

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica

Dipartimento di Elettrotecnica



ANALISI DELLE PRESTAZIONI DI IMPIANTI FV CON INSEGUITORI A SINGOLO ASSE

Relatore: Prof. Sonia Leva

Correlatore: Ing. Morris Brenna

Tesi di Laurea Specialistica di:
Andrea Gattico
Matr. 739601

Anno Accademico 2010-2011

INDICE

INTRODUZIONE

CAPITOLO 1: Gli inseguitori solari

- 1.1 Definizione
 - 1.2 Classificazione
 - 1.3 Gradi di libertà
 - 1.4 Inseguitori a un grado di libertà
 - 1.5 Inseguitori a due gradi di libertà
 - 1.6 Gli inseguitori per sistemi a concentrazione
 - 1.7 Alimentazione
 - 1.8 Tipologia di comando
 - 1.9 Azionamenti e sensori
 - 1.10 Scelta del sistema di inseguimento
 - 1.11 Vantaggi e svantaggi
 - 1.12 Curiosità
 - 1.13 Confronto tra inseguitori sulla base dell'irraggiamento captato
- Bibliografia

CAPITOLO 2: Sistemi fissi e inseguitori a confronto

- 2.1 Introduzione
 - 2.2 Problemi con il vento
 - 2.3 Un asse è sufficiente
 - 2.4 Il futuro appartiene alla tecnica a concentrazione?
 - 2.5 Un prezzo per chilowatt più alto
 - 2.6 Prezzi più convenienti per chilowattora?
 - 2.7 I prezzi in calo possibili "nemici numero uno" degli inseguitori
 - 2.8 Superficie necessaria
 - 2.9 In teoria e in pratica
 - 2.10.1 Gli effetti della temperatura e della riflettività
 - 2.10.2 Effetti dell'ombreggiamento
 - 2.10.3 I risultati
 - 2.10.4 Effetti della temperatura
 - 2.10.5 Effetti della riflettività
 - 2.10.6 Conclusioni
- Bibliografia

CAPITOLO 3: Il parco fotovoltaico di Toscana

- 3.1 Introduzione
 - 3.2 Descrizione dell'impianto
 - 3.3 Inseguitore Mx1: caratteristiche e tecnologia
 - 3.4 Assorbimenti e consumo energetico del motore e del sistema di controllo
 - 3.5 Consumo energetico degli inseguitori con riferimento al parco di Toscana
- Bibliografia

CAPITOLO 4: Analisi del *Performance Ratio* e del *Fattore di Trasposizione*

- 4.1 Definizione di Performance Ratio (PR) e di Fattore di Trasposizione (TF)
 - 4.2 Valori tipici di PR misurati negli impianti FV
 - 4.3 Valori di energia a Toscana ricavati con PVGIS
 - 4.4 Radiazione solare effettivamente misurata
 - 4.5 Calcolo del Performance Ratio PR
 - 4.6 Calcolo del PR reale effettivo
 - 4.7 Calcolo del Fattore di Trasposizione
- Bibliografia

CAPITOLO 5: Confronto tra le perdite nel BOS in un sistema fisso e con inseguitori

- 5.1 Introduzione
 - 5.2 Sistema di conversione
 - 5.3 Tecniche MPPT
 - 5.4 Tipologie di convertitori
 - 5.5 Curva del rendimento
 - 5.6 Cavi
 - 5.7 Curva di durata della potenza lato dc
 - 5.8 Rendimento dell'inverter
 - 5.9 Energia persa e dimensionamento del cavo dc
 - 5.10 Conclusioni
- Bibliografia

CONCLUSIONI

RINGRAZIAMENTI

« Non si può discendere due volte nel medesimo fiume e non si può toccare due volte una sostanza mortale nel medesimo stato, ma a causa dell'impetuosità e della velocità del mutamento essa si disperde e si raccoglie, viene e va »

Eraclito

INTRODUZIONE

Nel presente lavoro vengono studiati gli inseguitori fotovoltaici, ovvero dispositivi mobili sui quali sono montati i moduli fotovoltaici, che permettono a questi ultimi di inseguire il sole durante tutto il suo percorso immaginario nell'arco dell'intera giornata.

Gli inseguitori vengono studiati sia da un punto di vista generale (definizione, classificazione, caratteristiche ecc.), sia da un punto di vista applicativo (viene analizzato il caso specifico del parco fotovoltaico di Toscana), al fine di comprenderne l'effettiva efficacia nei grandi impianti rispetto a quelli in cui i moduli sono fissi. Per fare questo è stata eseguita una analisi qualitativa e quantitativa dell'incremento di energia prodotta rispetto ai sistemi fissi e dei consumi necessari per la movimentazione dei moduli, analisi che si è basata su dati reali dell'impianto che sono stati misurati giorno per giorno per un periodo di un anno. In letteratura esistono svariate ricerche di questo tipo, in cui si confrontano le prestazioni in termini di produzione energetica di sistemi fotovoltaici fissi con sistemi a inseguimento (sia monoassiale che biassiale), ma tutte queste si basano su dati simulati, ricavati da software quali PVGIS, PVSYST ecc. Il fatto di utilizzare dati reali costituisce un primo elemento innovativo che consente di avere conclusioni reali e nel contempo anche di verificare e/o confutare i risultati ottenuti in base alle simulazioni.

Il secondo elemento innovativo è costituito dall'analisi quantitativa dell'incremento delle perdite che si ha nel BOS di un sistema FV con inseguitore rispetto a un sistema fisso. In particolare, completando l'analisi di tale tipo presente in letteratura per quanto riguarda le prestazioni dei moduli in termini di temperatura e riflettività, sono state analizzate le perdite nel convertitore dc/ac (considerando tre tipologie di inverter) e nel cavo dc.

L'obiettivo finale è quello di calcolare non solo l'incremento di energia captata grazie all'inseguitore ma anche quello dell'energia in uscita dal sistema al netto di tutte le perdite (dovute alla movimentazione dei pannelli e all'incremento delle perdite nel sistema FV).

L'elaborato è organizzato come segue.

Nel primo capitolo sono stati introdotti gli inseguitori dandone una precisa definizione e classificandoli in base ai gradi di libertà offerti (distinzione tra monoassiali e biassiali), all'alimentazione del sistema di movimentazione e alla tipologia di comando elettronico, facendo particolare attenzione ai vantaggi e agli

svantaggi di una tipologia piuttosto che l'altra. È stato fatto inoltre un confronto tra i vari inseguitori monoassiali e biassiali in termini di irraggiamento captato, per scoprire (o comunque verificare), tramite simulazioni con PVGIS, quale delle due soluzioni sia più efficiente sotto questo punto di vista.

Il secondo capitolo è dedicato alle varie questioni che ruotano intorno all'argomento "inseguitori fotovoltaici", questioni ancora oggi del tutto aperte e di difficile soluzione: i problemi con il vento, la convenienza rispetto ai sistemi fissi, la superficie occupata e il prezzo per chilowatt più alto le più importanti. Si è poi affrontato, tramite ricerche basate su dati simulati, il problema dell'ombreggiamento, della riflettività e della temperatura dei moduli, gli effetti dei quali si ripercuotono sull'efficienza di conversione dei moduli medesimi.

Nel terzo capitolo si è entrati più nel dettaglio del parco fotovoltaico di Toscana. È stato descritto l'impianto, in modo particolare la struttura e il modello di inseguitore utilizzato. Di quest'ultimo sono state descritte le sue caratteristiche elettriche e meccaniche e i pro e i contro rispetto all'utilizzo di altri modelli. Sono stati inoltre descritti i movimenti e gli assorbimenti dei motori e del sistema di controllo e sono stati calcolati i consumi energetici degli inseguitori.

Il quarto capitolo è stato dedicato interamente ai due indici utilizzati per poter confrontare le due possibili soluzioni impiantistiche: sistemi con moduli fissi e con inseguitori. Questi indici sono il Performance Ratio PR e il Fattore di Trasposizione TF. Essi sono stati definiti, calcolati con riferimento al parco di Toscana e confrontati con i valori tipici ricavati con PVGIS.

Infine, nel quinto capitolo si è studiato lo stato del BOS (Balance of System) dandone la definizione e introducendo le caratteristiche del sistema di conversione, prestando particolare attenzione alle curve del rendimento. Si è calcolato il rendimento medio annuale di tre diversi modelli di inverter utilizzando i dati di irraggiamento del parco di Toscana, sia per i moduli fissi, sia con gli inseguitori. Inoltre è stato fatto un calcolo di massima per il dimensionamento dei cavi lato dc da utilizzare nel sistema. Tramite questo calcolo è stato possibile ricavare un indice, denominato K_p , per mezzo del quale si è stimato l'incremento di energia dissipata utilizzando gli inseguitori rispetto ai moduli fissi.

1. GLI INSEGUITORI SOLARI

1.1 Definizione

Gli inseguitori solari sono dei dispositivi che, attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di far "inseguire" lo spostamento apparente del Sole nel cielo - o almeno di far orientare in maniera favorevole rispetto ai suoi raggi un pannello fotovoltaico, un pannello solare termico oppure un concentratore solare (*Figura 1-1*). Lo scopo principale di un inseguitore è quello di massimizzare l'efficienza del dispositivo ospitato a bordo. Nel campo fotovoltaico i moduli montati a bordo di un inseguitore vengono generalmente disposti geometricamente su un singolo pannello, pratica che evita l'impiego di un inseguitore per ogni singolo modulo. Nel campo della concentrazione solare un inseguitore è utile a mantenere costante il punto di fuoco generato dal paraboloide sull'elemento di canalizzazione del liquido da riscaldare.



Figura 1-1

1.2 Classificazione

In base alle loro caratteristiche costruttive, gli inseguitori solari vengono suddivisi in base a [1]:

- Gradi di libertà offerti;
- Alimentazione fornita al meccanismo di orientamento;
- Tipologia di comando elettronico.

1.3 Gradi di libertà

Gli inseguitori solari sono in grado di offrire al pannello una libertà di movimento monoassiale o biassiale (*Figura 1-2*).

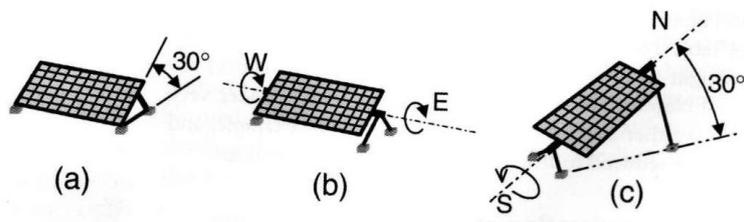
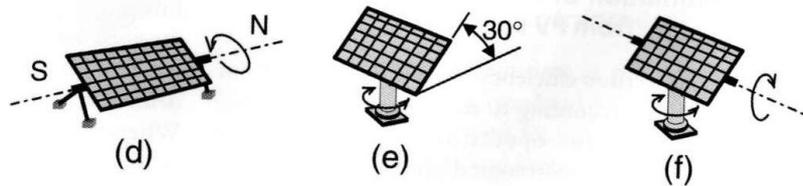


Figura 1-2 : Movimenti degli Inseguitori Solari Monoassiali (b,c,d) e Biassiali (e,f)



1.4 Inseguitori a un grado di libertà

Gli **inseguitori fotovoltaici monoassiali** sono dispositivi che "inseguono" il Sole ruotando attorno a un solo asse (*Figura 1-3*). A seconda dell'orientazione di tale asse, possiamo distinguere quattro tipi di inseguitori: inseguitori di tilt, inseguitori di rollio, inseguitori di azimut, inseguitori ad asse polare [2], [3].



Figura 1-3 Inseguitori Monoassiali

Gli **inseguitori di tilt** (o di "beccheggio") - che sono gli inseguitori solari più semplici da realizzare ed anche più economici - ruotano attorno all'asse est-ovest. Poiché normalmente i pannelli solari sono orientati verso sud, ciò vuol dire aumentare o diminuire l'inclinazione del pannello rispetto al terreno di un piccolo angolo, in modo che l'angolo rispetto al suolo - detto angolo di tilt - sia statisticamente ottimale rispetto alla stagione. Infatti, l'angolo di tilt ideale non varia solo con la

latitudine (alle latitudini italiane l'angolo ideale varia dai 29° del Sud Italia ai 32° del Nord), ma anche nel corso del tempo, poiché il Sole raggiunge altezze diverse durante l'anno. Questa operazione viene di solito eseguita manualmente due volte l'anno, grazie a una montatura apposita che permette di abbassare o sollevare a mano i pannelli rispetto all'orizzonte: poiché l'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori non supera il 10%, raramente sarebbe giustificato l'impiego di un servomeccanismo (*Figura 1-4*).



Figura 1-4 Inseguitori di Tilt

Gli **inseguitori di rollio** si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata. Questi inseguitori sono particolarmente indicati per i paesi a bassa latitudine (Italia compresa, specialmente al sud), in cui il percorso del sole è mediamente più ampio durante l'anno. La rotazione richiesta a queste strutture è più ampia del tilt, spingendosi a volte fino a $\pm 60^\circ$. Questi inseguitori fanno apparire ogni fila di moduli fotovoltaici come uno spiedo orientato verso l'equatore. Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta *backtracking*, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto. La posizione notturna di un campo fotovoltaico con *backtracking* è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita un'analoga procedura al contrario, riportando il campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno. L'incremento nella produzione di energia offerto tali inseguitori si aggira intorno al 15% (*Figura 1-5*).



Figura 1-5 *Inseguitori di Rollio*

Gli **inseguitori di azimut** ruotano intorno a un asse verticale perpendicolare al suolo. I pannelli sono montati su una base rotante complanare al terreno che, tramite un servomeccanismo, segue il movimento del Sole da est a ovest durante il giorno ma, a differenza degli inseguitori di tilt e di rollio, senza mai variare l'inclinazione del pannello rispetto al suolo. Ovviamente, gli inseguitori di azimut normalmente hanno i pannelli solari inclinati di un certo angolo rispetto all'asse di rotazione. I progetti che utilizzano questo tipo di inseguitori devono tener opportunamente conto degli ombreggiamenti per evitare perdite di energia e per ottimizzare l'utilizzo del terreno. Tuttavia, l'ottimizzazione in caso di raggruppamento ravvicinato è limitata a causa della natura delle ombre che si creano nel corso dell'anno, perciò sono adatti, sostanzialmente, quando si abbiano a disposizione degli spazi relativamente ampi. L'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori è intorno al 25% (*Figura 1-6*).



Figura 1-6 *Inseguitori di Azimut*

Gli **inseguitori ad asse polare** ruotano, con l'ausilio di un servomeccanismo, intorno a un asse parallelo all'asse nord-sud di rotazione terrestre (asse polare), e dunque inclinato rispetto al suolo. Si noti che negli inseguitori di rollio l'asse di rotazione è ugualmente orientato in direzione nord-sud, ma esso (e i pannelli) è parallelo al suolo, non all'asse terrestre. Negli inseguitori ad asse polare, invece, l'asse di rotazione è inclinato rispetto al suolo per poter essere circa parallelo all'asse di rotazione terrestre. L'asse di rotazione di tali inseguitori, quindi, è simile a quello attorno al quale il Sole disegna la propria traiettoria nel cielo, ma non uguale, a causa delle variazioni dell'altezza del Sole nel cielo nelle varie stagioni. Gli inseguitori ad asse polare, dunque, riescono a tenere i pannelli solari all'incirca perpendicolari rispetto al Sole durante tutto l'arco della giornata (trascorrendo le suddette oscillazioni di altezza stagionali) e danno la massima efficienza (+30%) che si possa ottenere con un solo asse di rotazione (*Figura 1-7*).



Figura 1-7 inseguitori ad Asse Polare

1.5 Inseguitori a due gradi di libertà

Gli inseguitori più sofisticati dispongono di due gradi di libertà, con cui si prefiggono di allineare perfettamente e in tempo reale l'ortogonale dei pannelli fotovoltaici con i raggi solari [4]. Il modo più economico, ma non l'unico, per realizzarli è montare un inseguitore a bordo di un altro. Con questi inseguitori si registrano aumenti di produzione elettrica che raggiungono anche il 35 % - 40 %, a fronte però di una maggior complessità costruttiva (*Tabella 1-1*). Gli inseguitori fotovoltaici biassiali hanno due assi di rotazione, solitamente perpendicolari fra loro (*Figura 1-8*). Grazie ad essi, e con l'ausilio di una strumentazione elettronica più o meno sofisticata, è

possibile puntare perfettamente e in tempo reale i pannelli verso il Sole via via che si sposta sulla volta celeste, massimizzando l'efficienza dei pannelli solari. Esistono due tipi di inseguitori biassiali molto comuni, i quali si differenziano per la diversa orientazione degli assi di rotazione: quelli azimut-elevazione e quelli tilt-rollo.

Tabella 1-1 Confronto dell'incremento di resa fra i vari tipi di inseguitori solari.

Classificazione	Tipo di inseguitore	Incremento di energia rispetto ad impianto FV fisso
Monoassiale	Inseguitore tilt di	<10%
Monoassiale	Inseguitore rollo di	15%
Monoassiale	Inseguitore azimut di	25%
Monoassiale	Inseguitore asse polare ad	30%
Biassiale	Inseguitore azimut-elevazione	40%
Biassiale	Inseguitore tilt-rollo	40%



Figura 1-8 Esempio di Inseguitore Biassiale

Gli inseguitori **azimut-elevazione**, che inseguono il Sole assistiti da un computer il quale calcola la posizione prevista nel cielo oppure da un sensore di luce che controlla i motori, hanno il loro asse di rotazione principale verticale rispetto al terreno, e quello secondario perpendicolare ad esso, per cui si muovono un po' come il cannone di un carro armato (movimento orizzontale della torretta e verticale della canna). Questa montatura (detta altazimutale), permette di puntare con l'ausilio dell'elettronica qualsiasi punto del cielo, ed è usata anche per orientare riflettori parabolici per il solare termico o che montano motori Stirling per produrre elettricità. La progettazione di impianti che facciano uso di tale tipo di inseguitori deve tener conto degli ombreggiamenti per evitare perdite di energia e per ottimizzare lo sfruttamento del terreno, anche se in caso di inseguitori ravvicinati fra loro l'ottimizzazione risulta limitata a causa della natura stessa delle ombre che si manifestano nel corso dell'anno (*Figura 1-9*).



Figura 1-9 *Inseguitori azimut-elevazione*

Gli **inseguitori tilt-rollio** hanno l'asse principale parallelo al suolo, mentre quello secondario è normalmente perpendicolare all'asse primario. I posti disponibili alle estremità dell'asse primario possono essere condivisi con più gruppi di pannelli, permettendo costi di installazione più bassi. Per evitare il problema degli ombreggiamenti reciproci che con file di questi inseguitori si verificherebbero all'alba e al tramonto, viene impiegata la cosiddetta tecnica del backtracking: i moduli seguono il movimento del Sole ruotando lungo l'asse di rollio solo nelle ore centrali del giorno, invertendo il movimento a ridosso dell'alba e del tramonto, quando raggiungono un allineamento perfettamente orizzontale (eccetto che per

l'inclinazione lungo l'asse di tilt). Ad ogni modo, la geometria di questi inseguitori risulta molto flessibile. Gli inseguitori di tilt-rollio sono tipicamente allineati con l'asse principale lungo il meridiano che passa per il nord, anche se con l'ausilio del computer è possibile allinearli lungo qualsiasi direzione (*Figura 1-10*).



Figura 1-10 Inseguitori tilt-rollio

1.6 Gli inseguitori per sistemi a concentrazione

Gli inseguitori solari, mentre per i pannelli fotovoltaici tradizionali rappresentano un "optional", sono fondamentali per gli innovativi sistemi a concentrazione (solari o fotovoltaici) nei quali occorre che il Sole venga continuamente puntato e seguito affinché i suoi raggi possano essere opportunamente concentrati, ad es., da una sorta di specchio di forma parabolica o da un'apposita lente. Pertanto, tali sistemi necessitano di essere montati su un inseguitore mono o biassiale, a seconda che la concentrazione avvenga lungo una o due dimensioni. Tuttavia, gli inseguitori utilizzati per i sistemi a concentrazione devono essere molto più precisi: nei sistemi a bassa concentrazione, occorre che l'errore nell'inseguimento sia entro $\pm 2,0^\circ$ affinché si produca il 90% della potenza elettrica nominale attesa (con i pannelli fotovoltaici tradizionali, invece, è sufficiente un errore di $\pm 5^\circ$), mentre nei sistemi ad alta concentrazione occorre che sia entro $\pm 0,1^\circ$ per ottenere lo stesso risultato. (*Figura 1-11*)



Figura 1-11 *Inseguitori per sistemi a concentrazione*

1.7 Alimentazione

Un'ulteriore classificazione degli inseguitori solari si ha in base al tipo di sistema che ne permette il movimento. In particolare, possiamo distinguere due grandi categorie: gli inseguitori attivi e gli quelli passivi. Gli inseguitori attivi sono messi in movimento da sistemi composti da motori elettrici con opportuni apparati di demoltiplica (per consentire movimenti molto lenti della struttura) ed eventualmente da attuatori lineari comandati da unità di controllo elettroniche (*Figura 1-12*). Naturalmente, poiché i motori consumano energia, essi vengono utilizzati solo quando necessario, in modo non continuo. Gli inseguitori passivi, invece, sono messi in movimento da fenomeni fisici autonomi che non necessitano di energia elettrica, quali ad es. la dilatazione termica di un gas fluido compresso riscaldato dalla radiazione solare, che genera una pressione idraulica in grado di muovere la struttura che sorregge i pannelli solari. Si tratta quindi di sistemi di orientamento non precisi, adatti per i comuni pannelli fotovoltaici ma non per i sistemi a concentrazione.

Esistono poi anche i cosiddetti inseguitori cronologici i quali neutralizzano la rotazione della terra girando ad un passo uguale e opposto a quello della sfera terrestre. Nella realtà i passi non sono esattamente uguali, in quanto, poiché la terra gira intorno al sole, la posizione del sole cambia rispetto ad essa di 360° ogni anno o 365.24 giorni. Questo tipo di inseguitore solare è molto semplice, tuttavia potenzialmente molto esatto soprattutto se usato in concomitanza con un supporto polare (si veda sopra). L'azionamento può essere semplice, ad esempio si possono usare motori che ruotino ad un passo medio di un giro al giorno (15 gradi all'ora),

quindi assai lenti . Teoricamente l'inseguitore può ruotare completamente, ciò presuppone ovviamente che ci sia abbastanza spazio per una rotazione completa.



Figura 1-12 Unità di controllo elettronica

1.8 Tipologia di comando

Gli inseguitori attivi si distinguono a loro volta in base alla tipologia del comando elettronico che ne governa il movimento: **gli inseguitori analogici e quelli digitali**. In pratica, negli inseguitori analogici il comando in questione è prodotto sulla base delle informazioni fornite da sensori (ad es. fotodiodi) che individuano la posizione del punto più luminoso nel cielo. Il vantaggio di questo tipo di inseguitori "adattivi" è che possono essere molto precisi nel puntamento e non richiedono un preventivo allineamento degli assi della struttura. Negli inseguitori digitali, invece, il comando giunge da un microprocessore che, tramite dei dati in esso memorizzati, conosce in ogni momento la posizione del Sole nel cielo. Questo tipo di pilotaggio "automatico" - che presuppone un preventivo e preciso allineamento della struttura - garantisce una maggiore produttività, soprattutto nelle giornate di bassa radiazione solare a causa delle nuvole, quando l'orientamento basato sui sensori di luce è impossibile.

Il movimento lento del sole richiede un sistema di smorzamento che risponda in modo altrettanto lento al fine di evitare un movimento oscillatorio dell'inseguitore. Un *solar tracker* dovrebbe inoltre avere la possibilità di essere riposizionato nelle

ore notturne per anticipare l'allineamento del sole, il quale è evidentemente opposto a quello del tramonto del giorno precedente, in modo da ridurre così le perdite di energia al mattino. Per fare ciò, al giorno d'oggi, sono utilizzate varie apparecchiature di rilevamento e attuatori, di natura sia elettrica (attiva) che meccanica (passiva).

1.9 Azionamenti e sensori

Gli inseguitori fotovoltaici possono essere equipaggiati con motori Stirling , i quali sono in grado di convertire la produzione di calore non utilizzato dei moduli in energia meccanica. La maggior parte degli inseguitori è comunque guidata da motori elettrici (*Figura 1-13*). I più comuni sono i motori in corrente continua, passo-passo, motori sincroni o asincroni. Tenendo conto che il sistema di inseguitori ha generalmente una bassa velocità di rotazione , è spesso necessario l'utilizzo di un riduttore del numero di giri, il quale riduce la velocità del motore ad una accettabile per l'inseguimento dell'angolo di azimut. Per completare il sistema di azionamento è richiesta un'adeguata unità elettronica di potenza in grado di alimentare l'unità. E' necessaria una tensione continua per l'alimentazione dei motori DC o motori passo-passo; mentre per i componenti in corrente alternata si possono utilizzare convertitori di frequenza o inverter. Infine, viene utilizzato un microcontrollore , o anche un'unità di elaborazione più potente, per gestire tutti i sensori e tutti gli attuatori dei trackers al fine di garantire un funzionamento sicuro, corretto e affidabile di ogni unità.

Oltre al metodo di posizionamento del sensore, un'altra possibilità di controllo consiste nel calcolare la posizione del sole con i cosiddetti "algoritmi solari". La maggior parte di loro sono ad uso libero, ma non tutti offrono la stessa precisione. In generale, la conoscenza dell'ora locale e delle coordinate geografiche sulla terra (latitudine e longitudine) è sufficiente per calcolare l'azimut e gli angoli di elevazione con una buona precisione. Tuttavia, il grave inconveniente di questo sistema è la mancanza di informazioni di feedback relativamente alla posizione del sole. Basta infatti un piccolo errore nella posizione di inizio o un'inclinazione sbagliata dei pannelli per causare una grave perdita di potenza. Ecco perché in molte applicazioni , questi algoritmi devono essere accoppiati con rivelatore solare, sia per la calibrazione sia per scopi di monitoraggio. Nonostante questo inconveniente, il posizionamento astronomico migliora nettamente l'affidabilità del sistema , anche nei casi di maltempo a fronte di un costo non particolarmente elevato [6].

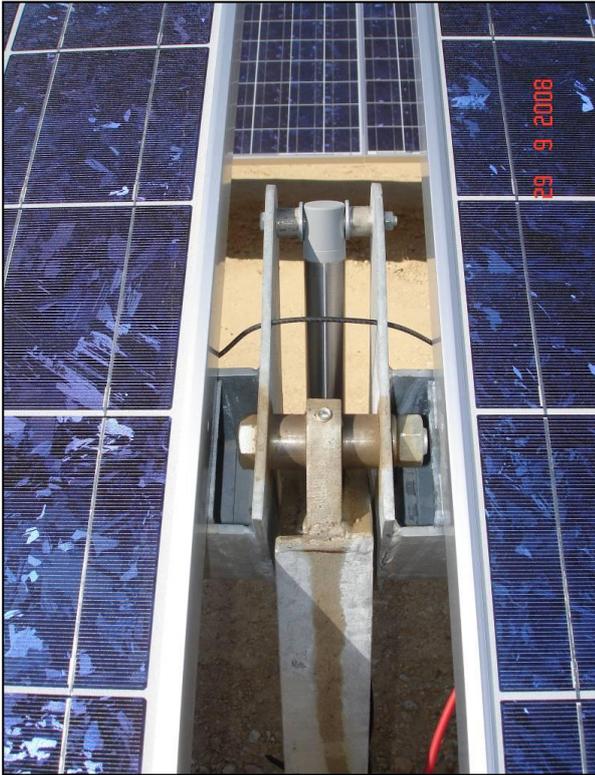


Figura 1-13 Attuatori Lineari

1.10 Scelta del sistema di inseguimento

La scelta del sistema di inseguimento dipende da numerosi fattori, che includono le dimensioni e le caratteristiche sia della struttura sia del luogo di installazione, la latitudine e le condizioni meteorologiche e climatiche locali. Tipicamente, gli inseguitori biassiali vengono impiegati nei piccoli impianti residenziali e nei Paesi che godono di incentivi molto elevati. Invece, negli altri casi e per i grandi parchi fotovoltaici, risultano indicati gli inseguitori monoassiali di rollio, per sfruttare i bassi costi, nonché la semplicità e robustezza dell'installazione, che permette grandi risparmi di scala a fronte di un miglioramento comunque interessante nella produzione di energia, che è rilevante soprattutto di pomeriggio. Gli inseguitori monoassiali di azimut, invece, sono adatti per le alte latitudini, dove il Sole non raggiunge altezze elevate nel cielo: quindi non per l'Italia, dove un'ottima soluzione - considerata la sua economicità - può essere rappresentata dagli inseguitori monoassiali di tilt.

1.11 Vantaggi e svantaggi

Pur richiedendo una manutenzione semplice costituita da un'ispezione e una lubrificazione annuale (oltre a una verniciatura della loro struttura, tipicamente in acciaio), gli inseguitori solari vanno inevitabilmente incontro a problemi meccanici derivanti dall'usura dei servomeccanismi e delle parti mobili che si verificano nel

corso del tempo - specie in ambienti altamente corrosivi come quelli vicini al mare o in località industriali inquinate - con conseguenti cali di produzione o "stop" dell'impianto (*Figura 1-14*). Infatti, le parti meccaniche degli inseguitori sono poco sollecitate, ma sottoposte per almeno 20 anni a condizioni atmosferiche gravose. Per tale ragione, i sistemi di inseguimento basati su meccanismi idraulici sono in genere preferibili a quelli che impiegano motori elettrici, più facilmente ossidabili e soggetti alla necessità di una loro sostituzione. Pertanto, l'impiego più proficuo degli inseguitori solari è quello nei grandi impianti a terra, cioè in sistemi da svariate decine di kW o superiori al MW. La manutenzione ordinaria è in genere semplice, e in campo fotovoltaico beneficia di una minor sensibilità dell'effetto fotovoltaico alla polvere depositata sulla superficie dei moduli, grazie al miglior angolo medio di incidenza dei raggi solari. Tutto il sistema deve inoltre essere progettato per resistere alle sollecitazioni dovute al carico del vento, le quali possono essere facilmente calcolate.

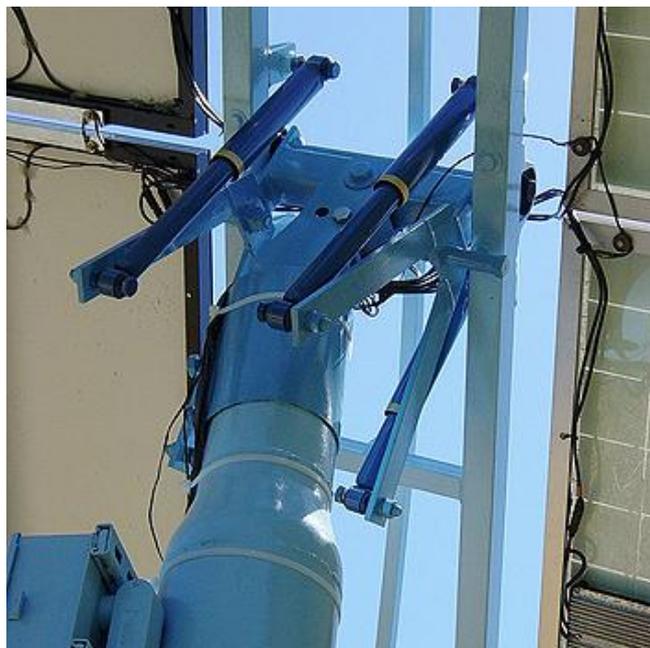


Figura 1-14 *Servomeccanismi e usura*

1.12 Curiosità

A livello hobbistico, in particolare in territorio statunitense, data la relativa semplicità nel mettere in pratica il concetto di estrarre energia dai raggi solari, è diffusa l'usanza di sperimentare e realizzare, al fine di produrre acqua calda ed energia elettrica ad uso personale e per la propria abitazione, il fotovoltaico e i due tipi di concentratori solari: il paraboloide ed il forno a specchi; addirittura sono stati realizzati piccoli sistemi portatili, in definitiva i più semplici da realizzare. Anche la

parte elettronica, costituita dal sensore di posizione del sole, necessario al pilotaggio dei motori per il movimento, è stata sviluppata in modo intelligente sfruttando componentistica per altri usi, economica ma efficace.

1.13 Confronto tra inseguitori sulla base dell'irraggiamento captato

Si vuole operare un confronto tra diverse tipologie di inseguitori, a titolo di esempio, prestando particolare attenzione alla diversa percentuale di irraggiamento captato. Per fare ciò si prendono come riferimento le mappe e i dati del software "PVGIS" (tale software verrà ampiamente spiegato nel capitolo 3) [5],[7].

Le percentuali di irraggiamento fornite dal suddetto software si riferiscono a determinate condizioni e caratteristiche degli inseguitori, quali l'inclinazione, il tipo (monoassiale o biassiale), la modalità di inseguimento, ecc; inoltre sono incrementi di irraggiamento rispetto a una soluzione senza inseguitori (moduli fissi).

Si vede come primo esempio una soluzione senza inseguitore con montaggio fisso avente angolo di inclinazione ottimale modificabile a seconda della stagione (in questo caso in estate e in inverno):

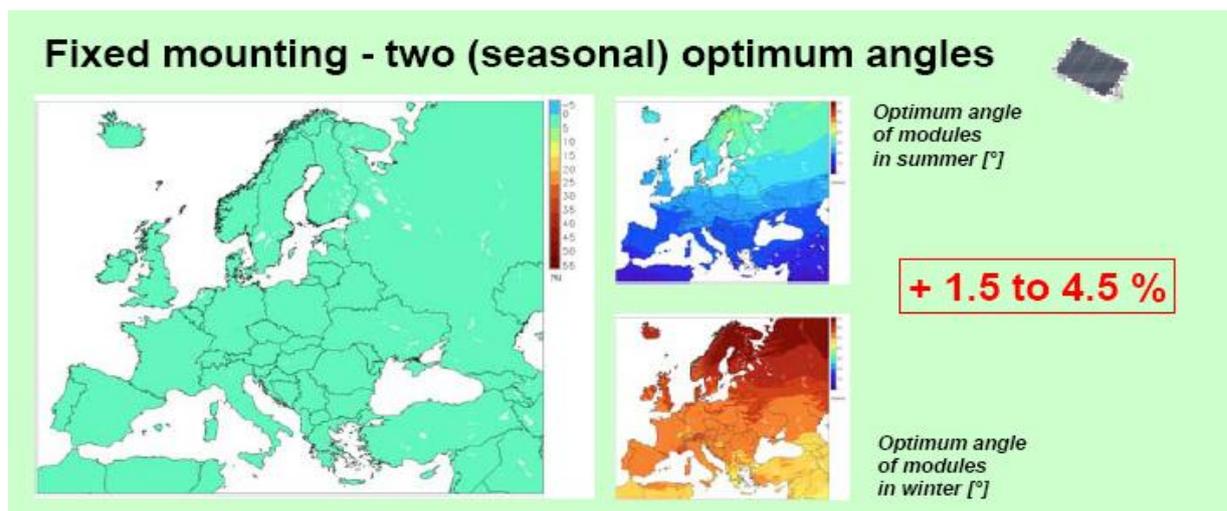


Figura 1-15

Come si può vedere dalla (Figura 1-15), il massimo dell'incremento di irraggiamento che si può avere rispetto a un modulo fisso, è soltanto del 4,5 %.

Usando invece un inseguitore qualsiasi si vedrà che l'incremento sarà molto maggiore. Il primo tipo di inseguitore che si analizza è quello di tilt, il quale è ad asse orizzontale con un movimento da est a ovest:

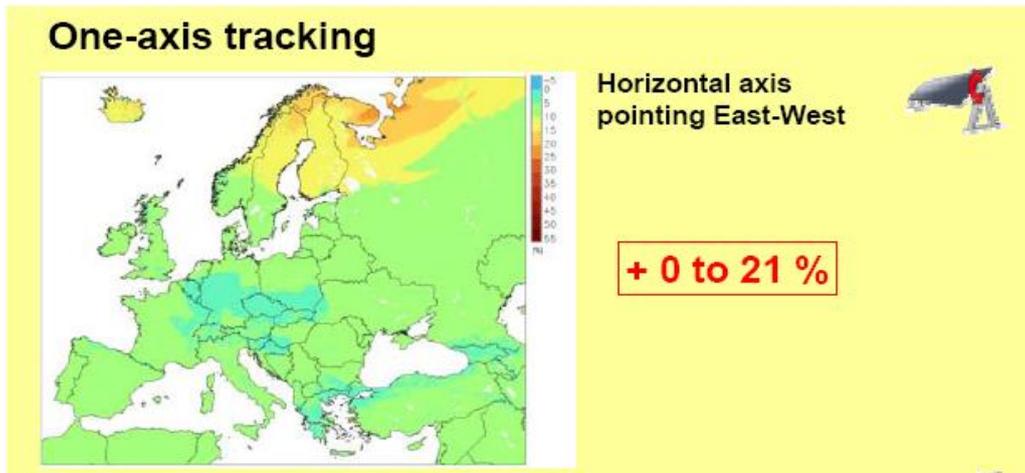


Figura 1-16

L'incremento è assai maggiore rispetto a prima, e arriva fino al 21 % (Figura 1-16). Gli inseguitori di azimut dispongono di un grado di libertà con asse zenith-nadir, quindi verticale. L'incremento può andare da +11% a + 55% (Figura 1-17):

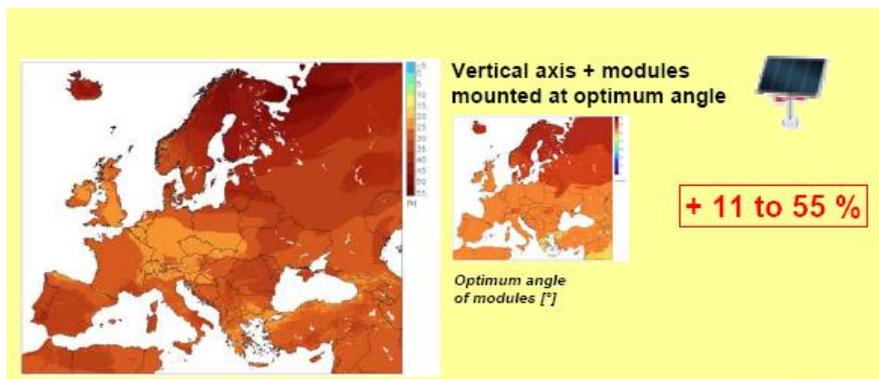


Figura 1-17

Ci sono poi gli inseguitori di rollio, i quali seguono il sole lungo la volta celeste ruotando attorno al proprio asse nord-sud orizzontale o inclinato dell'angolo ottimo. In questo caso vediamo l'esempio di inseguitore di rollio con angolo ottimo:

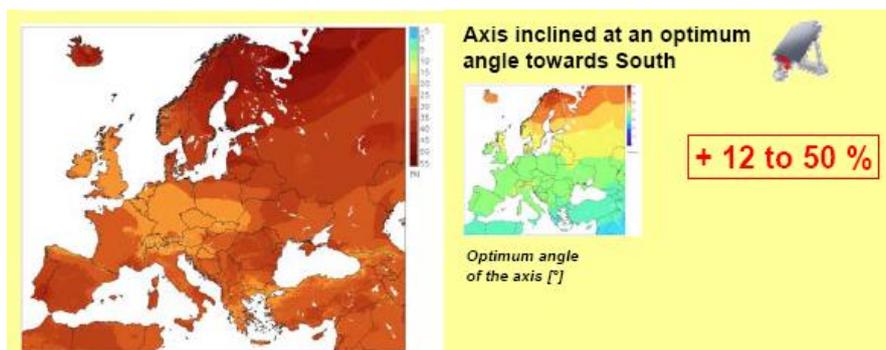


Figura 1-18

L'incremento va da +12% a +50% (Figura 1-18).

Come ultimo esempio, si vede una soluzione con un inseguitore biassiale. Questi tipi di inseguitori hanno due assi di rotazione, solitamente perpendicolari fra loro e garantiscono un notevole incremento di irraggiamento rispetto a una soluzione con pannelli fissi e inclinazione ottimale. Infatti l'incremento massimo che si può avere è del 55% come si può vedere dalla (Figura 1-19).

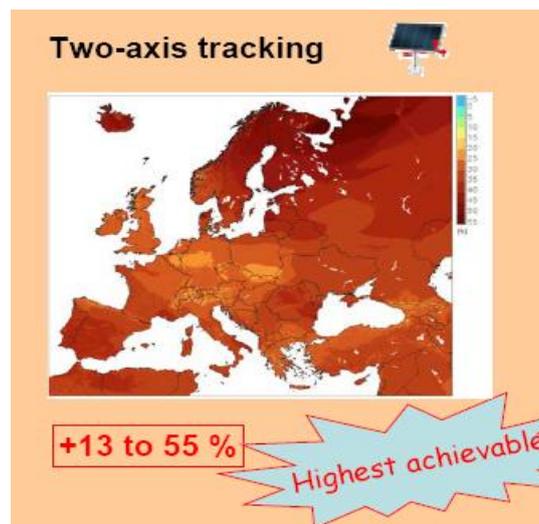


Figura 1-19

Questo confronto eseguito con il software "PVGIS" non ha fatto altro che confermare ciò che si sapeva già, ovvero che la soluzione con inseguitore è in generale migliore di quella con pannelli fissi, per non parlare degli inseguitori biassiali, i quali garantiscono un incremento di irraggiamento maggiore rispetto a tutte le altre soluzioni viste, ma che, di contro, comportano a un aumento della complessità e quindi una minore affidabilità, e costi di manutenzione maggiori. Occorre dunque valutare il consumo energetico richiesto dagli inseguitori stessi.

BIBLIOGRAFIA

[1] http://it.wikipedia.org/wiki/Inseguitore_solare.

[2] <http://www.consulente-energia.com/fotovoltaico-vari-tipi-tipologie-modelli-inseguitori-solari.html>.

[3] <http://www.consulente-energia.com/fotovoltaico-vari-tipi-modelli-inseguitori-solari-monoassiali.html>.

[4] <http://www.consulente-energia.com/fotovoltaico-vari-tipi-modelli-inseguitori-solari-biassiali.html>.

[5] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

[6] Sonia Leva, *Impianti fotovoltaici innovativi per ambienti estremi*, Politecnico di Milano, Dipartimento di energia.

[7] M. Gualdoni, S. Leva, A. Timidei, *Performance analysis of a PV system with single-axis tracking*, Politecnico di Milano, Dipartimento di energia.

2. SISTEMI FISSI E INSEGUITORI A CONFRONTO

2.1 Introduzione

I sistemi ad inseguimento hanno un prezzo per kW di potenza installata necessariamente maggiore di quelli a montaggio fisso: dispongono infatti di componenti mobili, quindi soggetti a usura e che richiedono unità di controllo pilotate da computer o sensori. Inoltre, richiedono una superficie più ampia per evitare che i moduli di un impianto si ombreggino a vicenda. Da ultimo, occorre sempre mettere in conto i problemi di ordine statico: è nella natura delle cose che componenti rotanti richiedono alloggiamenti più complessi, rispetto a pezzi di pari stabilità montati su supporto fisso.

Questo sforzo supplementare ha un suo ritorno se controbilanciato da un guadagno adeguatamente più elevato in termini di produzione energetica. Chi produce quindi sistemi ad inseguimento e vuole trarne soddisfazioni, non ragiona in euro per kW ma in euro per kWh.

La Germania è il maggior mercato mondiale di fotovoltaico, ma i progetti per i sistemi a inseguimento non sono affatto limitati al solo stato Tedesco; la centrale solare con sistemi ad inseguimento più grande al mondo è situata nella località sub coreana di Sinan. Anche nel nostro Paese (soprattutto nel centro-sud), così come in Grecia, Francia, Bulgaria o Repubblica Ceca, i produttori contano su buone prospettive. Per questi mercati vale la regola fondamentale secondo la quale quanto più grande è la crescita potenziale, tanto più alti sono i requisiti richiesti alla redditività degli inseguitori.

La posizione geografica favorevole, un'elevata percentuale di radiazione diretta e la disponibilità di ampie superfici sono stati finora i principali fattori di successo per i produttori per i produttori di inseguitori in Spagna; ma la chiave di volta era rappresentata da tariffe incentivanti più che abbondanti. I costi di progettazione di un impianto ad inseguimento sono molto elevati, per cui le possibilità di successo su mercati privi di una politica incentivante sono inesistenti.

2.2 Problemi con il vento

Simili apparecchiature gigantesche possono essere montate solo con delle gru e richiedono fondazioni con volumi approssimativi di venti metri cubi. Le forze a cui questi sistemi devono resistere – il che vale in particolare per cuscinetti e motori – sono notevoli anche in assenza di vento. Una leggera brezza trasforma il generatore solare in una gigantesca vela. Nei vari dati forniti dai diversi produttori degli inseguitori, la voce “massima velocità del vento ammissibile” è assai controversa, in quanto sono troppo diverse le accezioni del concetto “ammissibile”. Alcuni costruttori interpretano questo punto come valore limite fino al quale il sistema è ancora manovrabile. Infatti, la maggior parte degli inseguitori dispongono oggi di sensori di vento e si portano automaticamente in una posizione di sicurezza quando

i carichi eolici minacciano l'integrità della loro meccanica. In alcuni sistemi, però, tale accorgimento non è previsto (o comunque solo in modo limitato). Se i moduli sono montati ad angolo fisso e ruotano solo sul piano orizzontale, logicamente non è possibile portarli in posizione orizzontale: in tal caso, l'unico accorgimento possibile è posizionare l'inseguitore in modo tale che offra al vento il suo lato più corto. Alcuni costruttori dichiarano una velocità del vento ammissibile di 150 km/h senza "posizioni antitempesta". Posizionando il generatore di taglio al vento, il limite indicato risulta persino di 180 km/h. Altri sistemi resistono a velocità del vento ancora più elevate, se si dà credito ai dati forniti dai loro costruttori. Quanta rispondenza trovino nella pratica dichiarazioni del genere è però difficilmente verificabile. Non esiste un catalogo universale dei criteri che definisca in modo univoco la stabilità dei sistemi fotovoltaici di inseguimento. La norma corrente per i moduli fotovoltaici CEI 61215 (oppure CEI 61646) contempla comunque solo un test per verificare resistenza a pressioni e depressioni di 2400 Pa applicate per un'ora. Nelle schede tecniche dei moduli, questi valori vengono espressi volentieri con la formula "corrispondente a una velocità del vento di 130 km/h", che però non è del tutto corretta. Il test CEI contempla sollecitazioni esercitate in modo uniforme, che non corrispondono esattamente agli scossoni esercitati da una tempesta furibonda. Inoltre, pressioni e depressioni vengono esercitate sul fronte del modulo, mentre non viene esercitata alcuna pressione sul suo retro; ma questo è esattamente quello che accade quando il vento investe un sistema di inseguimento prendendolo "alle spalle" [1].

2.3 Un asse è sufficiente

Il problema del vento riveste un'importanza fondamentale. Non si tratta solo del rischio di una perdita totale, ma in primis dei premi assicurativi legati all'assicurazione degli impianti, e in secondo luogo dell'usura. Componenti che funzionano costantemente in prossimità del proprio limite di carico richiedono anche interventi di riparazione o sostituzione più frequenti, il che fa aumentare i costi per kWh. Ne consegue una chiara tendenza ai sistemi monoassiali; i quali fruttano una produzione energetica inferiore ai biassiali, ma sono anche sensibilmente più economici da produrre, oltre a essere meno soggetti a guasti. Il successo di questi sistemi sembra dare ragione a chi valorizza maggiormente la stabilità e la facilità di manutenzione rispetto a un contenimento relativo della produzione energetica. Nel settore degli impianti di grande taglia si sta inoltre diffondendo sempre di più una variante ancora più semplice, ovvero l'inseguimento sull'asse orizzontale. Il vantaggio consiste nell'altezza ridotta della costruzione e nella conseguente minore vulnerabilità al vento, con un fabbisogno di superficie quasi identico rispetto ai montaggi convenzionali. Inoltre, questa soluzione offre la possibilità di movimentare mediante tiranterie interi campi di moduli utilizzando un

solo azionamento. Leggermente più complicato, rispetto al meccanismo della rotazione sull'asse orizzontale, si profila l'azionamento di diverse file di moduli se l'asse di rotazione non fosse orizzontale, ma inclinato (l'inclinazione in inglese si dice "tilt"). In compenso, con questa tecnica la produzione energetica schizza verso l'alto, avvicinandosi a quella offerta dalle soluzioni biassiali. Le variazioni sul tema sono numerose, sebbene non offrano sempre la possibilità di collegare diverse unità ad un unico motore.

2.4 Il futuro appartiene alla tecnica a concentrazione?

La nuova idea è quella di combinare l'asse inclinato con la distribuzione dei carichi su più elementi di appoggio, con effetti vantaggiosi sulla statica. Montare sistemi ad un solo asse su di un traliccio piantato su fondazioni a pali infissi o ad avvitamento, infatti, è un'operazione abbastanza delicata, a seconda delle caratteristiche del suolo e delle dimensioni del terreno; le fondazioni in calcestruzzo, infine, rappresentano un fattore di costo.

In passato, i fornitori di sistemi ad inseguimento non hanno evidentemente fatto molto caso a voci di costo di questo tipo, così una fondazione poteva costare cento euro in più o in meno. Ma in futuro dovranno fare sempre più attenzione: quanto più si riduce l'incidenza dei moduli fotovoltaici sul costo totale di un impianto fotovoltaico, tanto meno vale la pena investire grosse somme allo scopo di aumentare la produzione energetica. Ecco perché la riduzione dei prezzi dei moduli fotovoltaici è una cattiva notizia, soprattutto per i fornitori di complessi inseguitori biassiali. Alla lunga, gloria e sfortuna di questa tecnologia dipenderanno prevedibilmente dal fatto che il fotovoltaico a concentrazione aumenti la propria penetrazione di mercato in tempi rapidi e in modo diffuso; in questo campo, l'inseguimento biassiale è infatti irrinunciabile e, contemporaneamente, l'incidenza di costo dei moduli è talmente alta da rendere molto meno rilevanti i costi supplementari per la tecnica di inseguimento. Per tutte le altre applicazioni, per contro, la vecchia regola secondo la quale gli inseguitori solari sono predestinati ad accogliere costosi moduli con gradi di efficienza elevati, ha perso la sua efficacia da tempo. I primi parchi solari equipaggiati con tecniche di inseguimento che impiegano varianti di moduli tra quelli a più basso prezzo oggi sono già allacciati alla rete (un esempio è "PV-Strom-Powertracker", per esempio, è il primo sistema ad inseguimento omologato per moduli "First Solar" a film sottile al tellururo di cadmio). Ne seguiranno sicuramente altri; la combinazione quasi impensabile, neanche tanto tempo fa, di moduli a film sottile con tecniche di inseguimento dovrebbe diffondersi rapidamente.

2.5 Un prezzo per chilowatt più alto

Ancora fino alla fine del 2009, le realtà imprenditoriali approcciavano il tema dell'inseguimento solare con manifesta cautela: sia tra i progettisti che tra gli investitori si contavano (e si contano tuttora) numerosi scettici. Nonostante questo, è innegabile che una certa massa di sostenitori sia riuscita a mantenere alta la domanda di mercato per questo genere di strutture. Tra il 2009 e il 2010 sono stati lanciati sul mercato una quarantina di modelli nuovi, di una dozzina di produttori. E, sempre fino al 2009, secondo la ricognizione eseguita da [2], i costruttori potevano scegliere tra circa 170 tipi di inseguitori diversi. Inoltre, nel ramo della diffusione degli inseguitori risultano assai diffusi i piccoli fornitori, spesso operativi solo a livello locale, il che fa aumentare l'eventualità che una parte di essi non venga rilevato dal "radar" della rilevazione globale di mercato. I grandi del settore, invece sono facili da trovare e annunciano attività commerciali in fermento. Se il crollo del mercato fotovoltaico spagnolo è stato ben digerito dagli operatori di comparto degli inseguitori, al punto che i produttori locali esportano negli Stati Uniti, in Corea, in Italia e in Germania, comunque anche i fabbricanti di sistemi ad inseguimento sono stati pesantemente colpiti dallo stop imposto al settore in quel Paese: dei 2,7 GW di moduli fotovoltaici importati nel 2008 in Spagna, circa un terzo era finito su sistemi ad inseguimento, come ha evidenziato un'indagine condotta dall'Asociation de la Industria Fotovoltaica (ASIF). Come altri paesi, la Spagna può vantarsi di essere la patria dei sistemi mono e biassiali ad inseguimento, essendo capace di esprimere il suo potenziale al meglio, in virtù dell'elevato livello di irraggiamento solare diretto di cui dispone.

E' diventata una tendenza da parte dei produttori di sistemi ad inseguimento ragionare in termini di "centesimi di euro per chilowattora", come si usa già fare nel settore energetico, piuttosto che in termini di "euro per chilowatt", come era consuetudine fare. E' un metodo più congeniale al produttore medesimo in quanto, sotto questo profilo, i suoi prodotti danno risultati migliori. Secondo il calcolo convenzionale, era prevedibile che qualunque sistema ad inseguimento non potesse che partire svantaggiato, sotto il profilo del costo per chilowatt di potenza installata e che persino i modelli di costruzione più semplice non potessero che risultare notevolmente più costosi di qualsiasi struttura di sostegno sprovvista di inseguitore. Nell'inseguimento biassiale, i prezzi vanno da 600 a 1000 €/kW, mentre le offerte più vantaggiose per un sistema monoassiale si aggirano sui 400 €/kW. A confronto, i sistemi fissi sono compresi, in genere, tra i 150 e i 250 €/kW. Pur trattandosi di cifre puramente orientative e suscettibili di forti variazioni, in relazione al tipo e alle dimensioni del progetto, nessuno sarebbe mai stato in grado di colmare un tale divario tra inseguimento e montaggio fisso: le componenti meccaniche e la tecnologia di controllo hanno il loro prezzo. All'alto costo di avvio, si aggiunge,

inoltre, come deterrente ancora più grande, il fatto che gli impianti ad inseguimento, per loro natura, sono soggetti a usura e richiedono dunque manutenzione. Tra i vantaggi che essi possono offrire, invece, si segnala una resa specifica più elevata: gli impianti dotati di inseguitore, insomma, producono più energia per chilowatt di potenza installata. La semplice domanda che si impone è se il guadagno garantito dai sistemi ad inseguimento, in termini di resa aggiuntiva, riesca a compensare i maggiori costi di impianto e manutenzione. In Italia, l'attuale tariffa incentivante in termini di centesimi di euro per chilowattora basta ad ammortizzare gli investimenti aggiuntivi e ad assicurare un guadagno extra nel giro di vent'anni. Se si ipotizzano, a favore della tecnologia ad inseguimento, un guadagno in termini di resa almeno pari a 20-25 % in più rispetto alla producibilità di un impianto fisso a un irraggiamento fisso, i ricavi aggiuntivi per chilowatt di potenza installata, molto probabilmente, giustificherebbero i costi aggiuntivi dell'inseguimento, se non fosse che nella prassi il calcolo non risulta poi così semplice. Di norma, il capitale di acquisto dell'impianto, in gran parte finanziato, deve essere restituito con gli interessi. I suddetti ricavi aggiuntivi non consentono di ripagare la totalità dei costi d'investimento, ma tutt'al più, a seconda delle condizioni, dalla metà ai due terzi. Forse per i sistemi ad inseguimento biassiali della fascia di prezzo più bassa, tale cifra consentirebbe ancora di ottenere un ricavo extra, ma per i modelli di fascia alta, la redditività è davvero a rischio.

2.6 Prezzi più convenienti per chilowattora?

Lungo la linea di demarcazione sopra abbozzata in modo schematico, si muovono le riflessioni sia degli investitori che dei produttori dei differenti modelli di sistemi ad inseguimento sul mercato. In relazione alle variabili locali in fatto di incentivi, irraggiamento globale e dipendenza dal tasso di interesse, varia verso l'alto o il basso il numero di progetti per i quali gli investitori optano per il rischio maggiore, scommettendo che, spendendo in partenza più euro per chilowatt, saranno primi al traguardo. Se si fa una stima relativa alla potenza fotovoltaica necessaria per produrre i GWh di energia nei tre casi rappresentati dai sistemi ad inseguimento biassiale, monoassiale e in impianti fissi si può vedere che, mentre per questi ultimi, il dato accertato, ipotizzando una resa specifica in Europa meridionale di 1500 kWh per chilowatt di potenza installata e in relazione a un sito produttivo qualunque dell'Europa centrale, corrisponderebbe a 666 kW, con un sistema biassiale sarebbe sufficiente un installato pari a 480 kW, un dato che nel caso della variante monoassiale arriverebbe a 523 kW. L'intero calcolo presuppone la scelta di moduli con altissimi requisiti di rendimento, pari al 15.5%. Per il sistema biassiale di riferimento è stata preventivata una resa maggiore del 40% rispetto ad un impianto fisso, mentre per quello monoassiale, il dato corrisponde al 26.6%. Se anche gli operatori del comparto considerano tali valori come ipotesi alquanto prudenti, al di

fuori della ristretta cerchia dell'industria degli inseguitori, questi presupposti continuano a suscitare perplessità. Il punto saliente è questo: per produrre una data quantità di corrente, con i sistemi ad inseguimento è sufficiente una potenza installata inferiore, nonostante che i costi per la sottostruttura siano sensibilmente più elevati. Il che consente di risparmiare sugli inverter : una quantità inferiore di moduli richiede infatti ovviamente anche meno inverter. Il vantaggio più grande , però, è rappresentato come sopra accennato, dal minor fabbisogno di moduli. Ciò significa però anche che il vantaggio di costo offerto dai moduli poggia interamente sul loro prezzo. Il calcolo in questione parte ancora da 2.50 €/W: cifra, a dire il vero, ormai piuttosto lontana dalla realtà. I moduli per l'impianto biassiale da 480 kW arrivano così a costare 1.2 milioni di euro. Per l'installazione fissa da 666 kW, è necessario invece un investimento di quasi 1.7 milioni di euro, ovvero mezzo milione di euro in più.

2.7 I prezzi in calo possibili “nemici numero uno” degli inseguitori

Il calcolo sopra descritto non risulta economicamente significativo, perché non riflette il mercato attuale. Persino i moduli ad alto rendimento, almeno per i progetti di grande taglia, sono ora disponibili a prezzi più economici: così è per i parchi solari, dove trovano ormai impiego elementi in una fascia che si aggira intorno a 1.50 €/W. Il calo di prezzo dei moduli è ovviamente nemico giurato dell'intero segmento degli inseguitori, perché in termini relativi, fa salire i costi di tutti gli altri componenti dell'impianto e in particolare della sottostruttura. Si calcola che quand'anche i costi dei moduli che devono garantire una resa minima del 15 % scendessero a 1 €/W, i sistemi a inseguimento continuerebbero a risultare chiaramente avvantaggiati. In particolare un parco solare dotato di inseguitori biassiali e di potenza fotovoltaica complessiva di 480 kW verrebbe a costare 1.37 milioni di €, a parità delle altre voci di spesa; con moduli a montaggio fisso, un impianto dotato di una potenza di 666 kW costerebbe invece 1.6 milioni di € ovvero il 17 % in più della soluzione che utilizza gli inseguitori biassiali. La variante monoassiale, infine costerebbe 1.48 milioni di €, l'8 % in più rispetto a quella biassiale.

Il vantaggio dei sistemi biassiali si riduce com'è ovvio in funzione del minor rendimento dei moduli utilizzati. Quanto più basso è questo dato, tanto è più alto il numero dei costosi inseguitori che occorrono, e di conseguenza il vantaggio di costo dell'inseguimento biassiale rispetto ad un impianto fisso sarà destinato a scendere. La tesi secondo la quale i prezzi in calo dei moduli costringerebbero il segmento degli inseguitori a confrontarsi con la propria stessa ragion d'essere è perciò difficilmente confutabile, a prescindere dal tipo di calcolo che si fa. Si tratterebbe insomma solo di una questione di tempo. Se i tempi dovessero allungarsi, sarà tanto

di guadagnato per i produttori degli inseguitori, che oltre a tutta una serie di svantaggi di natura meccanica inerenti la funzionalità degli inseguitori, hanno un forte vantaggio rispetto ai sistemi fissi: la loro producibilità risulta relativamente costante nel corso della giornata, cosicché se un giorno la quotazione dell'energia fotovoltaica prodotta dovesse venire decisa alla Borse elettrica, la corrente generata dagli inseguitori al mattino e in serata potrebbe venir pagata più di quella prodotta in massa dagli impianti fissi, nelle ore di punta.

2.8 Superficie necessaria

Un ulteriore punto di discussione è rappresentato dai prezzi dei terreni. Per impianti fissi, si applica una percentuale di sfruttamento fondiario del 30 % circa: tali impianti richiedono perciò tre metri quadrati abbondanti di terreno per una copertura di moduli di un metro quadrato, cui vanno aggiunte le vie d'accesso e simili. I sistemi ad inseguimento monoassiali e biassiali devono invece mantenere una distanza decisamente superiore tra un elemento e l'altro, per evitare gli ombreggiamenti. Il fabbisogno di superficie dei sistemi ad inseguimento potrebbero dipendere dalla latitudine del luogo di installazione e dall'importanza data al raggiungimento del valore ottimale: di sistemi in cui l'ombreggiamento reciproco dei moduli non si verifica affatto non ne esistono proprio, dato che nelle ore mattutine e serali le proiezioni d'ombra si allungano a dismisura (il che vale anche peraltro anche per gli impianti fissi, se sono composti da file parallele di moduli). Il comando della maggior parte dei sistemi ad inseguimento funziona però con il cosiddetto procedimento del "backtracking", già ampiamente spiegato, a causa del quale le superfici interessate dall'ombreggiamento ne risultano sensibilmente ridotte, mentre la resa diminuisce solo marginalmente. La soluzione migliore è sempre data da un bilanciamento tra uno sfruttamento quanto più possibile ridotto del terreno e una resa ottimale dell'impianto.

2.9 In teoria e in pratica

In linea generale un impianto ad inseguimento biassiale, a pari potenza, rispetto ad un impianto fisso, necessita di un fabbisogno di superficie maggiore. Questo fatto influisce evidentemente sul costo totale dell'impianto. Alla luce degli investimenti complessivi, il suddetto rialzo si potrebbe dire che passi in secondo piano, ma in realtà la variazione di costi, per quanto piccola, sposta i rapporti di forza di alcuni punti percentuali nell'analisi dei costi. L'effetto risulta enormemente amplificato se si prendono in considerazione i prezzi abituali praticati nelle aree più care del Sud della Germania, che possono raggiungere anche 10 €/m². Nella pratica succede che nel finanziamento dei parchi solari, di norma, l'investimento nella tecnologia di sistema venga finanziato all'80 % con capitali esterni. In questa logica, il fabbisogno

di superficie è sicuramente rilevante. Nel caso più conveniente, che però si verificherà piuttosto raramente, il terreno sarà di proprietà dell'investitore, oppure – ipotesi decisamente meno conveniente – quest'ultimo dovrà separarne il finanziamento da quello del progetto solare vero e proprio. In questo ultimo caso, per esempio, una cifra di 50000 € per un terreno un po' più grande potrebbe essere più difficile da reperire rispetto ad una di 500000 € per moduli aggiuntivi e inverter. Ci sono fattori che si prestano male ad essere calcolati, il che per il momento non potrà che rinvigorire la discussione pro e contro i sistemi ad inseguimento.

2.10.1 Gli effetti della temperatura e della riflettività

Si vogliono adesso valutare in maniera qualitativa e quantitativa, gli effetti della temperatura e della riflettività sulla produzione di un sistema fotovoltaico. Ciò verrà fatto partendo da una ricerca [3], il cui obiettivo è quello di determinare il potenziale guadagno in termini di energia prodotta utilizzando moduli fotovoltaici montati su un inseguitore biassiale e su un sistema fisso con angolo ottimo e due variazioni di inclinazione annuali, il tutto comparato con una soluzione fissa con un unico angolo ottimizzato. Il calcolo di questo studio si basa principalmente su una simulazione che usa dati ricavati dal "Photovoltaic Geographic Information System" (o PVGIS) [4], un software che verrà presentato meglio in seguito, e riguarda varie zone dell'Europa. La ricerca tratta anche il problema della temperatura e della riflettività con riferimento a moduli in silicio cristallino, e a varie soluzioni impiantistiche adottate; e sono le conclusioni relative a questi due fenomeni che vengono qui riportate.

Ci sono diversi fattori che influiscono sulle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Alcuni fenomeni, come le perdite ohmiche nei cavi, sono relativamente indipendenti dal tipo di montaggio dell'impianto; altri invece possono avere un impatto diverso a seconda di come sono montati i moduli. Tra questi ci sono:

- Il degrado dell'efficienza di conversione a causa delle elevate temperature. Se un tipo di montaggio garantisce un maggiore irraggiamento rispetto ad un altro, i moduli potrebbero lavorare in condizioni di temperatura più alta e, quindi, e sebbene la produzione complessiva potrebbe essere superiore, l'efficienza di conversione tenderà ad essere inferiore.
- La riflettività della superficie del modulo dipende dall'angolo di incidenza della radiazione solare, con una maggiore riflettività (e quindi maggiori perdite) in corrispondenza di angoli di incidenza molto piccoli. Diversi tipi di montaggio possono portare ad avere differenti l'angoli di incidenza.

- L'efficienza di conversione degli inverter dipende dal livello di potenza. Inoltre, il profilo giornaliero di incidenza della radiazione dipende dal tipo di montaggio. Per esempio, i sistemi a inseguimento hanno una maggiore probabilità di assorbire una radiazione più elevata rispetto ad un sistema fisso. L'efficienza complessiva dell'inverter dipenderà quindi dal tipo di montaggio. Tuttavia, questo dato varia notevolmente da modello a modello.

L'effetto della temperatura sulle prestazioni dei moduli fotovoltaici varia a seconda delle tecnologie PV. Per alcune di esse questo effetto è complesso e non ben quantificabile. Alcuni materiali a film sottile (in particolare il silicio amorfo) mostrano che, a lungo andare, gli effetti della ricottura complicano la modellizzazione degli effetti della temperatura sulle prestazioni. Mentre così non è per le tecnologie a silicio cristallino (mono e policristallino), le quali sono, ad oggi, le tecnologie prevalenti nel mercato e per le quali è possibile esprimere l'efficienza di conversione in funzione dell'irraggiamento solare e della temperatura ambiente con una ragionevole accuratezza.

2.10.2 Effetti dell'ombreggiamento

L'ammontare totale di radiazione solare captabile da un sistema fotovoltaico potrebbe essere ridotta anche a causa degli ombreggiamenti dovuti alle caratteristiche del terreno su cui il sistema stesso è installato. In alcune aree questa attenuazione è trascurabile, mentre nelle zone montuose può essere significativa. Generalmente, la percentuale di radiazione persa a causa degli ombreggiamenti è sensibilmente più alta dopo l'aurora e prima del tramonto, ed è molto elevata in inverno. Comunque, questi sono anche i periodi di tempo in cui la differenza di produzione fra sistemi fissi e sistemi ad inseguimento è più alta. In particolare, i sistemi ad inseguimento a due assi sono i più colpiti da questo fenomeno. Per quantificare questo effetto, si è calcolata la radiazione solare catturata con e senza ombreggiamento nel caso di sistemi fissi con angolo ottimo e sistemi ad inseguimento biassiali. La percentuale di superficie in Europa colpita da ombreggiamenti dovuti alle caratteristiche del terreno è presentata in tabella (*Tabella 2-1*). Nel caso di sistema fisso con angolo ottimo, vi è solo circa lo 0,7% della superficie europea in cui l'attenuazione di irradiazione globale annuale è più alta del 5%. Nel caso, invece, del sistema biassiale, vi è un deficit di irradiazione annuale maggiore del 5% in più del 3,1% di superficie europea.

Tabella 2-1

	Relative loss of yearly global irradiation (%)								
	0-5%	5-10%	10-15%	15-20%	20-25%	25-30%	30-35%	35-40%	Total
Two-axis tracking	96.88	2.09	0.60	0.24	0.11	0.05	0.02	0.01	100.00
Single fixed angle	99.30	0.54	0.12	0.03	0.01	0.00	0.00	0.00	100.00

2.10.3 I risultati

Come già anticipato, la ricerca calcola le prestazioni, in termini di produzione energetica, dei due sistemi (fisso con angolo ottimo e con inseguitore biassiale) tenendo conto della riflettività e della temperatura dei moduli. Lo studio assume che le perdite dovute a fattori diversi dalla temperatura e dalla riflettività siano valutabili intorno ad un valore del 16 %. Basandosi su questa assunzione, la temperatura e la riflettività contribuiscono approssimativamente con una percentuale del 9% sulle perdite totali, e questo significa che, per il sistema considerato, l'efficienza complessiva è del 75% (con un PR di 0,75) in zone europee con condizioni climatiche paragonabili alla Germania, dove si concentrano la maggior parte delle simulazioni effettuate.

2.10.4 Effetti della temperatura

Gli effetti della temperatura dell'ambiente circostante sulle prestazioni di un sistema fotovoltaico possono essere espressi in termini di efficienza relativa η_{rel} come mostra l'equazione:

$$\eta_{el} = \eta_{STC} f(G, T)$$

dove η_{STC} è l'efficienza calcolata delle condizioni standard STC ($G=1000 \text{ W/m}^2$, e temperatura moduli $T_m=25^\circ\text{C}$).

lo studio, effettuato su sistemi fissi con angolo ottimo e moduli al silicio cristallino mostra che l'efficienza relativa calcolata si aggira approssimativamente intorno all'88 % nel sud estremo dell'Europa (Africa settentrionale) e circa al 97% nella Scandinavia Settentrionale. Nella Penisola iberica, nell'Italia meridionale e in Grecia, rientra nell'intervallo tra il 90 e 91 %; in Francia e nell'Europa centrale tra il 92 e il 93 %, e nella Scandinavia meridionale, nelle isole britanniche e nei paesi Baltici tra il 93 e il 95 %. Vengono riscontrate variazioni significative nelle regioni montuose, dove l'efficienza è tanto maggiore quanto più alta è la quota, in quanto alle alte altitudini

si eleva il livello di irraggiamento, mentre diminuisce la temperatura. Per i sistemi biassiali l'irraggiamento captato è generalmente più alto, e quindi anche la temperatura dei moduli sarà maggiore. Ci si aspetta dunque che l'efficienza relativa sia più bassa se paragonata a un sistema fisso. In effetti è quello che si rileva nello studio, anche se il decremento di efficienza è davvero piccolo. Nell'Europa meridionale, l'efficienza relativa è approssimativamente più bassa dell'1 % per il sistema biassiale rispetto a quello fisso: una differenza davvero irrisoria. Essa si riduce ad un valore minore dello 0,5% nell'Europa centrale, e va praticamente a zero in Scandinavia. Addirittura, nel caso estremo della Scandinavia settentrionale, l'efficienza relativa è più alta per i sistemi a due assi. Questo è dovuto al fatto che, in quella zona, in estate il sole splenderà per la maggior parte del tempo dietro ai sistemi fissi, i quali dunque riceveranno una bassissima quantità di radiazioni solari. I sistemi biassiali, d'altra parte, seguiranno il sole, e riceveranno quindi la massima quantità di radiazioni solari disponibili. Anche se la temperatura del modulo sarà evidentemente più alta, la grossa quantità di irraggiamento captato farà sì che, a conti fatti, l'efficienza complessiva sarà più alta.

2.10.5 Effetti della riflettività

Le perdite di potenza prodotta possono essere anche causate dalla riflettività, ovvero il riflesso del Sole sui moduli dovuto ad un angolo di inclinazione dello stesso rispetto ai pannelli troppo basso. Un primo risultato importante che si può sottolineare è che la radiazione riflessa dalla superficie del modulo non contribuirà a scaldarlo. C'è dipendenza quindi tra temperatura e riflettività.

Inoltre, le suddette perdite per riflettività in valore relativo sono maggiori in un sistema fisso con angolo ottimo rispetto a un sistema biassiale a causa della maggiore superficie riflettente della soluzione fissa. La variazione dovuta alla diversa zona geografica è meno pronunciata rispetto a quella che si riscontrava per gli effetti della temperatura (*Figura 2-1*). Per il sistema fisso con angolo ottimo le perdite per riflettività sono generalmente più basse nell'Europa meridionale, circa 2.6 % , se comparate alle latitudini più settentrionali, dove le perdite possono arrivare fino al 3.5 %. In Scandinavia e nella Russia settentrionale la situazione è più complessa: si hanno valori regionali che variano da 2,5 a 3,5 %. Per i sistemi biassiali, i risultati della ricerca confermano che le perdite sono minori, essendo minore il riflesso, in quanto i raggi solari cadranno quasi sempre con un angolo retto sulla superficie dei moduli. In particolare, le perdite di potenza prodotta annuali variano dall'1,3 all'1.7 %, con una distribuzione geografica simile a quella delle perdite del sistema fisso.

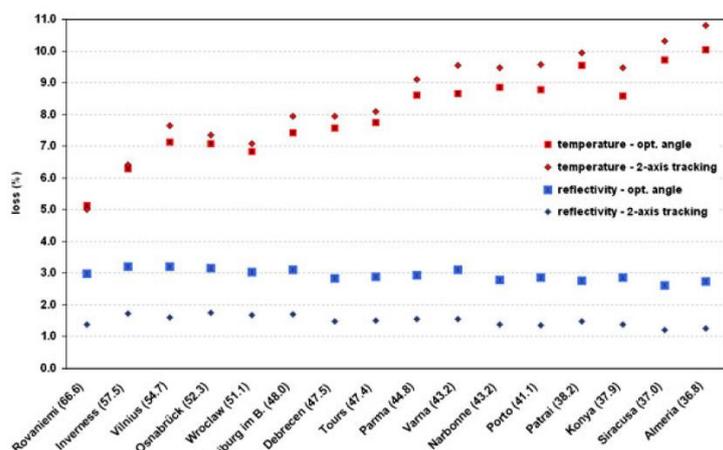


Figura 2-1 Confronto tra le perdite per temperatura e riflettività con moduli al silicio cristallino montati nelle tre diverse configurazioni

2.10.6 Conclusioni

Nelle aree studiate, la variazione di prestazioni causate dagli effetti della temperatura è significativo, e ha una forte variabilità geografica, andando dal 3% del nord estremo al 12% dell' estremo sud). Gli effetti combinati di temperatura e riflettività relativamente al confronto tra sistema fisso e sistema biassiale, tenderanno ad annullarsi nelle zone dell'Europa Meridionale, mentre nell' Europa Centrale l'effetto netto sarà approssimativamente vicino a 1 punto percentuale in favore del biassiale e, nel nord, il vantaggio crescerà fino ad arrivare all'1.5 %.

Chiaramente, questa è solo una simulazione, i cui risultati della produzione di energia con le varie soluzioni di montaggio sono da prendere considerando le varie incertezze delle radiazioni diffusa e globale del Sole. Però, la sola conoscenza della differenza di irraggiamento ci permette di valutare la differenza relativa di energia prodotta tra la soluzione biassiale e quella fissa con angolo ottimizzato. Chiaramente, la dipendenza dalla temperatura dell'ambiente circostante sul valore assoluto di energia prodotta cambierà a seconda della diversa tecnologia utilizzata per la costruzione dei moduli. Questo studio si riferisce a moduli al silicio cristallino, altri materiale potrebbero produrre risultati diversi. Se l'effetto della temperatura è ben quantificato per la tecnologia utilizzata, il calcolo della produzione di energia assoluta dovrebbe essere eseguito tenendone conto. Quando invece, non si è perfettamente a conoscenza del comportamento del sistema in base alle diverse temperature, o non si conoscono proprio le temperature, si esegue il calcolo assumendo come ipotesi un Performance Ratio pari allo 0.75 %.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Jochen Siemer (2008), "Sistemi ad inseguimento", *Photon*, Solar Verlag GmbH, Jülicher Straße 376, 52070 Aquisgrana, Germania, pp. 66-73.
- [2] Jochen Siemer (2009), "Sistemi ad inseguimento", *Photon*, Photon Europe GmbH, Jülicher Straße 376, 52070 Aquisgrana, Germania, pp. 74-82.
- [3] Huld, T.; Suri, M.; Cebecauer, T.: *Comparison of Potential Solar Electricity Output from Fixed-Inclined and Two-Axis Tracking Photovoltaic Modules in Europe*, Photovoltaic International Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 16, 2008.
- [4] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

3.IL PARCO FOTOVOLTAICO DI TUSCANIA

3.1 Introduzione

In questo capitolo si descriverà in maniera precisa l'impianto del parco fotovoltaico di Toscana progettato dalla ditta Convert S.p.A. risaltando in maniera particolare la parte elettrica (potenza, alimentazione, ecc) e quella strutturale (meccanica e numero degli inseguitori, disposizione ecc). Si descriverà il modello di inseguitore monoassiale usato nel suddetto parco, ovvero l' Mx1, precisandone le caratteristiche e il funzionamento. Si passerà poi all'analisi dei consumi energetici degli inseguitori, specificando i calcoli eseguiti per arrivare a ciò, le ipotesi da noi teorizzate (necessarie, per la mancanza di alcuni dati fondamentali) e i risultati a cui arriveremo.

3.2 Descrizione dell'impianto

Il progetto è stato realizzato per la società Produzioni Fotovoltaiche Tuscia S.r.l. nel comune di Tuscania in provincia di Viterbo.

Il parco ha una potenza di 800 kWp, suddivisa in nove campi, otto dei quali dimensionati per una potenza di 50 kWp ed uno, il nono, dimensionato per 400 kWp. Il parco è stato ideato e realizzato da Convert Italia S.p.A. e permette di massimizzare la produzione di energia elettrica grazie all'utilizzo di moderne tecnologie nel settore del fotovoltaico [1]. È composto da più impianti fotovoltaici a monoasse semplice, i quali garantiscono produzioni di energia pulita superiori alla media e sono caratterizzati da bassi costi di installazione e manutenzione; inoltre garantiscono un impatto ambientale contenuto in tutti gli aspetti del progetto. L'impianto utilizza moduli Mitsubishi in silicio policristallino PV-TD185MF5 ed Inverter SIEL Soleil 100. I complessivi 4560 moduli sono montati su 57 inseguitori monoassiali per il campo da 400 kWp e, mediamente, 7 inseguitori per ogni campo da 50 kWp (per un totale di 115 inseguitori). Il parco monta inseguitori modulari monoasse Mx1 nella configurazione "Park", la quale si caratterizza per la presenza di robusti pali su cui sono montati "porta moduli" girevoli con una sola stringa di elementi fotovoltaici. Il sistema è movimentato da un azionamento lineare controllato da un programma astronomico in grado di inseguire il sole durante tutto l'arco della giornata, soluzione che garantisce una maggiore efficienza del sistema, massimizzando l'energia prodotta. Sulla struttura meccanica degli inseguitori sono montati i pannelli fotovoltaici; il movimento automatico permette ai pannelli di essere sempre orientati in modo ottimale rispetto al sole, limitando così le perdite per effetto della riflettività. La stessa struttura è realizzata appositamente per accogliere i moduli fotovoltaici con le caratteristiche di tenuta al vento necessarie per la zona d'installazione. Convert Italia ha realizzato inoltre i componenti ausiliari dell'impianto come i quadri e gli inverter, i quali occupano una superficie

trascurabile rispetto al resto dell'impianto, e sono collocati in appositi locali tecnici posti a pochi metri dai sottocampi fotovoltaici. Tutti i collegamenti elettrici principali hanno una posa interrata e sono accessibili attraverso pozzetti posti ad una distanza massima di trenta metri l'uno da l'altro.

3.3 Inseguitore Mx1: caratteristiche e tecnologia

L'inseguitore monoassiale Mx1 [2] è caratterizzato da una tipologia d'inseguimento azimutale su singolo asse con sistema di controllo autoconfigurante basato sul programma astronomico "PC tracker" con backtracking per il controllo dell'ombreggiamento reciproco. Il range di rotazione va da + 60° a -60° con un errore massimo d'inseguimento di $\pm 1,87^\circ$. Il sistema di azionamento è caratterizzato da un attuatore lineare da 230 V con grado di protezione IP55 controllato da un quadro centrale in grado di comunicare con 210 inseguitori (*Tabella 3-1*).

Tabella 3-1

Dati generali	
Tipologia d'inseguimento	Azimutale su singolo asse
Tilt dell'asse di rotazione	0°
Azimut ottimale dell'asse di rotazione	0° (SUD)
Range di rotazione	da + 60° a - 60°
Incremento produzione energia rispetto a impianto fisso con orientamento ottimale	+20% @ fattore di occupazione 0,32
Algoritmo di inseguimento	Orologio astronomico con back tracking
Movimentazione	Attuatore lineare alimentato a 230Vca
Sistema di controllo	Centralizzato con schede di controllo a bordo inseguitore
Errore d'inseguimento	$\pm 1,87^\circ$ (-0.05% in potenza)
Superficie fotovoltaica massima	62 m ²

Gli inseguitori Mx1 hanno un'altezza massima dal bordo superiore dei moduli di 1,8 m, una lunghezza di 36 m, pesano 600 kg (senza moduli) e sono fatti di acciaio zincato a caldo; resistono ad un carico del vento di 97 km/h con area massima dei moduli fotovoltaici e 195 km/h con area ridotta. La potenza fotovoltaica installabile per ogni inseguitore è di 8,4 kWp (*Figura 3-2*).

MECCANICA	
Altezza massima dal bordo superiore dei moduli	1,8 m
Lunghezza singolo inseguitore	36 m
Peso (senza moduli)	600 Kg
Materiale	Acciaio zincato a caldo
Superficie d'installazione	Terreno: tramite fondazioni in CLS, zavorra, micropali, fondazioni a vite.
Giunto di rotazione	A bronzina lubrificata
Massima velocità del vento ammissibile	97 km/h con area massima dei moduli fv; 195 km/h con area moduli fv ridotta;
ELETTRICA	
Potenza fotovoltaica installabile per singolo inseguitore	8,2 kWp (con moduli da 240 W)
Potenza fotovoltaica massima d'impianto	1,7 MWp

Figura 3-2 Meccanica ed Elettrica di un inseguitore Mx1

L'algoritmo di inseguimento è basato sul cosiddetto orologio astronomico, ovvero, spiegato in maniera del tutto generale, un orologio che mostra, in aggiunta all'ora corrente, informazioni di carattere astronomico. Queste possono includere la posizione del Sole e della luna nel cielo, l'età e la fase della luna, la posizione del Sole sull'eclittica e l'attuale segno zodiacale, il tempo siderale e altri dati come i nodi lunari, utili nella predizione delle eclissi ed una mappa celeste rotante. Nel nostro caso, ovviamente, sarà di interesse solamente la posizione del Sole nel cielo, con la quale, tramite un apposito algoritmo, si potrà comandare il movimento degli inseguitori al fine di ottimizzare la captazione. Si analizzano i pro e i contro di questa soluzione rispetto ad una che utilizza sensori di irraggiamento:

PRO:

- Basso errore di puntamento anche con tempo variabile;
- insensibile all'invecchiamento, polveri, deiezioni;
- uniforme posizionamento inseguitori;
- assenza ombreggiamento;
- massima efficienza con radiazione diretta;
- minor frequenza guasti;
- ridotto consumo energetico;

- ridotta usura motore.

CONTRO

- Basso rendimento con cielo nuvoloso;
- grande sensibilità rispetto agli errori di configurazione iniziale.

Sugli inseguitori Mx1 si effettuano i seguenti test di affidabilità:

- Test di corrosione motore in nebbia salina;
- ciclo accelerato di usura meccanica equivalente a 40anni di funzionamento;
- collaudo statico con prove di carico.

3.4 Assorbimenti e consumo energetico del motore e del sistema di controllo

Il sistema necessario per il controllo e la movimentazione dei moduli fotovoltaici è composto da:

- Sistema di controllo centrale;
- scheda elettronica di comando locale;
- motore elettrico.

Per quanto riguarda il sistema di controllo centrale, sono stati misurati i seguenti assorbimenti orari:

- Assorbimento PC = 34 W;
- Assorbimento porta multiseriale = 10 W;
- Assorbimento UPS = 100 W;
- Assorbimento scheda PLC = 8 W;
- Assorbimento display = 10 W.

Per un totale di 162 W all'ora. Da questi è possibile calcolare i consumi annuali:

$$62 \text{ W} \cdot 24 \text{ h} \cdot 365 \text{ giorni} = 1419.12 \text{ kWh}$$

ovvero, se si divide per il numero di inseguitori presenti nel parco si ottiene il consumo annuale del sistema di controllo rispetto al numero di inseguitori usati. Nel

caso di Toscana, essendo pari a 115 il numero di inseguitori, tale consumo è di 12.34 kWh l'anno. Il sistema di controllo centrale può gestire fino a 1.8 MWp.

In *Figura 3-3* è riportata un'immagine dell'armadio di controllo e, a fianco, una tabella con le sue caratteristiche principali.



Armadio di controllo	
Dimensioni	600x600x2000mm Standard Rack 19"
Visualizzazione	Display LCD 15"
Alimentazione	230Vca sotto UPS
Interfacce	Tastiera e mouse touchpad 32 porte seriali RS485 2 porte USB Ethernet con hub interno 5 porte
Elaboratori	2 PC industriali intel celeron 1 GHz 2 memorie RAM 1GB 2 HDD 40 GB Fan less
Dispositivi esterni interfacciabili	Inverters PV Contatori Sensore irraggiamento Sensore temperatura aria esterna Sensore vento Sensore precipitazione liquidi Sensori fumo Sensori temperatura celle Antifurto

Figura 3-3 Armadio di controllo

Ogni inseguitore è mosso da un attuatore lineare alimentato a 24 V. Ognuno di essi è comandato da una scheda elettronica di comando locale e, a monte di tutte queste, vi è il controllo centrale in cui è presente, tra le altre cose, l'orologio astronomico. Sono stati misurati i consumi relativi alle schede elettroniche: esse assorbono poco meno di 0.09 A/h a 24 V in modo continuativo; tale assorbimento è sostanzialmente indipendente dallo stato di accensione e spegnimento del motore. Il consumo annuale della singola scheda è pertanto:

$$0.09 \cdot 24 V \cdot 24 h \cdot 365 \text{ giorni} = 18.922 \text{ kWh.}$$

Tutti i motori assorbono 300 W rispetto ai 340 W nominali, sono in grado di sviluppare una forza di 6000 N in condizioni di funzionamento normale e 8000 N in caso di emergenza. La loro velocità è di 1.1 mm/s. Per calcolare il consumo di ogni motore occorre analizzare il ciclo di lavoro del motore stesso. Gli attuatori, per mezzo di un pistone, agiscono sulle vele dove sono posizionati i moduli fotovoltaici (la singola vela con i moduli è indicata anche come pannello fotovoltaico) modificando periodicamente nel corso della giornata il loro angolo rispetto al suolo.

Nel grafico di *Figura 3-4* è riportato l'andamento esatto impresso da ogni motore del parco di Tuscania. Di notte, in assenza di irraggiamento, i pannelli sono inclinati rispetto al suolo di -20° , così facendo non si corre il pericolo che oggetti estranei si depositino sui moduli (es. neve, sporcizia); all'alba, in un orario diverso a seconda del giorno e del periodo dell'anno, il sistema si pone in posizione orizzontale implementando il cosiddetto processo di backtracking che ha lo scopo di ridurre gli ombreggiamenti tra file parallele. In seguito comincia il vero e proprio inseguimento del Sole (che durerà dalle sette alle otto ore circa): da 0° il motore sposterà i pannelli fino a una posizione di -57° (Sole è a est) e per tutto l'arco del giorno si muoverà a scatti fino a raggiungere l'estremo opposto di rotazione, ovvero $+57^\circ$ (Sole ad ovest). A questo punto, l'inseguitore porterà i pannelli in posizione orizzontale (sempre per il backtracking) ed infine, a -20° nella posizione iniziale notturna. Detto ciò, si possono calcolare i gradi totali compiuti dall'inseguitore:

$$20^\circ \cdot 2 + 57^\circ \cdot 4 = 268^\circ \text{ al giorno}$$

e quindi, i consumi del motore. Sapendo che l'attuatore ha una corsa completa di 114° (57° per 2) ai quali corrisponde uno spazio di 300 mm del pistone, lo spazio (in millimetri) compiuto quotidianamente dal pistone è :

$$\frac{300 \text{ mm} \cdot 268^\circ}{114^\circ} = 705.26 \text{ mm.}$$

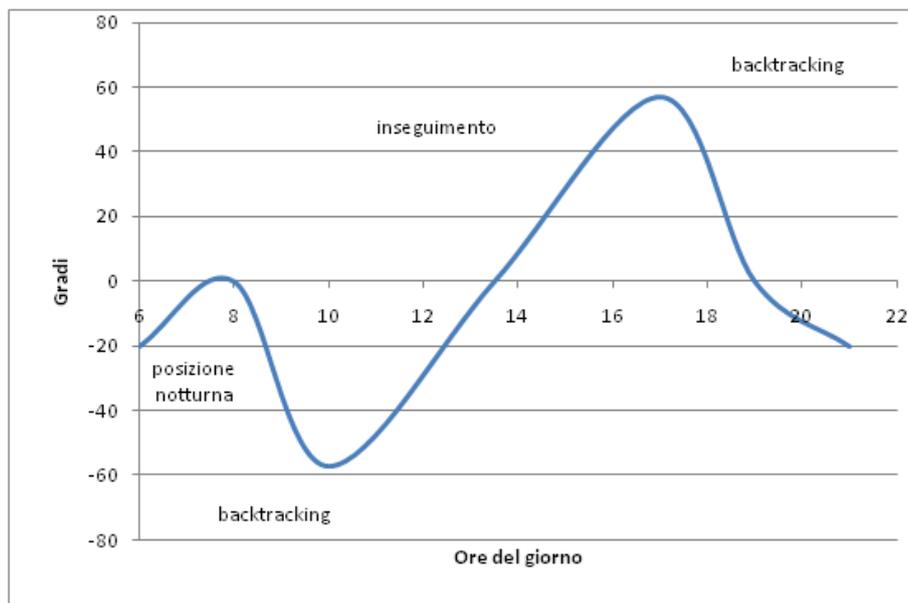


Figura 3-4 Andamento giornaliero del motore

La velocità del motore è di 1.1 mm/s, per cui esso si muoverà complessivamente per $\frac{705.26 \text{ mm}}{1.1 \text{ mm/s}} = 641 \text{ s}$ ogni giorno, ovvero 0.178 h.

I consumi di ogni motore sono quindi pari a:

$$0.178 \text{ h} \cdot 300 \text{ W} \cdot 365 \text{ giorni} = 19.491 \text{ kWh l'anno.}$$

3.5 Consumo energetico degli inseguitori con riferimento al parco di Toscana

Il parco fotovoltaico di Toscana, come già visto, ha una potenza di 800 kWp distribuita su nove campi, i primi otto dei quali di potenza 50 kWp ciascuno, e uno da 400 kWp. Ci sono complessivamente 2280 moduli montati su 115 inseguitori monoassiali (ogni inseguitore movimentata 40 moduli con una produzione pari a circa 7,4 kWp cadauno) (Figura 3-5).

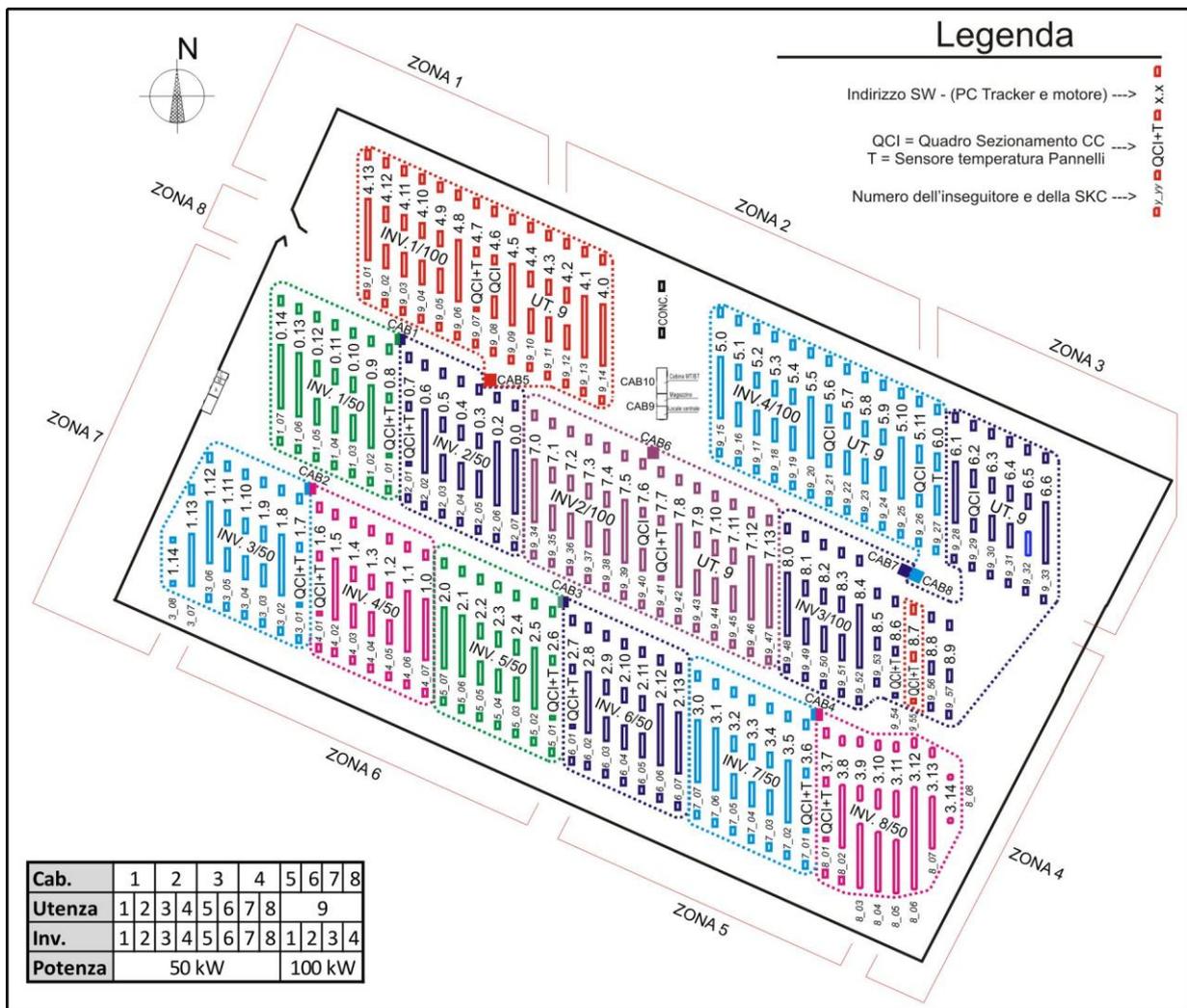


Figura 3-5 Mappa del parco fotovoltaico di Toscana

Nell'immagine è mostrata la disposizione dei vari campi, degli inseguitori, dei motori, dei quadri di sezionamento e dei sensori di temperatura dei pannelli. Nell'impianto di Tuscania gli inseguitori movimentano al massimo 40 moduli con una produzione pari a circa 7,4 kWp cadauno. In realtà sarebbe possibile montare due moduli in più per ogni inseguitore, arrivando così ad avere una potenza di 7,7 kWp cadauno. Se poi, si montassero dei moduli con un valore di efficienza massima, in termini di spazio occupato, disponibili in commercio attualmente (circa 140 W/m²), si arriverebbe ad una potenza per inseguitore di 8,28 kWp con una potenza totale dell'intero parco di 1,8 MWp. Tale valore rappresenta anche il valore massimo di potenza ammissibile dal sistema di controllo centrale.

L'obiettivo, che verrà sviluppato nel prossimo capitolo, è quello di calcolare l'energia prodotta al netto dei consumi, stimare questi ultimi rispetto all'incremento della produzione che si ha (o si dovrebbe avere) utilizzando gli inseguitori piuttosto che i moduli fissi, e, utilizzando gli indici PR (Performance Ratio) e TF (Fattore di Trasposizione), valutare l'efficienza dell'impianto FV e la convenienza di utilizzare inseguitori solari.

Per prima cosa devono quindi essere calcolati i consumi necessari alla movimentazione delle vele per ogni campo. Con riferimento a Tuscania, a partire dai dati indicati nel precedente paragrafo, si ha:

- Consumi del motore: 19.491 kWh/anno;
- Consumi scheda di comando locale elettronica: 18.922 kWh/anno;
- Consumi scheda di comando centrale 12.340 kWh/anno.

Sommando i consumi e moltiplicandoli per il numero di inseguitori di ogni campo si otterrà l'energia totale consumata per la movimentazione dei moduli.

I nove campi avranno un numero di inseguitori N_{ins} il cui valore minimo sarà dato da:

$$N_{ins} \geq \frac{\text{potenza campo}}{\text{potenza inseguitore}}$$

È possibile infatti, data la conformità del terreno su cui è installato l'impianto, che alcuni inseguitori portino un numero inferiore di moduli rispetto alla loro massima capacità.

Per ogni campo da 50 kW si avranno in media 7 inseguitori, mentre per il campo da 400 kW ce ne saranno 57, per un totale, come già detto, di 115.

Ora è possibile calcolare i consumi:

campi 1÷8:

$$c = (19.491 + 18.922 + 12.340) \cdot 7 = 355.271 \frac{kWh}{anno}$$

campo 9:

$$c = (19.491 + 18.922 + 12.340) \cdot 57 = 2892.921 \frac{kWh}{anno}$$

Per avere i consumi giornalieri basterà dividere quelli annuali per 365 giorni, così sarà poi possibile sottrarli giorno per giorno all'energia prodotta:

campi 1÷8:

$$c_{giorn} = \frac{355.271}{365} = 0,973345 \frac{kWh}{giorno}$$

campo 9:

$$c_{giorn} = \frac{2892.921}{365} = 7.9258 \frac{kWh}{giorno}$$

Si è anche calcolata la suddetta energia per ogni mese del periodo considerato, e poi per l'intero periodo stesso, cioè un anno (*Tabella 3-6*)

Tabella 3-6 Consumi giornalieri, mensili e annuali

Consumi		Campi 1÷8 P=50 kWp	Campo 9 P=400 kWp
Giornalieri [kWh]		0,973	7,926
Mensili [kWh]	giugno-2009	29,200	237,774
	luglio-2009	30,174	245,700
	agosto-2009	30,174	245,700
	settembre-2009	29,200	237,774
	ottobre-2009	30,174	245,700
	novembre-2009	29,200	237,774
	dicembre-2009	30,174	245,700
	gennaio-2010	30,174	245,700
	febbraio-2010	27,254	221,922
	marzo-2010	30,174	245,700
	aprile-2010	29,200	237,774
	maggio-2010	30,174	245,700
Annuali [kWh]		355,271	2892,921

BIBLIOGRAFIA

[1] www.convertitalia.com

[2] Datasheet “CONVERT ITALIA MX1 INSEGUITORE MONOASSIALE PER GRANDI IMPIANTI FOTOVOLTAICI”
Brevetto italiano del 2007 n. RM2007A000683 (Inseguitore monoassiale con orologio astronomico e backtracking).

4. ANALISI DEL PERFORMANCE RATIO E DEL FATTORE DI TRASPOSIZIONE

4.1 Definizione di Performance Ratio (PR) e di Fattore di Trasposizione (TF)

Il *Performance Ratio* PR è uno degli indici delle prestazioni di un impianto fotovoltaico definiti dalla norma CEI EN 61724 e IEA PVPS Task II; è una quantità adimensionale che indica la porzione di energia (giornaliera/mensile/annuale) netta in uscita dall'intero sistema fotovoltaico rispetto a quella teorica in ingresso dal campo fotovoltaico. Il PR non rappresenta la quantità di energia prodotta, infatti sistemi con basso PR in un sito con elevato irraggiamento possono produrre più energia di un sistema con alto PR localizzato in un luogo con scarso irraggiamento, ma l'efficienza complessiva di tutti i dispositivi necessari al funzionamento dell'impianto in condizioni reali di funzionamento. Dal punto di vista analitico esso si può esprimere nel modo seguente:

$$PR = \frac{E}{Y_r \cdot P}$$

Dove E è l'energia prodotta in un certo intervallo di tempo (noi si considera il giorno, il mese e l'anno), P è la potenza di picco dell'impianto oggetto di studio (50 kW per i primi otto campi e 400 kW per il nono campo) e Y_r è l'integrale dell'irraggiamento nel periodo di tempo considerato, rispetto all'irraggiamento G_0 nelle condizioni STC.

Il *Fattore di Trasposizione* TF è un altro importante indice legato ai sistemi a inseguimento, e si presenta come un indice adimensionale dato dal rapporto tra l'energia solare incidente in un periodo di tempo su di un piano differentemente orientato e inclinato rispetto a quella incidente sul piano orizzontale :

$$TF = \frac{Y_r}{Y_{rg}}$$

Esso indica la maggiore quantità di energia che è possibile captare con un'inclinazione e un orientamento dei moduli rispetto a quella captabile con i moduli sul piano orizzontale.

4.2 Valori tipici misurati di PR negli impianti FV

Allo scopo di comparare i risultati ottenuti con riferimento all'impianto sito in Toscana, nel seguito viene presentata una panoramica relativa ai valori di PR misurati da diversi enti/centri di ricerca reperibili in bibliografia. È importante sottolineare che i valori di PR nel seguito riportati sono calcolati secondo quanto indicato dalla normativa CEI EN 61724 e sono comprensivi di tutti i fenomeni che

possono ridurre la produzione di un impianto fotovoltaico (malfunzionamenti dei componenti, cattiva qualità della rete elettrica, ombreggiamenti, ecc.)

Un primo riferimento è costituito dalle pubblicazioni relative ai dati collezionati e elaborati dal Photovoltaic Power Systems Programme dell'International Energy Agency (un programma collaborativo di ricerca e sviluppo creato all'interno della IEA che riguarda progetti nell'ambito delle applicazioni per la produzione di elettricità attraverso la tecnologia fotovoltaica) che si basa su dati di numerosi impianti fotovoltaici distribuiti in tutto il mondo.

In particolare considerando il riferimento [1], che valuta sia impianti di tipo residenziale sia centrali fotovoltaiche distribuiti in 17 differenti nazioni e costruiti tra il 1983 e il 2006, si può osservare, dai dati forniti che fanno riferimento a campagne di monitoraggio degli ultimi 15 anni, che il PR raggiunge solo in pochi casi valori dell'88%. Il 35% degli impianti monitorati hanno un PR compreso tra il 72,5% e il 77,5% (Figura 4-1). Il valore medio del PR cresce da 0,68, per gli impianti costruiti nel 1994, a 0,72 per quelli costruiti nel 2004 (Figura 4-2).

Analizzando i dati riferiti alla produzione dei 15 più grandi impianti FV, nei quali la potenza di picco varia tra i 114kW e i 3000kW, presenti nel database del PVPS IEA [2], si osserva una significativa variabilità del PR: il valore medio annuale è pari al 0,66, il migliore ha un valore pari al 0,81 (Tabella 4-1).

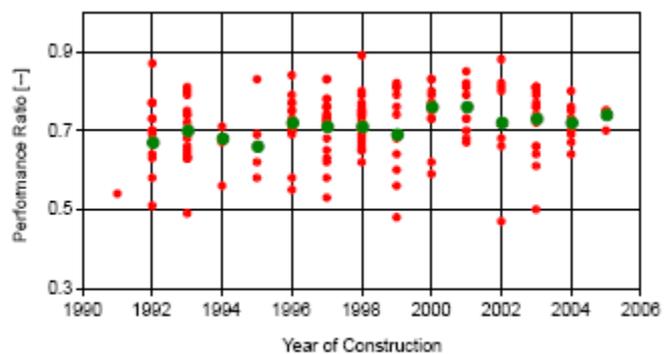
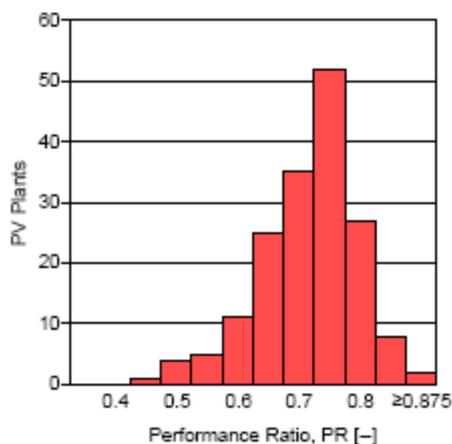


Figura 4-1 Distribuzione del PR rispetto al numero degli impianti monitorati

Figura 4-2 Andamento del PR in funzione dell'anno di costruzione dell'impianto

Tabella 4-1 PR dei 15 impianti più grandi presenti nel IEA PVPS Database

Rank	System	Country	Size (kWp)	Year Installed	Year of Data	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1	Serre (1-9), 3 MW, Ita	Italy	2,970	1993	2000	0.69	0.75	0.74	0.63	0.69	0.67	0.69	0.68	0.70	0.72	0.70	0.69	0.690
2	Munich Trade Fair, 1	Germany	1,016	1997	2004	0.56	0.76	0.83	0.83	0.82	0.82	0.79	0.79	0.81	0.82	0.82	0.74	0.800
3	Vasto, 1MW, Italy	Italy	1,002	1993	2005	0.64	0.83	0.80	0.84	0.62	0.80	0.72	0.66	0.62	0.71	0.62	0.63	0.710
4	WANKDORF, 855 kW,	Switzerland	855	2005	2006	0.86	0.89	0.62	0.79	0.85	0.82	0.79	0.83	0.83	0.85	0.87	0.84	0.810
5	Miyakojima PV plant	Japan	750	1992	1996	0.64	0.64	0.56	0.58	0.65	0.62	0.65	0.63	0.27	0.60	0.64	0.62	0.580
6	MtSOLEIL, 555 kW, Sw	Switzerland	555	1992	2006	0.75	0.77	0.64	0.71	0.65	0.38	0.75	0.74	0.77	0.77	0.74	0.76	0.690
7	DELPHOS1, 308 kW, It	Italy	308	1986	2005	0.47	0.47	0.46	0.53	0.51	0.42	0.41	0.43	0.42	0.08			0.380
8	DELPHOS2, 298 kW, It	Italy	298	1992	1997	0.53	0.60	0.51	0.55	0.56	0.49	0.45	0.44	0.52	0.53	0.26	0.35	0.500
9	Nieuw_Sloten_A	Netherlands	214	1997	1998	0.80	0.83	0.82	0.81	0.75	0.75	0.75	0.71					0.760
10	Kyocera Corporation,	Japan	214	1997	2001	0.91	0.75	0.60	0.46	0.35	0.35	0.31	0.37	0.50	0.72	0.99	1.06	0.540
11	200kW Pwr Suppl fo,	Japan	208	1988	1989	0.69	0.59	0.64	0.31	0.37	0.70	0.64	0.62	0.61	0.41			0.560
12	PVNB220, 205 kW, Nl	Netherlands	205	1998	2000	0.78	0.83	0.80	0.81	0.80	0.78	0.80	0.80	0.78	0.79	0.77	0.00	0.800
13	Ho-oh High School	Japan	151	1996	2000	0.47	0.52	0.56	0.60	0.64	0.64	0.63	0.60	0.44	0.50		0.45	0.560
14	SUGLIO_R	Switzerland	146	1997	1999	0.78	0.73	0.76	0.78	0.78	0.76	0.76	0.76	0.77	0.77	0.75	0.63	0.760
15	EMS, 114 kW, Switzer	Switzerland	114	2005	2006	0.80	0.81	0.78	0.71	0.74	0.71	0.69	0.73	0.74	0.76	0.78	0.79	0.740
		Top 15 Average	600	1995	2001	0.69	0.72	0.67	0.66	0.65	0.65	0.66	0.65	0.63	0.65	0.72	0.63	0.659
		Max:	2,970	2005	2006	0.91	0.89	0.83	0.84	0.85	0.82	0.80	0.83	0.83	0.85	0.99	1.06	0.81
		Min:	114	1986	1989	0.47	0.47	0.46	0.31	0.35	0.35	0.31	0.37	0.27	0.08	0.26	0.00	0.38
		Max-Avg:				+32%	+24%	+23%	+27%	+30%	+27%	+22%	+27%	+32%	+32%	+37%	+68%	+23%
		Min-Avg:				-32%	-35%	-32%	-53%	-46%	-46%	-53%	-43%	-57%	-88%	-64%	-100%	-42%

Dalla pubblicazione [3] si può ricavare che per un impianto di grandi dimensioni, il PR misurato nel 2007 relativamente a un sistema fotovoltaico *grid connected* localizzato sull'isola di Creta con una potenza di picco di 172kWp, con pannelli al silicio policristallino, e in funzione dal 2002 è compreso tra il 58 e il 73% con un valore annuo pari a circa il 67%.

Il lavoro [4] si riferisce invece al monitoraggio biennale (da agosto 2003 a luglio 2005) di un impianto da 5kWp in silicio amorfo. In tal caso il PR varia tra 0,59 e 0,83 con un valore annuo pari a 74% nel primo anno e 71% nel secondo anno.

Infine, alcuni dati significativi:

- gli studi attuali per il calcolo del ciclo di vita dei moduli FV considerano un PR di 0,75 per impianti su falda e 0,8 per impianti a terra [5] e [6];
- i bandi per finanziamenti pubblici fissano un valore minimo per il PR di 0,75;
- uno dei più diffusi programmi [7] per la stima della produzione di energia da impianto fotovoltaico utilizza come PR presunto il valore di 0,77.

Dall'analisi dei dati sopra riportati considerando le installazioni più recenti, i valori tipici di PR per grandi impianti ben monitorati e mantenuti sono compresi nell'intervallo 0,75-0,82, considerando ottimi i PR > 80 %.

4.3 Valori di energia a Tuscania ricavati con PVGIS

Allo scopo di validare i valori della radiazione solare annuale misurati sul piano orizzontale e sul piano parallelo all'asse dei moduli nel sito di Tuscania, essi verranno confrontati con i valori forniti dal software PVGIS [8] messo a disposizione dal Joint Research Centre della Commissione Europea. Questo software utilizza principalmente, come dati di ingresso per il calcolo della radiazione solare, quelli disponibili nell'atlante europeo della radiazione solare ATLAS, il cui database è stato sviluppato dall'elaborazione dei dati rilevati da molteplici stazioni meteorologiche sparse sul territorio europeo durante l'intero periodo di tempo compreso tra il 1981 e il 1990. In particolare, i dati osservati nel suddetto periodo di tempo sono stati mediati al fine di ottenere la radiazione globale media su di un piano orizzontale e interpolati nello spazio per ottenere delle mappe isoradioattive che caratterizzassero l'intero territorio europeo. Per quanto riguarda la valutazione della radiazione diffusa è stato sviluppato un algoritmo di calcolo basato su alcune formule empiriche, mentre per la radiazione diretta si è proceduto ad effettuare la differenza della radiazione globale e della radiazione diffusa. Al fine di determinare la radiazione solare su piani diversamente inclinati, è stato necessario implementare modelli matematici opportunamente validati con dati europei che, a partire dai valori di radiazione su di un piano orizzontale, hanno reso possibile la valutazione della grandezza in questione. La radiazione solare media giornaliera H_d e la radiazione media mensile H_m (in kWh/m²) fornite dal software PVGIS relative ad un impianto installato a Tuscania vengono riportate in *Figura 4-3*.

Fixed system: inclination=0°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	1.24	38.4	1.61	49.9
Feb	1.78	49.9	2.27	63.4
Mar	2.83	87.7	3.61	112
Apr	3.80	114	4.92	148
May	4.42	137	5.91	183
Jun	4.85	146	6.62	199
Jul	4.87	151	6.71	208
Aug	4.31	134	5.90	183
Sep	3.40	102	4.55	136
Oct	2.29	71.0	3.02	93.5
Nov	1.41	42.3	1.85	55.5
Dec	1.06	32.9	1.40	43.6
Yearly average	3.03	92.1	4.04	123
Total for year		1110		1470

Inclined axis tracking system inclination=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	1.86	57.6	2.25	69.9
Feb	2.51	70.3	3.08	86.2
Mar	3.89	121	4.88	151
Apr	5.10	153	6.57	197
May	5.82	181	7.77	241
Jun	6.40	192	8.72	261
Jul	6.55	203	8.99	279
Aug	5.87	182	7.99	248
Sep	4.81	144	6.35	190
Oct	3.30	102	4.22	131
Nov	2.10	63.1	2.61	78.2
Dec	1.63	50.4	1.99	61.7
Yearly average	4.16	127	5.46	166
Total for year		1520		1990

Figura 4-3 Radiazione solare media giornaliera H_d e Radiazione media mensile H_m sul piano orizzontale e sul piano dei moduli a Tuscania.

In particolare la prima tabella prende in considerazione un impianto fotovoltaico installato a terra e il cui asse dei moduli è perfettamente parallelo al terreno stesso. In questo caso la radiazione fornita coincide con la radiazione disponibile su un piano orizzontale alla latitudine del sito in questione. La seconda tabella considera invece un impianto con caratteristiche identiche al precedente ma dotato di un sistema di inseguimento solare avente peculiarità analoghe a quello realizzato dalla società Convert, ovvero un sistema di tracking monoassiale che permette alle stringhe di moduli installati in direzione nord-sud di seguire il movimento del sole nel suo spostamento da oriente verso occidente. Si riportano infine i valori della radiazione solare calcolati con PVGIS con riferimento ad un'inclinazione dei moduli di 30°, che corrisponde all'inclinazione ottima per un impianto a Toscana, sempre con riferimento ad un impianto situato nella cittadina viterbese (Figura 4-4).

Fixed system: inclination=30°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	2.05	63.6	2.54	78.6
Feb	2.49	69.6	3.13	87.6
Mar	3.46	107	4.45	138
Apr	4.11	123	5.39	162
May	4.35	135	5.91	183
Jun	4.60	138	6.36	191
Jul	4.72	146	6.58	204
Aug	4.53	140	6.28	195
Sep	4.05	121	5.47	164
Oct	3.14	97.4	4.12	128
Nov	2.25	67.4	2.84	85.2
Dec	1.84	57.1	2.29	71.0
Yearly average	3.47	106	4.62	141
Total for year		1270		1690

Figura 4-4 Radiazione solare media giornaliera H_d e Radiazione media mensile H_m con un tilt di 30° a Toscana.

Si nota come la radiazione solare effettivamente captabile con tilt pari a 30°, di valore pari a 1690 kWh/m², sia superiore rispetto a quella ottenuta con i moduli montati su di un piano orizzontale, a dimostrazione del fatto che alle latitudini in questione è vantaggioso inclinare i moduli rispetto al terreno.

Un altro utile riferimento per la valutazione delle performance dell'inseguitore è indicato in [9]. In particolare, un sistema del tipo implementato da Convert, a Toscana presenta una produzione di energia del 15-20% superiore rispetto a quella di un sistema fisso con moduli inclinati con tilt ottimo (Figura 4-5).

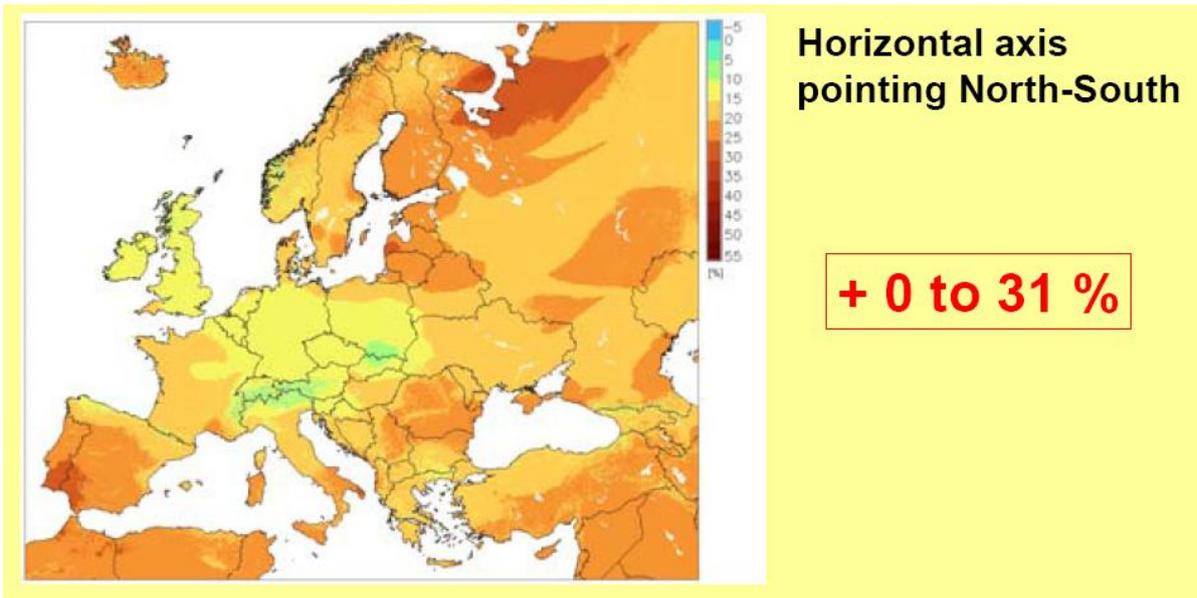


Figura 4-5 Incremento di produzione energetica con sistema a inseguimento a singolo asse con tilt 0° (fonte [1]).

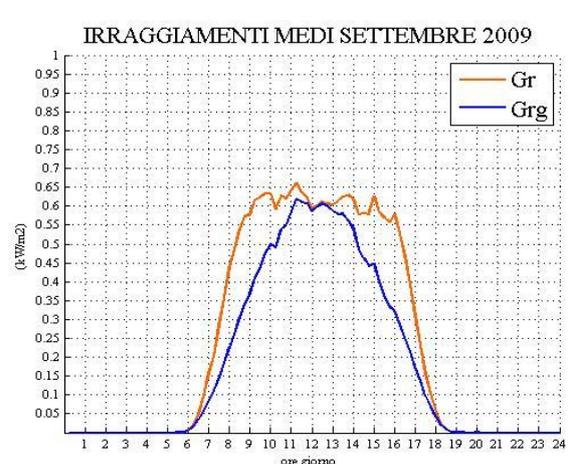
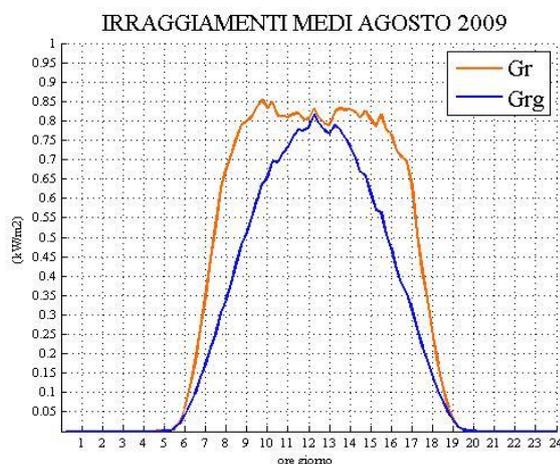
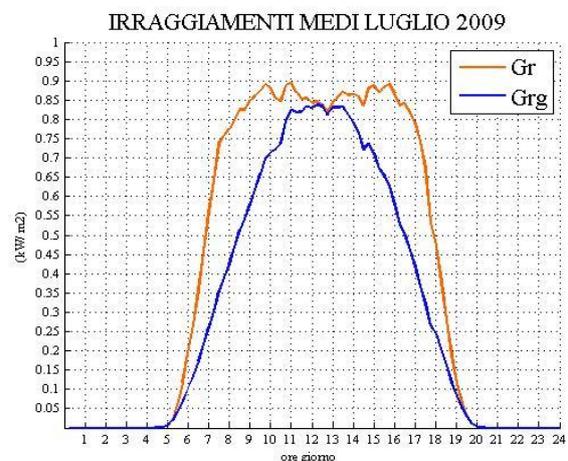
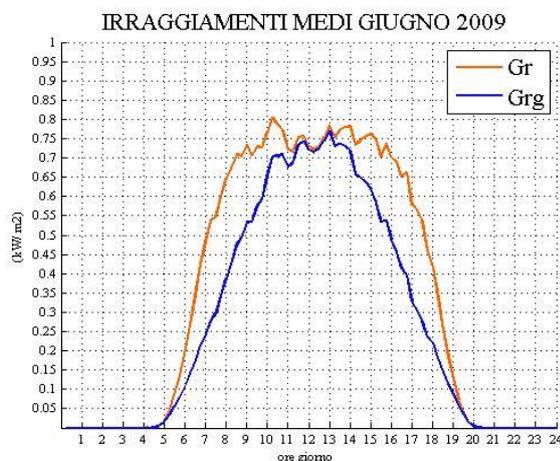
4.4 Radiazione solare effettivamente misurata

Il valore della radiazione solare annuale su di un piano orizzontale effettivamente misurato nell'impianto fotovoltaico di Toscana è di circa 1528 kWh/m². Si osserva che il valore di 1470 kWh/m² fornito dal software PVGIS si discosta dalla misurazione effettuata solamente del 4 %. La radiazione solare calcolata con PVGIS relativa ad un impianto dotato di sistema ad inseguimento monoassiale da est verso ovest e con moduli paralleli al terreno montati in direzione nord-sud era di 1990 kWh/m². La grandezza effettivamente riscontrata a seguito delle misurazioni è stata quantificata in 1975 kWh/m², mostrando uno scarto rispetto al database preso come riferimento di solamente lo 0.75 %. Il tutto è mostrato nella *Tabella 4-2*, in cui sono riportati i valori mese per mese della radiazione solare captata con inseguimento (H_r) e sul piano orizzontale (H_{rg}) nell'arco di tempo considerato. I dati fin qui riportati ci sono stati forniti dalla ditta Convert S.p.A tramite datasheet degli inseguitori e schede tecniche dei vari componenti. La suddetta ditta ci ha altresì fornito delle misure da loro effettuate tramite opportuni sistemi di monitoraggio (quali sensori, piranometri per misurare l'irraggiamento, ecc), relative all'energia E in kWh prodotta quotidianamente dall'intero campo, all'irraggiamento giornaliero G_r misurato su un modulo in movimento, e su un modulo fisso orizzontale G_{rg} . Sono state misurate e registrate dal sistema di controllo altre grandezze non strettamente necessarie per la presente trattazione, quali la temperatura esterna dell'aria, la velocità del vento, la temperatura dei moduli, la quantità di pioggia caduta nel periodo considerato e la quantità di inquinamento atmosferico. Tutte queste misurazioni si riferiscono all'arco di tempo che va da giugno 2009 a maggio 2010.

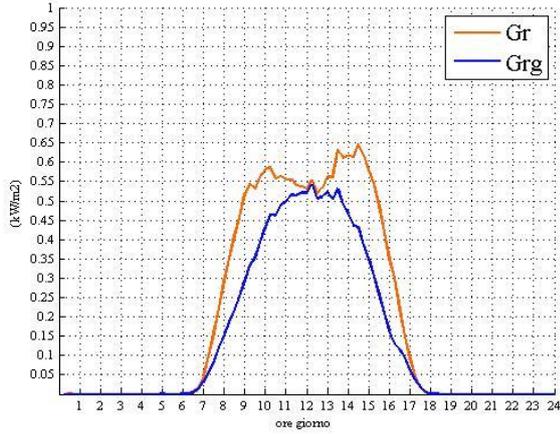
Tabella 4-2 Valori mensili di radiazione solare effettivamente misurati con inseguitore e sul piano orizzontale.

MESE	H_r [kWh/m ²]	H_{rg} [kWh/m ²]
giugno-2009	252,570	196,350
luglio-2009	303,986	228,687
agosto-2009	261,857	196,540
settembre-2009	173,580	133,350
ottobre-2009	146,661	108,469
novembre-2009	75,060	56,640
dicembre-2009	57,164	45,012
gennaio-2010	66,619	53,847
febbraio-2010	79,716	64,120
marzo-2010	145,855	115,165
aprile-2010	205,050	160,980
maggio-2010	207,080	169,570
Totale	1975,198	1528,730

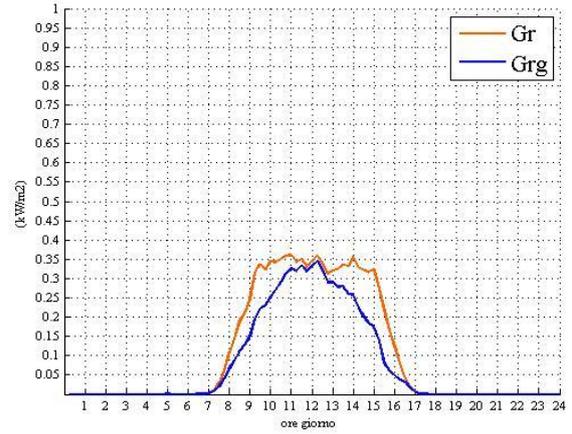
Utilizzando i dati dell'irraggiamento captato (Gr e Grg) misurati ogni quarto d'ora di ogni giorno da Giugno 2009 a Maggio 2010 è stato possibile valutare la radiazione solare captata del giorno medio in riferimento a tutti i dodici mesi del periodo di studio. I dati così calcolati sono stati poi diagrammati: sull'asse delle ascisse sono state riportate le ore del giorno, mentre su quello delle ordinate i valori di irraggiamento captato. È stato fatto un grafico per ogni mese e, sul medesimo grafico si sono diagrammati sia i valori di Gr che quelli di Grg, per avere un confronto anche visivo della differenza tra la soluzione fissa e quella ad inseguimento: si nota infatti molto bene la differenza tra l'una e l'altra (*Figura 4-6*). Con il sistema ad inseguimento l'area coperta dal grafico è maggiore di quella coperta dalla soluzione fissa. In un punto solo del grafico i due valori di irraggiamento saranno identici (a parte, di notte quando la radiazione captata è nulla), ovvero intorno a mezzogiorno, quando cioè i raggi solari saranno perfettamente perpendicolari al terreno e, quindi, i moduli montati sugli inseguitori saranno paralleli al suolo (come quelli fissi). Si nota molto bene anche la differenza di irraggiamento nei mesi estivi e in quelli invernali: Luglio risulta essere il mese con irraggiamento captato maggiore.



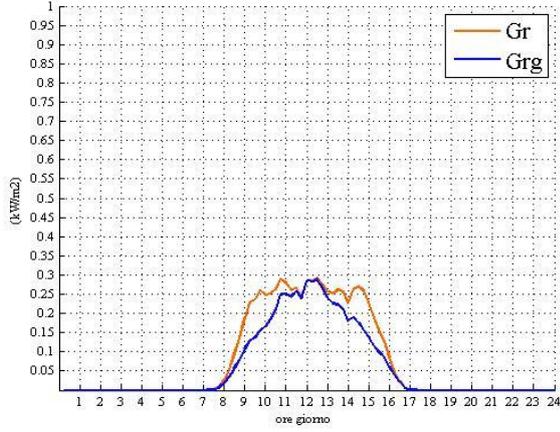
IRRAGGIAMENTI MEDI OTTOBRE 2009



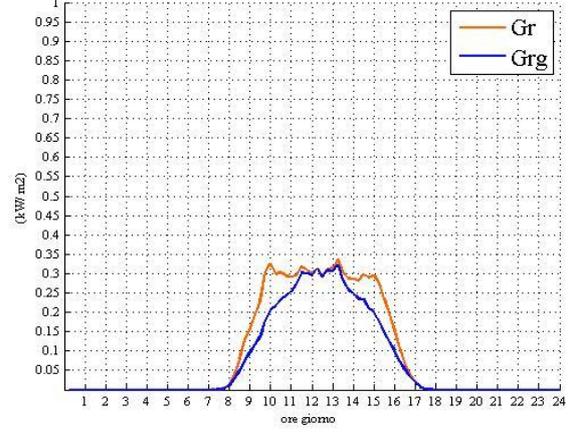
IRRAGGIAMENTI MEDI NOVEMBRE 2009



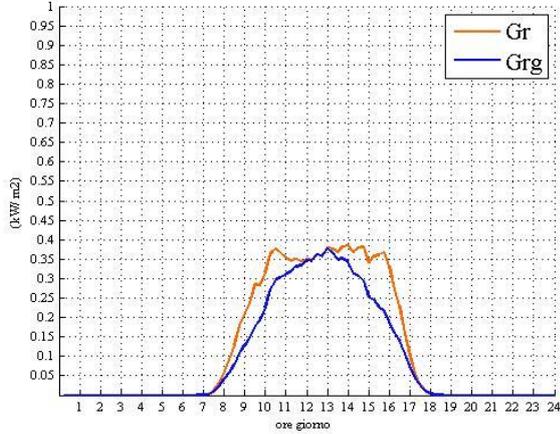
IRRAGGIAMENTI MEDI DICEMBRE 2009



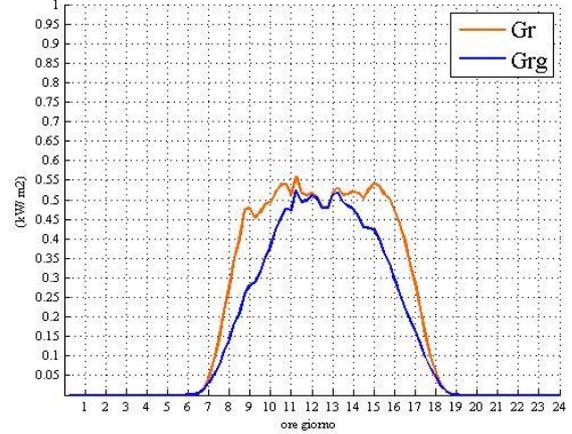
IRRAGGIAMENTI MEDI GENNAIO 2010



IRRAGGIAMENTI MEDI FEBBRAIO 2010



IRRAGGIAMENTI MEDI MARZO 2010



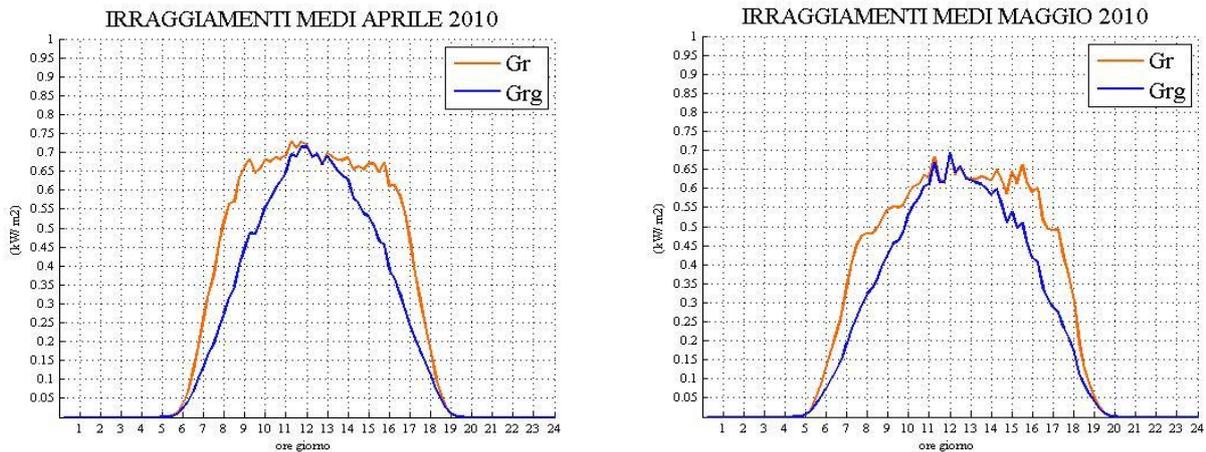


Figura 4-6 Rappresentazione grafica delle radiazioni solari medie mensili (continua dalla pagina precedente)

Nel diagrammare questi dati è stato necessario tenere conto dello sfasamento di ore dovuto all'applicazione dell'ora legale e solare. Nel periodo di tempo considerato, l'ora solare è entrata in vigore il 25 ottobre 2009 spostando le lancette dell'orologio indietro di un'ora (dalle tre alle due del mattino) e ha lasciato spazio all'ora legale la notte tra il 27 e il 28 marzo 2010 spostando in avanti l'orologio di un'ora. Questo implicherebbe uno sfasamento della scala delle ore sull'asse delle ascisse di un'ora nei mesi da giugno 2009 a ottobre 2009 e da aprile 2010 a maggio 2010, rispetto ai restanti mesi in cui vi è l'ora solare. Per non fare accadere ciò, è stato scelto di riportare tutti i dati in riferimento all'ora solare, traslando le ore sull'asse delle ascisse dei suddetti mesi in cui in vigore vi era l'ora legale indietro di una unità (cioè un'ora).

4.5 Calcolo del Performance Ratio PR

Il PR racchiude in sé tutti quei fattori che possono in qualche modo influire sull'energia prodotta da qualsivoglia sistema fotovoltaico, come, per esempio, la temperatura dei moduli, la riflettività, le perdite dei vari componenti e l'efficienza dell'inverter e del trasformatore [9]. Nel seguito vengono riportati i valori di PR calcolati a partire dai dati misurati sul sito di Tuscania con riferimento ai 9 diversi campi. In particolare vengono diagrammati, con riferimento all'anno considerato (da giugno 2009 a maggio 2010) i valori di PR mensili (Figura 4-7) e riportati in Tabella 4-3 il PR annuale e il valore minimo e massimo mensile raggiunto da ciascun campo.

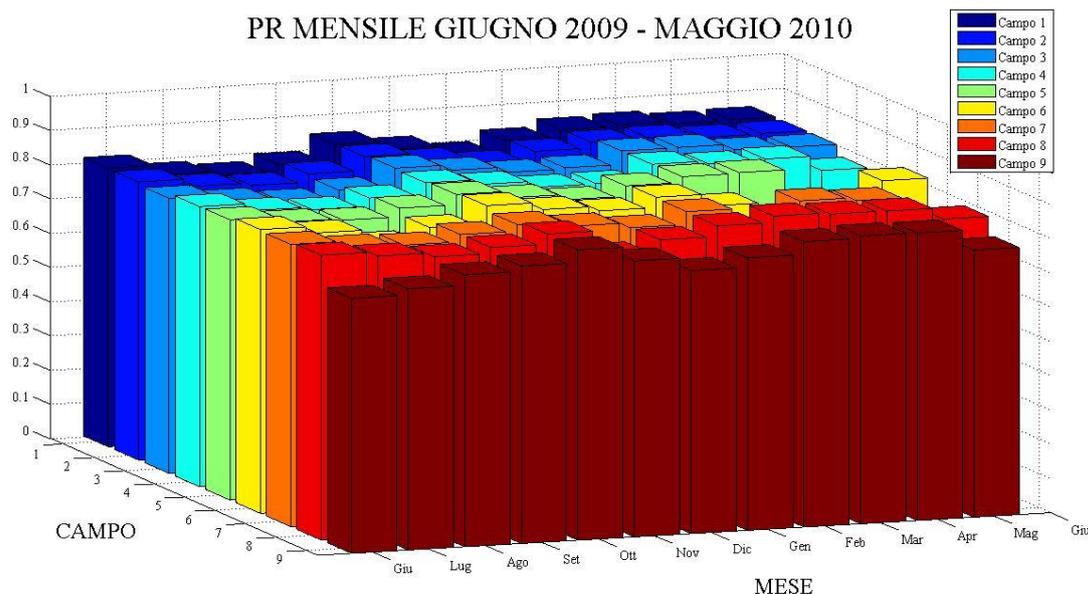


Figura 4-7

Tabella 4-3 Valori di PR mensili massimi e minimi per tutti i campi. Nella colonna del PR annuale è scritto in grassetto il PR massimo, mentre è sottolineato il PR minimo.

	PR minimo	mensile	PR mensile massimo	PR Giugno 2009 - Maggio 2010
Campo 1	0,7739		0,8538	0,8227
Campo 2	0,7816		0,8540	0,8191
Campo 3	0,7740		0,8646	0,8280
Campo 4	0,7891		0,8638	0,8268
Campo 5	0,7494		0,8688	0,8106
Campo 6	0,7610		0,8648	0,8146
Campo 7	0,7445		0,8640	0,8165
Campo 8	0,7833		0,8683	0,8362
Campo 9	0,7435		0,8467	<u>0,7953</u>

Il calcolo del PR effettuato con riferimento all'impianto di Toscana, in servizio da poco più di due anni, consente di effettuare le seguenti considerazioni:

- Per quanto riguarda il performance ratio annuale misurato è sempre superiore all' 81% per i campi dal numero 1 al numero 8;
- Il performance ratio con riferimento al Campo 9 (campo di grandi dimensioni con inverter centralizzato) è il più basso di tutti pur avvicinandosi al valore dell'80%. Questo è imputabile alla distanza del contatore di energia rispetto agli inverter che è molto maggiore rispetto agli altri campi.

- In ogni caso l'impianto oggetto di studio è un impianto con caratteristiche molto buone, sia dal punto di vista dei materiali utilizzati sia da quello della progettazione.

È importante sottolineare che l'anno qui monitorato è il secondo anno di vita dell'impianto e che statisticamente si considera che le prestazioni di un impianto FV scendono, in termini di PR, di circa l'1% annuo.

4.6 Calcolo del PR reale effettivo

Il calcolo del PR che è stato fatto non considera l'energia consumata dagli inseguitori per funzionare. I suddetti consumi (calcolati nel capitolo precedente) vengono adesso introdotti nel calcolo del PR così da poter confrontare i due valori di Performance Ratio ottenuti (con e senza consumi) e valutare l'entità di questa energia consumata. Analiticamente, la formula per il calcolo del PR diventa:

$$PR = \frac{E - c}{Y_r \cdot P}$$

I valori dei due diversi PR sono stati confrontati tramite la seguente formula:

$$\Delta PR\% = \frac{PR_{lordo} - PR_{netto}}{PR_{lordo}} \cdot 100$$

In cui vi è la differenza tra il PR lordo (senza cioè considerare i consumi) e quello netto, rispetto al PR lordo. Dai calcoli effettuati, per il campo 1, quotidianamente si riscontra che il $\Delta PR\%$ varia da 0,2% a 0,8%, tranne sporadici casi in cui supera l'1% fino addirittura ad arrivare poco oltre il 5%; mensilmente non supera l'1%, mentre il $\Delta PR\%$ annuale è riportato in tabella. Questo ci porta a concludere che i due PR considerati non si discostano molto l'uno dall'altro e quindi i consumi degli inseguitori sono molto ridotti, quasi trascurabili. Questo discorso vale anche per gli altri campi (Tabella 4-4 e Figura 4-8).

Tabella 4-4 Valori di PR con e senza consumi

	PR giugno 2009-maggio 2010 senza considerare i consumi	PR giugno 2009-maggio 2010 reali effettivi	Δ PR% giugno 2009-maggio 2010
Campo 1	0,8227	0,8191	0,4372
Campo 2	0,8191	0,8136	0,4401
Campo 3	0,8280	0,8122	0,4409
Campo 4	0,8268	0,8214	0,4360
Campo 5	0,8106	0,8063	0,4447
Campo 6	0,8146	0,8093	0,4425
Campo 7	0,8165	0,8110	0,4415
Campo 8	0,8362	0,8308	0,4311
Campo 9	0,7953	0,7898	0,4614

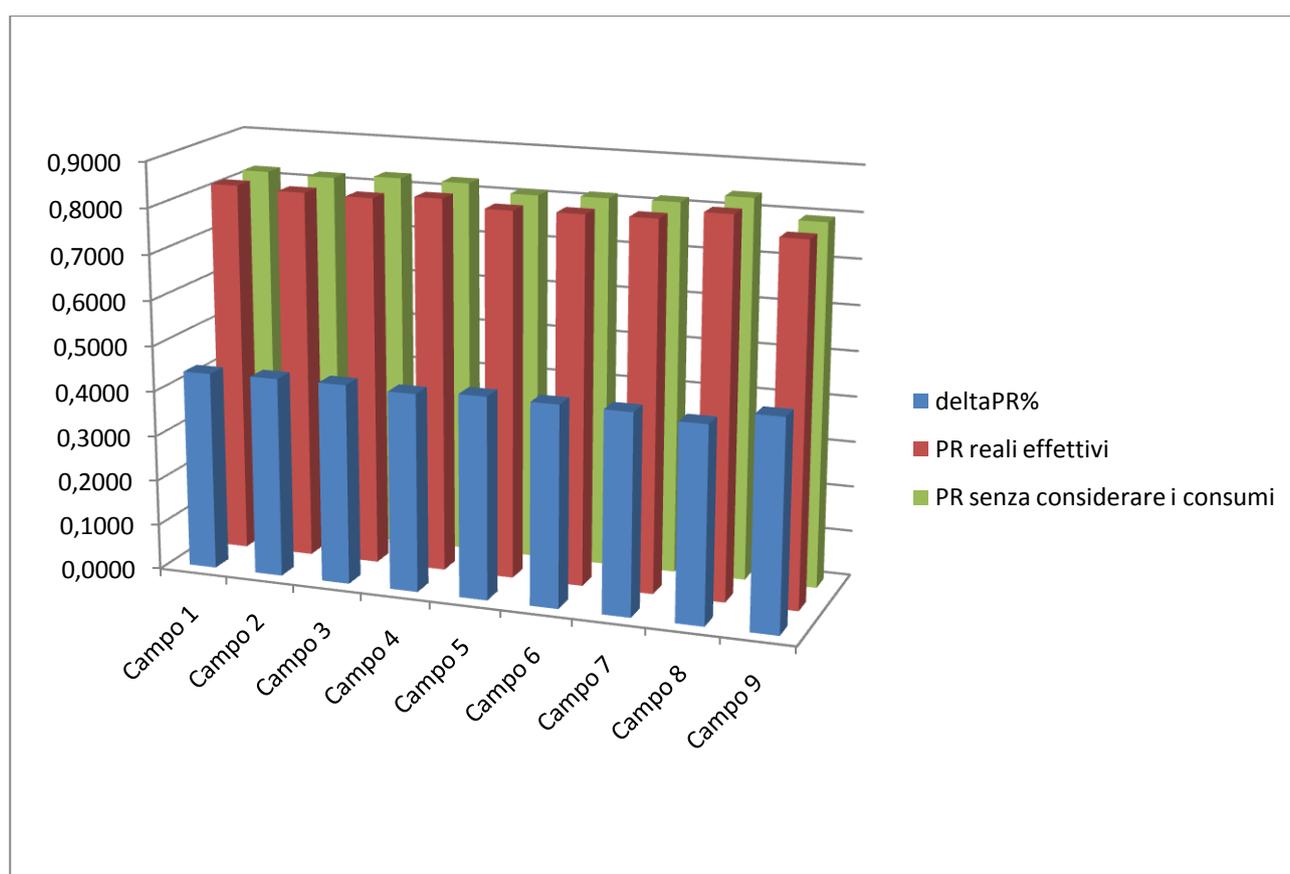


Figura 4-8 Rappresentazione grafica dei PR

È utile anche valutare la stima E_p dei consumi dei *solar trackers* calcolata rispetto all'incremento di produzione che si ha utilizzandoli al posto di una soluzione fissa (anche qui la valutazione è giornaliera, mensile e annuale). La formula utilizzata è:

$$E_p \% = \frac{\text{consumi}}{E_{ins} - E_f} \cdot 100$$

dove i consumi sono quelli già calcolati (giornalieri, mensili e annuali a seconda del periodo di tempo che si sta considerando), E_{ins} è l'energia prodotta dagli inseguitori depurata dei consumi e E_f è l'energia prodotta dagli stessi moduli del campo in assenza di inseguitori con piano dei moduli orizzontale. E_f si ricava per via analitica utilizzando la formula inversa del PR e con Y_{rg} al posto di Y_r , ovvero:

$$E_f = PR_f Y_{rg} P$$

PR_f è il Performance Ratio dei moduli fissi senza inseguitori. Non essendo in possesso di questo dato viene necessario ipotizzare che esso sia lo stesso PR dei moduli in presenza degli inseguitori, ossia quei valori di PR calcolati a partire dai dati inviati da Convert; questa potrebbe essere un'ipotesi azzardata che verrà in ogni caso discussa nel seguente capitolo, ma è necessaria se si vuole calcolare la suddetta stima. La potenza P utilizzata è quella di picco dei vari campi (50 kW o 400 kW).

Prendiamo come riferimento il campo 1: quotidianamente i valori ricavati per questa stima sono dell'ordine dell'1 %. Vi sono casi in cui si supera anche il 5 %, ma sono pochi, e casi in cui la stima è negativa: ciò vuol dire che $E_f > E_{ins}$ in quella particolare giornata; ciò può avvenire in caso di brutto tempo.

Mensilmente si nota che nei tre mesi estivi giugno, luglio e agosto la stima è inferiore all'1 %, mentre per tutti gli altri mesi sale sopra l'1 % fino a un picco di 4,35 % nel mese di dicembre, questo perché nei mesi estivi la produzione è maggiore di quella dei mesi invernali: circa i due terzi dei consumi dipendono dal controllo, il quale è lo stesso sia nei mesi caldi che in quelli freddi. È evidente quindi che se aumenta la produzione (mesi estivi) diminuirà la stima.

La stima annuale è riportata in *Tabella 4-5*.

Tabella 4-5

Campo	Stima %
1	1,9415
2	1,9544
3	1,9578
4	1,9361
5	1,9750
6	1,9650
7	1,9607
8	1,9140
9	2,0494

In conclusione si può dire che, su base annua, per movimentare gli inseguitori si perde circa il 2 % dell'incremento di energia. Siccome questo incremento, dovuto all'utilizzo degli inseguitori, è pari a circa il 29 %, l'energia persa rispetto all'energia prodotta sarà data da:

$$2 \% \cdot 29 \% = 0,0058$$

Cioè lo 0,58 % del totale.

4.7 Calcolo del Fattore di Trasposizione

Il TF è stato calcolato con riferimento ai valori misurati a Toscana. Tali valori vengono in seguito riportati. In particolare sono diagrammati i TF di ogni giorno (*Figura 4-9*) e quelli mensili (*Figura 4-10*).

TF GIORNALIERO GIUGNO 2009 - MAGGIO 2010

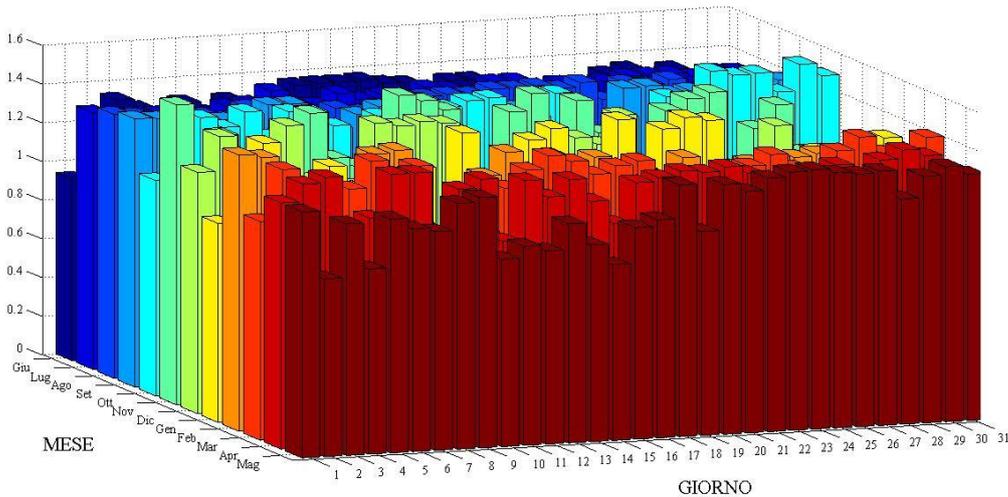


Figura 4-9

TF MENSILE GIUGNO 2009 - MAGGIO 2010

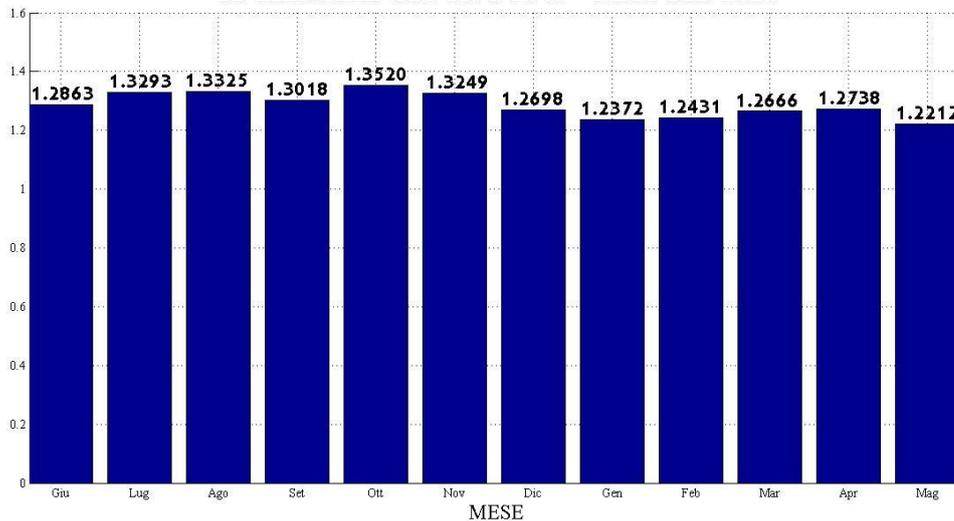


Figura 4-10

Il TF riferito a un anno, calcolato a partire dal mese di Giugno 2009 a Maggio 2010, è pari a 1,2921. Tale valore, considerando la configurazione geometrica implementata a Toscana (fattore di occupazione pari a 0,4) consente di affermare che il sistema di inseguimento è estremamente efficace [9], [10]. In conclusione si nota come il sistema di inseguimento installato permetta di incrementare notevolmente la radiazione solare captabile nel sito in questione. È utile confrontare la radiazione su di un piano inclinato di 30° con quella effettivamente captata dall'impianto situato in Toscana dotato di inseguitore monoassiale, al fine di valutare la maggiore quantità di energia captabile rispetto ad un'inclinazione ottimale dei moduli. Infatti, il fattore di trasposizione TF identifica la maggiore quantità di radiazione captabile da un impianto dotato di inseguitore rispetto a quella captabile da un impianto montato su di un piano orizzontale, ma il vero vantaggio dovuto all'installazione di un inseguitore è quantificabile solo confrontando l'energia captata con quella

disponibile in un impianto montato con un'inclinazione ottimale in riferimento alla latitudine del luogo in questione. Tale confronto porta alla conclusione che l'impianto con inseguitore monoassiale permette di incrementare la radiazione captabile del 17 % rispetto ad un impianto i cui moduli sono montati con inclinazione di 30° (inclinazione ottimale per il comune di Tuscania), rispettivamente 1975 e 1690 kW/m².

BIBLIOGRAFIA

- [1] T. Nordmann, L. Clavadetscher, U. Jahn, PV system performance and cost analysis, Proc. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 3-7 September 2007, Milano, Italy.
- [2] Performance Ratio for the 15 largest PV systems in the IEA PVPS Database (21-Aug, 2007).
- [3] E. Kymakis, S. Kalykakis, T. M. Papazoglou, Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete, Energy Conversion and Management, Vol. 50, 2009, pp.433-438.
- [4] Napat Watjanatepin, TWO – YEARS PERFORMANCE OF A 5 KWP AMORPHOUS SILICON GPV SYSTEM.
- [5] W.M. Fthenakis, E. Anselma, Photovoltaics Energy Payback times, Greenhouse Gas Emissions and External Costs: 2004-early 2005 Status, Progress in Photovoltaics: research and applications, vol.14, 2006, pp.275-280.
- [6] W.M. Fthenakis, H. C. Kim, E. Anselma, Emission from Photovoltaic life cycles, Environmental Science & Technology, Vol. 42, n.6, 2008, pp.2168-2174.
- [7] <http://www.nrel.gov/about/>, <http://www.pvwatts.org/>.
- [8] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php>.
- [9] Roberto Faranda, Moris Gualdoni, Sonia Leva, *Calcolo del Performance Ratio e del Fattore di Trasposizione dell'impianto FV sito in Toscana di proprietà della società Convert nel periodo 01/06/2009 31/05/2010*, Politecnico di Milano, Dipartimento di energia, pp. 1-15.
- [10] R. Faranda, M. Gualdoni, S. Leva, M. Monaco, A. Timidei, *Analysis of a PV System with Single-axis Tracking Energy Production and Performances*, Politecnico di Milano , Dipartimento di Energia.

5. CONFRONTO TRA LE PERDITE NEL BOS **IN UN SISTEMA FISSO E CON** **INSEGUITORI**

5.1 Introduzione

In questo capitolo si presterà particolare attenzione al rendimento del BOS (Balance of System). L'obiettivo è quello di esprimere in percentuale le perdite di energia che si hanno nell'impianto fotovoltaico, con particolare riferimento a tutto ciò che è presente a partire dai moduli fino alla connessione alla rete di distribuzione, dovute a diversi fattori, quali l'accoppiamento tra i vari moduli FV, i collegamenti con i convertitori, le perdite nei quadri, nei conduttori, ecc. Nel seguito, prima di eseguire l'analisi delle perdite, vengono sinteticamente descritti gli inverter per impianti fotovoltaici - allo scopo di definirne le curve tipiche di rendimento per analizzare le prestazioni dei sistemi di conversione - e dei cavi. Questi due costituiscono infatti gli elementi principali del BOS di un impianto fotovoltaico. Verrà infine presentato un confronto tra sistemi fissi e con inseguitori.

5.2 Sistema di conversione

Il sistema di conversione dell'energia da continua ad alternata è uno dei componenti fondamentali di un impianto fotovoltaico ed è, nel contempo, uno dei più difficili da dimensionare. La difficoltà nella scelta della taglia di un convertitore per un dato impianto nasce da due ordini di problemi che affliggono gli impianti fotovoltaici:

- il convertitore è una macchina a rendimento variabile in funzione della potenza di ingresso e quindi, se inserito in un impianto di potenza inopportuna, può trovarsi a lavorare per troppo tempo in condizioni di scarsa efficienza;
- la sorgente energetica è diversa in ogni località e, inoltre, è una grandezza variabile e aleatoria, infatti l'irraggiamento effettivamente disponibile dipende da condizioni non pre-determinabili.

Mentre la pratica comune consiglia di scegliere un convertitore con potenza nominale lato dc leggermente al di sotto della potenza nominale totale dei pannelli collegati a monte del convertitore stesso, esistono diverse scuole di pensiero che propongono criteri differenti con cui scegliere la potenza nominale del convertitore da inserire in un impianto di potenza stabilita:

- in [1] si mostra che dal punto di vista energetico la taglia ottima del convertitore dipende dall'andamento della curva del rendimento, dalla posizione geografica della località in esame e dall'angolo di inclinazione dei moduli.

- In [2] il rendimento del convertitore viene caratterizzato da una funzione della potenza in ingresso strutturata come somma di una costante, di una retta e di un ramo di iperbole.
- In [3] si ritiene che il rapporto corretto tra la potenza del generatore fotovoltaico e la potenza del convertitore vada determinato in ogni singolo caso: questo perché a seconda delle condizioni di irraggiamento locali e in base alla differenza di orientamento dei pannelli rispetto all'inclinazione ottimale, l'impianto può raggiungere la sua potenza nominale con maggior o minor frequenza.

Nella maggior parte dei casi un generatore fotovoltaico non alimenta un carico in maniera diretta, sono infatti previsti (o necessari) un sistema di conversione (dc/dc o dc/ac) e/o un sistema di accumulo. Negli impianti grid connected il collegamento tra generatore e carico avviene tramite la rete di distribuzione, questo per ovviare alla discontinuità dell'energia solare causata dall'alternarsi del giorno e della notte, e della variabilità delle condizioni meteorologiche. L'obiettivo fondamentale dei convertitori non è solo quello di regolare tensione e frequenza di uscita per fornire un servizio elettrico idoneo, ma è soprattutto quello di convertire l'energia elettrica da continua ad alternata iniettandola in rete nel modo più efficiente possibile. Tipicamente il convertitore per impianti grid connected è costituito da due stadi: un primo livello di conversione dc/dc seguito, in cascata, dalla conversione dc/ac (inverter vero e proprio).

5.3 Tecniche MPPT

In impianti connessi alla rete il circuito di ingresso del convertitore è collegato direttamente al generatore fotovoltaico. Ciò implica una variazione molto più ampia della tensione in ingresso, la quale richiede un circuito inseguitore del punto di massima potenza, denominato Maximum Power Point, sulla caratteristica corrente/tensione del generatore stesso. Questo punto della caratteristica varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce la superficie delle celle. È evidente che un inverter in grado di restare "agganciato" a questo punto, otterrà sempre la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione. Se il convertitore ha uno stadio dc/dc, la funzione di inseguimento dell'MPP (MPP tracker) è affidata esclusivamente a questa sezione. Si riportano le tecniche di MPPT più diffuse [4]:

- metodo a tensione costante;
- metodo "perturba e osserva";
- metodo della corrente di corto circuito;
- metodo della tensione a vuoto;

- metodo della conduttanza incrementale;
- metodi legati alla temperatura.

La spiegazione dettagliata di queste tecniche esula dagli obiettivi della presente trattazione. Si può dire però che ognuna si differenzia per l'accuratezza che ottiene: sebbene la precisione dell'MPPT sia importante, spesso il comportamento dinamico lo è ancora di più. La bontà delle prestazioni dinamiche sono discriminanti in quelle località che presentano tipicamente una nuvolosità variabile, durante le quali si verificano sbalzi di potenza solare repentini che possono portare a variazioni da 100 W/m² a 1000 W/m² in meno di due secondi. In queste condizioni un convertitore con tempi di assestamento minori di cinque secondi riesce a produrre fino al 15-20 % di energia in più di uno più lento. Mentre quasi tutte le tecniche più diffuse riescono ad ottenere una grande precisione sull'MPPT (tipicamente tra il 99-99.6 %), solo poche riescono ad unire precisione e velocità. Un altro problema che affligge quasi tutte le tecniche di MPPT è la difficoltà di aggancio al reale punto di MPP in caso di ombreggiamento parziale. Gli inseguitori, in questo senso, possono aiutare, dato che riducono notevolmente i problemi delle ombre.

5.4 Tipologie di convertitori

Dal punto di vista del numero e della posizione dei convertitori, si possono avere sostanzialmente tre soluzioni impiantistiche [4]:

- *convertitore centralizzato*: è presente un unico convertitore che gestisce tutto l'impianto, solitamente di grande potenza (maggiore di qualche kW) e trifase. È una soluzione adatta alla connessione diretta alla rete MT con il trasformatore di interfacciamento con la rete. Tutte le stringhe di moduli in serie sono riunite in un collegamento in parallelo attraverso cassette di giunzione. Questa soluzione permette di avere un MPPT unico, con conseguenti investimenti economici limitati, semplicità di impianto e ridotti costi di manutenzione. Per contro, questa tipologia è particolarmente sensibile agli ombreggiamenti parziali limitando lo sfruttamento ottimale di ogni singola stringa.
- *Convertitore di stringa*: ogni stringa, composta da vari moduli in serie, ha un proprio inverter (in genere di piccola potenza e monofase), rappresentando di fatto un mini-impianto a sé stante. Con questa configurazione si possono avere rese maggiori rispetto agli inverter centralizzati, poiché si riducono le perdite dovute agli ombreggiamenti parziali; di contro, il costo totale è maggiore per l'elevato numero di componenti. Questa soluzione è adatta per campi solari articolati con diverse condizioni di irraggiamento ed è, per

questo, utilizzabile anche per impianti costituiti da più campi solari geograficamente distribuiti in modo differente.

- *Convertitore multi stringa*: è una soluzione che si interpone tra le due precedenti consentendo il collegamento di due o tre stringhe per ogni unità con orientamenti, inclinazioni e potenze diverse. Dal lato del generatore (dc) le stringhe sono collegate ad ingressi dedicati gestiti da MPPT indipendenti e dal lato dell'immissione in rete (ac) funzionano come un convertitore centralizzato ottimizzando la resa. Tra i sistemi presentati è quello con il miglior rapporto costi/prestazioni.

5.5 Curva del rendimento

Un semplice modello matematico con cui si può ben caratterizzare la curva del rendimento di conversione è dato da [2]:

$$\eta(P_{dc,pu}) = A + B \cdot P_{dc,pu} + \frac{C}{P_{dc,pu}} \quad (1)$$

dove:

- $\eta(P_{dc,pu})$ è il rendimento espresso in percentuale;
- $P_{dc,pu}$ è la potenza lato dc espressa in per unità, ovvero l'irraggiamento captato rispetto a G_0 nelle condizioni STC;
- A , B e C sono i parametri da determinare, espressi in percentuale.

I suddetti parametri A , B e C si calcolano prendendo tre coppie di punti $(P_{dc,pu}, \eta)$ dalla curva di rendimento fornita dal costruttore del convertitore e risolvendo il sistema di tre equazioni lineari in tre incognite:

$$\begin{cases} \eta(0.1) = A + 0.1B + 10C \\ \eta(0.2) = A + 0.2B + 5C \\ \eta(1) = A + B + C \end{cases} \quad (2)$$

In questo caso sono stati scelti tre valori a caso di potenza (0,1; 0,2 e 1), ai quali corrispondono determinati valori di rendimento a seconda del modello di convertitore che si vuole utilizzare. È ovvio che il sistema vale anche per qualsiasi altro valore di potenza scelto. Dai risultati del sistema si scopre che A è sempre un valore positivo superiore al rendimento massimo, mentre B e C sono negativi.

Dalla formulazione indicata in (1) si nota che:

- per percentuali di carico molto basse hanno un peso rilevante il termine costante (dipendente da A) e il termine iperbolico (dipendente da C), ed è quest'ultimo a caratterizzare i bassi rendimenti per piccoli carichi;
- per percentuali di carico elevate ha ancora un peso rilevante il termine costante e, questa volta, il termine lineare (dipendente da B) ed è quest'ultimo a caratterizzare la diminuzione del rendimento dopo aver raggiunto il valore massimo.

Sono stati scelti tre modelli di convertitori per costruire altrettante curve di rendimento: l'*S100* della casa produttrice *SMA*, l'*F10* della *Fronius* e l'*I630* della *Ingeteam* (Figura 5-1) i cui valori dei parametri A, B e C, una volta risolto il sistema (2) sono riportati nella (Tabella 5-1)



Figura 5-1 Inverter modello I630 della Ingeteam

Tabella 5-1 Valori di A, B e C

	A	B	C
S100	99,462	-1,800	-0,469
F10	104,490	-9,149	-1,195
I630	99,350	-1,500	-0,150

Le tre curve dei rendimenti sono state disegnate in funzione dell'irraggiamento G su un unico grafico in modo tale da consentire, anche visivamente, un confronto. (Figura 5-2)

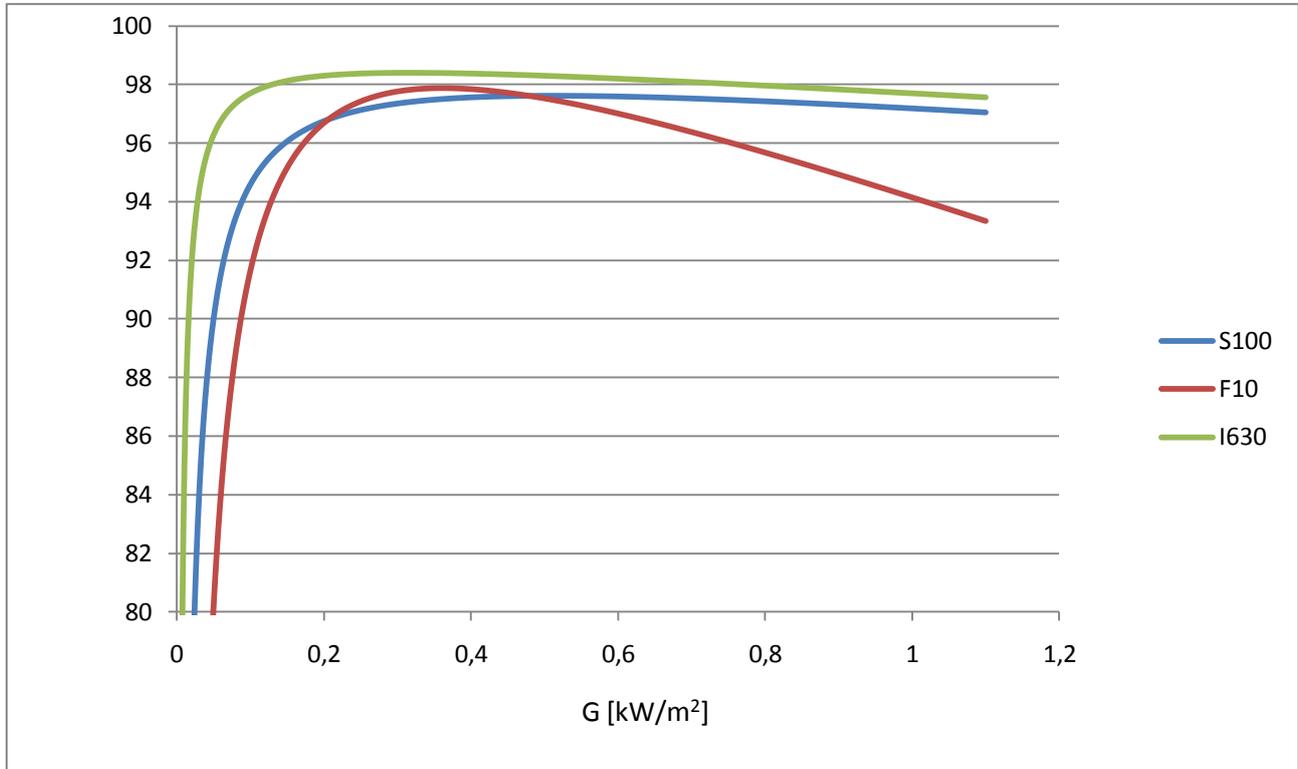


Figura 5-2 Curve dei rendimenti dei tre modelli considerati

Per quanto riguarda l'andamento del rendimento di conversione non si riscontrano particolari differenze tra gli inverter di grossa taglia e quelli più piccoli. Il modello *I630* è quello più efficiente dei tre, *S100* ha una efficienza media e *F10* è il meno efficiente. I primi due modelli mantengono un valore abbastanza costante di rendimento al di sopra del 10-20 % della potenza nominale; prima di queste percentuali di carico, invece, si ha un crollo vertiginoso della capacità di conversione, causato dalle perdite fisse dei convertitori. In genere le tre curve presentano un massimo attorno al 40-50 %, ossia in un intervallo di potenza molto limitato, per poi diminuire leggermente nella parte finale. Il modello *F10* presenta una diminuzione della capacità di conversione nella parte finale maggiore degli altri due.

Il rendimento del convertitore, nel complesso, è definito come:

$$\eta = \frac{P_{ac}}{P_{dc}} = \frac{P_{dc} - P_{persa}}{P_{dc}} = 1 - \frac{P_{persa}}{P_{dc}}$$

Dove:

- P_{ac} è la potenza istantanea lato ac;
- P_{dc} è la potenza istantanea lato dc (irraggiamento);
- P_{persa} è il valore istantaneo delle perdite.

Vi sono perdite costanti al variare del carico (dovute al sistema di controllo e ai sistemi ausiliari) e perdite che dipendono dal carico collegato al convertitore (dovute alla conduzione e alla commutazione). Le perdite di conduzione sono proporzionali alla resistenza apparente delle valvole utilizzate (tipicamente IGBT) e al quadrato del valore efficace della corrente che li attraversa; le perdite di commutazione sono proporzionali alla frequenza di switching e al valore istantaneo della corrente di valvola. Fatte queste considerazioni sulle perdite, si capisce che il rendimento del convertitore non è costante al variare della corrente erogata, e quindi varia con la P_{ac} , ossia, conseguentemente, con la P_{dc} .

Ponendo l'accento sulla prima parte della curva dei rendimenti, si ribadisce che un convertitore con un range di potenza relativamente ampio si troverà a lavorare per diverso tempo con un basso rendimento (all'alba, al tramonto e nelle giornate nuvolose). D'altro canto, un convertitore con un range limitato di potenza non trasferirà in rete la potenza eccedente la sua potenza nominale, qualora l'irraggiamento ricevuto dai moduli (e quindi la P_{dc}) fosse troppo elevato per le possibilità del convertitore. In teoria, l'utilizzo degli inseguitori porterebbe l'inverter a funzionare la maggior parte del tempo in una zona della curva di rendimento in cui l'efficienza è elevata, dando così un contributo positivo al BOS rispetto ai sistemi fissi. Nella pratica però, questo non lo si può affermare con certezza se non con accurate misurazioni. Con queste premesse, si capisce come sia necessario, per una corretta valutazione del convertitore, considerare l'intero andamento del rendimento e non solo il suo valore massimo. Questo è il motivo per cui è stato istituito il cosiddetto "rendimento europeo", definito dalla seguente formula [6]:

$$\eta_{\text{euro}} = 0.03 \cdot \eta_{5\%} + 0.06 \cdot \eta_{10\%} + 0.13 \cdot \eta_{20\%} + 0.10 \cdot \eta_{30\%} + 0.48 \cdot \eta_{50\%} + 0.20 \cdot \eta_{100\%}$$

Ovvero si assume che in un anno il convertitore lavori alla sua potenza nominale solo per il 20 % del tempo di lavoro effettivo, per il 48 % del tempo alla metà della potenza nominale, e così via. Questo rendimento è utile per comparare convertitori in certe località europee e non in altre, per cui esistono altri modelli per il calcolo del rendimento studiati *ad hoc* per quelle zone.

5.6 Cavi

Per come è impostato un impianto fotovoltaico, vi sono cavi che trasportano corrente continua (quelli che collegano i moduli, i quadri di parallelo stringhe e tutta quella parte di impianto fino all'ingresso dell'inverter) e cavi che trasportano corrente alternata (dall'uscita dell'inverter ai sistemi di misura, fino alla linea elettrica di distribuzione). Per i cavi dc bisogna fare riferimento alla guida tecnica [7] la quale consiglia fortemente di usare i "cavi per applicazioni fotovoltaiche secondo, la norma CEI 20-91", tranne in "particolari condizioni di installazione" in cui "secondo la valutazione del progettista, possono essere utilizzate altre tipologie di cavi".

Per i cavi ac si fa riferimento invece alla guida tecnica [8] che richiede cavi con tensione nominale adeguate alla tensione nominale del sistema.

Entrambe le tipologie di cavo saranno dimensionate secondo i criteri e le necessità del sistema, ma in generale, la resistenza R associata avrà un modello del tipo:

$$R = \rho \frac{l}{S}$$

Dove ρ è la resistività elettrica del materiale usato come conduttore, l è la lunghezza del cavo e S la sua sezione.

5.7 Curva di durata della potenza lato dc

Poiché si è sottolineato che a diversi valori di potenza in ingresso (irraggiamento) il convertitore risponde con differenti rendimenti, il confronto tra le prestazioni di un sistema FV fisso e con inseguitore è stato basato sulla cosiddetta *curva di durata della potenza* (PDC = Power Duration Curve) dal lato corrente continua. Sostanzialmente non si rappresenta più l'evoluzione temporale dell'irraggiamento durante l'arco dell'anno, ma se ne ordinano i valori in senso decrescente andando a coprire tutto il tempo di funzionamento dell'impianto (in realtà il grafico si ferma a 4600 ore, in quanto dopo tutti i valori di irraggiamento hanno valore nullo). Poiché la costruzione della PDC consiste di fatto in un riordinamento dei punti, l'area sottesa alla curva coincide con quella del diagramma orario dell'irraggiamento. Quest'area, che rappresenta l'energia captata in un anno E_r , si calcola – nel caso di inseguitore - come:

$$E_r = \sum_i G_{r,i} \cdot t$$

Dove G_{ri} , nel caso in esame, è un vettore colonna composto da 35040 righe corrispondenti al numero di quarti d'ora presenti in un anno. Infatti i dati di irraggiamento che compongono la matrice G_{ri} sono stati misurati in un intervallo di tempo di quindici minuti l'uno dall'altro. Il tempo t è quindi uguale per tutti i valori di irraggiamento, e vale appunto 0,25 h. Il risultato di questo calcolo è 1975,198 kWh/m², esattamente come il valore di energia captata con l'inseguitore della *tabella 4-2*.

Lo stesso discorso è stato fatto con l'area formata da G_{rg} , ovvero con la soluzione fissa con piano orizzontale:

$$E_{rg} = \sum_i G_{rg,i} \cdot t$$

Il risultato ottenuto in questo caso è 1528,730 kWh/m² (*tabella 4-2*).

Facendo la differenza delle due aree si può trovare l'incremento di energia captata usando l'inseguitore rispetto al caso con piano orizzontale. Tale energia vale:

$$\Delta E = E_r - E_{rg} = 446.468 \frac{kWh}{m^2}$$

Cioè, come già visto nel capitolo 4, essa è pari al 29.21 % in più. (*Figura 5-3*)

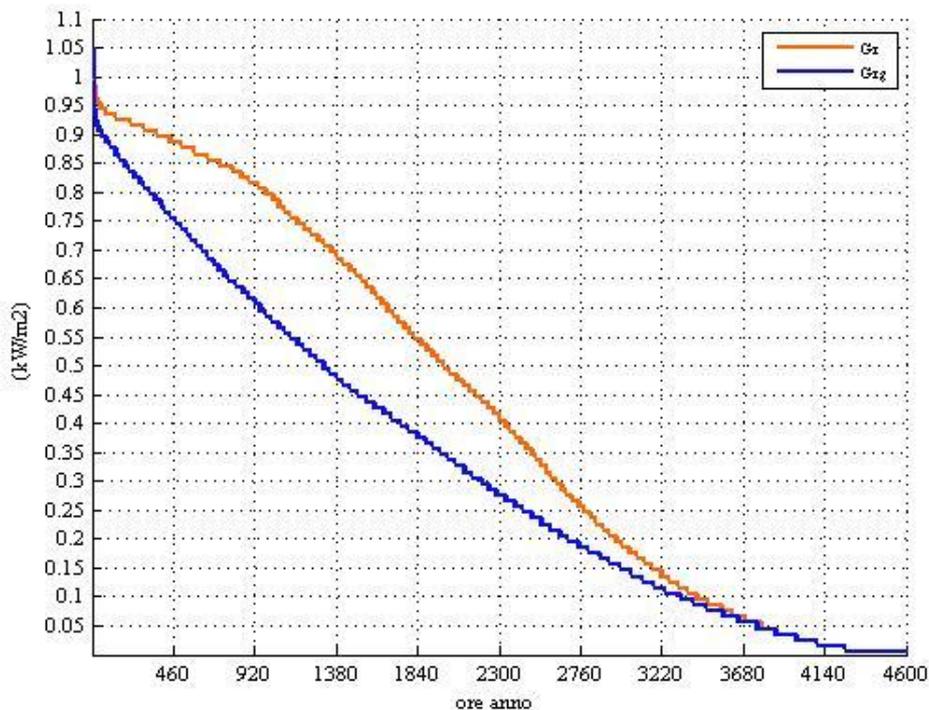


Figura 5-3 Curve di durata della potenza nel caso con inseguitore e con moduli fissi

5.8 Rendimento dell'inverter

A partire dai i grafici del rendimento dei tre inverter tipo e delle curve di durata dell'irraggiamento per il sito in questione, si può procedere al calcolo analitico dei rendimenti medi annuali dei sistemi di conversione associati al parco di Toscana nel caso di sistema con inseguitore e fisso. Per fare ciò basterà sostituire nel modello (1) al posto della $P_{dc,pu}$ i valori di irraggiamento che si hanno nei due casi sopracitati. In particolare, nel caso in esame si hanno due vettori colonna di 35040 righe con altrettanti valori di irraggiamento (un vettore colonna associato al sistema fisso e uno all'inseguitore). Per ognuno di questi valori di irraggiamento, applicando la (1), si trovano altrettanti valori di rendimento. Per ricavare il rendimento medio annuale basterà sommare tra loro tutti i valori trovati e dividere per il numero dei valori stessi (ovvero 35040). Analiticamente si ha:

$$\eta_{medio} \% = \frac{\sum_k t_k \cdot \eta_k \%}{ore\ anno} = \frac{0,25}{8760} \cdot \sum_k \eta_k \% = \frac{\sum_k \eta_k \%}{35040}$$

Il calcolo sopra indicato è stato eseguito per i tre convertitori già presi in esame (modelli S100, F10 e I630). I valori ricavati sono stati riportati in *Tabella 5-2*, nella

quale è stato fatto anche il rapporto tra i rendimenti con tracker e con moduli fissi. In generale si nota che l'efficienza di conversione con gli inseguitori è sempre maggiore rispetto a quella con moduli fissi (il rapporto è sempre maggiore di 1) anche se mai di molto. Come ci si aspettava guardando le curve di durata della potenza il modello I630 è il più efficiente, mentre l'F10 ha valori di rendimento relativamente bassi. Si tenga presente che gli inverter non hanno mai lavorato in condizioni di carico superiori al loro valore nominale in quanto i valori di irraggiamento utilizzati sono sempre minori - o al limite uguali - della potenza nominale del sistema.

Tabella 5-2 Valori dei rendimenti medi annuali con inseguitori e con moduli fissi

	$\eta_{\text{medio}\%,t}$	$\eta_{\text{medio}\%,f}$	$\eta_{\text{medio}\%,t}/\eta_{\text{medio}\%,f}$
S100	49,017	48,914	1,002
F10	44,046	44,022	1,001
I630	65,903	65,837	1,001

5.9 Energia persa e dimensionamento del cavo dc

Per ogni stringa (moduli più inverter associato) solitamente si dimensiona il conduttore lato dc in modo tale che la caduta di tensione percentuale, che corrisponde anche alla variazione di potenza percentuale poiché si è in regime stazionario, sia dell'1 % a 1000 W/m² (valore di progetto accettabile alle condizioni nominali). Analiticamente, la variazione di tensione percentuale si esprime come:

$$\Delta V\% = \Delta P\% = \frac{R \cdot I_N^2}{P_N} \cdot 100 \quad (3)$$

Dove P_N è la potenza nominale della stringa ed è un dato di progetto, così come la I_N , definita nelle condizioni STC, e R è la resistenza associata al conduttore. L'energia dissipata in un anno nei cavi che collegano le stringhe di moduli ai rispettivi sistemi di conversione, per effetto Joule, si può scrivere come:

$$E_{\text{diss,anno}} = \sum_k R \cdot I_k^2 \cdot t = R \cdot t \cdot \sum_k I_k^2 \quad (4)$$

Trasportare fuori dal simbolo di sommatoria i termini R e t (che corrisponde sempre a 0,25 h) è lecito, poiché essi sono entrambi costanti. In particolare, R la si può ricavare dalla (3) e, sostituendo nella (4) si ottiene:

$$E_{diss,anno} = \frac{P_N \cdot \Delta P\%}{I_N^2 \cdot 100} \cdot t \cdot \sum_k I_k^2$$

Si può quindi calcolare l'energia persa per effetto Joule rispetto a quella prodotta dall'impianto:

$$E_{persa}\% = \frac{E_{diss,anno}}{E_{prod}} \cdot 100$$

Introduciamo ora l'indice K_p dato dal rapporto tra l'energia dissipata nei cavi per effetto Joule in presenza degli inseguitori e la medesima energia dissipata con i moduli fissi, seguente:

$$K_p = \frac{E_{diss,anno,t}}{E_{diss,anno,f}} = \frac{\sum_k R \cdot I_{tk}^2 \cdot t}{\sum_k R \cdot I_{fk}^2 \cdot t} = \frac{\sum_k I_{tk}^2}{\sum_k I_{fk}^2} \quad (5)$$

È lecito semplificare i termini R e t perché, essendo in regime stazionario, essi sono costanti, inoltre si considerano uguali le resistenze dei cavi sia per l'impianto con inseguitori, sia per quello fisso, poiché entrambe sono state dimensionate in base ai dati nominali, che sono gli stessi per i due casi. La corrente circolante in funzione dell'irraggiamento captato può essere calcolata come [5]:

$$I = I_N \cdot \frac{G}{G_0}$$

I e G sono la corrente e l'irraggiamento attuali (nell'istante considerato). G_0 indica l'irraggiamento nelle condizioni STC, ovvero 1000 W/m². I_N è la corrente nominale dell'impianto, sempre in riferimento alle condizioni STC. Queste due grandezze sono le medesime per entrambe le soluzioni, con inseguitore e con moduli fissi. Sostituendo nella (5) si ha:

$$K_p = \frac{\sum_k I_N^2 \cdot \frac{G_{tk}^2}{G_0}}{\sum_k I_N^2 \cdot \frac{G_{fk}^2}{G_0}} = \frac{\sum_k G_{tk}^2}{\sum_k G_{fk}^2}$$

Per cui, per calcolare K_p si dovrà semplicemente elevare al quadrato tutti i termini contenuti nei vettori colonna G_r e G_{rg} , sommarli tra di loro e fare il rapporto tra i risultati. Questo ci fa capire come l'energia dissipata dipenda dal quadrato della corrente circolante e, quindi, dal quadrato dell'irraggiamento captato: più irraggiamento un pannello riesce a captare, più corrente circolerà, più energia verrà dissipata nei cavi. A partire dai dati misurati con riferimento al parco di Toscana, il valore di K_p riscontrato è stato di 1,589.

Considerando – con una approssimazione per eccesso delle perdite – che il sistema lavori sempre alle STC e quindi alla sua corrente massima (pari alla nominale) e prendendo come riferimento una $\Delta P\%$ di progetto per il dimensionamento dei cavi pari all'1 % , il valore di K_p individuato indica che a causa della maggior corrente circolante nei cavi dovuta agli inseguitori (rispetto al sistema fisso) vi saranno delle perdite pari a 1.589 % rispetto alla potenza nominale dell'impianto in un anno di funzionamento.

Il valore K_p rappresenta l'incremento di energia dissipata da un sistema con inseguitore rispetto a un sistema fisso, entrambi riferiti ai dati nominali dell'impianto (considerati identici). Come indicato precedentemente, tale rapporto, indica che con l'inseguitore si dissipa circa l'1,6 dell'energia di un sistema fisso. Solo a fini conoscitivi, tenendo conto che un sistema con inseguitore converte un quantitativo maggiore di radiazione solare, la percentuale di energia dissipata nei cavi $W\%$ in un anno rispetto a quello trasferita alla rete ac (prodotta dall'impianto) risulta:

$$W\% = \frac{P_N \cdot \Delta P\% \cdot t}{100 \cdot G_0^2} \sum_k G_k^2 \cdot 100 = 0,829$$

E_{prod}

Per i campi da 50 kW e 0,859 per quello da 400 kW.

Tali valori di grande importanza per valutare le prestazioni in assoluto di un impianto con inseguitore, non sono utili al fine di rispondere al quesito oggetto del presente lavoro che riguarda invece il calcolo dell'incremento di energia lato ac rispetto all'incremento di energia captato dai moduli nel caso di inseguitore.

5.10 Conclusioni

Il rendimento dell'inverter varia a seconda della potenza di ingresso, e quindi dell'irraggiamento captato. Può capitare che per lungo tempo esso possa funzionare

ad un valore molto basso di rendimento a causa dell'alta variabilità e aleatorietà dell'irraggiamento solare. La tesi da dimostrare era quella secondo la quale l'utilizzo degli inseguitori avrebbe migliorato il rendimento totale dei convertitori. In effetti, facendo il calcolo con i dati del parco di Tuscania, il rendimento migliora anche se non come ci si poteva aspettare. Evidentemente, sebbene l'irraggiamento captato con gli inseguitori sia effettivamente maggiore rispetto a quello captato con i moduli fissi, l'andamento delle curve di rendimento fa sì che in qualche modo l'efficienza media annuale rimanga pressoché invariata.

È stato impostato poi il calcolo della resistenza associata al conduttore che collega i vari moduli al resto dell'impianto. Il valore di resistenza è la medesima per il caso con inseguitori e per il fisso. Ipotizzando una $\Delta P\%$ di progetto (pari all'1 %) è stato possibile ricavare in percentuale quanta energia viene dissipata in più usando gli inseguitori al posto dei moduli fissi alle condizioni nominali (e quindi alla corrente massima circolante nel sistema). Relativamente al caso in esame, le perdite nei cavi, con gli inseguitori, sono circa lo 0,6 % maggiori di quelle con un sistema fisso. Un valore davvero irrisorio rispetto all'aumento di produzione che gli inseguitori comportano.

Bibliografia

- [1] K. Peippo, P.D. Lund, Optimal sizing of grid-connected PV-systems for different climates and array orientations: a simulation study, Sol. Energy Master. Sol. Cells. 35 (1994) 445-451.
- [2] Charis Demoulias, A new simple analytical method for calculating the optimum inverter size in grid-connected PV plant, in fase di pubblicazione (Elsevier).
- [3] Jochen Siemer, Questione di dimensionamento, PHOTON- il mensile del fotovoltaico. 3 (2010) 84.
- [4] Andrea Rondinelli, "Ottimizzazione energetica ed economica del convertitore dc/ac per impianti fotovoltaici grid-connected", tesi di laurea specialistica (aa 2009/2010), Politecnico di Milano, Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali, dipartimento di Elettrotecnica, pp. 40-42,62-72 .
- [5] Lisardo Recio Maillo (2009), "Optimal cable sizing in PVsystems", Leonardo Energy, (Ottobre), pag.11.
- [6] Guida tecnica CEI 82-25.
- [7] Guida tecnica CEI 82-25 Settembre 2010 (§ 6.1.2 Caratteristiche generali dei cavi in dc).
- [8] Guida tecnica CEI 82-25 Settembre 2010 (§ 6.2 Cavi per circuiti in ac).

CONCLUSIONI

Vi sono diversi fattori che condizionano le prestazioni degli inseguitori fotovoltaici che devono essere considerati per qualificare gli inseguitori stessi. In particolare, oltre a conteggiare l'incremento di energia captata con l'ausilio degli inseguitori, occorre valutare gli effetti che essi hanno sull'efficienza di conversione dei moduli, che dipende dalla temperatura dei moduli stessi e dalla riflettività della loro superficie, sugli ombreggiamenti e sulle prestazioni del BOS (segnatamente dei cavi e dell'inverter). Occorre poi considerare il consumo di energia necessario per azionare e controllare i tracker.

Per quanto riguarda gli effetti della temperatura, i risultati di una ricerca eseguita da alcuni autori [1] mostrano che si ha un incremento della perdita di produzione di circa l'1 % per un sistema biassiale - a causa della maggiore temperatura dei moduli - situato nell'Europa meridionale rispetto a un sistema fisso. Nell'Europa centrale la perdita è dello 0,5 %. D'altro canto, gli effetti della riflettività sono esattamente opposti a quelli della temperatura, nel senso che, grazie all'angolo di incidenza pressoché retto dei moduli rispetto ai raggi solari per via dell'utilizzo degli inseguitori, l'efficienza di conversione è migliorata. Gli effetti combinati di temperatura e riflettività, se si confrontano sistemi con inseguitori monoassiali e sistemi fissi, faranno sì che, nel computo totale, l'efficienza di produzione sarà migliorata di circa lo 0.5 % in favore degli inseguitori.

Relativamente al BOS, l'analisi qui effettuata con riferimento a un impianto reale, l'incremento di perdite per effetto Joule dovuto alla maggiore quantità di corrente circolante in un sistema con inseguitori - tramite l'indice K_p calcolato per eccesso in un incremento dello 0,6 % - è compensato solo in parte dall'aumento di efficienza del sistema di conversione, il quale ha prestazioni migliori con gli inseguitori, poiché il livello di irraggiamento captato (da cui dipende il rendimento dell'inverter) è maggiore.

Sempre con riferimento a un impianto reale, l'energia totale usata per muovere ogni singolo inseguitore (motore e sistema di controllo) è di circa 50 kWh/anno per una vela di 7 kWp di moduli. Questo significa che vengono consumati circa 7 kWh/kW ogni anno rispetto ai circa 1596 kWh all'anno prodotti, ovvero lo 0.46 % dell'energia prodotta per il sistema a inseguimento e 0.60 % per quello fisso con angolo ottimo (30° nel caso di Toscana): valori davvero irrisori. Addirittura queste perdite percentuali diminuirebbero (0.4 % e 0.5 % rispettivamente) se si usassero vele a piena potenza (8.28 kWp).

Il fattore di trasposizione, che rappresenta l'incremento di energia in un sistema fotovoltaico rispetto a un altro, con riferimento al parco fotovoltaico di Toscana nell'arco dei dodici mesi analizzati in questa trattazione, è 1.291. Questo valore indica che il sistema di inseguitori monoassiali è veramente efficace. Inoltre, grazie a una simulazione effettuata con PVGIS si è potuto confermare il contributo degli inseguitori sull'energia prodotta in più rispetto a una soluzione fissa con angolo ottimo (sempre 30°). Più precisamente, la simulazione indica che, grazie agli inseguitori, è stato possibile produrre il 17 % di energia in più.

Questo valore, calcolato senza tenere conto degli effetti di ombreggiamento, temperatura, riflettività ed efficienza del BOS, rimarrà pressoché invariato anche una volta considerati questi effetti, poiché, come si è visto essi si compensano tra di loro. Considerando infatti l'effetto combinato dell'incremento di energia captata, della variazione delle perdite per temperatura, riflettività, BOS e dell'energia necessaria per movimentare il sistema FV si può affermare che l'incremento di energia captata corrisponde all'incremento di energia trasferita alla rete di distribuzione.

[1] Huld, T.; Suri, M.; Cebecauer, T.: *Comparison of Potential Solar Electricity Output from Fixed-Inclined and Two-Axis Tracking Photovoltaic Modules in Europe*, Photovoltaic International Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 16, 2008.