



Università degli Studi di Torino
Facoltà di Scienze MM. FF. NN.
Classe dei Corsi di Laurea in Fisica



Studio comparativo della performance di pannelli fotovoltaici

Candidato: Giovanni Quarato

Relatore: Prof. Paolo Gambino

Generalità

Impianto

Analisi

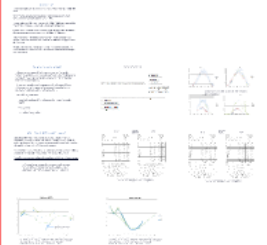
Conclusioni

Conclusioni

- Conferma che l'investimento a noi è più produttivo.
 - Efficienza dei moduli paragonabili a quelle esistenti in SIC.
 - Per i pannelli solari esistenti, la tecnologia CIS si adatta meglio alle nostre condizioni climatiche rispetto alle alternative di produttività. Le altre tecnologie, non è possibile validare se sia un comportamento isolato o abbia una validità generale.
 - Si confermano migliori rendimenti durante i mesi autunnali e primaverili per cielo più limpido.
 - Conferma che la tecnologia PC-MC risente fortemente in trappamento.
- Si ricorda che le problematiche dovute all'inquinamento hanno ridotto notevolmente la produttività di analisi dei dati cronologicamente alle sole giornate serene.*

Grazie dell'attenzione

Back up slide



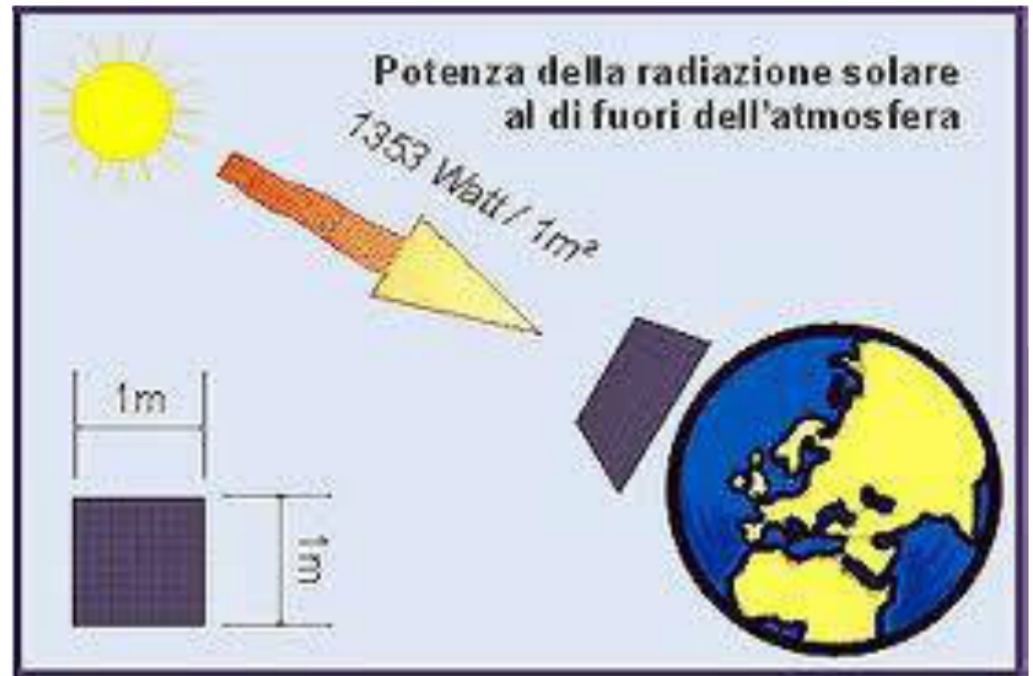
Radiazione Solare

Generalità

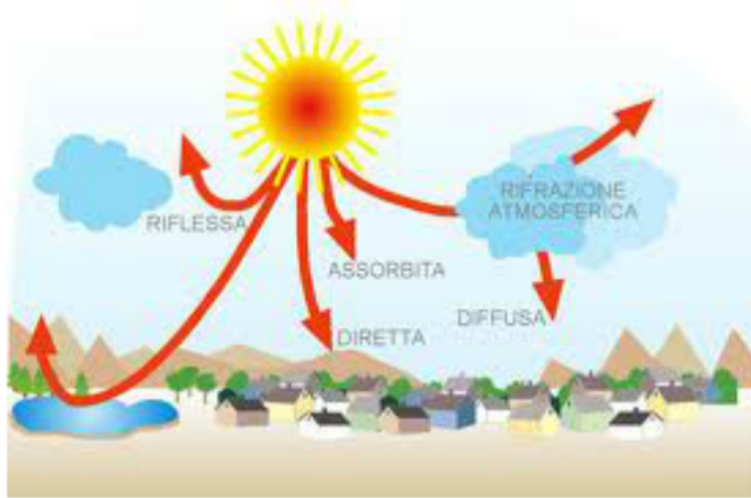
Il flusso di energia irradiato dal sole è di circa 60.000 kW/m², valore misurato sulla superficie del sole.

Sulla superficie esterna dell'atmosfera diventa 1366 W/m².

Tale valore viene detto
COSTANTE SOLARE



Il valore che si registra sulla superficie terrestre è inferiore alla costante solare per la presenza di fenomeni di assorbimento e riflessione in atmosfera.

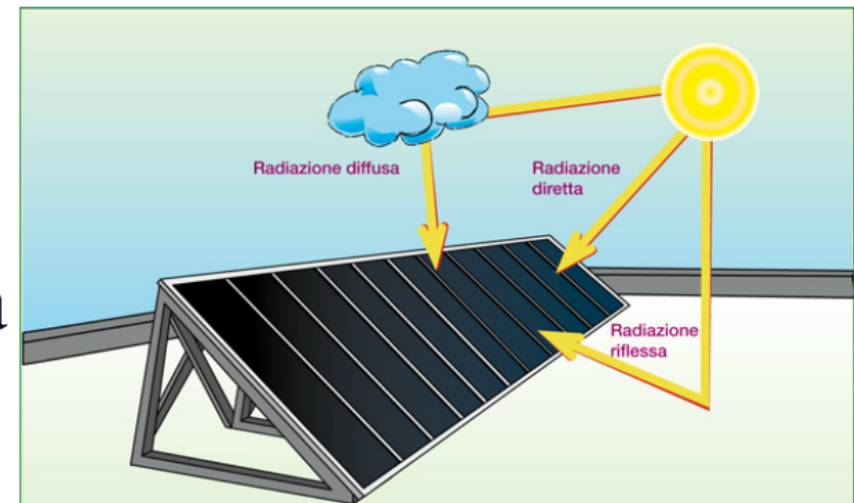


La radiazione che raggiunge la superficie terrestre si divide in:

- Radiazione diretta
- Radiazione diffusa
- Radiazione riflessa

Le proporzioni delle radiazioni dipendono da:

- Condizioni atmosferiche
- Inclinazione e orientamento della superficie
- Fenomeni di riflessione



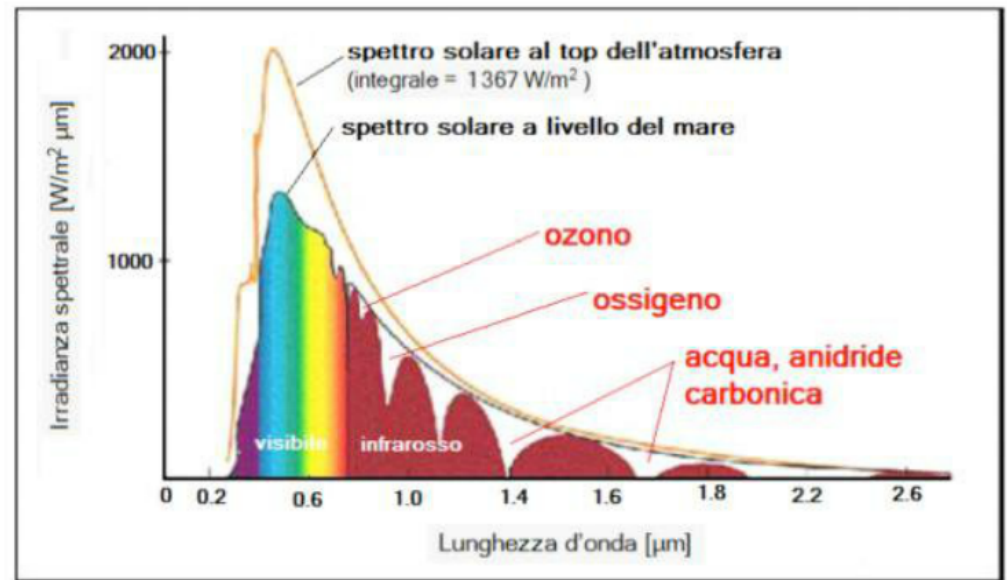
Spettro solare

La radiazione solare non è concentrata su una sola frequenza ma distribuita in uno spettro a campana assimilabile a quello di un corpo nero.

Il massimo è centrato nella banda di radiazione visibile; è anche presente radiazione infrarossa e ultravioletta.

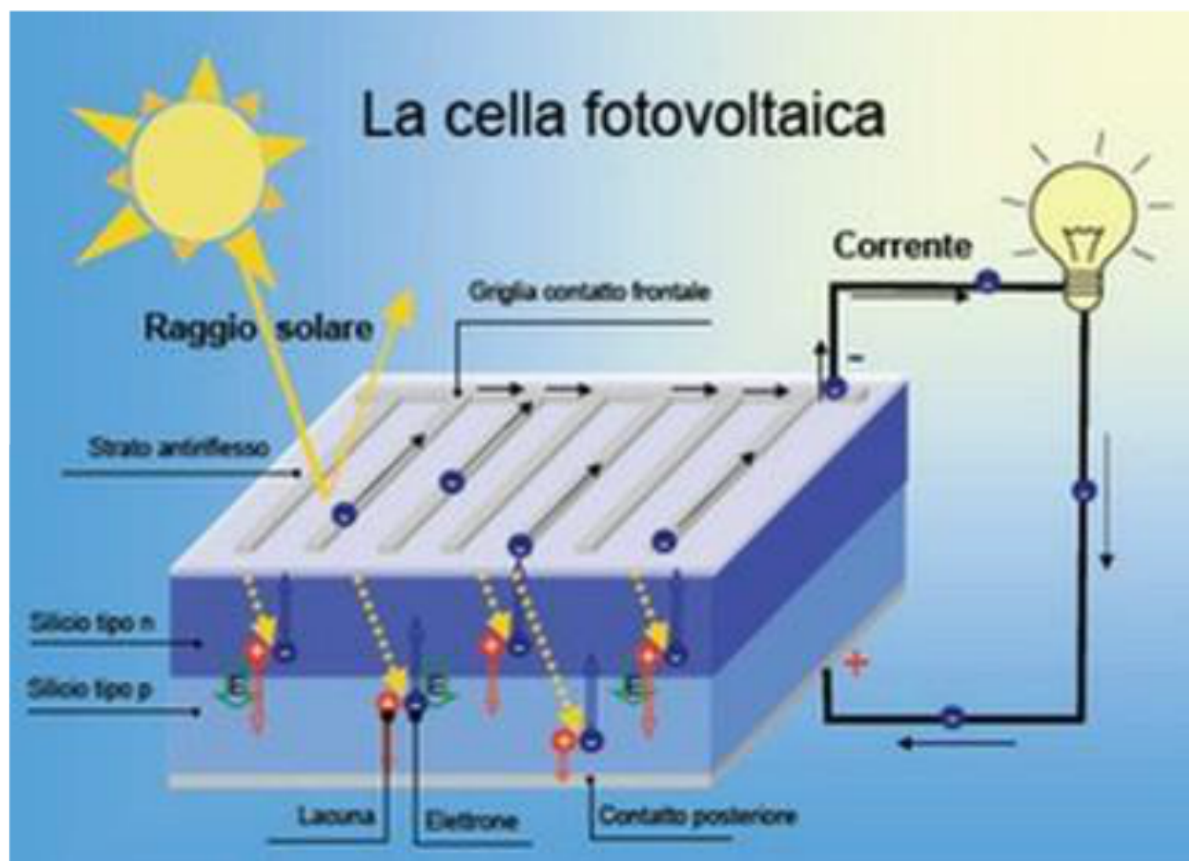
Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione subisce effetti di: assorbimento, riflessione, rifrazione e diffusione.

Lo spettro che arriva a terra risulta quindi irregolare e con la presenza di bande di assorbimento.



Effetto fotovoltaico

Fenomeno fisico che si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un semiconduttore passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone sufficientemente energetico.



Caratteristiche impianto

L'impianto fotovoltaico è formato da due schiere di pannelli con diversa esposizione e inclinazione rispetto al piano:

- Esposizione SUD, inclinazione 45°
- Esposizione EST, inclinazione 10°

Le due schiere sono composte da tre diverse tecnologie organizzate in stringhe:

- Silicio Policristallino + monocristallino (PC.MC)
- Silicio amorfo (AMC)
- Diseleniuro di indio e rame (CIS)

Scopo del lavoro è valutare le prestazioni reali delle tre tecnologie nelle due diverse esposizioni ed identificare la tecnologia che meglio si adatta alle nostre latitudini e condizioni atmosferiche.

Esposizione SUD

AMC

CIS

PC.MC

PC.MC

PC.MC

CIS

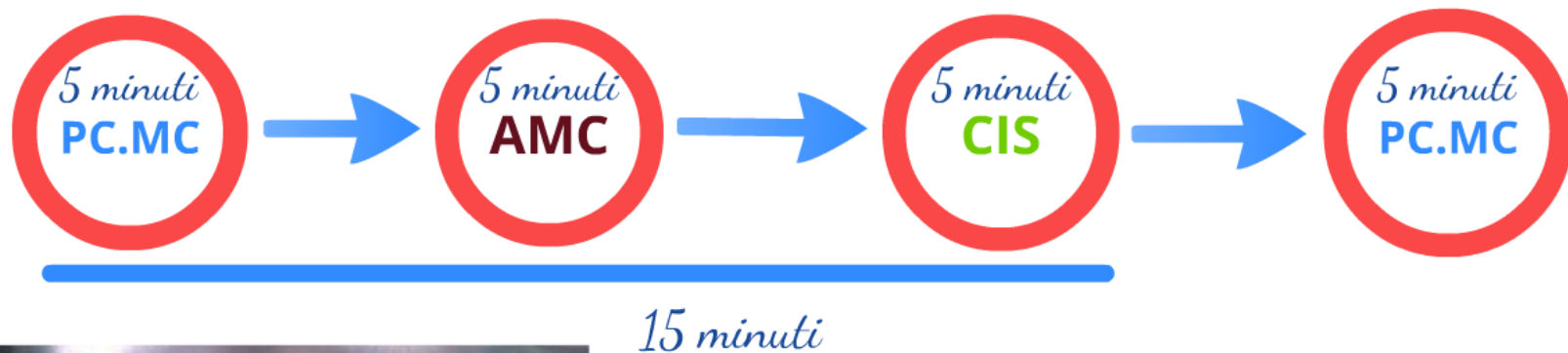
CIS

Esposizione EST

Sistema di acquisizione

Le due esposizioni vengono attivate alternativamente per un periodo di 10-15 giorni.

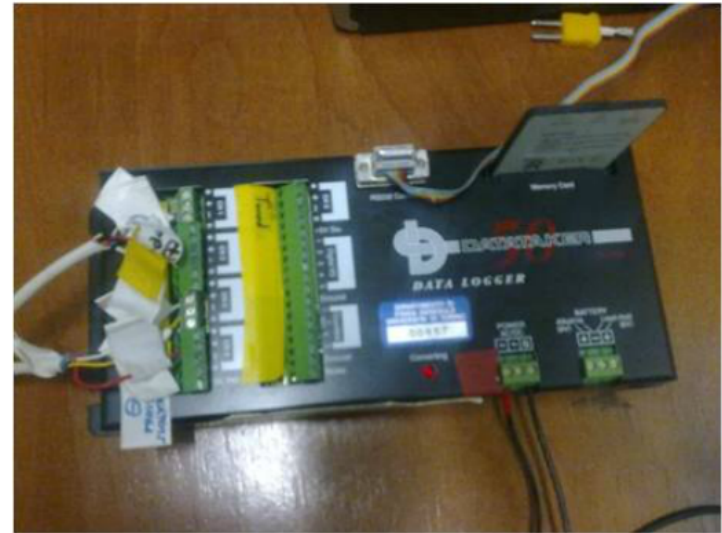
Le stringhe vengono gestite da un sequenziatore impostato per attivarle ciclicamente ogni 5 minuti.



Ogni 30 secondi vengono misurati i valori di:

- Tensione e corrente continua
- Temperatura del pannello PC.MC esposto a sud
- Irraggiamento sul piano esposto a sud

I dati vengono raccolti su in sistema di memoria organizzato in canali; chiamato datataker.



L'impianto è infine collegato alla rete elettrica tramite un inverter che trasforma la corrente continua, generata dai moduli fotovoltaici, in corrente alternata.

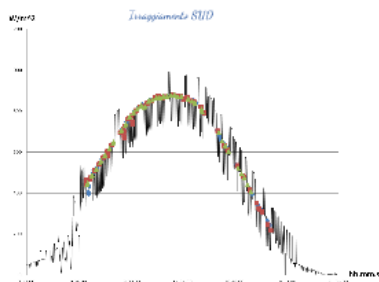


L'irraggiamento viene misurato tramite due solarimetri:

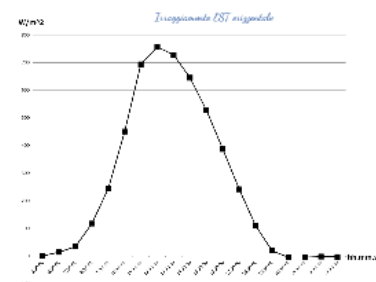
- Esposizione sud: solarimetro posto sul piano dei moduli collegato al datataker; valori di irraggiamento presi ogni 30 secondi
- Esposizione est: solarimetro parallelo al tetto, si conoscono i valori medi orari

L'irraggiamento misurato per l'esposizione sud presenta numerosi disturbi dovuti a interferenze elettriche nel sistema di acquisizione, si è resa quindi necessaria una pulitura corposa dei dati.

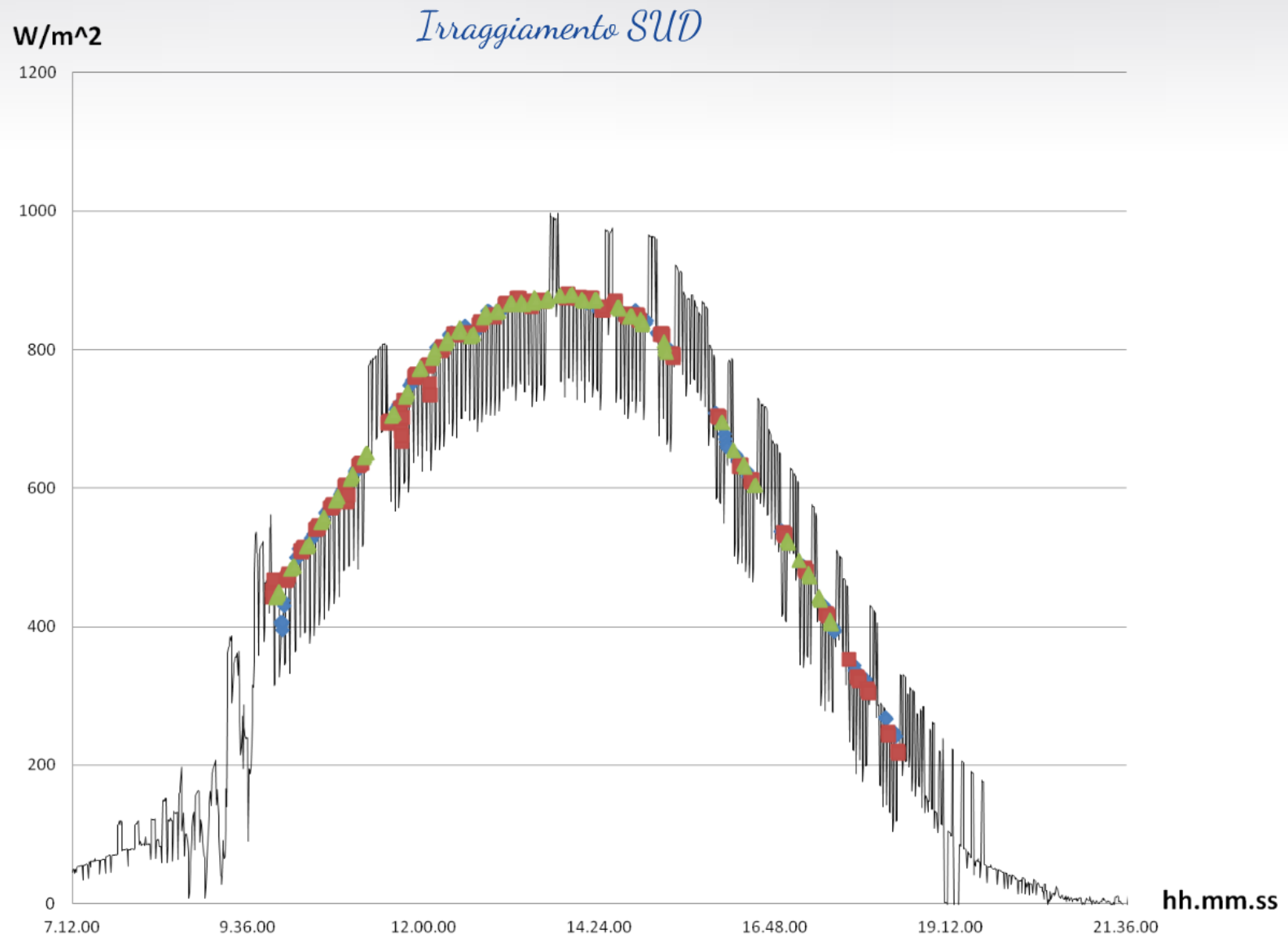
Per l'esposizione est sono stati estrapolati i valori di irraggiamento interpolando linearmente i valori medi orari e sono stati valutati dei coefficienti correttivi per stimare i valori su un piano inclinato di 10° .



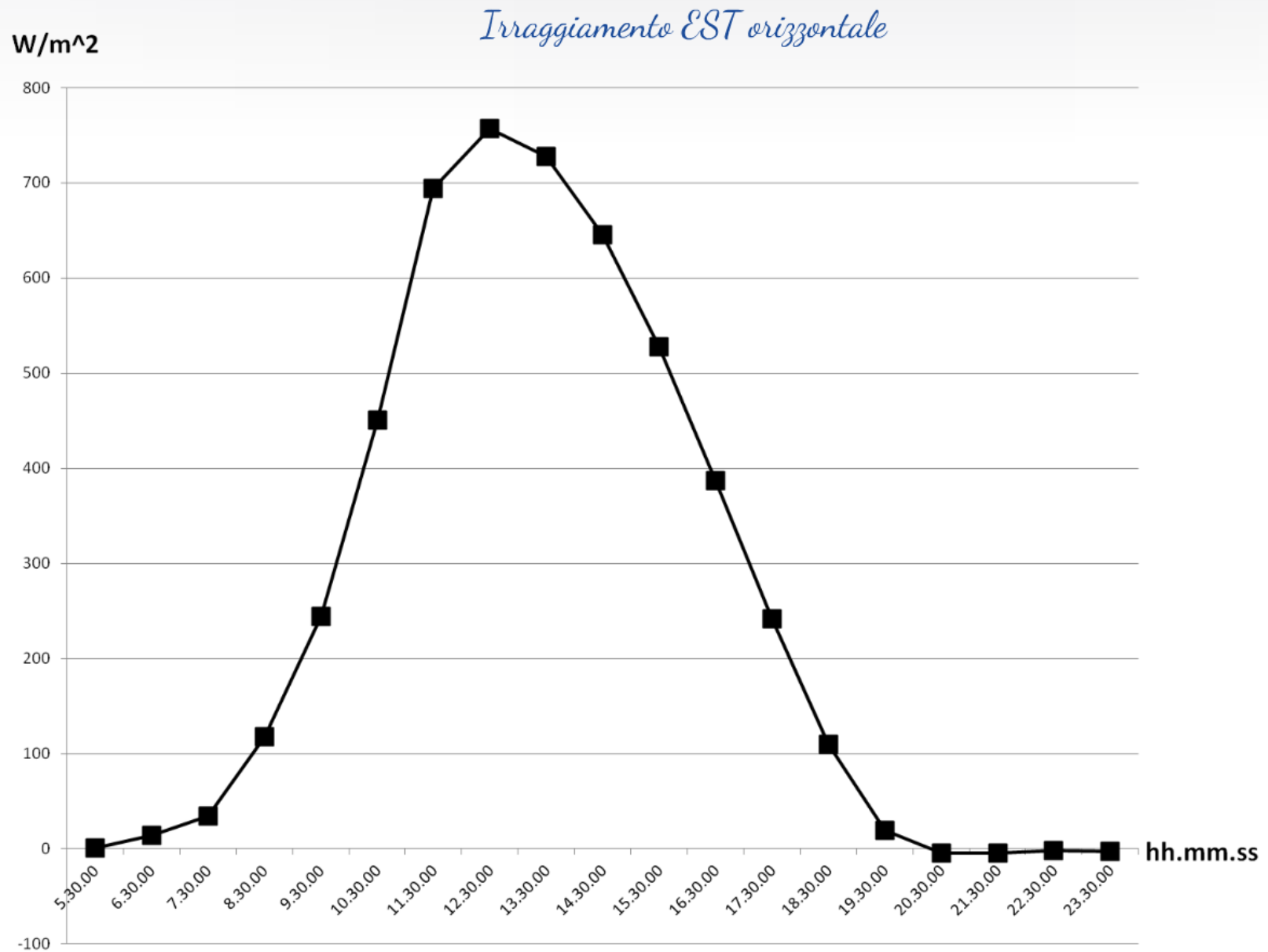
Al fini del nostro studio sono stati considerati solamente i valori corrispondenti ai punti colorati.



L'interpolazione lineare tra i valori medi orari non permette di conoscere variazioni meteorologiche veloci o ombre temporanee.



Ai fini del nostro studio sono stati considerati solamente i valori corrispondenti ai punti colorati.



l'interpolazione lineare tra i valori medi orari non permette di conoscere variazioni meteorologiche veloci o ombre temporanee.

	Esposizione SUD	Esposizione EST	
	Pnom	Pnom	Eff. nom.
PC.MC	900 Wp	900 Wp	13.8
AMC	240 Wp	240 Wp	8.5
CIS	375 Wp	300Wp	10.4

Le caratteristiche tecniche sovra-esposte sono misurate in condizioni standard di laboratorio STC:

- $Irr = 1000 \text{ W/m}^2$ (perpendicolare al modulo)
- 1.5 AM
- $T = 25^\circ\text{C}$

In condizioni reali vi sono molti fattori che influenzano la performance dei pannelli, molti dei quali non sono calcolabili a priori:

- Variabilità meteorologica
- Ombre sull'installazione
- Alte temperature dei moduli

Il lavoro si è focalizzato sullo studio di giornate tipo con cielo sereno, comparando quantitativamente i valori di potenza e efficienza nominali con i dati reali acquisiti.

Per l'analisi dati si è usato:

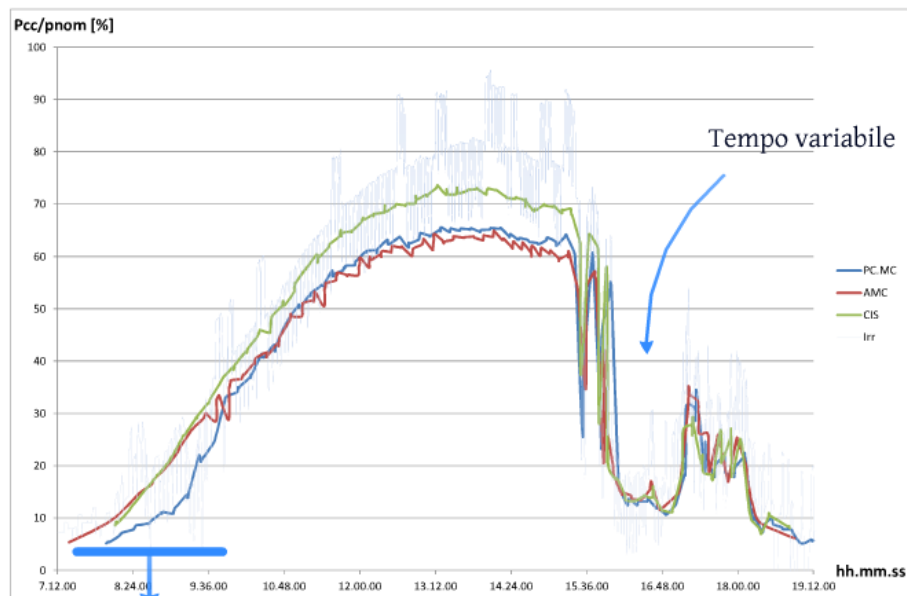
$$P_{cc} = V_{dc} * I_{dc}$$

$$Eff = \frac{P_{cc}/Sup}{Irr}$$

Di seguito verranno paragonate giornate serene: estive autunnali e invernali , per entrambe le esposizioni.

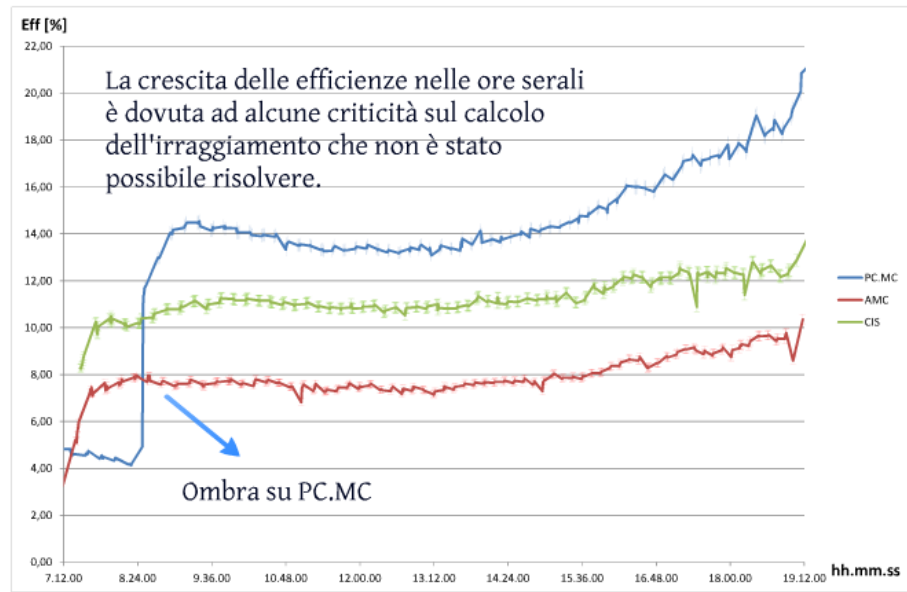
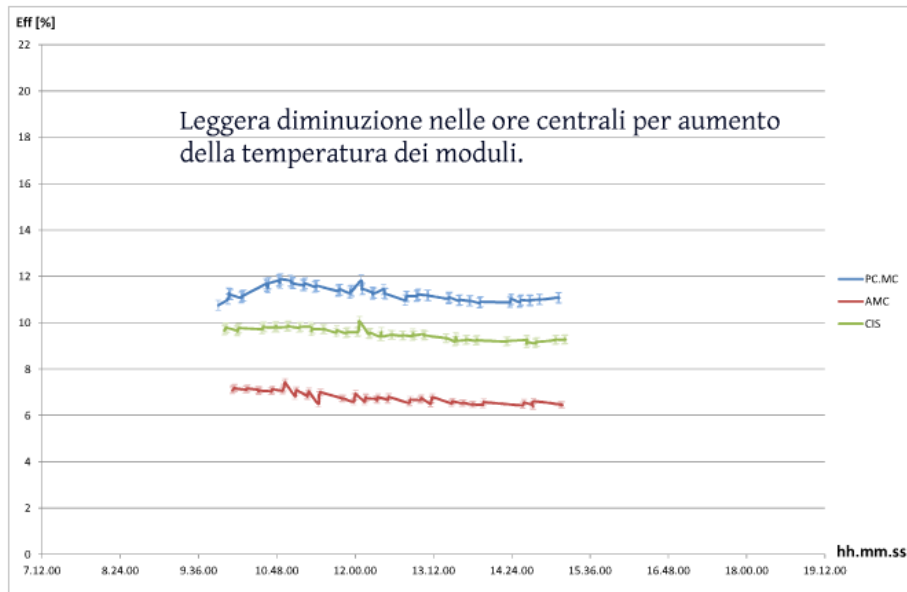
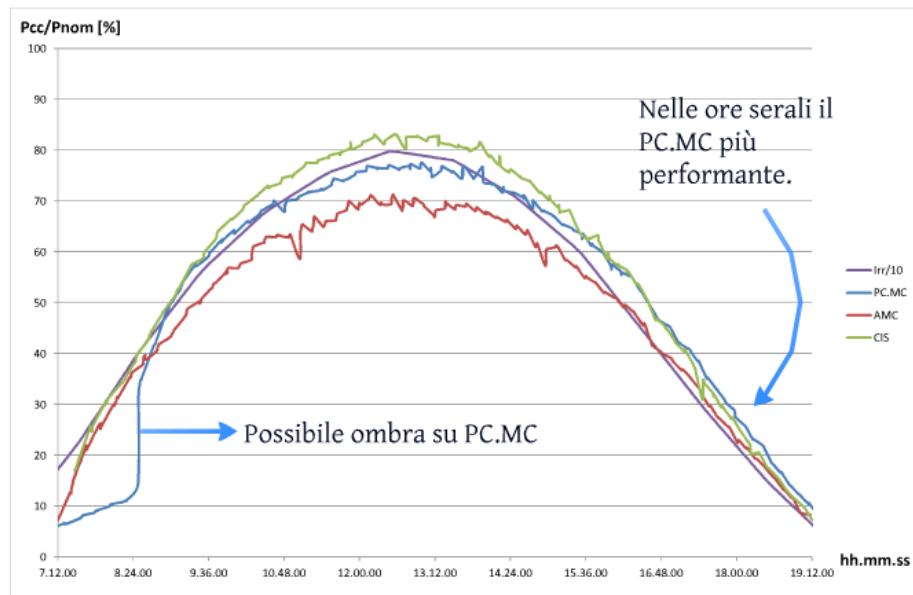
La presenza di ombre temporanee o stagionali sui moduli inficiano alcuni risultati soprattutto durante l'inverno.

Giugno SUD

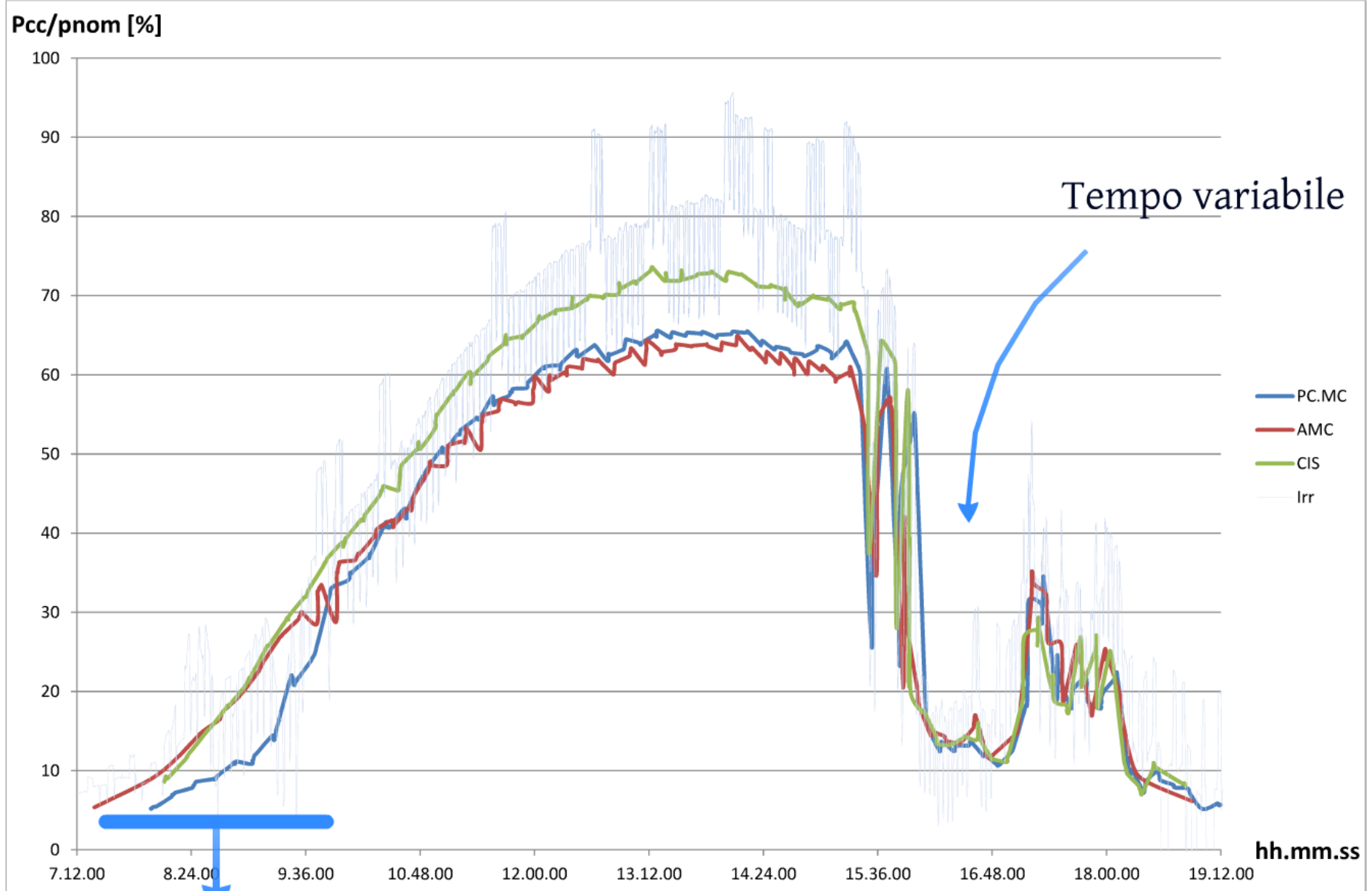


Ombra sul solarimetro

Giugno EST



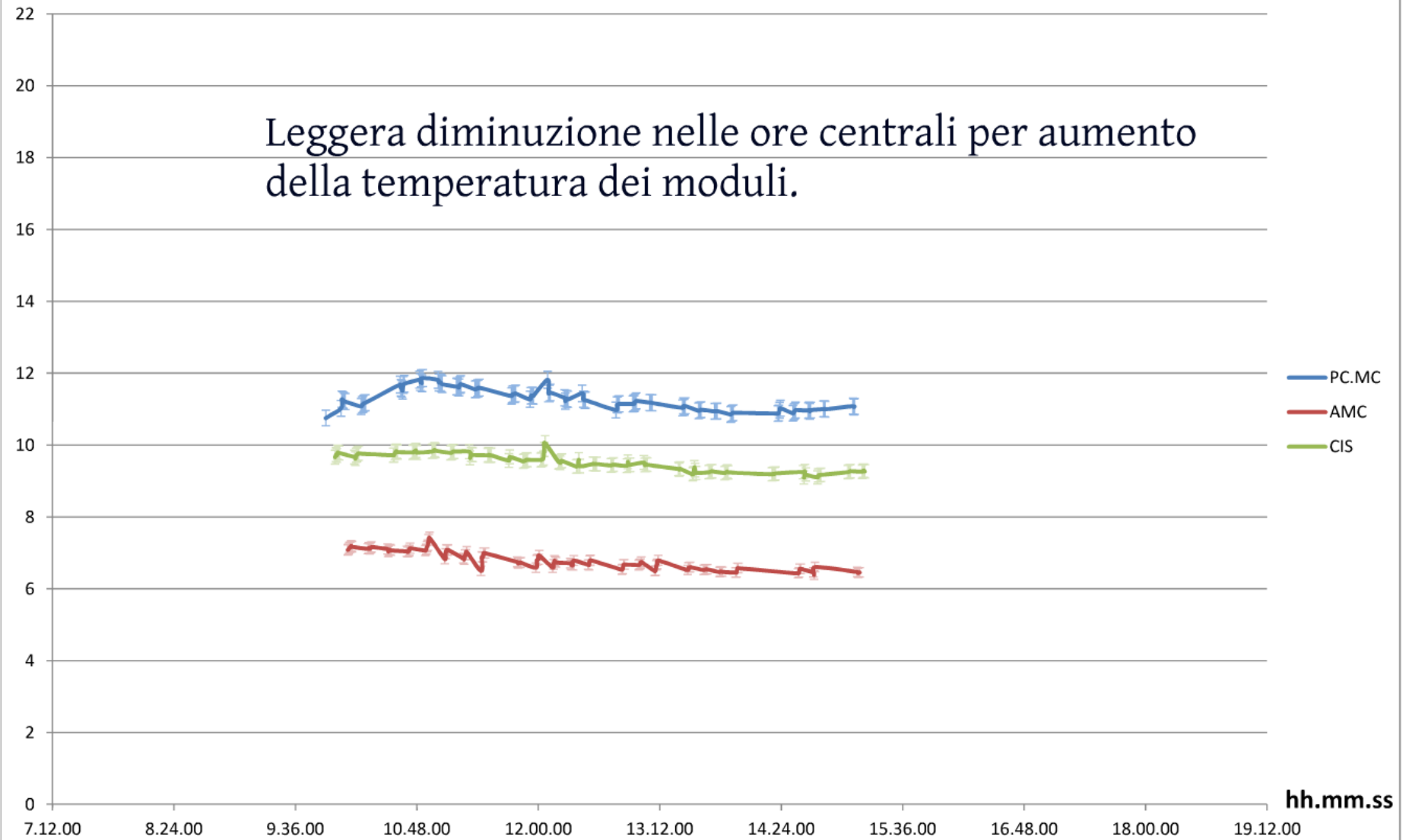
Giugno SUD



Ombra sul solarimetro

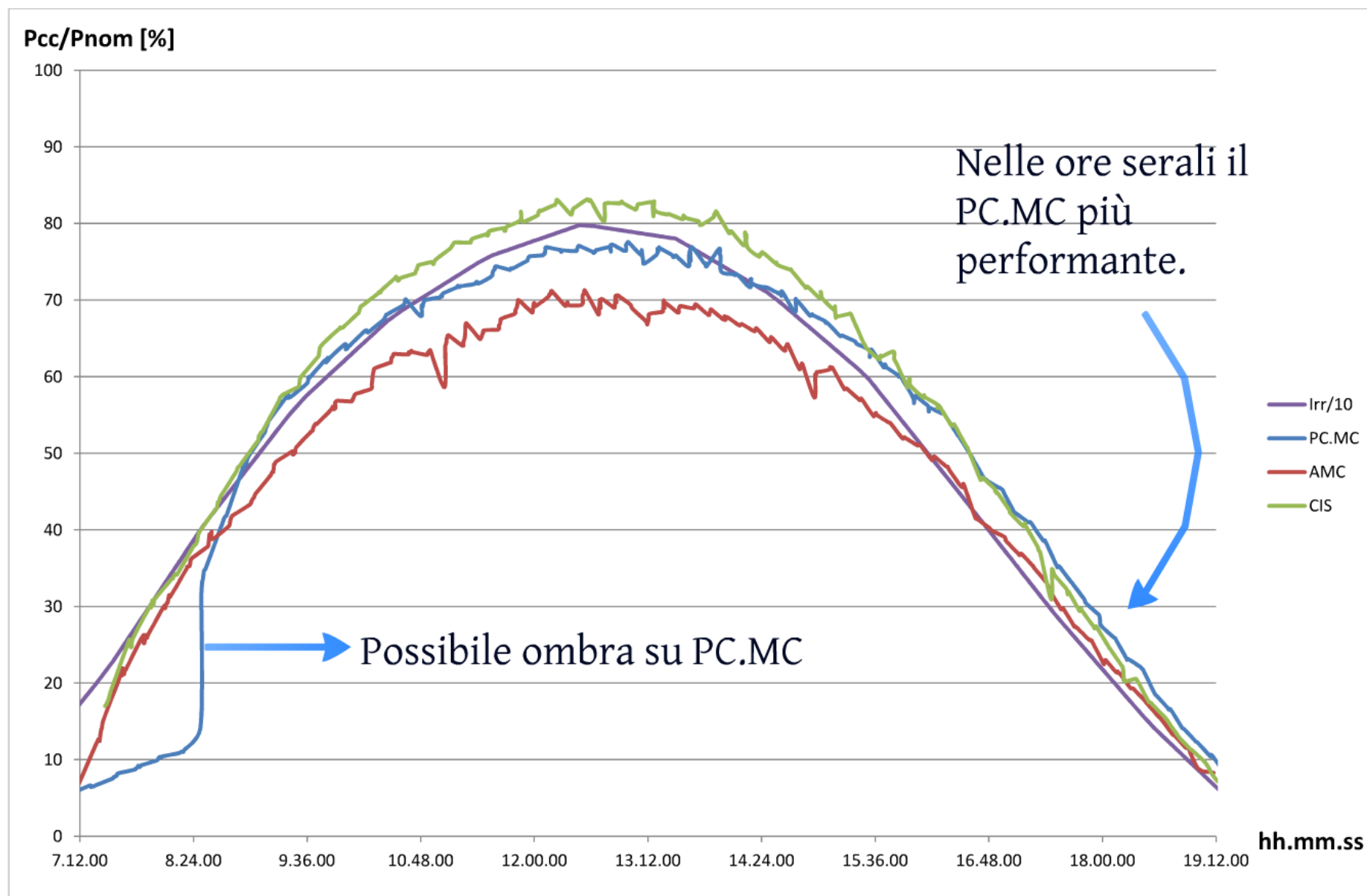
Eff [%]

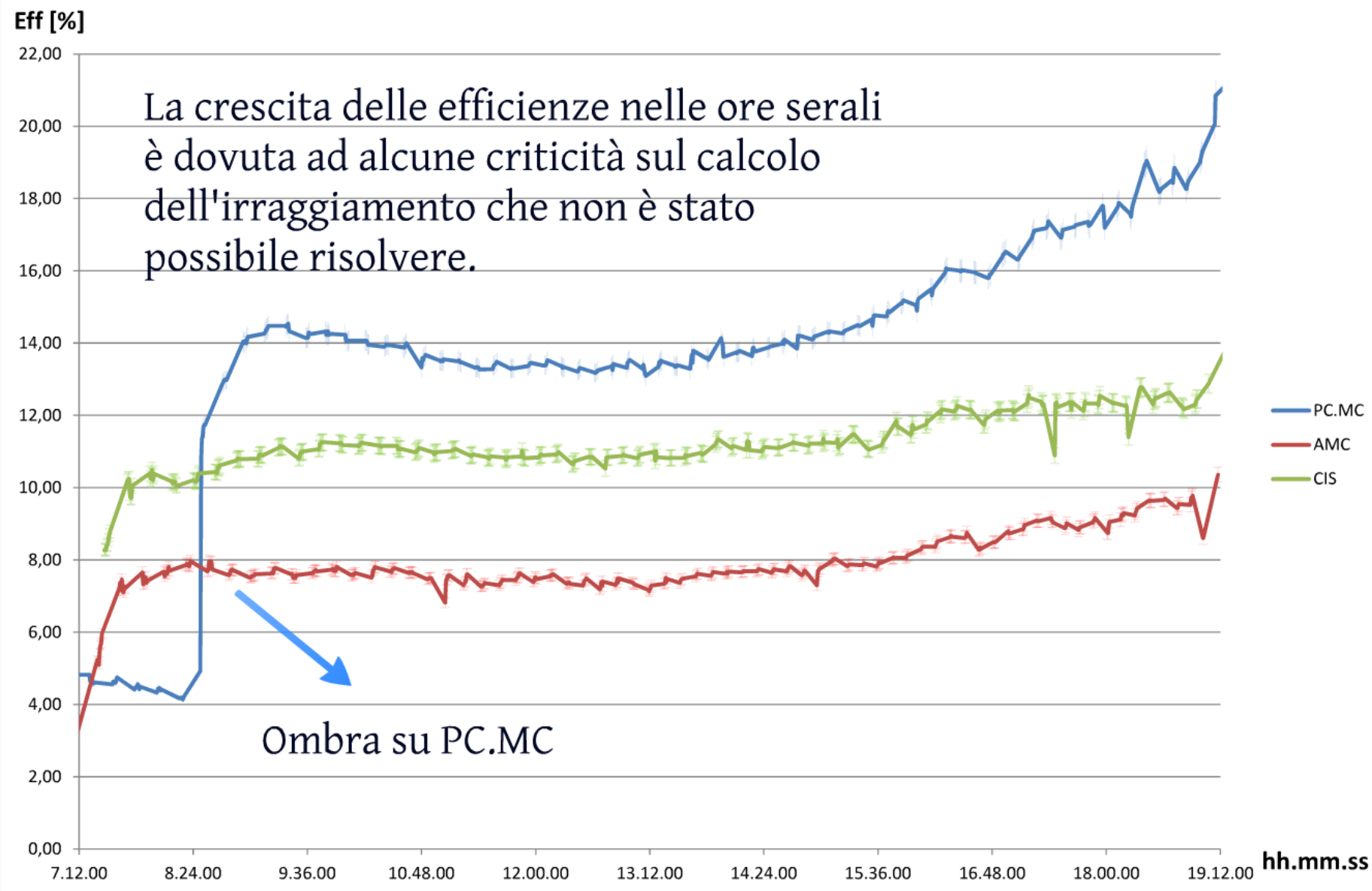
Leggera diminuzione nelle ore centrali per aumento della temperatura dei moduli.



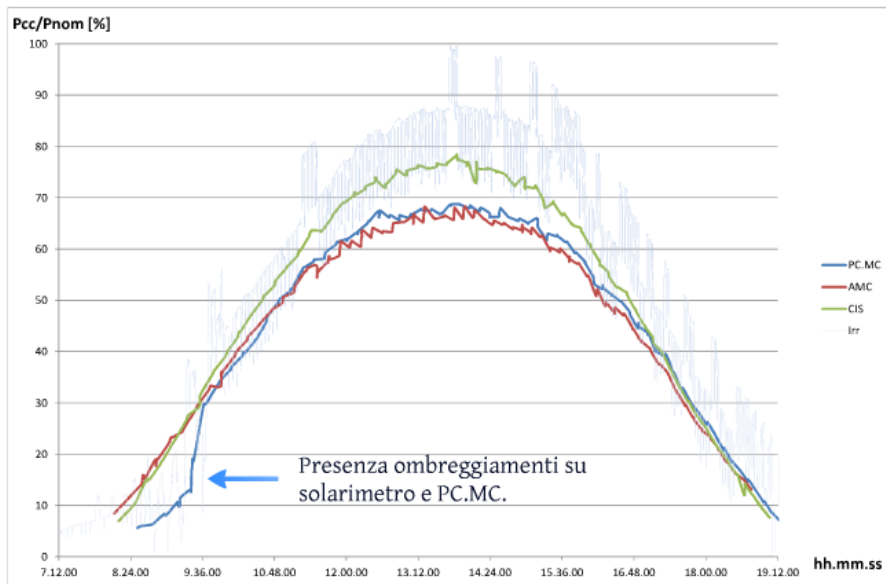
hh.mm.ss

Giugno EST

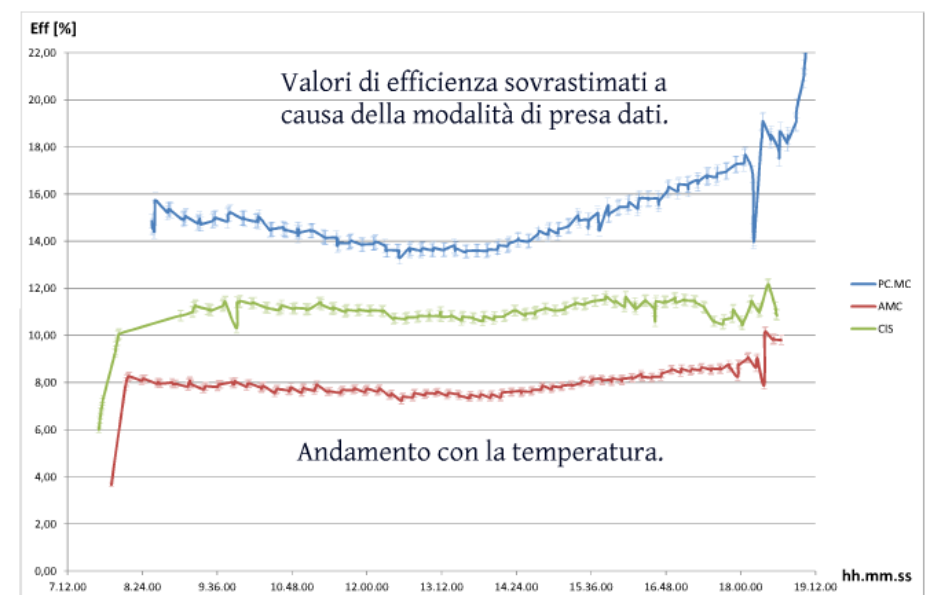
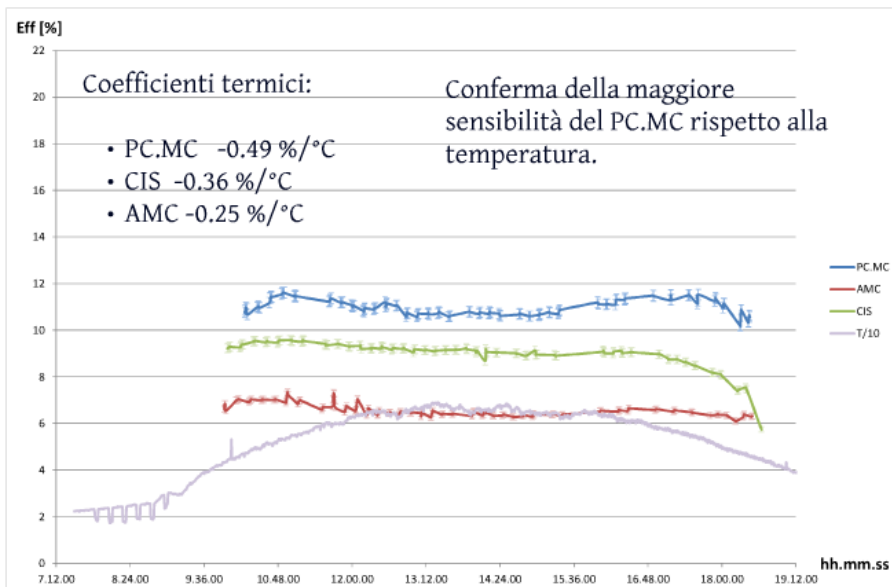
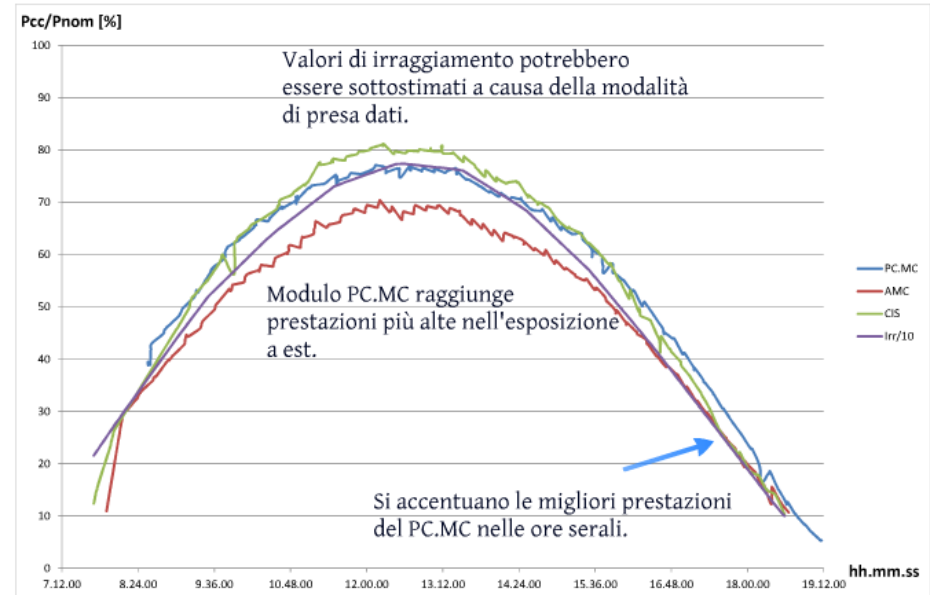




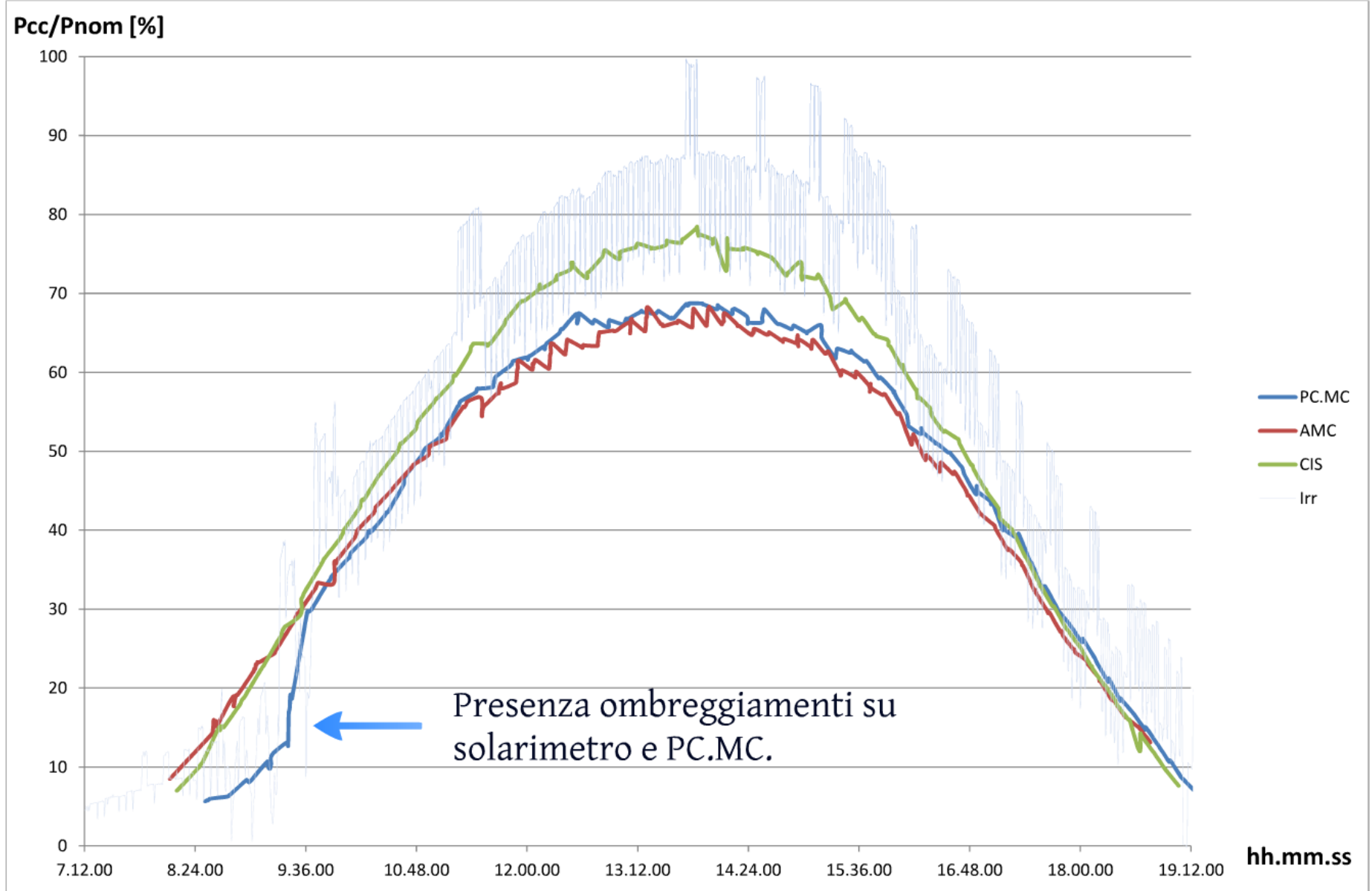
Agosto SUD



Agosto EST



Agosto SUD



Eff [%]

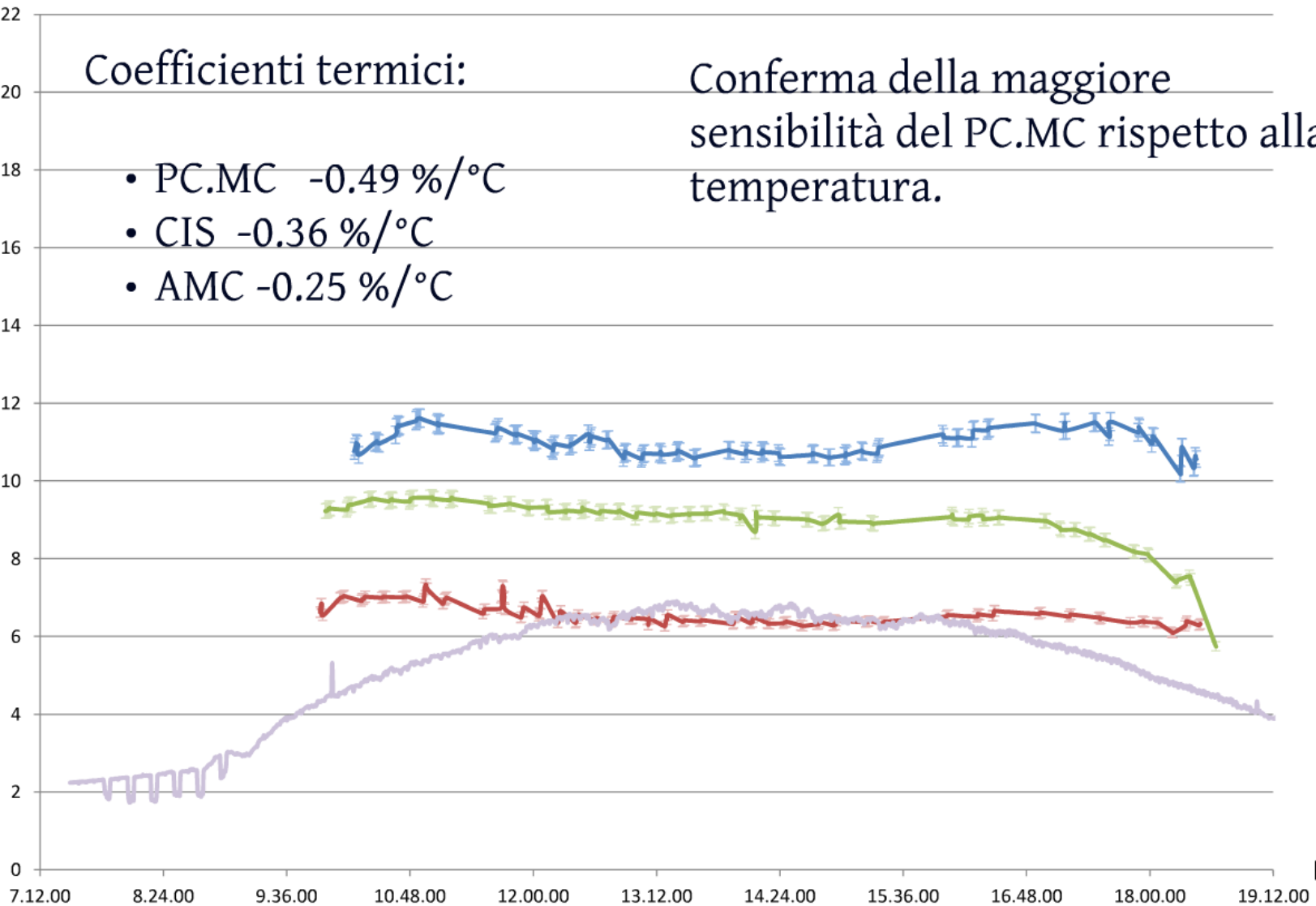
Coefficienti termici:

- PC.MC $-0.49 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$
- CIS $-0.36 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$
- AMC $-0.25 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$

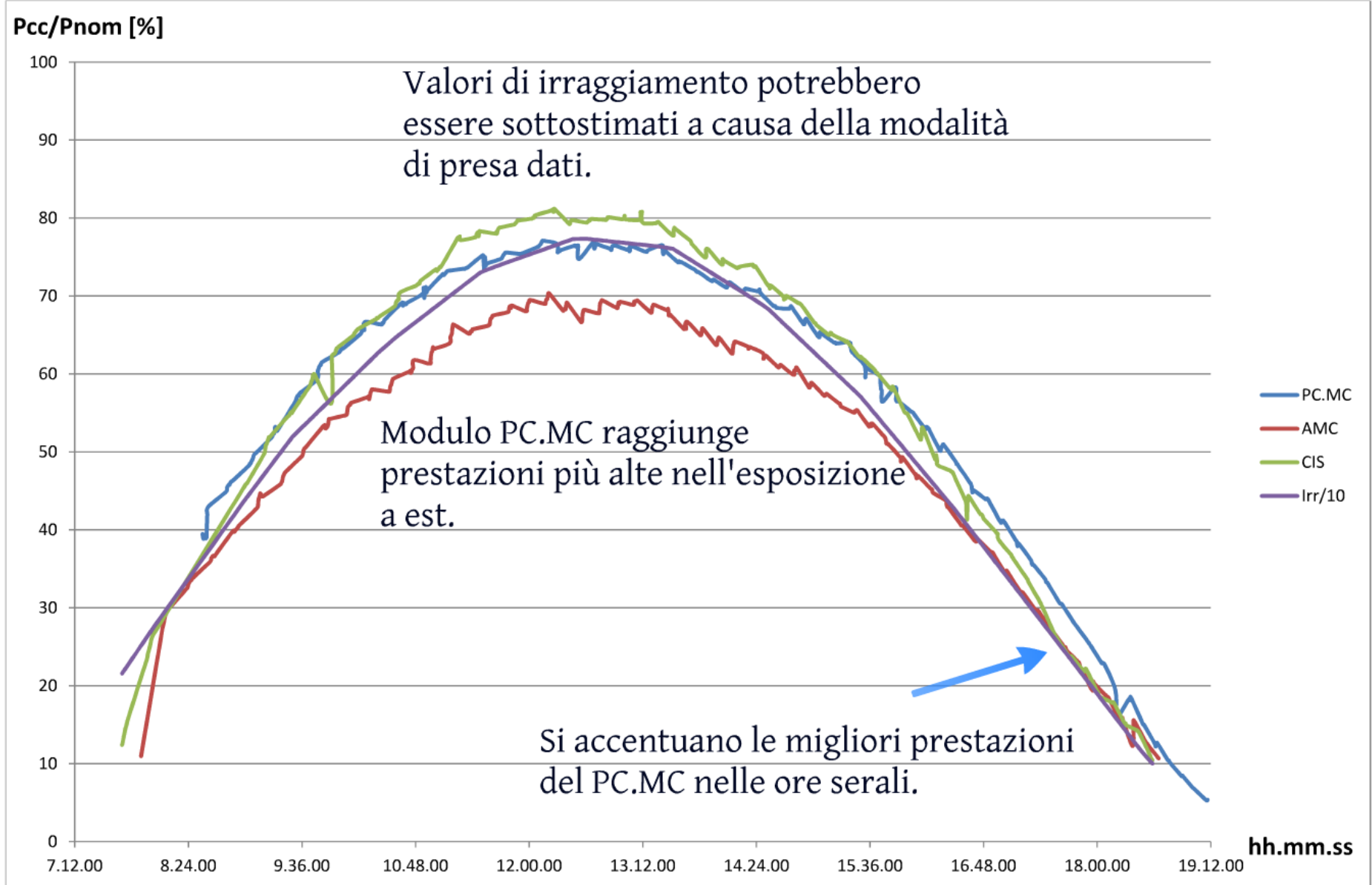
Conferma della maggiore
sensibilità del PC.MC rispetto alla
temperatura.

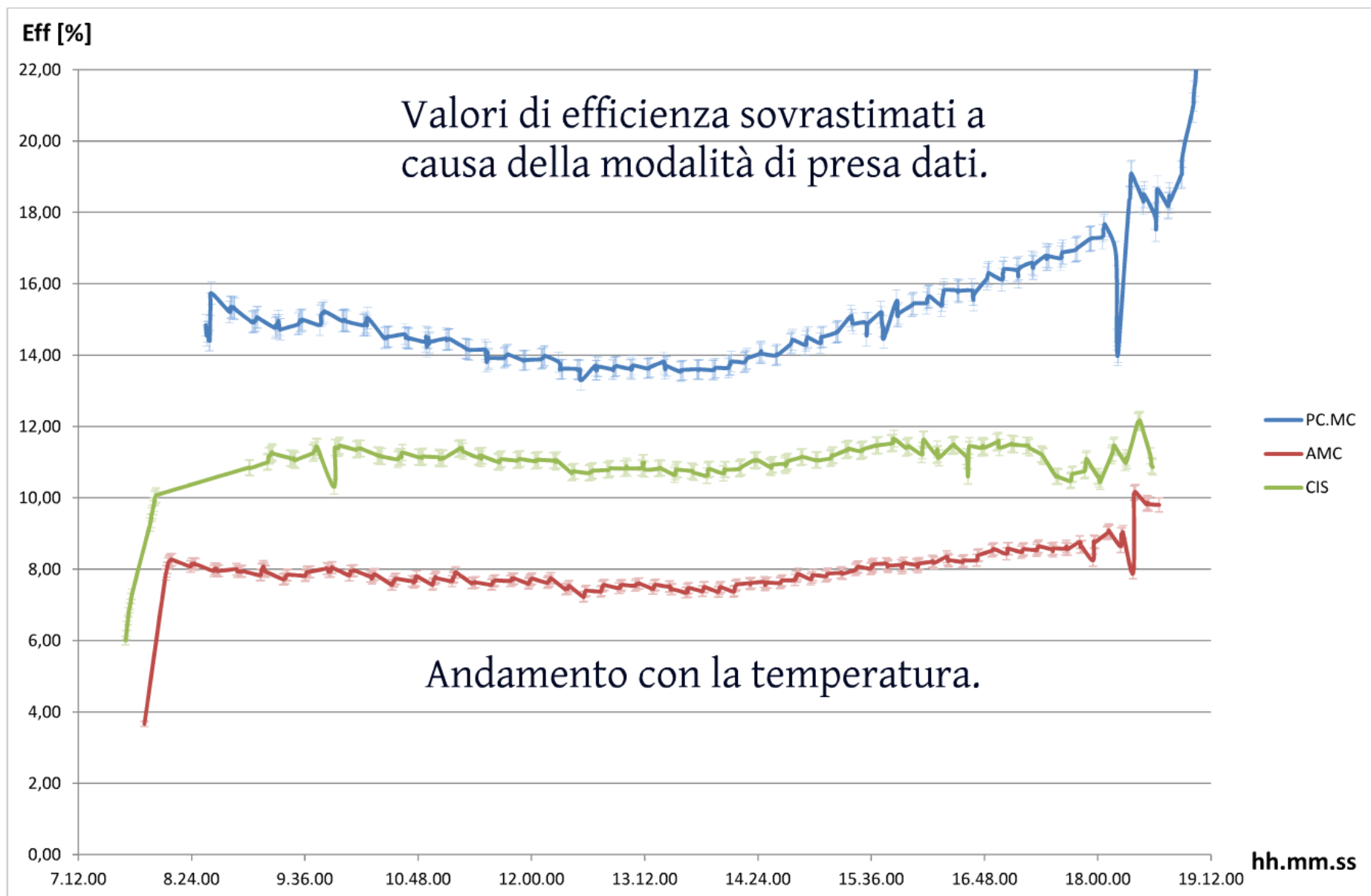
PC.MC
AMC
CIS
T/10

hh.mm.ss

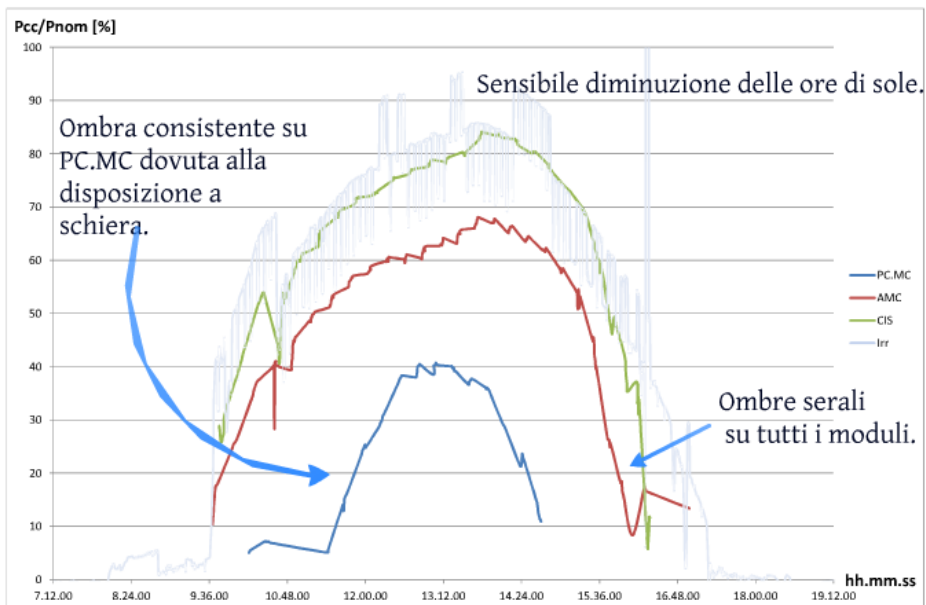


Agosto EST

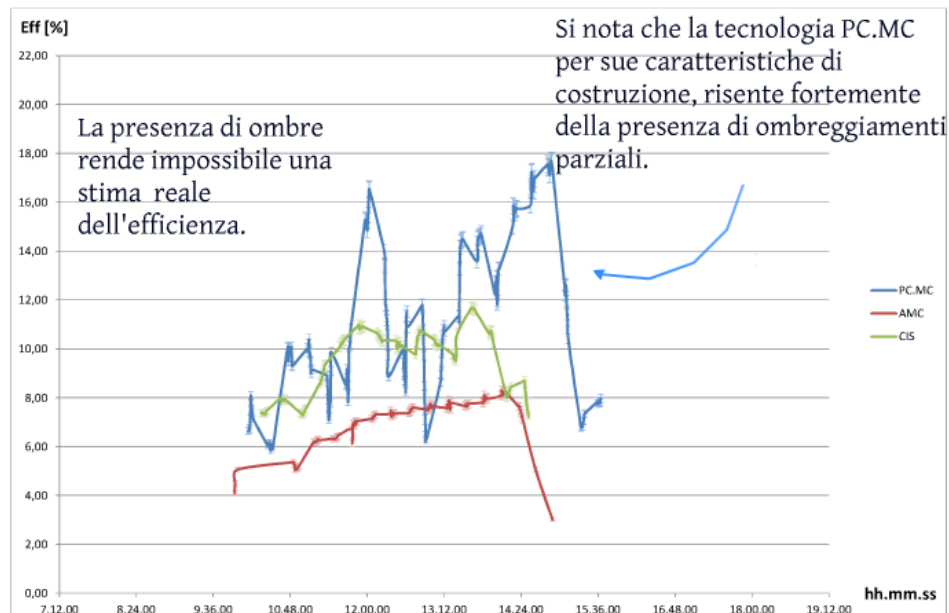
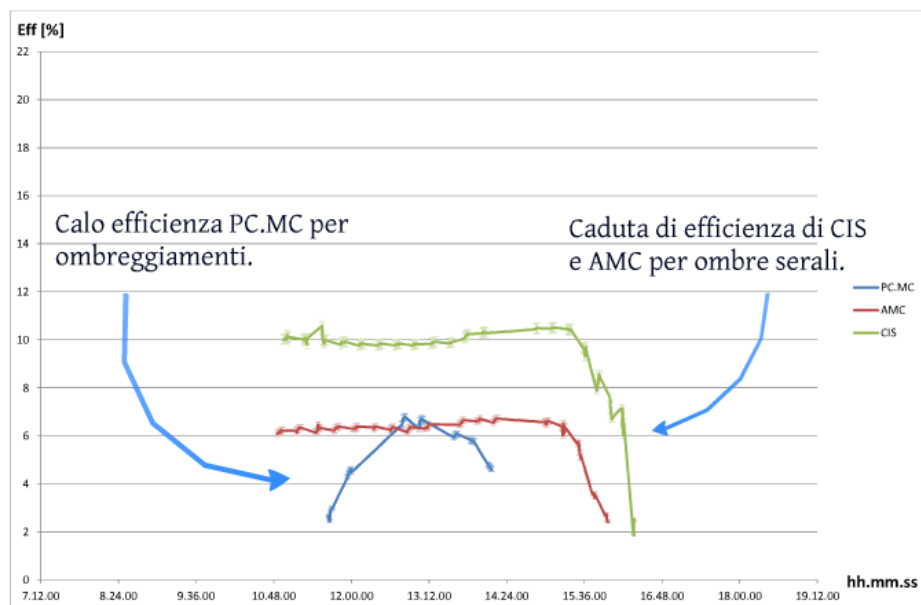
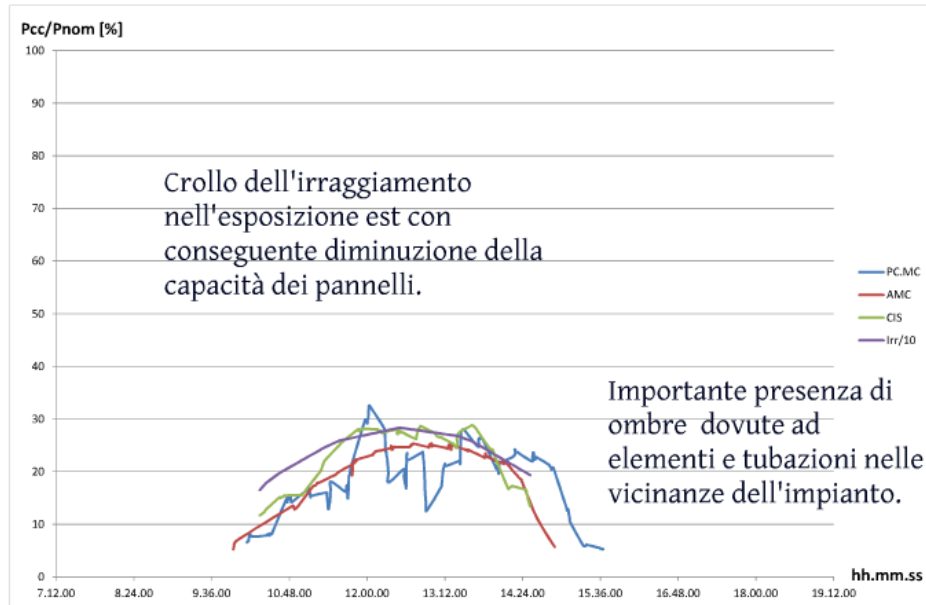




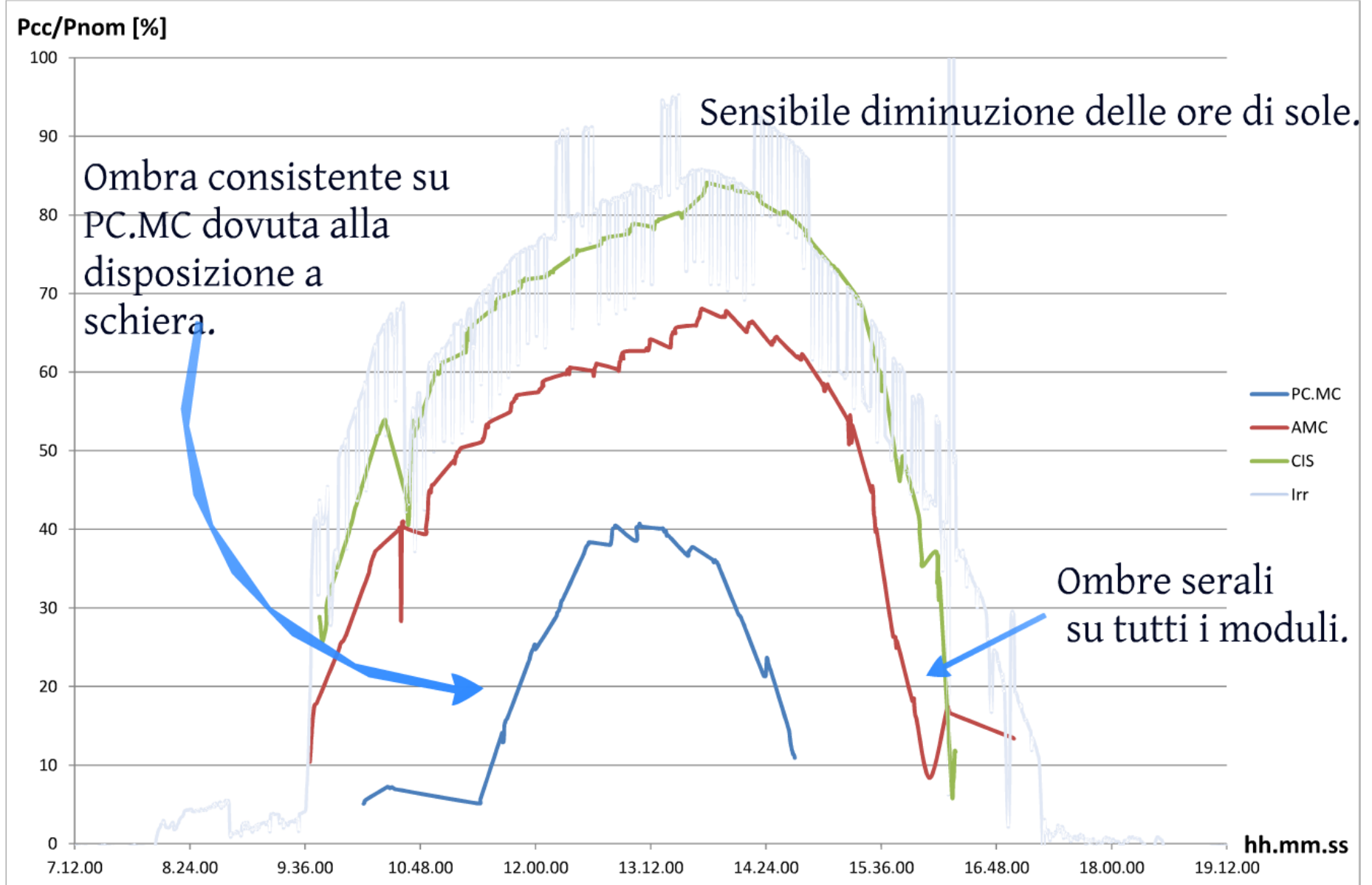
Dicembre SUD

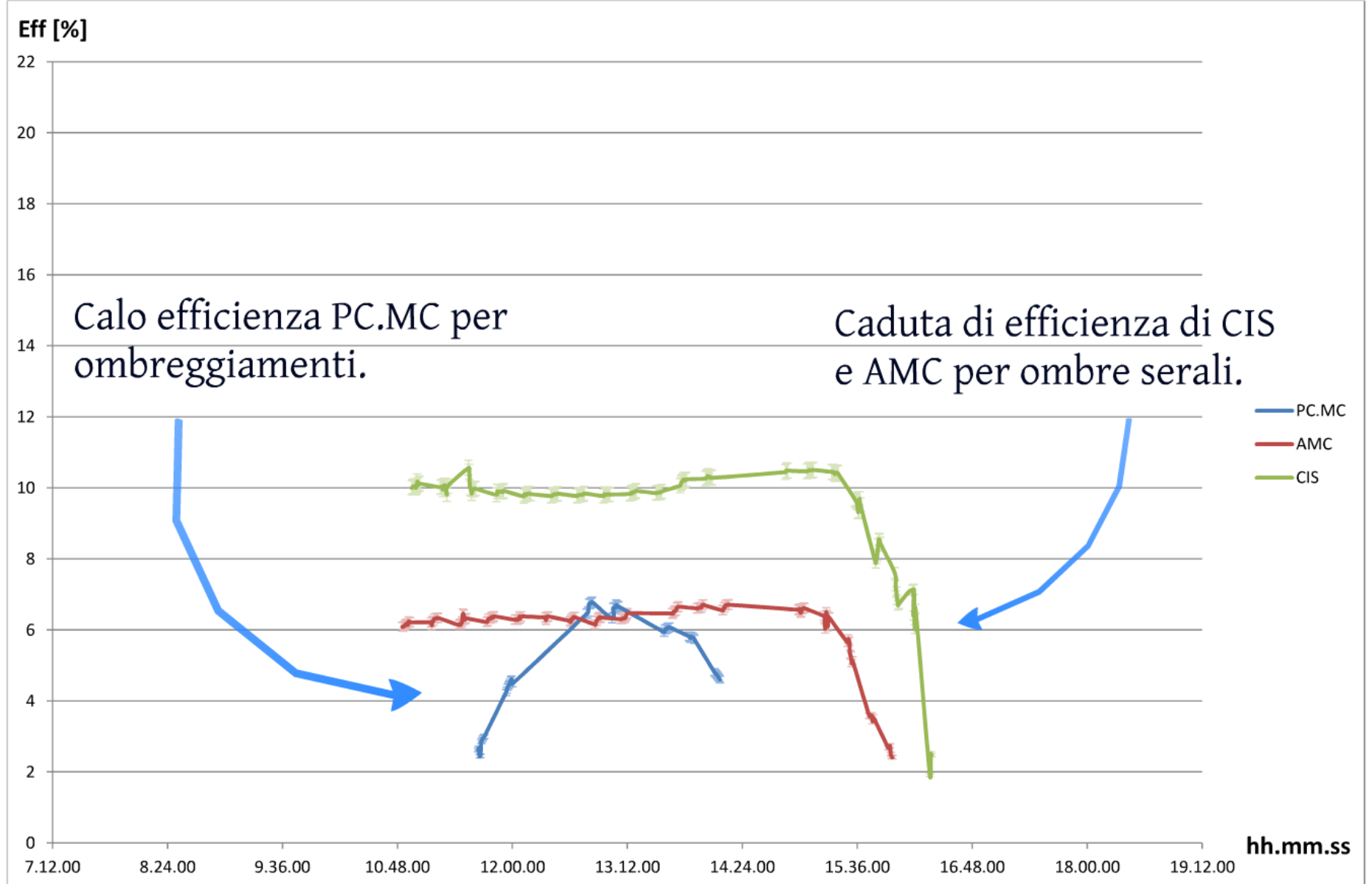


Dicembre EST

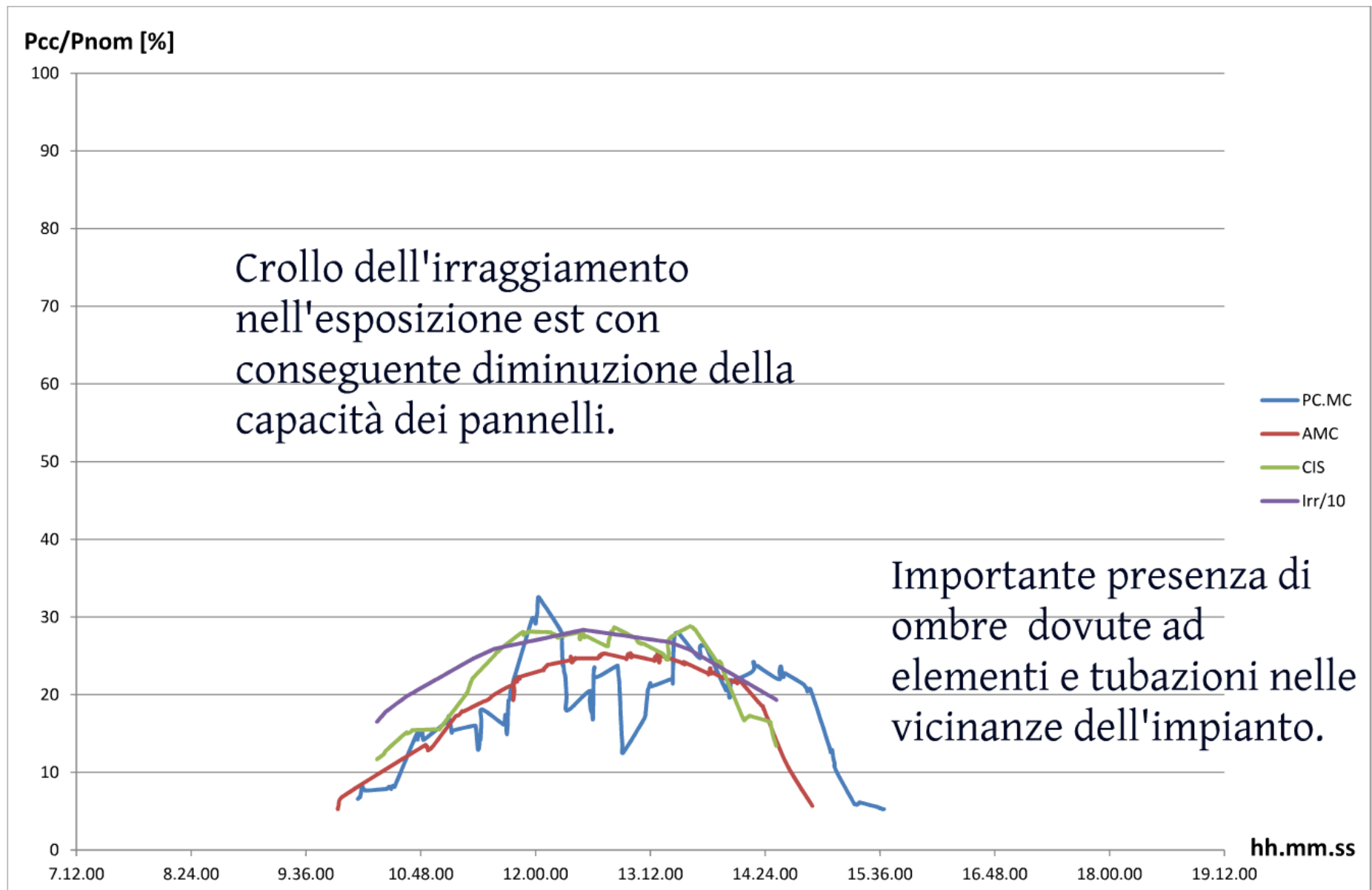


Dicembre SUD



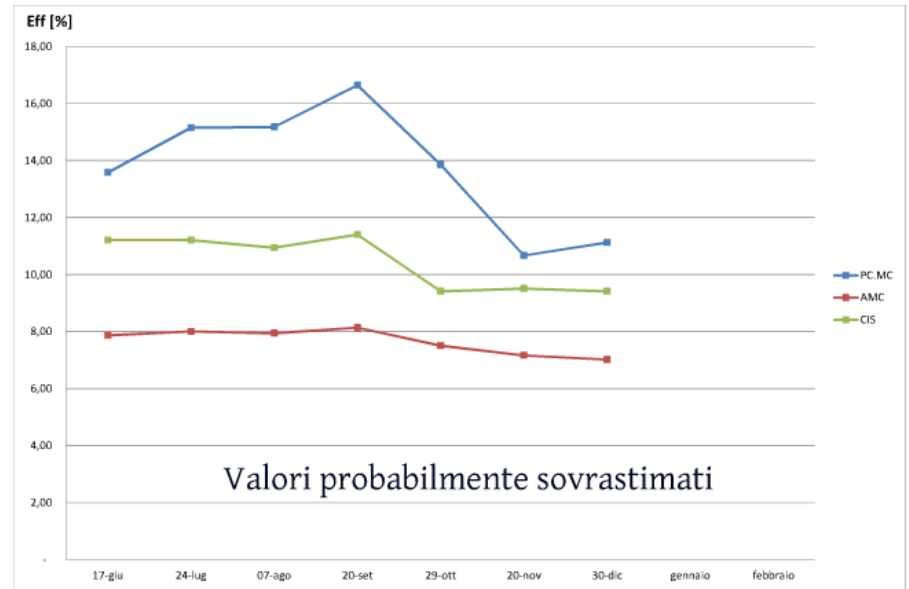
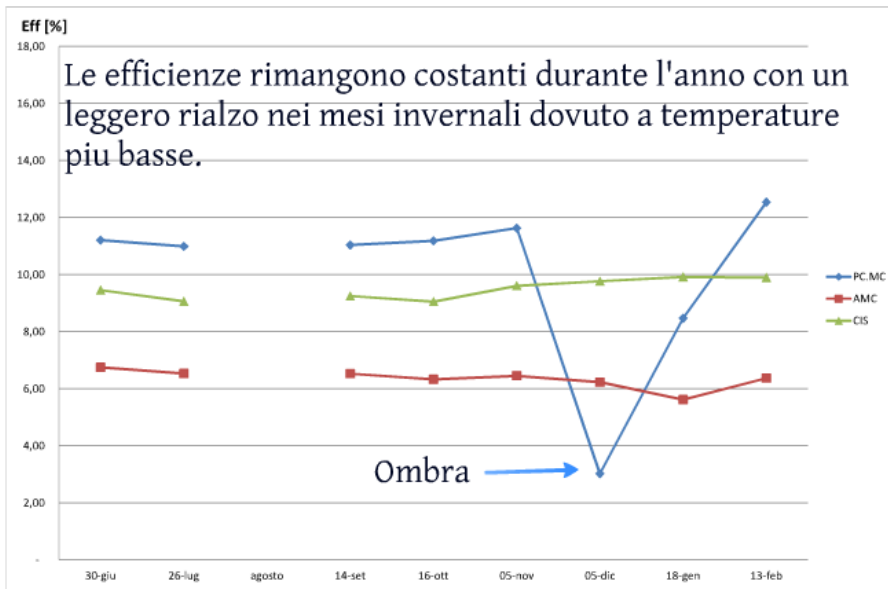
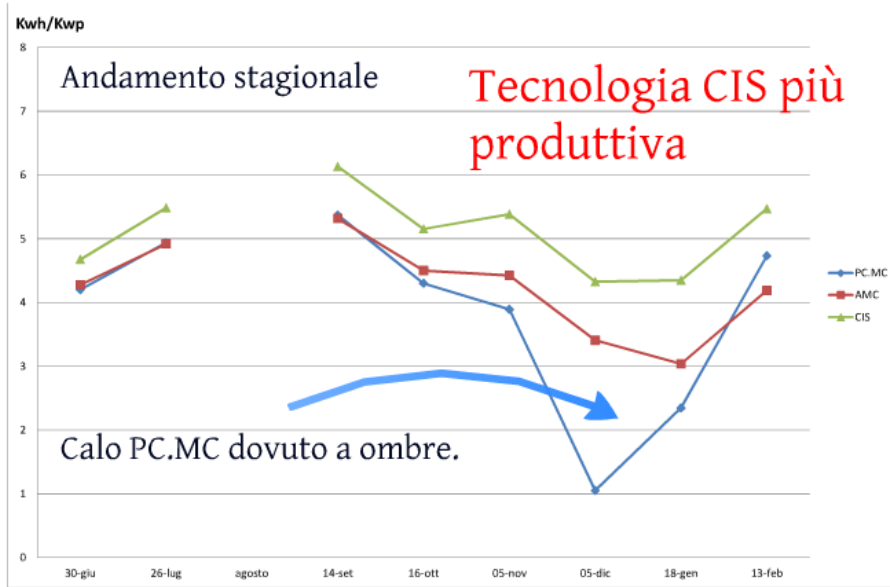


Dicembre EST





SUD Indicano per quante ore i moduli lavorano a pieno regime. EST



Efficienze medie giornaliere

Conclusioni

- Conferma che l'esposizione a sud è più produttiva.
- Efficienze dei moduli paragonabili a quelle misurate in STC.
- Per i pannelli solari esaminati, la tecnologia CIS si adatta meglio alle nostre condizioni climatiche superando in termini di producibilità le altre tecnologie; non è possibile stabilire se sia un comportamento isolato o abbia una validità generale.
- Si confermano migliori rendimenti durante i mesi autunnali e primaverili per cielo più limpido.
- Conferma che la tecnologia PC.MC risente fortemente in condizioni di ombreggiamenti parziali e basso irraggiamento.

Si ricorda che le problematiche dovute all'irraggiamento hanno ridotto notevolmente le possibilità di analisi dei dati circoscrivendola alle sole giornate serene.

Grazie dell'attenzione



Università degli Studi di Torino
Facoltà di Scienze MM. FF. NN.
Classe dei Corsi di Laurea in Fisica



Studio comparativo della performance di pannelli fotovoltaici

Candidato: Giovanni Quarato

Relatore: Prof. Paolo Gambino

Generalità

Impianto

Analisi

Conclusioni

Conclusioni

- Conferma che l'investimento a noi è più produttivo.
- Efficienza dei moduli paragonabili a quelle esistenti in SIC.
- Per i pannelli solari esistenti, la tecnologia CIS si adatta meglio alle nostre condizioni climatiche rispetto alle tecnologie di produzione di altre tecnologie, non è possibile valutare se sia un compromesso o un vantaggio.
- Si confermano migliori rendimenti durante i mesi autunnali e primaverili per cielo più limpido.
- Conferma che la tecnologia PC-MC risente fortemente in inasprimento.

Si ricorda che le problematiche dovute all'inquinamento luminoso riducono notevolmente la produttività di analisi dei dati cronologicamente alle sole giornate serene.

Grazie dell'attenzione

Back up slide



Back up slide

Costi sui costi

Il consumo medio per una famiglia italiana si attesta intorno ai 3.000 kWh annui

Per far fronte a questo consumo generalmente viene consigliato di installare un impianto di potenza pari a 3 kWp

Il costo medio per kWp installato varia da 3.000 a 5.000 euro a seconda del tipo di installazione e alla scelta della tecnologia fotovoltaica

Quindi l'installazione di un impianto solare ad uso abitativo che soddisfi il consumo energetico annuale varia tra i 10.000 e i 15.000 euro

Indicativamente il 40-60 % del costo riguarda il modulo fotovoltaico mentre la restante percentuale è il costo di manodopera e progettazione dell'impianto

Per quel che riguarda la tecnologia i pannelli più costosi sono quelli in silicio monocristallino o policristallino, mentre i meno costosi sono quelli in silicio amorfo.

depressione irraggiamento EST

La diversa orientazione del solarimetro rispetto al piano dei pannelli ha comportato la ricerca di coefficienti che riprodussero la curva di irraggiamento incidente su quest'ultimi utilizzando i valori sul piano orizzontale.

Per ipotesi si considerano le componenti di radiazione diffusa e riflessa costanti nel tempo e nello spazio; si è quindi valutato solamente l'andamento della radiazione diretta.

Le variabili in gioco sono:

- Angolo di incidenza della radiazione diretta con il piano dei moduli
- inclinazione pannello
- orientazione pannello
- declinazione solare
- Latitudine e longitudine

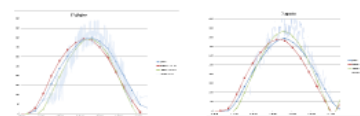
Dalla letteratura:

$$\cos \theta = (A - B) \sin \delta + [C \sin \omega + (D + E) \cos \omega] \cos \delta$$

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[\frac{360^\circ}{365} (284 + n) \right]$$

$$\omega = (15^\circ \text{ h}^{-1}) (t_{\text{orario}} - 12h)$$

θ = angolo di incidenza tra la radiazione incidente e la normale alla superficie del pannello
 δ = inclinazione pannello
 ω = orientazione pannello
 δ = declinazione solare
 n = giorno evento solare



presente una sistematica sottostima nelle ore centrale e serali



Stime di produttività mensile e annuale

Sono disponibili molti programmi che permettono di stimare la produttività annuale e mensile di impianti fotovoltaici partendo dai valori medi mensili di irraggiamento e conoscendo le specifiche tecniche dei moduli utilizzati oltre alla loro inclinazione.

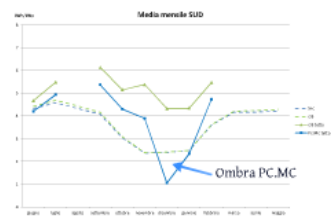
Verranno mostrate le stime delle tre tecnologie analizzate su entrambe le esposizioni utilizzando il programma PVGIS reperibile al sito:

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/app/4pview.php?lang=it&map=europe>

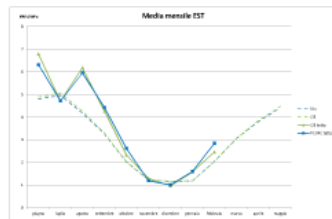
Nelle simulazioni si considera un impianto di potenza pari a 1 kWp e si ipotizza una perdita, dovuta ai vari componenti dell'impianto (cavi, inverter ...), del 14%.

Si-c	SUD	CIS
<p>Latitudine: 47°45'N</p> <p>Longitudine: 12°15'E</p> <p>Potenza nominale del modulo (P₀): 300W</p> <p>Inclinazione pannello: 30°</p> <p>Orientamento pannello: SUD</p>	<p>Latitudine: 47°45'N</p> <p>Longitudine: 12°15'E</p> <p>Potenza nominale del modulo (P₀): 300W</p> <p>Inclinazione pannello: 30°</p> <p>Orientamento pannello: SUD</p>	<p>Latitudine: 47°45'N</p> <p>Longitudine: 12°15'E</p> <p>Potenza nominale del modulo (P₀): 300W</p> <p>Inclinazione pannello: 30°</p> <p>Orientamento pannello: CIS</p>
<p>Media mensile SUD</p> <p>Media mensile CIS</p>	<p>Media mensile SUD</p> <p>Media mensile CIS</p>	<p>Media mensile SUD</p> <p>Media mensile CIS</p>

Le due tecnologie si equivalgono



La produttività del nostro impianto ha lo stesso andamento di quella stimata dal PVGIS



La produttività del nostro impianto ha lo stesso andamento di quella stimata dal PVGIS

Si-c	EST	CIS
<p>Latitudine: 47°45'N</p> <p>Longitudine: 12°15'E</p> <p>Potenza nominale del modulo (P₀): 300W</p> <p>Inclinazione pannello: 30°</p> <p>Orientamento pannello: SUD</p>	<p>Latitudine: 47°45'N</p> <p>Longitudine: 12°15'E</p> <p>Potenza nominale del modulo (P₀): 300W</p> <p>Inclinazione pannello: 30°</p> <p>Orientamento pannello: EST</p>	<p>Latitudine: 47°45'N</p> <p>Longitudine: 12°15'E</p> <p>Potenza nominale del modulo (P₀): 300W</p> <p>Inclinazione pannello: 30°</p> <p>Orientamento pannello: CIS</p>
<p>Media mensile SUD</p> <p>Media mensile EST</p> <p>Media mensile CIS</p>	<p>Media mensile SUD</p> <p>Media mensile EST</p> <p>Media mensile CIS</p>	<p>Media mensile SUD</p> <p>Media mensile EST</p> <p>Media mensile CIS</p>

Le due tecnologie si equivalgono

Cenni sui costi

Il consumo medio per una famiglia italiana si attesta intorno ai 3.000 kWh annui

Per far fronte a questo consumo generalmente viene consigliato di installare un impianto di potenza pari a 3 kWp

Il costo medio per kWp installato varia da 3.000 a 5.000 euro a seconda del tipo di installazione e alla scelta della tecnologia fotovoltaica

Quindi l'installazione di un impianto solare ad uso abitativo che soddisfi il consumo energetico annuale varia tra i 10.000 e i 15.000 euro

Indicativamente il 40-60 % del costo riguarda il modulo fotovoltaico mentre la restante percentuale è il costo di manodopera e progettazione dell'impianto

Per quel che riguarda la tecnologia i pannelli più costosi sono quelli in silicio monocristallino o policristallino, mentre i meno costosi sono quelli in silicio amorfo.

digressione irraggiamento EST

La diversa orientazione del solarimetro rispetto al piano dei pannelli ha comportato la ricerca di coefficienti che riproducessero la curva di irraggiamento incidente su quest'ultimi utilizzando i valori sul piano orizzontale.

Per ipotesi si considerano le componenti di radiazione diffusa e riflessa costanti nel tempo e nello spazio; si è quindi valutato solamente l'andamento della radiazione diretta.

Le variabili in gioco sono:

- Angolo di incidenza della radiazione diretta con il piano dei moduli
- Ora e giorno
- Latitudine e longitudine

Dalla letteratura:

$$\cos \theta = (A - B) \sin \delta + [C \sin \omega + (D + E) \cos \omega] \cos \delta$$
$$\left\{ \begin{array}{l} A = \sin \varnothing \cos \beta \\ B = \cos \varnothing \sin \beta \cos \gamma \\ C = \sin \beta \sin \gamma \\ D = \cos \varnothing \cos \beta \\ E = \sin \varnothing \sin \beta \cos \gamma \\ \delta = 23.45^\circ \sin \left[360^\circ \frac{284 + n}{365} \right] \\ \omega = (15^\circ h^{-1})(t_{\text{solar}} - 12h) \end{array} \right.$$

θ = angolo di incidenza tra la radiazione incidente e la normale alla superficie del pannello

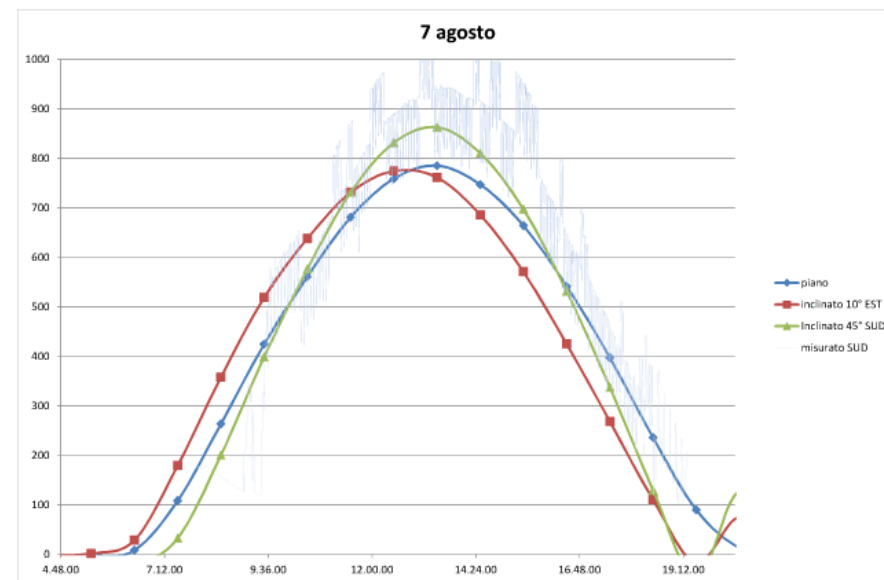
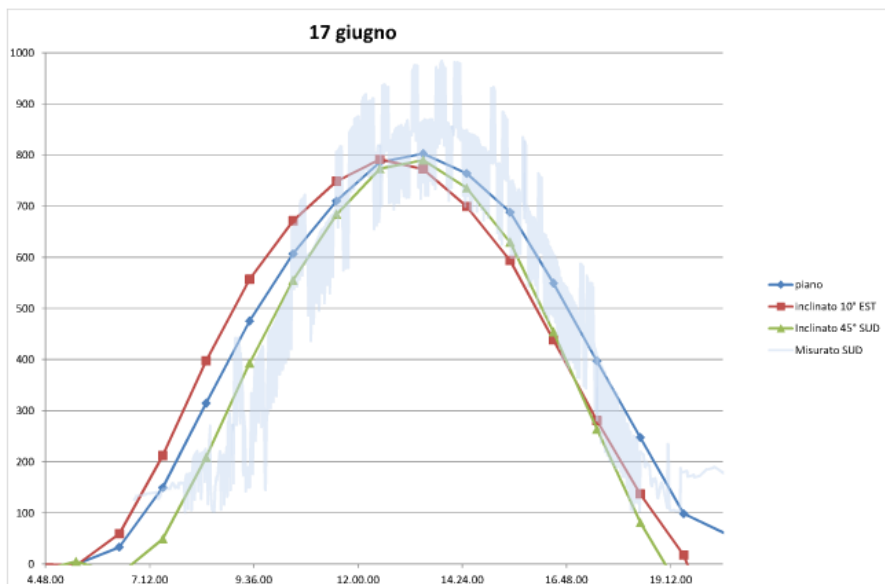
\varnothing = Latitudine

β = inclinazione pannello

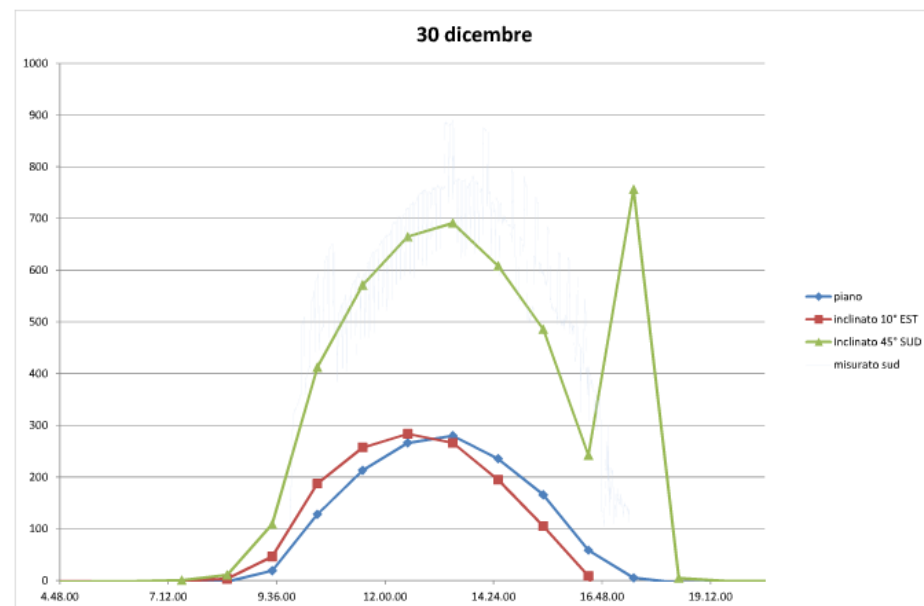
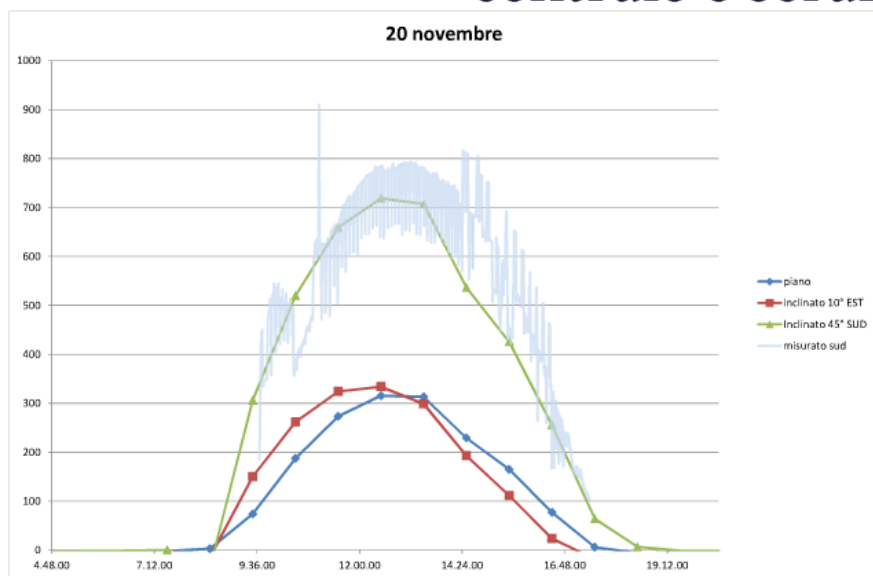
γ = orientazione pannello

δ = declinazione solare

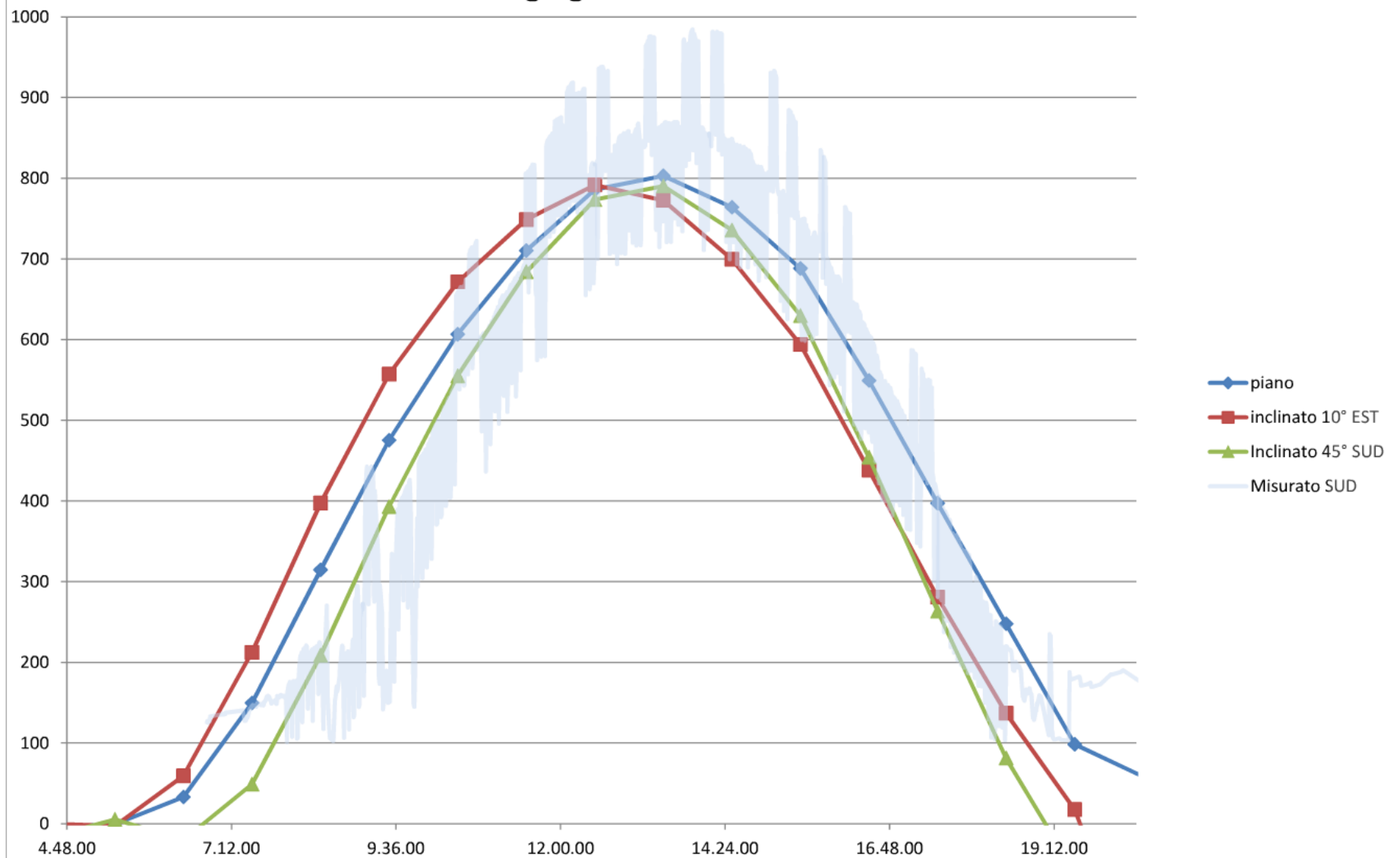
ω = angolo orario solare



presente una sistematica sottostima nelle ore
centrale e serali



17 giugno



Stime di producibilità mensile e annuale

Sono disponibili molti programmi che permettono di stimare la producibilità annuale e mensile di impianti fotovoltaici partendo dai valori medi mensili di irraggiamento e conoscendo le specifiche tecniche dei moduli utilizzati oltre alla loro inclinazione.

Verranno mostrate le stime delle tre tecnologie analizzate su entrambe le esposizioni utilizzando il programma PVGIS reperibile al sito:

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=it&map=europe>

Nelle simulazioni si considera un impianto di potenza pari a 1 kWp e si ipotizza una perdita, dovuta ai vari componenti dell'impianto (cavi, inverter ...), del 14%

Si-c

Latitudine: 45°4'15" Nord,
 Longitudine: 7°41'8" Est
 Potenza nominale del sistema FV: 1kWp
 Inclinazione dei moduli: 45gradi
 Orientamento (azimuth) dei moduli: 0gradi

Mese	Ed	Em	Hd	Hm
gennaio	2,49	77,2	3,01	93,4
febbraio	3,6	101	4,44	124
marzo	4,16	129	5,3	164
aprile	4,17	125	5,44	163
maggio	4,21	131	5,63	175
giugno	4,33	130	5,9	177
luglio	4,58	142	6,31	196
agosto	4,33	134	5,97	185
settembre	4,08	122	5,46	164
ottobre	3,04	94,2	3,94	122
novembre	2,37	71	2,94	88,2
dicembre	2,4	74,5	2,93	90,8
media annuale	3,65	111	4,77	145
totale per anno	1330		1740	

Ed: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

Em: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

Hd: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Hm: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Stime di perdite causata da temperatura e irradianza bassa:

8.6% (usando temperatura esterna locale)

Stima di perdita causata da effetti di riflessione: 2.6%

Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%

Perdite totali del sistema FV: 23.4%

SUD

Latitudine: 45°4'15" Nord,
 Longitudine: 7°41'8" Est
 Potenza nominale del sistema FV: 1kWp
 Inclinazione dei moduli: 45gradi
 Orientamento (azimuth) dei moduli: 0gradi

Mese	Ed	Em	Hd	Hm
gennaio	2,49	77,3	3,01	93,4
febbraio	3,62	101	4,44	124
marzo	4,21	130	5,3	164
aprile	4,24	127	5,44	163
maggio	4,29	133	5,63	175
giugno	4,42	133	5,9	177
luglio	4,69	145	6,31	196
agosto	4,44	138	5,97	185
settembre	4,16	125	5,46	164
ottobre	3,09	95,7	3,94	122
novembre	2,38	71,5	2,94	88,2
dicembre	2,41	74,7	2,93	90,8
media annuale	3,7	113	4,77	145
totale per anno	1350		1740	

Ed: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

Em: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

Hd: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Hm: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Stime di perdite causata da temperatura e irradianza bassa:

7.2% (usando temperatura esterna locale)

Stima di perdita causata da effetti di riflessione: 2.6%

Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%

Perdite totali del sistema FV: 22.3%

Le due tecnologie si equivalgono

Si-c

Latitudine: 45°4'15" Nord,
 Longitudine: 7°41'8" Est
 Potenza nominale del sistema FV: 1kWp
 Inclinazione dei moduli: 10 gradi
 Orientamento (azimuth) dei moduli: -90 gradi

Mese	Ed	Em	Hd	Hm
gennaio	1,18	36,5	1,53	47,3
febbraio	2,04	57	2,56	71,7
marzo	3,05	94,7	3,87	120
aprile	3,8	114	4,88	147
maggio	4,41	137	5,83	181
giugno	4,8	144	6,47	194
luglio	4,96	154	6,75	209
agosto	4,18	130	5,67	176
settembre	3,26	97,8	4,31	129
ottobre	2,02	62,7	2,64	81,8
novembre	1,23	37	1,61	48,3
dicembre	1,15	35,5	1,51	46,9
media annuale	3,01	91,6	3,98	121
totale per anno	1100		1450	

Ed: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

Em: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

Hd: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Hm: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Stime di perdite causata da temperatura e irradianza bassa: 8.0%
(usando temperatura esterna locale)

Stima di perdita causata da effetti di riflessione: 3.9%

Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%

Perdite totali del sistema FV: 24%

EST

CIS

Latitudine: 45°4'15" Nord,
 Longitudine: 7°41'8" Est
 Potenza nominale del sistema FV: 1kWp
 Inclinazione dei moduli: 10 gradi
 Orientamento (azimuth) dei moduli: -90 gradi

Mese	Ed	Em	Hd	Hm
gennaio	1,18	36,7	1,53	47,3
febbraio	2,03	56,8	2,56	71,7
marzo	3,06	95	3,87	120
aprile	3,84	115	4,88	147
maggio	4,48	139	5,83	181
giugno	4,89	147	6,47	194
luglio	5,06	157	6,75	209
agosto	4,26	132	5,67	176
settembre	3,29	98,8	4,31	129
ottobre	2,02	62,8	2,64	81,8
novembre	1,23	36,9	1,61	48,3
dicembre	1,16	35,9	1,51	46,9
media annuale	3,05	92,7	3,98	121
totale per anno	1100		1450	

Ed: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

Em: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

Hd: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

Hm: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m2)

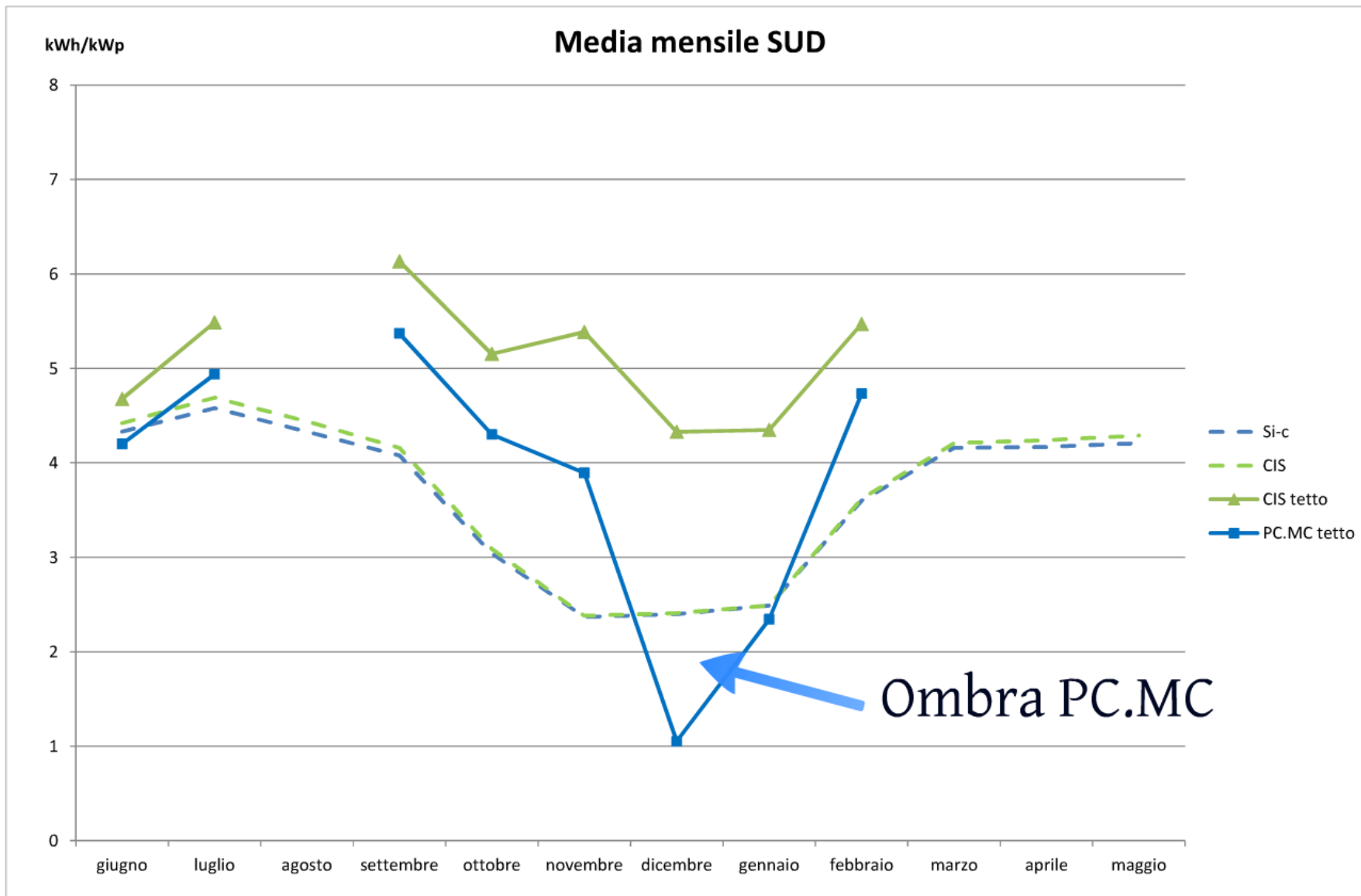
Stime di perdite causata da temperatura e irradianza bassa:
7.0% (usando temperatura esterna locale)

Stima di perdita causata da effetti di riflessione: 3.9%

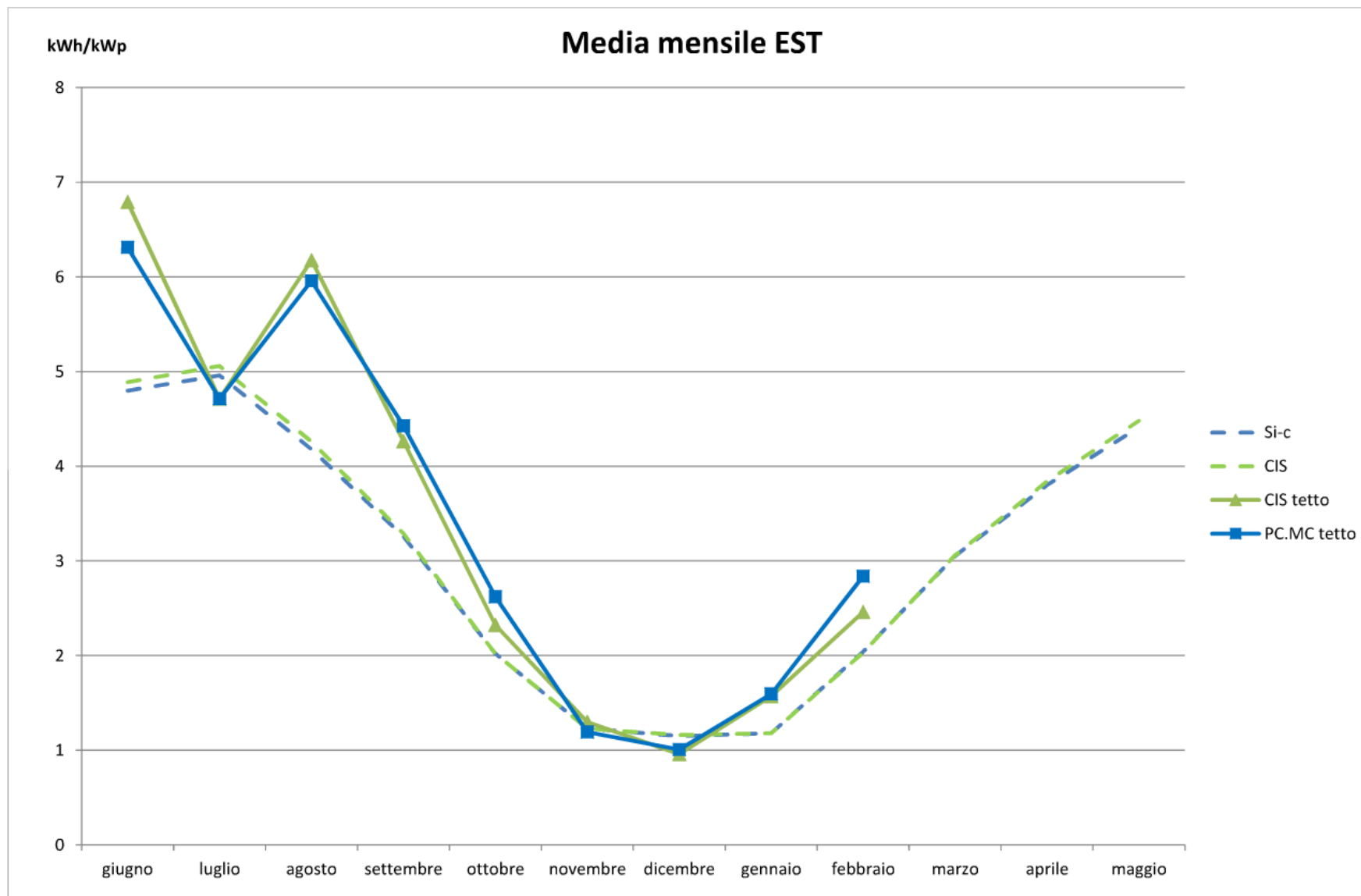
Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%

Perdite totali del sistema FV: 23.1%

Le due tecnologie si equivalgono



La producibilità del nostro impianto ha lo stesso andamento di quella stimata dal PVGIS



La producibilità del nostro impianto ha lo stesso andamento di quella stimata dal PVGIS