



IT03\$0027

ISSN/1120-5563



ENTE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,
L'ENERGIA E L'AMBIENTE

LA PRIMA SEZIONE DELL'IMPIANTO DELPHOS: RISULTATI SPERIMENTALI

A SARNO, G. NOVIELLO

ENEA - Area Energetica -
Centro Ricerche Fotovoltaiche Portici, Napoli

S. CORDISCO, L. DI PAOLA, M. GUERRA

ENEA - Area Energetica -
Area Sperimentale Monte Aquilone, Manfredonia

Testo pervenuto nel settembre 1991

Edito a cura dell'ENEA, Direzione Relazioni.
Viale Regina Margherita, 125 - Roma
Finito di stampare nel mese di febbraio 1992

Fotoriproduzione e stampa
a cura delle Arti Grafiche S. Marcello - Viale R. Margherita, 176

Questo fascicolo è stato stampato su carta riciclata

I contenuti tecnico-scientifici dei rapporti tecnici dell'ENEA
rispecchiano l'opinione degli autori e non necessariamente quella dell'ente.

Sommario

Nel presente lavoro vengono illustrati e discussi i risultati sperimentali acquisiti nelle attività di gestione della 1° sezione dell'impianto Delphos e di sperimentazione condotte su di essa.

Vengono evidenziati gli effetti della manutenzione e di altre cause di non servizio sulle ore di funzionamento e sull'energia prodotta dall'impianto.

Al fine di discriminare e valutare le varie perdite in gioco nel processo di conversione, viene analizzato il comportamento nelle condizioni operative del generatore fotovoltaico e del sistema di condizionamento della potenza.

L'analisi dei risultati permette di individuare le cause di perdita più importanti su cui è possibile intervenire per aumentare l'efficienza e la produzione di un impianto fotovoltaico di potenza.

Abstract

The data collected during the O & M of the Delphos plant and the testing results are presented and discussed.

Together with the maintenance influence on the operation and production of the plant, the various downtime causes are pointed out.

An extensive activity has been carried out to investigate the actual behaviour of the photovoltaic generator and the power conditioning unit.

The analysis of the experimental results allows to focus on the different causes of loss and suggest some actions to be taken in order to improve the plant efficiency and increase the energy production.

La prima sezione dell'impianto Delphos: risultati sperimentali.
relazione presentata alla Giornata di Studio ISES: Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete.
Manfredonia 14 maggio 1991

A. Sarno, S. Cordisco*, L. Dipaola*, M. Guerra*, G. Noviello

ENEA - Centro Ricerche Fotovoltaiche - Portici
* Area Sperimentale Monte Aquilone - Manfredonia

1.0 - Introduzione

La prima sezione dell'impianto Delphos, da 300 kWp, rappresenta la prima tranche realizzata dei 1200 kWp, previsti come potenza finale dell'impianto.

Essa, progettata agli inizi degli anni '80, è stata installata nel 1985 per raggiungere i seguenti principali obiettivi:

- dimostrare la fattibilità tecnica di impianti fotovoltaici di potenza connessi ad una rete di distribuzione;
- divulgare un nuovo modo di produrre energia per sensibilizzare l'opinione pubblica sul fatto che è possibile convivere con una centrale elettrica;
- creare una domanda per un allargamento del mercato fotovoltaico;
- realizzare una stazione sperimentale per la prova sul campo di componenti e per studiare i problemi di gestione e manutenzione connessi con impianti fotovoltaici di potenza.

Tutti gli obiettivi sono stati raggiunti: in questi anni, infatti, il Delphos I ha ricoperto un importante ruolo dimostrativo, divulgativo e di promozione industriale ed ha fornito una mole notevole di dati sperimentali. Nel presente lavoro vengono illustrati e discussi i risultati sperimentali acquisiti, fino ad oggi, nelle attività di gestione dell'impianto e di sperimentazione condotte su di esso, per evidenziare da una parte gli effetti della manutenzione sulle ore di funzionamento e sull'energia prodotta e per illustrare, dall'altra, il comportamento in condizioni operative del generatore fotovoltaico e del sistema di condizionamento della potenza al fine di discriminare e valutare le varie perdite in gioco nel processo di conversione.

2.0 - Descrizione della prima sezione

La prima sezione dell'impianto Delphos è stata progettata da ENEA in collaborazione con le industrie fotovoltaiche nazionali ed è stata realizzata con componenti prodotti in Italia.

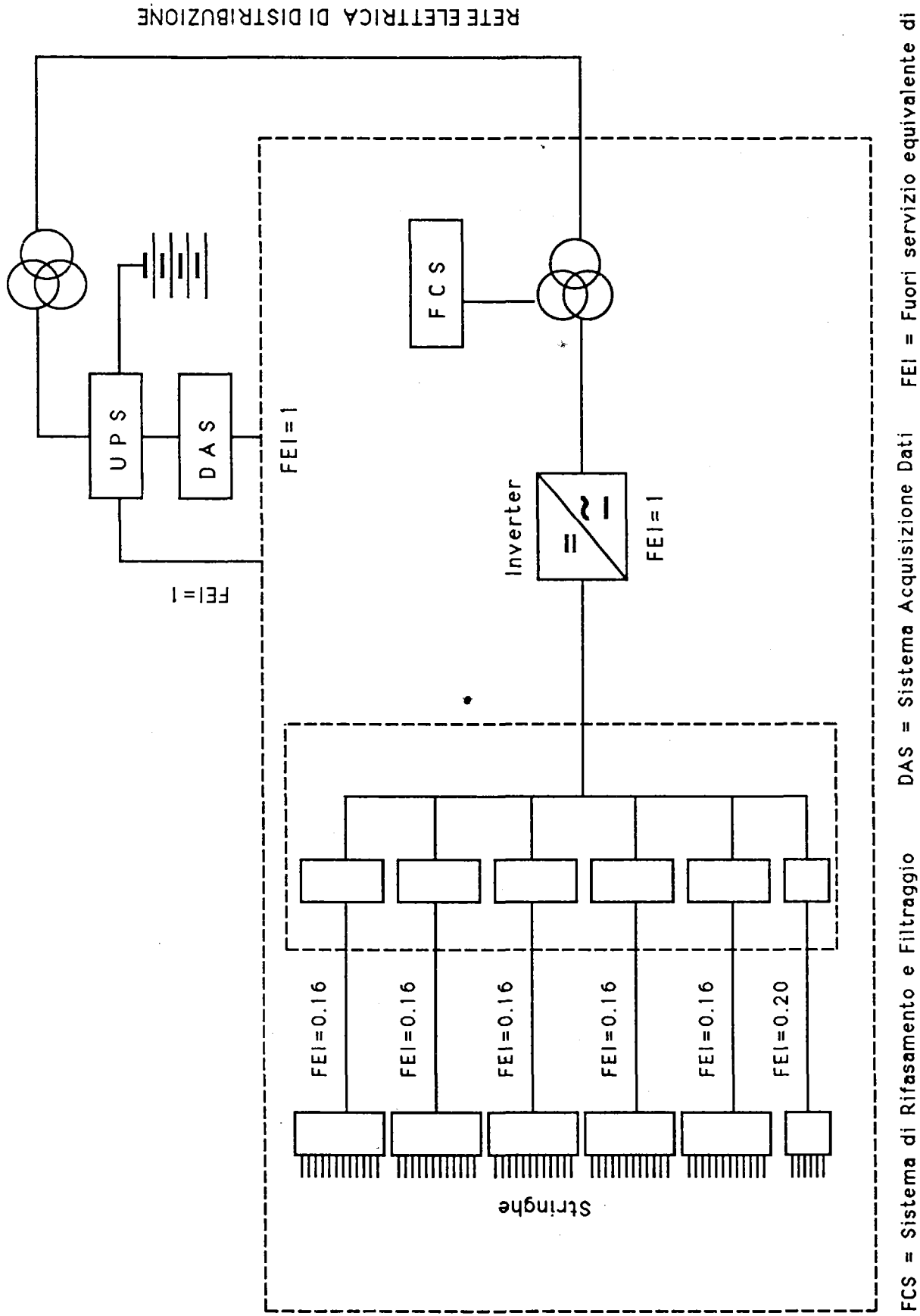


Fig. 1 SCHEMA A BLOCCHI DELLA I SEZIONE DELPHOS (PUNTO DI VISTA AFFIDABILISTICO)

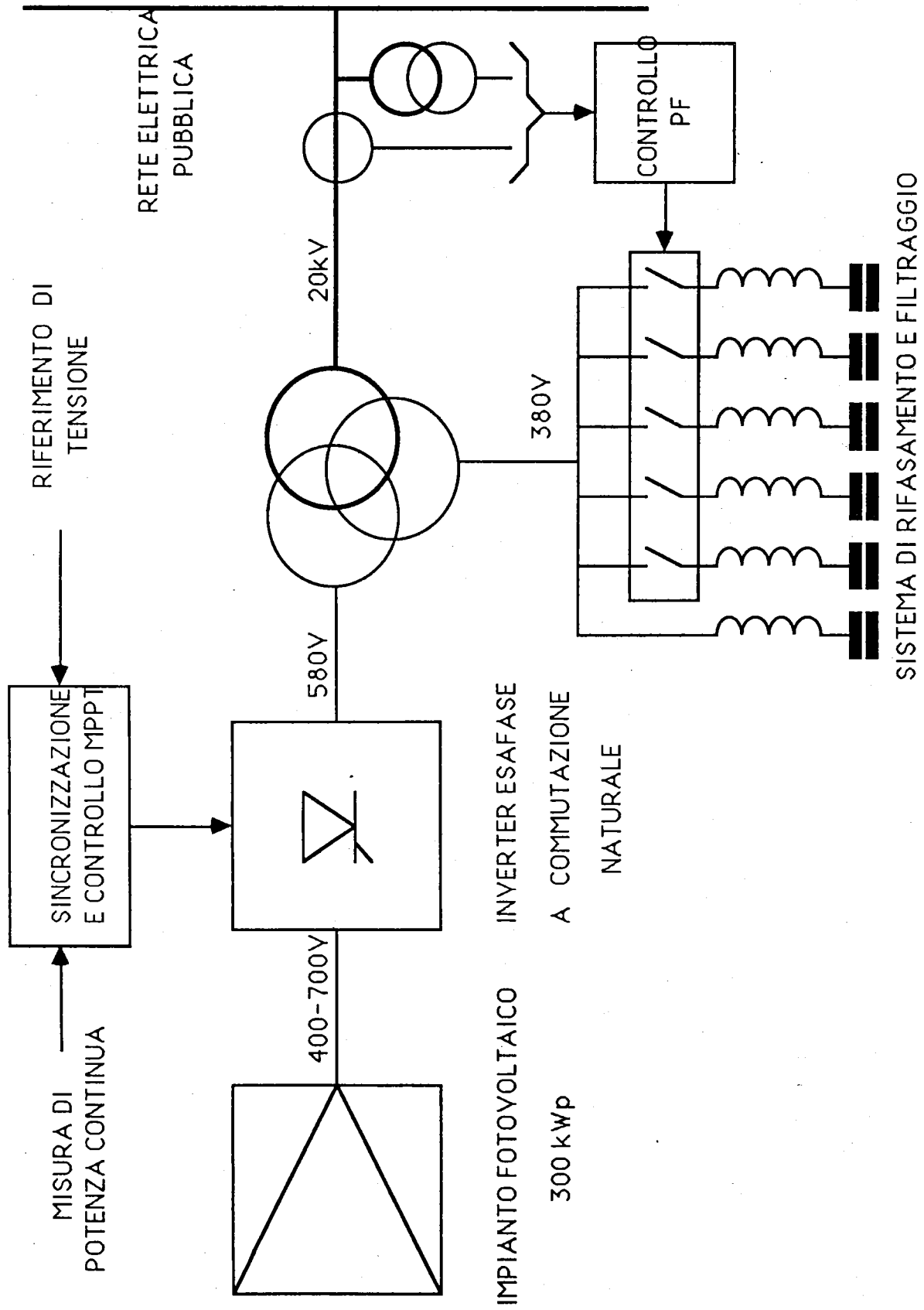


Fig. 2 SCHEMA A BLOCCHI DEL PCU

Per scopi sperimentali è stato previsto che l'impianto possa funzionare oltre che in connessione con la rete anche in configurazione isolata per alimentare le utenze interne all'Area Sperimentale di Monte Aquilone.

Il generatore fotovoltaico, costituito da 5760 moduli per una potenza totale di 308 kWp, ha una superficie di 3819 m² ed è posizionato su una falda unica inclinata di 20° verso Sud. Il campo fotovoltaico è strutturato in 66 stringhe, che sono connesse in parallelo per costituire 6 blocchi con potenza media di 50 kWp. Il parallelo elettrico dei 6 blocchi è effettuato all'interno dell'edificio di potenza, dove la potenza in c.c. viene trasformata in c.a. ed opportunamente trattata per poter essere immessa in rete, Fig.1. Il sistema di condizionamento della potenza, (294 kW a fattore di potenza pari a 0.7), Fig.2, è costituito da un inverter a commutazione di rete basato su un ponte a 6 Scr, dotato di un sistema ad inseguimento del punto di massima potenza sul lato c.c. del tipo " try and test ". L'inverter può accettare sul lato c.c. tensioni variabili da 400 a 700 V a fronte di una tensione d'uscita di 580 Vca. L'adattamento in tensione per il collegamento alla rete di 20 kV è garantito da un trasformatore elevatore a tre avvolgimenti. Al terziario del trasformatore, 380 V, è collegato il sistema di filtraggio, per il controllo del contenuto armonico, e di rifasamento. Quest'ultimo è formato da 5 banchi di capacitori, ognuno di 40 kVAR, la cui attivazione automatica assicura un fattore di potenza dell'energia immessa al di sopra dello 0.9.

Il funzionamento automatico dell'impianto è supervisionato da un computer, che controlla tutti i dispositivi di sicurezza e allarmi presenti e raccoglie tutti i dati relativi ai parametri elettrici e climatici.

Il sistema di controllo ed acquisizione dati, così come tutti i dispositivi di sicurezza ed allarme, è alimentato da un gruppo di continuità dedicato.

3.0 - Risultati sperimentali

3.1 - Produzione dell'impianto

La prima sezione dell'impianto Delphos ha iniziato a funzionare in connessione con la rete ENEL nell'agosto 1986 ed al dicembre 1990 ha prodotto complessivamente 927 MWh.

La Fig.3 mostra l'energia prodotta nei vari anni: dopo i primi anni caratterizzati da una bassa produzione, a causa di una non continuità di esercizio dovuta al completamento dell'impianto e al collaudo dei

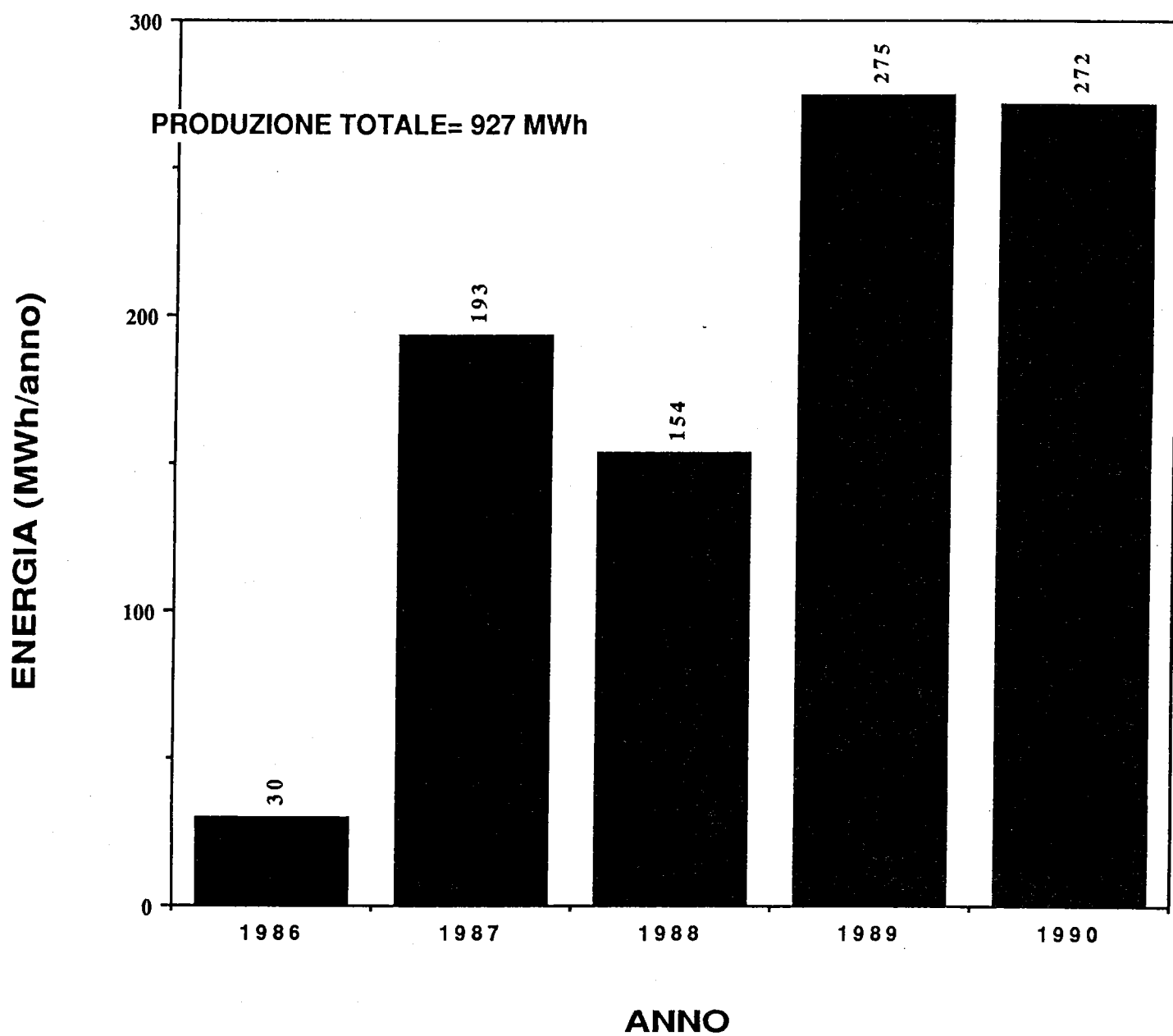


Fig.3 ENERGIA ANNUA EROGATA IN RETE

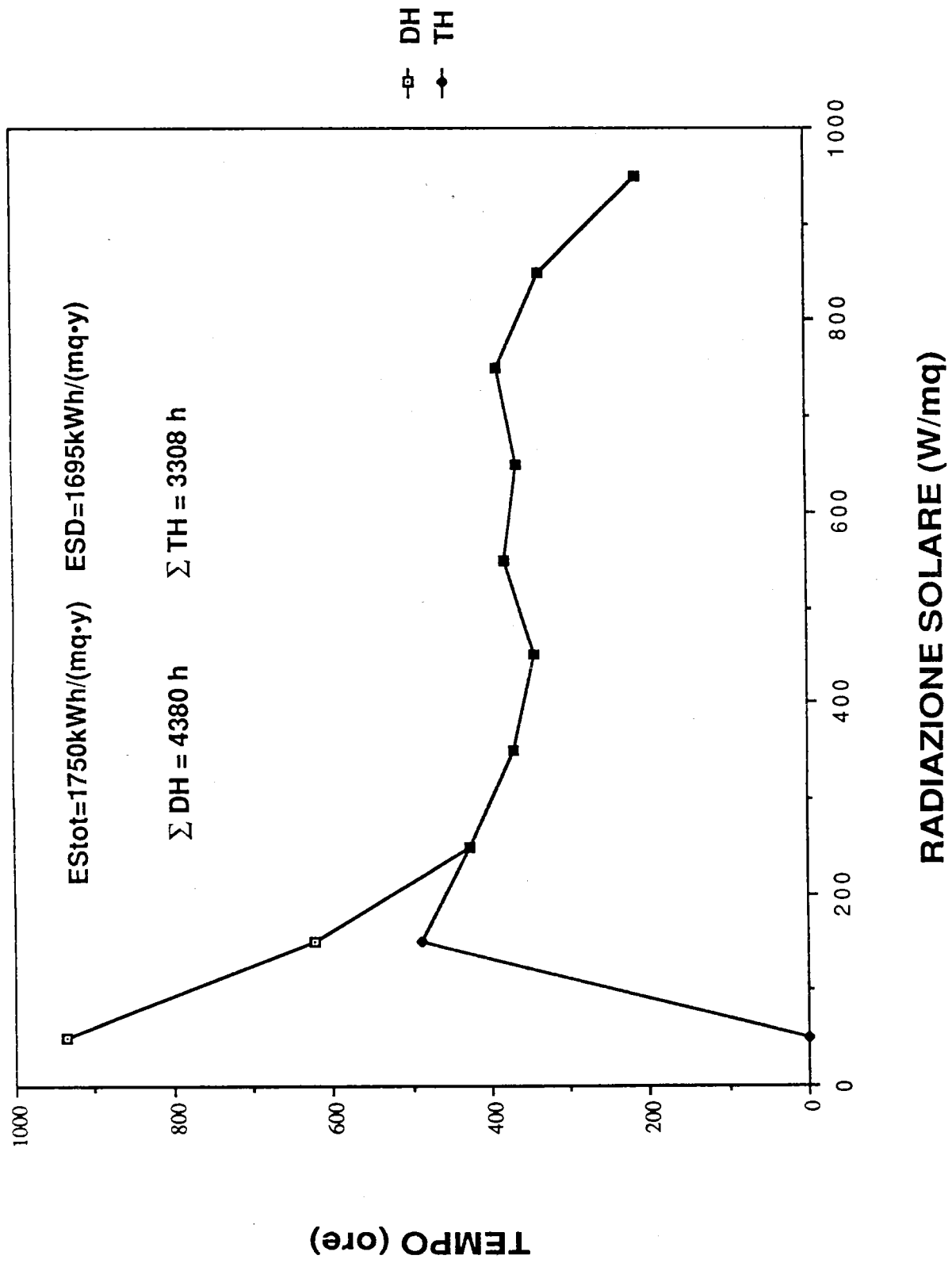


Fig.4 ORE DIURNE E ORE TEORICHE DI FUNZIONAMENTO

componenti, si vede che la produzione degli ultimi due anni si è assestata intorno ai 270 kWh. Questo valore, sia pure non ottimale, può essere considerato per il Delphos I una produzione tipica, per cui l'analisi, che sarà fatta per l'ultimo anno, è da considerare significativa.

In particolare nell'anno 1990 l'impianto ha funzionato in connessione con la rete ENEL per 2270 h, corrispondenti ad un'insolazione annua di 1133 kWh/m², producendo 272 MWh con una efficienza media complessiva di conversione del 6.3%, a fronte delle caratteristiche del sito, che è mediamente interessato da una insolazione sul piano moduli di circa 1750 kWh/m² distribuita su 4380 h.

E' evidente che se l'impianto avesse funzionato per tutte le ore di insolazione con la stessa efficienza del 6.3%, sarebbero stati prodotti 420 MWh: ciò significa che è stata registrata una perdita del circa 36% rispetto alla produzione attesa.

Per discriminare le varie cause di questa perdita e individuare in quale step della conversione esse sono presenti e in che misura, si è ritenuto interessante analizzare il funzionamento dell'impianto in funzione dell'intensità di radiazione, che, per il nostro scopo, è stata divisa in 10 fasce di 100 W/m², che coprono il campo da 0 W/m² a 1000 W/m².

3.2 - Perdite dovute alla gestione dell'impianto

La Fig.4 mostra, per intervallo di radiazione, gli andamenti delle ore diurne, DH, e delle ore teoriche di funzionamento, TH. Le DH, di cui il 60% ricade nel campo 0 - 500 W/m², sono caratterizzate da una insolazione totale sul piano moduli di 1750 kWh/m², di cui il 30% viene registrato nelle prime due fasce. Per limiti intrinseci di funzionamento dell'impianto, dovuti alle caratteristiche del Sistema di Condizionamento della Potenza, l'avviamento dell'impianto è possibile ad un valore di radiazione maggiore di 100 - 110 W/m². Questo limite comporta un numero di ore di funzionamento minore delle ore diurne totali. Infatti le ore teoriche di funzionamento TH, in totale 3308 h, presentano una perdita rispetto alle ore diurne del 25%. Tale perdita in ore è, ovviamente, concentrata nelle prime due fasce e comporta una non utilizzazione di energia solare del 3% riducendo l'insolazione disponibile a 1695 kWh/m².

Nel periodo teorico di funzionamento la prima sezione dell'impianto Delphos non ha lavorato al 100% in connessione alla rete, ma solo per il 69%. Ciò è da attribuire a diverse cause di carattere gestionale, che possono essere così classificate: assenza del carico (mancanza ENEL), fermi

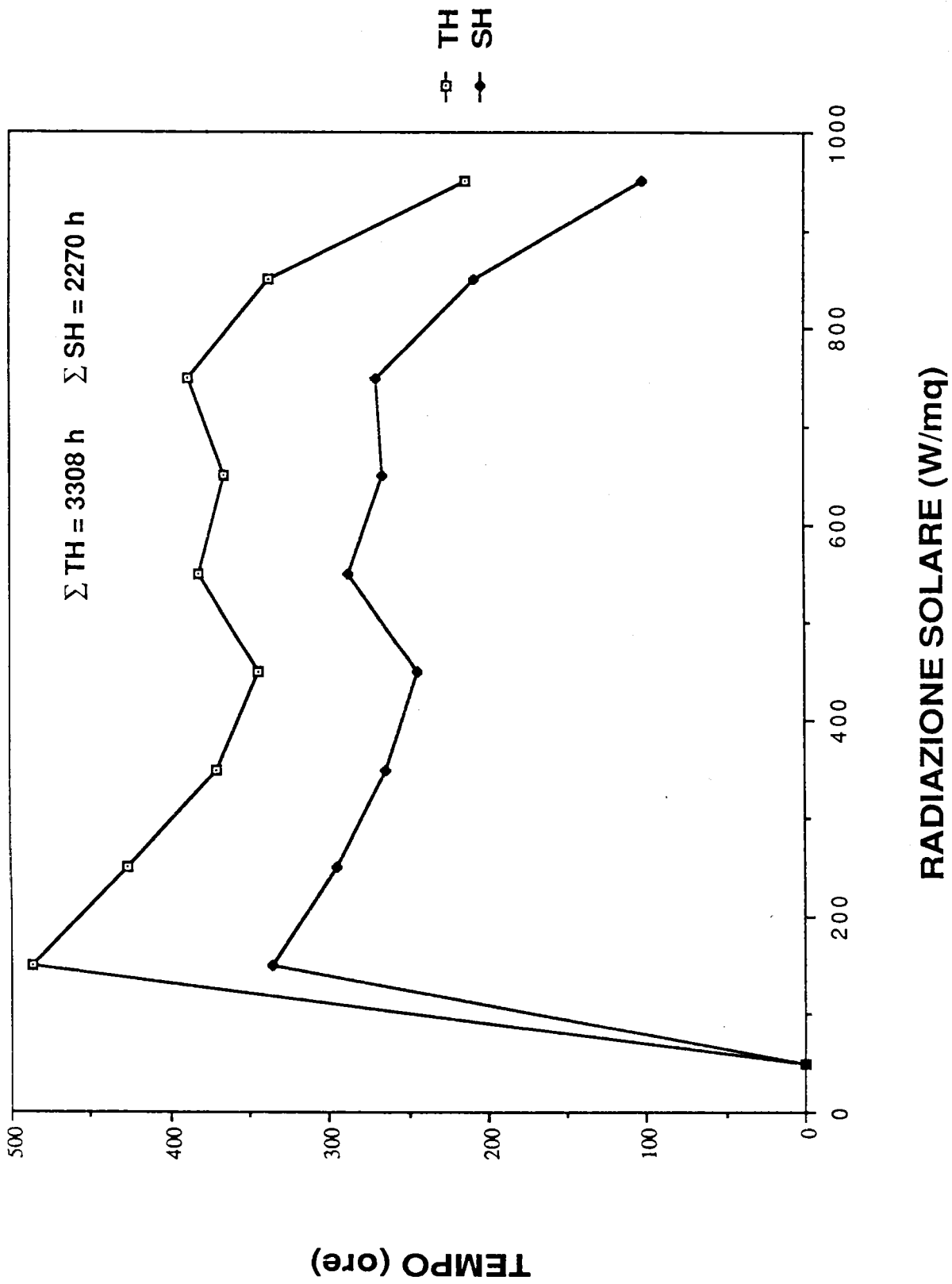


Fig.5 ORE TEORICHE E ORE DI SERVIZIO

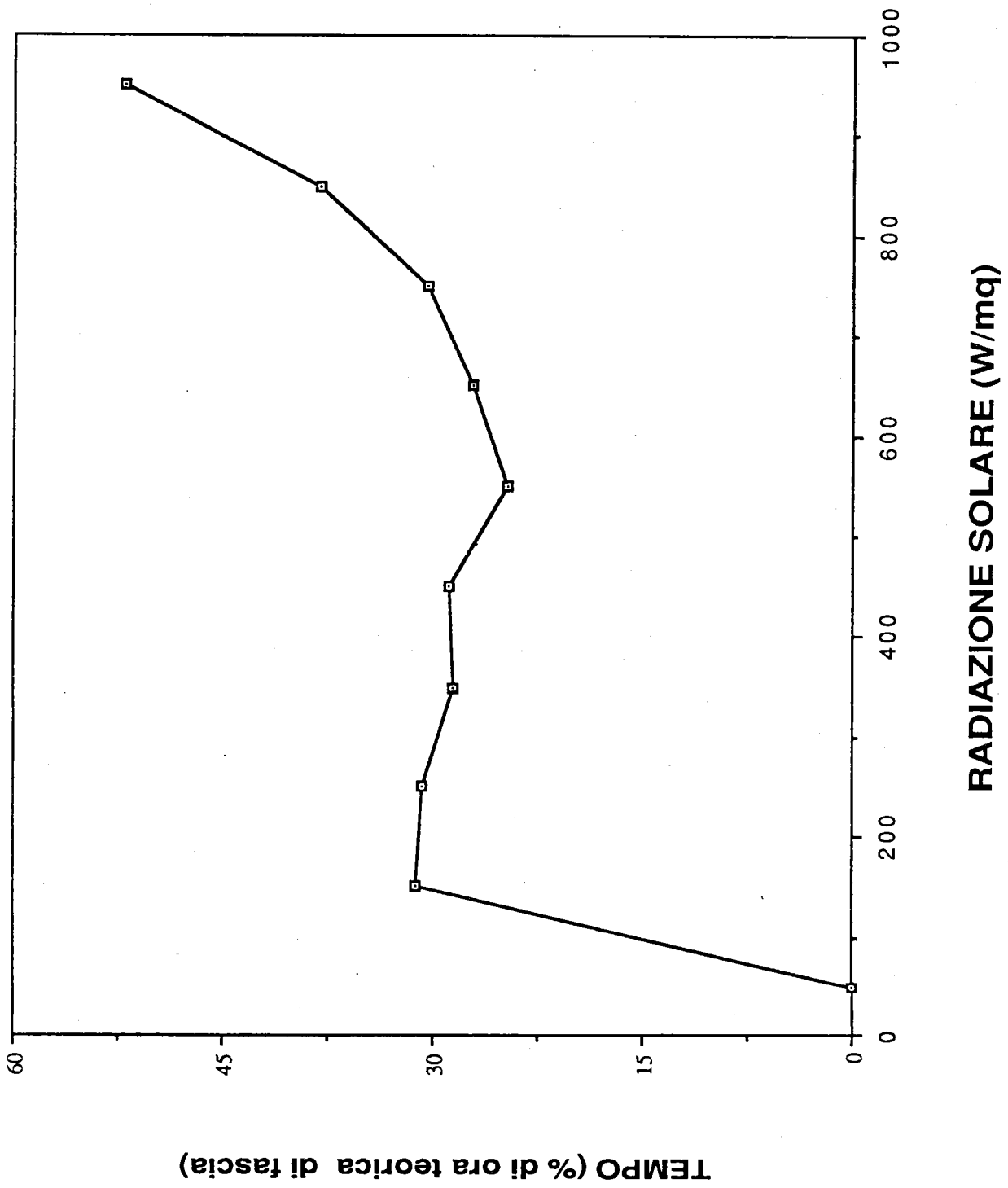
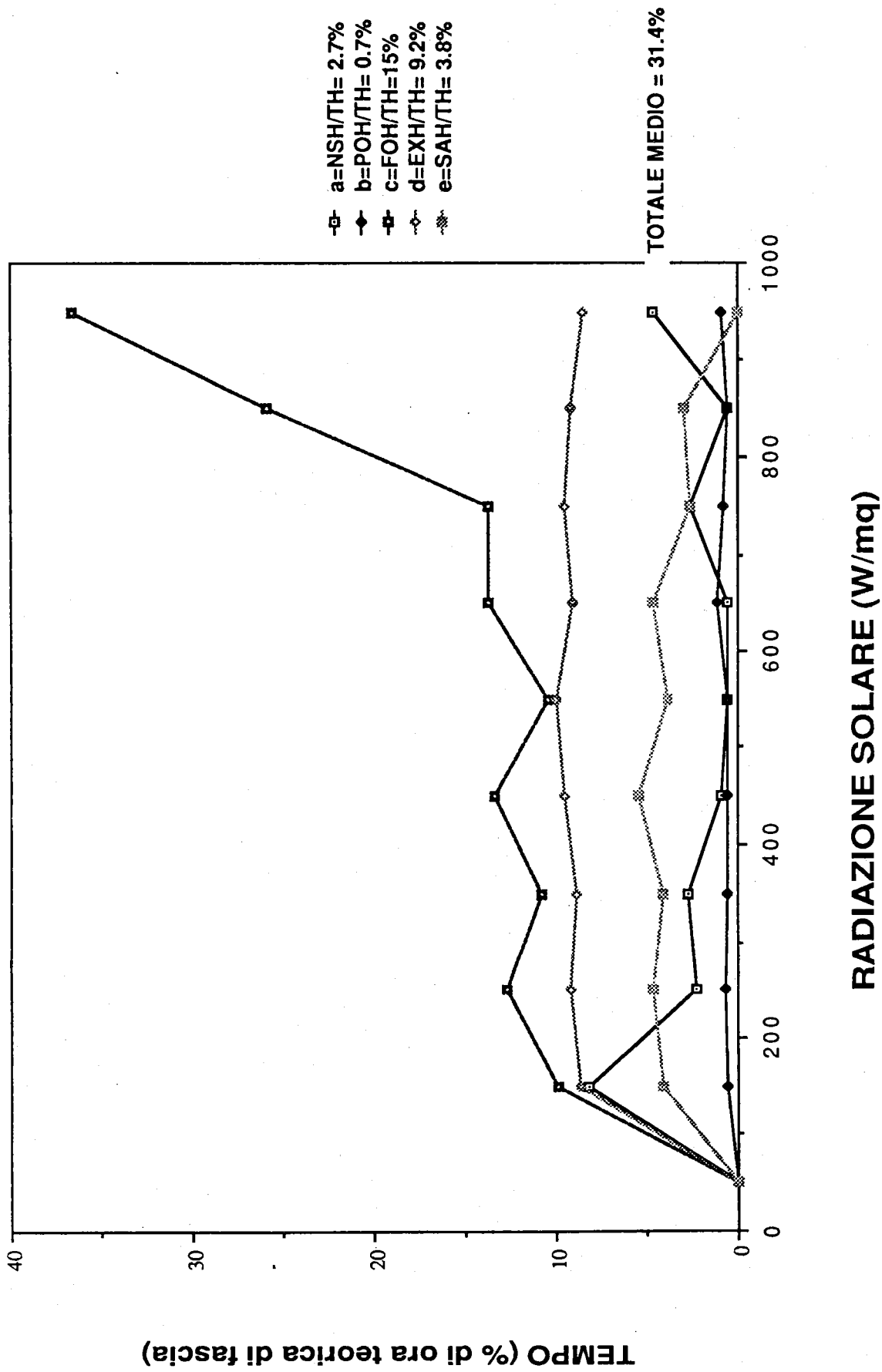


Fig.6 TEMPI DI NON CONNESSIONE ALLA RETE

parziali o totali per guasti e/o per l'esecuzione della manutenzione ordinaria e straordinaria, utilizzo dell'impianto per scopi sperimentali o nella configurazione isolata.

Nella Fig. 5 sono riportati per le singole fasce di radiazione gli andamenti delle ore teoriche di funzionamento, TH, e quelle reali di servizio, SH. Dall'analisi dei dati si evince che il valore della perdita di ore di funzionamento si mantiene quasi costante su tutto il campo di radiazione, facendo cadere il 50% delle SH nell'intervallo tra 0 - 500 W/m² così come per le TH. Dalla Fig. 6 si vede che la percentuale di perdita all'interno delle singole fasce si assesta intorno al 30% fino a 700 W/m² per poi crescere fino a raggiungere il 50 % per valori di radiazione di 1000 W/m². L'andamento della percentuale di perdita di ore di funzionamento può essere spiegato analizzando il peso delle diverse cause per singola fascia, riportato in Fig.7. Si nota che le perdite dovute all'esecuzione della manutenzione ordinaria, Tabella I, ($b = POH/TH = 0.7\%$), o ad altro uso dell'impianto, (attività sperimentale, $d = EXP/TH = 9.2\%$, stand-alone, $e = SAH/TH = 3.8\%$), sono uniformemente distribuite in tutto il campo di radiazione ed assumono un valore totale medio del 13.7%, /3/. Per quanto riguarda invece le perdite dovute all'assenza del carico ($a = NSH/TH = 2.7\%$) e ai guasti, che hanno richiesto interventi di manutenzione straordinaria, Tabella II, ($c = FOH/TH = 15\%$), si vede che le prime sono state registrate per il 63% per valori di radiazione tra 0 e 500 W/m², mentre le seconde hanno interessato per il 62% il campo delle alte radiazioni (500 - 1000 W/m²). L'alto valore registrato per guasti è dovuto al fuori servizio del trasformatore di collegamento alla rete, a causa di un corto circuito verificatosi sull'avvolgimento primario. Il tipo di guasto ha richiesto il trasferimento del trasformatore presso la ditta fornitrice. Ciò ha comportato un'indisponibilità dell'impianto per circa 50 giorni, tra fine giugno ed inizio agosto, e dà ragione della incidenza riscontrata per alti valori di radiazione. Dato il consistente valore dei fermi per guasti, risulta anche chiaro l'andamento crescente della percentuale di perdita in ore di funzionamento registrato per valori di radiazione > 700 W/m² riportato in Fig.6.

Il mancato funzionamento dell'impianto ha comportato una perdita anche di energia solare. Infatti l'energia solare utilizzata, 1133 kWh/m², è risultata il 67% di quella disponibile, pur restando invariata la sua distribuzione all'interno delle fasce: 30 % (≤ 500 W/m²) e 70 % (> 500 W/m²). Le Figg. 8 e 9 riportano, rispettivamente, per le singole fasce di radiazione, gli andamenti dell'energia solare disponibile ed utilizzata e la



(a=MANCANZA DI RETE; b=MAN. ORD.; c=MAN. STRAOR.; d=SPERIMENTAZIONE; e=STAND ALONE)

Fig.7 CAUSE DI NON CONNESSIONE ALLA RETE

TABELLA I

PRIMA SEZIONE IMPIANTO DELPHOS: Manutenzione ordinaria annuale

Componente	Frequenza	Fuori servizio (h)	Ora x Uomo (h)	Fuori servizio Equivalente (h)
Quadri elettrici esterni	6 mesi	18	34	2.8
Quadri elettrici interni	12 mesi	4	8	4
Inverter	"	4.5	8.5	4.5
Filtro e rifasamento	"	2.8	5	2.8
Trasformatori	"	4	8	4
Quadro QBT/UPS	"	0.5	0.5	0.5
Quadro QMT	"	3	6	3
		<u>36.8</u>	<u>70</u>	<u>21.6</u>

TABELLA II

PRIMA SEZIONE IMPIANTO DELPHOS: Due anni di manutenzione straordinaria (Gennaio 1989 - Dicembre 1990)

Componente	Numero di Interventi	Causa
Generatore Fotovoltaico	8	- Corto Circuito scatole di cablaggio dei moduli
Quadri elettrici esterni	2	- Guasto dispositivi di manovra - Rottura del diodo di blocco
Quadri elettrici interni	5	- Guasti nei contattori - Sostituzione bobina di apertura
Quadro QBT/UPS	16	- Miscellanea di componenti sostituiti - Intervento fusibili inverter UPS - Sostituzione della scheda interruttore statico - Guasti negli SCR
Inverter	9	- Intervento fusibili ponte tiristori - Sostituzione scheda impulsi di controllo - Guasto di relè
Trasformatore	1	- Corto circuito avvolgimento primario
Sistema acquisizione dati	3	- Rottura dei sensori e della scheda di interfaccia

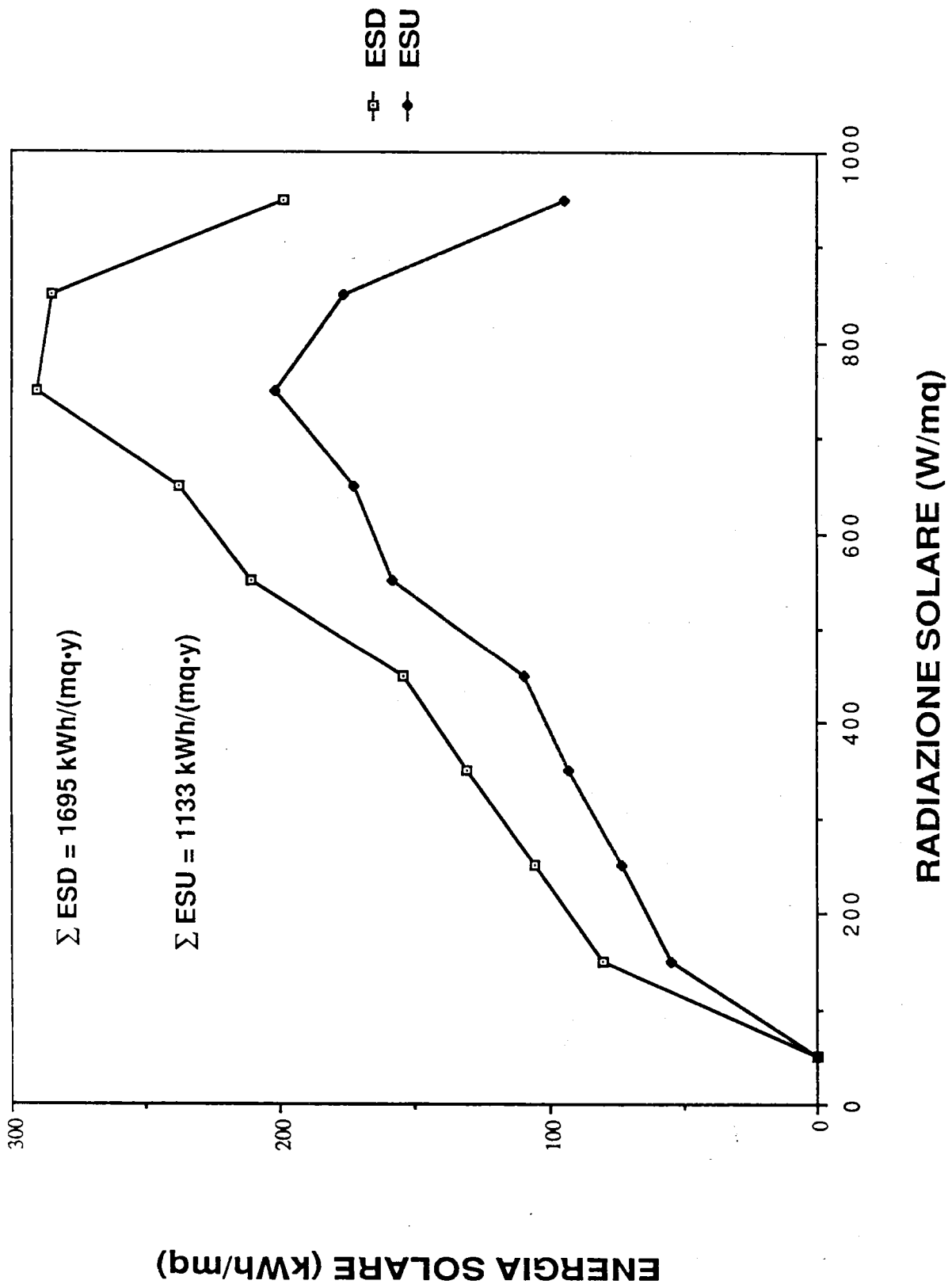


Fig.8 ENERGIA SOLARE DISPONIBILE E UTILIZZATA

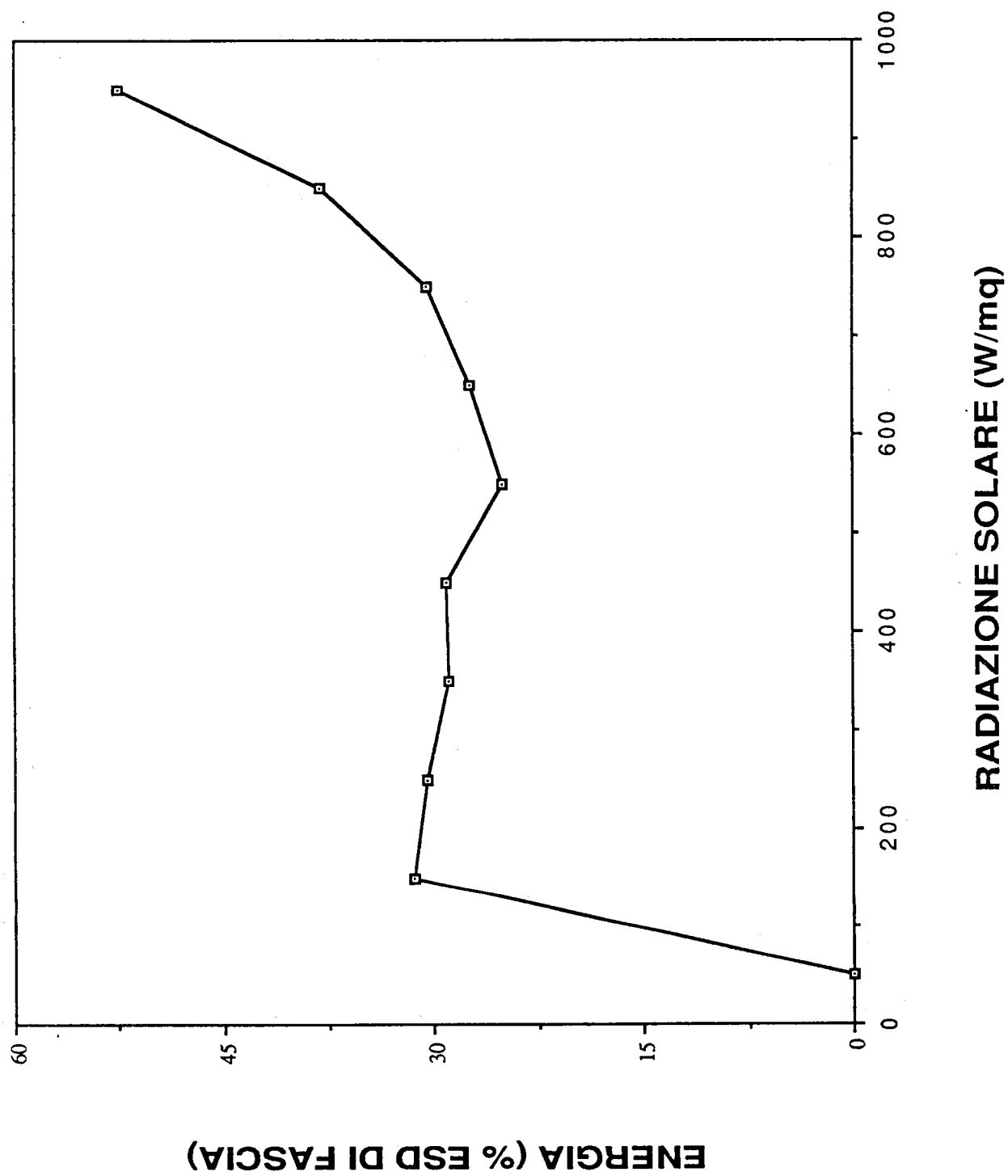


Fig.9 ENERGIA SOLARE NON UTILIZZATA PER L'EROGAZIONE IN RETE

relativa perdita. E' da notare che, a causa della non costanza della radiazione, la perdita percentuale in energia solare è leggermente superiore a quella relativa alle ore di funzionamento. Questo risultato potrebbe costituire una caratteristica da tener presente per l'analisi di funzionamento di impianti fotovoltaici, se fosse verificata una correlazione tra guasti e corrente con una maggiore probabilità di anomalie per alti valori di radiazione. Una conferma a tale ipotesi è ancora prematura, anche se verosimile, dato il breve periodo di analisi.

3.3 - Perdita nella conversione

3.3.1 - Perdita nel generatore

L'energia solare utilizzata è stata convertita dal generatore fotovoltaico in 298 MWh c.c. con un'efficienza media del 6.9% a fronte dei 350 MWh attesi considerando un'efficienza di conversione dell'8.1%, che rappresenta il valore nominale di collaudo misurato in Condizioni Standard (1000 W/m^2 , A.M. = 1.5, 25°C). Le Figg. 10 e 11 riportano per le singole fasce di radiazione rispettivamente la perdita in assoluto e in termini percentuali tra l'energia attesa e quella realmente prodotta. La perdita totale media nel generatore è stata del 15% con un andamento decrescente al crescere della radiazione. Il valore massimo del 25% è stato riscontrato per la fascia di radiazione più bassa, mentre il valore minimo di poco più del 10% è stato trovato nella fascia tra 800 e 900 W/m^2 , /5/.

La perdita nel generatore è dovuta a diversi effetti, di cui solo alcuni legati alla tecnologia del modulo, mentre altri sono controllabili, anche se non eliminabili, nella fase di progetto. Le molteplici cause di perdita sono state individuate nei seguenti fenomeni più significativi: disadattamento tra caratteristiche elettriche dei diversi subgeneratori elettricamente connessi (mismatch), effetto di temperatura. A queste cause vanno aggiunti altri effetti di non immediata valutazione come per esempio quello ohmico nei cablaggi, quello dovuto alla reale distribuzione spettrale della radiazione solare, che è diversa da quella relativa ad A.M. 1.5, quello causato da un mismatch elettrico indotto da una non uniformità della radiazione sul piano moduli e dalla presenza di celle e/o moduli fotovoltaici malfunzionanti. In seguito a misure specifiche effettuate sul generatore fotovoltaico /1/, /5/, è stato possibile valutare le diverse aliquote della perdita totale del 15%, che, mediamente, risultano essere per l'8% da attribuire al mismatch, per il 5% all'effetto di temperatura e

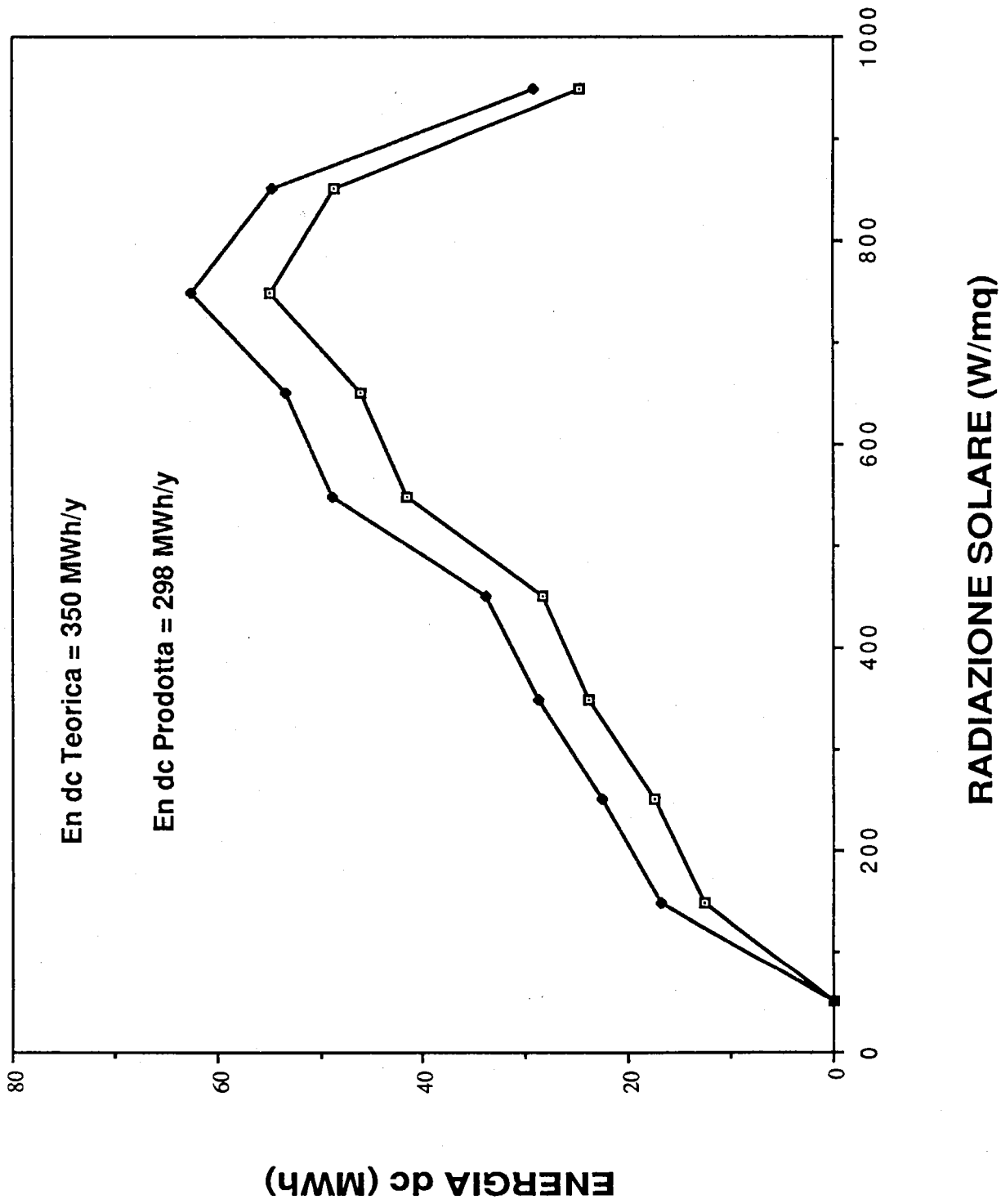


Fig.10 ENERGIA dc PRODUCIBILE (RENDIMENTO NOMINALE) E PRODotta

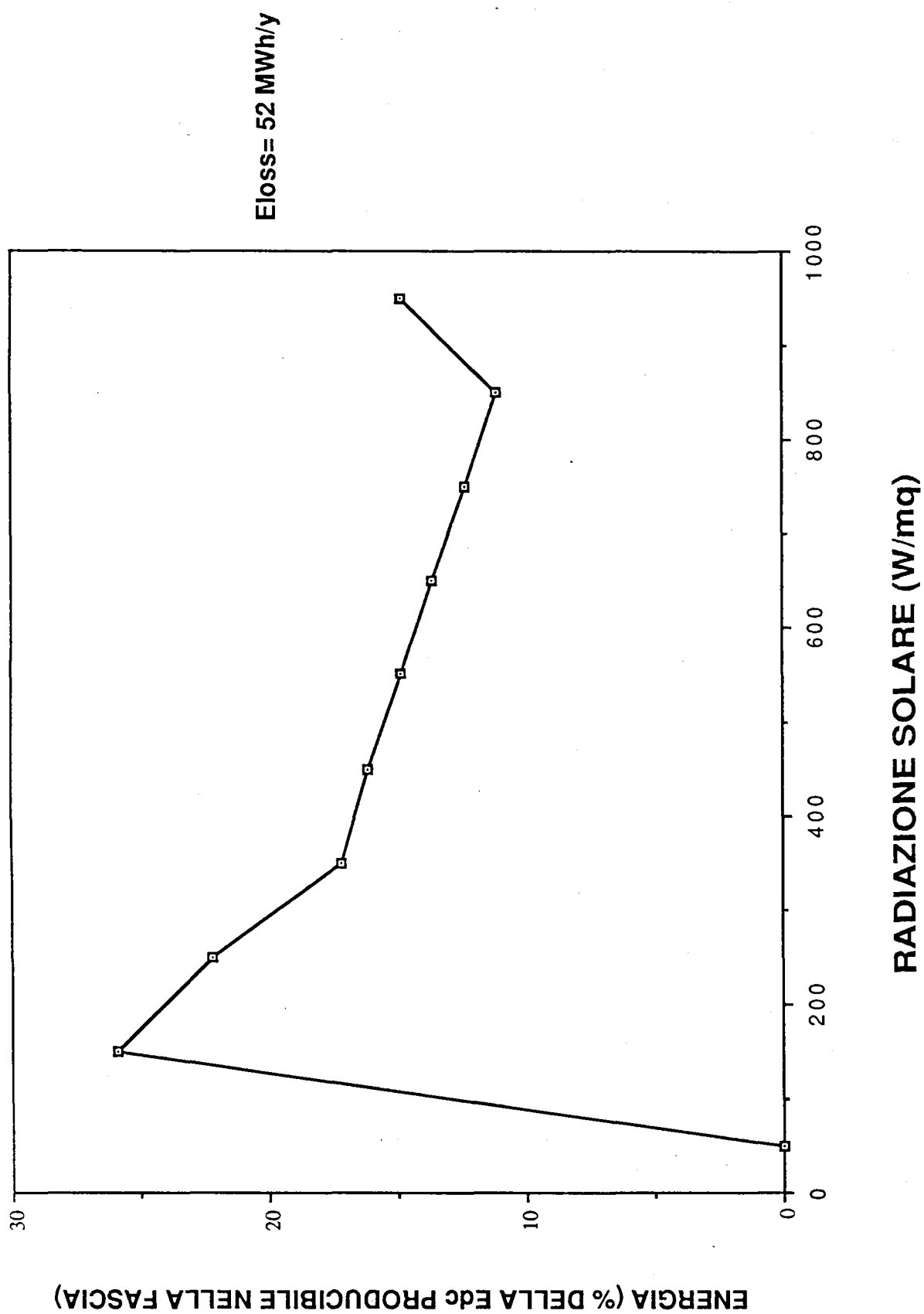


Fig.11 PERDITE NEL GENERATORE LEGATE A TEMPERATURA E MISMATCH

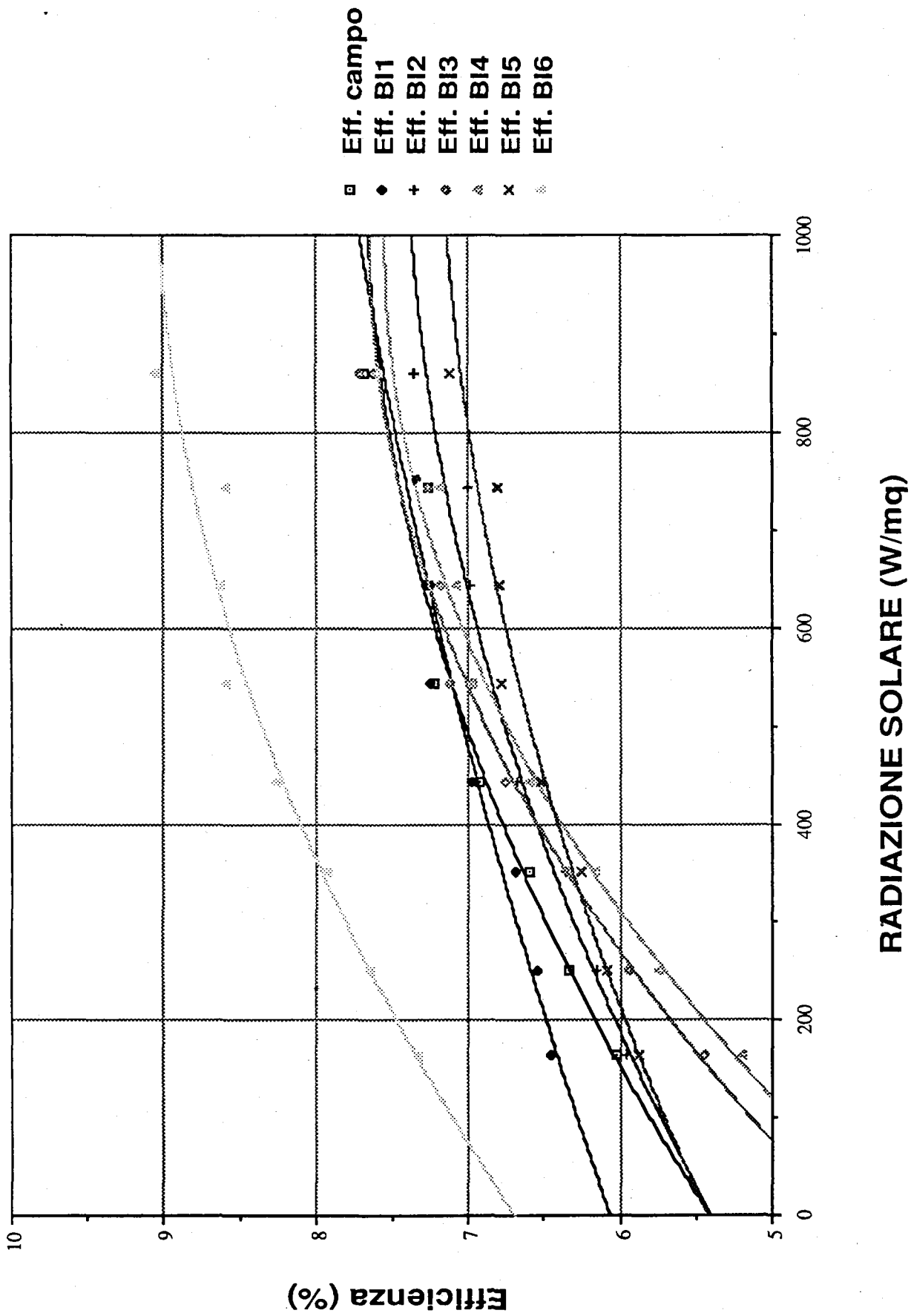


Fig. 12 EFFICIENZA DEI BLOCCHI E DEL CAMPO IN CONDIZIONI OPERATIVE $t < 30^{\circ}\text{C}$

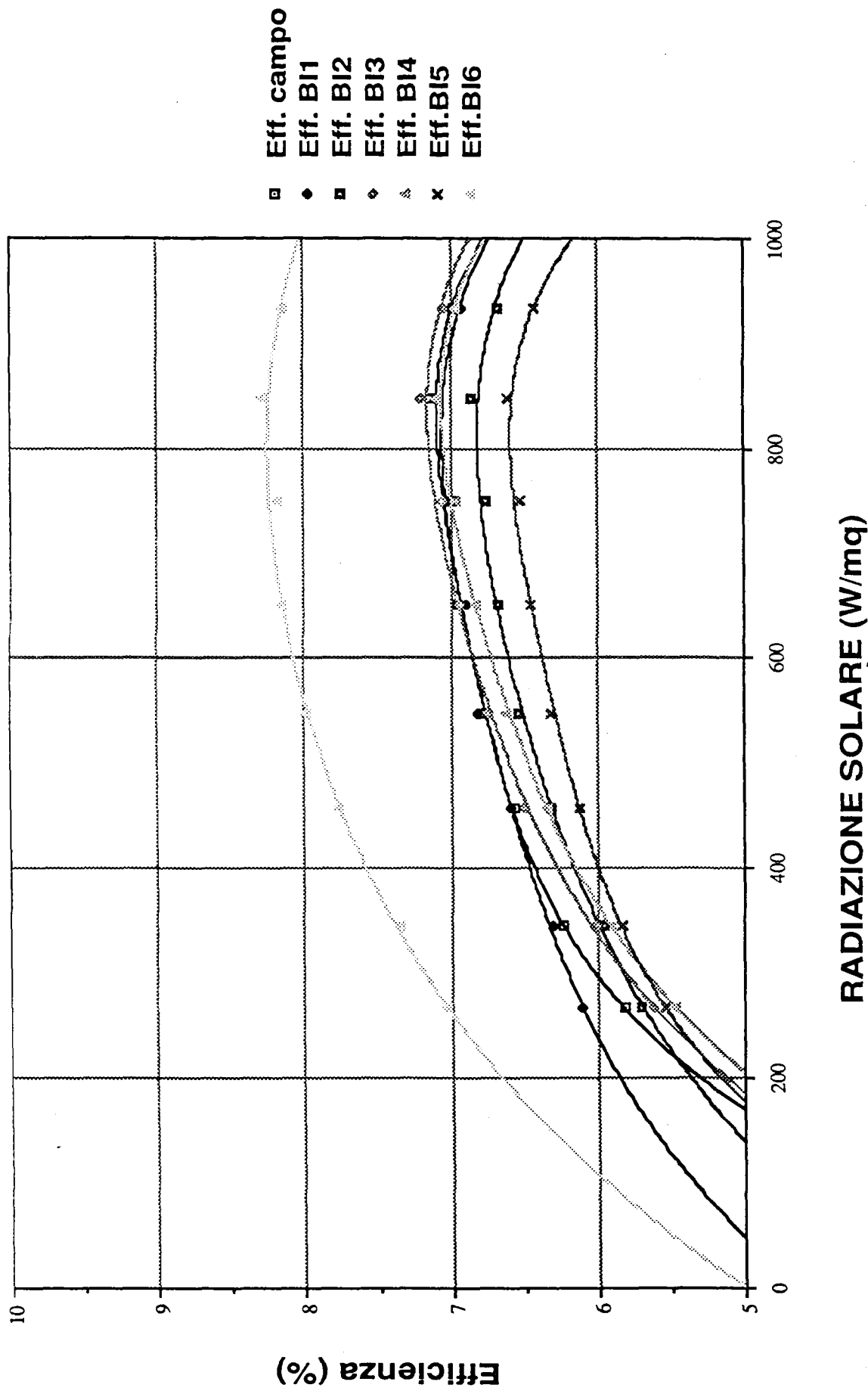


Fig. 13 EFFICIENZA DEI BLOCCHI E DEL CAMPO IN CONDIZIONI OPERATIVE $t > 30^{\circ}\text{C}$

per il rimanente 2% a resistenze ohmiche.

La penalizzazione dovuta al mismatch e alla temperatura risulta evidente nelle Figg. 12 e 13, in cui in funzione della radiazione e per due campi di temperatura ($t_1 < 30^\circ\text{C} < t_2$) sono state riportate le efficienze misurate in condizioni operative dei sei blocchi costituenti il generatore e dell'intero campo fotovoltaico. Si nota che per tutti i componenti il generatore e per lo stesso generatore l'andamento dell'efficienza non è costante con la radiazione; esso è crescente con la radiazione per temperatura $< 30^\circ\text{C}$, mentre per temperatura > 30 è inizialmente crescente con un massimo intorno ai $700 - 800 \text{ W/m}^2$ per poi decrescere sia pure con un pendenza minore. Valori minori di efficienza per bassi valori di radiazione sono dovuti al mismatch spettrale. Dall'analisi delle due figure risulta evidente l'effetto di disadattamento elettrico esistente tra i 6 blocchi, che, nel caso specifico, comporta una forte penalizzazione del blocco 6 costituito da moduli con prestazioni migliori.

L'andamento riportato nella Fig.13 mette in evidenza gli effetti di temperatura e quello ohmico, che danno ragione della diminuzione di efficienza registrata ad alta radiazione, a cui tipicamente corrispondono alti valori di temperatura e corrente. Il confronto delle due figure permette di valutare l'effetto di temperatura, che può essere assunto pari a $0.4 - 0.5 \% / ^\circ\text{C}$ con riferimento alla temperatura di 25°C , /1/, /5/.

3.3.2 - Perdita nel P.C.U.

L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico, prima di essere immessa in rete, viene trasformata in c.a. e resa idonea, in termini di tensione, di fattore di potenza e di contenuto armonico, dal Sistema di Condizionamento della Potenza (PCU). Nel periodo in esame è stata registrata una efficienza media del PCU pari al 91%. Le Figg.14 e 15 mostrano, rispettivamente, per le singole fasce di radiazione l'energia immessa in rete e la perdita nel PCU. Quest'ultima presenta un andamento decrescente con la radiazione ed è congruente con la curva di rendimento misurata in una campagna sperimentale /4 / effettuata sul PCU, riportata nella Fig. 16.

Le perdite dovute alla conversione c.c. / c.a. sono dovute ad un contributo costante, (magnetizzazione dei dispositivi ferromagnetici del trasformatore), ad uno lineare con la corrente, (tiristori e condensatori di rifasamento), ed, infine, ad una aliquota proporzionale al quadrato della corrente (effetto Joule nei cavi, induttori e trasformatore) e sono, pertanto funzione della corrente c.c. in ingresso al PCU, Fig.17.

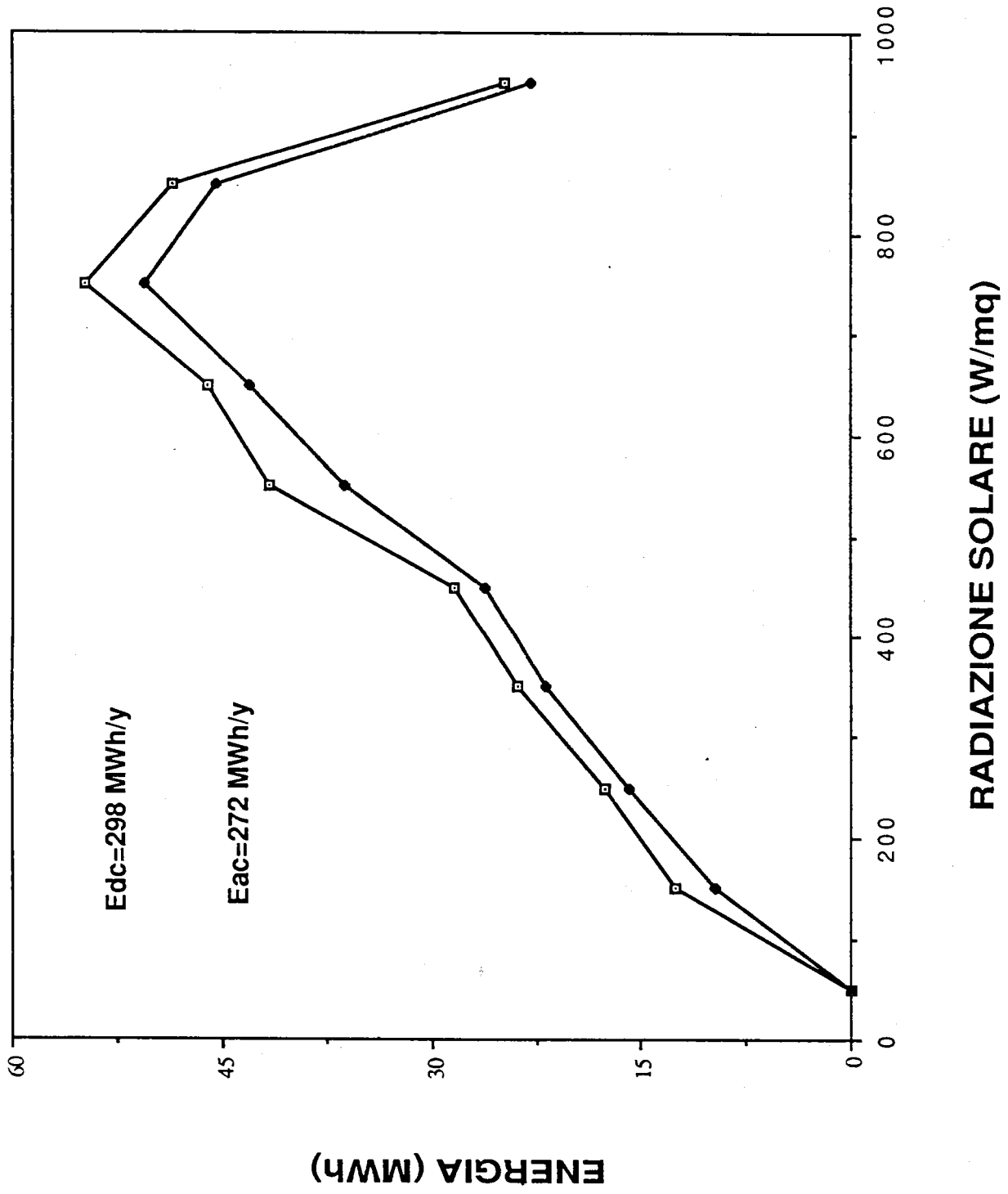


Fig.14 PERDITE NELLA CONVERSIONE dc-ac

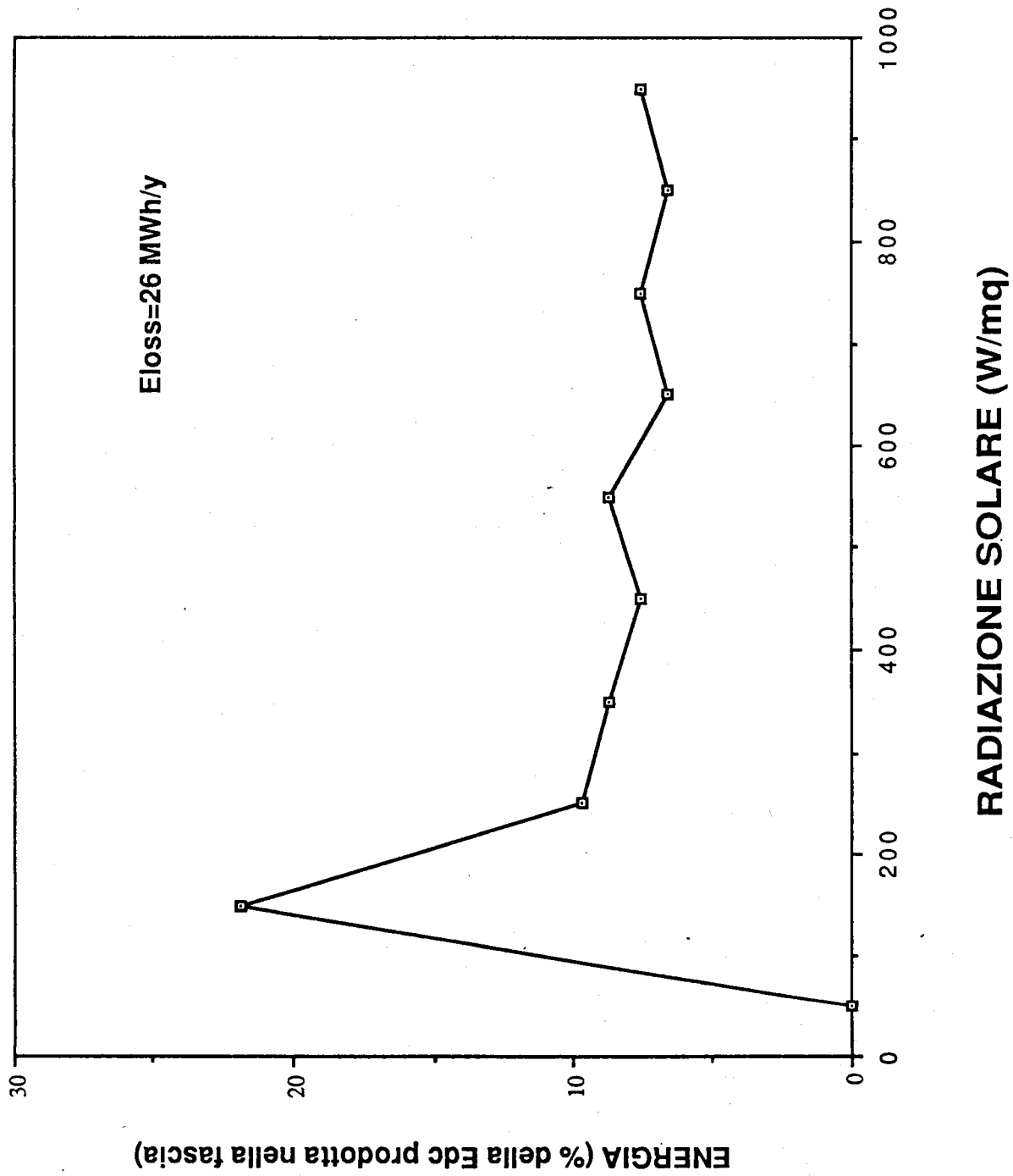


Fig.15 PERDITE NELLA CONVERSIONE dc-ac

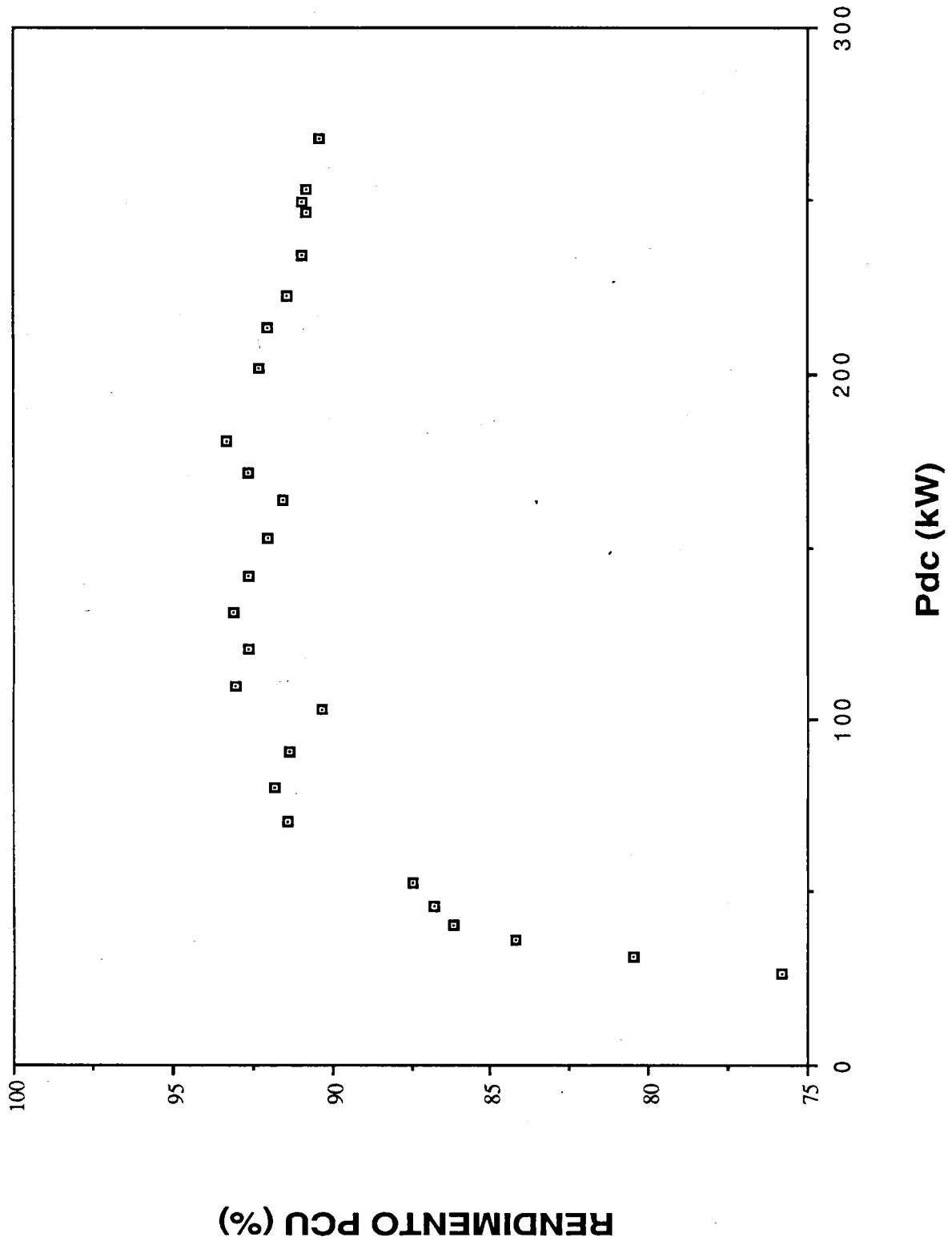
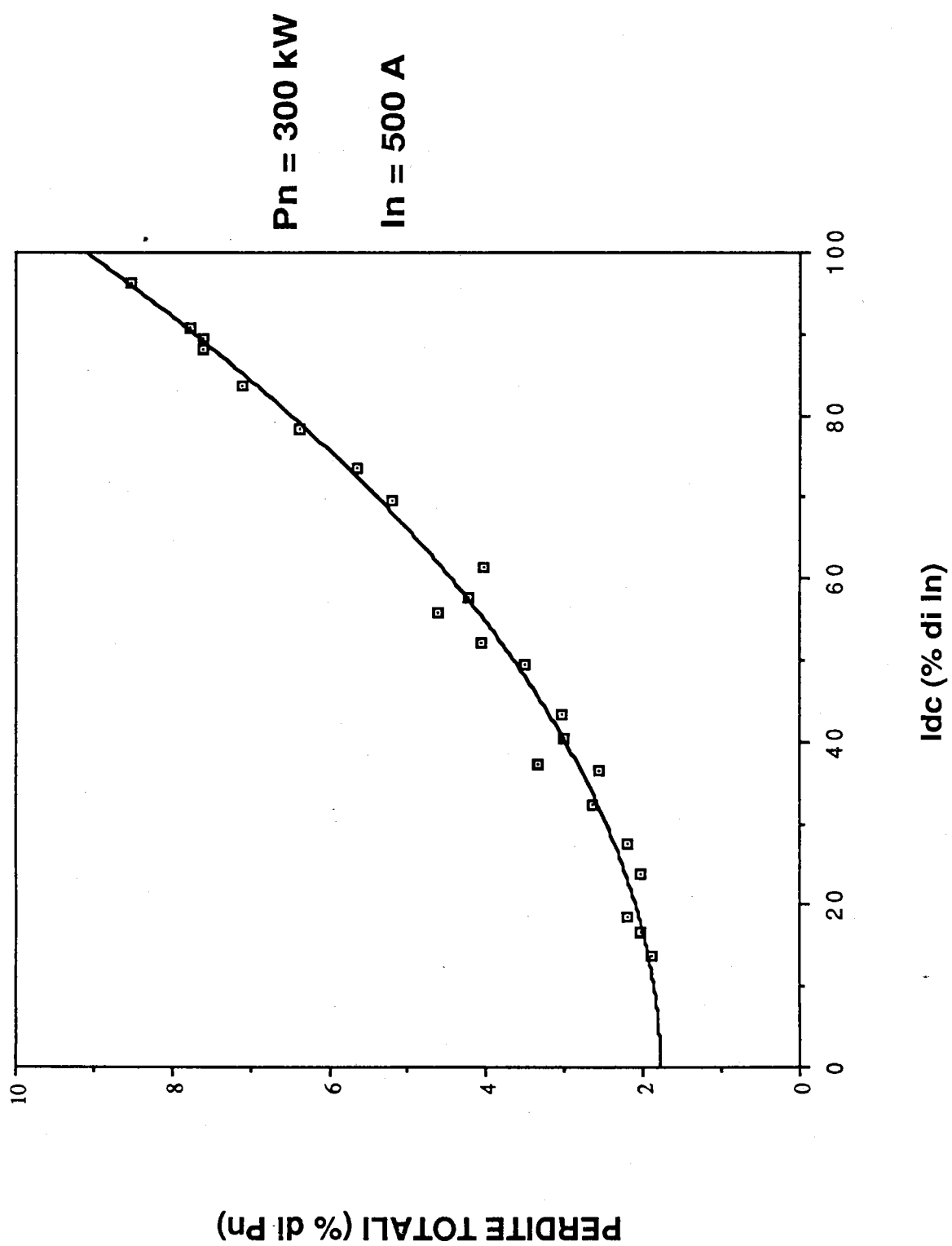


Fig.16 IMPIANTO DELPHOS - RENDIMIENTO DEL PCU

**Fig.17 INTERPOLAZIONE DELLE PERDITE NEL PCU**

E' stato possibile, grazie alle considerazioni precedenti, valutare per la perdita totale media del 9% i singoli contributi. Per i valori di potenza assunti dal generatore e per le energie erogate alle singole potenze (per il 50% delle ore di funzionamento, relativo al campo di radiazione 0 - 500 W/m², il generatore ha lavorato con una potenza < 37% della potenza nominale ed ha prodotto circa il 28% dell'energia totale), è risultato che le perdite lineari hanno influito solo per il 2% del valore totale, mentre quelle costanti e ohmiche hanno contribuito in uguale misura al restante 98%. Ciò mette in evidenza il grosso peso delle perdite costanti, concentrate nel trasformatore, e dà precise indicazioni su quale fattore incidere per aumentare l'efficienza dei sistemi di conversione.

4. Conclusioni

L'analisi riportata mette in evidenza che, a parità di disponibilità di insolazione, la quantità di energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico di potenza è fortemente influenzata dalla continuità di esercizio e dalle caratteristiche, in termini di efficienza, dei due componenti principali: il generatore ed il Sistema di Condizionamento della Potenza, PCU.

Per poter trarre dall'esperienza gestionale condotta sul Delphos I delle utili indicazioni per migliorare la continuità di esercizio, è necessario ricostruire i dati di funzionamento della 1 Sezione del Delphos, ipotizzando che essa sia stata gestita come un impianto di potenza e non come un impianto sperimentale. In tale ipotesi, cioè in assenza di utilizzazione diversa (sperimentazione e stand - alone) dell'impianto, risulta un indice di servizio ($Z = SH/TH$) dell'82% con un indice di affidabilità ($Y = (1 - (\text{tempi di fermi per manutenzione e guasti}))/TH$) dell'84%. I valori assunti dai suddetti indici sono da considerare piuttosto bassi rispetto a quelli ritenuti ottimali, rispettivamente del 90% e 91%, che potrebbero essere ottenuti, /2/. Le azioni da intraprendere per raggiungere tale obiettivo sono state individuate nel contenere, grazie ad una più elevata affidabilità della rete, nell'1% i fermi per assenza del carico, e nel ridurre al 9% i fermi per manutenzione e guasti. Questo ultimo risultato potrà essere acquisito se in fase di progettazione viene particolarmente curata l'affidabilità dei singoli componenti, e se nella fase di gestione vengono intraprese tutte le azioni per ridurre al minimo il MTTR (Mean Time To Repair).

Per quanto riguarda l'efficienza del generatore fotovoltaico si ritiene, sulla base dell'analisi delle perdite misurate sul Delphos I, che con una migliore progettazione del generatore sarebbe stato possibile contenere la suddetta perdita al 7% contro il 15% riscontrato. Per ottenere questo risultato è necessario ridurre l'effetto del mismatch e delle perdite ohmiche rispettivamente all'1%.

Le misure eseguite sul PCU e la dettagliata analisi delle perdite riportata hanno messo in evidenza i fattori (perdite costanti ed ohmiche) su cui incidere per aumentare l'efficienza del sistema. Ciò ci consente di poter affermare che anche in questo caso, alla luce anche di nuovi trasformatori sviluppati di recente, è possibile con l'impiego di componenti innovativi e con una più accurata progettazione dei cablaggi contenere la perdita al 5% (corrispondente ad un'efficienza max del PCU del 96%) rispetto a quella ottenuta del 9% con un'efficienza max del PCU del 93%.

Nel caso del Delphos I, ferma restando l'efficienza nominale di conversione dei moduli, se fossero state attuate tutte le azioni migliorative, precedentemente individuate, sarebbe stato possibile ottenere un incremento sulla produzione del 25%.

Bibliografia

/1/ A. Sarno et alii, Relazione sui risultati acquisiti sull'impianto Delphos, in collegamento con la rete ENEL, nel periodo giugno 1988 - luglio 1989, RT/ENEA/ENERG/90/01.

/2/ A. Sarno, S. Li Causi, F. Apicella, M. Guerra, A simple method to analyse and present performance data of the 300 kWp Delphos PV plant, 21st IEEE Conference, Orlando, USA, May 1990.

/3/ A. Sarno, S. Cordisco, M. Guerra, *The influence of the maintenance on the operation: lesson learned by two years management of the Delphos plant*, 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisbon, Portugal, April 1991.

/4/ F. Apicella, G. NovIELLO, S. Li Causi, A. Sarno, Performance of the power conditioning unit of the 300 kWp Delphos plant, 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisbon, Portugal, April 1991.

/5/ A. Sarno, R. Schioppo, M. Zingarelli, *Analisi delle prestazioni del generatore fotovoltaico della 1° sezione dell'impianto Delphos*, in via di pubblicazione.