2008	4	4	94	8.392,29	6.361,67	6.198,80	0,7386	97,44%	6.865,47	6.720,88	6.900,36	7.131,20	7.032,56	7.128,38	7.213,67	7.162,36	7.233,96	6.676,94		
2008	4	5	95	8.467,62	6.418,76	6.109,10	0,7215	95,18%	6.655,92	6.565,10	6.687,85	6.934,09	6.863,91	6.934,02	7.035,33	7.021,68	7.056,05	6.492,39		
2008	4	6	96	8.542,14	6.475,42	4.118,50	0,4821	63,60%	4.089,36	3.708,63	4.003,46	4.275,79	3.878,72	4.185,91	4.511,25	4.140,79	4.451,64	3.743,35		
2008	4	7	97	8.615,82	6.531,63	6.425,00	0,7457	98,37%	6.938,47	6.800,72	6.976,76	7.177,02	7.091,65	7.177,42	7.292,07	7.248,01	7.313,89	6.719,85		
2008	4	8	98	8.688,64	6.587,36	1.328,80	0,1529	20,17%	1.092,14	1.029,90	1.110,17	1.110,78	1.035,22	1.127,86	1.160,86	1.064,98	1.221,82	1.172,70		
2008	4	9	99	8.760,58	6.642,58	1.388,20	0,1585	20,90%	1.106,37	1.078,66	1.126,13	1.129,04	1.098,73	1.149,87	1.215,22	1.263,06	1.298,12	1.245,94		
2008	4	10	100	8.833,49	6.697,55	519,80	0,0588	7,76%	374,40	408,01	411,51	373,03	408,50	412,20	305,77	422,69	430,32	413,40		
2008	4	11	101	8.906,89	6.751,71	593,20	0,0666	8,79%	431,33	463,09	464,82	429,92	463,44	465,21	395,91	484,46	505,59	535,28		
2008	4	12	102	8.979,35	6.805,32	4.450,30	0,4956	65,39%	4.427,75	4.187,19	4.380,57	4.599,44	4.359,00	4.545,55	4.821,29	4.522,25	4.788,51	4.206,87		
2008	4	13	103	9.050,85	6.858,36	4.289,40	0,4739	62,54%	4.046,03	3.839,20	4.012,40	4.185,03	3.977,22	4.144,48	4.446,82	4.199,83	4.429,52	3.838,41		
2008	4	14	104	9.121,37	6.910,82	1.570,60	0,1722	22,73%	1.341,34	1.285,70	1.348,15	1.368,67	1.307,28	1.375,48	1.474,18	1.425,20	1.539,63	1.477,73		
2008	4	15	105	9.190,90	6.962,69	6.140,40	0,6681	88,19%	6.136,57	6.081,47	6.165,51	6.316,96	6.292,34	6.323,35	6.581,90	6.558,79	6.613,67	5.897,52		
2008	4	16	106	9.259,43	7.013,97	6.623,60	0,7153	94,43%	6.437,45	6.393,10	6.471,25	6.621,02	6.591,56	6.623,61	6.846,42	6.859,29	6.867,10	6.199,26		
2008	4	17	107	9.326,94	7.064,63	2.851,50	0,3057	40,36%	2.727,27	2.556,80	2.698,08	2.821,10	2.639,74	2.786,84	2.843,34	2.684,46	2.866,84	2.816,34		
2008	4	18	108	9.393,42	7.114,66	1.596,60	0,1700	22,44%	1.375,33	1.271,90	1.364,85	1.404,25	1.284,01	1.391,33	1.424,59	1.325,07	1.476,78	1.417,42		

TAB. 19 FOGLIO DI CALCOLO PER LA SELEZIONE E LA CORREZIONE DEI DATI DI RADIAZIONE GLOBALE GIORNALIERA A 65° UTILIZZATO PER LA COMPOSIZIONE DELL'ACC

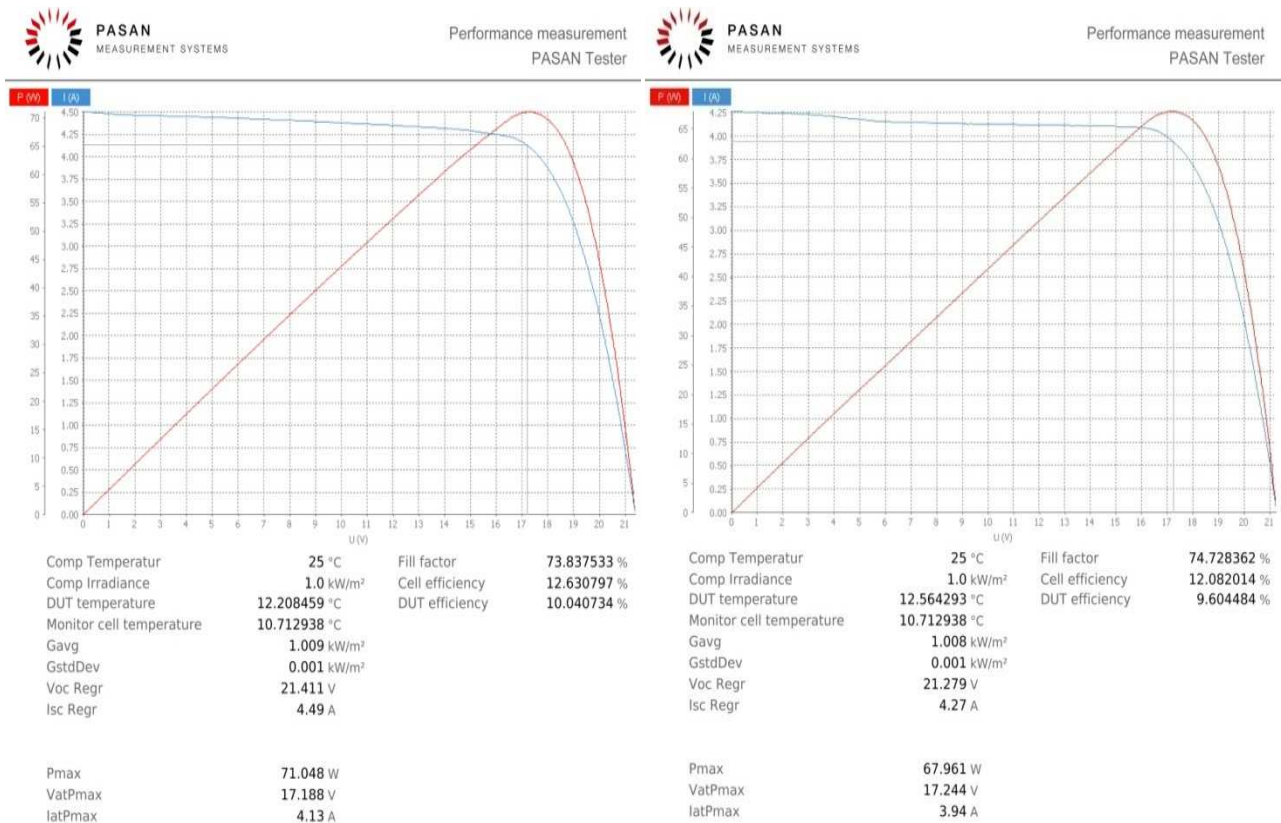


FIG. 41 RAPPORTO DELL'ANALISI SUI PANNELLI SOLARI DEL POLITECNICO DI MILANO (SPORCHI) EFFETTUATA DALL'EURAC

La potenza nominale degli elementi fotovoltaici è di 73 Wp, mentre quella rilevata è risultata essere di 71,048 Wp per il primo pannello e di 67,961 Wp per il secondo pannello; è stato valutato che, in esercizio, i moduli fotovoltaici che costituiscono l'impianto del Politecnico di Milano abbiano attualmente una potenza media di 69,505 Wp; essi hanno quindi perso, in circa 11 anni, il 4,79% della loro capacità di conversione, a causa dei depositi di sporco sulla superficie captante.

Al fine di eseguire una corretta ricostruzione dell'energia prodotta durante la vita di servizio dell'impianto, si è fatto ricorso al programma di calcolo PVSYST, in grado di simulare il funzionamento dell'impianto nel corso degli anni; il software utilizza il modello di Liu e Jordan per la divisione della radiazione globale sul piano orizzontale nelle sue due componenti, diretta e diffusa, e la relazione geometrica trovata da Hay come fattore di ribaltamento della radiazione diffusa sul piano inclinato.

Per poter utilizzare il programma, sono stati creati i file climatici relativi ad ogni anno di funzionamento, dal 2002 al 2012, contenenti i dati orari della radiazione globale sul piano orizzontale, la temperatura media giornaliera e la velocità del vento media giornaliera. Queste ultime due serie di dati sono state reperite tramite il database consultabile online dal portale ilmeteo.it, che mette a disposizione numerosi dati climatici di diverse località.

Nel programma sono stati poi inseriti:

- la disposizione spaziale dei moduli fotovoltaici ($\gamma = 0^\circ$, $\psi = 65$);

- il profilo dell'orizzonte intorno all'impianto, per individuare eventuali ombreggiamenti causati dall'ambiente circostante (FIG.42) ;

- le caratteristiche da scheda tecnica dei moduli fotovoltaici;

- le caratteristiche da scheda tecnica dell'inverter.

A questo punto si sono effettuate undici simulazioni per stabilire quanta energia fosse stata immessa in rete dall'inverter da 1 kWp ed undici simulazioni per stabilire quanta energia fosse stata immessa in rete dall'inverter da 3 kWp; i valori restituiti sono su base mensile.

Nei periodi in cui è stato possibile recuperare solo i dati relativi ad uno o a due inverter, si è deciso di stimare la produzione energetica di quelli mancanti con potenza uguale, correggendo il valore noto con un coefficiente pari al discostamento medio dell'energia prodotta. Nei periodi in cui si dispone dei dati di tutto l'impianto, confrontando la produttività energetica degli inverter con pari potenzialità, si è evidenziato che mediamente gli inverter da 1 kWp hanno produzioni energetiche che si discostano del 2,47% l'uno dall'altro e che quelli da 3 kWp hanno produzioni energetiche che si discostano dell'1,72% l'uno dall'altro.

I restanti valori di produttività energetica non noti sono stati stimati sulla base delle simulazioni realizzate con il programma PVSYST. I valori generati dal programma sono stati inizialmente ridotti in modo proporzionale al trascorrere del tempo, da 0 a 4,79%, valore quest'ultimo definito in precedenza come il decadimento prestazionale dei moduli fotovoltaici, rilevato sperimentalmente con i test di laboratorio sui moduli campione, a causa dell'imbrattamento della superficie captante. Questi valori sono stati ulteriormente ridotti, ognuno in modo uguale, del 2,69%, in modo che la sommatoria dell'energia prodotta dall'impianto in data 07-11-2011 fosse uguale alla lettura effettuata sul contatore nella stessa data.

L'ultima precisazione da fare in merito alla ricostruzione dell'energia prodotta dell'impianto del Politecnico di Milano, riguarda il programma di calcolo utilizzato per la stima: PVSYS. Le simulazioni compiute stimano che, dalla data di messa in servizio alla data in cui è stata effettuata la lettura sul contatore, la produzione energetica sia stata di 96'195,1 kWh, poiché non considerano il fermo-impianto dell'inverter 5. La lettura fatta sul contatore indica invece un'energia immessa in rete di 95'150 kWh: la differenza con la previsione è di 1'044,1 kWh pari all'1,09% sul totale; questo discostamento è compatibile con il periodo di fermo-impianto occorso all'inverter 5. Si può quindi affermare che i dati prodotti dal programma di calcolo PVSYS e corretti linearmente da 0 a 4,79%, sono valori attendibili da utilizzare per la ricostruzione che è stata appena descritta. (TAB. 20)

	kWh
registrata, dal 19-02-02 al 07-11-11	95'150,0
stimata, dal 19-02-02 al 07-11-11	96'194,1
impianto 1 kW _p	9'478,6
impianto 3 kW _p	25'745,6
DIFFERENZA:	1'044,1
DIFFERENZA:	1,09%

TAB. 20 RIASSUNTO DEL CONFRONTO FRA IL RISULTATO DELLE SIMULAZIONI E LA LETTURA SUL CONTATORE

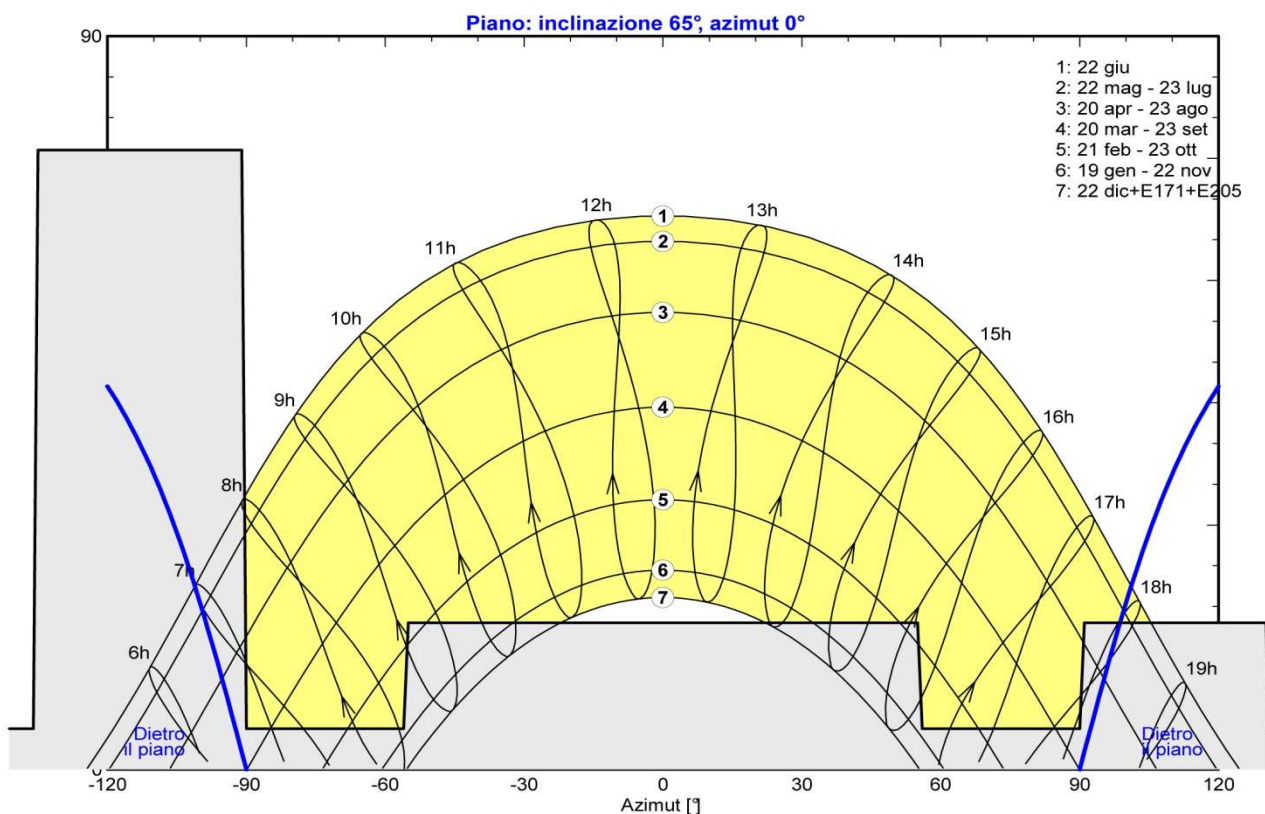


FIG. 42 SCHEMA DEL PROFILO DELL'ORIZZONTE ATTORNO ALL'IMPIANTO

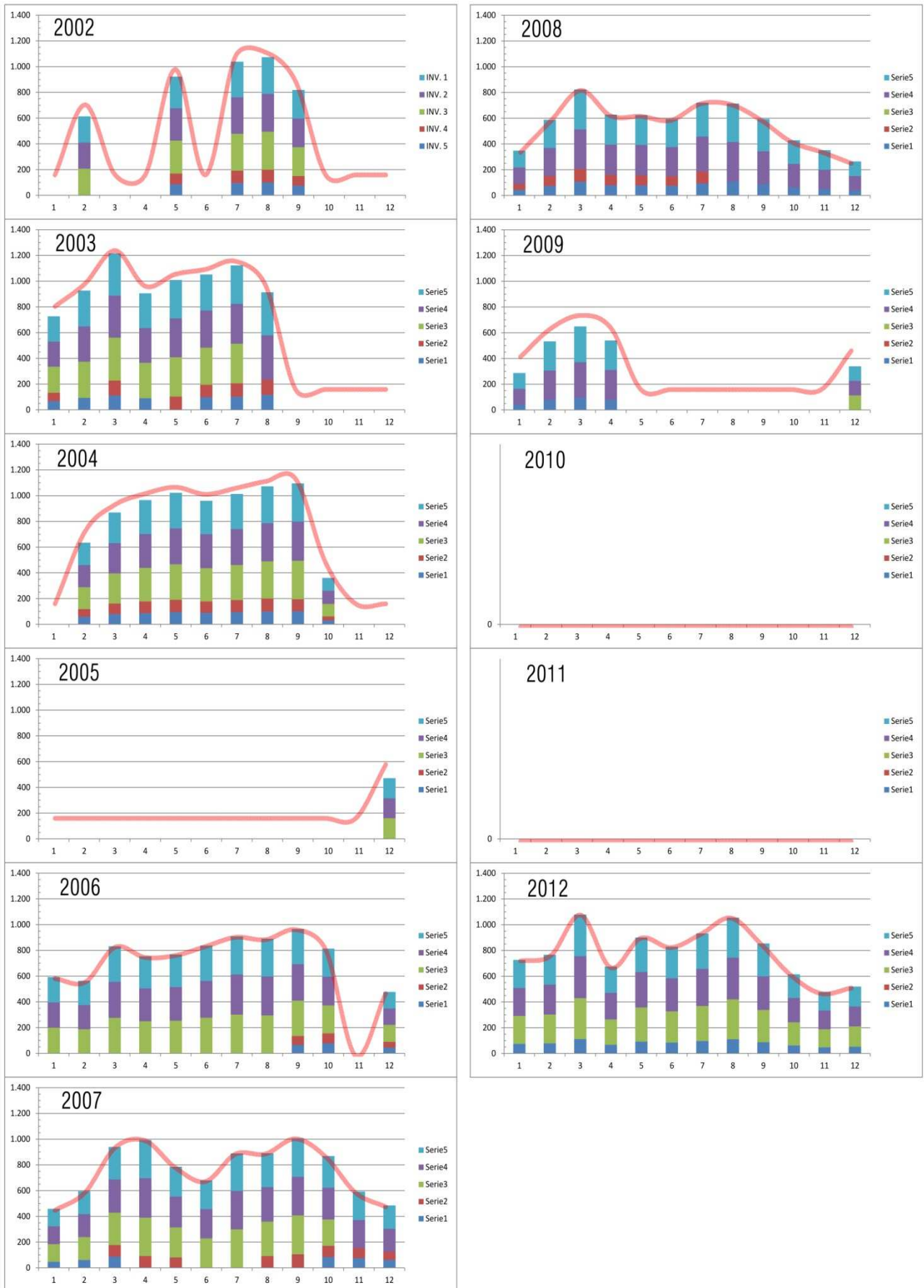


FIG. 43 DIAGRAMMI DELLA QUANTITÀ DI ENERGIA PRODOTTA DESUNTI DAI FILES REPORT A DISPOSIZIONE

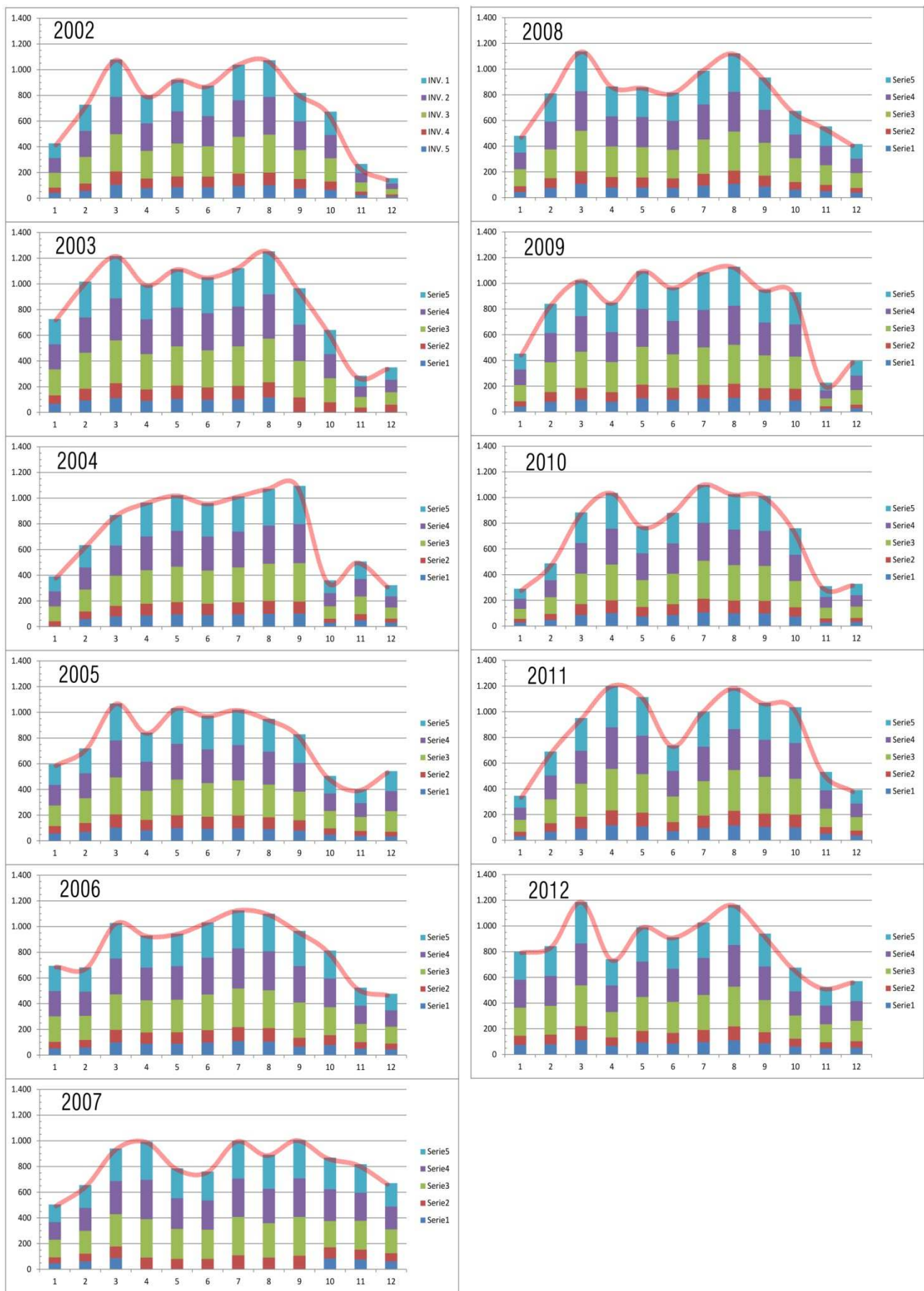


FIG. 44 DIAGRAMMI DELLA QUANTITÀ DI ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO DEL POLITECNICO DI MILANO (RICOSTRUZIONE)

aa	mm	KT med	Tmed [°C]	Vmed [km/h]	2,92	2,92	2,92	1,095	1,095	10,95	aa	mm	KT med	Tmed [°C]	Vmed [km/h]	2,92	2,92	2,92	1,095	1,095	10,95
					INVERTE 1	INVERTE 2	INVERTE 3	INVERTE 4	INVERTE 5	TOTALE						INVERTE 1	INVERTE 2	INVERTE 3	INVERTE 4	INVERTE 5	TOTALE
2002	1	0,4115	0,9	4,42	114,88	114,88	114,88	41,15	41,15	426,94	2008	1	0,3291	4,7	4,19	130,70	128,25	132,95	45,15	43,35	480,40
2002	2	0,3900	6,7	5,75	203,69	202,22	207,21	56,98	56,98	727,09	2008	2	0,4728	5,8	3,89	219,44	216,22	223,22	77,36	74,26	810,50
2002	3	0,5216	11,6	6,48	289,96	289,96	289,96	104,20	104,20	1.078,29	2008	3	0,5489	10,4	5,90	309,22	307,73	314,54	99,62	106,18	1.137,29
2002	4	0,4329	13,4	6,37	214,26	214,26	214,26	76,76	76,76	796,30	2008	4	0,4613	12,9	4,23	233,38	233,41	237,40	81,53	79,07	864,79
2002	5	0,4536	17,5	7,68	246,11	250,29	256,31	84,40	85,16	922,27	2008	5	0,4751	18,6	5,81	231,05	235,44	235,03	78,82	78,08	858,42
2002	6	0,5165	23,7	6,65	235,37	235,37	235,37	84,28	84,28	874,66	2008	6	0,4935	21,9	3,70	218,46	225,47	222,22	74,35	75,02	815,52
2002	7	0,5366	24,5	6,10	275,79	283,91	286,74	95,39	96,06	1.037,89	2008	7	0,5794	23,9	5,84	262,69	272,85	267,21	92,20	92,68	987,63
2002	8	0,5232	23,1	5,10	285,99	292,62	295,49	99,49	99,84	1.073,43	2008	8	0,5995	23,8	4,29	298,96	308,61	304,11	103,71	106,33	1.121,71
2002	9	0,4858	18,8	4,30	221,21	223,05	224,53	75,66	74,35	818,80	2008	9	0,4979	18,7	5,27	251,35	255,85	255,68	84,54	86,68	934,10
2002	10	0,4152	14,5	3,84	181,21	181,21	181,21	64,86	64,86	673,36	2008	10	0,3971	15,0	4,77	182,77	184,05	185,92	59,86	61,37	673,96
2002	11	0,2515	9,7	5,47	71,62	71,62	71,62	25,72	25,72	266,32	2008	11	0,3786	8,9	7,03	150,97	150,35	153,57	48,90	50,14	553,93
2002	12	0,2481	5,3	3,90	42,14	42,14	42,14	14,73	14,73	155,89	2008	12	0,3286	3,1	8,39	113,46	112,06	115,41	37,38	38,33	416,65
2003	1	0,4305	2,8	4,39	196,80	194,80	202,48	65,51	67,12	726,71	2009	1	0,3305	0,7	3,13	123,20	121,90	125,32	40,68	41,71	452,81
2003	2	0,5497	2,4	5,64	278,34	274,16	280,90	90,76	93,05	1.017,21	2009	2	0,4849	3,9	4,96	227,69	227,08	231,61	76,17	78,10	840,65
2003	3	0,5547	10,0	5,48	327,96	326,45	333,83	115,22	112,04	1.215,50	2009	3	0,5010	8,3	5,27	277,29	277,21	282,06	91,74	94,06	1.022,36
2003	4	0,4848	12,8	6,87	269,61	269,20	275,25	88,39	90,62	993,07	2009	4	0,4611	14,0	4,60	229,87	232,60	233,83	75,84	77,76	849,90
2003	5	0,5633	20,6	6,10	297,69	301,68	305,82	103,05	105,59	1.113,83	2009	5	0,6037	19,8	4,13	294,58	294,58	294,58	105,91	105,91	1.095,56
2003	6	0,5930	26,7	6,33	279,34	288,29	288,57	96,47	98,21	1.050,88	2009	6	0,5877	23,1	5,27	260,40	260,40	260,40	93,54	93,54	968,29
2003	7	0,6078	26,5	6,81	299,36	308,26	308,29	104,03	102,25	1.122,19	2009	7	0,6276	25,5	4,06	291,72	291,72	291,72	104,99	104,99	1.085,14
2003	8	0,6233	28,6	5,71	334,41	343,91	340,17	117,37	117,02	1.252,88	2009	8	0,6062	26,1	3,29	303,55	303,55	303,55	109,18	109,18	1.129,02
2003	9	0,5542	19,7	5,50	283,03	283,03	283,03	117,23		966,32	2009	9	0,5345	21,0	3,13	255,78	255,78	255,78	91,93	91,93	951,21
2003	10	0,4179	13,2	6,52	187,75	187,75	187,75	78,57		641,82	2009	10	0,5152	14,0	2,97	250,33	250,33	250,33	89,93	89,93	930,83
2003	11	0,2740	9,6	4,11	82,50	82,50	82,50	38,02		285,52	2009	11	0,2390	9,0	2,83	61,34	61,34	61,34	21,79	21,79	227,60
2003	12	0,3437	5,7	5,94	96,65	96,65	96,65	30,58		350,53	2009	12	0,3275	2,6	2,66	113,36	112,16	113,85	28,07	28,07	395,52
2004	1	0,3784	4,1	5,42	116,48	116,48	116,48	41,56		390,99	2010	1	0,3107	2,2	2,97	78,28	78,28	78,28	27,78	27,78	290,40
2004	2	0,3840	5,5	5,79	174,43	171,13	170,94	59,59	58,46	634,55	2010	2	0,3635	4,5	3,36	131,26	131,26	131,26	46,91	46,91	487,61
2004	3	0,4375	8,2	6,10	238,67	235,36	234,38	81,34	79,52	869,27	2010	3	0,4513	8,9	4,37	237,66	237,66	237,66	85,25	85,25	883,49
2004	4	0,4897	13,3	7,03	263,74	262,85	260,89	90,67	87,23	965,38	2010	4	0,5390	13,8	4,60	278,54	278,54	278,54	100,13	100,13	1.035,88
2004	5	0,5105	17,6	7,39	277,29	278,64	276,04	94,84	95,13	1.021,94	2010	5	0,4542	16,6	5,19	208,71	208,71	208,71	74,60	74,60	775,33
2004	6	0,5471	24,1	7,77	328,53	264,85	258,59	88,12	89,65	959,74	2010	6	0,5332	22,7	4,73	236,92	236,92	236,92	84,88	84,88	880,52
2004	7	0,5630	25,4	6,42	272,61	278,80	272,75	93,53	95,01	1.012,70	2010	7	0,6349	26,5	4,74	295,45	295,45	295,45	106,29	106,29	1.098,94
2004	8	0,5819	25,1	5,87	286,80	296,36	288,98	101,01	99,40	1.072,55	2010	8	0,5626	23,1	4,29	275,87	275,87	275,87	99,13	99,13	1.025,88
2004	9	0,5548	20,9	5,73	297,31	304,66	299,06	93,12	101,36	1.095,51	2010	9	0,5425	18,5	3,50	272,49	272,49	272,49	97,97	97,97	1.013,42
2004	10	0,2896	16,2	4,77	99,77	101,85	97,13	30,98	30,70	360,43	2010	10	0,4415	12,2	3,37	204,38	204,38	204,38	73,24	73,24	759,64
2004	11	0,4154	9,1	4,70	136,61	136,61	136,61	48,80	48,80	507,42	2010	11	0,2894	8,3	4,17	83,59	83,59	83,59	29,83	29,83	310,43
2004	12	0,3514	5,1	3,13	86,81	86,81	86,81	30,92	30,92	322,28	2010	12	0,3264	1,5	4,19	88,23	88,23	88,23	31,69	31,69	328,07
2005	1	0,4701	2,9	4,81	160,31	160,31	160,31	57,40	57,40	595,74	2011	1	0,3427	2,2	3,45	93,25	93,25	93,25	33,26	33,26	346,26
2005	2	0,4834	3,6	6,39	193,45	193,45	193,45	69,38	69,38	719,12	2011	2	0,4527	5,3	3,96	185,67	185,67	185,67	66,59	66,59	690,21
2005	3	0,5143	9,5	5,48	287,39	287,39	287,39	103,21	103,21	1.068,59	2011	3	0,4815	9,6	5,03	255,90	255,90	255,90	91,87	91,87	951,45
2005	4	0,4427	12,5	6,23	226,68	226,68	226,68	81,31	81,31	842,67	2011	4	0,6110	16,7	5,20	322,91	322,91	322,91	116,28	116,28	1.201,30
2005	5	0,5552	19,9	6,42	277,78	277,78	277,78	99,59	99,59	1.032,52	2011	5	0,6129	20,3	5,29	299,37	299,37	299,37	107,66	107,66	1.113,42
2005	6	0,5842	24,6	7,73	261,77	261,77	261,77	94,00	94,00	973,31	2011	6	0,4713	21,7	4,37	198,73	198,73	198,73	71,06	71,06	738,30
2005	7	0,5782	25,8	6,58	274,22	274,22	274,22	98,46	98,46	1.019,59	2011	7	0,5833	23,2	6,26	267,91	267,91	267,91	96,30	96,30	996,33
2005	8	0,5266	23,4	6,06	255,16	255,16	255,16	91,53	91,53	948,55	2011	8	0,6398	25,6	7,06	317,85	317,85	317,85	114,52	114,52	1.182,60
2005	9	0,4774	21,1	4,33	223,10	223,10	223,10	80,01	80,01	829,33	2011	9	0,5733	21,2	5,73	287,18	287,18	287,18	103,39	103,39	1.068,32
2005	10	0,3595	15,3	3,55	136,05	136,05	136,05	48,60	48,60	505,35	2011	10	0,5538	14,1	6,23	278,31	278,31	278,31	100,10	100,10	1.035,13
2005	11	0,3410	12,3	3,25	108,17	108,17	108,17	38,73	38,73	401,97	2011	11	0,4398	7,5	6,17	143,15	143,15	143,15	51,29	51,29	532,03
2005	12	0,3885	2,2	4,55	155,66	155,48	159,91	35,66	35,66	542,37	2011	12	0,4110	4,1	5,70	105,42	105,42	105,42	37,50	37,50	391,24
2006	1	0,4413	1,9	3,00	196,18	196,03	199,50	51,32	51,32	694,35	2012	1	0,4756	2,6	6,94	217,34	216,75	218,23	72,38	74,21	798,91
2006	2	0,4077	4,6	4,39	188,40	187,91	187,43	59,13	59,13	682,01	2012	2	0,5129	1,6	6,93	231,90	232,24	224,06	76,56	78,50	843,26
2006	3	0,4925	9,2	7,10	276,62	279,05	276,30	98,08	98,08	1.028,12	2012	3	0,5847	12,6	7,39	322,61	326,00	318,22	108,68	111,43	1.187,04
2006	4	0,4798	14,4	6,27	249,35	254,15	250,00	88,11	88,11	929,72	2012	4	0,4317	12,7	8,93	204,23	206,44	197,37	65,81	67,47	741,32
2006	5	0,5154	18,6	7,26	253,15	260,90	254,20	88,36	88,36	944,98	2012	5	0,5604	18,2	8,97	268,48	275,01	264,87	90,33	92,62	991,32
2006	6	0,6008	23,4	6,87	273,97	286,01	277,07	97,11	97,11	1.031,26	2012	6	0,5677	23,7	7,67	245,40	256,75	241,83	83,13	85,23	912,34
2006	7	0,6335																			

5. ANALISI DEI RISULTATI

L'ultimo aspetto che ancora non è emerso dalle analisi condotte, è la variazione del performance ratio (PR) nel corso della vita di servizio dell'impianto.

I dati ottenuti in precedenza con l'algoritmo combinato di calcolo, in merito alla quantità di energia solare incidente sul piano fotovoltaico, e la ricostruzione della produttività, consentono ora di elaborare un calcolo corretto del PR e valutare le sue variazioni negli anni; la FIG. 45 mostra il grafico dove sono stati riportati i risultati ottenuti. La tendenza che si è evidenziata, nel periodo preso in esame, è in accordo con la bibliografia consultata; l'invecchiamento dell'impianto è risultato direttamente proporzionale alla decrescita del performance ratio (PR). Quest'ultimo non risulta molto elevato, fino da primi anni, se paragonato con gli impianti attuali; ciò è dovuto all'utilizzo di tecnologie oramai superate rispetto a quelle attualmente in commercio.

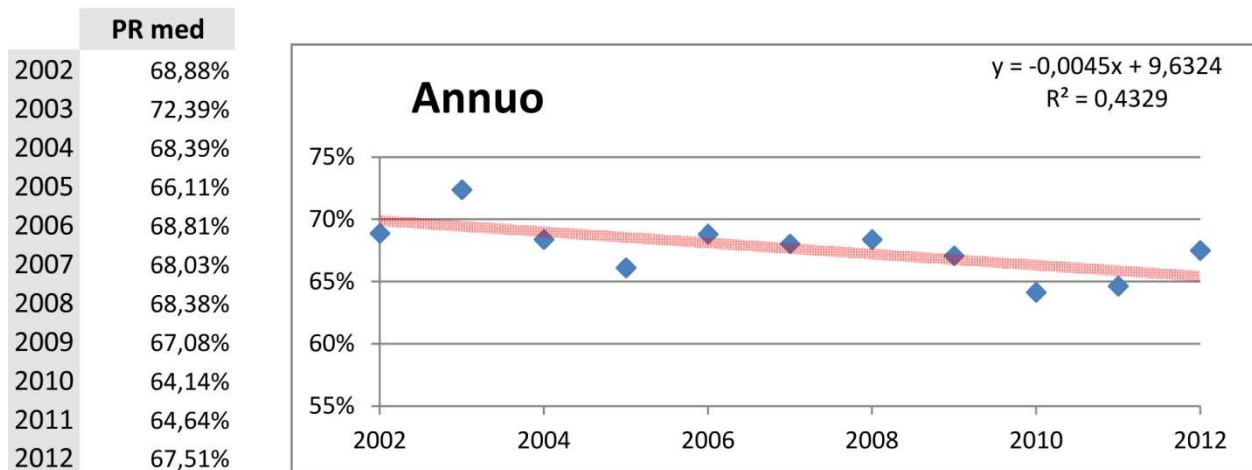


FIG. 45 DIAGRAMMA DELL'ANDAMENTO TENDENZIALE DEL PERFORMANCE RATIO NEL TEMPO (SU BASE ANNUA)

Alla luce delle analisi effettuate, è possibile affermare che l'impianto fotovoltaico del Politecnico di Milano ha subito, durante la sua vita utile, un lieve e costante calo delle prestazioni; ciò è dovuto ad una serie di cause come il degrado prestazionale dei moduli (fenomeno noto sulle quali sono state scritte numerose pubblicazioni) e un notevole imbrattamento delle superfici captanti (provocato dal deposito del particolato atmosferico che le precipitazioni meteoriche non riescono a dilavare). Altri fattori che potrebbero aver contribuito al calo delle prestazioni dell'impianto sono:

- una diminuzione dell'efficienza degli inverter nel riuscire ad individuare il MPPT (Maximum Power Point Tracking);
- un aumento della dispersione termica dei diodi dell'impianto dovuto al loro invecchiamento;
- un aumento della temperatura media di esercizio delle celle dovuta all'innalzamento della temperatura globale.

Per poter confermare o smentire queste ipotesi sarebbe necessario un ulteriore approfondimento di studio che, per ragioni di tempistica, si è deciso di non affrontare in questa tesi, ma che sarà oggetto di future analisi.

aa	mm	PR	KT med	Tmed	Vmed	aa	mm	PR	KT med	Tmed	Vmed
2002	1	-	0,4115	0,9	4,4	2002	2	-	0,3900	6,7	5,8
2003	1	81,73%	0,4305	2,8	4,4	2003	2	77,48%	0,5497	2,4	5,6
2004	1	56,92%	0,3784	4,1	5,4	2004	2	78,52%	0,3840	5,5	5,8
2005	1	56,34%	0,4701	2,9	4,8	2005	2	65,83%	0,4834	3,6	6,4
2006	1	74,79%	0,4413	1,9	3,0	2006	2	72,44%	0,4077	4,6	4,4
2007	1	71,73%	0,3462	6,2	5,5	2007	2	69,55%	0,4257	6,8	4,6
2008	1	74,87%	0,3291	4,7	4,2	2008	2	75,22%	0,4728	5,8	3,9
2009	1	68,92%	0,3305	0,7	3,1	2009	2	71,62%	0,4849	3,9	5,0
2010	1	53,11%	0,3107	2,2	3,0	2010	2	63,07%	0,3635	4,5	3,4
2011	1	55,55%	0,3427	2,2	3,5	2011	2	65,34%	0,4527	5,3	4,0
2012	1	74,52%	0,4756	2,6	6,9	2012	2	68,82%	0,5129	1,6	6,9
2002	3	71,03%	0,5216	11,6	6,5	2002	4	67,79%	0,4329	13,4	6,4
2003	3	75,08%	0,5547	10,0	5,5	2003	4	73,90%	0,4848	12,8	6,9
2004	3	72,23%	0,4375	8,2	6,1	2004	4	71,46%	0,4897	13,3	7,0
2005	3	70,41%	0,5143	9,5	5,5	2005	4	68,67%	0,4427	12,5	6,2
2006	3	71,25%	0,4925	9,2	7,1	2006	4	69,30%	0,4798	14,4	6,3
2007	3	67,77%	0,4858	10,4	5,5	2007	4	68,59%	0,5792	17,2	5,8
2008	3	70,80%	0,5489	10,4	5,9	2008	4	67,34%	0,4613	12,9	4,2
2009	3	68,42%	0,5010	8,3	5,3	2009	4	66,57%	0,4611	14,0	4,6
2010	3	67,94%	0,4513	8,9	4,4	2010	4	69,06%	0,5390	13,8	4,6
2011	3	68,87%	0,4815	9,6	5,0	2011	4	69,65%	0,6110	16,7	5,2
2012	3	68,52%	0,5847	12,6	7,4	2012	4	63,02%	0,4317	12,7	8,9
2002	5	75,47%	0,4536	17,5	7,7	2002	6	67,15%	0,5165	23,7	6,7
2003	5	74,54%	0,5633	20,6	6,1	2003	6	72,09%	0,5930	26,7	6,3
2004	5	76,66%	0,5105	17,6	7,4	2004	6	70,97%	0,5471	24,1	7,8
2005	5	69,00%	0,5552	19,9	6,4	2005	6	68,26%	0,5842	24,6	7,7
2006	5	68,18%	0,5154	18,6	7,3	2006	6	69,73%	0,6008	23,4	6,9
2007	5	64,51%	0,5053	19,5	6,5	2007	6	65,97%	0,5197	22,4	5,8
2008	5	65,57%	0,4751	18,6	5,8	2008	6	65,08%	0,4935	21,9	3,7
2009	5	68,28%	0,6037	19,8	4,1	2009	6	66,52%	0,5877	23,1	5,3
2010	5	62,36%	0,4542	16,6	5,2	2010	6	64,92%	0,5332	22,7	4,7
2011	5	68,22%	0,6129	20,3	5,3	2011	6	62,22%	0,4713	21,7	4,4
2012	5	67,02%	0,5604	18,2	9,0	2012	6	64,57%	0,5677	23,7	7,7
2002	7	73,89%	0,5366	24,5	6,1	2002	8	74,69%	0,5232	23,1	5,1
2003	7	71,69%	0,6078	26,5	6,8	2003	8	72,08%	0,6233	28,6	5,7
2004	7	69,35%	0,5630	25,4	6,4	2004	8	66,24%	0,5819	25,1	5,9
2005	7	67,58%	0,5782	25,8	6,6	2005	8	65,50%	0,5266	23,4	6,1
2006	7	68,22%	0,6335	26,9	6,6	2006	8	68,91%	0,5758	21,9	7,4
2007	7	66,76%	0,6521	25,2	6,8	2007	8	68,00%	0,5333	22,7	5,7
2008	7	65,27%	0,5794	23,9	5,8	2008	8	67,29%	0,5995	23,8	4,3
2009	7	66,89%	0,6276	25,5	4,1	2009	8	67,00%	0,6062	26,1	3,3
2010	7	67,02%	0,6349	26,5	4,7	2010	8	65,99%	0,5626	23,1	4,3
2011	7	65,77%	0,5833	23,2	6,3	2011	8	66,33%	0,6398	25,6	7,1
2012	7	65,84%	0,6022	25,3	7,7	2012	8	66,82%	0,6257	26,5	7,4
2002	9	61,55%	0,4858	18,8	4,3	2002	10	66,79%	0,4152	14,5	3,8
2003	9	67,95%	0,5542	19,7	5,5	2003	10	67,72%	0,4179	13,2	6,5
2004	9	70,03%	0,5548	20,9	5,7	2004	10	62,46%	0,2896	16,2	4,8
2005	9	63,92%	0,4774	21,1	4,3	2005	10	63,05%	0,3595	15,0	3,5
2006	9	64,57%	0,5411	21,2	5,3	2006	10	70,20%	0,4456	15,8	3,5
2007	9	69,69%	0,5704	18,5	6,0	2007	10	67,44%	0,5016	13,9	3,9
2008	9	69,01%	0,4979	18,7	5,3	2008	10	68,92%	0,3971	15,0	4,8
2009	9	64,78%	0,5345	21,0	3,1	2009	10	67,83%	0,5152	14,0	3,0
2010	9	67,00%	0,5425	18,5	3,5	2010	10	66,41%	0,4415	12,2	3,4
2011	9	65,53%	0,5733	21,2	5,7	2011	10	67,81%	0,5538	14,1	6,2
2012	9	66,57%	0,5077	19,7	6,7	2012	10	65,78%	0,4131	14,7	6,0
2002	11	58,13%	0,2515	9,7	5,5	2002	12	43,60%	0,2481	5,3	3,9
2003	11	61,25%	0,2740	9,6	4,1	2003	12	48,55%	0,3437	5,7	5,9
2004	11	58,44%	0,4154	9,1	4,7	2004	12	47,23%	0,3514	5,1	3,1
2005	11	58,26%	0,3410	12,3	3,3	2005	12	70,04%	0,3885	2,2	4,5
2006	11	59,89%	0,3840	10,6	4,3	2006	12	68,54%	0,3486	5,6	3,7
2007	11	73,83%	0,4819	7,9	5,5	2007	12	73,53%	0,4474	2,8	3,3
2008	11	69,39%	0,3786	8,9	7,0	2008	12	65,32%	0,3286	3,1	8,4
2009	11	53,78%	0,2390	9,0	2,8	2009	12	66,17%	0,3275	2,6	2,7
2010	11	53,87%	0,2894	8,3	4,2	2010	12	46,09%	0,3264	1,5	4,2
2011	11	57,44%	0,4398	7,5	6,2	2011	12	45,12%	0,4110	4,1	5,7
2012	11	68,88%	0,3779	9,9	6,0	2012	12	74,22%	0,3639	2,2	1,7

TAB. 22 TABELLA DEI RISULTATI DEL CALCOLO DEL PERFORMANCE RATIO (SU BASE MENSILE)

Cap. IV. CONCLUSIONI

Il lavoro di tesi svolto ha portato come primo contributo scientifico la ricostruzione di un database orario della radiazione globale sul piano orizzontale, ordinato e verificato, per l'area di Milano, riferito al periodo che va da gennaio 1999 a dicembre 2012; questi dati potranno essere utili in futuro come base di partenza per numerosi studi, diventando una risorsa importante sia per attività di ricerca che professionali.

Il contributo più significativa portato da questo lavoro è il metodo di approccio completamente diverso che ha reso possibile mettere a punto l'algoritmo combinato di calcolo (ACC); esso può venire impiegato per l'analisi di molti aspetti relativi alla pratica edilizia ed è un'utile strumento sul quale basare riflessioni e scelte progettuali.

A causa della scarsità di dati disponibili, ovvero delle misurazioni dell'energia diffusa sull'orizzontale, non è stato possibile sviluppare uno studio con modalità simili a quello di Liu e Jordan; pertanto si è presa la decisione d'approfondire un algoritmo di ottimizzazione, che avesse come obiettivo centrale l'aspetto qualitativo, per la restituzione del dato d'irraggiamento solare superficiale.

Il lavoro si è svolto selezionando i nove modelli più adatti per stimare l'incidenza radiazione solare per la zona considerata; si è valutato quale fra questi algoritmi fosse il più preciso, a seconda delle diverse fasce di giorni omogenei, e si è applicata una correzione per aumentare l'accuratezza dei dati. In questo modo si è composta la sequenza dell'algoritmo combinato di calcolo (ACC); i valori statistici ottenuti si sono dimostrati migliori rispetto a quelli dei nove modelli inizialmente analizzati e la differenza fra la quantità stimata d'energia solare incidente sulla superficie e la quantità di energia realmente misurata dagli strumenti, è risultata la minore fra tutti gli algoritmi indagati.

Lo sviluppo di più modelli ottimizzati, in funzione dei dati relativi ad aree geografiche differenti, ha evidenziato una diversa successione di algoritmi e di correzioni rispetto alle fasce di giorni omogenei (composizione diversa dell'ACC a seconda dei diversi luoghi). Ciò è dovuto probabilmente alle diverse caratteristiche microclimatiche nei quali s'inseriscono i sistemi di monitoraggio presi in considerazione.

La conclusione che si può trarre da questo ragionamento è che, in funzione di ogni zona geografica presa in esame, si può elaborare un algoritmo ottimizzato per la stima della radiazione solare incidente su un piano inclinato ed orientato. Per poter raggiungere questo obiettivo, è necessario conoscere le rilevazioni strumentali della radiazione globale, incidente sia sul piano orizzontale che su un piano orientato ed inclinato, riferite ad uno stesso arco di tempo (almeno sei mesi).

L'approccio adottato può essere replicato in qualunque altro contesto locale per ottimizzare la qualità dei risultati, utilizzando la medesima metodologia.

I limiti di questo studio sono relativi alla mancata verifica della validità della sequenza di composizione dell'ACC per tutte le configurazioni spaziali delle superfici captanti; l'ipotesi, non ancora confermata, è che la sequenza di composizione dell'ACC trovata fornisca i migliori risultati statistici e di previsione della quantità dell'energia solare per qualunque piano, disposto in qualsiasi configurazione spaziale.

Non essendo però riusciti a reperire dati relativi alle misurazioni della radiazione globale su altri piani che non fossero quelli degli impianti del Politecnico e dell'EURAC, non è possibile avere la conferma matematica che, al variare dell'orientamento e dell'inclinazione del piano fotovoltaico, la sequenza dell'ACC resti uguale.

Senza una conferma di tipo matematico, l'unica conclusione che si può trarre con assoluta certezza è che gli algoritmi combinati di calcolo sviluppati con i dati di Milano e di Bolzano sono i migliori modelli matematici, testati con analisi statistiche, in grado di stimare la quantità di energia solare incidente su una superficie orientata a sud per ambedue le realtà urbane.

Questa metodologia s'è quindi dimostrata migliorativa (qualitativamente e quantitativamente) rispetto ai modelli considerati, replicabile per qualsiasi località venga presa in esame e utilizzabile come base di partenza per numerose analisi che riguardano diversi aspetti relativi alla pratica progettuale edilizia.

La validazione del metodo è avvenuta tramite un lavoro di ricostruzione e d'analisi che ha permesso di valutare le variazioni prestazionali di un impianto fotovoltaico esistente; i dati prodotti dal ACC sono stati utilizzati per risalire alla produzione energetica del caso studio, l'impianto fotovoltaico del Politecnico di Milano, ad studiare in modo dettagliato il cambiamento delle performance di conversione. Con queste informazioni è stato possibile associare ad alcuni fattori (verificati) la variazione del performance ratio (PR) durante la vita utile e avanzare alcune ipotesi su quali possano essere altre cause.

RINGRAZIAMENTI

Il primo ringraziamento è diviso in modo eguale fra due persone: al Prof. Niccolò Aste ed al Prof. Claudio Del Pero, un "grazie" per avermi prima invitato e poi indirizzato con il vostro aiuto in quest'avventura. Il contributo a questa tesi dell'Ing. Fabrizio Leonforte e dell'Ing. Massimiliano Manfren è stato poi indispensabile per arricchire alcune mai avevo affrontato prima, grazie ad entrambi.

Al Dott. Cristian Lussana e al Dott. Umberto Anselmi (referenti per l'ARPA di Milano), al Dott. Matteo Del Buono e al Dott. Giorgio Belluardo (referenti per l'EURAC di Bolzano) un ringraziamento per aver condiviso ed illustrato i dati in loro possesso, utilizzati poi come base di partenza per le analisi fatte.

Senza Loredana ed Erica, poi, questa tesi sarebbe stata decisamente più sgrammaticata, la correzione non è un aspetto del quale sono maestro, l'aiuto che mi avete dato è stato preziosissimo, grazie; senza Davide e Stefania, invece, alcuni aspetti statistici non sarebbero appartenuti a questa tesi, vi devo un gran favore.

Questa parte di scritto è l'unico momento di una tesi di laurea nel quale ci si può concedere un grado di libertà maggiore, quindi, intendo utilizzare questo spazio finale *a modo mio*, per ringraziare tutte quelle persone che direttamente o indirettamente hanno contribuito in qualche modo.

Per chi mi ama e per chi mi vuole bene;

per chi ci ha sempre creduto e per chi non ci ha creduto mai;

per chi lo son sempre stato e per chi avrebbe voluto fossi stato altro;

per chi mi ha sostenuto e per chi non l'ha fatto;

per chi ha riso con me e per chi non ha potuto farlo;

per chi ha condiviso con me la fatica e per chi ha sminuito il tutto;

per chi ha speso del suo e per chi ha speso parole;

ad ognuno di voi tutti, famigliari ed amici, che in cuor vostro sapete dove collocarvi, va il mio grazie più grande, per essermi stati vicini o per avermi spinto a dimostrarvi che sbagliavate. Quello che sono oggi non è dipeso solo da me, ma è la somma dei contributi che ognuno di voi ha portato alla mia vita. Questo è solo un altro passo di un cammino che spero possa essere ancora molto lungo, sempre più splendido e, soprattutto, percorso insieme.

Lorenzo

INDICE

<u>PREMESSA</u>	1	2. INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA DEL SISTEMA FOTVOLTAICO	56
<u>CAP. I. INTRODUZIONE</u>	5	2.1. INTRODUZIONE	56
1. OBIETTIVI	5	2.2. SISTEMA FOTVOLTAICO INTEGRATO	59
2. RADIAZIONE SOLARE ED ARCHITETTURA	6	3. CASO STUDIO: L'IMPIANTO FOTVOLTAICO SPERIMENTALE DEL POLITECNICO DI MILANO	66
3. RADIAZIONE SOLARE INCIDENTE	8	3.1. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	66
<u>CAP. II. METODO DI ANALISI</u>	13	3.2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	66
1. MISURAZIONE DALLA RADIAZIONE SOLARE	13	3.3. APPLICAZIONE DEL METODO OTTIMIZZATO	70
1.1. PIRANOMETRI E CELLE DI RIFERIMENTO	13	4. DATI RILEVATI	71
1.2. DATI DI RADIAZIONE GLOBALE SUL PIANO ORIZZONTALE	14	4.1. DATI DISPONIBILI	71
2. COMPONENTI DELLA RADIAZIONE SOLARE	21	4.2. RICOSTRUZIONE DEI DATI MANCANTI	77
2.1. RADIAZIONE SOLARE SUL PIANO ORIENTATO	21	5. ANALISI DEI RISULTATI	85
2.2. MODELLI PER IL CALCOLO DI RADIAZIONE DIRETTA E DIFFUSA	23	<u>CAP. IV. CONCLUSIONI</u>	89
2.3. FATTORE DI RIBALTAMENTO DELLA RADIAZIONE DIFFUSA SUL PIANO INCLINATO	33	<u>RIGRAZIAMENTI</u>	93
3. COMPARAZIONE STATISTICA DEI MODELLI SELEZIONATI	34	<u>BIBLIOGRAFIA</u>	
3.1. INTRODUZIONE	34		
3.2. ANALISI DEGLI ALGORITMI DI CALCOLO	37		
4. MODELLO OTTIMIZZATO	38		
4.1. CONSIDERAZIONI METODOLOGICHE	38		
4.2. ALGORITMO COMBINATO DI CALCOLO (ACC)	42		
<u>CAP. IV. APPLICAZIONE DEL METODO OTTIMIZZATO AD UN CASO STUDIO</u>	47		
1. INTRODUZIONE	47		
1.1. PREMESSA	47		
1.2. PRINCIPI DELLA CONVERSIONE FOTVOLTAICA	48		
1.3. MATERIALI SEMICONDUTTORI E CELLE FOTVOLTAICHE	49		
1.4. PARAMETRI AMBIENTALI	54		

BIBLIOGRAFIA

- Ångström A. K. (1924) On the computation of global radiation from record of sunshine, *Arkiv. for Geof.* 2 (22), 471.
- Aste N. (2008) *Il fotovoltaico in architettura: l'integrazione dei sistemi per la generazione di elettricità solare : nuovo conto energia : schede tecniche di componenti e sistemi normativi*, 3. ed., Napoli, Sistemi Editoriali.
- Banham R. (1984) *The architecture of the well-tempered environment*, Chicago, The University of Chicago.
- Bartoli B. et al. (1982) Diffuse and beam components of daily global radiation in Genova e Macerata, *Solar Energy* 28.
- Boland J. et al. (2001) Modeling the diffuse fraction of global solar radiation on a horizontal surface, *Environmetrics* 12.
- Butera F. M. (1995) *Architettura e ambiente : manuale per il controllo della qualità termica, luminosa e acustica degli edifici*, Milano, ETAS Libri.
- Butera F. M. (2004) *Dalla caverna alla casa ecologica : storia del comfort e dell'energia*, Milano, Ambiente.
- Collares-Pereira M., Rabl A. (1979) The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values, *Solar Energy* 22.
- Carpentieri A., Tieri G. B. (2009) *Impianti fotovoltaici : progettazione ed installazione : tecnologie ed applicazioni, conto energia*, Napoli, Sistemi Editoriali.
- Chandrasekaran J., Kumar S. (1994) Hourly diffuse fraction correlation at a tropical location, *Sol Energy* 53
- Ceccherini Nelli L. (2006) *Fotovoltaico in architettura*, Firenze, Alinea.
- Cooper P.I. (1969) The absorption of radiation in solar stills, *Solar Energy* 12.
- Del Corno B. (2009) *L'integrazione architettonica dei sistemi solari e fotovoltaici: soluzioni e linee guida, schede di progetto*, Santarcangelo di Romagna, Maggioli.
- Del Pero C. (2010) *La generazione energetica distribuita a scala urbana*, Milano, Politecnico di Milano.
- De Miguel e al. (2001) Diffuse solar irradiation model evaluation in the north mediterranean belt area, *Solar Energy* 70.
- J. A. Duffie, W. A. Beckman (1978) *L'energia solare nelle applicazioni termiche*, Liguori Editore.
- Ena D., Magrini A. (2006) *Tecnologie solari attive e passive*, Roma, EPC Libri.
- Erbs D. G. e al.(1982) Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, Pergamon Press Ltd.
- Garg H. P., Garg S. N. (1985) Correlation of monthly-average daily global, diffuse and beam radiation with bright sunshine hours, *En. Conv. & Mgmt* 25.
- Groppi F. (2007), *Il fotovoltaico per tutti: manuale pratico per esperti e meno esperti*, Milano, Editoriale Delfino.
- GSE (2011) *Rapporto statistico solare fotovoltaico*.

- Gueymard C. (2000) Prediction and performance assessment of mean hourly global radiation, *Solar Energy* 68.
- Hawas M., Muneer T. (1983) Correlation between global radiation and sunshine data for India, *Solar Energy* 30.
- Hawladar, M. N. A. (1984) Diffuse, global and extra-terrestrial solar radiation for Singapore, *International Journal of Ambient Energy* 5.
- Hay J. E. (1979) Study of short wave radiation on non-horizontal surfaces, *Solar Energy* 23.
- ilmeteo.it, dati climatici relativi a Milano, periodo 1999 – 2012.
- Iqbal M. (1979) Study of Canadian diffuse and total solar radiation data, *Solar Energy* 22.
- Iqbal M. (1983) An introduction to solar radiation, Orlando, Academic Press.
- Jacovides C.P., Kontogiannis H. (1995) Statistical procedure for the evaluation of evapotranspiration computing Models, *Agric Water Manage*, 27,365–71
- Jacovides C.P. e al. (2006) Comparative study of various correlations in estimating hourly diffuse fraction of global solar radiation, *Renewable Energy* 31.
- Jain S., Jain P. C. (1988) A comparison of the Ångström-type correlations and the estimation of monthly average daily global irradiation, *Solar Energy* 40.
- Jelle B. P. e al.(2012) Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities, *Solar energy materials & solar cells* 100, 69-96.
- Jianping S. (2011) An optimum layout scheme for photovoltaic cell arrays using PVSYST, *International Conference on Mechatronic Science*.
- Karatasou S. et al. (2003) Analysis of experimental data on diffuse solar radiation in Athens, Greece, for building applications. *International Journal Sustain Energy* 23.
- Katiyar A. K., Pandey C. K. (2011) A comparative study of solar irradiation models on various inclined surfaces for India, *Applied Energy* 88.
- Klein S.A. (1977) Calculation of monthly-average insolation on tilted surfaces, *Solar Energy* 19.
- Klucher T. M. (1979) Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces, *Solar Energy* 23.
- Li G., e al. (2011) On the estimation of daily beam radiation on tilted surfaces, *IEEE*.
- Liu B.Y. H., Jordan R. C. (1960) The inter-relationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation, *Solar Energi* 4.
- Lof G. O. G. et al. (1966) World distribution of solar radiation, *Engineering experiment station report 21*, USA, University of Wisconsin.
- Muneer T. (1997) *Solar radiation and daylight models for the energy efficient design of buildings*, Oxford, Architectural.

- Muzathik A. M. e al (2011) Estimation of global solar irradiation on horizontal and inclined surface based on horizontal measurements, Energy 36, 812-812.
- Negrial M., Muneer T. (1984) Relationship between global radiation and sunshine hours for Pakistan, Proc. Int. Conf. on Science-Past, Islamabad, Present and Future.
- Oliveira A.P. et al. (2002) Correlation models of diffuse solar radiation applied to the city of Sao Paulo, Brazil, Appl Energy 71.
- Olmo F. J. e al. (1999) Prediction of global irradiance on inclined surfaces from horizontal global irradiance, Energy 24, 689-704.
- Orgill J. F. and Hollands K. G. T. (1977) Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface, Solar Energy 19
- Page J. K. (1961) Proc. UN Conf. on new sources of energy.
- Page J. K. (1964) The estimation of monthly mean values of daily total short - wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitude 40°N-40°S, Proceeding of the UN Conference on New Sources of Energy, Paper S/98.
- Pagliaro M. (2009) BIPV: il fotovoltaico integrato in edilizia, Palermo, Flaccovio.
- Piemontese A. (2003) Energia solare e architettura: il fotovoltaico tra sostenibilità e nuovi linguaggi, Roma, Gangemi.
- Portoghesi P., Scarano R. (2004) L'architettura del sole, Roma, Gangeni.
- Rajagopalan B., Lall U. (1999) A k-nearest-neighbor simulator for daily precipitation and other weather variables, Water resources research 35.
- Randall T. (2001) Photovoltaics and architecture, Spon Press.
- Reich N. H. et al. (2011) Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?, paper presented at 26th EU PVSEC.
- Reindl D. T. et al., (1990) Evaluation of hourly tilted surface radiation models, Solar Energy 45.
- Reindl D.T. et al. (1990) Diffuse fraction correlations. Sol Energy 45.
- Ruth, D.W., Chant, R.E. (1967) The relationship of diffuse radiation to total radiation in Canada, Solar Energy 18.
- Sala M. (2003) Integrazione architettonica del fotovoltaico : casi studio di edifici pubblici in Toscana, Firenze, Alinea.
- Schulze R. E. (1976) Physically based method of estimating solar radiation from sun cards. Agricultural Meteorology 16.
- Shakhnarovich G. et al. (2005) Nearest-neighbor methods in learning and vision: theory and practice, U.S.A., MIT Press.
- Soares J. et al. (2004) Modeling hourly diffuse solar radiation in the city of Sao Paulo using a neural-network technique. Appl Energy 79.
- Spagnolo M. (2002) Il sole nella città: l'uso fotovoltaico dell'edilizia, Roma, Muzio.

Stazione meteorologica Aeronautica Milano, dati relativi alla radiazione globale incidente sul piano orizzontale, periodo 2003 - 2012, Milano, Linate.

Stazione meteorologica ARPA, dati relativi alla radiazione globale incidente sul piano orizzontale, periodo 1999 - 2012, Milano, via Juvara.

Stazione meteorologica ARPA, dati relativi alla radiazione globale incidente sul piano orizzontale, periodo 2002 - 2012, Milano, Paraco Nord.

Stazione meteorologica Politecnico di Milano, dati relativi alla radiazione globale incidente sul piano orizzontale, periodo 2005 - 2012, Milano, via Bonardi.

Stine W., Geyer M., powerfromthesun.net.

Turton S. M. (1987) Relationship between total radiation and sunshine duration in the humid tropic, *Solar Energy* 38

Yang H., Lu L. (2007) The optimum tilt angles and orientations of PV claddings for building-integrated photovoltaic (BIPV) applications, *Journal of Solar Energy Engineering* 129.

Yates D. et al. (2003) A technique for generating regional climate scenarios using a nearest-neighbor algorithm, *Water resources research* 39.

WCED (1987) Rapporto Brundtland, atti della commissione mondiale sull'ambiente e lo sviluppo.

B. Wellar e al. (2010) *Photovoltaics: technology architecture installation*, Birkhäuser, Monaco.