



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE

TESI DI LAUREA

ANALISI DELL'ACCOPPIAMENTO OTTIMALE

TRA INVERTER E PANNELLI FOTOVOLTAICI

Relatore: Ch.mo Prof. Marco Noro

Correlatore: Ch.ma Prof.ssa Monica Reggiani

Laureando: Nicola Pivetta

Anno Accademico: 2010/2011

INDICE

| | |
|--|----|
| -Nomenclatura | 2 |
| -Introduzione..... | 3 |
| -1.Stima della radiazione solare sul modulo inclinato | 4 |
| -2.L'efficienza dei moduli fotovoltaici e la produzione di energia | 6 |
| -3.Ottimizzazione del rapporto moduli-inverter | 9 |
| -4.Risultati dell'ottimizzazione e discussione..... | 16 |
| -4.1 Influenza del tipo di inverter e inclinazione del modulo | 17 |
| -4.2 Influenza della tecnologia del modulo | 18 |
| -4.3 Influenza del sito | 18 |
| -5.Performance energetiche mensili..... | 19 |
| -6.Analisi economica | 24 |
| -7.Conclusioni..... | 29 |
| Bibliografia | 30 |

NOMENCLATURA

Simboli

| | | |
|----------------|--------------------------|---------------------|
| AM | Air Mass | |
| E | Energia | kWh m ⁻² |
| G | Radiazione solare | W m ⁻² |
| M _T | Indice nuvolosità | |
| P | Potenza | W m ⁻² |
| R _s | Rapporto dimensionamento | |
| T | Temperatura | °C |

Simboli greci

| | | |
|----------|---------------------|---|
| β | Inclinazione modulo | ° |
| η | Efficienza | |
| ρ | Albedo | |
| θ | Angolo di incidenza | ° |

Pedici

| | |
|-----------|--|
| a | Aria secca |
| b | Incidente |
| d | Diffusa |
| cell | Riferito alle celle dei moduli |
| in | Inverter input |
| inv | Inverter |
| inv,rated | Rapporto di potenza in uscita inverter |
| loss | Perdite |
| opt | Ottimo |
| p | Picco |
| peak | Picco in condizioni standard |
| PV | Riferito ai moduli fotovoltaici |
| r | Riflessa |
| system | Sistema |
| z | Angolo incidente in una superficie inclinata |

INTRODUZIONE

Un impianto fotovoltaico trasforma direttamente l'energia solare in energia elettrica.

Esso è composto essenzialmente da moduli o pannelli fotovoltaici che sono la parte attiva del sistema perché convertono la radiazione solare in energia elettrica, a loro volta collegati ad inverter, che trasformano la corrente continua generata dai moduli in corrente alternata.

Lo scopo di questo lavoro è calcolare il rapporto ottimale (R_s) per il dimensionamento di un impianto fotovoltaico, cioè trovare il rapporto tra potenza totale di picco dei moduli e la potenza nominale dell'inverter, per ottenere la massima produzione di energia dal sistema nell'arco di un intero anno. Tale analisi è stata svolta al variare della località dei tipi ed inclinazione dei moduli fotovoltaici e del tipo di inverter.

A partire da tre località, Venezia, Roma , Trapani, lo studio è stato sviluppato considerando:

- tre tipi di inverter (tipo 1, 2 e 3);
- il rapporto di accoppiamento R_s dell'inverter considerato (da 0.6 a 2);
- l'inclinazione dei moduli (0° , 30° e 60°);
- la tecnologia dei moduli (m-Si, p-Si, a-Si, CIS).

La simulazione ha permesso di ottenere la produzione di energia oraria (la conoscenza dei dati meteo iniziali era su base oraria), e quindi, i kWh prodotti dall'impianto nell'arco di un intero anno. Con lo studio e l'analisi di questi risultati, è stato possibile capire quali parametri e in quale modo possono influenzare la produzione di energia.

1.STIMA DELLA RADIAZIONE SOLARE SUL MODULO INCLINATO

Partendo dai dati meteorologici raccolti per tutte e tre le località da Test Reference Year (AA.VV., 1985), per ogni località avremo la media mensile della radiazione oraria incidente (W/m^2) e la rispettiva temperatura a bulbo secco (T_a).

Negli impianti fotovoltaici i moduli sono quasi sempre inclinati rispetto all'orizzontale per aumentare l'energia disponibile. E' quindi indispensabile passare dalla radiazione globale incidente su una superficie orizzontale, che è il dato conosciuto, ad una valutazione della radiazione incidente su una superficie inclinata G_β . Il modulo sarà sempre orientato verso l'equatore (angolo azimutale della superficie $\gamma = 0$, condizione ottimale).

La radiazione sulla superficie del modulo G_β è data dalla somma di tre componenti: la radiazione diretta, la radiazione diffusa proveniente dalla volta celeste e la radiazione riflessa proveniente per riflessione dal terreno circostante (Lazzarin, 1981) (Notton et al., 2010):

$$G_\beta = G_{b,\beta} + G_{r,\beta} + G_{d,\beta} \quad [\text{Eq.1}]$$

La radiazione solare orizzontale diffusa G_d è stimata in base all'indice di nuvolosità M_T (Notton et al., 2010):

$$\left\{ \begin{array}{l} G_d = G (0.995 - 0.081 M_T) \text{ per } M_T \leq 0.21 \\ G_d = G(0.724 + 2.738 M_T - 8.32M_T^2 + 4.967M_T^3) \text{ per } 0.21 < M_T \leq 0.76 \\ G_d = G 0.180 \end{array} \right. \quad [\text{Eq.2}]$$

L'indice di nuvolosità M_T è definito come il rapporto tra la radiazione globale oraria sulla superficie orizzontale (G) e la stessa in assenza di atmosfera, radiazione extraterrestre (G_0) (Lazzarin, 1981).

La componente diffusa sul piano inclinato è determinata da un modello usando il fattore $F=1-(G_d/G)^2$ (Klucher, 1979):

$$G_{d,\beta} = G_d \left[0.5 \left(1 + \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) \right) \right] * \left[1 + F * \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right] * \left[1 + F * \cos^2(\vartheta) * \sin^3(\vartheta_z) \right] \quad [\text{Eq.3}]$$

La radiazione diretta sul piano inclinato si calcola come espresso in (Lazzarin, 1981):

$$G_{b,\beta} = (G - G_d) * r_b = (G - G_d) * \frac{\cos \vartheta}{\cos \vartheta_z} \quad [\text{Eq.4}]$$

Infine la radiazione solare dovuta a riflessione, considerando in questo caso un coefficiente di albedo $\rho = 0.2$, si calcola secondo (Lazzarin, 1981):

$$G_{r,\beta} = \frac{1}{2} \rho G (1 - \cos \beta) \quad [\text{Eq.5}]$$

2.L'EFFICIENZA DEI MODULI FOTOVOLTAICI E LA PRODUZIONE DI ENERGIA

La resa dei moduli fotovoltaici dipende da vari fattori come:

- temperatura dell'ambiente T_a ;
- la radiazione solare G_β ;
- l'inclinazione del modulo β ;
- tipo di tecnologia del modulo.

Esistono vari modelli che descrivono l'efficienza del modulo fotovoltaico. Questo utilizzato è un metodo semi-empirico sviluppato da Durish (et al., 2007) adattabile con tutti i moduli presi in considerazione.

$$\eta_{pv} = p \left[q \frac{G_\beta}{G_{\beta,0}} + \left(\frac{G_\beta}{G_{\beta,0}} \right)^m \right] * \left[1 + r \frac{\vartheta_{cell}}{\theta_{cell,0}} + s \frac{AM}{AM_0} + \left(\frac{AM}{AM_0} \right)^u \right] \quad [\text{Eq.6}]$$

Dove $G_{\beta,0}=1000 \text{ W m}^{-2}$, $\theta_{cell,0}=25^\circ\text{C}$ e $AM_0=1.5$. AM (air mass) si tratta di un indice che convenzionalmente, identifica la lunghezza del tratto di atmosfera che il raggio solare diretto deve attraversare per arrivare al suolo su una superficie orizzontale. E' calcolabile con il metodo di (Kasten e al., 1989):

$$AM = \frac{1}{[\cos \vartheta_z + 0.50572(96.07995 - \vartheta_z)^{-1.6364}]} \quad [\text{Eq.7}]$$

I parametri p, q, m, r, s, u sono stati ricavati sperimentalmente per i seguenti tipi di moduli (Durisch e al., 2007):

| TECNOLOGIA | PRODUTTORE | p | q | m | r | s | u | h |
|------------|--------------------|-------|---------|--------|----------|---------|--------|-------|
| m-Si | BP Solar BP 585f | 23,62 | -0,2983 | 0,1912 | -0,09307 | -0,9795 | 0,9865 | 0,028 |
| p-Si | Kyocera LA361K51S | 15,39 | -0,177 | 0,0794 | -0,09736 | -0,8998 | 0,9324 | 0,026 |
| a-Si | UniSolar UPM US-30 | 36,02 | -0,7576 | 0,6601 | -0,02863 | -1,1432 | 1,0322 | 0,022 |
| CIS | Siemens CIS ST40 | 18,55 | -0,3288 | 0,2612 | -0,10039 | -0,9678 | 0,9864 | 0,032 |

Tab. 1. Parametri ricavati sperimentalmente da Durish (e al., 2007).

La temperatura delle celle si ricava dalla formula di Ross (Ross, 1976) (Durish et al., 2007). Essa è in funzione della temperatura a bulbo secco e della radiazione solare sul modulo:

$$\vartheta_{cell} = \vartheta_a + h G_{\beta} \quad [\text{Eq.8}]$$

Come è possibile osservare dalla fig.1 , l'efficienza dei moduli presenta un massimo perchè l'alta radiazione solare riscalda eccessivamente i moduli abbassandone il rendimento. Quindi la radiazione solare provoca due conseguenze: modifica la temperatura delle celle (Eq. 8), e varia il rendimento (Eq. 6). Come è confermato da Mohrin (e al., 2004) e Bucher (e al., 1997), una notevole riduzione dell'efficienza si riscontra per bassi livelli radiazione solare. Il modulo a-Si, rispetto agli altri tenuti in considerazione, è meno sensibile all'aumento della temperatura ambiente.

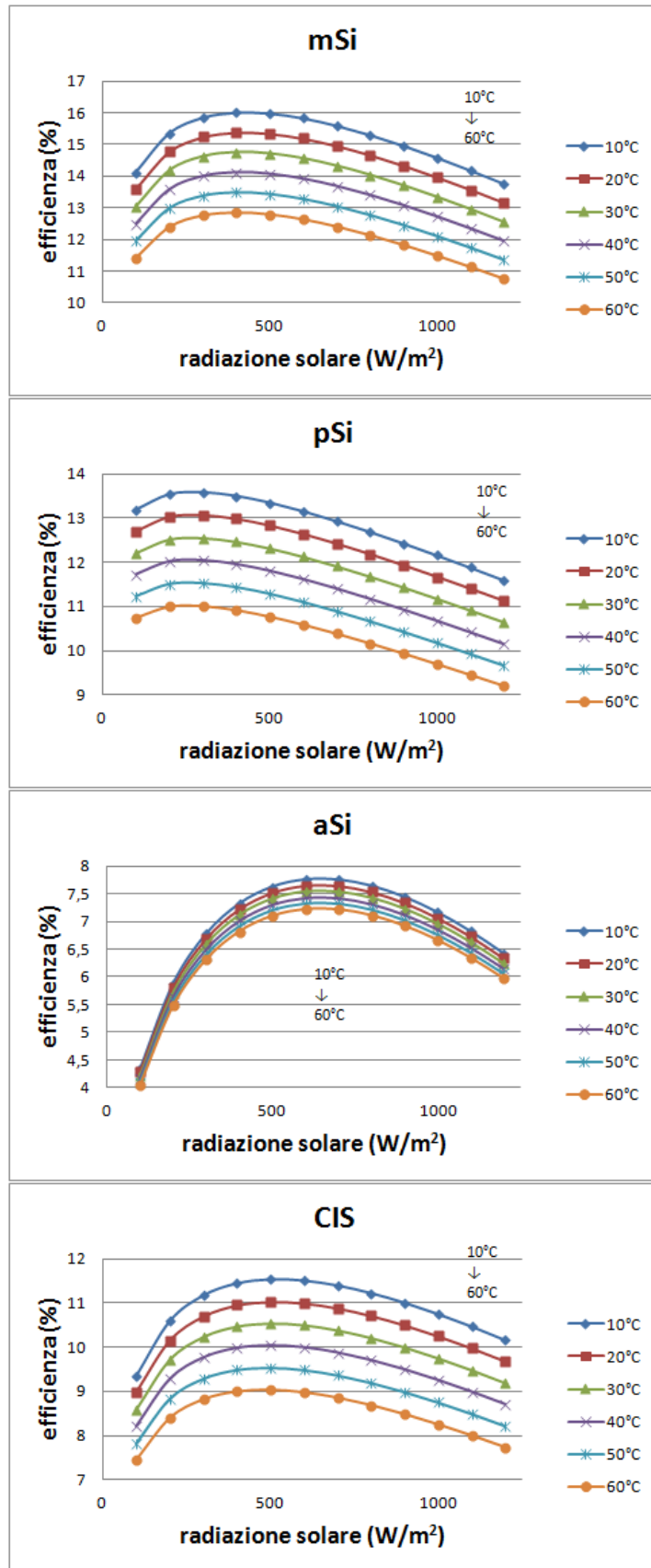


Fig. 1. Efficienza dei moduli in funzione della radiazione solare per varie temperature dell'ambiente e per le varie tecnologie di modulo secondo il modello di Durisch (Durish et al., 2007).

3. OTTIMIZZAZIONE DEL RAPPORTO MODULI-INVERTER

Altro componente fondamentale dell'impianto fotovoltaico è l'inverter che converte la corrente continua dei moduli fotovoltaici in corrente alternata al fine di permettere il collegamento alla rete di distribuzione elettrica.

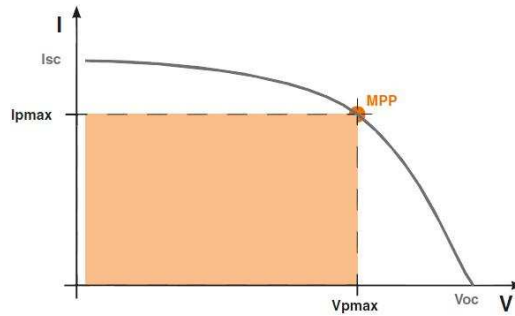


Fig. 2. La figura rappresenta la caratteristica tipica di una cella fotovoltaica.

Nel grafico (fig.2), l'MPP o punto di massima potenza, corrisponde alla zona del rettangolo sotteso alla curva. Questo varia in funzione della temperatura e dell'irraggiamento. Quanto maggiore è l'irraggiamento tanto maggiore sarà la corrente erogata mentre la tensione cambierà poco. Invece quanto maggiore è la temperatura tanto minore sarà la tensione. Per mezzo del Maximum Power Tracking Control l'inverter è in grado di ottenere costantemente il punto massimo di output in accordo con la quantità di radiazione solare. Così la potenza prodotta dai moduli viene considerata sempre come la massima potenza P_{mp} .

L'efficienza dell'inverter η_{inv} dipende dal rapporto di trasformazione da corrente continua a corrente alternata, cioè potenza in uscita dall'inverter P_{out} rispetto alla potenza in uscita dai pannelli. Le perdite elettriche vengono descritte con buona approssimazione da una costante indipendente dal carico p_0 ed un secondo termine che varia con il carico k :

$$p_{loss} = p_0 + k p^2 \quad \text{con} \quad p = \frac{P_{out}}{P_{inv,rated}} \quad \text{la riduzione della potenza.} \quad [\text{Eq.9}]$$

$P_{inv,rated}$ è la potenza nominale dell'inverter; p_0 e k sono calcolati da η_{10} e η_{100} , l'efficienza al 10% e al 100% rispetto alla potenza nominale.

$$p_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad [\text{Eq.10}]$$

$$k = \left(\frac{1}{\eta_{100}} \right) - p_0 - 1 \quad [\text{Eq.11}]$$

$$P_{loss} = P_{in} - P_{out} \quad [\text{Eq.12}]$$

P_{in} è la potenza di corrente continua che entra nell'inverter.

$$(p_0 + k p^2)P_{inv,rated} = P_{in} - P_{out} = \left(\frac{P_{out}}{\eta_{inv}}\right) - P_{out} \quad \text{e} \quad \eta_{inv} = \frac{p}{p+p_0+k p^2} \quad [\text{Eq.12}]$$

Considereremo tre tipi di inverter, caratterizzati da tre diverse curve di potenza (scelti da Notton et al., 2010). Questi avranno le seguenti caratteristiche:

Tipo 1: le perdite in standby p_0 sono alte, ha buone prestazioni per alti valori finali della curva ma è dispendioso per bassi valori di parzializzazione;

Tipo 2: le perdite in standby e quelle dipendenti dal carico sono basse. Situazione intermedia tra tipo 1 e tipo 3;

Tipo 3: il coefficiente legato al carico elettrico è elevato. L'utilizzo risulta conveniente per bassi valori di parzializzazione individuabili nella parte iniziale della curva, mentre per alti valori l'efficienza diminuisce.

| | Tipo 1 | Tipo 2 | Tipo 3 |
|--------------|--------|--------|--------|
| η_{10} | 0,87 | 0,93 | 0,91 |
| η_{100} | 0,945 | 0,96 | 0,89 |
| p_0 | 0,0145 | 0,0072 | 0,0088 |
| k | 0,0437 | 0,0345 | 0,1149 |

Tab. 2. Caratteristiche dei tre inverter.

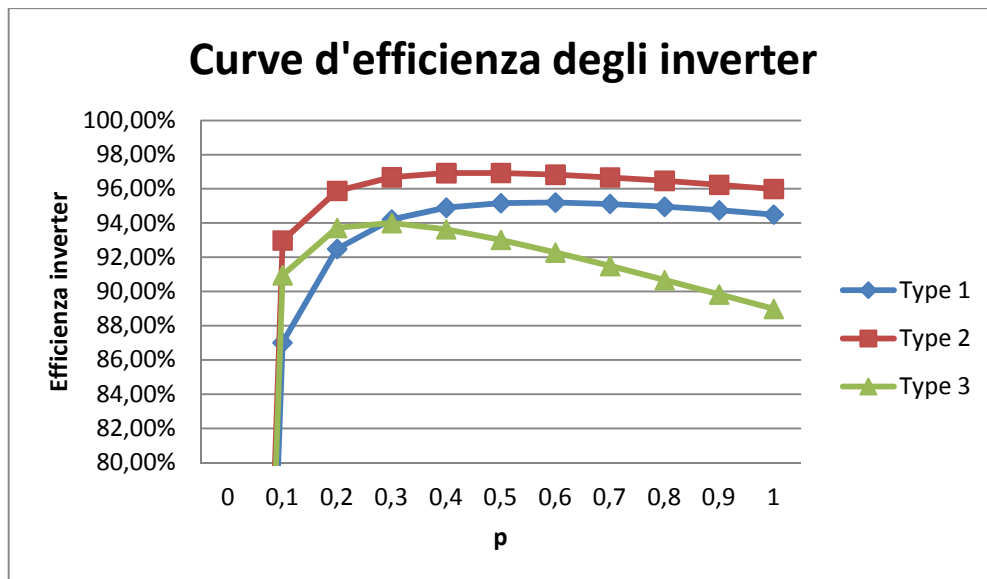


Fig. 3. Curve d'efficienza per i tre tipi di inverter ($p=P_{out}/P_{inv, rated}$).

La produttività energetica del sistema dipende dalla curva d'efficienza dell'inverter accoppiato, come si può vedere anche dal grafico (fig. 3), dalla distribuzione della radiazione solare e dalla località.

Sottostimando o sovrastimando le dimensioni dell'inverter rispetto ai moduli fotovoltaici, individueremo un intervallo del carico nel quale l'inverter dovrà operare più frequentemente. In questo range l'uso di un tipo di inverter rispetto ad un altro sarà più o meno conveniente.

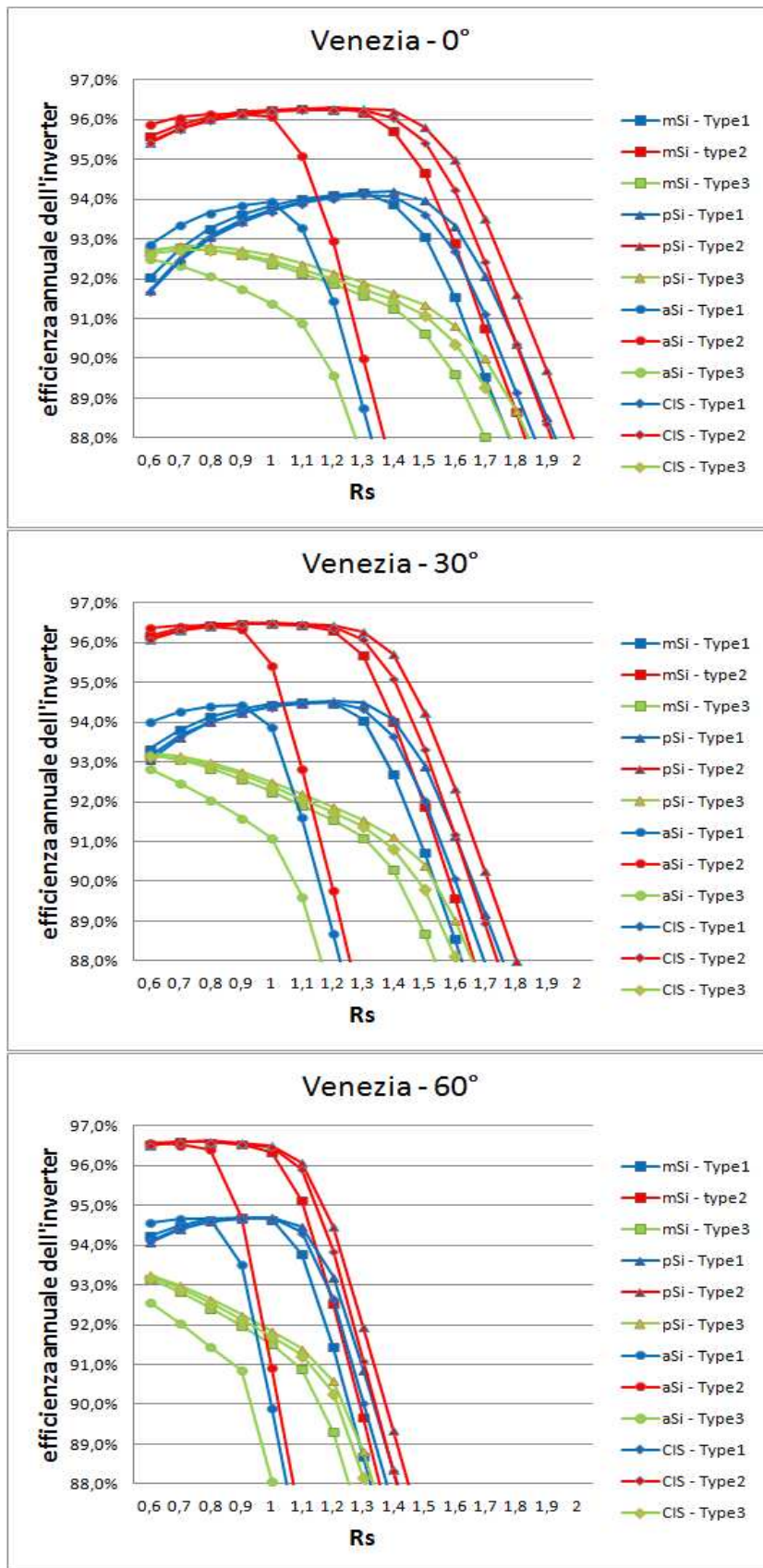


Fig. 4. Influenza del R_s sul rendimento dell'inverter a Venezia, variando la tecnologia dei moduli, la loro inclinazione e i tre tipi di inverter.

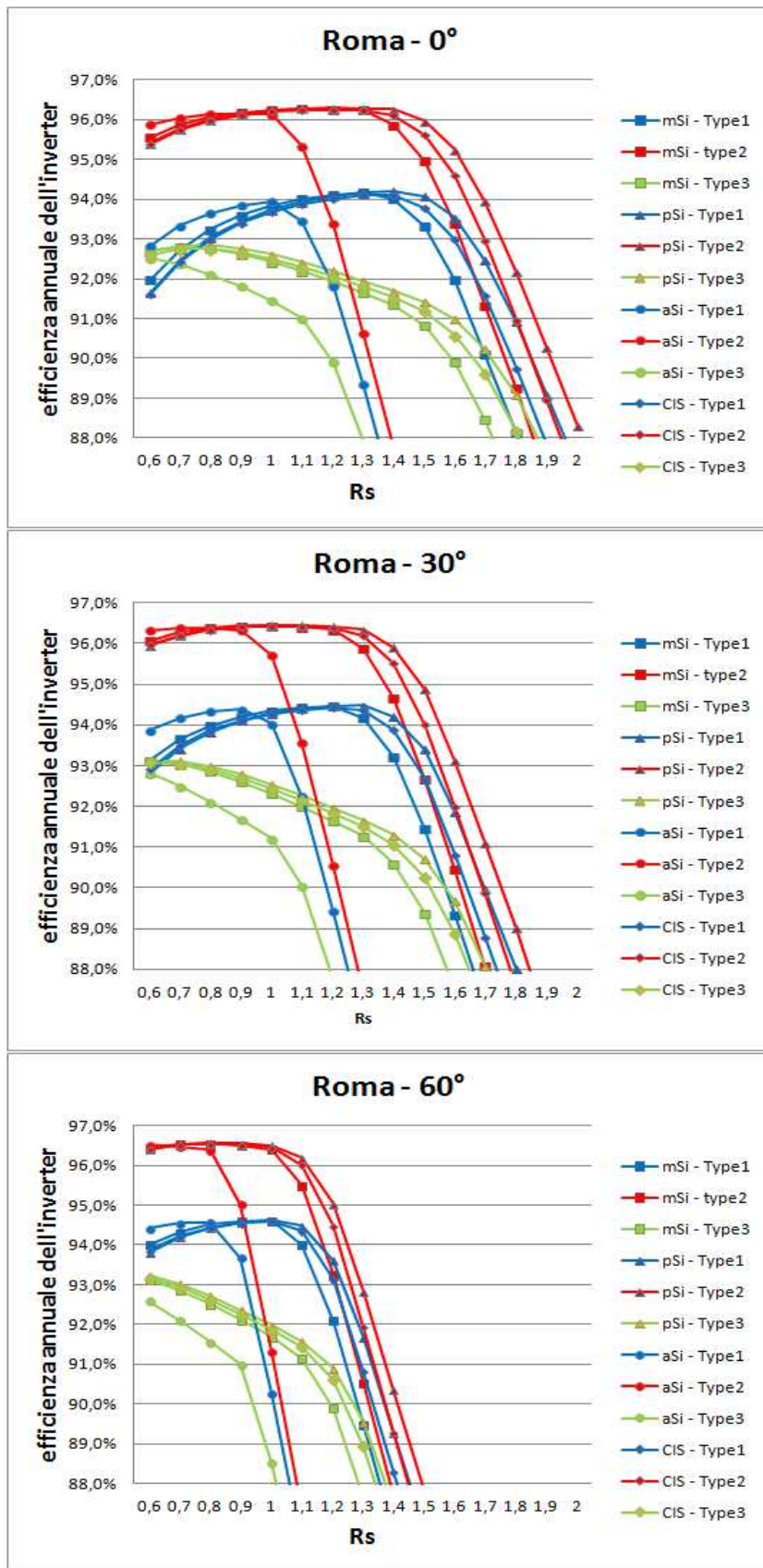


Fig. 5. Influenza del R_s sul rendimento dell'inverter a Roma, variando la tecnologia dei moduli, la loro inclinazione e i tre tipi di inverter.

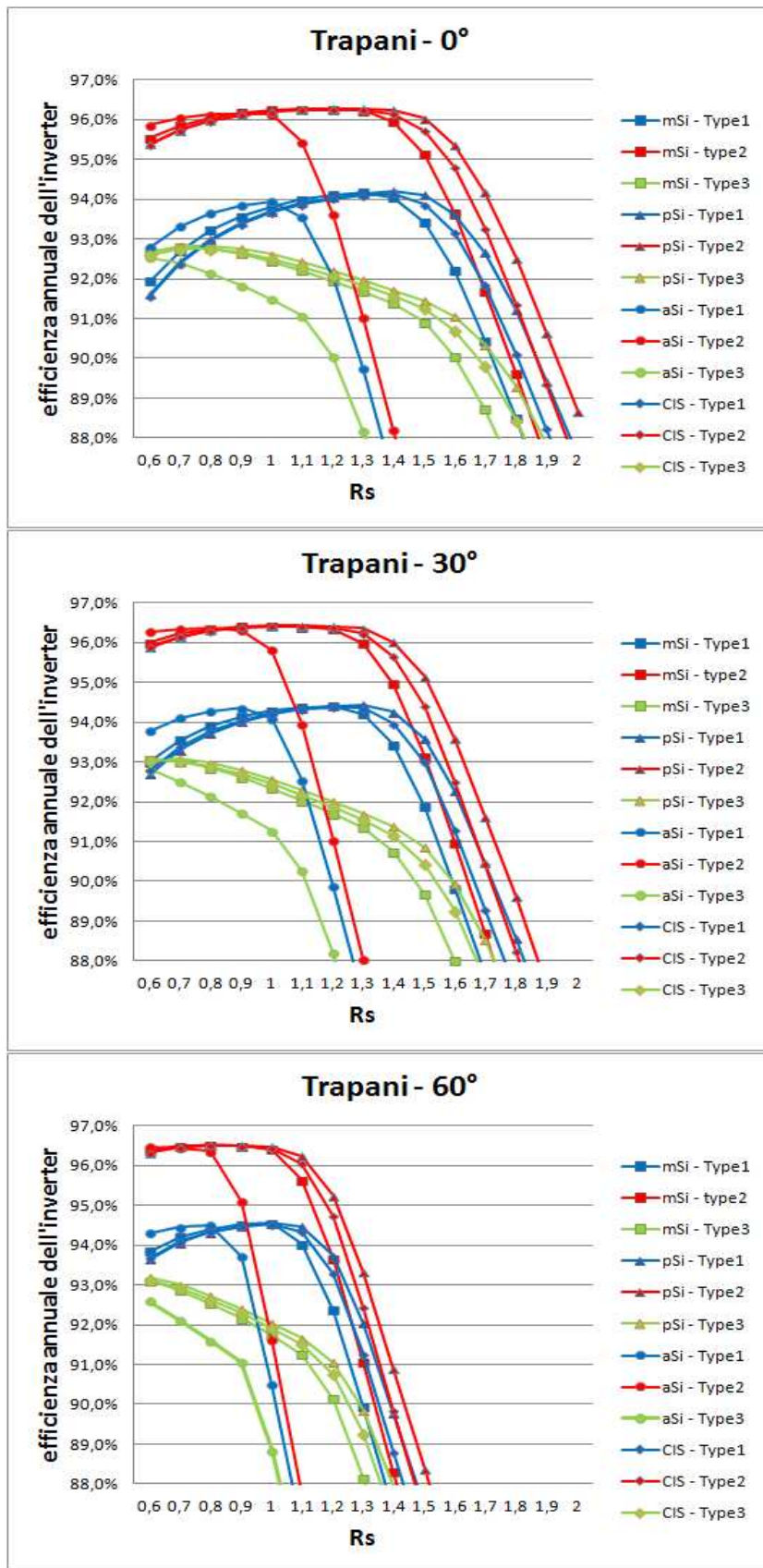


Fig. 6. Influenza del R_s sul rendimento dell'inverter a Trapani, variando la tecnologia dei moduli, la loro inclinazione e i tre tipi di inverter.

Per questo dobbiamo ricavarci il rapporto ottimale per il dimensionamento R_s , ossia il rapporto tra potenza totale di picco dei moduli (in condizioni standard STC) e la potenza nominale dell'inverter:

$$R_s = \frac{P_{PV,peak}}{P_{inv,rated}} \quad [\text{Eq. 13}]$$

Esistono condizioni estreme per le quali non si ha un corretto funzionamento del sistema:

-con bassa insolazione, i moduli fotovoltaici producono solo una piccola parte di potenza rispetto la loro capacità di picco, per cui l'inverter dovrà operare con elevati gradi di parzializzazione, con conseguente sensibile riduzione d'efficienza.

-con alta insolazione, o nel caso in cui l'inverter sia eccessivamente sottodimensionato, una parte della potenza prodotta dai moduli risulta essere in eccesso e non trasformata dall'inverter, quindi persa.

La tab. 3 riassume le ipotesi analitiche per la simulazione dell'impianto (PV + inverter).

| Caso | P_{out} del sistema | Descrizione |
|---|--|--|
| $P_{in} \leq p_0 P_{inv,rated}$ | $P_{out} = 0$ | L'inverter non si accende se la potenza in input è minore delle perdite di stand-by (p_0). |
| $P_{out} \geq P_{inv,rated}$ | $P_{out} = P_{inv,rated}$ | L'inverter limita la potenza in uscita al valore nominale quando la potenza in entrata è maggiore di questo. |
| $p_0 P_{inv,rated} < P_{out} < P_{inv,rated}$ | $k P_{out}^2 + P_{inv,rated} P_{out} + [p_0 P_{inv,rated}^2 - P_{inv,rated} P_{in}] = 0$ | La funzione è ottenuta moltiplicando i membri dell'eq.9 per $P_{inv,rated}$ |

Tab. 3. Operazioni logiche dell'inverter.

4.RISULTATI DELL'OTTIMIZZAZIONE E DISCUSSIONE

In questo capitolo vengono riportati i principali risultati dell'analisi ottenuti per le tre località Venezia, Roma e Trapani, variando l'accoppiamento tra moduli ed inverter (R_s), variando l'inverter (tipo 1, tipo 2 e tipo 3), variando l'inclinazione dei moduli (0° , 30° e 60°) e variando il tipo di tecnologia dei moduli (m-Si, p-Si, a-Si, CIS).

Per vari rapporti R_s , data l'energia elettrica prodotta nell'arco di un anno dall'intero sistema $E_{out,annual}$ e le perdite causate dalle limitazioni dovute all'inverter, si ottiene l'efficienza annuale dell'inverter.

$$\eta_{inv,annual} = \frac{E_{out,annual}}{E_{PV,annual}} \quad [\text{Eq. 14}]$$

Il rapporto ottimale R_s è quello che massimizza $\eta_{inv,annual}$. La fig. 7 riassume i risultati.

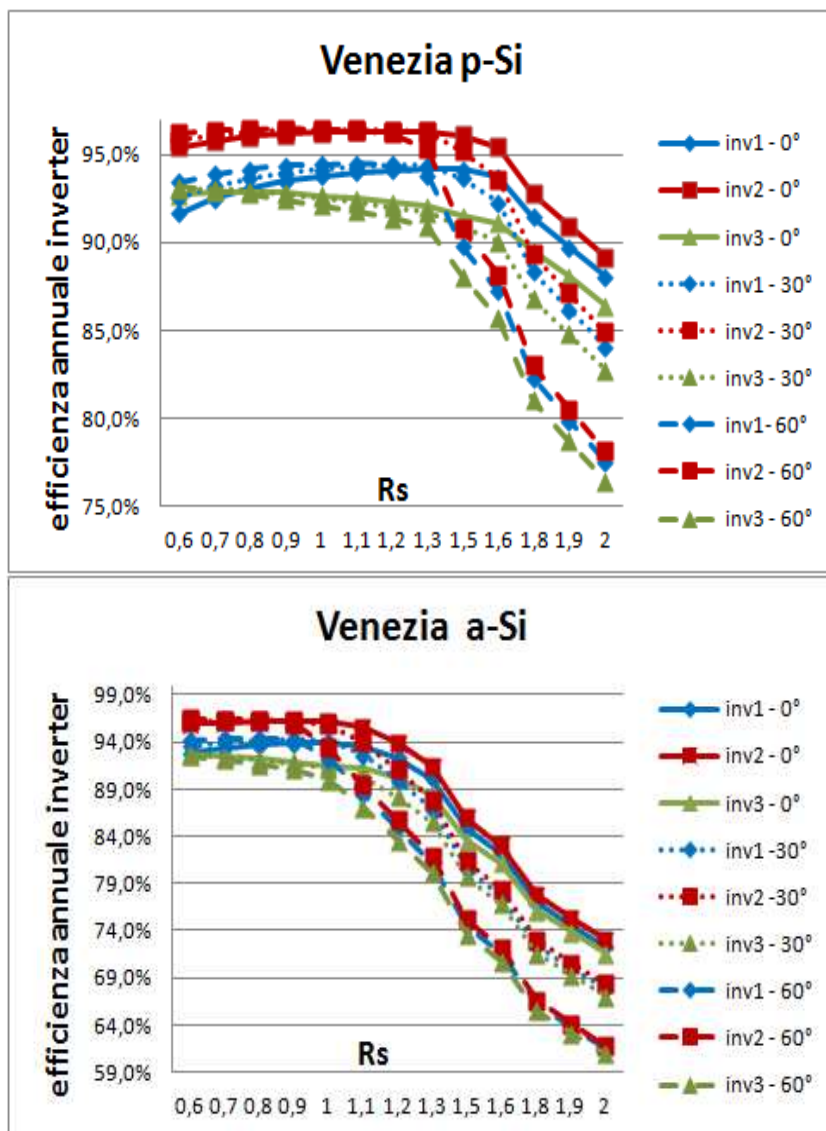


Fig. 7. L'influenza dell' R_s su ρ_{inv} per Venezia nel caso di modulo m-Si.

4.1 L'INFLUENZA DEL TIPO D'INVERTER E DELL'INCLINAZIONE DEI MODULI

Data una località, fissata la tecnologia del modulo (p-Si per esempio) e variando i parametri come l'inclinazione e tipo di inverter, otteniamo un grafico che mostra il rendimento annuale del sistema in funzione di R_s . Vedi fig. 7.

L'inverter 2 ha sempre un comportamento migliore, seguito rispettivamente dall'1 e dal 3. Gli $R_{s,opt}$ dell'inverter 1 differiscono da quelli dell'inverter 2 di una piccola percentuale ($R_{s,opt} > 1$ per inverter 1 e 2). Invece l' $R_{s,opt}$ per l'inverter 3 è molto più piccolo rispetto agli altri ($R_{s,opt} < 1$).

L'inclinazione dei moduli ha un'influenza trascurabile sugli $R_{s,opt}$ e sull'efficienza annuale dell'inverter $\eta_{inv,annual}$.

Un sottodimensionamento degli inverter li porta ad operare a pieno carico più frequentemente, permettendo così agli inverter di tipo 1 e 2 di raggiungere rendimenti maggiori.

L'inclinazione dei moduli per valori di R_s minori di $R_{s,opt}$, non ha influenza come invece accade quando i valori di R_s sono maggiori, in accordo anche con (Notton et al. 2010).

Per quanto riguarda le perdite dovute alla limitazione di potenza (per sottodimensionamento dell'inverter) possono raggiungere valori rilevanti, questo non succede nel caso di dimensionamento ottimale in cui $P_{loss} \approx 0$.

In conclusione possiamo dire che la curva dell'efficienza dell'Inverter influisce maggiormente sul $R_{s,opt}$ rispetto alla variazione dell'inclinazione dei moduli.

4.2 L'INFLUENZA DELLA TECNOLOGIA DEI MODULI

Guardando la fig. 7 si nota che la tecnologia dei moduli influenza lievemente l' $R_{s,opt}$ e l' $\eta_{inv,annual}$. Non si può dire lo stesso per il modulo a-Si, il quale ha un $R_{s,opt}$ e un'efficienza annuale dell'inverter inferiore rispetto agli altri tre tipi di tecnologia. Inoltre se a questo sottodimensioniamo l'inverter ($R_s > 1$) abbiamo una considerevole diminuzione dell'efficienza annua. Questo è dovuto al fatto che in estate aumenta sia l'efficienza dei moduli sia la radiazione solare, quindi la produzione di energia aumenta, però una parte di essa viene persa perché l'inverter non supporta il carico dei moduli, diminuendo così il $\eta_{inv,annual}$.

4.3 L'INFLUENZA DEL SITO

L'influenza che ha la località sull' $R_{s,opt}$ è veramente piccola rispetto all'influenza che possono avere gli altri parametri come il tipo di inverter, l'inclinazione e il tipo di tecnologia del modulo.

5.PERFORMANCE ENERGETICHE MENSILI

Le fig. 8-9-10 riassumono per i quattro tipi di modulo i principali valori mensili delle grandezze che li caratterizzano.

Come possiamo vedere, per il m-Si e p-Si, si ha un'efficienza maggiore nei periodi più freddi dell'anno, quando la temperatura dell'aria e quindi delle celle è più bassa rispetto alla stagione estiva. Anche per il modulo di tecnologia CIS si ha un coefficiente negativo di temperatura, ma l'influenza è meno marcata rispetto ai precedenti.

Si presenta una situazione completamente diversa nel caso in cui si vada ad analizzare il modulo di tecnologia amorfa, per il quale l'efficienza raggiunge un massimo per i periodi più caldi nell'arco dell'anno e minore negli altri.

Le località più a nord, avendo temperature tipicamente inferiori, consentono ai pannelli di lavorare con temperature delle celle più idonee e quindi aumentare l'efficienza dei moduli (almeno per tecnologie al silicio cristallino e CIS). Ma ovviamente si avrà un beneficio sul rendimento ma non sulla produzione di energia a causa di una minore radiazione solare.

Successivamente abbiamo realizzato lo stesso studio (fig. 11), questa volta però considerando l'efficienza globale di un sistema caratterizzato da un $R_{s,opt}$ in funzione degli altri parametri (tipo di tecnologia, inclinazione, inverter).

Aggiungendo un inverter dopo il modulo, l'efficienza globale del sistema si riduce a causa delle perdite imputabili all'inverter. Un'altra conseguenza è la variazione della dipendenza dell'efficienza del sistema nei mesi. Il mese ha un'influenza maggiore con a-Si e con il CIS.

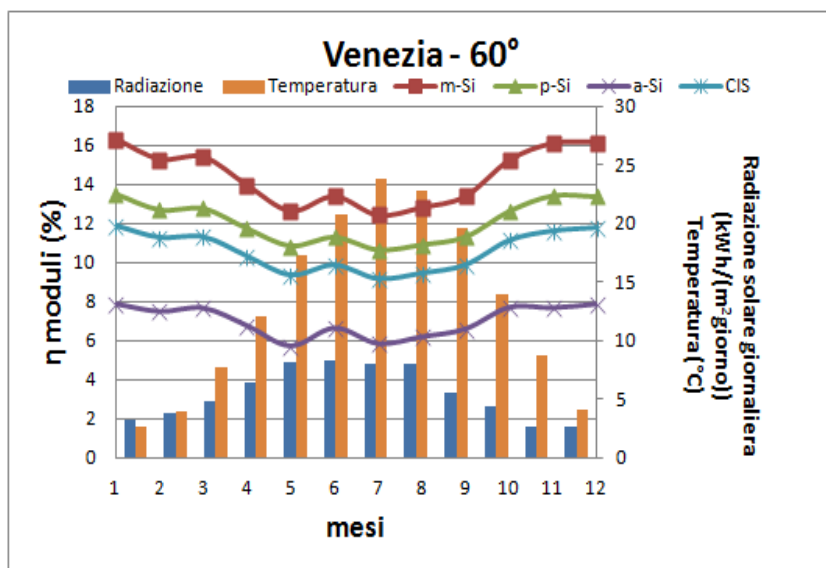
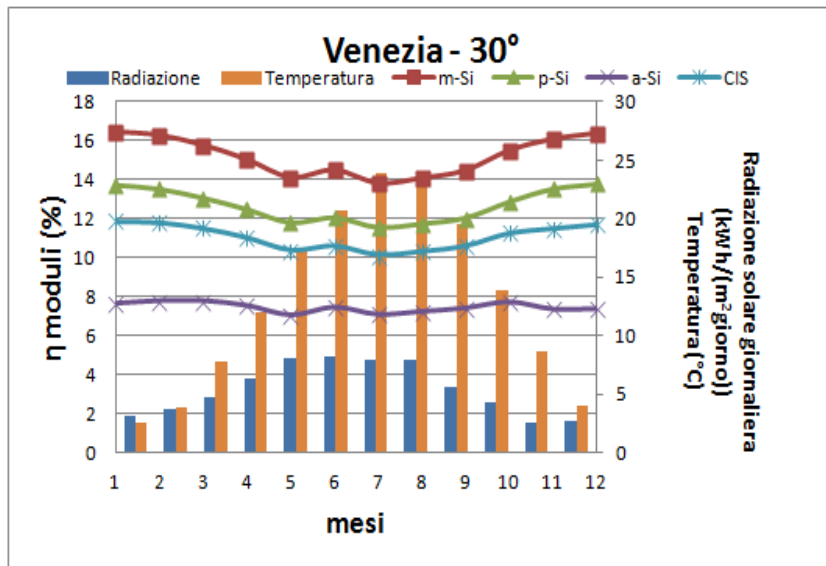
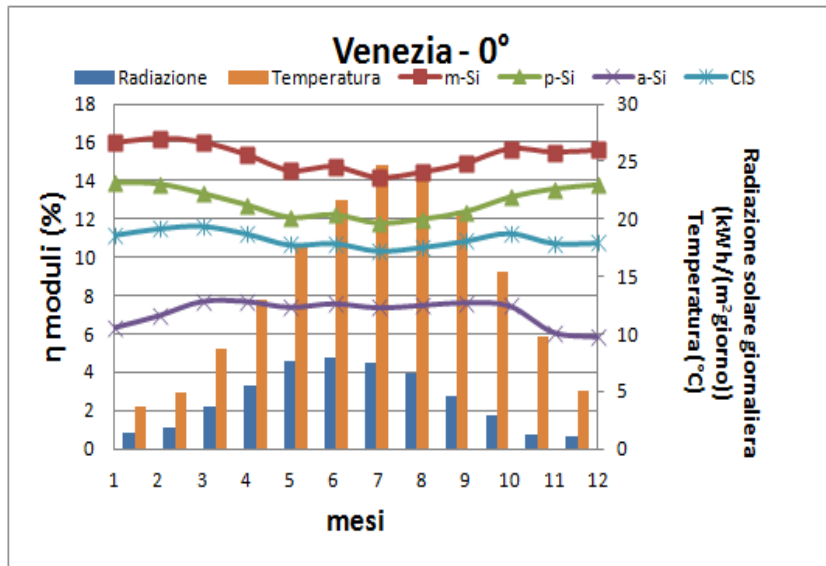


Fig. 8. Principali valori mensili dell'efficienza dei moduli per differenti inclinazioni per $R_{s,opt}$ a Venezia

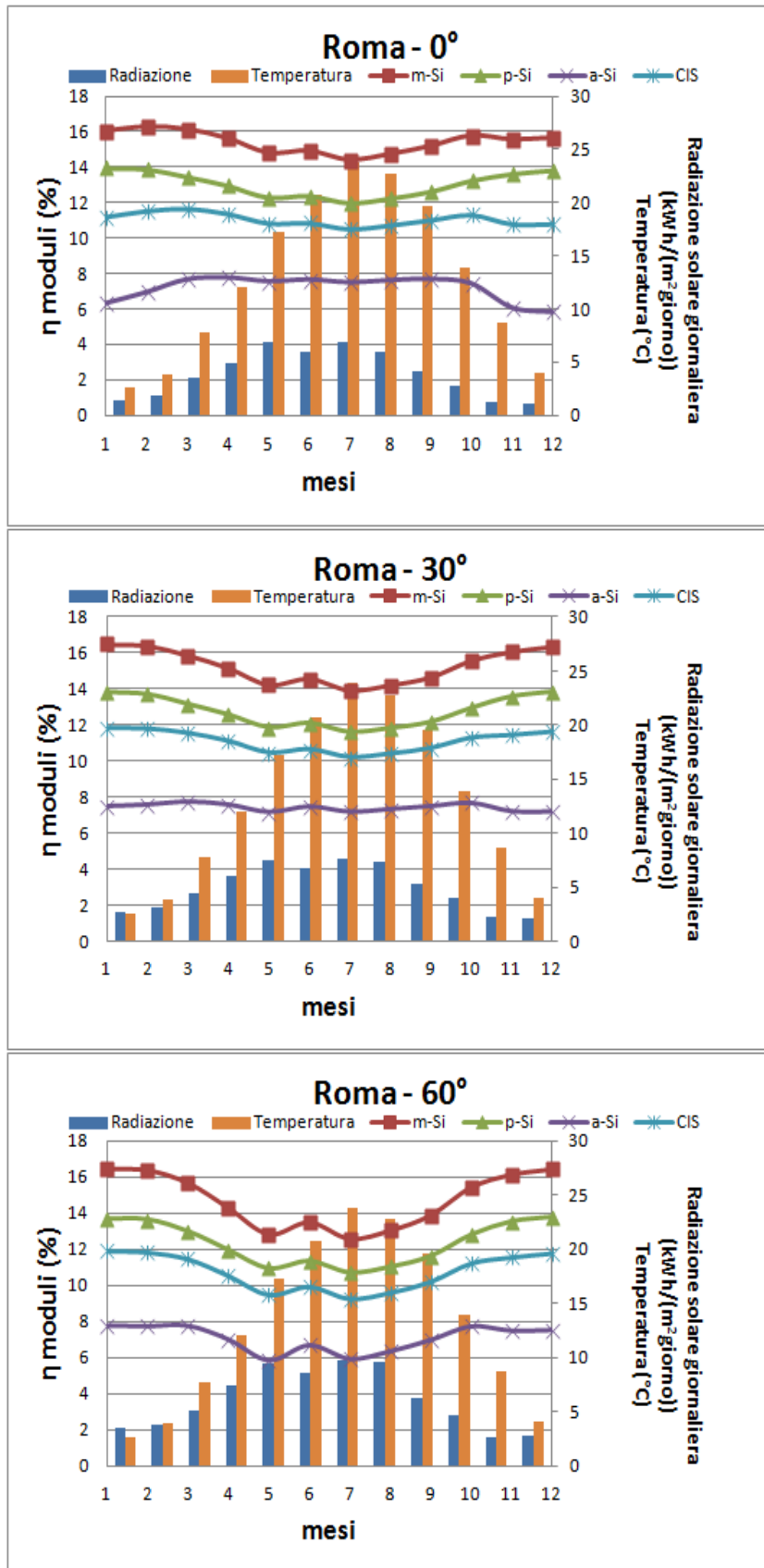


Fig. 9. Principali valori mensili dell'efficienza dei moduli per differenti inclinazioni per $R_{s,opt}$ a Roma.

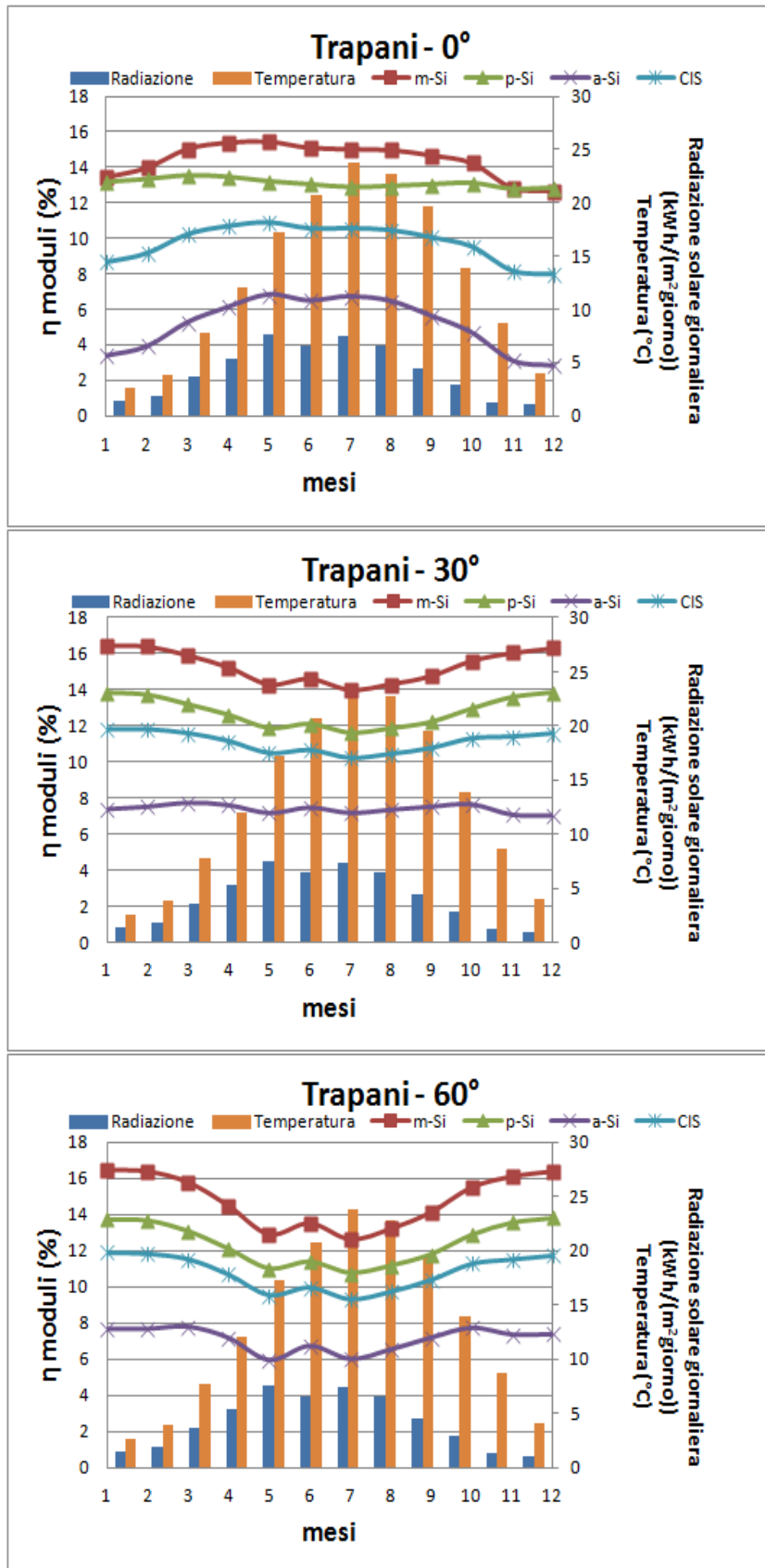


Fig. 10. Principali valori mensili dell'efficienza dei moduli per differenti inclinazioni per $R_{s,opt}$ a Trapani.

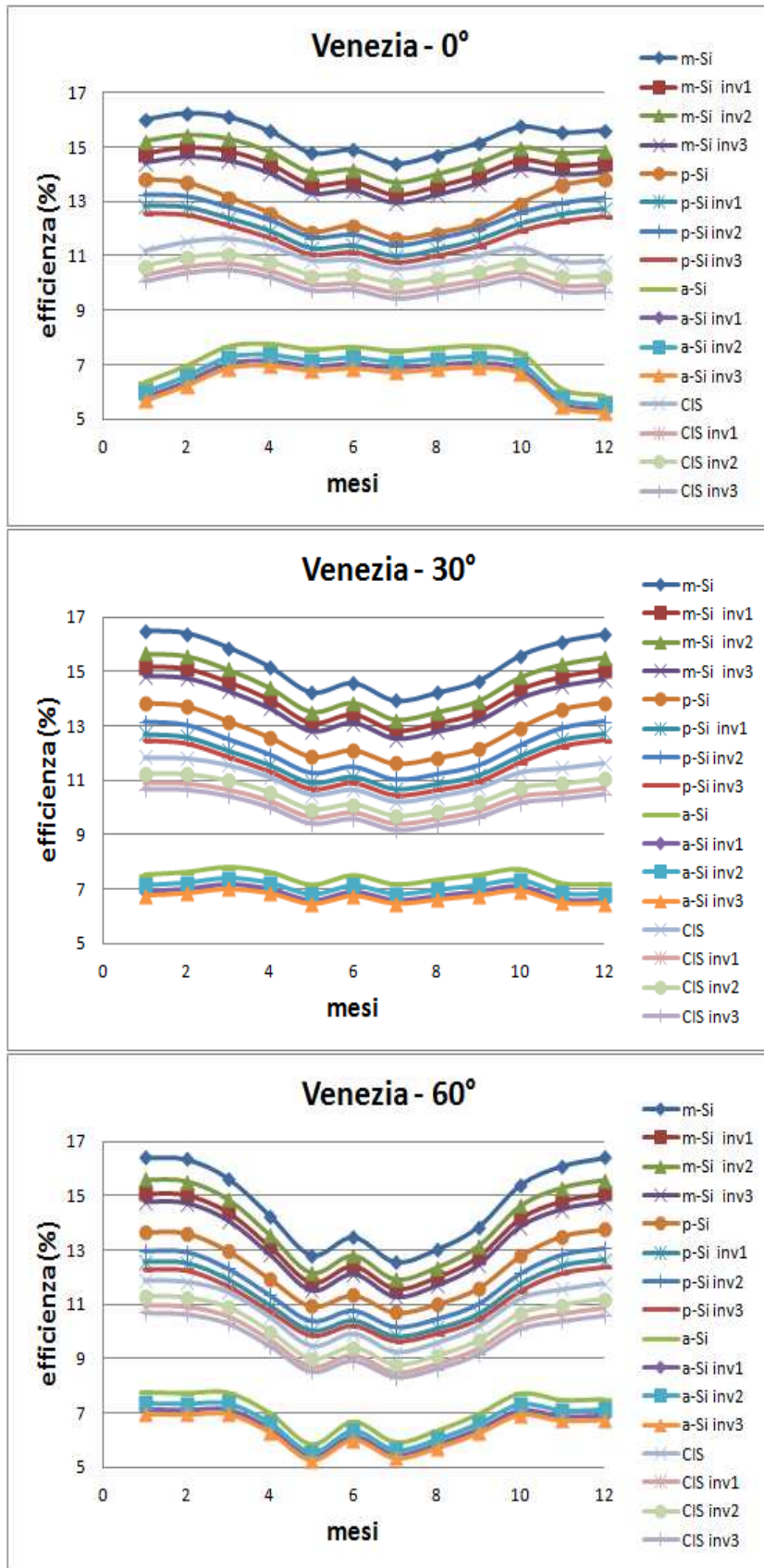


Fig. 11. Valori mensili d'efficienza del sistema per differenti tecnologie e inclinazioni calcolato per $R_{s,opt}$.

6.ANALISI ECONOMICA

I risultati delle analisi sulle previsioni energetiche vengono estesi ad un confronto economico tra i vari tipi di tecnologia e condizioni di installazione.

Attualmente in Italia vi è un programma europeo di incentivazione in conto esercizio della produzione di energia elettrica da fonte solare mediante impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica. Questo sistema di incentivazione, “Conto Energia 2011-2016”, chiamato anche “Quarto Conto Energia”, è attualmente regolato dal decreto ministeriale del 05/05/2011, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 12/05/2011, per tutti gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 31/05/2011 fino al 31/12/2016.

Per la nostra simulazione useremo i dati forniti dal “Terzo Conto Energia” regolato dal decreto interministeriale del 06/08/2010 “Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare” pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 24/08/2010 .

L’incentivazione dura vent’anni dall’entrata in funzione del sistema e richiede una potenza nominale non inferiore a 1 kW. Il decreto prevede delle categorie determinate dall’intervallo di potenza, e dal tipo di impianto. Ci sono poi dei premi che garantiscono delle maggiorazioni sulla tariffa incentivante. I premi sono previsti sia per gli impianti fotovoltaici realizzati su edifici, sia per gli impianti integrati con caratteristiche innovative.

Possiamo vedere nella Tab. 4 il riassunto delle varie condizioni del conto energia 2011-2013.

| Intervallo di potenza | A | | B | | C | |
|-----------------------|---|-----------------------------|---|-----------------------------|---|-----------------------------|
| | Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 Dicembre 2010 ed entro il 30 Aprile 2011 | | Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 Aprile 2011 ed entro il 31 Agosto 2011 | | Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 Agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011 | |
| | Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici | Altri impianti fotovoltaici | Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici | Altri impianti fotovoltaici | Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici | Altri impianti fotovoltaici |
| [kW] | [€/kWh] | [€/kWh] | [€/kWh] | [€/kWh] | [€/kWh] | [€/kWh] |
| $1 \leq P \leq 3$ | 0,402 | 0,362 | 0,391 | 0,347 | 0,380 | 0,333 |
| $3 < P \leq 20$ | 0,377 | 0,339 | 0,360 | 0,322 | 0,342 | 0,304 |
| $20 < P \leq 200$ | 0,358 | 0,321 | 0,341 | 0,309 | 0,323 | 0,285 |
| $200 < P \leq 1000$ | 0,355 | 0,314 | 0,335 | 0,303 | 0,314 | 0,266 |
| $1000 < P \leq 5000$ | 0,351 | 0,313 | 0,327 | 0,289 | 0,302 | 0,264 |
| $P > 5000$ | 0,333 | 0,297 | 0,311 | 0,275 | 0,287 | 0,251 |

Tab. 4. Incentivi previsti dal conto energia 2011-2013.

Consideriamo due casi:

- un impianto fotovoltaico integrato di 3 kW_p realizzato in un edificio residenziale, dove il consumo di energia è di 4000 kWh in un anno. La tariffa del fornitore è di 0.18 €/kWh.
- Un impianto non realizzato su edificio di 100 kW_p. In questo caso, poiché è un impianto adibito alla sola vendita dell'energia supponiamo che il prezzo sia di 0.10 €/kWh.

I benefici economici provengono:

- dagli incentivi pervenuti dal conto energia;
- dalla vendita dell'energia prodotta dall'impianto (caso b);
- dal risparmio ottenuto sull'energia consumata (caso a).

La tab. 5 riporta tutti i dati economici. Nei costi di investimento dell'impianto, sono compresi i costi annuali di manutenzione dell'impianto (1% del costo di investimento ed includono la sostituzione dell'inverter a metà vita dell'impianto).

| | Caso a | Caso b | |
|--------------------------------|---|--------------------------------|-------------------|
| | impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici | altri impianti fotovoltaici | |
| Potenza di picco | 3 | 100 | kW _p |
| Tariffa incentivante | 0,38 | 0,285 | €/kWh |
| Costo elettricità | 0,18 | 0,1 | €/kWh |
| Costo impianto fotovoltaico | | | |
| m-Si | 4500 | 3600 | €/kW _p |
| p-Si | 4500 | 3600 | €/kW _p |
| a-Si | 5500 | 4400 | €/kW _p |
| CIS | 4000 | 3200 | €/kW _p |
| Tasso di interesse | 3% | 3% | |
| Periodo | 20 | 20 | |

Tab. 5. Parametri per l'analisi economica.

Dall'eq. 1 ci ricaviamo l'efficienza dei moduli fotovoltaici nelle condizioni standard ($\eta_{PV,peak}$), l'area necessaria per kW_p ($A_{peak}=1/\eta_{PV,peak}$) e la potenza di picco prodotta ($P_{PV,peak}=\eta_{PV,peak} * G_{\beta,0}$) (tab. 6). Ora con questi dati è possibile calcolare la produzione elettrica oraria dell'impianto fotovoltaico, i benefici economici dovuti al piano tariffario agevolato e il risparmio per il mancato acquisto di energia (caso a) oppure il guadagno per vendita di energia prodotta (caso b).

| | $\eta_{PV,peak}$ | A_{peak} (m ² /kW _p) | $P_{PV,peak}$ (W _p /m ²) |
|------|------------------|--|--|
| m-Si | 15,4% | 0,6506 | 153,7 |
| p-Si | 12,7% | 0,7873 | 127,0 |
| a-Si | 7,2% | 1,3829 | 72,3 |
| CIS | 11,6% | 0,8619 | 116,0 |

Tab. 6. Performances in condizioni standard (STC) per i moduli fotovoltaici.

Per il caso a, i risultati economici nella fig. 12 sono espressi in termini di ritorno dell'investimento mentre nella Fig. 13 sono espressi in termini di valore attuale netto alla fine del periodo in analisi (20 anni).

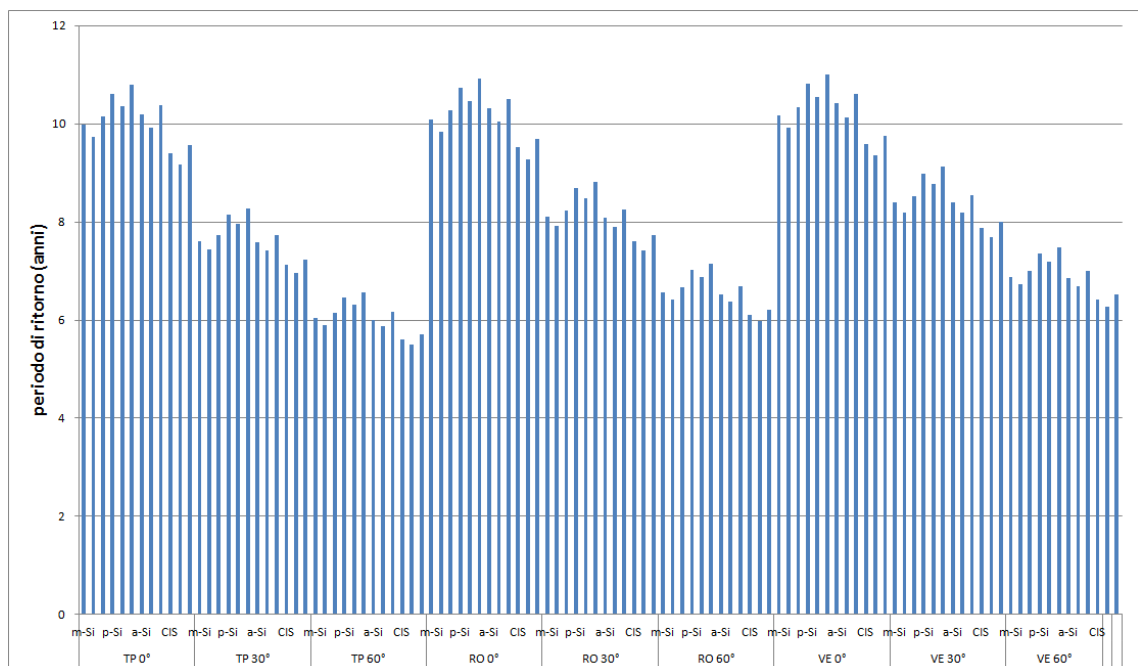


Fig. 12. Periodo di ritorno dell'investimento per i 4 tipi di modulo per il caso a per le varie inclinazioni.

Per quanto riguarda il ritorno dell'investimento, in tutti e due i casi (a e b) la tecnologia amorfa se confrontata alle altre tecnologie non è competitiva, il caso peggiore si presenta se utilizziamo l'inverter di tipo 3. Però in termini di valore netto attuale al termine del vent'esimo anno la tecnologia a-Si è la più vantaggiosa proprio per l'ottima produzione elettrica annuale. Da tenere in considerazione che questo risultato è stato ottenuto ipotizzando di non avere limiti d'area, ma se invece consideriamo questi limiti, si ridurrà la potenza di picco installabile, quindi si ridurrà anche il vantaggio economico.

Per tutte le località, per tutte le tecnologie di modulo e inclinazioni, l'inverter di tipo 2 è l'opzione migliore, rispetto al tipo 1 e al tipo 3, sia per quanto riguarda il periodo di ritorno, sia per il valore attuale netto.

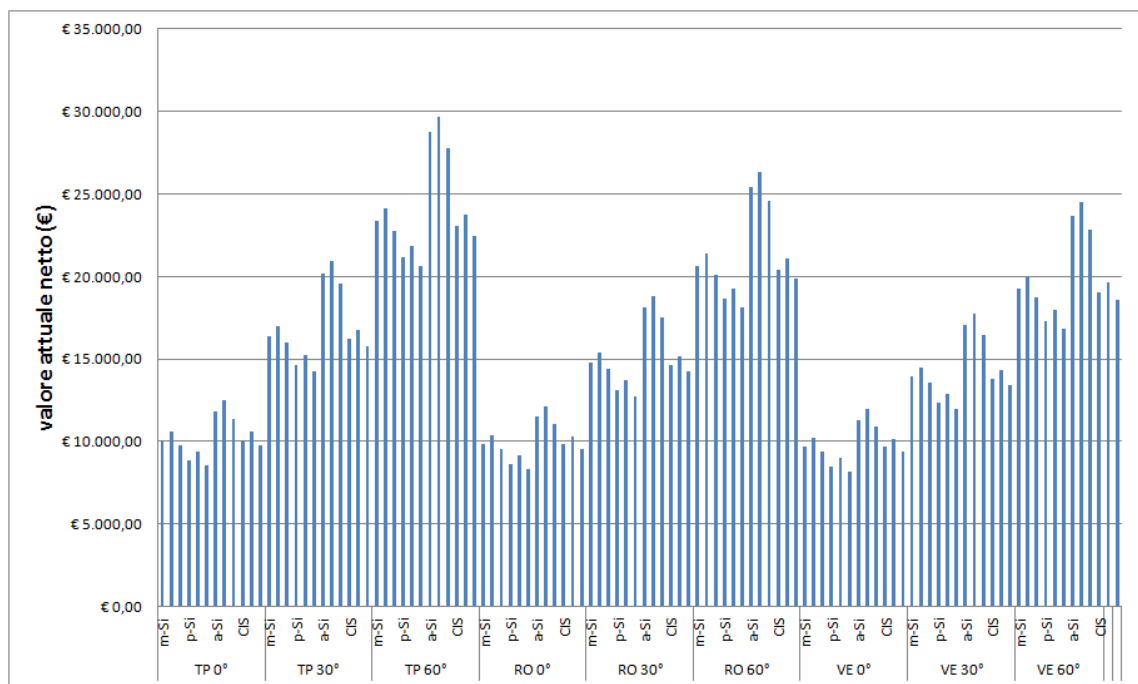


Fig. 13. Valore attuale netto per il caso a

Le località più a sud, che producono più energia per la maggiore radiazione, sono le più vantaggiose.

Il miglior caso si ha per i moduli CIS con inclinazione di 30 gradi accoppiati con inverter di tipo 2 a Trapani. Nella fig. 14 ne viene riportato il flusso di cassa.

Per quanto riguarda il caso b, arriviamo alle stesse principali conclusioni del caso a, ma poiché abbiamo solo la vendita dell'energia e non lo scambio sul posto, si ha un aumento del periodo di ritorno.

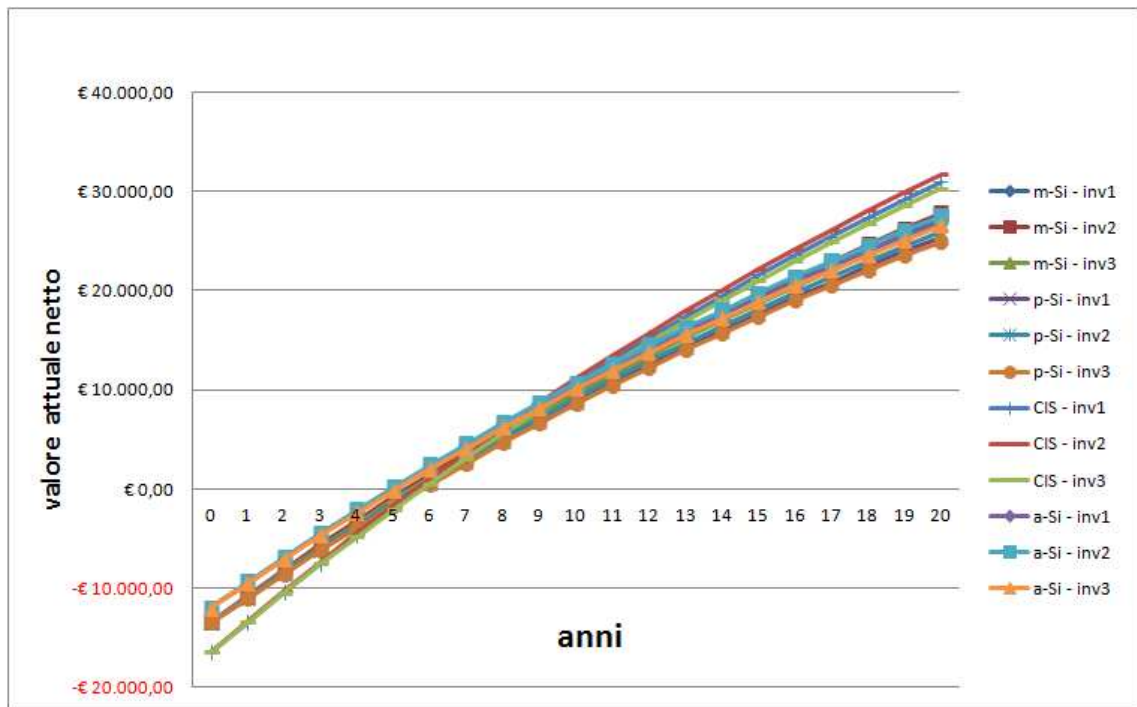


Fig. 14. Flusso di cassa per Trapani.

7.CONCLUSIONI

Per il dimensionamento ottimale di un impianto fotovoltaico, cioè il corretto accoppiamento tra moduli fotovoltaici e inverter per massimizzare l'energia prodotta e i vantaggi economici, evidenziano i seguenti punti:

- La curva d'efficienza dell'inverter è il parametro che più influisce sull'accoppiamento. I calcoli sviluppati mostrano che, confrontando le stesse tecnologie di modulo nello stesso sito con differenti tipi di inverter, è possibile aumentare o diminuire il rapporto fino ad un 30% rispetto a quello ottimale $R_{s,opt}$;
- Per quanto riguarda il tipo di tecnologia dei moduli, sembra che questo non abbia influenza tranne che per la tecnologia amorfa: in questo caso è molto importante non sottodimensionare l'inverter rispetto alla potenza di picco dei moduli perché porterebbe ad un grave decremento dell'efficienza del sistema;
- L'inclinazione dei moduli influisce sull'efficienza mensile dei moduli e quindi sull'efficienza del sistema, mentre la località (radiazione solare e temperatura ambientale) influisce sulla produzione dell'elettricità e sui risultati economici. Se prendiamo in considerazione gli incentivi economici, l'analisi rivela che ottimizzando l'accoppiamento tra moduli e inverter si minimizza il periodo di ritorno si ottiene un buon valore attuale netto sui vent'anni.

BIBLIOGRAFIA

- AA.VV., 1985 TEST REFERENCE YEAR TRY, Data Sets for Computer Simulations of solar Energy Systems and Energy Consumption in Buildings. Commission of the European Communities, Directorate General XII for Science, Research and Development
- ASTM, 1998, Standard test methods for electrical performance of nonconcentrator terrestrial photovoltaic modules and arrays using reference cells, Standard E1036
- Durisch W., Bitnar B., Mayor J.C., Kiess H., Lam K. H., Close J., 2007, Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation, Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 91, pp. 79-84
- Evans D. L., 1981, Simplified method for predicting photovoltaic array output. Solar energy, vol. 27, pp. 555-60
- Evans D.L., Florschuetz L.W., 1977, Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration, Solar Energy, vol. 19, p. 255
- Kasten F., Young A.T., 1989, Revised optical air mass tables and approximation formula, Applied Optics, vol. 28, pp. 4735-8
- Klucher T.M., 1979, Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces, Solar Energy, vol. 23, pp. 111-4
- Lazzarin R., 1981, Sistemi solari attivi, Franco Muzzio & C. Editor, Padova, Italia
- Notton G., Lazarov V., Stoyanov., 2010, Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations, Renewable Energy, vol. 35, pp. 541-554
- Paatero J.V., Lund P.D., 2007, Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks, Renewable Energy, vol. 32, pp. 216-34
- Ross R.G., 1976, Interface design considerations for terrestrial solar cell modules, In: 12th IEEE photovoltaic specialists, Baton Rouge, Louisiana, USA, 15-18 November 1976
- BUSATO F., LAZZARIN R., NORO M., 2011, Analysis of the optimization of grid-connected PV plants, Proceedings Conference "CLIMAMED 2011"