

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI MILANO
Facoltà di Scienze Matematiche, Fisiche e Naturali

Corso di laurea in Fisica

Celle fotovoltaiche a tripla giunzione in applicazione terrestre:
analisi di sistema per impianti concentrazione

Relatore interno: Prof. Marco RIVA

Correlatore esterno: Dott. Gianluca ALIMONTI

Correlatore esterno: Dott.ssa Roberta CAMPESATO

Elaborato finale di:

Dario Mazzorin

Matr. 630040

Codici P.A.C.S.:

42.79.Ek

89.30.Cc

Anno Accademico 2008 – 2009

INDICE

Indice	III
Indice delle figure:.....	VIII
I. Prefazione	XII
II. Introduzione	XV
1. Il sole	1
1.1 Il sole come fonte energetica e riferimento.....	1
1.2 Lo spettro solare:.....	1
1.3 L'atmosfera:.....	2
2. Celle solari:	4
2.1 Teoria dei semiconduttori:	4
2.1.1 Le bande energetiche nei cristalli:	4
2.1.2 La conduzione:.....	4
2.1.3 Il drogaggio.....	6
2.1.4 La giunzione.....	8
2.1.5 I diodi:.....	8
2.2 La fotoproduzione: le celle fotovoltaiche.....	10
2.2.1 Caratteristiche della cella fotovoltaica.....	12
2.3 Celle singola giunzione: Modello numerico.	14
2.3.1 Circuito equivalente di una cella singola giunzione	15
2.3.2 MPP, efficienza, e fattore di riempimento.....	17
2.3.3 Risposta spettrale e corrente di cortocircuito	18
2.3.4 Resistenza Serie e Area attiva.	20
2.3.5 Tensione di circuito aperto	23
3. Celle multigiunzione	24
3.1 Scopo della tecnologia multigiunzione.....	24

3.2	Celle multigiunzione monolitiche.....	24
3.2.1	Rappresentazione qualitativa	24
3.2.2	Il numero delle giunzioni.....	25
3.2.3	Circuito equivalente della cella multigiunzione monolitica.....	27
3.2.4	Caratterizzazione di una cella monolitica multigiunzione:	28
3.2.5	Celle solari in alta concentrazione	31
4.	I Sistemi CPV:.....	41
4.1	Perchè il CPV.....	41
4.2	Quindici anni di CPV.	41
5.	I concentratori in applicazione CPV	43
5.1	Ottica dei concentratori	44
5.1.1	Principi di ottica per i concentratori:	44
5.1.2	RLP: Ottiche imaging e non-imaging.....	48
5.1.3	Caratterizzazione dei tipi di ottica	52
5.2	Ricevitore.....	55
5.2.1	Scambiatori di calore	56
5.2.2	Circuito stampato (PCB):.....	57
5.2.3	Assemblaggio della cella	58
5.2.4	Schermi e protezioni per la cella.....	60
5.2.5	Effetti della temperatura sul ricevitore	60
5.2.6	Calcolo termico del dissipatore.....	62
5.3	Involucro protettivo per il ricevitore (Housing)	67
5.3.1	Il riscaldamento dell'housing	68
6.	Sistema di tracking	69
6.1	Strutture per i tracker	69
6.2	Inseguitori.....	73

6.3	Accuratezza del puntamento.....	78
6.4	La caratterizzazione dei tracker.....	79
7.	Sistema elettrico di potenza.....	81
7.1	Schemi di collegamento	81
7.2	Inverter PWM per applicazione solare.....	83
7.2.1	Il componente a semiconduttori IGBT	83
7.2.2	Schema di principio della potenza per inverter PWM	84
7.2.3	Dispositivo MPPT (Maximum Power Point Tracker)	86
7.2.4	Generazione del PWM	88
7.2.5	Regolazione della potenza immessa in rete.....	90
8.	Analisi di Sistema.....	93
8.1	Analisi dell'efficienza di sistema.....	93
8.1.1	La cella fotovoltaica.....	93
8.1.2	Il Modulo	93
8.1.3	Il tracker	95
8.1.4	BOS e l'inverter.....	97
8.2	Analisi dei costi	100
8.2.1	La Cella fotovoltaica	100
8.2.2	Il Modulo	102
8.2.3	Il tracker	102
8.2.4	BOS e L'inverter.....	105
9.	Strumento di simulazione.....	108
10.	Risultati delle simulazioni	109
10.1	Considerazioni preliminari.....	109
10.2	Vita media di un impianto e manutenzione	109
10.3	Sintesi tabulare dei risultati.....	110

10.4	Analisi dei risultati	113
10.4.1	Efficienza di sistema	113
10.4.2	Il fattore di concentrazione	113
10.4.3	Il tracker	114
10.4.4	Il modulo	114
10.4.5	La variabile ambiente	114
10.4.6	La variabile taglia impianto e taglia pannello	115
10.4.7	Confronto con i dati NREL	115
10.4.8	Considerazioni a livello di sistema	116
11.	Conclusioni	117
12.	Appendice I: Prodotti CPV sul mercato	119
	ABENGOA SOLAR	119
	AMONIX	120
	ARIMA ECO	121
	CONCENTRACIÒN SOLAR LA MANCHA	122
	ENERGY INNOVATIONS	123
	CONCENTRIX SOLAR	124
	ES SYSTEM	125
	GREEN AND GOLD ENERGY	126
	MORGAN SOLAR	128
	OPEL SOLAR INC	129
	SOL 3G	130
	SOLAR SYSTEMS	132
	SOLFOCUS	133
13.	Appendice II: grafici delle simulazioni	134
	Impianto grande - pannello grande	134

Impianto grande - pannello medio	135
Impianto grande - pannello piccolo	136
Impianto medio – pannello grande	137
Impianto medio – pannello medio	138
Impianto medio – pannello piccolo	139
Impianto piccolo	140
Impianto medio – pannello piccolo: concentrazione vincolata 520 soli	141
Impianto grande – pannello grande concentrazione vincolata 520 soli	142
14. Bibliografia.....	143

INDICE DELLE FIGURE:

Figura 1: i valori <i>Spi</i> per la luce solare subito oltre l'atmosfera rispetto allo spettro del corpo nero	2
Figura 2: Rappresentazione della condizione di banda completa	4
Figura 3: Rappresentazione schematica del riempimento delle bande energetiche	5
Figura 4: Deriva delle lacune	5
Figura 5: Modello di conduzione nei semiconduttori	6
Figura 6: Rappresentazione dei drogaggi P ed N	7
Figura 7: Rappresentazione della giunzione e del campo di built-in	8
Figura 8: Schema della struttura del diodo	8
Figura 9: Curva caratteristica IV di un ipotetico diodo ideale (l'intensità della corrente di saturazione inversa è, in questo caso esemplificativo, 8 ordini di grandezza più piccola della corrente a 1V)	10
Figura 10: Schema equivalente di una cella fotovoltaica semplice	15
Figura 11: L'effetto della resistenza serie sulla curva caratteristica IV e sulla curva di potenza. 21	
Figura 12: Una resistenza serie che risulta impercettibile con una illuminazione di un sole (a sinistra) diventa assai rilevante quando l'illuminazione (e la corrente di corto circuito) è 1000 volte più intensa.....	22
Figura 13: Curva caratteristica IV di un diodo tunnel	24
Figura 14: Efficienza massima teorica ottenibile in funzione del numero di giunzioni (8).....	25
Figura 15: Circuito equivalente di una cella tripla giunzione così come verrà trattata nel modello numerico.	28
Figura 16: Efficienza percentuale in funzione del fattore di concentrazione.....	32
Figura 17: Circuito equivalente elemento di cella	32
Figura 18: Griglia scelta per la simulazione: 10x10mm con 100 fingers.....	33
Figura 19: Effetto degenerare per una distribuzione gaussiana eccessivamente focalizzata	37
Figura 20: Efficienza Cella in funzione della temperatura	38
Figura 21: Efficienza massima a diverse temperature: dati simulati per cella CESI	39
Figura 22: Diversi angoli di incidenza sulla cella	39
Figura 23: Perdita di I_{SC} in funzione dell'angolo di incidenza: misurato su cella CDO-100 Spectrolab.	39

Figura 24: Rappresentazione dei due delle principali categorie di CPV (9).....	43
Figura 25: Grafico dell'angolo di accettazione di un modulo Concentrix (10).....	46
Figura 26: Angolo di accettazione come funzione del fattore di concentrazione	47
Figura 27: RLP a sinistra con dispositivo ottico secondario a destra senza dispositivo ottico secondario (12).....	49
Figura 28: Quattro casi esemplificativi di disuniformità gaussiana. L'etichetta rappresenta le coordinate del maximum power point.	49
Figura 29: Potenza massima percentuale riferita al MPP con illuminazione ideale in funzione del coefficiente di disuniformità gaussiana	50
Figura 30: Quattro casi esemplificativi di disuniformità random. L'etichetta rappresenta le coordinate del maximum power point.	51
Figura 31: Potenza massima percentuale riferita al MPP con illuminazione ideale.....	52
Figura 32: Ricevitore ARIMA ECO (9). Sono visibili il retro del dissipatore su cui è installato il ricevitore, il vetro protettivo ermetico che protegge la cella, il cono di winston (secondario ottico) rivettato attraverso ricevitore sul dissipatore, la morsettiera per le terminazioni elettriche. La barra che passa nell'angolo in alto a destra è uno schermo per la copertura e protezione dei cavi.	55
Figura 33: PCB - Ricevitore Emcore preassemblato	57
Figura 34: Schema DBC	57
Figura 35: Schema IMS.....	57
Figura 36: Dimensione della piastra di dissipazione in funzione della concentrazione nelle approssimazioni assunte. I quadrati rossi rappresentano i ricevitori.....	63
Figura 37: Elemento di dissipatore modellizzato. Al centro il cilindretto di interfaccia con il ricevitore.	64
Figura 38: Calcolo termico per il caso peggiore (a sinistra) e migliore (a destra). Dal grafico della temperatura è ben visibile la maggiore area di scambio per il caso migliore e una distribuzione ben più uniforme della temperatura (circa 4°C tra il centro e la periferia anziché 10,5°C)	66
Figura 39: Resistenza termica in funzione della concentrazione.....	67
Figura 40: Esempio di Pylon Tracker	70
Figura 41: Esempio di ring tracker	70
Figura 42: Esempio di sistema di puntamento equatoriale	71
Figura 43: Due PSD (sensori di posizione) per l'inseguimento del sole montati sul tracker (18). ..	76

Figura 44: Radiazione diretta cumulativa su base annua per la città di Granada (SP). (16).....	80
Figura 45: Schema di collegamento modellizzato	81
Figura 46: Schema impianto con un unico trasformatore.....	82
Figura 47: Schema impiantato con booster	82
Figura 48: Schema di principio della potenza per l'inverter monofase	85
Figura 49: Reazione del MPPT all'aumento dell'irradianza [Tecnologia MPPT - Nicola Femia – Università degli studi di Salerno]	87
Figura 50: Metodo della sottooscillazione per la generazione PWM.....	89
Figura 51: PWM per una modulante sinusoidale a 50Hz con una portante di 2kHz.....	89
Figura 52: Riferimenti di tensione e corrente per il controllo inverter	90
Figura 53: Rappresentazione sul piano di Gauss di $V - E \perp I$	91
Figura 54: A sinistra, efficienza modulo point focus in funzione della concentrazione, a destra temperatura cella stimata in funzione della concentrazione (Ambiente 25°C). Cella simulata: cella CESI standard (eff: 37,3% a 500 soli)	94
Figura 55: A sinistra, efficienza modulo dense array in funzione della concentrazione, a destra temperatura cella stimata in funzione della concentrazione (Ambiente 25°C): Le due linee sono in questo caso sovrapposte avendo ipotizzato lo stesso tipo di ricevitore.....	95
Figura 56: Percentuale della radiazione diretta su base annua in funzione della velocità massima del vento per l'esercizio calcolate su base statistica	97
Figura 57: Schema dei paralleli considerati nella simulazione	99
Figura 58: Istogramma delle frequenze rispetto all'efficienza	100
Figura 59: Scarto necessario data una efficienza media minima richiesta.....	101
Figura 60: Prezzo della cella in funzione dell'efficienza nominale a 500 soli.	102
Figura 61: Percentuale di radiazione diretta su base annua in funzione del costo del tracker .	103
Figura 62: Grafico dell'irradianza cumulativa annua in funzione del costo del tracker per tre diverse taglie	104
Figura 63: Potenza nominale inverter e prezzo inverter come funzione della potenza degli impianti di medie dimensioni	107
Figura 64: Prezzo del watt nominale e dimensionamento (> 100%) come funzioni della potenza dell'impianto di medie dimensioni	107

The performance of present photovoltaic devices is well below thermodynamic limits and revolutionary rather than evolutionary changes in cell development are required to allow this technology to reach its full potential

(Green, 2008)

I. PRAFAZIONE

Sviluppare una fonte energetica in grado di garantire una produzione stabile, economicamente competitiva e che presenti un basso impatto sull'ambiente è una sfida scientifica e tecnologica che appassiona sempre più il nostro tempo. Il moltiplicarsi delle argomentazioni al riguardo dimostra il grande interesse che suscita questa materia che può essere considerata tra le scommesse per il futuro. La posta in gioco è molto alta: le fonti energetiche rinnovabili oggi assorbono la maggioranza dei nuovi investimenti nel settore energetico. Secondo il rapporto⁽¹⁾ *Global Trends in Sustainable Energy Investment* per il 2009 redatto dall'agenzia per l'ambiente delle nazioni unite, l'UN Environment Programme (UNEP), il 35% della potenza installata nell'ultimo anno ha origine da fonte rinnovabile. Nel rapporto si specifica che per la generazione da fonti rinnovabili sono stati spesi 140 miliardi di dollari per una potenza complessiva di 65 GW a fronte di un totale di 250 miliardi di dollari per 157GW installati. Tra le fonti rinnovabili, l'eolico è quello che ha ottenuto i maggiori investimenti: 51,8 miliardi con un tasso di crescita rispetto all'anno precedente del +1%. Ma è il solare che segna il tasso di crescita più elevato, +49%, che dimostra il crescente interesse verso questa fonte di energia, con investimenti per il 2008 di 33,5 miliardi di dollari⁽¹⁾. Il solare fotovoltaico sta conoscendo un momento storico senza analoghi, un salto nel vuoto? Non si direbbe, questa tecnologia è quella con la più alta efficienza tra le rinnovabili ed è supportata da numerosi centri di ricerca impegnati in progetti a breve e medio termine. Il fenomeno del fotovoltaico non ha l'aspetto di una moda temporanea, quanto più quello di un trend destinato a sovvertire l'ordine nella produzione energetica da ogni tipo di fonte. Anche il capitale che regge l'economia di questa tecnologia non sembra affrontare il tema con la logica "mordi e fuggi": nonostante la crisi economica, infatti, non si è assistito allo svuotamento dei fondi che ha colpito altri settori, ma ad una modesta contrazione che ha portato a rivedere le attese sugli investimenti di soli due punti percentuali: il potenziale finanziario è importante, il rischio abbastanza limitato e, almeno per ora, il solare fotovoltaico non sta tradendo le aspettative.

Anche il nostro paese non è immune al fenomeno: grazie ad un adeguato supporto incentivante erogato sottoforma di un generoso prezzo politico di vendita dell'energia, si è assistito, nel corso del 2009, all'installazione di nuovi impianti solari fotovoltaici per una potenza complessiva cumulativa di 1150MW (stime del GSE). Più in dettaglio, si osserva che il

43% di questa potenza è prodotta con pannelli al silicio monocristallino (efficienza intorno al 17% e un costo di 3,5€/W), mentre il 46% con moduli al silicio policristallino (efficienza del 13%, e un costo di 3€/W) (2). Le due tecnologie si differenziano per la tecnica produttiva ma sostanzialmente si basano sullo stesso tipo di componente, ovvero la cella fotovoltaica al silicio. Sebbene la cella fotovoltaica al silicio domini il mercato, questi dispositivi sembrano aver ormai raggiunto la maturità, e quindi, nonostante gli importanti sforzi, hanno ridotte possibilità di miglioramento sul piano della resa. Questa considerazione sta favorendo lo svilupparsi di nuove tecnologie, la cosiddetta “seconda generazione”: il film sottile nelle sue varie forme. Questa tecnologia è già presente sul mercato: a fronte di un rendimento inferiore (che va dal 6 all’11%) ha un costo che a regime potrebbe arrivare ad 1€/W e dovrebbe consentire una maggiore facilità di impiego ed integrazione architettonica. Attualmente i moduli a film sottile coprono il restante 10% della potenza installata nel 2009(2).

Lo sviluppo nella tecnologia fotovoltaica si muove anche in almeno altre due direzioni: la “terza generazione” di celle fotovoltaiche DSC (Dye – Sensitized Cell) e il solare a concentrazione. Le celle DSC sono una evoluzione tecnica del film sottile e puntano sul basso costo e l’integrabilità, addirittura anche su supporti flessibili. Al contrario, il solare a concentrazione si propone di sfruttare la concentrazione della luce solare per ridurre la dimensione della cella nell’ottica di un complessivo efficientamento energetico.

Le aziende impegnate nella ricerca sul solare fotovoltaico, non sempre coincidono con le aziende che producono la tecnologia attuale, dislocate principalmente in Asia. Per questo la ricerca nel fotovoltaico (3) ancora fatica a godere del momento positivo che sta vivendo il settore. Questo può tradursi in un problema sostanziale quando le nuove tecnologie, che dovranno ammortare anche i costi di ricerca, verranno alla luce. Queste nuove tecnologie si troveranno a competere “alla pari” con altre tecnologie che hanno già largamente goduto del mercato sostenuto da forti incentivazioni e che hanno già incamerato ingenti risorse. Il rischio è, in altre parole, di andare incontro ad una distorsione del mercato che premia troppo il primo arrivato e troppo poco il migliore. Il nuovo “Conto Energia”, la normativa che in Italia regola le tariffe incentivanti, affronta il problema dedicando una parte dei finanziamenti ad alcune nuove tecnologie tra cui il solare fotovoltaico a concentrazione. Questa tecnologia, così come le altre tecnologie emergenti, ha bisogno di svilupparsi gradatamente con installazioni anche di modeste dimensioni ma che consentano di verificare quali siano i reali

potenziali e quali le criticità; una crescita troppo veloce non è adeguata in quanto non si possiede una valutazione del rischio affidabile, oltretutto si rischia di creare un cattivo nome ad una tecnologia che invece necessita soltanto di ulteriore affinamento ed ottimizzazione. Questo è tanto più vero quanto più complesso è il sistema come il solare a concentrazione rispetto ai pannelli solari piani. Inoltre i principali centri di sviluppo italiani che stanno esplorando le possibilità di questa tecnologia scontano un certo ritardo rispetto alla concorrenza internazionale e rischiano di perdere l'opportunità offerta dal conto energia: è improbabile che riusciranno a piazzare un prodotto sul mercato in tempi rapidi. In base a queste considerazioni si può comprendere come mai lo spazio dedicato alle nuove tecnologie sia limitato sia da un punto di vista della potenza per le nuove installazioni, sia da una tariffa non altrettanto attraente rispetto al solare tradizionale.

La partita, insomma, è ancora tutta da giocare: il solare fotovoltaico a concentrazione ha le carte in regola per diventare effettivamente una fonte importante nella produzione di energia elettrica per il futuro (3). Non occorre molto per ottenere il risultato che i ricercatori di tutto il mondo stanno inseguendo da anni e cioè la competitività economica con le fonti energetiche tradizionali ovvero il raggiungimento della cosiddetta *grid parity*: l'equivalenza nel mercato dell'energia con quella che già scorre nelle reti di tutto il mondo.

II. INTRODUZIONE

Il fotovoltaico al silicio sconta rispetto ad altre tecnologie un alto costo del watt installato. I costi di mantenimento sono relativamente bassi e la durata dell'impianto è ultra ventennale, per questo c'è margine per ammortizzare i costi e per ottenere un costo del kWh prodotto piuttosto basso. Tuttavia, allo stato attuale, non è sufficientemente basso per competere con la produzione di energia da altre fonti.

Il costo del fotovoltaico deriva per il 70% (2) dai materiali per la realizzazione dei moduli. Il costo delle celle, quindi, incide parecchio sul costo finale del watt installato. L'idea del solare a concentrazione è quella di concentrare la luce sulle celle fotovoltaiche, risparmiando così sul costo delle stesse: aumentando il flusso luminoso, infatti, aumenta la corrente prodotta con una legge che in prima approssimazione si può assumere lineare.

Il sistema a concentrazione è composto da vari sottosistemi che includono: la cella solare, l'ottica di focalizzazione, un sistema di inseguimento del sole, l'elettronica di potenza. I sistemi a concentrazione si possono suddividere in due categorie: i sistemi a bassa concentrazione LCPV (Low Concentrator PhotoVoltaics) che utilizzano principalmente celle al silicio ad alta efficienza (18%) e i sistemi ad alta concentrazione HCPV (High Concentrator PhotoVoltaics) che focalizzano la radiazione più di 300X. Per i sistemi CPV, aumentando il fattore di concentrazione, a parità di potenza prodotta, la dimensione della cella diventa tanto piccola che il suo costo, anche per le celle più pregiate, rimane sotto il 20% del costo di sistema(4). In base a questa considerazione, siccome l'efficienza del sistema è lineare rispetto all'efficienza della cella, risulta conveniente non impiegare una cella qualsiasi, ma utilizzare la più performante tra le celle sul mercato: la cella a tripla giunzione monolitica InGaP/GaAs/Ge, che deriva direttamente dall'applicazione spaziale. Attualmente i prodotti sul mercato hanno una efficienza media compresa tra il 36% e il 39%. Risultati anche migliori sono già stati raggiunti su campioni limitati, fino ad oltre il 41%. Il target ritenuto verosimile è quello di ottenere nei prossimi cinque anni celle con efficienze massima tra il 48% e il 50%, ovvero linee di produzione di celle con efficienze medie comprese tra il 40% e il 45% (5).

L'obiettivo di questo lavoro è quello di realizzare un modello che consenta di svolgere delle valutazioni tecnico / economiche di un sistema CPV al fine di individuare la migliore strategia per la diminuzione del costo del kWh prodotto.

A tal fine, la scelta più naturale è stata quella di partire dall'analisi della fonte luminosa, il Sole (Capitolo 1), e del convertitore che consente di trasformare l'energia luminosa in energia elettrica: la cella fotovoltaica (Capitolo 2). Il funzionamento della cella è stato descritto partendo dalle caratteristiche della luce incidente (intensità, distribuzione spettrale, ecc.), dalle proprietà elettriche della sua struttura e dalla temperatura di esercizio. Il modello si è quindi concentrato sulla cella tripla giunzione che, rispetto alle celle tradizionali, ha una maggiore efficienza di conversione (Capitolo 3).

Il sistema HCPV, come si è detto, è composto anche da altri sottosistemi, indispensabili per il suo funzionamento: il modulo composto da ottica di concentrazione e ricevitore per la dissipazione termica (Capitolo 5), il sistema di inseguimento del sole (Capitolo 6), l'elettronica dei convertitori di potenza (Capitolo 7). Per analizzare questi componenti del sistema, ho svolto una attività di ricerca rispetto a ciò che è già presente sul mercato o è nella fase terminale del suo sviluppo: i dati e le informazioni sono state raccolte in un anno di attività al CESI S.p.A presso l'unità Applicazioni Spaziali, linea di produzione Celle Solari. Grazie a questo punto di osservazione privilegiato ho potuto integrare le informazioni che provengono dalle canoniche fonti bibliografiche, con quelle dell'unità operativa stessa; inoltre ho avuto modo di avere contatti con altri centri di ricerca così come con realtà industriali e scientifiche italiane (Beghelli, El.Ma., Arima Eco Italia,...). La raccolta dei dati è servita per identificare e quantificare i parametri che maggiormente caratterizzano il funzionamento di ogni singolo sottosistema.

La prima parte del capitolo 8 (Analisi di Sistema - Analisi dell'efficienza di sistema) è dedicata alla simulazione tecnico-energetica dei vari sottosistemi, nella seconda parte (Analisi di Sistema -Analisi dei costi) viene ricercata la correlazione che esiste tra i parametri caratteristici dei componenti e il loro costo.

Mettendo insieme questi dati è stato possibile creare un modello matematico che simula un generico impianto CPV, in grado di fornire tutte le informazioni indispensabili sul suo funzionamento, quali l'efficienza di conversione del sistema e l'energia elettrica generata per unità di area (Capitolo 9). Inoltre il modello è in grado di stimare il costo complessivo

dell'impianto CPV; incrociando i risultati tecnici con la valutazione economica, è possibile determinare il costo dell'energia prodotta dal generico sistema CPV e conseguentemente ottimizzare i sottosistemi.

Grazie a questo lavoro è stato possibile identificare alcune configurazioni di sistemi fotovoltaici a concentrazione, diversificate per taglia e luogo di installazione, che hanno la potenzialità di competere con altre fonti energetiche rinnovabili e tradizionali, sotto il profilo del costo del kWh.

In conclusione verrà discusso anche lo stato dell'arte di questa tecnologia e le sue prospettive con considerazioni di merito circa l'applicabilità dei risultati ottenuti.

1. IL SOLE

1.1 IL SOLE COME FONTE ENERGETICA E RIFERIMENTO

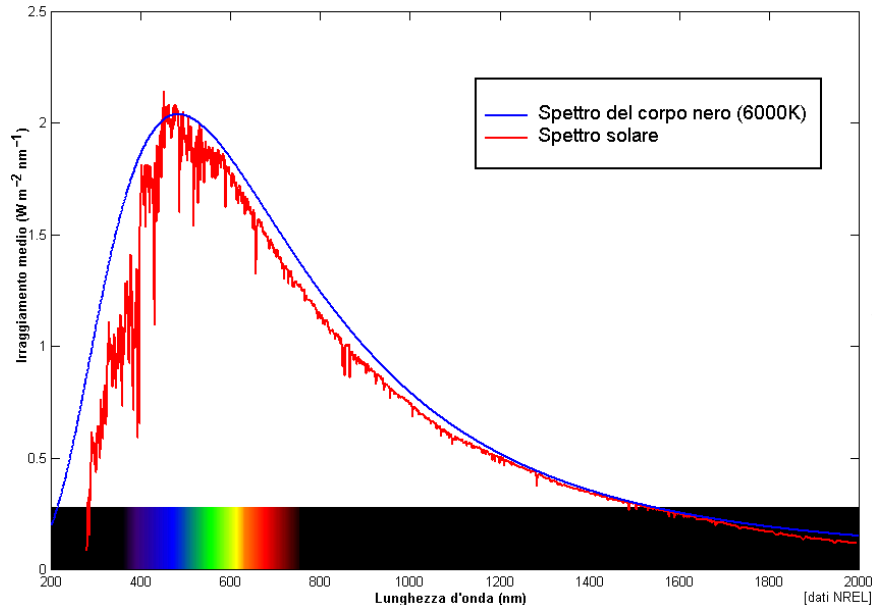
Il sole è la fonte energetica più importante per il nostro pianeta: durante il dì, l'intensità dell'irraggiamento su una superficie perpendicolare ai raggi è generalmente dell'ordine di $1kW/m^2$. Le scoperte del '900 hanno permesso una più completa descrizione dei fenomeni di fusione nucleare che hanno luogo nel sole e rendono conto dell'immensa quantità di energia che esso irraggia nello spazio. L'elevata temperatura che si sviluppa sulla sua superficie, oltre i 6000 K, genera uno spettro di emissione ampio: oltre a riscaldare i corpi del sistema solare, il sole è anche in grado di illuminarli con radiazioni visibili ed invisibili a più alta energia (capitolo 1.2). Per quanto riguarda il nostro pianeta, l'atmosfera gioca un ruolo importante nello studio dell'energia solare: essa interagisce a vari livelli con la radiazione solare producendo fenomeni di diffusione ed assorbimento che introduce modificazioni alle intensità spettrali.

In questo lavoro si farà riferimento al sole come unità di misura per i sistemi a concentrazione. Quando si parla di un concentratore a n soli ci si riferisce ad un dispositivo otticamente passivo che raccoglie la luce incidente su una certa superficie e la trasmette su una superficie n volte più piccola.

1.2 LO SPETTRO SOLARE:

Lo spettro di emissione del sole è molto ampio: la banda di pertinenza per lo sfruttamento dell'energia solare da parte di celle fotovoltaiche va dai 300 nm ai 1800 nm, che corrisponde al 96% della potenza radiativa che giunge al suolo. Il numero delle linee spettrali è elevatissimo, a tal punto che in alcune circostanze può essere approssimato all'emissione del corpo nero; in questo lavoro si farà uso di valori tabulati per l'intensità spettrale riferiti a intervalli di lunghezze d'onda $(\lambda_i, \lambda_{i+1})$ pubblicati dalla NREL (National Renewable Energy Laboratory, struttura del dipartimento dell'energia statunitense). Ovvero, se si assume che la funzione $Sp(\lambda)d\lambda$ indica per ogni λ l'intensità di irraggiamento medio tra λ e $\lambda + d\lambda$, i dati tabulati Sp_i , assumono i valori:

$$Sp_i = \int_{\lambda_i}^{\lambda_{i+1}} \frac{Sp(\lambda)}{\lambda_{i+1} - \lambda_i} d\lambda \quad (1.1)$$



**FIGURA 1: I VALORI Sp_i PER LA LUCE SOLARE SUBITO
OLTRE L'ATMOSFERA RISPETTO ALLO SPETTRO DEL CORPO NERO**

1.3 L'ATMOSFERA:

L'atmosfera terrestre è composta da diversi gas che interagiscono con la radiazione elettromagnetica. Oltre all'assorbimento di alcune lunghezze d'onda si hanno fenomeni di diffusione e riflessione: il risultato è che soltanto una parte della radiazione che investe il nostro pianeta è in grado di arrivare al suolo. In seguito si farà riferimento alla luce diretta, a quella indiretta (diffusa) e ai relativi spettri.

Gli effetti dell'atmosfera sulla radiazione luminosa incidente sono riassunti quantitativamente dal parametro "Air Mass" (d'ora in poi AM). Tecnicamente l'AM è la secante dell'angolo che il sole forma con lo zenit misurato al livello del mare. Quindi risulta che:

Indice di Air Mass	Descrizione	Potenza inc.
AM0	radiazione solare incidente in orbita terrestre immediatamente oltre l'atmosfera	$1,36 \text{ kW/m}^2$
AM1	radiazione al livello del mare quando il sole è allo zenit	
AM1,5	Riferimento comune per le misure degli apparati solari terrestri	$1,00 \text{ kW/m}^2$
AM1,5(d)	Riferimento comune per le misure in concentrazione. (Solo luce diretta)	$0,90 \text{ kW/m}^2$
AM2	radiazione al livello del mare quando il sole è a 60° rispetto lo zenit	

Chiaramente il parametro AM non è da solo sufficiente per descrivere il reale irraggiamento: diverse condizioni climatiche e la presenza di acqua in atmosfera, nei suoi vari stati, modificano profondamente l'intensità luminosa sulla superficie terrestre e la sua composizione spettrale. L'indice AM viene più che altro utilizzato per indicare una illuminazione standard sia in intensità che come distribuzione spettrale. In figura è mostrato come viene modificata la distribuzione spettrale in funzione dell'AM.

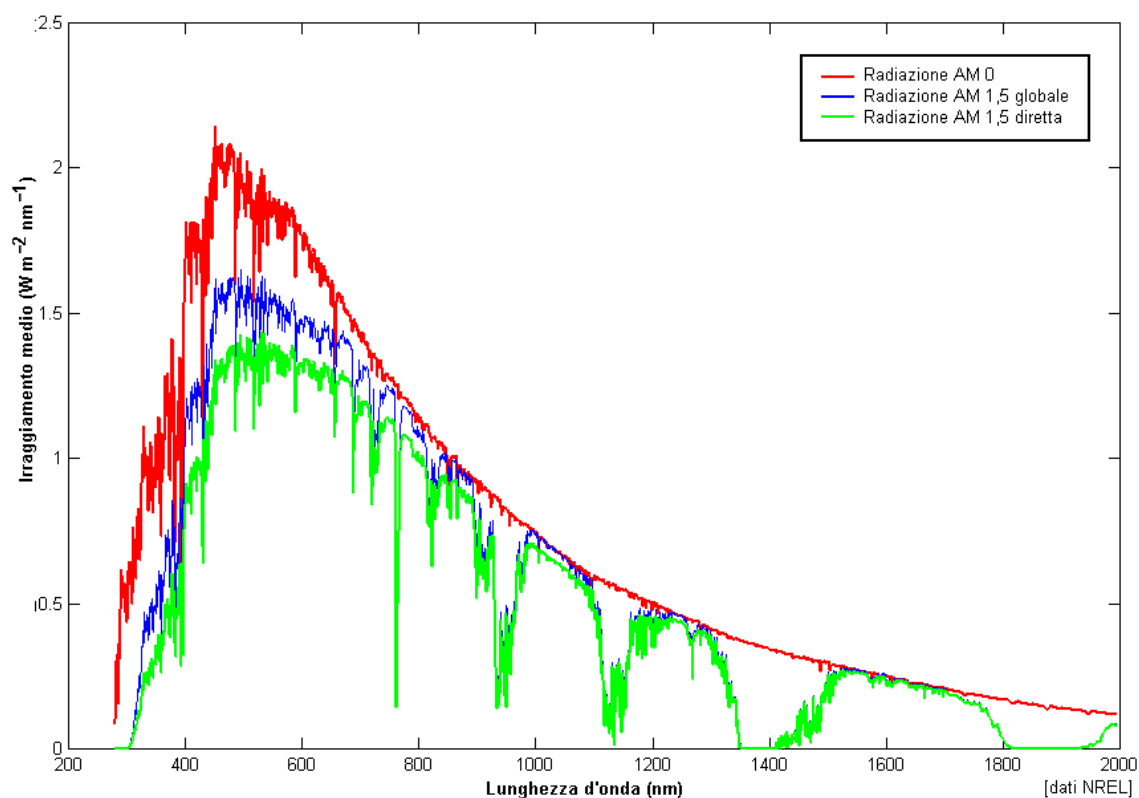


FIGURA 2: DISTRIBUZIONE SPETTRALI A DIVERSI VALORI SI AM. GENERATO UTILIZZANDO DATI NREL

2. CELLE SOLARI:

2.1 TEORIA DEI SEMICONDUTTORI:

2.1.1 LE BANDE ENERGETICHE NEI CRISTALLI:

Nei solidi covalenti la sovrapposizione degli stati elettronici permessi di diversi atomi del reticolo produce bande energetiche permesse alternate a bande non permesse. Una banda è quindi la stratificazione di stati: la densità di stati nel range energetico della banda è generalmente molto alta, tale da poter essere considerata un continuo: è correlata alla densità numerica di atomi ovvero al passo reticolare, e alla densità di stati che l'hanno generata. È importante osservare che il numero di stati possibili si conserva, quindi una banda energetica di un cristallo nata dalla sovrapposizione di N stati quantici può essere considerata come un macrostato elettronico con un numero di degenerazioni pari ad N . Inoltre vengono conservate le informazioni di momento rispetto agli stati che l'hanno generata: per questa ragione il gap tra una banda e la successiva può essere caratterizzato oltre che da una diversa energia anche da un diverso momento, in questo caso si parla di gap indiretto, contrariamente si chiama diretto. Se il gap è indiretto, per compiere la transizione da una banda all'altra non è sufficiente che l'elettrone assorba o emetta un'energia pari al gap energetico, ma necessita anche di acquisire un momento mediante l'assorbimento o l'emissione di un fonone. Questa ulteriore condizione rende meno probabile la transizione.

2.1.2 LA CONDUZIONE:

Gli stati che contribuiscono alla banda coinvolgono molti atomi, quindi non sono localizzati attorno ad un singolo nucleo atomico ma sono più estesi. Inoltre la struttura della banda è periodica con un periodo dipendente dal passo reticolare: questo consente ad un elettrone che si trovi in una banda parzialmente libera, di potersi spostare attraverso

il solido ritrovando sempre le medesime condizioni. Anche piccole perturbazioni del campo EM sono sufficienti a far acquistare energia sufficiente all'elettrone da permettergli la deriva: nel range energetico permesso dalla banda gli elettroni possono essere trattati come elettroni liberi. Vigge tuttavia il principio di Pauli, pertanto man mano che la banda viene occupata, il

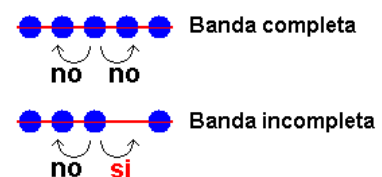


FIGURA 3: RAPPRESENTAZIONE DELLA CONDIZIONE DI BANDA COMPLETA

range di energie accessibili agli elettroni si assottiglia. Quando si verifica che la banda è saturata (ed è una condizione che può avere carattere locale), non è permesso agli elettroni che la occupano lo scambio energetico con l'esterno a meno che l'energia non sia sufficiente a colmare il gap con la banda successiva. La condizione di banda completa si traduce nell'impossibilità per gli elettroni di spostarsi lungo il cristallo.

La deriva delle cariche, e quindi il conseguente fenomeno della conduzione elettrica, presuppone l'esistenza di una banda occupata solo parzialmente. In considerazione di questo fatto le bande incomplete vengono chiamate bande di conduzione; la banda ad energia più alta occupata quando il cristallo si trova nel suo stato fondamentale si chiama invece banda di valenza. Nei metalli conduttori, la banda di valenza è sovrapposta a quella di conduzione, questo è il motivo per cui si ha il fenomeno della conduzione anche allo stato fondamentale del cristallo.

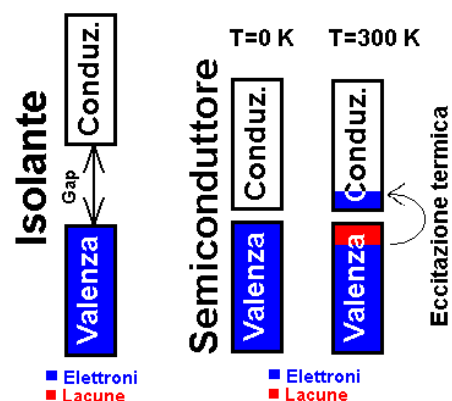


FIGURA 4: RAPPRESENTAZIONE SCHEMATICA DEL RIEMPIMENTO DELLE BANDE ENERGETICHE

Le caratteristiche elettriche dei semiconduttori, invece, sono determinate dal fatto che, allo stato fondamentale, tutte le bande occupate sono complete. In particolare è completa la banda di valenza. Quindi, allo stato fondamentale, i

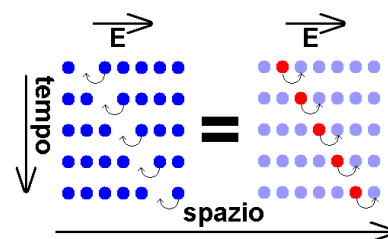


FIGURA 5: DERIVA DELLE LACUNE

semiconduttori sono isolanti: nonostante ciò, a temperatura ambiente, i semiconduttori presentano una conducibilità non trascurabile. Questo è dovuto al fatto che il gap tra la banda di valenza e la banda di conduzione è relativamente piccolo, pertanto è facile trovare elettroni eccitati termicamente nella banda di conduzione.

Nei semiconduttori intrinseci (privi di impurità nella struttura cristallina) la conduzione è strettamente legata all'eccitazione degli elettroni: quando un elettrone viene eccitato esce dalla banda di valenza e passa nella banda di conduzione. In seguito all'eccitazione dell'elettrone, quindi, si hanno due bande occupate non complete che possono contribuire alla conduzione elettrica: la banda di conduzione con gli elettroni eccitati e la banda di valenza

che in alcuni punti non è più satura. In particolare quando un elettrone viene eccitato nella banda di conduzione, la posizione liberata nella banda di valenza (detta lacuna o hole) potrà essere occupata liberamente dagli altri elettroni nella stessa banda. Se un altro elettrone occupa la lacuna, ne forma un'altra nella posizione occupata in precedenza. Questo fenomeno si può ripetere molte volte dando origine ad una complessa catena di eventi: il modo più semplice per descrivere questa dinamica è di trattare le lacune come portatori di carica positivi. Quindi la densità di corrente che circola in un

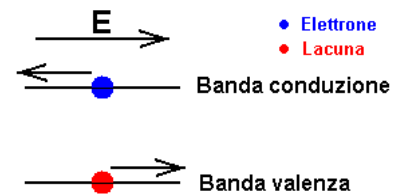


FIGURA 6: MODELLO DI CONDUZIONE NEI SEMICONDUTTORI

semiconduttore è scomponibile in due contributi: nella deriva degli elettroni nella banda di conduzione e delle lacune in quella di valenza.

2.1.3 IL DROGAGGIO

Si è visto che i semiconduttori diventano conduttori soltanto se si verifica almeno una delle seguenti condizioni:

1. Disponga di elettroni nella banda di conduzione. In questo caso il portatore di carica è l'elettrone.
2. Abbia carenza di elettroni nella banda di valenza. In questo caso il portatore di carica è la lacuna.

I semiconduttori puri, anche detti intrinseci, presentano una egual densità di elettroni e lacune dipendente dalla temperatura. A temperatura ambiente tale densità è sufficiente a dar luogo al fenomeno della conduzione ma per renderli dei buoni conduttori si possono drogare: ovvero si possono introdurre ad arte delle impurità all'interno del reticolo. Gli elementi droganti hanno caratteristiche elettroniche che favoriscono la formazione di elettroni o lacune libere.

I semiconduttori presi in esame sono tutti tetraivalenti: cioè formano quattro legami covalenti con i quattro atomi vicini. Quando il cristallo viene drogato, gli atomi di drogante vanno ad occupare alcune posizioni del reticolo e tendono a formare gli stessi legami covalenti che formerebbe l'atomo o la molecola del semiconduttore. Esistono due classi di droganti:

1. Se il drogante è un elemento del gruppo V, con cinque elettroni di valenza, l'elettrone in più (che non può legarsi covalentemente) rimane solo debolmente legato dal potenziale coulombiano. A temperatura ambiente questi elettroni "in eccesso" tendono ad essere donati alla banda di conduzione del semiconduttore (ionizzarsi positivamente). I semiconduttori drogati con questo tipo di atomi sono chiamati "n" (per la carica dei portatori) o *donori* (in virtù del fatto che cedono facilmente elettroni).
2. Se il drogante è del gruppo III, succede il processo inverso: uno dei quattro atomi circostanti il drogante rimane con l'orbitale di valenza insaturo e tende a catturare un elettrone per completare l'ottetto (ionizzarsi negativamente). In termini di bande ciò equivale sostanzialmente ad avere una lacuna nella banda di valenza. I semiconduttori drogati con questo tipo di atomi sono chiamati "p" (per la carica dei portatori) o *accettori* (in virtù del fatto che catturano facilmente elettroni).

In Figura 7 è rappresentato un reticolo di silicio tetravalente drogato con un atomo di boro (gruppo III) e di fosforo (gruppo V).

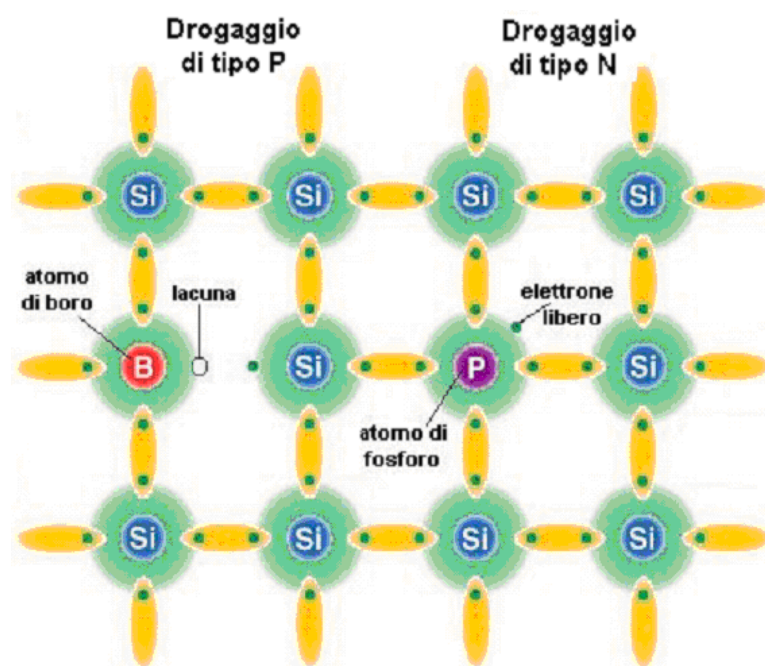


FIGURA 7: RAPPRESENTAZIONE DEI DROGAGGI P ED N

2.1.4 LA GIUNZIONE.

Quando un semiconduttore drogato p viene messo in contatto meccanico con un semiconduttore drogato n, il forte gradiente di concentrazione di portatori in corrispondenza alla superficie di contatto dà origine per diffusione al passaggio di elettroni dal lato n verso il lato p, ovvero di lacune dal lato p verso il lato n. Questa corrente, detta appunto corrente di diffusione, svuota una certa regione di interfaccia (detta regione di svuotamento o depletion region) di portatori liberi(6). Gli atomi donori e accettori ionizzati rimangono fissi nel reticolo producendo nella stessa regione delle cariche localizzate.

Quindi la corrente di diffusione che tenderebbe a rendere uniforme la densità di elettroni e lacune su tutto il semiconduttore, di fatto si arresta per via del campo elettrico che si genera a causa della distribuzione di carica: questo campo è detto campo di built-in. Il risultato è quello rappresentato in Figura 8: una regione con densità di carica non nulla, priva di portatori liberi, e sede del campo di built-in. Il piano di contatto tra i due semiconduttori è detta giunzione p-n. Il potenziale che si genera ai margini della zona di svuotamento è detto potenziale di built-in e assume valori dell'ordine di 1V(6).

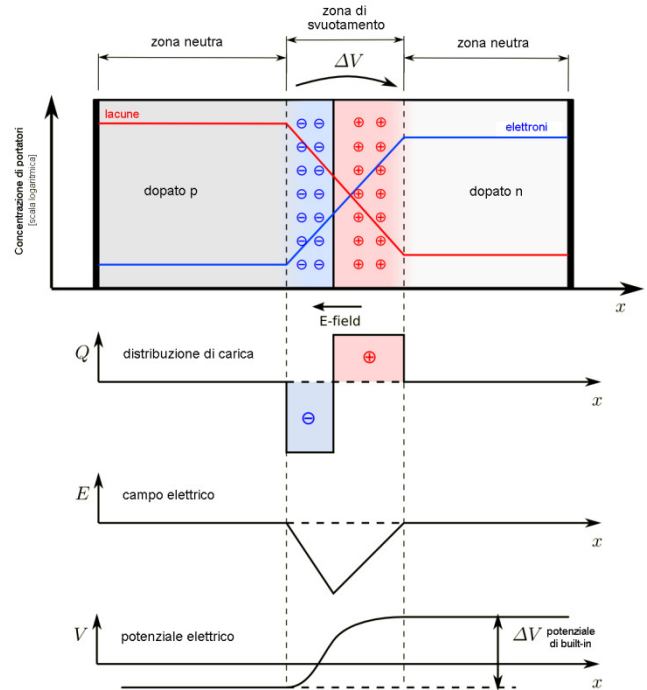


FIGURA 8 – RAPPRESENTAZIONE DELLA GIUNZIONE E DEL CAMPO DI BUILT-IN

2.1.5 I DIODI:

Uno degli usi più comuni della giunzione p-n è nella realizzazione di diodi: dispositivi elettronici passivi in grado di far passare corrente in una sola direzione. Il diodo è realizzato frapponendo a due elettrodi chiamati catodo e anodo una giunzione p-n (strato n a contatto con il catodo).

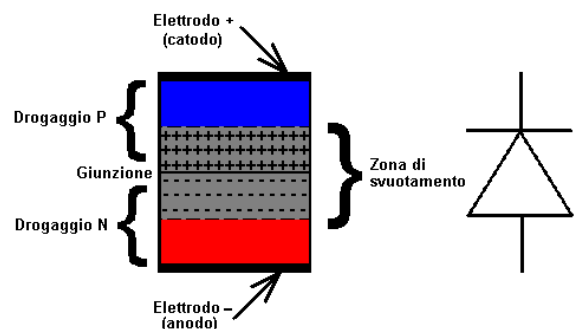
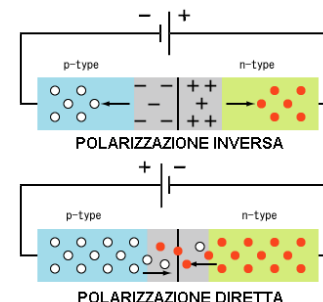


FIGURA 9: SCHEMA DELLA STRUTTURA DEL DIODO

Se si applica una tensione positiva all'anodo rispetto al catodo, si induce un campo elettrico esterno che riduce il campo di built-in. La riduzione del campo consente ai portatori di diffondere attraverso la giunzione. All'aumentare della tensione si ha un aumento della corrente. Il legame tra la differenza di potenziale ai capi del diodo e la corrente che attraversa la giunzione (e quindi il diodo) ha carattere esponenziale(6).



Invertendo la polarità, si induce un campo esterno tale da aumentare il campo elettrico di built-in. In queste condizioni il processo di transito dei portatori è molto ridotto, la corrente è circa indipendente dalla tensione e si attesta ad un valore limite detto corrente di saturazione inversa. In prima approssimazione, la corrente che attraversa un diodo risulta essere:

$$I = I_0 \left(\exp \left(\frac{q_e}{k_b T} V \right) - 1 \right) \quad (2.1)$$

Dove:

- I è la corrente che attraversa il diodo
- V è la tensione ai capi del diodo.
- T è la temperatura del dispositivo.
- I_0 è un coefficiente detto *corrente di saturazione inversa* dipendente dalle caratteristiche della giunzione.
- k_b è la costante di Boltzman
- q_e è la carica fondamentale (modulo della carica dell'elettrone)

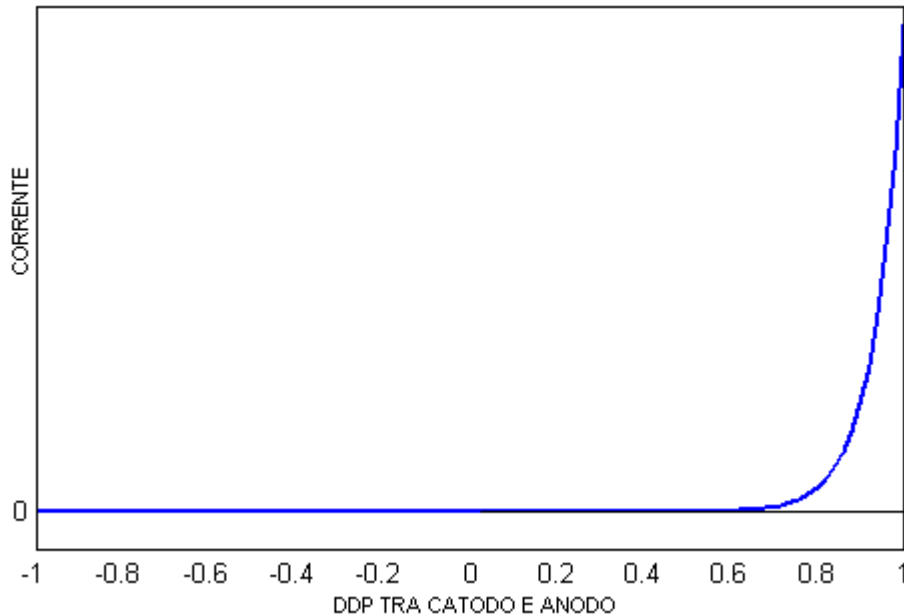


FIGURA 10: CURVA CARATTERISTICA IV DI UN IPOTETICO DIODO IDEALE (L'INTENSITÀ DELLA CORRENTE DI SATURAZIONE INVERSA È, IN QUESTO CASO ESEMPLIFICATIVO, 8 ORDINI DI GRANDEZZA PIÙ PICCOLA DELLA CORRENTE A 1V)

Questa legge descrive bene il comportamento dei diodi quando vengono polarizzati direttamente. Il comportamento del diodo reale in condizione di polarizzazione inversa ha un comportamento che si discosta significativamente dal diodo ideale: in particolare esiste un limite detto tensione di breakdown oltre il quale la corrente aumenta esponenzialmente rispetto alla tensione. Se la corrente rimane limitata entro le capacità del componente, le proprietà della giunzione non vengono alterate. Per esempio un diodo collegato inversamente rispetto ad un generatore di corrente può lavorare oltre la corrente di saturazione inversa avvicinandosi o oltrepassando la tensione di breakdown: tuttavia va sottolineato che in queste condizioni una normale giunzione si trova in una condizione critica che facilmente produce la saturazione del dispositivo.

2.2 LA FOTOPRODUZIONE: LE CELLE FOTOVOLTAICHE.

La cella fotovoltaica è un dispositivo che presenta una struttura molto simile ad un diodo a giunzione p-n. Si è visto che la condizione di equilibrio si ha quando il campo di built-in è tale da rendere energeticamente non vantaggioso il transito dei portatori attraverso la giunzione per diffusione. Se il semiconduttore della cella viene illuminato, i fotoni interagiscono con gli elettroni della banda di valenza. Se nell'interazione un fotone cede ad un elettrone una

energia superiore al gap di banda, può formarsi una coppia elettrone – lacuna. In questo caso, l'aumento di portatori liberi, viene chiamata iniezione.

Nell'approssimazione di basso livello di iniezione (generalmente valida per le celle fotovoltaiche) l'effetto dell'aumento numerico dei portatori maggioritari (elettroni nel lato n o lacune nel lato p) è del tutto trascurabile, mentre quello dei portatori minoritari (lacune nel lato n e di elettroni nel lato p) è significativo(7). Quindi, in questa approssimazione, l'effetto dell'interazione dei fotoni con i semiconduttori della cella è di liberare un elettrone nel lato p oppure una lacuna nel lato n. Ciò che accade in seguito alla generazione di portatori minoritari può essere semplificato nei seguenti casi:

1. Il portatore viene fotogenerato all'interno della zona di svuotamento, in questo caso subisce l'azione del campo di built-in e viene accelerato attraverso la giunzione. Questo produce una corrente dal lato n verso il lato p.
2. Il portatore viene fotogenerato all'esterno della zona di svuotamento. In base alla sua vita media e alla sua mobilità ha una probabilità non nulla di finire nella zona di svuotamento.
 - a. Se raggiunge la zona di svuotamento, agli effetti pratici, può essere trattato al pari di un portatore generato all'interno della zona di svuotamento.
 - b. Se non raggiunge la zona di svuotamento il portatore è "perso", l'elettrone o la lacuna si ricombinano mediante la riemissione di un fotone. Esiste la possibilità che il fotone prodotto dalla ricombinazione abbia energia sufficiente per produrre una nuova coppia elettrone-lacuna.

I portatori minoritari generati nella regione di svuotamento o che raggiungono la zona di svuotamento e quindi attraverseranno la giunzione, vengono chiamati portatori utili. Una volta attraversata la giunzione, infatti, la probabilità che si ricombinino (annichilazione elettrone – lacuna) è molto bassa: come verrà illustrato il portatore utile ha due possibilità per tornare allo stato fondamentale.

1. Esce dal dispositivo raggiungendo gli elettrodi posti alle estremità della cella, percorre un circuito elettrico che lo riporta dall'altra parte del dispositivo.
2. Attraversa la giunzione in senso opposto per diffusione e questo può accadere se l'equilibrio stabilito con il campo di built-in è perturbato, con una dinamica identica a quella che dà luogo alla conduzione nel diodo.

Quale delle due strade verrà percorsa più probabilmente dal portatore utile dipende dalla differenza di potenziale che si realizza ai capi della cella: una tensione alta favorisce l'attraversamento della giunzione per diffusione, una tensione bassa favorisce il transito attraverso il circuito esterno.

2.2.1 CARATTERISTICHE DELLA CELLA FOTOVOLTAICA

2.2.1.1 LA TENSIONE DI CIRCUITO APERTO: V_{oc}

Nel capitolo (2.2) si è mostrato come i portatori di carica vengano trasportati attraverso la giunzione sotto l'azione del campo di built-in. Se i terminali della cella sono scollegati, man mano che le lacune e gli elettroni fotoprodotti si spostano verso il lato p ed n rispettivamente, si ha un aumento del potenziale del lato p rispetto all'n. Come nel caso del diodo, questo produce uno squilibrio che comprime la zona di svuotamento e dà luogo ad una corrente inversa che tende a ripristinare la condizione di equilibrio. La situazione può essere rappresentata con due correnti: una dei portatori fotogenerati (n verso p) ed una che tende a ristabilire l'equilibrio della giunzione (p verso n). Questo processo mantiene costante la differenza di potenziale tra il lato p ed il lato n ed è in prima approssimazione indipendente dalla quantità di portatori fotogenerati. Questa tensione è un parametro caratteristico di ogni tipo di cella e viene chiamato tensione di circuito aperto (open circuit voltage), comunemente indicata con V_{oc} (7). L'importanza di questo parametro sarà chiara quando si parlerà di potenza massima e di efficienza, riflette caratteristiche intrinseche degli elementi impiegati: a meno delle imperfezioni e della temperatura (a parità di illuminazione) è un parametro che dipende direttamente dal gap di banda.

2.2.1.2 LA CORRENTE DI CORTOCIRCUITO: I_{SC}

Se i due terminali della cella vengono collegati elettricamente in configurazione di corto circuito, si porta a zero la differenza di potenziale ai capi del dispositivo. La situazione è capovolta rispetto alla precedente. I portatori utili percorreranno con massima probabilità il circuito esterno. La corrente di cortocircuito I_{SC} , viene appunto definita come la corrente trasportata dal circuito esterno in questa configurazione e risulta sostanzialmente pari a tutta la corrente fotoprodotta I_{ph} (7). Cambiando lo spettro, l'intensità di radiazione incidente o la superficie esposta della cella, la corrente di cortocircuito varia. In particolare la corrente fotogenerata risulta essere correlata ad un importante parametro di cui si farà uso anche più avanti: l'efficienza quantica (indicata con QE). Questo parametro è una funzione della lunghezza d'onda della luce incidente e rappresenta la probabilità per un fotone di lunghezza d'onda λ di produrre un portatore utile. Ogni fotone, indipendentemente dalla sua energia, può produrre al più una sola coppia. In questa rappresentazione, la corrente fotoprodotta (per unità di superficie esposta) può essere espressa in termini di (7):

$$I_{ph} = q_e \int_0^{\infty} N_{fotoni}(\lambda) QE(\lambda) d\lambda \quad (2.2)$$

Dove:

- q_e è la carica elementare
- $N_{fotoni}(\lambda)d\lambda$ è il numero di fotoni incidenti nell'unità di tempo, di lunghezza d'onda compresa tra λ e $\lambda + d\lambda$.
- $QE(\lambda)$ è l'efficienza quantica.

Similmente la (2.2) può essere espressa esplicitando la funzione $Sp(\lambda)d\lambda$ che si è già definita nel capitolo 1.2:

$$I_{ph} = q_e \int_0^{\infty} Sp(\lambda) \frac{\lambda}{hc} QE(\lambda) d\lambda \quad (2.3)$$

Dove:

$Sp(\lambda)d\lambda$ è l'intensità della radiazione incidente di ogni lunghezza d'onda, e hc/λ è l'energia del singolo fotone.

2.2.1.3 GAP DI BANDA, CORRENTE DI CORTO CIRCUITO E TENSIONE DI CIRCUITO APERTO

Si è visto come il gap di banda influisca sulla tensione di circuito aperto (cap. 2.2.1.1), ciò che deve essere evidenziato è come il gap di banda influisca sulla corrente di cortocircuito. Un gap di banda più elevato, infatti, riduce la gamma spettrale in grado di produrre coppie di elettroni – lacune, ovvero di portatori utili. In termini di QE ciò equivale ad uno schiacciamento della curva verso le lunghezze d'onda più piccole. Il risultato finale è una tensione più alta ed una corrente più bassa.

Avere il gap di banda ottimale per sfruttare al meglio l'illuminazione disponibile è uno dei punti chiave nella scelta del semiconduttore e dei droganti. Una cella caratterizzata da un gap di banda elevato è quindi in grado di sfruttare solo i fotoni più energetici “sprecando” gli altri ma consente una tensione di esercizio più elevata; un gap di banda basso consente di sfruttare anche i fotoni meno energetici ma la tensione risultante è bassa. La scelta, quindi, è sempre una scelta di compromesso e può variare a seconda delle applicazioni.

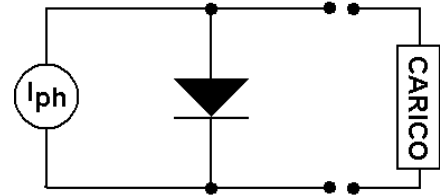
2.2.1.4 CONSIDERAZIONI

- La corrente che attraversa la giunzione da p verso n viene anche chiamata dark current. Nella configurazione di circuito aperto la situazione può essere rappresentata come se la corrente oscura sia pari alla corrente fotoprodotta, viceversa in condizioni di cortocircuito è praticamente nulla in quanto la corrente fotoprodotta passa tutta nel circuito esterno.
- Le condizioni di corto circuito o di circuito aperto rappresentano gli estremi di funzionamento della cella. Per poter sfruttare la potenza fotoprodotta occorre porsi in una condizione intermedia alle due. Come verrà illustrato questo è uno degli aspetti chiave per poter sfruttare al meglio le celle.

2.3 CELLE SINGOLA GIUNZIONE: MODELLO NUMERICO.

2.3.1 CIRCUITO EQUIVALENTE DI UNA CELLA SINGOLA GIUNZIONE

Come si è visto nel precedente capitolo, la cella è fondamentalmente un generatore di corrente con in parallelo un diodo polarizzato direttamente. Quindi la corrente che passa nel carico esterno è la corrente prodotta dal generatore meno la corrente che passa nel diodo. Nota la corrente prodotta, in prima approssimazione si ha:



$$I = I_{ph} - I_{diodo} = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{q_e}{k_b T} V \right) - 1 \right) \quad (2.4)$$

Dove V è la tensione che si genera al passaggio della corrente nel carico esterno. Come si è già avuto modo di illustrare nel capitolo 2.2.1, se il carico è nullo, ovvero se si è in condizioni di cortocircuito, la (2.4) diventa:

$$I = I_{ph} = I_{SC}$$

In realtà il dispositivo reale è caratterizzato da una resistenza interna che, nel modello che si sta definendo, è rappresentabile da una resistenza serie ed una resistenza parallelo (chiamata shunt). Quindi il circuito è meglio rappresentato dal seguente schema:

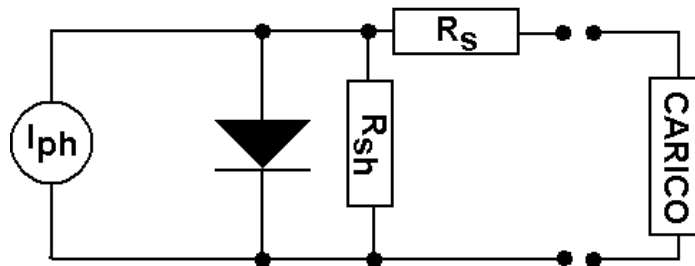


FIGURA 11: SCHEMA EQUIVALENTE DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA SEMPLICE

Il valore della resistenza shunt è comunemente molto elevato, nell'ordine dei $M\Omega$, pertanto al livello di approssimazione adottato per questo lavoro è trascurabile. L'effetto della resistenza serie è quello di aumentare la tensione ai capi del diodo a parità di tensione in uscita. Quindi in seconda approssimazione la (2.4) diventa(7):

$$I = I_{ph} - I_d = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{q_e}{k_b T} (V + I R_s) \right) - 1 \right) \quad (2.5)$$

Essendo una funzione non più esplicitabile in termini di $I = f(V)$, nel modello viene impiegata l'inversa ovvero la $V(I) = f^{(-1)}(I)$ che risulta essere:

$$V(I) = \frac{k_b T}{q_e} \ln \left(1 - \frac{I - I_{ph}}{I_0} \right) - I R_s \quad (2.6)$$

Note la corrente di corto circuito e la tensione di circuito aperto, parametri facilmente misurabili sperimentalmente, utilizzando il presente modello semplificato si possono ricavare la corrente di saturazione inversa I_0 e la corrente fotogenerata. In particolare è sufficiente mettere a sistema la (2.5) nelle due condizioni limite: quando $I = I_{SC}$ e $V = 0$, ovvero quando $I = 0$ e $V = V_{OC}$; più precisamente si ottiene:

$$I_0 = \frac{I_{SC}}{e^{\frac{q_e V_{OC}}{k_b T}} - e^{\frac{I_{SC} R_s}{k_b T}}} \quad (2.7)$$

$$I_{ph} = I_{SC} \frac{e^{\frac{q_e V_{OC}}{k_b T}} + 1}{e^{\frac{q_e V_{OC}}{k_b T}} - e^{\frac{I_{SC} R_s}{k_b T}}} \quad (2.8)$$

Si è visto come sia possibile ricavare tutte le informazioni per poter tracciare la curva I vs V del dispositivo a partire da tre parametri fondamentali che sono V_{OC} , I_{SC} ed R_s . Per poter completare il modello, occorre pertanto risolvere i seguenti punti:

- Calcolare la corrente di cortocircuito che, come è intuitivo, dipende dall'intensità dell'irraggiamento, dallo spettro e dalla temperatura (cap. 2.3.3).
- La resistenza serie che può essere stimata a partire dalla geometria del dispositivo e degli elettrodi che raccolgono i portatori (cap. 2.3.4)
- La tensione di circuito aperto (cap. 2.3.5)

2.3.2 MPP, EFFICIENZA, E FATTORE DI RIEMPIMENTO

La potenza prodotta da una cella può essere misurata a partire dalla tensione di esercizio che si determina ai capi del dispositivo moltiplicata per la corrente prodotta. Sfruttando la (2.6) è possibile calcolare la potenza prodotta in funzione della corrente, in particolare:

$$W(I) = I V(I) = I \frac{k_b T}{q_e} \ln \left(1 - \frac{I - I_{ph}}{I_0} \right) - I^2 R_s \quad (2.9)$$

Nelle condizioni elettriche estreme ($I = 0$ e $I = I_{ph}$) la potenza che il dispositivo cella riesce a produrre all'esterno è nulla: ovvero tutta la potenza viene dissipata dal dispositivo stesso. Il valore di corrente che rende massima la (2.9) è detta corrente del punto di massima potenza ed è indicata con I_m . Analogamente viene chiamata la tensione che corrisponde alla corrente del punto di massima potenza $V_m = V(I_m)$.

Il punto $(I_m, V_m = V(I_m))$ è detto punto di massima potenza ed è indicato con l'anagramma MPP (Max Power Point).

L'efficienza è calcolata come rapporto tra potenza incidente e potenza prodotta ed espressa in termini percentuali. La potenza incidente viene calcolata come integrale delle intensità spettrali.

Un parametro che viene spesso usato per indicare la qualità di una cella è il cosiddetto fattore di riempimento indicato con FF (Fill Factor)(7):

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{OC} I_{SC}} \quad (2.10)$$

Più il FF si avvicina ad 1 più la cella si avvicina all'idealità.

2.3.3 RISPOSTA SPETTRALE E CORRENTE DI CORTOCIRCUITO

2.3.3.1 LA RISPOSTA SPETTRALE

Al paragrafo (2.2.1.2) la corrente fotoprodotta è stata calcolata a partire dalla efficienza quantica (equazione (2.3)). Un parametro analogo alla QE è la risposta spettrale. La risposta spettrale (d'ora in poi SR) è la corrente che viene fotoprodotta per unità di potenza incidente: viene spesso utilizzata in luogo alla QE perché esprime più esplicitamente la capacità di una cella di trasformare un flusso di fotoni in corrente. Per ottenere la SR a partire dalla QE è sufficiente moltiplicare la QE per la carica del portatore, diviso l'energia del singolo fotone:

$$SR(\lambda) = QE(\lambda) \frac{\lambda}{h c} q_e \quad (2.11)$$

In questo modo è possibile esprimere la (2.3) semplicemente come(7):

$$I_{ph} = \int_0^{\infty} SR(\lambda) Sp(\lambda) d\lambda \quad (2.12)$$

2.3.3.2 MODELLO PER LA RISPOSTA SPETTRALE

Le formulazioni delle funzioni $SR(\lambda)$ e $Sp(\lambda)$ che compaiono nella (2.12) non sono note a priori, vengono invece utilizzati i rispettivi valori tabulati SR_i e Sp_i . I valori per la $SR(\lambda)$ e per la $Sp(\lambda)$ sono espressi in termini di risposta spettrale media e di intensità spettrale incidente media per un certo intervallo di lunghezze d'onda, ovvero:

$$SR_i = \int_{\lambda_{1i}}^{\lambda_{1i+1}} \frac{SR(\lambda)}{\lambda_{1i+1} - \lambda_{1i}} d\lambda$$

$$Sp_i = \int_{\lambda_{2i}}^{\lambda_{2i+1}} \frac{Sp(\lambda)}{\lambda_{2i+1} - \lambda_{2i}} d\lambda$$

La partizione $\{\lambda_2\}_i$ che viene utilizzata dalla divulgazione per le rilevazioni dello spettro solare è solitamente più densa della $\{\lambda_1\}_i$. Per esigenze di calcolo spesso risulta conveniente modificare la partizione $\{\lambda_2\}_i$ accorpendo più intervalli e dividendone altri. In particolare: se si

divide un intervallo $(\lambda_i, \lambda_{i+1})$ si ottengono due intervalli $(\lambda_i, \tilde{\lambda})$ e $(\tilde{\lambda}, \lambda_{i+1})$ cui corrisponde il medesimo valore di irraggiamento medio Sp_i . Invece l'irraggiamento $Sp_{i,i+1}$ corrispondente all'intervallo $(\lambda_i, \lambda_{i+2})$ risulta essere:

$$Sp_{i,i+1} = \frac{Sp_i(\lambda_{i+1} - \lambda_i) + Sp_i(\lambda_{i+2} - \lambda_{i+1})}{\lambda_{i+2} - \lambda_i}$$

Ottenuti i valori di Sp depositati su una partizione $\{\lambda\}_i$ identica a quella utilizzata per la risposta spettrale, le due definizioni possono essere espresse dalle equazioni:

$$SR_i = \int_{\lambda_i}^{\lambda_{i+1}} \frac{SR(\lambda)}{\lambda_{i+1} - \lambda_i} d\lambda \quad (2.13)$$

$$Sp_i = \int_{\lambda_i}^{\lambda_{i+1}} \frac{Sp(\lambda)}{\lambda_{i+1} - \lambda_i} d\lambda \quad (2.14)$$

In questo modo la (2.12) diventa semplicemente:

$$I_{ph} = \sum_i SR_i Sp_i (\lambda_{i+1} - \lambda_i) \quad (2.15)$$

Il valore trovato tramite la (2.15) è la corrente prodotta da una ipotetica cella di dimensioni unitarie; per ottenere la corrente fotoprodotta effettivamente dalla cella è sufficiente moltiplicare il risultato (2.15) per la superficie effettivamente esposta all'irraggiamento (detta area attiva: AA , vedi cap 2.3.4) della cella.

$$I_{ph} = AA \sum_i SR_i Sp_i (\lambda_{i+1} - \lambda_i) \quad (2.16)$$

2.3.3.3 LA CORRENTE DI CORTOCIRCUITO

Nel modello utilizzato la corrente di cortocircuito è stata calcolata numericamente a partire da quella fotoprodotta, ponendo a zero la (2.6). Il risultato ottenuto ha dimostrato la sostanziale validità della approssimazione $I_{ph} = I_{sc}$.

La risposta spettrale delle celle e quindi la corrente sono debolmente condizionate dalla temperatura, mentre i valori tabulati per SR sono generalmente pubblicati per la condizione standard di temperatura di 25°C. Per questo motivo nel modello si è introdotto un fattore di correzione $K_1 T$ sulla corrente di cortocircuito, ipotizzando:

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(25 + 273) + K_1 (T - (25 + 273)) \quad (2.17)$$

I valori trovati per K_1 sono dell'ordine di $10^{-5} A/^{\circ}C$.

2.3.4 RESISTENZA SERIE E AREA ATTIVA.

2.3.4.1 LA RESISTENZA SERIE

La raccolta dei portatori è uno degli aspetti problematici nella realizzazione di una cella. Nel layout classico delle celle gli elettrodi sono posti sulla superficie da illuminare della cella (front contact) e sulla parte posteriore, in ombra, della cella (back contact).

Il back contact è generalmente realizzato con un film metallico che copre l'intera superficie della cella: il contatto così realizzato è pressoché ideale, la resistenza prodotta è tecnicamente trascurabile. Questa stessa soluzione non può essere adottata per il front contact perché metterebbe in ombra la parte attiva della cella. La soluzione comunemente impiegata è quella di depositare sulla superficie da esporre alla luce sottili filamenti metallici messi in contatto elettrico tra loro attraverso un bus bar generalmente posto lungo i bordi della cella. In gergo il front contact viene chiamato griglia in virtù della forma che una tale disposizione dei contatti assume. I filamenti vengono chiamati rebbi o finger.

La resistenza serie dipende fortemente dalla geometria della griglia e dal metallo impiegato. Nel modello vengono impiegati valori per la resistenza serie dichiarati dai costruttori, rilevati sperimentalmente o calcolati con un modello numerico sviluppato da CESI. In particolare, il

modello CESI, in funzione delle caratteristiche della cella e della griglia, fornisce informazioni sulle componenti principali che formano la resistenza serie. I risultati, espressi per unità di superficie di tutta la cella, riguardano:

1. La resistenza del singolo finger.
2. La resistenza dovuta alla distanza tra i finger.
3. La resistenza di contatto dovuta all'accoppiamento tra il metallo e il semiconduttore.

Nel modello elettrico CESI per il calcolo della R_s questi tre fattori agiscono chiaramente in serie e quindi sono da sommarsi.

Gli effetti della resistenza serie sono facilmente deducibili dal grafico in Figura 12, dove oltre alle curve caratteristiche per una cella ideale (tratteggiate) sono state tracciate anche le curve di una cella affetta da una importante resistenza serie.

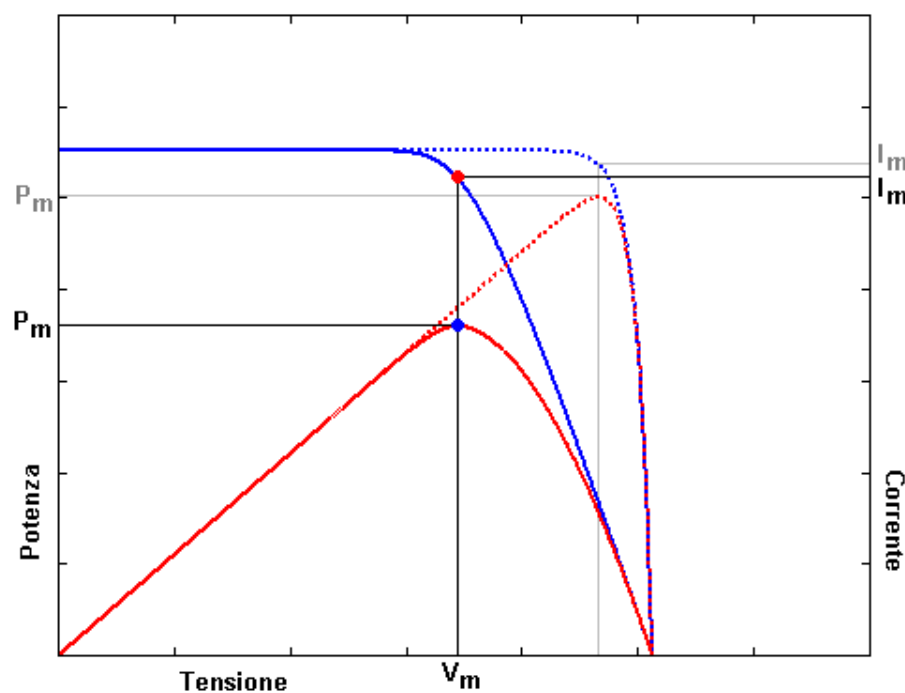


FIGURA 12: L'EFFETTO DELLA RESISTENZA SERIE SULLA CURVA CARATTERISTICA IV E SULLA CURVA DI POTENZA.

Da osservare che V_{oc} viene modificata solo molto marginalmente dalla presenza della resistenza serie: questo stesso comportamento è atteso anche per I_{sc} entro un certo valore di resistenza generalmente non raggiunto dalle celle sul mercato. Ciò che risulterà massimamente deteriore è il punto di massima potenza: sebbene la corrente di massima potenza si abbassi

relativamente, la tensione corrispondente al M_{pp} risulta assai ridotta e questo produce la scarsa performance della cella. In concentrazione l'effetto della resistenza serie viene molto amplificato, per questo le celle che devono essere utilizzate per questi scopi hanno una struttura degli elettrodi particolare che rendere minimo l'effetto della resistenza serie.

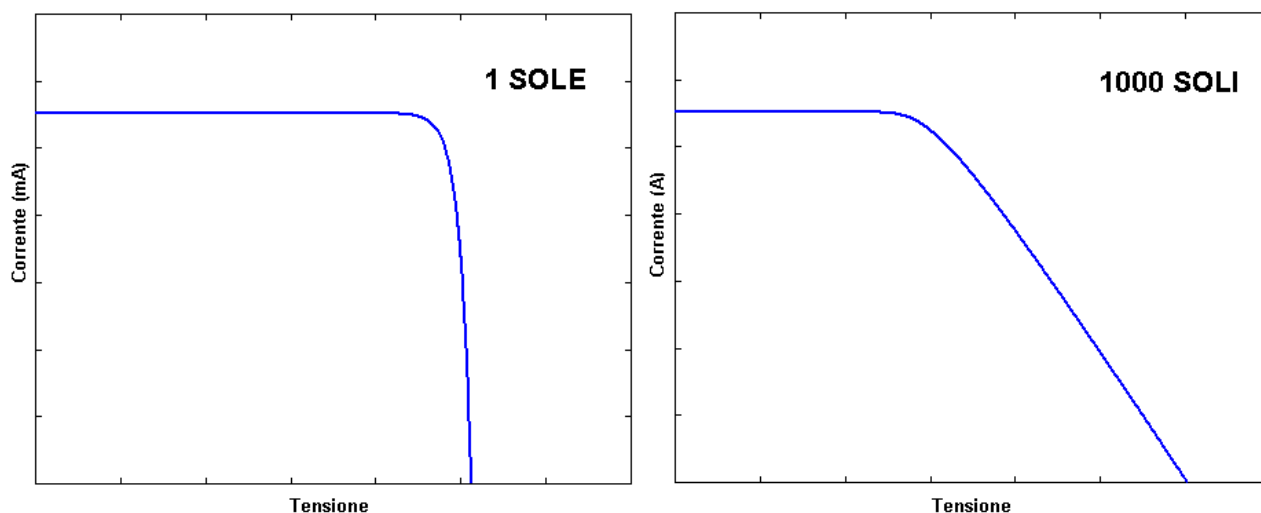


FIGURA 13: UNA RESISTENZA SERIE CHE RISULTA INPERCETTIBILE CON UNA ILLUMINAZIONE DI UN SOLE (A SINISTRA) DIVENTA ASSAI RILEVANTE QUANDO L'ILLUMINAZIONE (E LA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO) È 1000 VOLTE PIÙ INTENSA.

2.3.4.2 EFFETTO SHADOWING E AREA ATTIVA.

La parte di luce incidente che colpisce i rebbi della griglia o un'altra sua parte, non può essere sfruttata dalla cella e pertanto risulta inutilizzata. Questo effetto riduce l'efficienza della cella e viene chiamato effetto di shadowing. L'area attiva della cella risulta, pertanto, la superficie della cella esposta alla luce al netto della superficie ricoperta dalla griglia.

2.3.4.3 OTTIMIZZAZIONE DELLA GRIGLIA

È chiaro che, nell'ottica di una ottimizzazione, il disegno della griglia è assolutamente non banale: rebbi molto fitti abbassano la resistenza serie ma aumentano l'effetto di shadowing. Si consideri che in primissima approssimazione l'effetto della resistenza serie è di ridurre la potenza prodotta con il quadrato della corrente in uscita dal dispositivo (come evidenziato dalla (2.9)), mentre la frazione tra area attiva e superficie totale ha un effetto fondamentalmente lineare sulla capacità produttiva della corrente. Pertanto, a seconda dell'impiego previsto per la cella, le soluzioni sono diverse: in un sistema a concentrazione,

dove la corrente in uscita per unità di superficie è piuttosto cospicua, si propende per una struttura con rebbi più fitti. Viceversa una cella che deve lavorare a bassa illuminazione, si cerca di abbassare lo shadowing a discapito della resistenza serie.

Il modello numerico CESI per il calcolo della resistenza serie consente di definire i compromessi ottimali in funzione delle caratteristiche e dell'impiego della cella.

2.3.5 TENSIONE DI CIRCUITO APERTO

Nel modello che si sta definendo la tensione di circuito aperto viene calcolata dalla (2.6) ipotizzando una corrente nulla:

$$V_{OC} = V(0) = \frac{k_B T}{q_e} \log \left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1 \right) \quad (2.18)$$

Il discorso può sembrare tautologico siccome I_0 viene calcolato a partire da V_{OC} (vedi eq. (2.7)): in realtà così non è. L'equazione (2.18), appena definita, viene utilizzata per calcolare la tensione di circuito aperto in funzione della corrente di cortocircuito. In sostanza I_0 viene calcolata con la (2.7) nelle condizioni standard di temperatura e illuminazione, quando sono note sia la corrente di cortocircuito che la tensione di circuito aperto. La (2.18) consente di stimare la tensione di circuito aperto con illuminazioni differenti sempre alla temperatura standard di 25°C. La (2.18) è pertanto da intendersi:

$$V_{OC} = V_{OC}(I_{SC}, T = 25^\circ\text{C}) = \frac{k_B T}{q_e} \log \left(\frac{I_{SC}(T)}{I_0} + 1 \right)$$

Contrariamente a quanto si potrebbe desumere dalla (2.18), al crescere della temperatura il valore della V_{OC} diminuisce sensibilmente perché aumenta la corrente I_0 . Questo fenomeno rappresenta il principale motivo per cui un eventuale riscaldamento delle celle riduce l'efficienza del sistema. Anche per la tensione di circuito aperto è stato introdotto un parametro correttivo K_2 :

$$V_{OC}(T) = V_{OC}(25 + 273) - K_2(T - (25 + 273)) \quad (2.19)$$

K_2 è dell'ordine di 2 mV/°C

3. CELLE MULTIGIUNZIONE

3.1 SCOPO DELLA TECNOLOGIA MULTIGIUNZIONE

Come si è avuto modo di illustrare al paragrafo 2.2.1.4 la scelta del semiconduttore è una scelta di compromesso legata fondamentalmente ad una caratteristica: il gap di banda. Un gap elevato consente di avere una alta tensione di circuito aperto, tuttavia soltanto i fotoni ad alta energia riescono a eccitare gli elettroni ovvero l'alto gap riduce la corrente di cortocircuito. Viceversa un gap basso consente di sfruttare anche i fotoni a bassa energia e quindi consente di avere una elevata corrente di cortocircuito, ma la tensione di circuito aperto risulterà ridimensionata.

L'idea che sta alla base delle celle multigiunzione è quella di predisporre diverse giunzioni che interagiscano ognuna con una precisa porzione di spettro. Questo consente di sfruttare i fotoni ad alta energia senza scartare i fotoni ad energia più bassa.

3.2 CELLE MULTIGIUNZIONE MONOLITICHE

3.2.1 RAPPRESENTAZIONE QUALITATIVA

Nelle celle multigiunzione monolitiche, le diverse giunzioni vengono prodotte sovrapponendole una sopra l'altra componendo una struttura a strati monolitica, come dice il nome stesso. La cella multigiunzione monolitica può essere rappresentata come diverse sub-celle collegate in serie, sovrapposte verticalmente una sull'altra, ognuna con le proprie caratteristiche elettriche. La sub-cella con il gap di banda più elevato viene posta al di sopra di tutte le altre: essa infatti, interagendo soltanto con i fotoni più energetici, risulta trasparente rispetto ai fotoni a più bassa energia che quindi potranno interagire con gli strati più profondi. Al contrario, la cella con il gap più basso viene messa sotto tutte le altre e raccoglierà i fotoni che non sono stati assorbiti dagli strati sovrastanti.

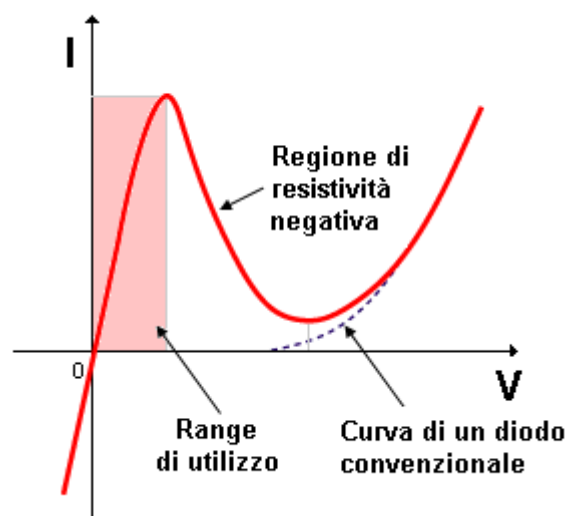


FIGURA 14: CURVA CARATTERISTICA IV DI UN DIODO TUNNEL

Se l'immagine di tante sub-celle collegate in serie risulta di immediata comprensione, nella realtà non è possibile predisporre elettrodi metallici ai capi di ogni singola giunzione a meno di rinunciare alla monoliticità del dispositivo. Piuttosto la tecnologia attuale prevede la frapposizione tra le diverse giunzioni di diodi tunnel. Il diodo tunnel deve possedere caratteristiche tali da permettere il passaggio di portatori con un caduta in tensione non confrontabile con la caduta del diodo rappresentato dalle giunzioni destinate alla fotogenerazione. Come si può osservare in Figura 14, nel range di applicazione specifica, il diodo tunnel ha caratteristiche elettriche che possono essere approssimate a quelle di una resistenza. È indubbio che avere un buon diodo tunnel è di fondamentale importanza, ed è altrettanto vero che rappresenta uno degli aspetti critici della struttura sia per la sua realizzazione che per la complessità progettuale e teorica. L'effetto di un cattivo diodo tunnel è solitamente paragonabile ad un'alta resistenza serie, può anche accadere che la corrente superi il valore massimo e il diodo perde il comportamento resistivo (vedi Figura 14, Regione di resistività negativa).

3.2.2 IL NUMERO DELLE GIUNZIONI

Maggiore è il numero di giunzioni che compongono una cella multigiunzione monolitica, maggiore è la possibilità di ottimizzare ogni singola giunzione su settori dello spettro più stretti, maggiore è l'efficienza. In Figura 15: Efficienza massima teorica ottenibile in funzione del numero di giunzioni. In Figura 15 è riportata la massima efficienza teorica calcolata in funzione al numero di giunzioni:

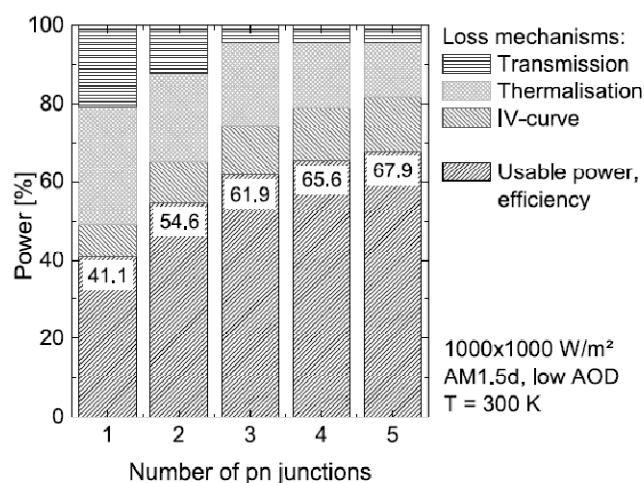


FIGURA 15: EFFICIENZA MASSIMA TEORICA OTTENIBILE IN FUNZIONE DEL NUMERO DI GIUNZIONI (8)

In questo lavoro si è scelto di prendere in considerazione celle a tripla giunzione. Vanno infatti considerati alcuni aspetti in relazione al numero di giunzioni:

1. Molte giunzioni necessitano di molti diodi tunnel, questo rende la struttura più complessa.
2. Vi sono problemi non trascurabili di ordine tecnologico per quanto riguarda il processo produttivo: l'allungamento dei tempi necessari per la crescita dei numerosi strati può produrre difetti agli strati inferiori.
3. Il matching reticolare è uno degli aspetti critici: ogni volta che si sviluppa una struttura cristallina su un substrato caratterizzato da un passo reticolare differente si possono incontrare problemi strutturali. La scelta dei semiconduttori da accoppiare è quindi vincolata al fatto che la struttura cristallina dei due semiconduttori sia caratterizzata da un passo reticolare simile.
4. Se è vero che una cella con molte giunzioni può raggiungere efficienze record in laboratorio, non si può concludere che lo stesso dispositivo sia adatto all'impiego in ambito terrestre. Infatti, come verrà illustrato nel capitolo 3.2.3, la corrente prodotta dalla cella è dominata dalla giunzione che produce meno. Le normali variazioni dello spettro che si hanno nell'arco della giornata (o al variare delle condizioni meteorologiche) sono piuttosto significative: giunzioni eccessivamente specializzate che insistono su una banda spettrale troppo piccola, rischiano, in condizioni specifiche, di rappresentare dei "colli di bottiglia" in termini di corrente prodotta con la conseguente perdita di potenza.

Per questi motivi, allo stato attuale, le celle più promettenti (oltre che futuribili) in questa linea di prodotti sono le celle a tripla giunzione. La cella multigiunzione monolitica che verrà modellizzata è una cella a tripla giunzione come quella CESI. I semiconduttori impiegati sono:

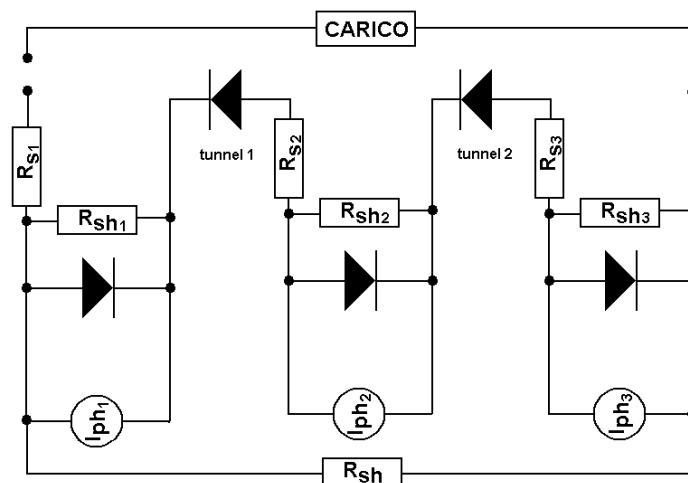
- InGaP per la giunzione top ($V_{OC} = 1,338V$; $I_{SC} = 110A/m^2$)
- (In)GaAs per la giunzione middle ($V_{OC} = 0,994V$; $I_{SC} = 130A/m^2$)
- Ge per la giunzione bottom ($V_{OC} = 0,267V$; $I_{SC} = 190A/m^2$)

(caratteristiche elettriche a un sole AM1,5 a 25°C)

Conoscere sperimentalmente le caratteristiche elettriche di ogni singola giunzione e di ogni diodo tunnel è un aspetto molto critico e necessita di particolari metodologie sperimentali (8). Generalmente si producono celle a singola giunzione che riproducono le tre giunzioni con il solo scopo di poter testare e misurare la caratteristica della giunzione riprodotta.

3.2.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DELLA CELLA MULTIGIUNZIONE MONOLITICA

Il circuito equivalente di una cella multigiunzione monolitica è composto da tre celle (vedi Figura 11: Schema equivalente di una cella fotovoltaica semplice) collegati in serie tramite tre diodi tunnel:



In realtà il comportamento del diodo tunnel, nel range di correnti in cui si troverà ad operare, è di tipo lineare resistivo. Nel modello sviluppato (vedi Figura 16) le resistenze serie R_{s2}^t e R_{s3}^t includono la resistenza ricavata dalla caratteristica del diodo tunnel. Inoltre, come per la cella a singola giunzione, vengono trascurate le resistenze di shunt che possiedono valori molto elevati ($\sim 10^6 \Omega$). Quindi il circuito risultante è:

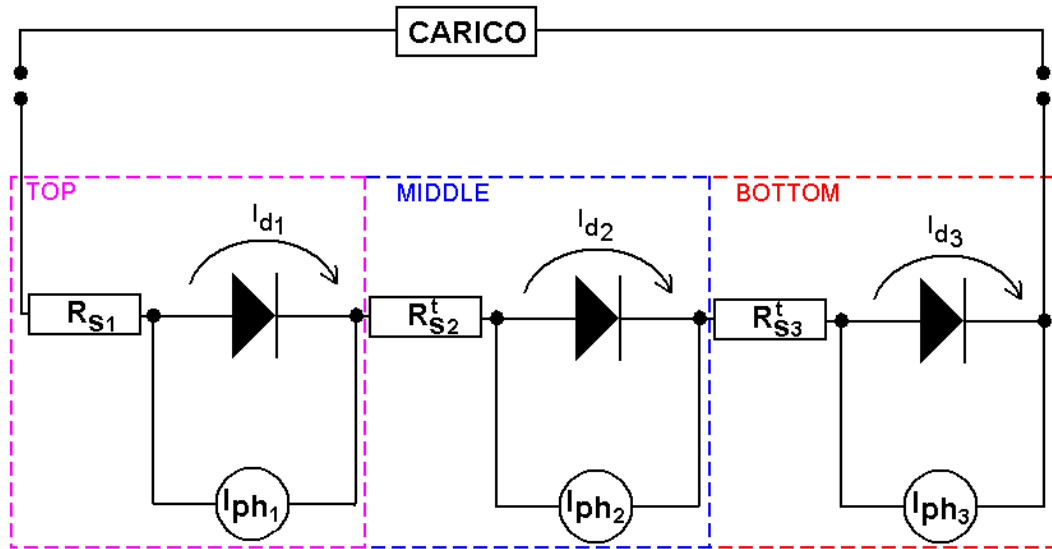


FIGURA 16: CIRCUITO EQUIVALENTE DI UNA CELLA TRIPLA GIUNZIONE COSÌ COME VERRÀ TRATTATA NEL MODELLO NUMERICO.

La caratteristica che rende semplice la simulazione del presente circuito è che la corrente prodotta dal dispositivo è pari alla corrente che complessivamente attraversa ogni giunzione. Note le caratteristiche IV delle giunzioni, utilizzando la (2.6) si può determinare la tensione che si sviluppa ai capi di ogni giunzione e quindi la tensione ai capi del dispositivo. Ovvero si danno le seguenti equazioni(9):

$$\begin{cases} I = I_{Cella MJ} = \min(I_{TOP}, I_{MID}, I_{BOT}) \\ V_{MJ}(I) = V_{TOP}(I) + V_{BOT}(I) + V_{BOT}(I) \end{cases} \quad (3.1)$$

3.2.4 CARATTERIZZAZIONE DI UNA CELLA MONOLITICA MULTIGIUNZIONE:

3.2.4.1 CORRENTE DI CORTOCIRCUITO

Si è appena mostrato come la corrente che passa attraverso il circuito esterno debba essere la stessa che attraversa le tre giunzioni. Tuttavia non esistono i presupposti per considerare le correnti fotoprodotte delle tre giunzioni di egual intensità e infatti non è così: la giunzione che fotoproduce di meno è detta limitante e presto sarà chiaro il perché. Nel range di correnti che vanno da zero fino alla corrente fotoprodotta dalla giunzione limitante le equazioni (3.1) (ovvero (2.6)) forniscono i valori corretti di corrente e tensione per la cella multigiunzione. Quando la corrente raggiunge questo valore limite determinato dalla capacità produttiva della cella limitante, la tensione ai capi di questa giunzione è verosimilmente nulla, tuttavia non è

zero quella ai capi delle altre giunzioni e in particolare, in base alla (3.1), non è nulla ai capi del dispositivo. Se si abbassa ulteriormente l'impedenza del carico esterno, accade che la corrente che si registra fuori dal dispositivo superi la corrente fotoprodotta da una o due delle tre giunzioni: ciò sembra contraddire quanto detto fin ora. In realtà quando una giunzione è attraversata da una corrente maggiore rispetto a quella da lei fotoprodotta si propone una condizione simile al comportamento del diodo quando viene polarizzato inversamente (vedi paragrafo 2.1.5). Complessivamente, quindi, il valore della corrente di cortocircuito di una cella multigiunzione, si attesta ad un valore solo di poco superiore rispetto alla corrente di cortocircuito della giunzione limitante.

Il modello insisterà nello studio della curva caratteristica IV nei pressi del cosiddetto ginocchio, dove si sviluppa la massima potenza e dove viene calcolata l'efficienza. La simulazione, quindi, si limiterà a tracciare i valori di corrente e tensione della cella multigiunzione limitatamente al dominio in cui nessuna delle tre celle lavora in inversa: ovvero tra zero e la corrente fotoprodotta dalla giunzione limitante. In quest'ottica viene considerata la seguente approssimazione:

$$I_{SC}^{MJ} = \min(I_{SC}^{TOP}, I_{SC}^{MID}, I_{SC}^{BOT}) \quad (3.2)$$

La cella tripla giunzione monolitica presa in esame è top limited, ovvero la giunzione limitante è la giunzione top. Quindi, nel caso specifico, la (3.2) diventa più semplicemente:

$$I_{SC}^{MJ} = I_{SC}^{TOP} \quad (3.3)$$

Per quanto riguarda le correzioni in termini di temperatura vale quanto detto al paragrafo 0 le tre correnti di cortocircuito devono essere corrette con altrettanti fattori, quindi va tenuto conto che:

$$\begin{aligned} I_{SC}^{TOP}(T) &= I_{SC}^{TOP}(25 + 273) + K_1^{TOP}(T - (25 + 273)) \\ I_{SC}^{MID}(T) &= I_{SC}^{MID}(25 + 273) + K_1^{MID}(T - (25 + 273)) \\ I_{SC}^{BOT}(T) &= I_{SC}^{BOT}(25 + 273) + K_1^{BOT}(T - (25 + 273)) \end{aligned} \quad (3.4)$$

In particolare si ha che:

$$I_{SC}^{MJ}(T) = \min \left(I_{SC}^{TOP}(T), I_{SC}^{TOP}(T), I_{SC}^{TOP}(T) \right)$$

Sebbene non esiste la garanzia che la cella top rimanga la giunzione limitante a tutte le temperature, risulta comunque ragionevole accettare l'approssimazione:

$$I_{SC}^{MJ}(T) \cong I_{SC}^{TOP}(T) + K_1^{TOP}(T - (25 + 273)) \quad (3.5)$$

3.2.4.2 TENSIONE DI CIRCUITO APERTO

In base alla (3.1), la tensione di circuito aperto risulta pari alla somma delle tensioni di circuito aperto delle singole giunzioni. Questo assunto è risultato valido non solo alla temperatura ambiente ma anche a diverse temperature: in questo caso è stato sufficiente applicare la (2.19) per ottenere i valori corretti di tensione a vuoto, ovvero:

$$\begin{aligned} V_{OC}^{MJ} = & V_{OC}^{TOP}(25 + 273) - K_2^{TOP}(T - (25 + 273)) + \\ & + V_{OC}^{MID}(25 + 273) - K_2^{MID}(T - (25 + 273)) + \\ & + V_{OC}^{BOT}(25 + 273) - K_2^{BOT}(T - (25 + 273)) \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} V_{OC}^{MJ} = & V_{OC}^{TOP}(25 + 273) + V_{OC}^{MID}(25 + 273) + V_{OC}^{BOT}(25 + 273) \\ & - K_2^{MJ}(T - (25 + 273)) \end{aligned}$$

Dove chiaramente: $K_2^{MJ} = K_2^{TOP} + K_2^{MID} + K_2^{BOT}$

3.2.5 CELLE SOLARI IN ALTA CONCENTRAZIONE

L'applicazione terrestre delle celle solari monolitiche a tripla giunzione, prevedono sempre l'utilizzo di un concentratore per sfruttarne a pieno le potenzialità. Il comportamento della cella quando lavora ad alti livelli di irraggiamento può essere dedotto direttamente dalle caratteristiche fin ora descritte: verrà ora esaminato l'andamento dell'efficienza della cella quando sottoposta a flussi luminosi molto intensi ($10kW/m^2 \div 1,5MW/m^2$): verranno analizzati anche alcuni aspetti del caso reale che non possono essere trascurati (10):

1. Efficienza come funzione dell'intensità della luce incidente.
2. Disuniformità dell'intensità luminosa: fascio incidente non ideale.
3. Disuniformità spettrali
4. La temperatura: le celle in concentrazione si trovano spesso a operare ad alte temperature.
5. Effetto Coseno

3.2.5.1 CELLE IN CONCENTRAZIONE

In prima approssimazione si può assumere che la corrente fotoprodotta è lineare rispetto all'intensità della luce incidente (assumendo con ciò anche che non si modifichi la distribuzione spettrale). Tuttavia ciò non è sufficiente a rappresentare completamente l'andamento della efficienza in funzione dell'illuminazione, per questo si è ricorso al simulatore di cella, facendo variare il fattore di concentrazione tra 10 e 1500 soli (scala logaritmica). La curva che è rappresentata in Figura 17 è l'efficienza massima (dedotta dalla caratteristica I-V) in funzione del fattore di concentrazione per una cella ottimizzata per lavorare a 500 soli (vedere anche paragrafo 2.3.4.3 per l'ottimizzazione della griglia):

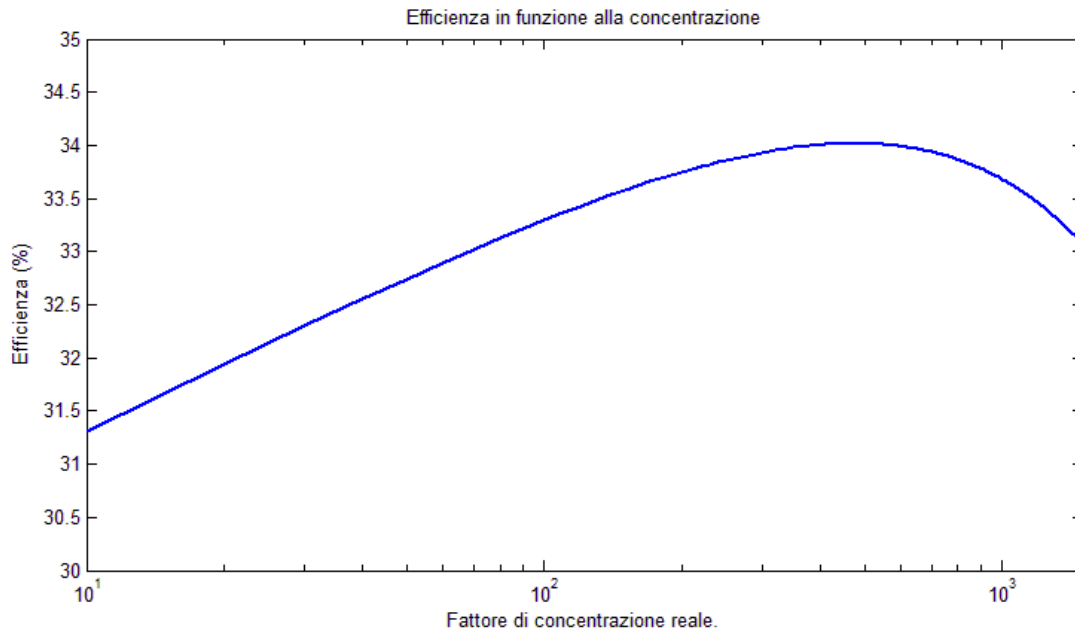


FIGURA 17: EFFICIENZA PERCENTUALE IN FUNZIONE DEL FATTORE DI CONCENTRAZIONE

3.2.5.2 DISUNIFORMITÀ DEL FASCIO DI RADIAZIONI INCIDENTE

Prima di tutto occorre comprendere qualitativamente che cosa succede se una cella viene illuminata non uniformemente. Ciò che accade è che laddove l'illuminazione è più intensa, viene prodotto un maggior numero di cariche libere: in altre parole si ottiene un potenziale elettrico non uniforme sulla superficie della cella. Questo provoca delle correnti orizzontali che tendono a riequilibrare il potenziale, ovvero, per effetto Jaul, una certa perdita di energia. Ma non è tutto: si è mostrato come l'illuminazione determini la curva I-V ed in particolare la tensione e la corrente del punto di massima potenza. Una illuminazione non uniforme produce elementi di cella con diversi punti di massima potenza, quindi possono coesistere parti di cella che lavorano sul punto di massima resa e parti che invece lavorano in condizioni lontane da questo punto. In particolare può accadere che un elemento di cella lavori oltre la sua tensione di circuito aperto: in questo caso, l'elemento di cella si comporta come un diodo polarizzato direttamente e mette in conduzione il bus verso il back contact(10).

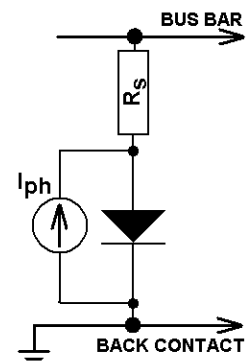


FIGURA 18: CIRCUITO EQUIVALENTE ELEMENTO DI CELLA

Per simulare questo fenomeno occorre, per prima cosa, identificare l'elemento minimo di cella che possenga le caratteristiche necessarie per poter essere simulato come elemento a se stante senza dover complicare i modelli già sviluppati. Siccome la resistività dei semiconduttori è in genere 5 ordini di grandezza più grande rispetto al metallo di cui è fatta la griglia, è ragionevole aspettarsi che se esiste un trasferimento di carica orizzontale, esso avvenga attraverso il metallo e non attraverso il semiconduttore. Una ulteriore considerazione può essere fatta: normalmente i finger della griglia terminano su un contatto, il terminale elettrico della cella, chiamato bus bar; il bus bar è caratterizzato da una sezione molti ordini di grandezza superiore rispetto ai finger, si può quindi assumere che la sua resistenza sia nulla ovvero che non si possano sviluppare differenze di potenziale lungo essa. Una scelta naturale è quindi di considerare un parallelepipedo retto, sufficientemente grande da comprendere una parte di finger della griglia superiore. L'elemento minimo di cella può essere rappresentato elettricamente come in Figura 18: Circuito equivalente elemento di cella. Rimane da definire la grandezza della resistenza serie. Questa può essere valutata grazie al modello CESI per la stima della resistenza serie: chiaramente gli elementi più distanti dal bus bar presentano una impedenza serie maggiore.

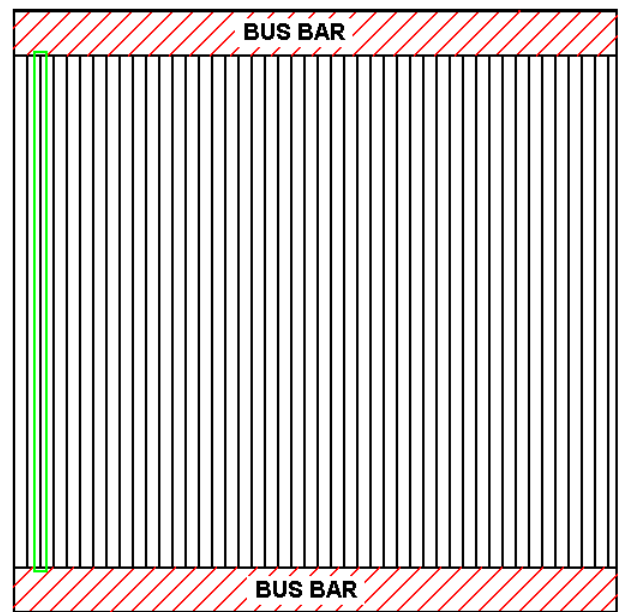


FIGURA 19: GRIGLIA SCELTA PER LA SIMULAZIONE: 10x10MM CON 100 FINGERS

Per la simulazione è stata ipotizzata una cella tipica di dimensioni 10 x 10mm con una griglia rettangolare a doppio bus come quella rappresentata in Figura 19. con 100 finger lunghi 90 mm. Per le dimensioni (spessore e larghezza) di ogni finger sono stati assunti valori tipici. Per semplificare la simulazione si è scelto di considerare come elementi finiti un parallelepipedo per ogni finger (in Figura 19 evidenziato in verde), il che equivale a considerare disuniformità unidimensionali. I vantaggi, dal punto di vista del calcolo, sono notevoli in quanto tutti gli elementi presentano la stessa resistenza serie che può essere misurata in:

$$R_s^{cella} = \frac{R_s^{elemento}}{N}$$

Dove N è il numero di elementi. Nel modello considerato, infatti, le N resistenze di ogni elemento sono collegate in parallelo.

Prima di parametrizzare le disuniformità val la pena osservare come si comporta il modello nel caso di una illuminazione perfettamente uniforme di 500 soli: il simulatore è programmato per visualizzare il profilo di luce, la curva I-V della cella e le curve I-V degli elementi migliore e peggiore (in questo caso ovviamente identiche e con una corrente 100 volte più piccola della cella completa):

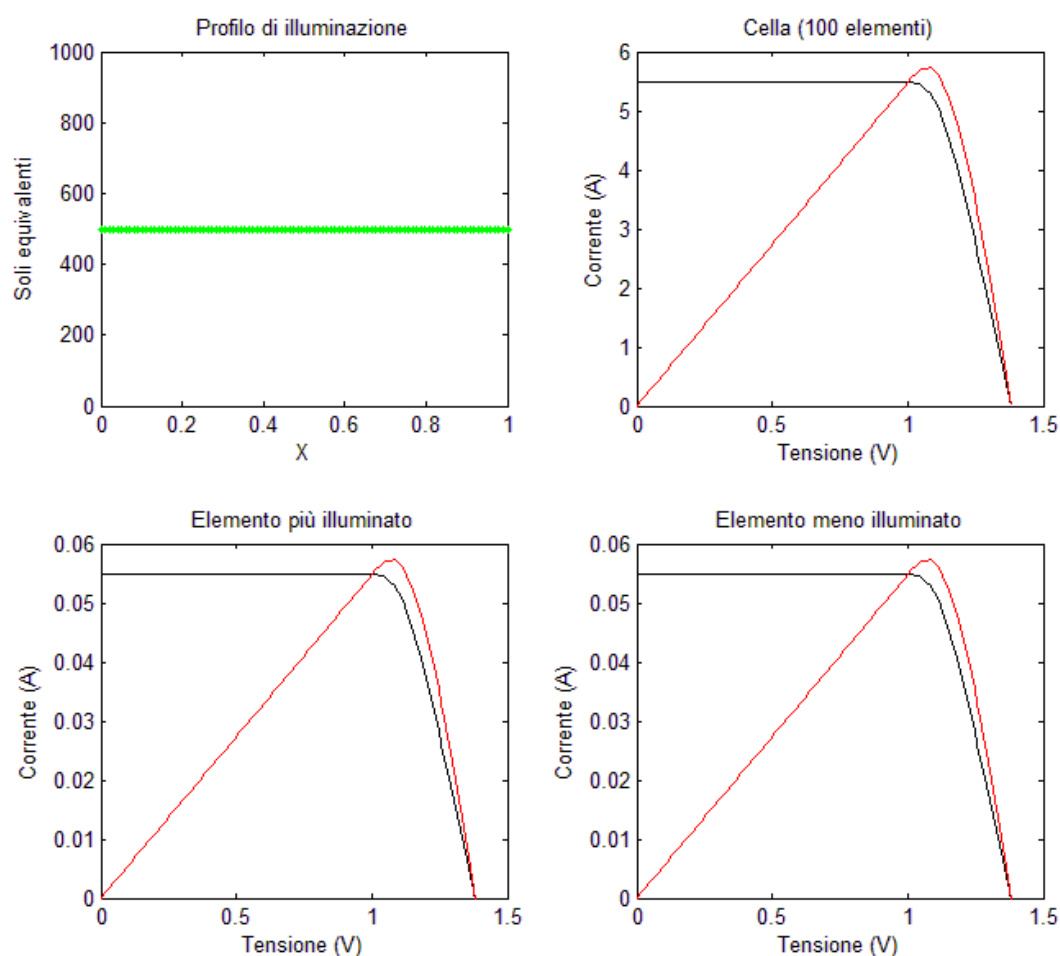


FIGURA 20: SIMULAZIONE DELLA DISUNIFORMITÀ NULLA

Disuniformità gaussiana - i due parametri utilizzati per la disuniformità gaussiana sono il numero di soli nominali e un indice di disuniformità espresso in percentuale. Il numero di soli nominali I_{tot} è pari all'integrale della distribuzione su una cella indefinitamente estesa. La disuniformità percentuale s , invece, è riferito alla superficie della cella: per esempio una disuniformità del 30% indica che sul 30% della cella incide il 50% dell'illuminazione. Si noti che, in relazione all'esempio fatto, il restante 70% non riceve il 50% della radiazione ma una parte di esso in base alla distribuzione gaussiana. Se si suppone una disuniformità del 100%, per intendersi, l'intera cella riceve il 50% dell'illuminazione nominale. In generale l'illuminazione dell' i -esimo elemento su N , viene simulato mediante la seguente:

$$I_i = \frac{I_0}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_i^{i+1} \exp \left[-\frac{\left(i - \frac{N}{2}\right)^2}{2\sigma^2} \right] di$$

Dove $\sigma = 0,7412864 s N$ è la deviazione standard corretta per avere il 50% dell'illuminazione entro la superficie indicata s . Per una disuniformità del 50% con una illuminazione di 500 soli nominali, il risultato è riportato nella figura seguente:

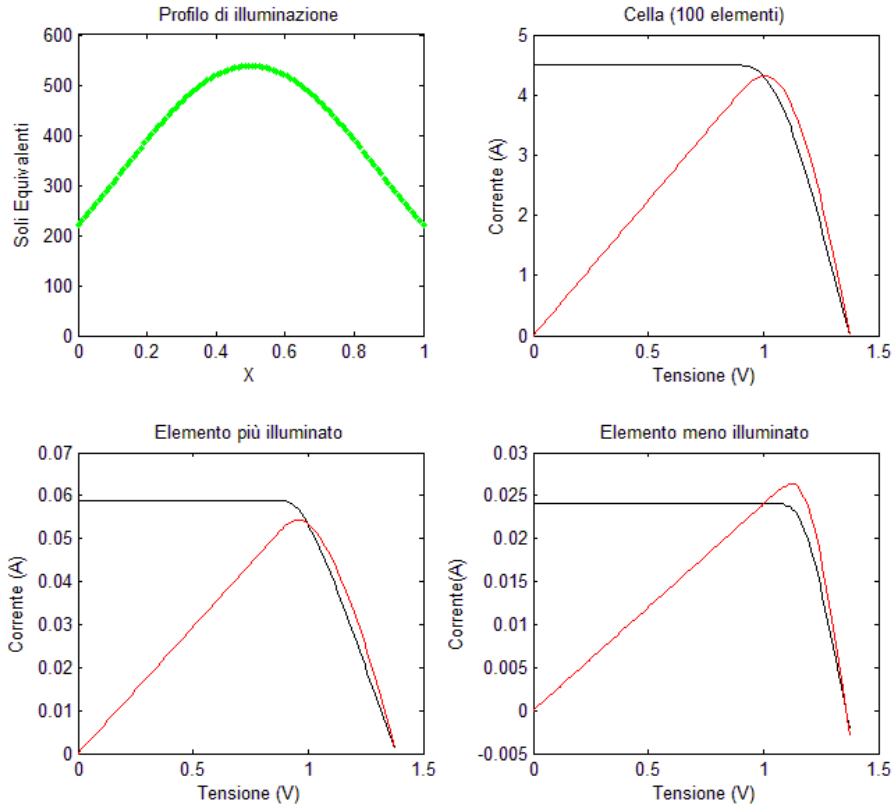


FIGURA 21: SIMULAZIONE DI UNA DISUNIFORMITÀ GAUSSIANA

Disuniformità random – Anche la distribuzione random viene definita su due parametri: il numero di soli nominali e un indice di disuniformità espresso in percentuale. Il numero di soli nominali I_{tot} è pari all'integrale della distribuzione sulla superficie della cella. La disuniformità percentuale p , invece, è riferito all'intensità della radiazione a partire dalla seguente:

$$I_i = A[(1 - p) + p \text{ RND}]$$

Dove A viene calcolata in modo che $\sum I_i = I_{tot}$. Si possono ipotizzare disuniformità random superiori al 100% nel senso che laddove sarebbero previste intensità negative, le stesse vengono poste a zero. Anche in questo caso si è scelto di rappresentare una disuniformità esemplificativa del 50%, con una concentrazione nominale di 500 soli.

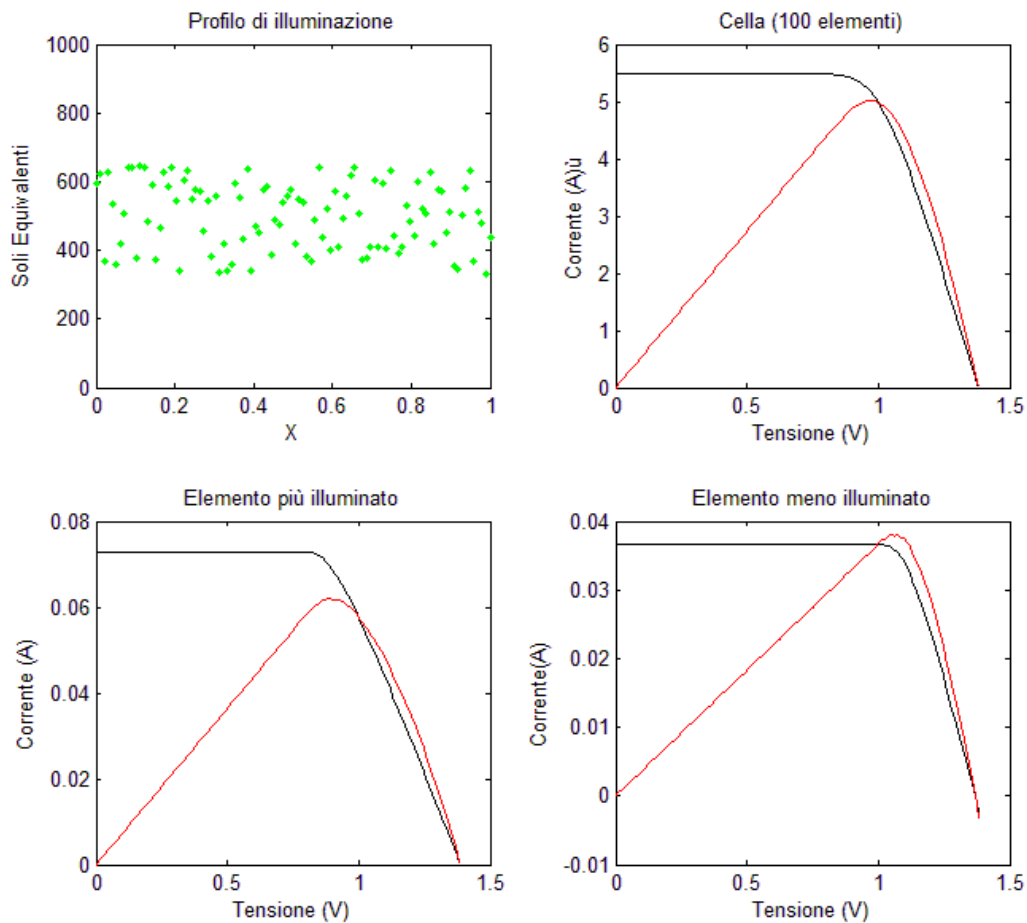


FIGURA 22: SIMULAZIONE DI UNA DISUNIFORMITÀ RANDOM

Nel caso di una disuniformità random la corrente di cortocircuito della cella completa non è diminuita, al contrario di quanto è accaduto nel caso della disuniformità gaussiana. Anzi, si può aggiungere che nel modello di disuniformità random la corrente di cortocircuito è indipendentemente dalla disuniformità percentuale: questo è dovuto al fatto che la radianza complessiva è una

costante. Nel caso della disuniformità gaussiana, invece, più

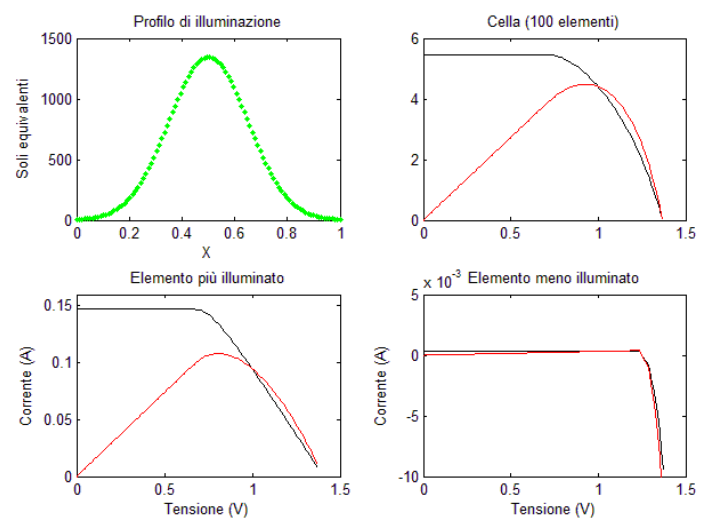


FIGURA 23: EFFETTO DEGENERE PER UNA DISTRIBUZIONE GAUSSIANA ECCESSIVAMENTE FOCALIZZATA

si allarga il picco, minore è la radianza incidente: il motivo di questo diverso trattamento sarà chiarito più avanti quando verranno trattati i concentratori e i componenti ottici: in particolare verrà illustrato che le distribuzioni descritte hanno un loro significato fisico e rappresentano due casi tipici diversi.

Se si considerano disuniformità degeneri si evidenzia il comportamento dell'elemento di cella che non riceve luce e assomiglia alla caratteristica di un semplice diodo come nel caso riportato in Figura 23.

3.2.5.3 DISUNIFORMITÀ SPETTRALE

Può accadere che la luce che incide sulla cella presenti una distribuzione spettrale non uniforme da punto a punto(10). Questo fenomeno si accentua ed è presente specialmente quando si utilizzano i rifrattori per concentrare la luce. L'indice di rifrazione, infatti, è una funzione della lunghezza d'onda: in genere i fotoni a più alta energia subiscono deflessioni maggiori. Ciò che accade a livello di elemento di cella (così come è stato definito al paragrafo precedente) è chiaro: peggioramento del fill-factor e di efficienza. A livello globale, tuttavia, non ci si aspettano conseguenze molto difforni da quanto accade per la disuniformità di intensità. Pertanto il parametro di disuniformità dovrà tener conto anche di questo fenomeno.

3.2.5.4 EFFETTO DELLA TEMPERATURA SULL'EFFICIENZA DELLA CELLA

Quando una cella lavora in concentrazione, sebbene siano stati predisposti adeguati scambiatori di calore, generalmente lavora a temperature superiori ai 25°C. Le temperature di esercizio delle celle tripla giunzione è in genere tra i 0°C e i 100°C: l'integrità del dispositivo viene comunque data (in genere) tra i -50°C e i 180°C. Utilizzando il simulatore della cella è stato possibile simulare l'andamento dell'efficienza della cella in funzione della temperatura (illuminazione con 500 soli):

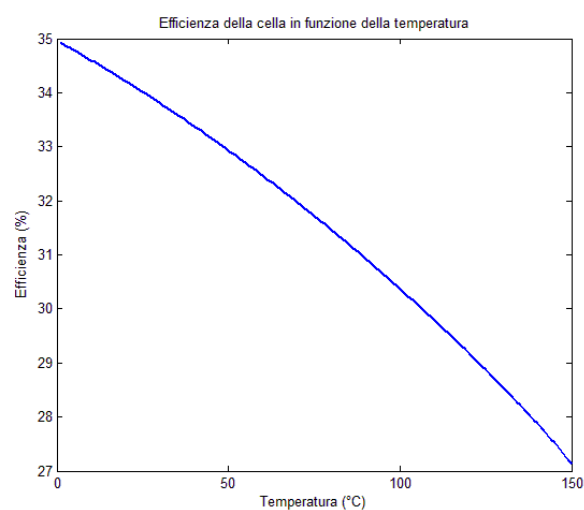


FIGURA 24: EFFICIENZA CELLA IN FUNZIONE DELLA TEMPERATURA

Come si può osservare il degrado delle performance della cella sono molto consistenti: il simulatore stima (linearizzando l'andamento) una perdita di circa mezzo punto percentuale ogni 10°C, che è un valore tipico e facilmente sperimentabile per questo tipo di cella. Altrettanto interessante è simulare l'andamento dell'efficienza in funzione della concentrazione a diverse temperature (Figura 25).

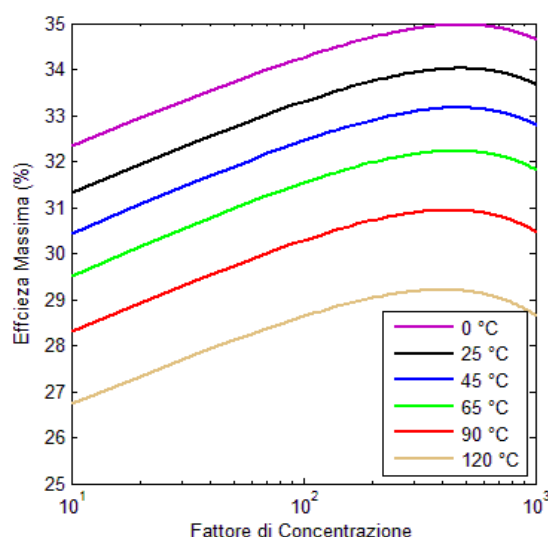


FIGURA 25: EFFICIENZA MASSIMA A DIVERSE TEMPERATURE:
DATI SIMULATI PER CELLA CESI

3.2.5.5 EFFETTO COSENO

Nella progettazione dell'ottica vanno considerati anche altri

fattori: in genere si vorrebbe un modulo sottile ovvero con una distanza tra l'ottica primaria ridotta. I vantaggi meccanici a livello di carpenteria e di ingombro sono evidenti, tuttavia esistono due fenomeni che vanno a ridurre l'efficienza a livello di cella: più è ampio l'angolo rispetto alla normale della cella, infatti, maggiore è la componente riflessa del fascio e minore è l'efficienza di conversione.

In generale si è osservato che l'effetto che si

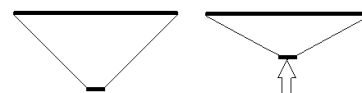


FIGURA 27: DIVERSI ANGOLI DI INCIDENZA SULLA CELLA

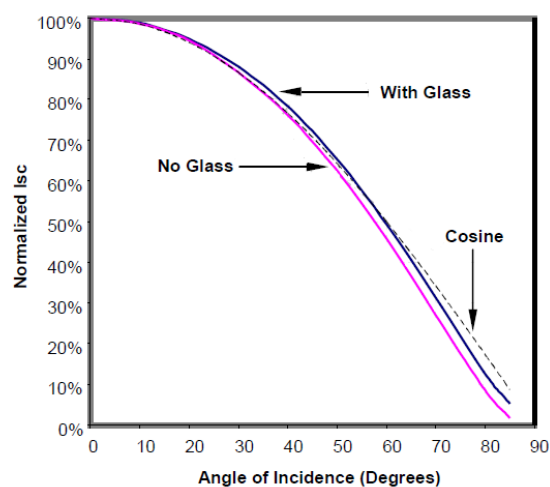


FIGURA 26: PERDITA DI I_{SC} IN FUNZIONE DELL'ANGOLO DI INCIDENZA: CELLA CDO-100 DATASHEET SPECTROLAB.

ottiene inclinando i raggi luminosi è una riduzione di corrente per un fattore che può essere approssimato con il coseno dell'angolo che il fascio forma con la normale della cella. Per questa ragione viene chiamato effetto coseno.

In Figura 26 è rappresentato l'andamento della corrente di cortocircuito (in termini percentuali rispetto alla condizione di normalità) in funzione dell'angolo che il fascio forma con la perpendicolare della cella.

4. I SISTEMI CPV:

4.1 PERCHÈ IL CPV

Le celle a tripla giunzione monolitiche hanno efficienze di gran lunga superiori alle comuni celle fotovoltaiche al silicio (nelle sue varie forme) a singola giunzione. Tuttavia è da notare che una efficienza due volte superiore non può ragionevolmente giustificare un costo molte volte superiore: in altre parole le celle fotovoltaiche a tripla giunzione, ad oggi, non possono essere considerate come sostituzione delle celle convenzionali. Per rendere appetibile un impiego di questa tecnologia, occorre realizzare un sistema più complesso, in grado di sfruttare al meglio il dispositivo fornendo una efficienza globale, di sistema, tale da renderlo interessante. La soluzione a questo problema viene chiamato CPV (Concentrator Photo Voltaics), ovvero sistemi a concentrazione: tali sistemi convogliano flussi luminosi anche 1000 volte superiori alla normale radiazione solare su ricevitori con una dimensione tipica di 1 cm^2 , in questo modo il costo della cella può essere ammortizzato. Le soluzioni sono davvero molteplici e prima di addentrarsi nello specifico di ogni tecnologia può essere utile avere una immagine di insieme sullo stato dell'arte: risulta pertanto opportuno presentare una rassegna sulle attività inerenti al CPV sul tavolo di aziende da tutto il mondo, presentata in appendice al Capitolo 12: Appendice I: Prodotti CPV sul mercato.

4.2 QUINDICI ANNI DI CPV.

Sebbene l'idea del concentratore sia a dir poco banale, sebbene le celle esistano e dimostrino la loro efficacia, sviluppare un sistema CPV evidenzia problematicità ingegneristiche e tecniche molto rilevanti. A dimostrazione di questa complessità si osserva che solo una parte delle aziende che nel 2006 (o prima) si sono interessate al CPV sono oggi ancora attive nel settore. A maggior ragione, ancora meno sono quelle che oggi dispongono di un prodotto finito o almeno dimostrativo (non industrializzato). Alcune installazioni pilota, di cui diversi in Spagna (11), hanno permesso alle aziende di verificare la validità degli sforzi compiuti e, agli investitori, l'efficacia del CPV. La più importante tra queste ISFOC (presso Castilla La Mancha, SP) che sta promuovendo un confronto diretto tra diverse tecnologie che vede partecipi diverse aziende (Concentrix, Solfocus, Isofoton ed altri). Questa installazione da più di 800kW sta ottenendo ottimi risultati (12) (13). Nella tabella seguente sono elencate solo alcune delle

più importanti installazioni per dimensione o per interesse scientifico e tecnologico (Sono riportate le potenze in kW):

					Amonix	Solfocus	Sol3G	Emcore	Solar Systems	Isofoton	Concentrix	Arima ECO	Concentracion Solar la Mancha
			Totale		12848	10764,8	1400	1150	1130	700	617	300	300
Stato	Luogo	Committente	Anno										
Australia	White Cliffs facility	Australian University ANU	1996						40				
USA	Prescott, Arizona, USA	Arizona Public Service (APS)	2003	140									
USA	Glendale, Arizona, USA	Arizona Public Service (APS)	2003	100									
USA	Tempe, Arizona, USA	Arizona Public Service (APS)	2003	125									
Australia	Umuwa south Australia	ASTIC Australia	2003						220				
USA	Tempe, Arizona, USA	Arizona Public Service (APS)	2004	145									
Australia	Northern Territory	Power and Water Corporation	2005						720				
Spagna	Talayuela, Cáceres	Amonix-Guascor Foton (AGF)	2006	1000									
Spagna	Ecija, Seville	Amonix-Guascor Foton (AGF)	2006	1500									
USA	Palo Alto, California, USA	Palo Alto Regional Water Quality Control Plant	2007		180								
USA	Kailua-Kona, Hawaii, USA	National Energy Laboratory of Hawaii Authority (NELHA)	2007		2,4								
Spagna	Locra	Deutsche DBU	2007								17		
Spagna	Mortalla, Murcia	Amonix-Guascor Foton (AGF)	2007	2000									
USA	Fremont, California, USA	KGO AM 810 Radio Transmitter Site	2008		7,4								
Spagna	Castilla La Mancha, Spain	Institute of Concentration Photovoltaic Systems (ISFOC)	2008		500	400	300			700	500	300	300
Spagna	Casquemada, Seville	Abengoa Solar	2008								100		
Spagna	Flix, Tarragona	Flix Solar (Finances Personals)	2008			800							
USA	Las Vegas, Nevada, USA	NV Energy	2009	38	75								
Spagna	Santa Pola, Spagna	ELECTRICIDAD ALSANBO	2009			200							
Spagna	Villafranca Navarre	Amonix-Guascor Foton (AGF)	2009	7800									
Spagna	Extremadura, Ibañemando	Extremadura	2009				850						
Grecia	Isole	Samaras Group	2009		10000								
Australia	NW Victoria	Australian University ANU	2010						150				

Un aspetto da considerare a livello di sistema è la scalabilità degli impianti determinata dalla potenza dell'elemento fotovoltaico minimo che compone il sistema. Questi dati sono riportati nella seguente tabella (potenze in kW).

	Amonix	Arima ECO	Concentrix Solar	ES Systems	Everphoton Energy	Green and Gold Energy	Green Volts	Isofoton	Menova Energy	Opel Inc	Pyron Solar	Sol3G	Solar Systems	Solaryouth New Energy	SolFocus
	USA	RC	DE	ROK	RC	AUS	USA	SP	CA	USA	USA	SP	AUS	CN	USA
Min	35	32	5,73	0,357	2	0,334	3	12	7	0,84	6,6	0,7	35	0,125	2,5
Max	53	32	13,8	0,713	5,6	0,334	3	12	28	7,6	6,6	4	35	0,18	8,5

5. I CONCENTRATORI IN APPLICAZIONE CPV

I concentratori sono i dispositivi preposti a raccogliere la luce, concentrarla e convertirla in energia elettrica. Si possono identificare quattro diversi componenti:

1. Ottica – Raccoglie e concentra la luce.
2. Ricevitore – Supporto per la cella, terminali elettrici diodo di bypass
3. Dissipatore – Elementi dissipativi per mantenere bassa la temperature della cella
4. Housing – Box metallico di contenimento ed isolamento verso l'esterno.

Per parlare compiutamente dei concentratori occorre, a questo punto, distinguere due famiglie di prodotti: i point-focus che presentano un'ottica con tanti fuochi quante sono le celle del modulo e il sistema dense-array che presenta un singolo fuoco per tante celle ravvicinate.

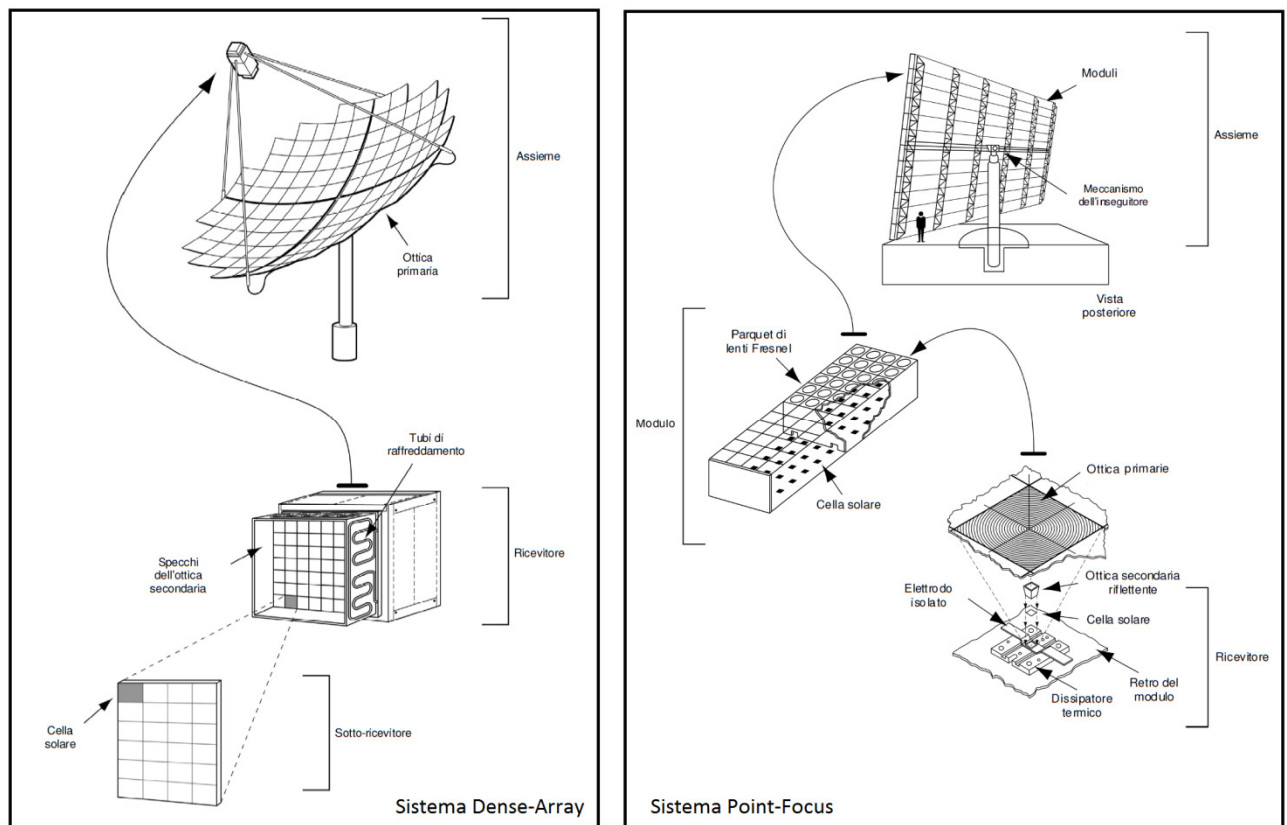


FIGURA 28: RAPPRESENTAZIONE DEI DUE DELLE PRINCIPALI CATEGORIE DI CPV (14)

Verranno trattati entrambi i sistemi, ma particolare attenzione verrà data al sistema point-focus in virtù della maggiore diffusione.

5.1 OTTICA DEI CONCENTRATORI

5.1.1 PRINCIPI DI OTTICA PER I CONCENTRATORI:

lo scopo dell'ottica nei concentratori è quello di aumentare il flusso della radiazione solare sul dispositivo fotosensibile. La caratterizzazione dell'ottica dei concentratore comprende tre parametri fondamentali che verranno descritti nei capitoli seguenti: il fattore di concentrazione C , l'efficienza ottica η_{opt} e l'angolo di accettazione θ_A .

5.1.1.1 IL FATTORE DI CONCENTRAZIONE

Il **fattore di concentrazione** permette di conoscere l'intensità del fascio luminoso che inciderà sulla cella una volta esposta al sole. In particolare si definisce coefficiente di concentrazione geometrico il rapporto:

$$C_{geo} = \frac{A_1}{A_2}$$

Dove A_1 è la superficie esposta alla radiazione e ortogonale ad essa mentre A_2 è la superficie su cui la medesima viene trasmessa. Il coefficiente di concentrazione geometrico è un parametro molto grezzo e inadeguato alla caratterizzazione dei concentratori: nella realtà, infatti, accade che la potenza radiante su A_1 non è la stessa misurabile su A_2 . Ciò è dovuto al fatto che lungo il cammino una parte non trascurabile del fascio si disperde e non raggiunge la superficie A_2 . In altre parole, in genere:

$$C_{geo} \neq \frac{I_1}{I_2}$$

Dove I_1 ed I_2 corrispondono alle irradianze medie incidenti sulle due superfici. Per questo motivo quando ci si riferisce al fattore di concentrazione, si intende il rapporto di concentrazione ottica:

$$C_{opt} = \frac{I_1}{I_2}$$

Stimare il coefficiente di concentrazione ottica a partire dalla geometria e dalle caratteristiche fisiche del concentratore non è banale: in generale sono necessarie tecniche di ray-trace in grado di modellizzare adeguatamente anche le discontinuità delle superfici. Più spesso è un dato che viene misurato sperimentalmente.

5.1.1.2 L'EFFICIENZA OTTICA

L'**efficienza ottica**, invece, è un parametro che verrà utilizzato per la stima della efficienza di sistema e corrisponde al rapporto tra la potenza incidente e la potenza trasmessa alla parte sensibile del ricevitore. Questo coefficiente può anche essere dedotto dal rapporto tra i due fattori di concentrazione, in particolare:

$$\eta_{opt} = \frac{C_{opt}}{C_{geo}}$$

Generalmente l'efficienza ottica dipende solo debolmente dalle dimensioni dell'ottica. E' più strettamente connessa con la tecnologia adottata e dalla scelta dei materiali. Al contrario, il fattore di concentrazione è fortemente correlato con la dimensione dell'ottica e solo più debolmente dalle altre caratteristiche tecnologiche.

5.1.1.3 L'ANGOLO DI ACCETTANZA

L'**angolo di accettazione** è un altro parametro di grande interesse. Le ottiche prevedono che i raggi incidano parallelamente all'asse ottico. Quando i raggi perdono questo parallelismo, infatti, accade che lo spot luminoso non è più centrato sulla cella. Questo comporta una notevole perdita in termini prestazionali, in tal senso si fa riferimento alla curva dell'angolo di accettazione che rappresenta la perdita percentuale di prestazioni in funzione dell'angolo che i raggi formano con l'asse ottico. Questo stesso dato può essere espresso numericamente indicando l'angolo di deviazione entro il quale viene garantita una erogazione di potenza minima del 95% rispetto alla prestazione nominale. In genere tale angolo (detto di accettazione) per un sistema a 500 soli è di 0,4° anche se ottiche secondarie particolari possono allargare questo angolo che comunque ad oggi rimane sotto al grado. In figura è rappresentato la curva dell'angolo di accettazione della struttura CX1000 prodotto dalla Concentrix a 385 soli.

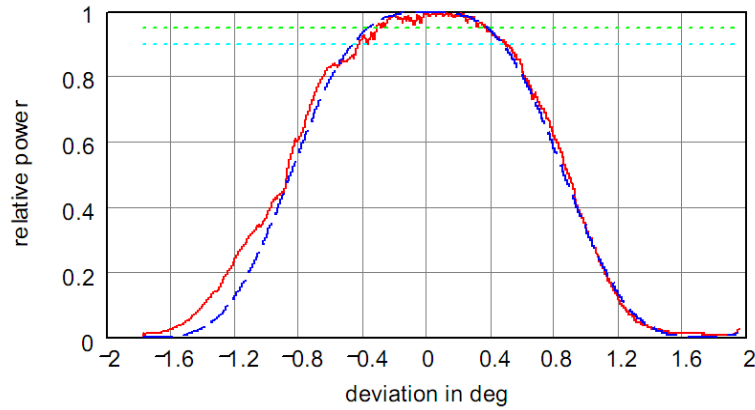


FIGURA 29: GRAFICO DELL'ANGOLO DI ACCETTAZZA DI UN MODULO CONCENTRIX(15)

Da questo grafico esemplificativo, si può evincere che l'angolo di accettazione del CX1000 per una resa al 95% è di $0,37^\circ$, ovvero per una resa al 90% di $0,47^\circ$. Come verrà illustrato al paragrafo 5.1.1.4 sui limiti ottici dei concentratori, esiste una relazione tra il fattore di concentrazione geometrico e l'angolo di accettazione, in particolare più alta è la concentrazione più piccolo è l'angolo di accettazione, e questo introduce perdite e problematiche a livello di puntamento. La relazione che lega l'angolo di accettazione e il fattore di concentrazione è:

$$\sin^2(\theta_{acc}) = \frac{K_a}{C}$$

Dove θ_{acc} è l'angolo di accettazione, $0 < K < 1$ è una costante caratteristica del tipo di concentratore e C è il fattore di concentrazione. È chiaro che la stessa relazione può essere scritta:

$$\theta_{acc} = \arcsin\left(\sqrt{\frac{K_a}{C}}\right)$$

In Figura 30 è rappresentato l'andamento dell'angolo di accettazione in funzione del fattore di concentrazione nel caso del limite termodinamico ($K = 1$) e in un caso non ideale ($K = 0,5$).

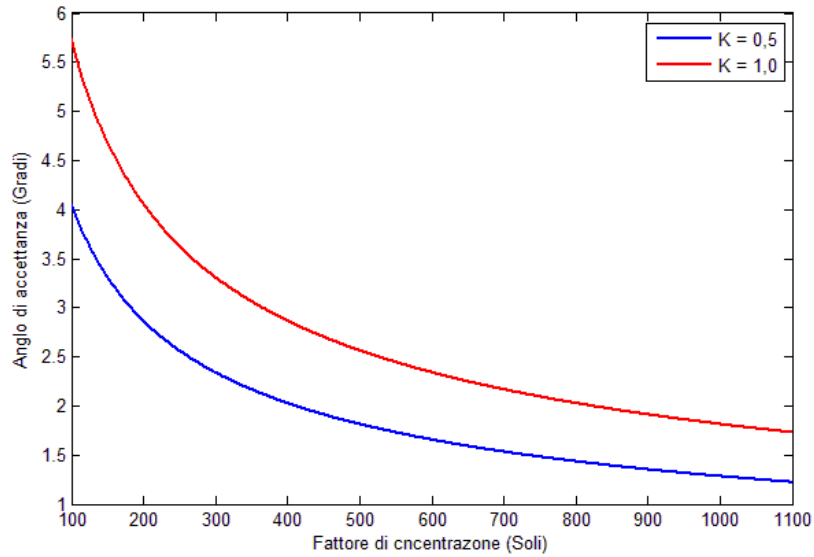


FIGURA 30: ANGOLO DI ACCETTAZIONE COME FUNZIONE DEL FATTORE DI CONCENTRAZIONE

5.1.1.4 LIMITI DEI SISTEMI OTTICI

Esistono dei limiti teorici ai sistemi ottici per la concentrazione solare in relazione al fattore di concentrazione geometrico. Si dimostra (16), infatti, che a prescindere dall'ottica, dalla geometria e dalla qualità della stessa, la concentrazione geometrica massima è:

$$C_{max} = \left(\frac{n_2 \sin(\theta_{out})}{n_1 \sin(\theta_{in})} \right)^2 \quad (1)$$

Dove nel nostro caso: $n_1 = n_2 = n_{aria}$ sono l'indice di rifrazione dell'aria (si assume che il concentratore sia da aria verso aria), θ_{in} è l'angolo massimo di inclinazione del raggio entrante nell'ottica e θ_{out} è l'inclinazione massima del raggio uscente. È chiaro che se θ_{in} fosse nullo, questo valore sarebbe infinito, in realtà deve essere come minimo pari alla divergenza solare $\theta_{in} = \theta_{sole} = 0,27^\circ$. Per quanto riguarda θ_{out} , invece, può assumere qualsiasi valore, ed il fattore di concentrazione massimo assume il valore più alto per $\theta_{out} = 90^\circ$. In questo caso si ottiene:

$$C_{max} = 45kSoli \quad (2)$$

Ovviamente la condizione $\theta_{out} = 90^\circ$ non è da considerarsi applicabile al caso specifico per via dell'effetto coseno (par. 3.2.5.5): è più ragionevole supporre un angolo di uscita massimo di $\theta_{out} = 70^\circ$. In questo caso si ottiene:

$$C_{max} = 32kSoli$$

Questo limite è molto elevato rispetto alla concentrazione massima cui possono lavorare le celle attuali con una buona efficienza (circa 1,3 kSoli). Va considerato, tuttavia, che il presupposto per raggiungere un tale limite è di riuscire ad avere l'ottica sempre perfettamente puntata: se si vuole aggiungere un margine di puntamento, per esempio di $0,6^\circ$, occorre correggere il termine θ_{in} . In questo caso si avrebbe:

$$C_{max} = 3kSoli$$

Questo limite non è più così lontano dal risultato che si desidera ottenere. Questo, come si è detto, è un limite termodinamico che prescinde dal tipo di ottica selezionata se si vogliono ottenere angoli ristretti di incidenza sulla cella e un certo margine sul puntamento. Si comprenderà, quindi, che il problema della progettazione dell'ottica non è per nulla banale e i margini sono ristretti.

5.1.2 RLP: OTTICHE IMAGING E NON-IMAGING

Si è cercato di illustrare gli aspetti che maggiormente caratterizzano i concentratori in generale. I concentratori per il CPV devono possedere delle caratteristiche ulteriori che corrispondono alla specificità del loro impiego. In particolare si dà particolare attenzione all'RLP (Receiver Light Profile), ovvero alla matrice che indica punto per punto il valore dell'irradianza incidente sulla cella. Come si è avuto modo di illustrare (capitolo 3.2.5.2), infatti, un profilo disuniforme produce perdite importanti in termini di efficienza. Per rendere più immediato l'utilizzo dell'RLP ai fini valutativi e per le simulazioni, si deve tener conto anche dell'effetto coseno (par. 3.2.5.5). Per migliorare questi aspetti spesso si utilizza un componente ottico secondario

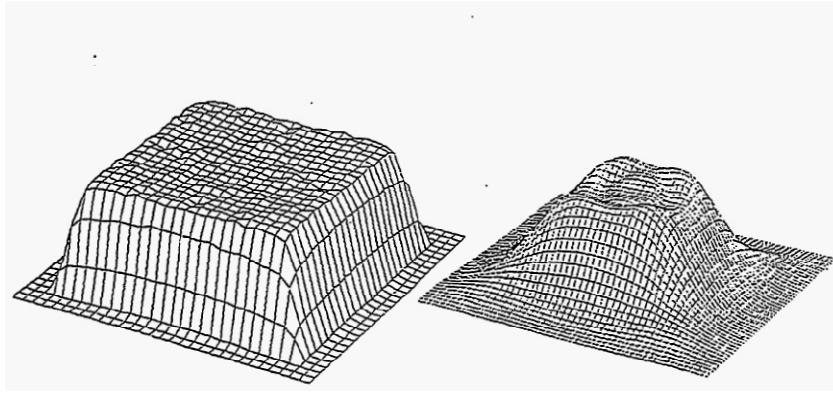


FIGURA 31: RLP A SINISTRA CON DISPOSITIVO OTTICO SECONDARIO A DESTRA SEZA DISPOSITIVO OTTICO SECONDARIO(17)

Per trattare compiutamente dei componenti ottici dei concentratori CPV non si può prescindere da questo aspetto: inoltre è un'utile introduzione alla complessità di un'ottica efficiente. Se, per esempio, si volesse utilizzare un comune specchio parabolico per concentrare la luce solare si andrebbe incontro ad un problema di uniformità. Il fuoco di uno specchio parabolico, infatti, è caratterizzato da una distribuzione di irradianza di forma gaussiana: questa non è una particolarità dello specchio parabolico, ma si estende a tutte le ottiche che presentano una certa simmetria tra la sorgente luminosa e l'immagine trasmessa o, in altre parole, a tutte le ottiche imaging. Nel capitolo 3.2.5.2 si è fatto riferimento esplicito alle disuniformità gaussiane: se la cella venisse posta nel fuoco della lente o dello specchio o di un sistema di ottiche imaging l'effetto non sarebbe differente dal caso degenerare illustrato in Figura 23. Solitamente si preferisce allontanarsi dal fuoco per ottenere una illuminazione più uniforme. Per esempio sono stati presi in considerazione alcuni valori del coefficiente di disuniformità gaussiana in un range tra il 30% e il 120%. I risultati sono riportati nella figura seguente:

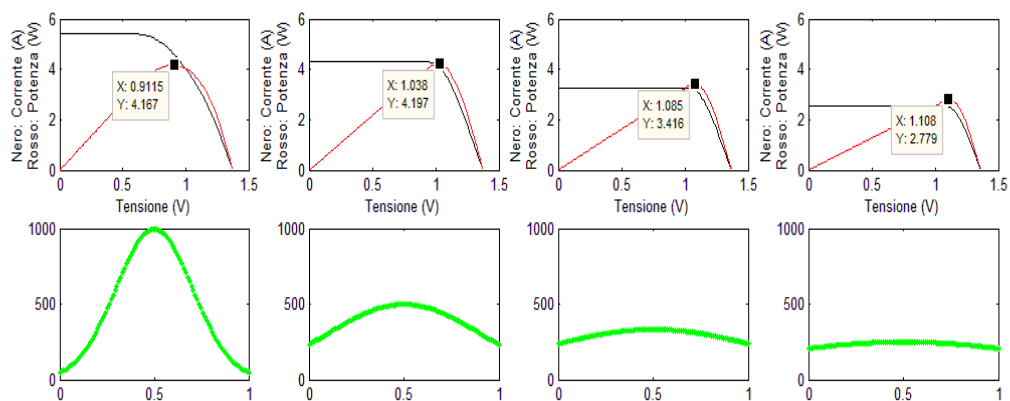
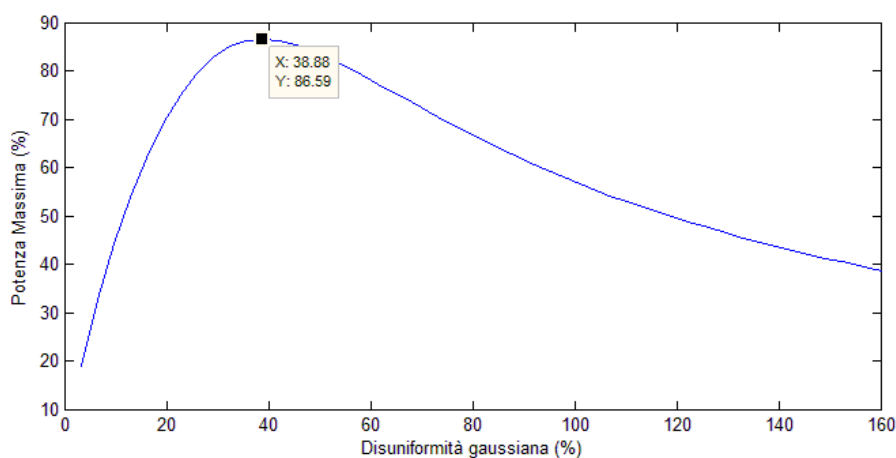


FIGURA 32: QUATTRO CASI ESEMPLIFICATIVI DI DISUNIFORMITÀ GAUSSIANA. L'ETICHETTA RAPPRESENTA LE COORDINATE DEL MAXIMUM POWER POINT.

Nel primo caso partendo da sinistra, è facilmente osservabile che sebbene il profilo sia particolarmente disuniforme la cella produce più potenza (4,17W ad una tensione di 0,91V) rispetto agli ultimi due casi, ciò indipendentemente dal fatto che presentino un RLP più piatto. Il motivo è che allargando il fuoco oltre la dimensione della cella, parte della luce non raggiungerà il ricevitore, da cui la consistente perdita in corrente di corto circuito che compromette la performance della cella. Nonostante ciò è visibile il miglioramento dal punto di vista del fill factor dovuto ad una distribuzione più uniforme. Questo è il principale motivo per cui il secondo caso è migliore del primo: risulta quindi evidente che al crescere del coefficiente di disuniformità si registrano due fenomeni contrapposti: da una parte diminuisce la radiazione che complessivamente incide sulla cella, dall'altra la maggiore uniformità migliora la curva caratteristica ovvero il fill factor. Ciò porta a supporre che esista un livello di disuniformità ottimale: risulterebbe interessante poter osservare l'andamento del punto di massima potenza rispetto al coefficiente di disuniformità. Questo lavoro è stato fatto rappresentando il valore di massima potenza in percentuale rispetto al valore che assume con una illuminazione ideale:



**FIGURA 33: POTENZA MASSIMA PERCENTUALE RIFERITA AL MPP CON ILLUMINAZIONE IDEALE
IN FUNZIONE DEL COEFFICIENTE DI DISUNIFORMITÀ GAUSSIANA**

Dal grafico si evince che con la cella modellizzata (valori tipici di una cella per la concentrazione) il miglior risultato ottenibile con una ottica caratterizzata da fuoco gaussiano è l'87% rispetto ad una illuminazione ideale. Inoltre evidenzia un andamento non monotono

con un massimo che corrisponde alla “sfocatura” ottimale. Questo, tuttavia, non è considerato un risultato soddisfacente e per questa ragione più frequentemente si ricorre ad ottiche non-imaging. Le ottiche non-imaging sono dedicate principalmente al trasferimento di energia luminosa: l’idea di base è quella di rinunciare ai vincoli imposti da una legge biunivoca da punto a punto (che non è un requisito utile per una applicazione tipo CPV) per privilegiare una migliore raccolta di luce ed una distribuzione uniforme in uscita. In molti casi si ricorre ad un’ottica imaging accoppiata ad una non-imaging. I benefici di predisporre un “convogliatore” non-imaging a valle dell’ottica imaging sono notevoli anche se l’RLP generato non è perfettamente piatto. Questo è il caso della disuniformità random di cui sono stati rappresentati alcuni esempi:

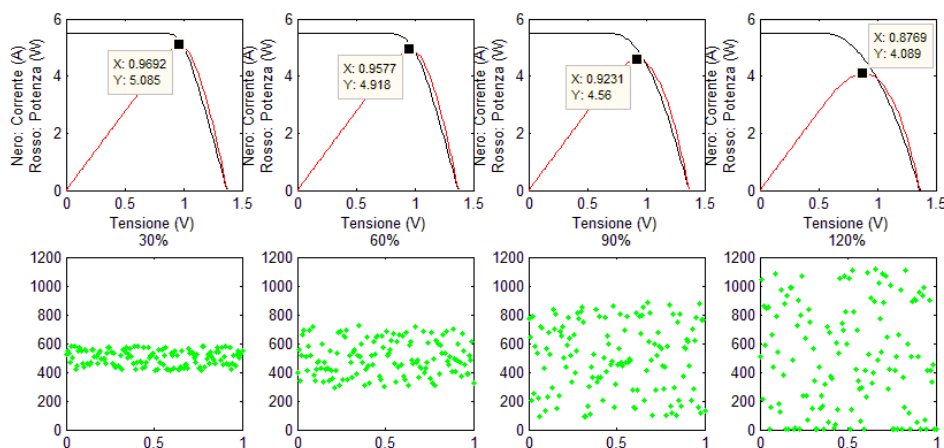


FIGURA 34: QUATTRO CASI ESEMPLIFICATIVI DI DISUNIFORMITÀ RANDOM. L’ETICHETTA RAPPRESENTA LE COORDINATE DEL MAXIMUM POWER POINT.

Si può osservare come l’effetto della disuniformità random sia essenzialmente equiparabile ad un degrado del fill factor, con ridotte ripercussioni sulla massima potenza. Anche in questo caso, per chiarire l’effetto della disuniformità è stato rappresentato l’andamento del parametro massima potenza percentuale in funzione del coefficiente di disuniformità random:

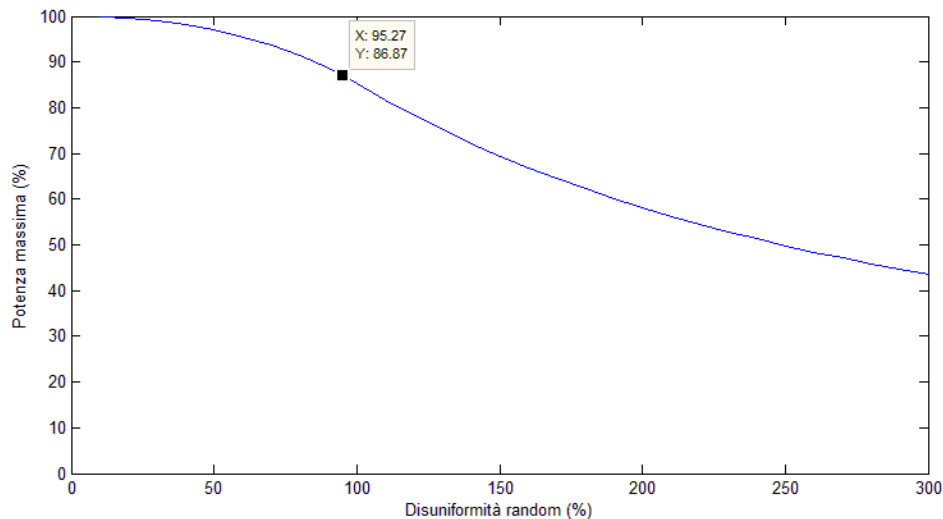


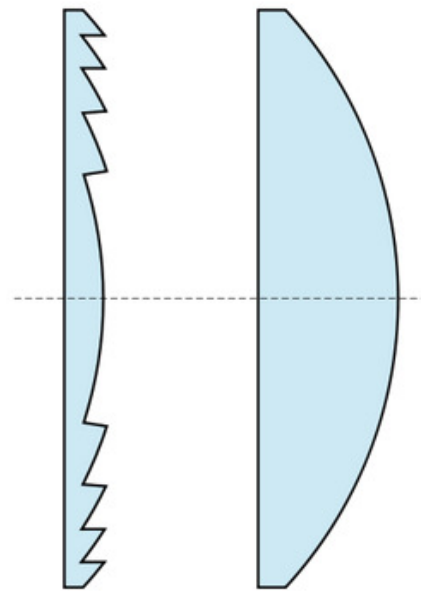
FIGURA 35: POTENZA MASSIMA PERCENTUALE RIFERITA AL MMP CON ILLUMINAZIONE IDEALE

Come si può osservare, la massima performance ottenibile con una distribuzione Gaussiana stimabile intorno all'87%, può essere ottenuta con un sistema non-imaging che produce un RLP estremamente mosso (quindi non difficile da ottenere migliore), ovvero con un coefficiente di disuniformità al 95%. Questa è la ragione per cui è considerato praticamente obbligatorio avere una ottica globalmente non-imaging.

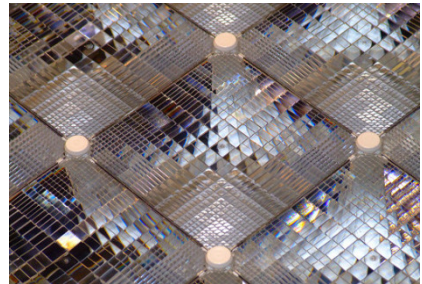
5.1.3 CARATTERIZZAZIONE DEI TIPI DI OTTICA

In generale si osserva che le migliori performance si ottengono impiegando due dispositivi ottici molto diversi per funzione e tipologia e si distinguono in ottica primaria per indicare il componente che svolge la funzione di raccolta della luce, e ottica secondaria per indicare il componente che convoglia la luce sulla cella e, se necessario, la omogeneizza sulla sua superficie. Generalmente l'ottica secondaria è posta subito a ridosso della cella ed è in tutti i casi non-imaging. Sebbene l'ottica secondaria riduca l'efficienza ottica, quasi tutti i concentratori ne sono dotati perché consente di allargare l'angolo di accettazione e migliora l'RLP. I tipi di ottica primaria più diffusi sono:

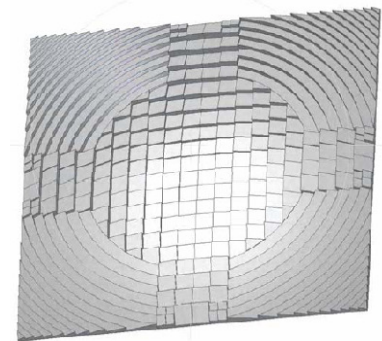
Lente di Fresnel: è una “classica” lenete cui vengono sottratti anelli concentrici per ridurre l’uso di materiale e quindi il peso e il profilo ma anche riducendo il cammino ottico che i fotoni devono percorrere: questo, chiaramente diminuisce la probabilità dell’assorbimento del fotone e quindi migliora l’efficienza ottica. La lente di Fresnel è facilmente riconoscibile dalle grooves, ovvero le superfici tronco-coniche a simmetria circolare la cui inclinazione ricrea l’inclinazione della lente “classica”. La lente di Fresnel conserva più o meno bene il principio ottico di riferimento, per questo, in genere, le lenti di Fresnel sono imaging. Concentrix, Amonix, Guascor, Emcore, Arima ECO, Sol 3G sono alcune delle aziende che adottano lenti di Fresnel.



Lente prismatica: è una lente composta da una serie di prismetti affiancati che hanno la proprietà comune di deviare il fascio incidente sulla base (che compone la superficie piana rivolta verso l’esterno) con un angolo tale da illuminare un’area dove verrà posizionata la cella. Le ottiche prismatiche sono non imaging per eccellenza.



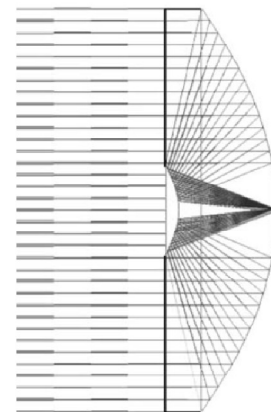
Ottica ibrida: è caratterizzata da diverse tecniche diffrattive. Un eccellente esempio è la lente sviluppata a ENEA nell’ambito del progetto PHOCUS: in questo caso è riconoscibile da una croce che presenta una struttura prismatica e riempita nel resto della superficie con le caratteristiche di una lente di Fresnel.



Lente TIR (Total Internal Reflection), talvolta chiamata a guida ottica, è un dispositivo che sfrutta sia il fenomeno della rifrazione che quello della riflessione. Tali lenti sono realizzate con materiali caratterizzati da un indice di rifrazione più alto di quello dell'aria: una volta che la luce penetra nel dispositivo, se incide su una superficie di discontinuità con un angolo inferiore ad un certo angolo, detto critico, viene riflesso completamente. La lente TIR dispone in genere di una faccia piana che viene esposta alla luce solare l'altra faccia è disegnata in modo tale da non consentire alla luce di uscire dal dispositivo ottico tranne che in una specifica zona 'di uscita'.



Ottica di tipo **cassegrain**: sebbene talvolta venga chiamata lente cassegrain, questo tipo di ottica si basa su una doppia riflessione. Il principio ottico deriva dal suo utilizzo in ambito astronomico per la realizzazione di telescopi. Si tratta di una evoluzione della tecnica Newton con lo specchio secondario che riflette la luce lungo lo stesso asse dell'ottica primaria. Quindi è presente uno specchio parabolico che riceve la luce e la riflette su un secondo specchio convesso che, a sua volta, lo riflette e, attraverso una apertura nello specchio principale, raggiunge il ricevitore (18).



La caratterizzazione dell'ottica dovrebbe essere fatta su i parametri descritti, ovvero principalmente: angolo di accettazione, RLP, ed efficienza ottica. Nel caso si voglia ridurre al minimo i parametri ci si può concentrare su due soli parametri: l'efficienza ottica (che deve contenere un fattore correttivo per l'RLP) e il coefficiente K_a come descritto al paragrafo 5.1.1.3. Per quanto riguarda le efficienze ottiche delle diverse tecnologie variano tra il 75% e l'85% anche se si prevedono margini di miglioramento fino al 90%.

5.2 RICEVITORE.

Il ricevitore è il sottosistema elettricamente attivo del modulo. Si possono identificare i seguenti componenti:

1. Un dissipatore che deve garantire lo scambio di calore con l'ambiente.
2. Un circuito stampato (PCB: Printed Circuit Board), comune substrato per l'elettronica di potenza, disegnato per alloggiare la cella fotovoltaica, le sue terminazioni elettriche, il diodo di bypass
3. Una cella fotovoltaica che deve essere opportunamente fissata sul PCB e collegata elettricamente
4. Il diodo (o i diodi) di bypass.
5. Sistema di schermi e una eventuale protezione della cella per evitare che entri in contatto con acqua o altri agenti potenzialmente dannosi.
6. Una eventuale ottica secondaria.

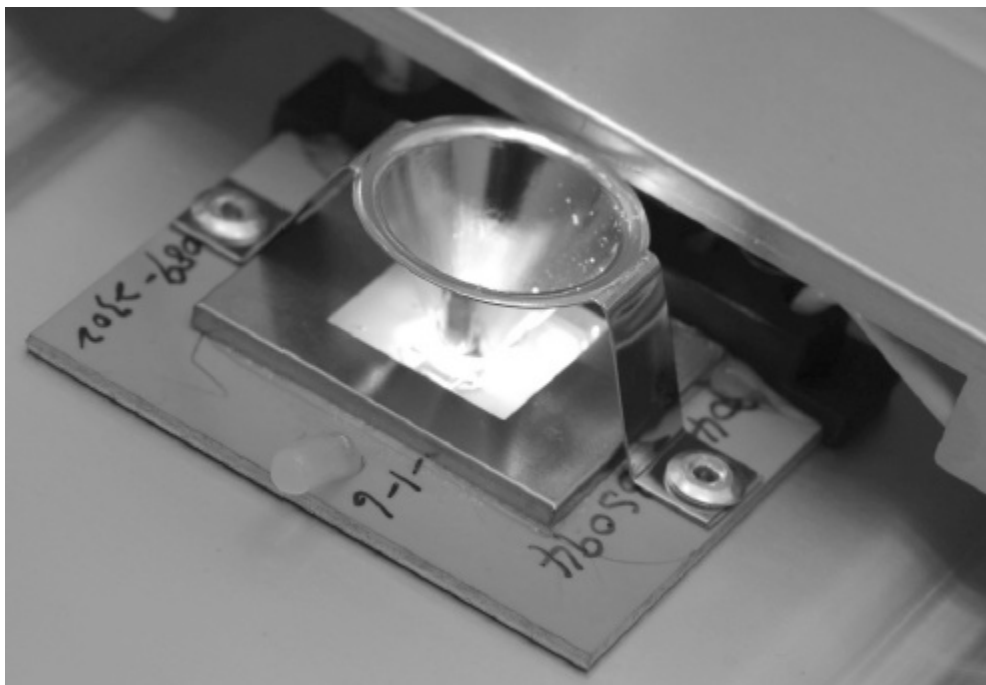


FIGURA 36: RICEVITORE ARIMA ECO (9). SONO VISIBILI IL RETRO DEL DISSIPATORE SU CUI È INSTALLATO IL RICEVITORE, IL VETRO PROTETTIVO ERMETICO CHE PROTEGGE LA CELLA, IL CONO DI WINSTON (SECONDARIO OTTICO) RIVETTATO ATTRAVERSO RICEVITORE SUL DISSIPATORE, LA MORSETTIERA PER LE TERMINAZIONI ELETTRICHE. LA BARRA CHE PASSA NELL'ANGOLO IN ALTO A DESTRA È UNO SCHERMO PER LA COPERTURA E PROTEZIONE DEI CAVI.

5.2.1 SCAMBIATORI DI CALORE

A puro titolo esemplificativo: se si suppone di lavorare a 500 soli, questo vuol dire avere una potenza sulla cella di circa 500 kW/m^2 . Se la cella si trova ad operare in condizioni ottimali, si può ipotizzare che il 35% di questa potenza sia convertita in energia elettrica, ovvero 175 kW/m^2 ; dei 225 kW/m^2 non convertiti una parte (piccola) viene riflessa, mentre il resto viene assorbito dalla cella sotto forma di energia termica con conseguente riscaldamento del ricevitore. Se a ciò si aggiunge che lo scambio termico deve avvenire con una differenza di temperatura rispetto all'ambiente di circa $20 \div 30 \text{ }^\circ\text{C}$, risulta chiaro che il ricevitore deve possedere caratteristiche termodinamiche di tutto rilievo. Gli scambiatori termici impiegati per i concentratori si distinguono in due categorie: a convezione naturale oppure forzata (sia in aria che a liquido). Il loro uso dipende dal tipo di ricevitore.

Se il ricevitore è di tipo **point-focus**, presenta una distribuzione del calore concentrata in più punti ben distanziati in corrispondenza delle celle, vengono utilizzati, in questo caso, scambiatori estesi su tutta la dimensione del modulo, quindi in genere non è richiesta una elevata efficienza di scambio termico. Normalmente, per questo tipo di ricevitore sono utilizzati scambiatori a convezione. I principali vantaggi di adottare scambiatori in aria naturale sono tre:

1. Sono più economici
2. Meccanismo di scambio passivo (non richiede consumo di energia elettrica)
3. Affidabilità: non sono presenti componenti mobili

Tuttavia, a parità di efficienza, sono più pesanti per via del fatto che i profili alari devono possedere ampie superfici di scambio ed una allettatura ben spaziate per agevolare il flusso d'aria. Gli scambiatori in aria forzata, invece, presentano una allettatura ridotta e più fitta, in quanto il flusso d'aria è garantito dalla ventilazione forzata. Nei moduli point-focus molto spesso il dissipatore ha un ruolo portante a livello strutturale, da questo deriva la necessità di avere un pezzo unico.

Se invece il ricevitore è **dense-array**, la distribuzione termica è concentrata sull'area del PCB e quindi necessita di uno scambiatore più efficiente. Per questo tipo di ricevitore si utilizzano impianti di raffreddamento ad acqua a doppio stadio. Solitamente il circuito del liquido è un circuito chiuso, quindi occorre prevedere una unità per lo scambio di calore acqua-aria: questa

unità viene alloggiata all'ombra dello specchio primario in modo da muoversi solidalmente con il modulo durante la fase di inseguimento del sole e da non dover prevedere giunti idraulici mobili. Il raffreddamento a liquido è sicuramente il più efficiente, ma anche il più costoso, sia dal punto di vista energetico che economico.

5.2.2 CIRCUITO STAMPATO (PCB):

Il circuito stampato per il point-focus assume una struttura simile a quella rappresentata in Figura 37. Il PCB per il dense array ha la complicazione di dover ospitare più celle alla volta ma conserva la medesima struttura.

I PCB per i sistemi point-focus vengono montati su un dissipatore che è in grado di alloggiare più PCB alla volta. All'interno di uno stesso modulo spesso è necessario collegare le celle in serie. Pertanto il PCB da

una parte deve garantire l'isolamento elettrico tra i contatti della cella e il dissipatore, dall'altra deve consentirne lo scambio termico. La differenza di potenziale che si sviluppa tra i componenti è $\sim 0,5 \text{ kV}$, il problema è che i materiali dielettrici non sono in genere dei buoni conduttori di calore. Per ovviare al problema esistono delle tecniche che alternano strati metallici con strati dielettrici sottili. Le strutture più comuni sono due:

- L'IMS (Insulated Metal Substrate): un substrato metallico (generalmente alluminio ma anche rame) ricoperto con un layer dielettrico classe FR-4 (spesso circa 100 micron) su cui viene depositato uno strato di rame spesso $25 \div 200 \mu\text{m}$ (a seconda della corrente prevista) per la realizzazione delle piste.

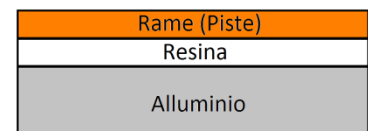


FIGURA 38: SCHEMA IMS

- Il DBC (Direct Bonded Copper): sulle due facce di una sottile piastra ceramica con buone proprietà dielettriche, generalmente di allumina (ossido di alluminio), vengono

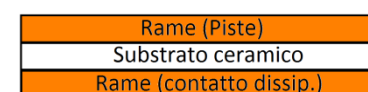


FIGURA 39: SCHEMA DBC

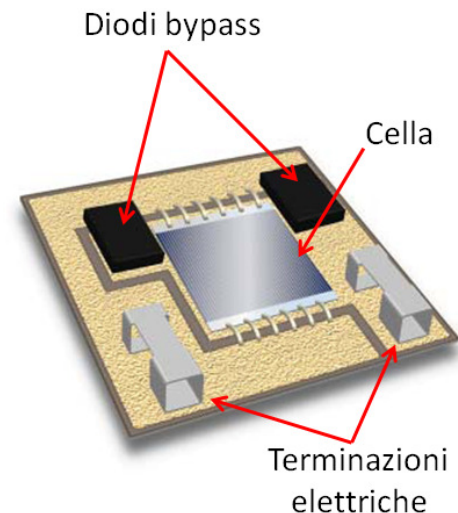


FIGURA 37: PCB - RICEVITORE EMCORE PREASSEMBLATO

saldati due fogli di rame spessi tra i 25 e i 200 micron con un processo di ossidazione ad alta temperatura. Le piste vengono realizzate su una delle due facce per asportazione di rame, l'altra faccia servirà per l'accoppiamento con il dissipatore.

Da un punto di vista termico lo strato di resina isolante dell'IMS presenta una conducibilità termica molto bassa: $0,003 \text{ W cm}^{-1} \text{ K}^{-1}$ contro i $0,41 \text{ W cm}^{-1} \text{ K}^{-1}$ dell'allumina. Questo è il motivo per cui il DBC, dal punto di vista dello smaltimento del calore, è molto migliore dell'IMS. Purtroppo i processi per la realizzazione del DBC presentano dei costi elevati soprattutto se al posto dell'allumina vengono impiegati dielettrici più performanti come il nitrato di alluminio o l'ossido di berillio. Va aggiunto che l'interfaccia del DBC con il dissipatore è in rame e non può essere accoppiato con l'alluminio del dissipatore, quindi deve essere nichelato, inoltre, al contrario dell'IMS, non è semplice da forare: anche il fissaggio è meno immediato.

5.2.3 ASSEMBLAGGIO DELLA CELLA

L'assemblaggio della cella prevede due fasi: un fissaggio meccanico della cella al PCB che garantisca la continuità elettrica e termica e una saldatura di fili o di piattine ai contatti frontali della cella. I due processi prevedono tecniche differenti. Per il fissaggio della cella al PCB, le tecniche sono due, entrambe con apporto di materiale: in un caso resina conduttiva, in un caso di pasta saldante.

La resina conduttiva viene stesa fino a comporre uno strato estremamente sottile ed uniforme sull'area preposta ad alloggiare la cella. Una volta posizionata la cella, l'assieme viene riscaldato in un forno ad una temperatura di circa 120°C per eliminare i composti volatili contenuti nella resina. Viceversa, la saldatura prevede che la cella ed il PCB vengano bagnati con una pasta saldante a base di argento (il piombo è stato proibito dalla normativa RoHS). Quindi la cella viene posizionata sul PCB e, anche in questo caso, vengono riscaldati in un forno ad una temperatura di $180^{\circ}\text{C} \div 210^{\circ}\text{C}$.

La resina conduttiva ha l'effetto di aumentare la resistenza serie, anche se, con la tecnologia attuale questo fenomeno è stato assai ridotto grazie alla messa a punto di spessori molto piccolo ($25 \mu\text{m}$). Anche dal punto di vista termico la saldatura è migliore: tuttavia è da considerare che il processo di saldatura può cortocircuitare la cella, ovvero creare un contatto

tra i terminali. Questo può avvenire perché la pasta saldante viene riscaldata fino alla sua fase liquida, quindi esiste il rischio che una parte di essa possa scivolare fuori dai contatti e trabordare. Un altro problema della saldatura è che difficilmente può essere garantita la perfetta distribuzione ed uniformità del saldante: una cavità o una bolla d'aria, come si vedrà, compromettono il funzionamento della cella.

Esistono, invece, molte tecniche per realizzare il contatto frontale della cella:

1. Puntatura a elettrodi paralleli (parallel-gap welding). È una tecnica senza apporto di materiale è il tipico processo di puntatura per i metalli con la particolarità che i due elettrodi anziché essere contrapposti sono paralleli. La corrente che circola tra gli elettrodi fonde localmente il metallo della piattina e del contatto frontale della cella fino a provocarne la saldatura.
2. Saldatura con apporto di pasta saldante (reflow soldering). È la stessa tecnica di saldatura che può essere utilizzata per il fissaggio della cella al PCB: la piattina e il bus-bar della cella vengono bagnati con la pasta saldante, quindi, dopo aver posizionato la piattina, vengono riscaldati in forno.
3. Wire bonding. Una goccia di pasta collante conduttiva viene depositata sul bus-bar, quindi un sottile filo d'oro (qualche mil di diametro) opportunamente sagomato dalla macchina bonder, viene posizionato attraverso la goccia a contatto con il bus-bar. Questa tecnica è la più indicata per celle piccole (lato < 4mm) in quanto consente un take off angle (l'angolo che il filo forma con il contatto sulla cella) di 90° e quindi non necessita di ampie superfici d'appoggio: questo è un aspetto importante in quanto il bus-bar di una cella di queste dimensioni è molto stretto.
4. Wedge bonding. Come il wire bonding ma viene impiegato per celle più grandi (lato > 4mm). In questo caso sono usati fili più grossi o anche piattine in alluminio. Il take off angle può essere più piccolo per aumentare la superficie di contatto. Questa è la tecnica rappresentata in Figura 37.

La scelta della tecnica da adottare per il collegamento elettrico della cella dipende dalle caratteristiche della cella e del ricevitore. Generalmente la resistenza che si può ottenere con una delle elencate tecniche è di molto inferiore rispetto alla resistenza serie della cella,

pertanto la scelta deve originarsi da considerazioni di opportunità che dipendono anche dal numero di esemplari di ricevitore da realizzare.

5.2.4 SCHERMI E PROTEZIONI PER LA CELLA.

Se il modulo è fuori asse rispetto al sole, il fuoco dell'ottica non è più centrato sulla cella: in questa circostanza il fascio luminoso ad alta concentrazione può incidere sui componenti nelle vicinanze della cella. Per questa ragione, tutti i componenti che possono soffrire dell'esposizione (ad esempio: morsettiera plastica, guaine dei cavi...) devono essere protetti con schermi riflettenti.

I ricevitori per il dense-array e per alcuni tipi di point-focus non sono protetti rispetto all'ambiente esterno. In questi casi il ricevitore deve essere dotato di una protezione trasparente che preservi le celle e gli altri componenti. La scelta del componente protettivo da utilizzare va fatta in considerazione anche delle caratteristiche termiche: in alcuni casi si sono verificate rotture dovute all'esposizione a sbalzi termici e a cicli di espansione e compressione.

Un altro aspetto da curare con attenzione è che tra il contatto posteriore della cella ed il PCB non vi siano bolle d'aria o spazi vuoti, tali discontinuità, infatti, impediscono un omogeneo trasferimento del calore dalla cella verso il PCB, ovvero inducono surriscaldamenti localizzati che possono provocare danni alla cella. Inoltre se la cavità è piena d'aria, per effetto dell'aumento della temperatura, questa può espandersi e provocare l'esplosione e la perforazione della cella.

5.2.5 EFFETTI DELLA TEMPERATURA SUL RICEVITORE

Al paragrafo 3.2.5.3 si sono rappresentati gli effetti della temperatura sull'efficienza della cella. Solitamente è ritenuto un buon risultato garantire una temperatura di esercizio della cella entro 65°C che comunque comporta una perdita di efficienza di circa due punti percentuali rispetto al valore nominale a 25°C. Quindi il ricevitore deve essere dimensionato termicamente in modo da dissipare tutta la potenza non convertita in energia elettrica, presupponendo una differenza di temperatura tra i 20 e i 50°C rispetto all'ambiente esterno.

La perdita di efficienza della cella non è l'unico aspetto che deve essere preso in considerazione: se si analizza la struttura nel suo complesso si osserva una stratificazione di diversi materiali:

Componente	Materiale	Note
Dissipatore	Alluminio	Raramente rame
Circuito stampato	Rame – Allumina – Rame Alluminio – Resina FR4 – Rame	Se DBC Se IMS
Substrato Cella	Silicio Germanio	Per celle al silicio Per celle tripla giunzione
Cella	Silicio Arsenurio di Gallio	Per celle al silicio Per celle tripla giunzione

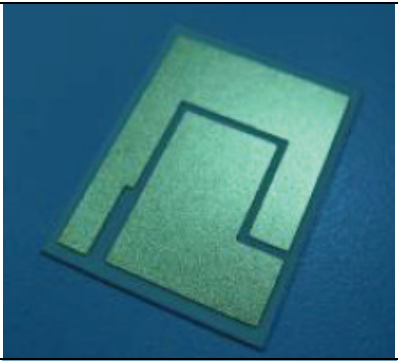
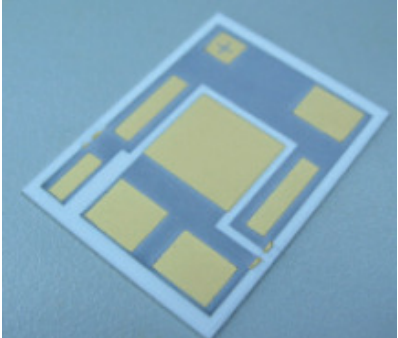
Questo comporta che, soprattutto in corrispondenza dei passaggi tra materiali dielettrici e metallici, si possano presentare problemi di tenuta meccanica in virtù dei diversi coefficienti di dilatazione termica. È importante assicurare che nel range di temperature d'esercizio, la risposta meccanica della struttura riesca ad assorbire elasticamente le dilatazioni e compressioni cicliche (9). A tal fine va anche considerato lo spessore degli strati e della saldatura / incollaggio: in alcuni casi aumentando lo spessore di uno strato, oltre ad aumentarne la resistenza meccanica, si amplificano le proprietà elastiche dello strato, ma si peggiora lo scambio termico

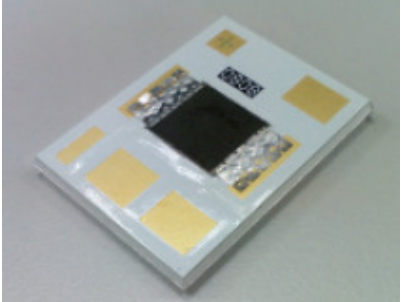
Nel considerare i vari spessori, tuttavia, non si può trascurare la resistenza termica che essi introducono. Sotto questo punto di vista, chiaramente, uno spessore maggiore è peggiorativo. Per figurare meglio quale sia la situazione si è pensato di riportare in tabella i dati di conducibilità termica e il coefficiente di dilatazione lineare dei principali materiali presenti in un ricevitore:

Componente	Materiale	Conducibilità termica ($W\ cm^{-1}\ K^{-1}$)	Coeff. lineare ($K^{-1} \cdot 10^{-6}$)	Dilatazione
Dissipatore	Alluminio	2,37	23	
Circuito Stampato	Argento	4,2	19	
	Rame	4	17	
	Allumina	0,46	7,1	
	Vetro epossidico FR-4	0,003	11-15	
	Nitrato di alluminio	1,8	4,5	
	Ossido di berillio	2,8	7	
Cella PV	Silicio	1,3	2,6	
	Germanio	0,58	5,8	
	Arsenurio di Gallio	0,55	6,5	
Incollaggio o saldatura	Solder (pasta stagnante)	0,5	25	
	Resina collante conduttiva			

5.2.6 CALCOLO TERMICO DEL DISSIPATORE

Lo scambio termico cella-ambiente è veicolato attraverso due resistenze termiche. La resistenza del ricevitore verso il dissipatore e del dissipatore verso l'ambiente. In base ad uno studio (19) è stata stimata la resistenza termica di diversi tipi di ricevitore:

Tipo di Circuito stampato	Resistenza termica stimata	Figura
Al_2O_3 su base rame	0,22 W/K	
Al_2O_3 su base Argento	0,32 W/K	

PCB su base alluminio	0,55 W/K	
-----------------------	----------	---

Per valutare la resistenza termica del dissipatore, invece, è stato adottato un modello molto semplificato. Al crescere della concentrazione, la dimensione dell'ottica primaria aumenta e quindi, in genere, aumenta la distanza tra le celle (vedi Figura 40). Questo consente ad ogni ricevitore di avere una maggiore superficie di scambio al crescere della concentrazione e quindi ci si aspettano più basse resistenze termiche. Il calcolo, in questo caso, non ha la pretesa di calcolare con esattezza la resistenza termica dei dissipatori dei moduli, ma di introdurre una valutazione quantitativa al dato di fatto che maggiore è la concentrazione, maggiori sono le possibilità dissipative della cella. In prima approssimazione, la superficie esposta del dissipatore è stata posta pari alla dimensione dell'ottica primaria, ovvero alla superficie della cella per il fattore di concentrazione geometrico.

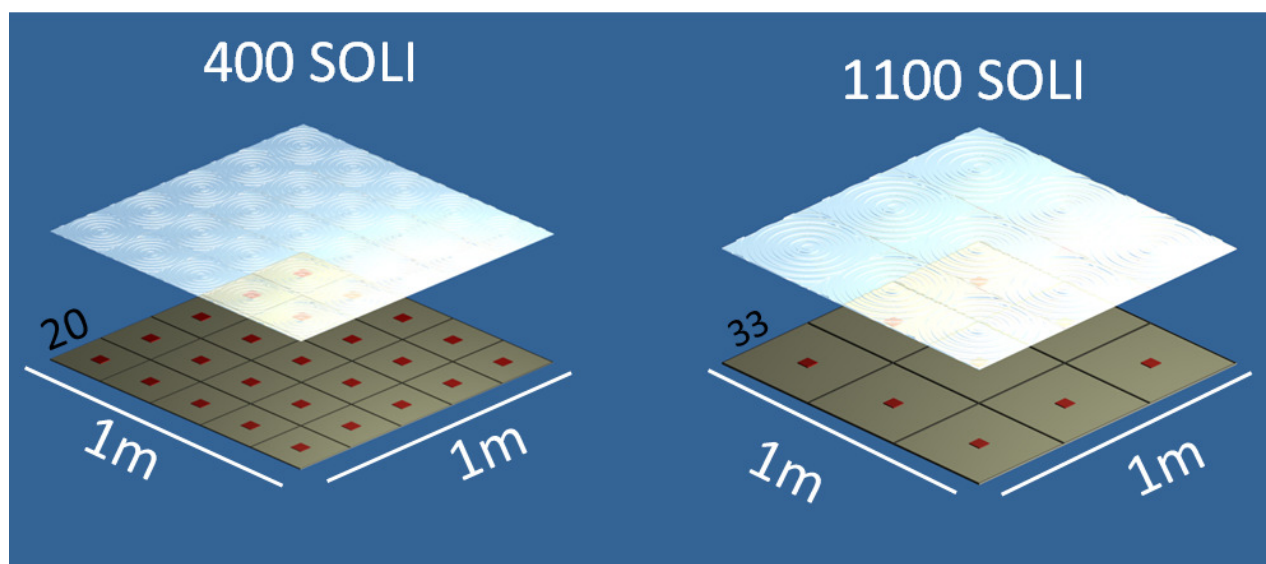


FIGURA 40: DIMENSIONE DELLA PIASTRA DI DISSIPAZIONE IN FUNZIONE DELLA CONCENTRAZIONE NELLE APPROSSIMAZIONI ASSUNTE. I QUADRATI ROSSI RAPPRESENTANO I RICEVITORI.

Il calcolo è stato sviluppato isolando uno dei ricevitori che compongono il modulo nell'approssimazione che non vi sia scambio termico tra gli elementi adiacenti, ovvero nell'approssimazione che a regime tutti gli elementi hanno la stessa temperatura. Il modello del

dissipatore è stato fatto ipotizzando una piastra di alluminio di forma cilindrica riscaldata da un piccolo ricevitore anch'esso a sezione circolare. Il dissipatore è stato quindi suddiviso in tanti anelli concentrici al centro dei quali c'è un cilindretto che costituisce l'interfaccia con il ricevitore. Della quantità di calore che ogni anello riceve, una parte viene dissipata attraverso la superficie esterna a contatto con l'ambiente (irraggiamento e convezione), il resto viene trasmesso per conduzione agli anelli più esterni attraverso la superficie laterale dell'anello stesso. La condizione di equilibrio è che tutta l'energia termica trasmessa al dissipatore W può essere dispersa per irraggiamento e convezione.

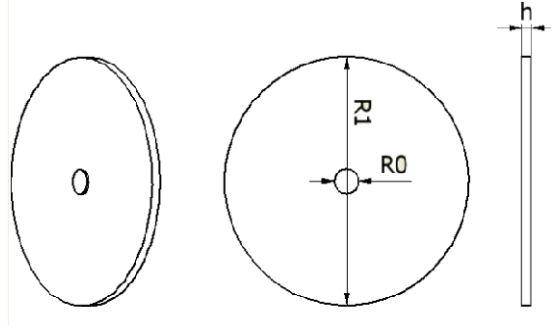


FIGURA 41: ELEMENTO DI DISSIPATORE MODELLIZZATO. AL CENTRO IL CILINDRETTO DI INTERFACCIA CON IL RICEVITORE.

Quantitativamente il calcolo è stato fatto ipotizzando che la quantità di calore che un anello di raggio r : ($0 < r < R_1$) può dissipare per convezione e irraggiamento è data dalla superficie di scambio anello-ambiente ($2\pi r dr$) moltiplicata per la differenza di temperatura rispetto all'ambiente $\Delta T(r)$ per un coefficiente di scambio termico K (comprensivo del contributo per irraggiamento e per convezione). Ovvero:

$$dQ = K \Delta T(r) 2\pi r dr \quad (5.3)$$

Quindi il gradiente di calore risulta:

$$\frac{d}{dr} Q(r) = K \Delta T(r) 2\pi r \quad (5.4)$$

Questa equazione differenziale non è sufficiente a descrivere lo scambio con l'ambiente, infatti $\Delta T(r)$ è una funzione non nota. Tuttavia è possibile stimare il gradiente termico. Infatti la quantità di calore $Q(r)$ che l'anello elementare cede alla parte più esterna del dissipatore è data dalla relazione:

$$Q(r) = \gamma \frac{S}{L} (\Delta T(r) - \Delta T(r + dr)) = \gamma \frac{S}{L} d\Delta T(r) \quad (5.5)$$

Dove $S = 2\pi r h$ è la superficie di scambio dell'anello elementare con la parte esterna del dissipatore, $L = dr$ è lo spessore dell'anello elementare, γ è il coefficiente di conducibilità termica del mezzo. Quindi:

$$Q(r) = \gamma \frac{2\pi r h}{dr} d\Delta T(r) \quad (5.6)$$

Ovvero il gradiente termico risulterà:

$$\frac{d}{dr} \Delta T(r) = \frac{Q(r)}{\gamma h 2\pi r} \quad (5.7)$$

La condizione al contorno è che il sistema sia all'equilibrio, ovvero che la potenza complessiva dissipata sia pari alla potenza W ceduta dal ricevitore al dissipatore:

$$\int_0^{R_1} Q(r) dr = W \quad (5.8)$$

Si può quindi ottenere il rapporto:

$$R_T = \frac{W}{\Delta T(0)} \quad (5.9)$$

Che è il dato ricercato, ovvero la resistenza termica. I coefficienti utilizzati sono quelli validi per l'alluminio:

Coefficiente	Valore
Di scambio K	$8,33 \cdot 10^{-2} \text{ W}/(K \text{ m}^2)$
Di conducibilità γ	$180 \text{ W}/(K \text{ m})$

In riferimento alla Figura 42 e alla Figura 43, sono stati considerati due casi limite che

Caso	Superficie di scambio Ricevitore – Dissipatore	Spessore del dissipatore
Peggior	1 cm^2	$0,8 \text{ cm}$
Migliore	10 cm^2	$1,6 \text{ cm}$

rappresentano il caso migliore (rosso) e il caso peggiore (blu) dal punto di vista della dispersione. Ovvero sono stati considerati i due casi:

In Figura 42 è rappresentato l'andamento della temperature e del calore in funzione della distanza dal centro nel caso di un dissipatore per moduli da 500 soli geometrici. Invece in Figura 43 è riportata la resistenza termica in funzione della concentrazione: come previsto si osserva una diminuzione resistenza all'aumentare della concentrazione in virtù della maggiore superficie di scambio.

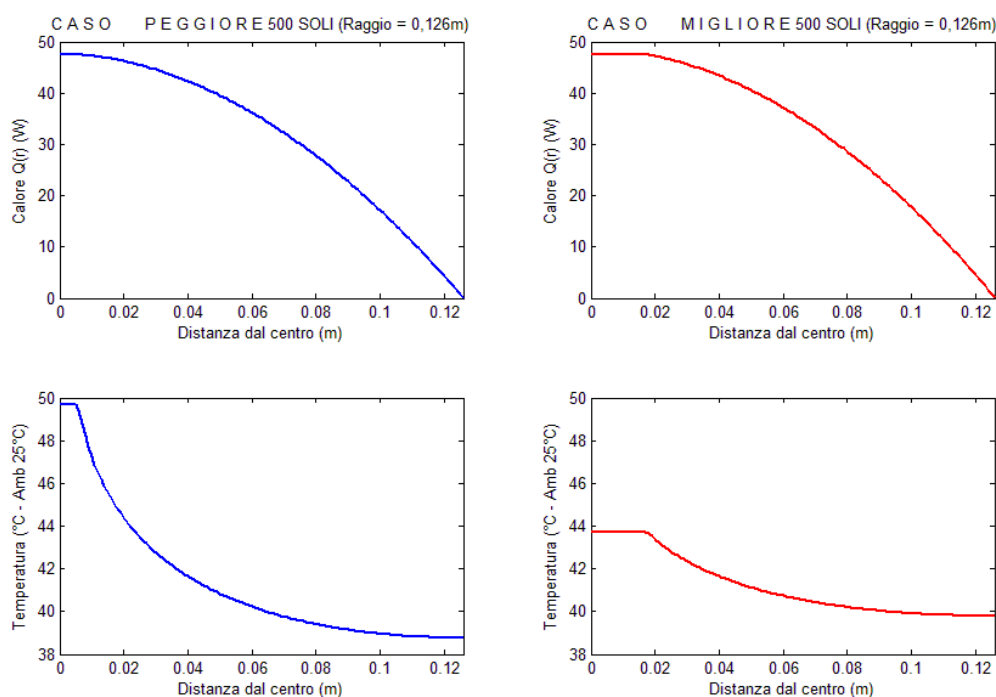


FIGURA 42: CALCOLO TERMICO PER IL CASO PEGGIORE (A SINISTRA) E MIGLIORE (A DESTRA). DAL GRAFICO DELLA TEMPERATURA È BEN VISIBILE LA MAGGIORE AREA DI SCAMBIO PER IL CASO MIGLIORE E UNA DISTRIBUZIONE BEN PIÙ UNIFORME DELLA TEMPERATURA (CIRCA 4°C TRA IL CENTRO E LA PERIFERIA ANZICHÉ $10,5^{\circ}\text{C}$)

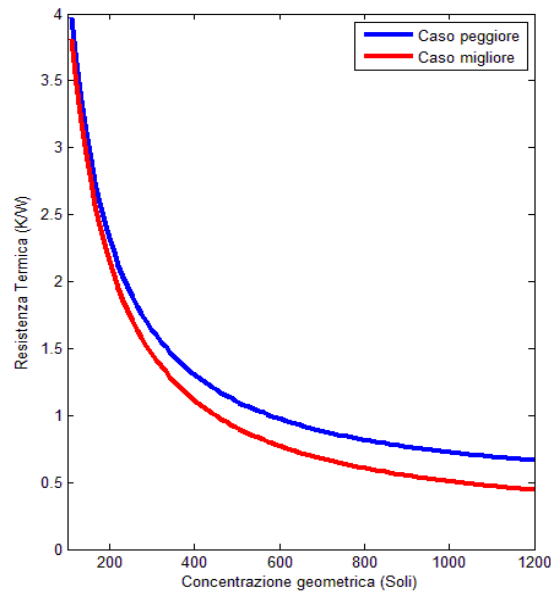


FIGURA 43: RESISTENZA TERMICA IN FUNZIONE DELLA CONCENTRAZIONE

5.3 INVOLUCRO PROTETTIVO PER IL RICEVITORE (HOUSING)

L'housing dei sistemi point-focus ha il compito di isolare la parte elettrica e le celle fotovoltaiche dall'ambiente esterno. Inoltre fornisce i supporti meccanici per l'ottica e l'ancoraggio del modulo al tracker. Per quanto riguarda la realizzazione dell'housing, esistono fondamentalmente due idee guida: creare un contenitore ermetico oppure creare un contenitore ventilato passivamente e proteggere l'area sensibile del ricevitore in maniera ermetica.

Il primo approccio presenta problemi di ordine termodinamico, in quanto l'espansione dell'aria durante il dì produrrebbe pressioni interne non irrilevanti, quindi deve prevedere necessariamente uno "sfogo". Inoltre il buon funzionamento si basa sull'idea che l'ermeticità sia tale da non consentire l'ingresso di acqua all'interno del modulo: condizione necessaria per evitare l'appannamento dell'ottica ma soprattutto il formarsi di condensa durante la notte che può provocare danni alle parti elettriche.

Anche il secondo non presenta criticità, perché la protezione del ricevitore richiede l'apposizione di un vetrino sopra il ricevitore. Questo vetrino deve essere attraversato dalla

luce (con conseguente perdita ottica non nulla) ed inoltre non può essere più di tanto sottile perché deve sopportare un significativo gradiente termico tra il ricevitore e l'aria all'interno del modulo e stress meccanici, in quanto il ricevitore si deve poter deformare in seguito alla dilatazione termica. Va anche considerato che il vetrino è esposto all'ambiente esterno e non si può impedire il depositarsi di polvere o particolato ed è difficilmente pulibile: allo stesso modo le terminazioni elettriche devono prevedere morsettiere speciali per prevenire l'ossidazione dei fili.

5.3.1 IL RISCALDAMENTO DELL'HOUSING

Il riscaldamento dell'involucro (generalmente metallico) produce una deformazione dello stesso. Anche in questo caso le discontinuità dei materiali accoppiati costituisce un problema (più grave nel caso di un involucro ermetico). Le dilatazioni / compressioni possono compromettere la struttura, degradare gli isolanti e le guarnizioni e in alcuni casi criccare l'ottica. Questi problemi sono superabili con opportuni accorgimenti in fase progettuale e prototipale ma costituiscono un voce di spesa non trascurabile.

6. SISTEMA DI TRACKING

6.1 STRUTTURE PER I TRACKER

La struttura di puntamento costituisce il 20% del costo totale del sistema (20) e l'accuratezza del puntamento influisce significativamente sull'efficienza del sistema: la precisione richiesta al sistema di puntamento è data dalle caratteristiche ottiche del concentratore. La struttura mobile per il puntamento è uno dei fattori critici per la durata e il funzionamento dell'impianto e vanno tenuti presente diversi aspetti tra cui val la pena ricordare:

- L'effetto di mutual shadowing tra le strutture.
- La sezione d'urto rispetto al vento e l'operatività anche in presenza di condizioni avverse.
- I momenti meccanici e le forze trasferite agli azionatori.
- La deformazione della struttura durante l'escursione che può produrre il disallineamento di alcuni moduli.

Le strutture per il CPV devono possedere una movimentazione su due assi di rotazione. In genere i due assi di rotazione sono ortogonali tra loro, anche se non esiste una specifica necessità in tal senso. In genere si possono distinguere i due assi in asse primario che rimane sempre fisso rispetto al suolo e asse secondario che invece è caratterizzato da un moto periodico rotatorio attorno all'asse primario. Esistono moltissimi tipi di sistema di puntamento, ma, a ben guardare, si possono facilmente identificare tre famiglie di sistemi di puntamento.

Il **pylon tracker** (Figura 44), anche detto "ad albero". E' la struttura più semplice dal punto di vista carpenteristico, ha il minor numero di parti meccaniche e di giunti. Il suo asse di rotazione primario è verticale e quindi l'asse di rotazione secondario è orizzontale. Ha il difetto che tutte le forze e i momenti vengono trasferite sul sistema di movimentazione centrale.

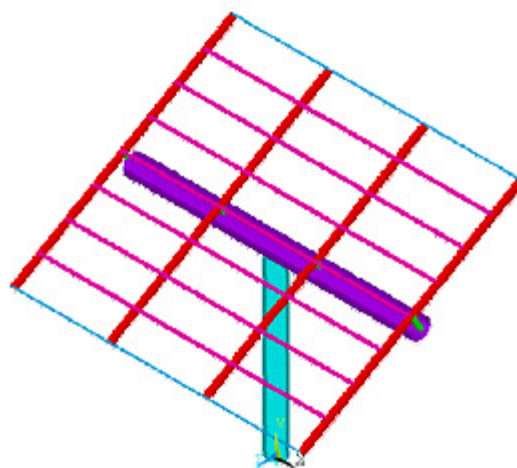


FIGURA 44: ESEMPIO DI PYLON TRACKER

Il **ring tracker** (Figura 45): anch'esso ha l'asse di rotazione primario verticale. E' sicuramente la soluzione più stabile: la precisione del puntamento è molto elevata. Le forze vengono scaricate al suolo e quindi non insistono sui giunti e sull'impianto di movimentazione. In compenso la carpenteria è molto complessa ed è articolata in molte parti.

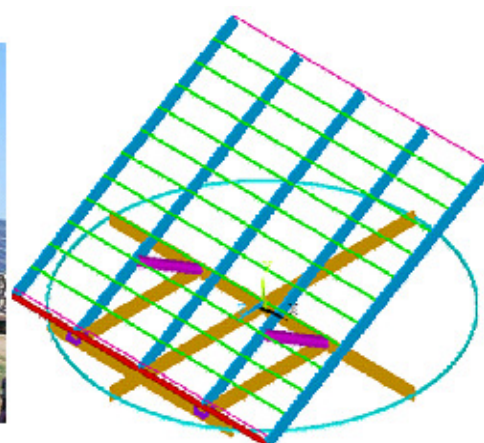


FIGURA 45: ESEMPIO DI RING TRACKER

Il **sistema di puntamento equatoriale** (Figura 46) ha l'asse di rotazione primario orizzontale mentre l'asse di rotazione secondario non è necessariamente verticale. L'aspetto che lo rende interessante è che la disposizione dei moduli separati l'uno dall'altro ha un profilo più aerodinamico e quindi presenta minori problematiche in caso di vento senza prevedere una struttura complessa come quella del ring tracker. In compenso la movimentazione lungo l'asse secondario deve essere fatta a livello di modulo e non di pannello.

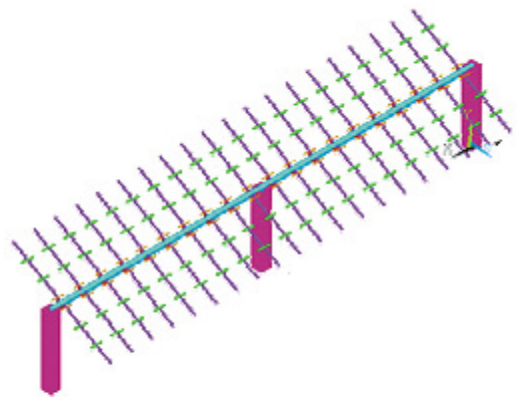


FIGURA 46: ESEMPIO DI SISTEMA DI PUNTAMENTO EQUATORIALE

Qual'è la struttura di puntamento migliore? Anche questa volta la risposta non è univoca. Si dimostra (20) che per pannelli oltre i 30 mq, a parità di velocità del vento massima durante l'esercizio, le tre soluzioni hanno costi specifici non significativamente diversi: pertanto la scelta deve essere determinata rispetto ad altri parametri. Da uno studio sullo stress meccanico dinamico (20) emerge che la soluzione equatoriale sembra presentare qualche vantaggio grazie al numero limitato di particolari che lo compongono e al fatto che la struttura può essere facilmente resa modulare. Allo stesso tempo, offre maggiori garanzie di durabilità non avendo punti in cui si concentrano gli sforzi meccanici e non presenta grandi superfici esposte al vento.

Dagli anni '70 ad oggi è stato condotto un ragionevole numero di prove sul campo che hanno chiaramente dimostrato come il sistema di inseguimento sia uno dei componenti più soggetto a problematicità. Sebbene ad oggi non vi siano chiari vantaggi ad impiegare uno specifico sistema di tracking, si osserva come la gran maggioranza dei produttori abbia adottato la struttura Pylon Tracking. Questa struttura appare in effetti adeguata alle esigenze senza comportare eccessivi costi: va specificato che la struttura ad albero è la medesima impiegata per i sistemi di tracking dei pannelli piani, pertanto in un certo numero di casi la struttura proposta dalle case è dichiaratamente una versione rivisitata delle strutture che già si vedono per i moduli piani al silicio. È da evidenziare, tuttavia, che attualmente solo pochissime aziende sono uscite dalla fase prototipale per intraprendere la fase di field testing: solo queste aziende, come ad esempio Concentrix o Sol3g, si stanno confrontando con sistematicità con problemi ingegneristici e con le diverse condizioni ambientali. La complessità di avere una struttura sufficientemente rigida con una accuratezza di puntamento dell'ordine del decimo di grado è notevole, l'importanza di questo componente è tale da far supporre sviluppi importanti sulla materia. Per queste motivazioni è ragionevole attendersi, per il futuro, un diverso orientamento del mercato rispetto ai sistemi di puntamento (21). Questo fatto è testimoniato anche da una certa vivacità e creatività dimostrata dalle aziende e dagli istituti di ricerca sull'argomento: le proposte sono davvero numerose, alcune delle quali davvero molto originali.

Come esempio di sistema di tracking sicuramente originale, cito il lavoro compiuto dall'Università degli Studi 'La Sapienza' di Roma. Il professor Melli e i suoi collaboratori, hanno messo a punto un prototipo di CPV ad alta integrabilità architettonica destinato all'utenza domestica. Il loro prototipo, denominato "BISC", è caratterizzato da un'ottica primaria fissa e di un'ottica secondaria solidale con il ricevitore orbitante su due assi.

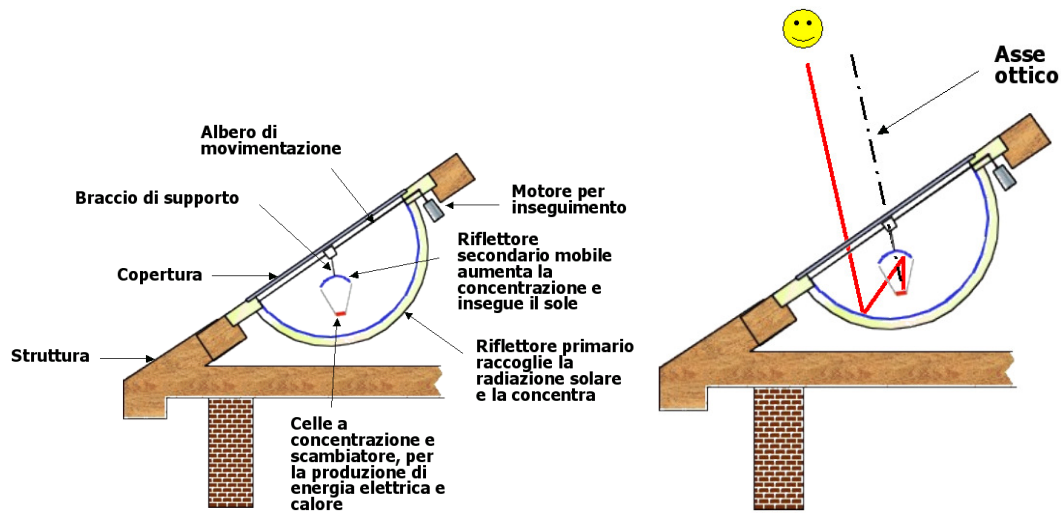
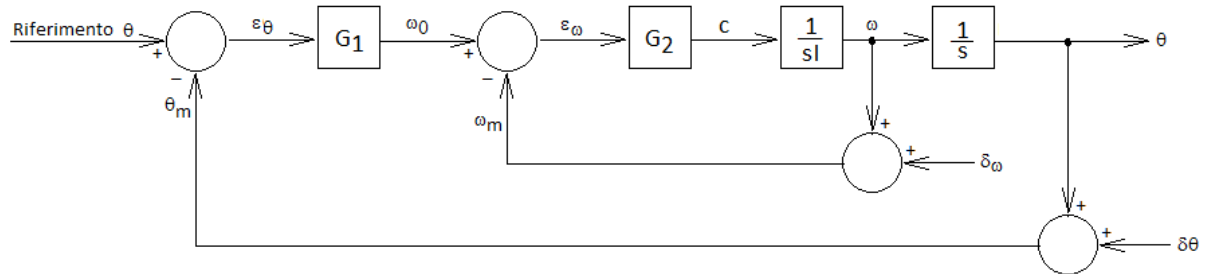


FIGURA 47: SEZIONE DEL CONCENTRATORE BISC

6.2 INSEGUITORI.

I sistemi di puntamento hanno uno schema di base come quello rappresentato in figura:



Dove θ_0 è il riferimento angolare, ϵ_θ è l'errore sull'angolo, ω_0 è il riferimento in velocità angolare, ϵ_ω è l'errore sulla velocità angolare, C è la coppia trasferita, ω è la velocità angolare reale, θ è l'effettivo angolo di rotazione mentre θ_m e ω_m sono i valori stimati di angolo e velocità. Inoltre G_1 e G_2 sono i guadagni di due amplificatori opportuni, I è il momento di inerzia del sistema rispetto all'asse da movimentare e $1/s$ rappresenta l'integrazione nello spazio delle trasformate di Laplace. Infatti:

$$\mathcal{L}(f(t)) = F(s) \Rightarrow L\left(\int f(t)dt\right) = \frac{F(s)}{s} \quad (6.1)$$

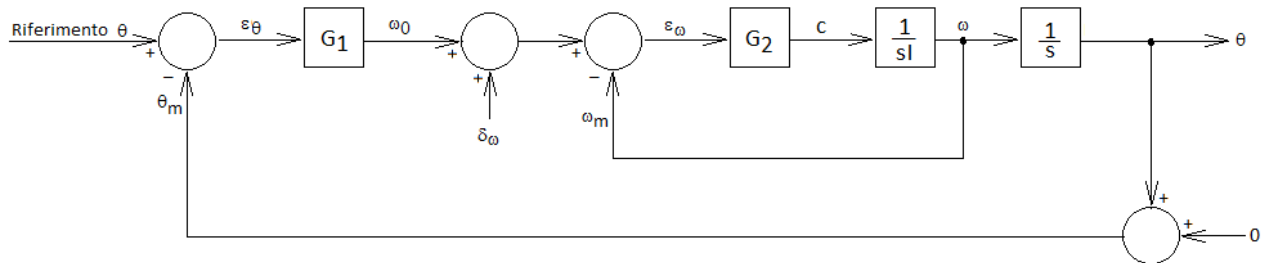
Sono state aggiunte anche delle perturbazioni $\delta\theta$ e $\delta\omega$ sull'angolo e sulla velocità angolare, che potrebbero anche rappresentare gli errori dei trasduttori. Per questo schema può essere definita la funzione di trasferimento per il controllo di velocità:

$$W_{\omega} = \frac{\omega}{\omega_0} = \frac{\frac{G_2}{sI}}{1 + \frac{G_2}{sI}} = \frac{G_2}{G_2 + sI} \quad (6.2)$$

Così anche la funzione di trasferimento per il controllo sull'angolo:

$$W_{\theta} = \frac{\theta}{\theta_0} = \frac{\frac{G_1}{s} \frac{G_2}{G_2 + sI}}{1 + \frac{G_1 G_2}{s(G_2 + sI)}} = \frac{G_1 G_2}{G_1 G_2 + s(G_2 + sI)} \quad (6.3)$$

Se si suppone nullo l'errore sulla posizione si può valutare l'effetto dell'errore del sensore di velocità. In questo caso una più opportuna rappresentazione dello schema a blocchi del controllo risulta:



Quindi la funzione di trasferimento della risposta all'errore sulla velocità risulta:

$$W_{\delta\omega} = \frac{\theta}{\delta\omega} = \frac{\frac{1}{s} \frac{G_2}{G_2 + sI}}{1 + \frac{G_1 G_2}{s(G_2 + sI)}} = \frac{G_2}{G_1 G_2 + s(G_2 + sI)} \quad (6.4)$$

Quindi:

$$\lim_{s \rightarrow 0} W_{\delta\omega} = \frac{G_2}{G_1 G_2} = \frac{1}{G_1} \neq 0 \quad (6.5)$$

Se, tuttavia, si ipotizza un fattore G_1 non proporzionale puro ma come un proporzionale integrale $G_1 = A + B/s$ si ottiene che la precedente diventa:

$$\lim_{s \rightarrow 0} W_{\delta s} = \lim_{s \rightarrow 0} \frac{1}{G_1} = \lim_{s \rightarrow 0} \frac{s}{B} = 0 \quad (6.6)$$

Quindi l'errore sulla velocità può essere eliminato con un opportuno G_1 . Per quanto riguarda l'errore sull'angolo, invece, risulta evidente che una perturbazione $\delta\theta$, si ripercuote con guadagno unitario sull'uscita. Infatti il controllo non può distinguere tra la perturbazione e una variazione dell'angolo di riferimento. Il punto critico degli inseguitori è di riuscire a limitare le differenze tra l'angolo θ e l'angolo θ_m . La sorgente di questa differenza possono essere dovute ovviamente alle inaccuratezze dei sensori ma anche alla flessione delle strutture, alla deformazione dinamica delle stesse o ancora ad una risposta meccanica al vento. Più nel dettaglio in genere la strategia adottata dagli inseguitori per il corretto allineamento del pannello rispetto al sole si basano su due sistemi di controllo (22)(23):

- Il sistema a loop chiuso, SP (Sun Pointing), che in genere si basa sullo sbilanciamento di illuminazione e ombreggiamento di una coppia o di una quartina di fotodiodi. In questo caso l'angolo di riferimento $\theta_0 = 0$.
- Il sistema a loop aperto, a calendario, che in base alle coordinate GPS calcola le effemeridi del sole ovvero la posizione relativa del sole. In questo caso l'angolo di riferimento è $\theta_0 = f_{\text{effemeridi}}(t)$.

Come è evidente, il primo approccio è più di immediata realizzazione ed è questo il motivo per cui è stato il primo ad essere realizzato. I rilevatori su cui si basano tali inseguitori, sono caratterizzati da un certo angolo di accettazione del dispositivo fotosensibile che si presuppone più piccolo di quello dei moduli. Il controllo, confina il puntamento entro l'angolo di accettazione del rilevatore e mantiene automaticamente l'esposizione dei moduli alla radiazione diretta. La loro semplicità è dovuta al fatto che è possibile comandare il riferimento di velocità in maniera direttamente correlata allo sbilanciamento rilevato dai sensori SP: è possibile creare un sistema analogico di puntamento senza la necessità di ulteriori controlli o sensori. Il difetto è che in presenza di molta luce diffusa (cielo non terso) i sensori non sono affidabili perché, aumentando il loro angolo di accettazione, tendono a perdere l'allineamento. Anche oggetti che riflettono la luce, come anche le nuvole, producono lo stesso effetto. Tale

fenomeno non può essere ridotto con accorgimenti di natura ottica in quanto il rilevatore deve necessariamente mantenere un angolo di visibilità sufficientemente ampio per riprendere l'allineamento dopo la notte, dopo il passaggio di una nuvola, una folata di vento o, ancora, al rientro dalla posizione di sicurezza. Questo è il principale motivo per cui questa tecnica non viene ritenuta affidabile(22). In figura sono rappresentati i sensori utilizzati dalla Concentrix per alcuni esperimenti sul campo: sono dei PSD (Position Sensitive Device) a CCD. Questi sensori, con l'ausilio di un calcolatore, sono in grado di limitare gli effetti indesiderati di un tale approccio: tuttavia è da notare che una simile evoluzione tecnica ridurrebbe notevolmente il principale vantaggio dell'SP: la sua semplicità.



FIGURA 48: DUE PSD (SENSORI DI POSIZIONE) PER L'INSEGUIMENTO DEL SOLE MONTATI SUL TRACKER (24)

Con l'avvento dei computer e dei controlli digitali, si sono realizzati i primi sistemi di puntamento calendarizzati. Questa tecnica risolve i principali problemi del sistema SP: il fatto che la movimentazione sia calcolata a priori elimina il problema dell'affidabilità dei sensori ottici: i sensori di movimento sono in genere più precisi e la stima della posizione (per integrazione) risulta in genere molto affidabile in termini di tolleranza.

I problemi di una simile soluzione sono da imputarsi principalmente alla effettiva stima della posizione angolare del modulo. La principale sorgente di errore ha una natura deterministica e riguarda il sistema di trasformazione dalle effemeridi agli angoli di rotazione degli assi. Queste

funzioni devono contemplare una serie di parametri che devono essere tarati praticamente per ogni esemplare di tracker (22). I principali parametri sono collegati a:

- Le tolleranze dovute alla manifattura, all'assemblaggio e all'installazione.
- I riferimenti angolari: il controllo, infatti, rileva dai sensori le velocità angolari, e quindi stima gli angoli di rotazione degli assi in termini differenziali rispetto ad un riferimento arbitrario.
- Le flessioni meccaniche dovute alle diverse posizioni del pannello e alla distribuzione delle masse.
- Le flessioni strutturali dovute al moto.
- I ritardi di risposta meccanica in funzione della posizione del modulo.
- Un'altra fonte di errore per questi inseguitori, questa volta di natura non deterministica, è dovuta alla temporizzazione interna richiesta per il calcolo delle effemeridi solari.

Esperimenti sul campo hanno dimostrato che per poter sfruttare un siffatto sistema risulta necessario eseguire una sessione di calibrazione model-based (22). In altre parole viene realizzato un modello matematico per l'errore capace di caratterizzare tutte le fonti di errori sistematici che influenzano il sistema di inseguimento basato sulle effemeridi. In una giornata di cielo terso, si ottengono le stime dell'errore di puntamento tramite un sensore SP: queste sono utilizzate per realizzare il fit dei parametri del modello ipotizzato. Questa procedura, che viene eseguita sugli odierni sistemi di inseguimento, risulta una procedura complessa e costosa in virtù del fatto che necessita di molto tempo e personale qualificato. Inoltre non fornisce sufficienti garanzie per i futuri eventuali mutamenti delle condizioni di funzionamento. Pertanto lo sviluppo di una procedura automatizzata è praticamente una necessità se si vuole supporre un impiego massivo sul campo di una tale tecnologia (25).

Esiste anche una soluzione alternativa che si basa su una tecnica stocastica più evoluta resa possibile grazie alle capacità di calcolo e memoria dei moderni computer. Le correzioni sul sistema a effemeridi vengono stimate in base ad un certo set di misurazioni e di stime prelevate da uno storico: ciò corrisponde ad una logica di previsione dell'errore di puntamento secondo uno schema di apprendimento (26).

In quest'ottica si può anche pensare di collocare il tempo sullo stesso piano di altre rilevazioni e stime provenienti da sensori SP, anemometri, dinamometri / accelerometri così come anche informazioni su corrente e tensione del pannello in modo da creare un sistema adattativo rispetto a tutte le possibili condizioni

6.3 ACCURATEZZA DEL PUNTAMENTO

Per analizzare la precisione di un tale sistema, per prima cosa va considerata la funzione di trasferimento: in genere essa varia in base alla posizione del pannello o alla dislocazione delle masse, quindi una modulazione dell'ampiezza della retroazione è opportuna. La catena tra i feedback e la movimentazione del pannello non è istantanea: ciò significa che una certa tolleranza debba essere presa in considerazione, altrimenti si avrebbe un sistema intrinsecamente instabile. Inoltre l'algoritmo per l'azionamento deve rispondere anche a dei criteri di stabilità e di convergenza non banali per via della presenza del vento o di raffiche di vento e turbolenze potenzialmente risonanti. Per questi motivi esiste una incertezza dovuta proprio alle caratteristiche intrinseche del controllo.

Un'altra fonte di inaccuratezza è data dalla precisione con il quale il tracker può essere posizionato, alla precisione delle elettrovalvole, nel caso di movimentazione pneumatica o alla risoluzione del motore (e del suo speed control) oltre ad altri giochi meccanici dovuti agli ingranaggi e ai giunti.

In generale, presi gli opportuni accorgimenti, si può ottenere un sistema che consente un puntamento con una precisione anche di $0,1^\circ$ (22) se non migliore(20). Questo è in genere considerato un risultato soddisfacente nel senso che, come si vedrà nel seguito, altri effetti producono incertezza di ordine maggiore.

6.4 LA CARATTERIZZAZIONE DEI TRACKER

Assumendo che per la realizzazione dell'impianto per il puntamento si scelga una soluzione adeguata, ovvero che soddisfi i requisiti del concentratore, rimane da definire un parametro che possa fornire informazioni quantitative sulla bontà del sistema adottato. Purtroppo, nonostante si facciano inseguitori solari da quasi mezzo secolo, non esiste una caratterizzazione univoca dei sistemi di puntamento. Sicuramente il primo parametro che consente di valutare le caratteristiche del tracker è la velocità massima del vento per l'esercizio, cioè la velocità massima del vento per cui il tracker riesce a mantenere una precisione di puntamento entro l'angolo di accettazione dei moduli.

Maggiore è questo valore, maggiori sono le probabilità che i moduli siano operativi. La stima dei costi-benefici per l'ottimizzazione della velocità del vento massima per l'esercizio è un fatto non banale e dipende da zona a zona, oltre che da modulo a modulo. Per poter fare delle valutazioni di merito, infatti, oltre a conoscere l'angolo di accettazione del modulo, occorre disporre dei dati delle velocità del vento in relazione ai valori dell'irraggiamento diretto medio. In questo modo, per una data velocità del vento massima per l'esercizio, è possibile calcolare l'irraggiamento cumulativo a cui vendono esposti i moduli e fare una stima della perdita percentuale dovuta al sistema di puntamento. A titolo esemplificativo, uno dei primi lavori realizzati in maniera sistematica su questo argomento, è stato svolto dalla Sandia National Laboratories in riferimento alla realizzazione di concentratori in applicazione CPT(27). Analizzando lo storico di 26 stazioni meteorologiche sul territorio degli USA si è giunti alla conclusione che per 22 delle 26 stazioni il 95% dell'irraggiamento diretto è ottenibile con una velocità del vento massima durante l'esercizio di 40 km/h (11m/s). Analogo studio è stato fatto per la città di Granada (Spagna) e il risultato è riportato in Figura 49:

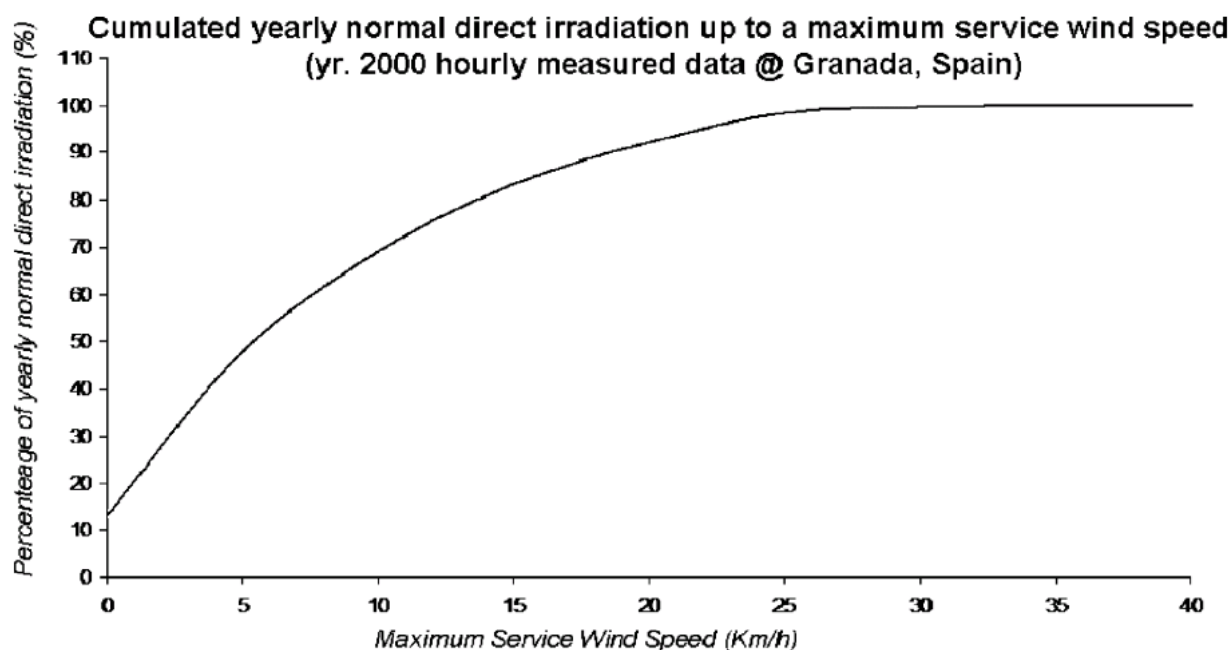


FIGURA 49: RADIAZIONE DIRETTA CUMULATIVA SU BASE ANNUA PER LA CITTÀ DI GRANADA (SP). (22)

Osservando i dati, una approssimazione ragionevole di questa curva può essere ottenuta supponendo, per un certo periodo, una distribuzione gaussiana del vento e considerando costante il valor medio dell'irraggiamento diretto (15). In questa approssimazione il problema risulta semplicemente un calcolo della probabilità di avere una velocità del vento sotto un certo valore. Come è ovvio questa approssimazione è tanto migliore quanto più breve è il lasso temporale su cui vengono effettuate le misurazioni. Se ci si riferisce a dati stagionali o mensili, infatti, va considerato che a) questo calcolo prescinde dalla correlazione che esiste tra il vento e l'irraggiamento diretto, realistico soltanto nell'arco della stessa giornata e b) i dati sul vento, in genere, vengono riferiti a tutto il periodo e non soltanto alla durata del dì.

Nella maggior parte dei casi una struttura che consenta ai moduli di ricevere il 95% (22) dalla radiazione diretta disponibile risulta ragionevolmente dimensionata. Ovvero: l'ottimizzazione sui costi-benefici in genere porta a risultati di questo ordine.

Più in generale, tuttavia, vi sono diverse cause che possono determinare un abbassamento delle prestazioni del sistema CPV e che dipendono dal tracker scelto. Quindi la velocità del vento massima per l'esercizio è forse il principale parametro ma non è l'unico. Tutte queste considerazioni possono essere riassunte in un parametro *efficienza del sistema di puntamento* che definisce la percentuale di radiazione diretta incidente che i moduli riescono a catturare rispetto al sistema ideale.

7. SISTEMA ELETTRICO DI POTENZA

A questo sottosistema appartengono tutti i cablaggi di potenza e i convertitori necessari per poter sfruttare l'energia prodotta. L'uscita dei moduli, infatti, è una corrente continua ad una tensione che in genere è tra i 150V e i 400V; questo tipo di energia elettrica è difficilmente trasportabile, in particolare per essere immessa in rete deve essere trasformata in una corrente alternata. Questa operazione viene eseguita da apparati elettronici di potenza chiamati inverter. Gli inverter PWM (Pulse Width Modulation) che vengono generalmente utilizzati per questo scopo, sono dotati di un sistema di controllo in grado di modificare ampiezza e fase del segnale in uscita: in particolare verrà mostrato come si modificano questi parametri per ottenere le massime performance dagli apparati fotovoltaici.

7.1 SCHEMI DI COLLEGAMENTO

I possibili schemi di collegamento dell'impianto sono molti, qui ne verranno presentati alcuni tipici:

In Figura 50 è presentato lo schema che verrà modellizzato: un certo numero di moduli (da uno in su) collegati in serie vengono connessi ad un inverter che immette direttamente in rete. Il parallelo viene realizzato direttamente attraverso la rete.

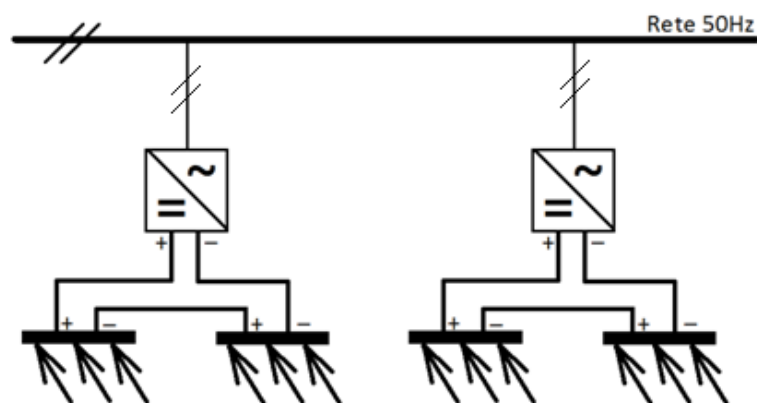


FIGURA 50: SCHEMA DI COLLEGAMENTO MODELLIZZATO

In Figura 51 c'è una variante in cui il trasformatore è esterno alla macchina inverter ed è utilizzato per tutto il BUS in corrente alternata.

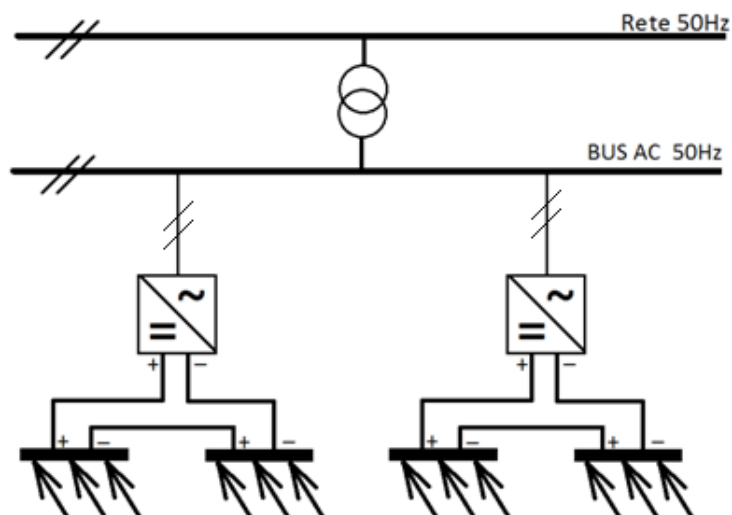


FIGURA 51: SCHEMA IMPIANTO CON UN UNICO TRASFORMATORE

In Figura 52 è presentato lo schema con convertitori DC-DC booster (con integrato MPPT vedi 7.2.3) che immettono in parallelo su un unico BUS in corrente continua.

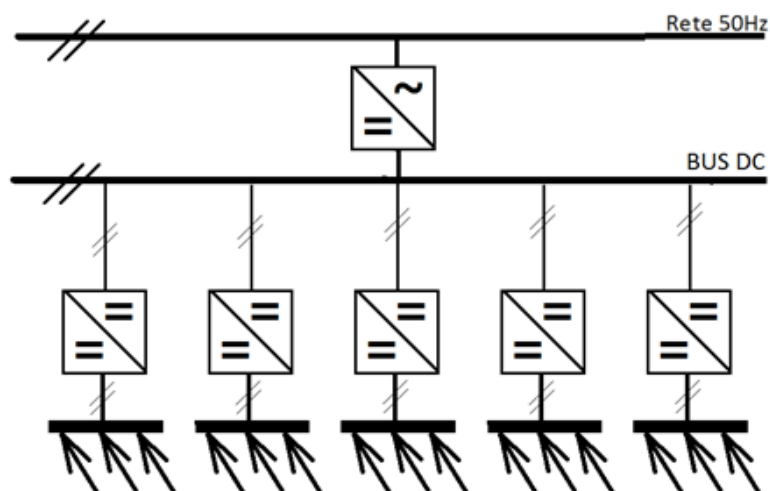


FIGURA 52: SCHEMA IMPIANTO CON BOOSTER

Ovviamente sono possibili anche schemi ibridi, le possibili configurazioni sono davvero molteplici ognuna con i suoi vantaggi e svantaggi.

7.2 INVERTER PWM PER APPLICAZIONE SOLARE

L'inverter è composto da quattro componenti principali:

- Sistema di controllo: è un dispositivo digitale che genera i comandi da inviare alla parte di potenza
- Attuatori per i segnali driver: hanno la funzione di amplificazione dei segnali del sistema di controllo e di isolare galvanicamente il controllo dalla parte di potenza. Siccome il riferimento in tensione dei comandi per la parte di potenza possono variare di centinaia di volt da componente a componente, solitamente si frappono una scheda di pilotaggio.
- Parte di potenza a IGBT: schematicamente è simile ad un ponte di Graetz, è solitamente organizzato con sbarre di rame o alluminio e generalmente prevede un sistema di raffreddamento attivo.
- Sistema di trasformazione per l'immissione in rete: sostanzialmente un trasformatore ed una induttanza di disaccoppiamento.

Seguirà una sintetica descrizione di qualche particolare di interesse degli inverter PWM.

7.2.1 IL COMPONENTE A SEMICONDUTTORI IGBT

Il funzionamento degli inverter PWM è reso possibile da un componente a semiconduttore: l'IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Questo componente possiede due terminali di potenza ed un terminale di controllo: il suo funzionamento è simile a quello di un interruttore con un diodo in parallelo.

Il suo schema equivalente è quello rappresentato in figura, ed è anche il simbolo che viene utilizzato convenzionalmente per indicare gli IGBT. Diversamente da quanto accade per i transistor, il gate dell'IGBT è isolato, ovvero è un ingresso capacitivo. Quindi per consentire il transito di corrente nella direzione del transistor occorre impostare una tensione positiva al gate (generalmente 15V) rispetto all'emettitore. Questa condizione è sia necessaria che

sufficiente per avere la conduzione, in altre parole, non appena si riporta la tensione di gate a zero oppure ad un valore negativo, il componente interrompe il flusso di corrente.

Per avere il massimo rendimento, in genere gli IGBT vengono utilizzati come interruttori ON / OFF: nelle posizioni intermedie, infatti, il componente si troverebbe in una condizione in cui sono presenti contemporaneamente corrente e tensione e quindi una elevata dissipazione. Ciò non toglie che esiste comunque un transitorio nel passaggio da uno stato all'altro. Per esempio nel passaggio dallo stato ON verso lo stato OFF esiste un intervallo di tempo in cui cresce la tensione e diminuisce la corrente ma entrambe sono contemporaneamente non nulle. La potenza istantanea risultante dal prodotto corrente per tensione viene assorbita dal componente per effetto joule e può assumere valori confrontabili con la potenza nominale dell'inverter. Tuttavia, a livello di integrale, l'energia assorbita dal componente durante il transitorio è relativamente piccola, in quanto il tempo di switch è in genere dell'ordine del μs .

7.2.2 SCHEMA DI PRINCIPIO DELLA POTENZA PER INVERTER PWM

Lo schema di principio della parte di potenza degli inverter monofase e le sue principali connessioni sono riportate in Figura 53. Partendo dai moduli solari, in parallelo ai generatori c'è un condensatore, un ponte con due rami uno di sinistra con IGBT1 e 2, e uno di destra IGBT3 e 4, (negli inverter trifase, ci sono tre rami e sei IGBT), un trasformatore di isolamento che può svolgere anche una funzione di elevatore ed una induttanza di disaccoppiamento rispetto alla rete.

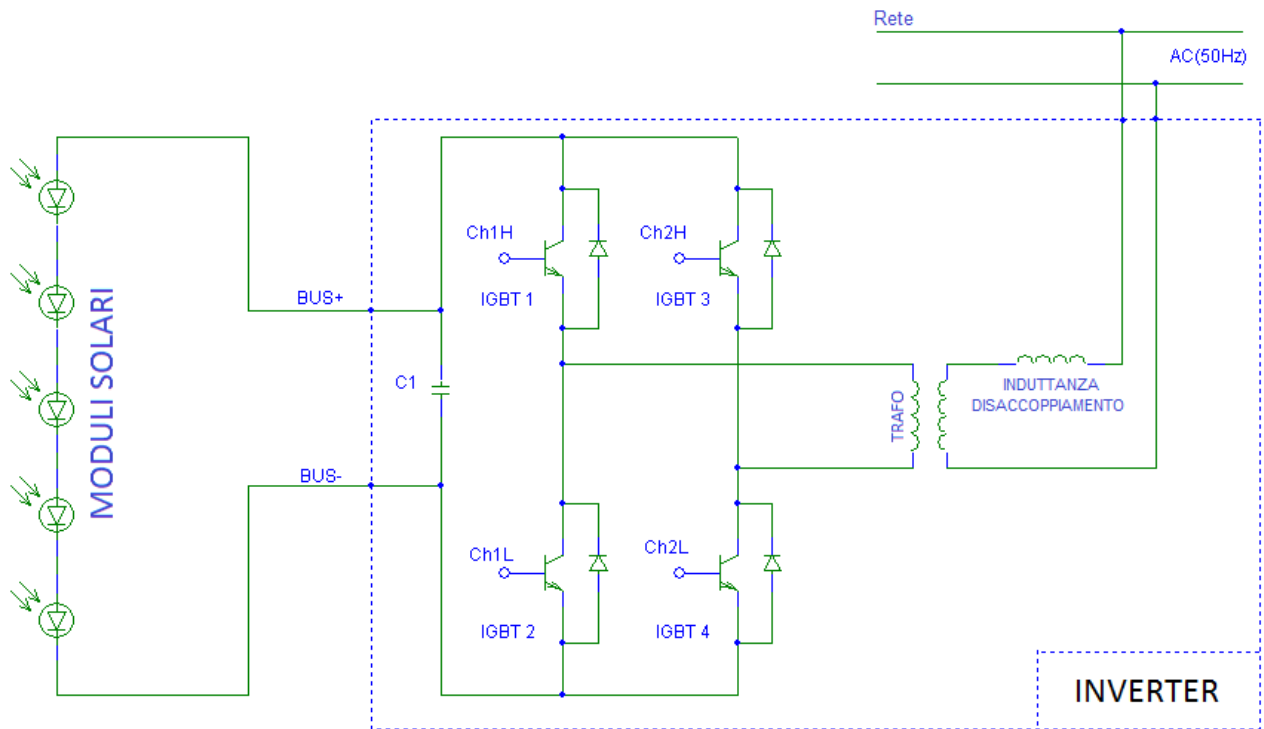


FIGURA 53: SCHEMA DI PRINCIPIO DELLA POTENZA PER L'INVERTER MONOFASE

Il condensatore $C1$ ha la sola funzione di stabilizzare il BUS in continua in ingresso: i quattro IGBT vengono attivati e disattivati in base ai rispettivi pilotaggi Ch1H, Ch1L, Ch2H e Ch2L che arrivano dal sistema di controllo attraverso altrettanti circuiti attuatori. Come è stato illustrato nel paragrafo 7.2.1 i quattro IGBT lavorano su base binaria, pertanto il controllo genererà impulsi di durata diversa in modo che la media istantanea della tensione in uscita applicata al primario del trasformatore abbia un andamento simil-sinusoidale. L'induttanza di disaccoppiamento serve, come verrà illustrato più avanti, per la regolazione della potenza attiva e reattiva immessa in uscita dall'inverter; essa, inoltre, filtra la corrente in uscita dall'inverter, riducendo l'ampiezza delle componenti armoniche. La sua posizione può essere anteposta rispetto al trasformatore nel caso l'impianto preveda diversi paralleli con un BUS in alternata ed un solo trasformatore per tutto l'impianto.

7.2.3 DISPOSITIVO MPPT (MAXIMUM POWER POINT TRACKER)

Prima di addentrarsi nello studio del controllo vero e proprio della macchina inverter è utile richiamare quanto specificato nel paragrafo 2.3.2 riguardo al MPP (Maximum Power Point): il punto di massima potenza di una cella fotovoltaica è determinato dalla curva caratteristica della cella ed è in prossimità del cosiddetto ginocchio. È importante che la cella lavori sempre in prossimità di questo punto perché altrimenti riduce fortemente la sua efficienza e soprattutto tende a scaldarsi (dovendo essa stessa dissipare la potenza in esubero). Il problema è che l'MPP non può essere conosciuto a priori, nel senso che diverse condizioni ambientali portano a diversi MPP.

Storicamente si utilizzava un margine cautelativo, ovvero si impostava una tensione più bassa rispetto al MPP della cella in condizioni ottimali, per una semplice ragione: rispetto al punto ottimale la potenza decade più lentamente se la tensione è sottostimata rispetto ad una sovrastima. Sebbene sistemi di questo genere siano ancora in circolazione, non sono assolutamente adeguati per i sistemi CPV che presentano un range di tensioni per il MPP ampio ($\pm 10\%$).

Oggi sono largamente disponibili sistemi che “inseguono” il punto di massima potenza chiamati MPPT (Maximum Power Point Tracker) facendo lavorare l'inverter come regolatore di tensione. La caratterizzazione del dispositivo MPPT è una questione complessa in quanto non esistono parametri standard per la valutazione della loro efficacia. La precisione ed il tempo necessario per ottenere la stima dell'MPP sono indicativi e la definizione non è univoca: in genere non viene specificato dai costruttori il reale significato tecnico di questi parametri che quindi perdono di rilevanza quantitativa e consentono soltanto un confronto qualitativo tra modelli dello stesso costruttore.

Le tecniche (vecchie e nuove) per ottenere un MPPT tracker sono diverse:

1. Controllo ad anello aperto con un fotosensore dell'irraggiamento: questo tipo di dispositivi non sono adatti ai sistemi CPV: le cause per una insolazione non ottimale sono molte, non necessariamente dovute ad uno scarso irraggiamento
2. Agendo sulla regolazione dell'inverter si fa in modo che la tensione compia costantemente piccole oscillazioni, quindi sposta il riferimento in funzione della variazione di potenza (letta tramite i sensori di corrente e tensione sul BUS in

continua). Va osservato che questo circuito deve essere ben condizionato in quanto i tempi di reazione del sistema possono variare in funzione del tipo di installazione e delle condizioni della rete.

3. Agendo sulla regolazione dell'inverter viene cercato lo zero del differenziale della potenza: vedi Figura 54.

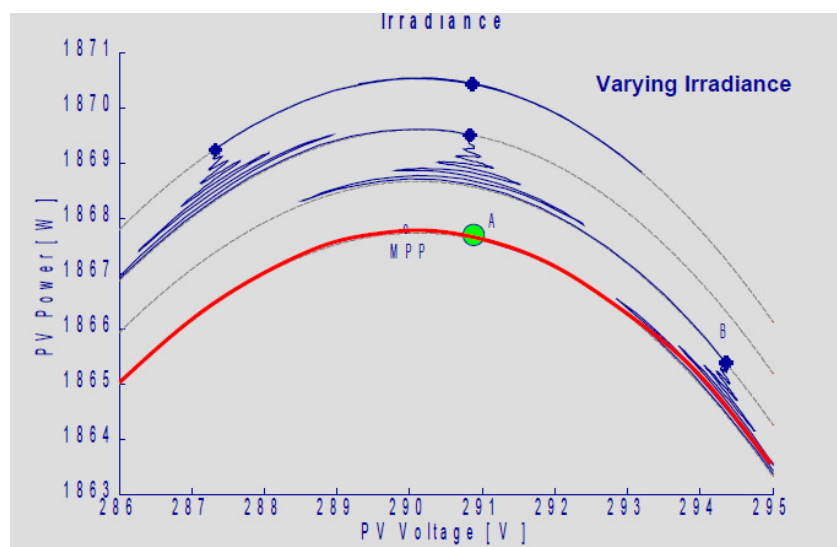


FIGURA 54: REAZIONE DEL MPPT ALL'AUMENTO DELL'IRRADIANZA

[TECNOLOGIA MPPT - NICOLA FEMIA – UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI SALERNO]

In conclusione il dispositivo MPPT fornisce all'inverter un riferimento per la regolazione della tensione. Come verrà illustrato, il controllo dell'inverter regola la potenza in uscita tramite un riferimento sull'anticipo di fase rispetto alla rete e non sulla tensione del BUS in continua. L'MPPT deve quindi svolgere anche una funzione di regolatore per la tensione: spesso il controllo degli inverter per il solare e l'MPPT sono integrati nello stesso circuito: questo consente anche una riduzione del costo del controllo.

Nella stessa ottica alcuni costruttori integrano oltre all'MPPT, al controllo inverter, anche il controllo del sistema di inseguimento(28).

7.2.4 GENERAZIONE DEL PWM

Il segnale PWM è costituito da impulsi ripetuti ad una data frequenza fissa la cui larghezza viene modulata opportunamente in base al risultato che si desidera ottenere. Nel caso specifico la durata degli impulsi per il ramo di sinistra, per esempio, può essere determinata a partire dal confronto tra una modulante sinusoidale ed una portante triangolare. In particolare, se la sinusoide è maggiore della triangolare il segnale Ch1H è alto mentre Ch1L è basso, viceversa vale il contrario. Questo tipo di modulazione viene chiamato sottooscillazione e si presta molto bene ad essere generato da un controllo digitale: infatti la portante triangolare può essere generata da un contatore up/down mentre la modulante può essere ricavata da una sinusoide precaricata in memoria. In Figura 55 è stato rappresentato il metodo descritto per la formazione del segnale PWM per il ramo di sinistra.

Le armoniche del segnale in uscita dell'inverter sono multiple della frequenza portante, quindi il contenuto armonico della corrente immesso nella rete (filtrato dall'induttanza di disaccoppiamento) è inversamente proporzionale alla frequenza della portante. Questo comporta che per diminuire il ripple (la distorsione) della corrente immessa in rete occorre aumentare la frequenza della portante: tuttavia è da evidenziare che aumentando la frequenza della portante si aumenta il numero di commutazioni dell'IGBT al secondo, ovvero aumenta la cosiddetta frequenza di switching. Come è stato evidenziato nel paragrafo 7.2.1 ogni volta che l'IGBT cambia stato, una certa quantità di energia viene assorbita dal componente, quindi l'effetto dell'aumento della frequenza portante sull'IGBT in genere è quello di un maggior assorbimento a parità di corrente efficace. Bisogna trovare, in questo caso, un giusto compromesso che solitamente porta ad una frequenza di switching dell'ordine di qualche kHz. In Figura 56 è riportato un caso tipico con una frequenza portante (e quindi di switching) di 2 kHz.

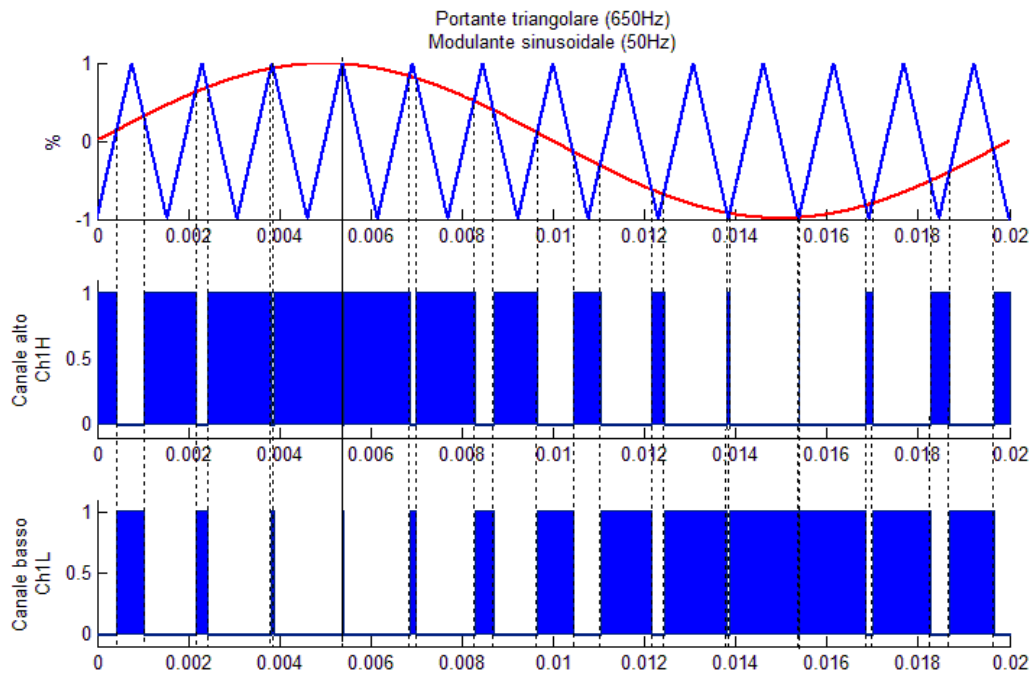


FIGURA 55: METODO DELLA SOTTOOSCILLAZIONE PER LA GENERAZIONE PWM

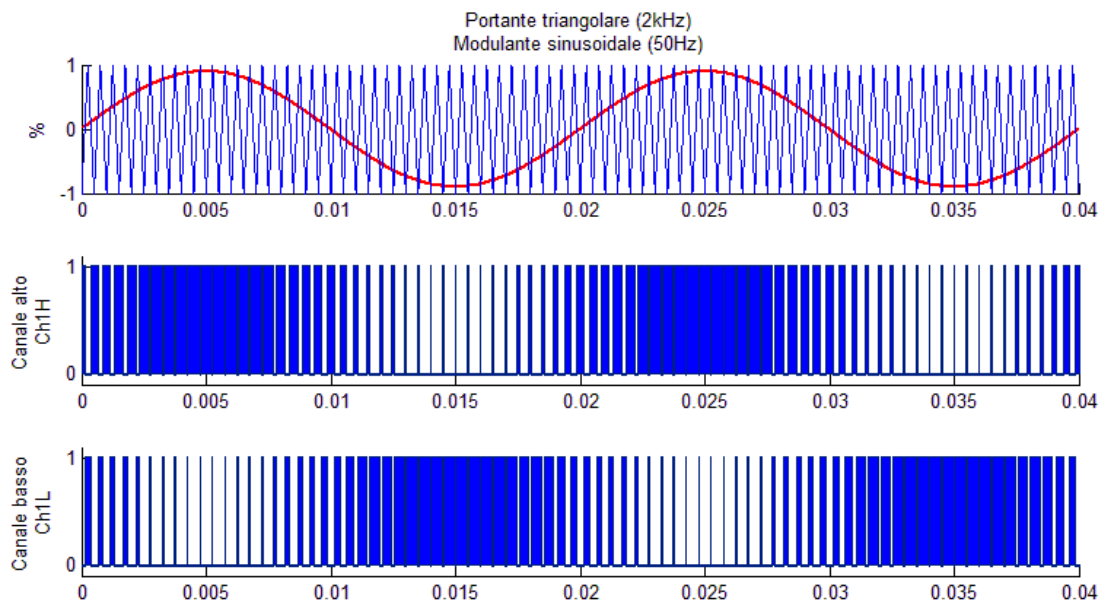


FIGURA 56: PWM PER UNA MODULANTE SINUSOIDALE A 50Hz CON UNA PORTANTE DI 2kHz

Per modificare le caratteristiche di ampiezza e fase del segnale di uscita dell'inverter, il controllo modifica le stesse caratteristiche sulla modulante. La tensione efficace in uscita dall'inverter V_{AC} è in prima approssimazione direttamente proporzionale alla ampiezza della modulante A_{mod} rispetto alla portante $A_{port} \geq A_{mod}$. Ovvero:

$$V_{AC} = \frac{V_{DC}}{\sqrt{2}} \frac{A_{mod}}{A_{port}} \quad (7.1)$$

L'uscita dell'inverter è in fase con la modulante (a parte un piccolo ritardo dovuto alla propagazione dei comandi). Quindi il controllo può anticipare o ritardare il segnale di uscita modificando la fase della modulante.

7.2.5 REGOLAZIONE DELLA POTENZA IMMESSA IN RETE

Si è visto come il controllo possa modificare il segnale di uscita semplicemente modificando due parametri (fase e ampiezza) di un segnale sinusoidale di riferimento. Ora si vuole illustrare come questo segnale deve essere modificato per soddisfare le condizioni di esercizio ottimale per un impianto fotovoltaico. In particolare verrà mostrato come sia possibile calcolare la potenza trasmessa dall'inverter verso la rete tramite delle rilevazioni di tensione e corrente sull'induttanza di disaccoppiamento.

In riferimento alla Figura 57 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, $\dot{E}$ e $\dot{V}$ sono la tensione di rete e dell'inverter rispettivamente (dove il punto indica che sono vettori complessi del piano di Gauss).

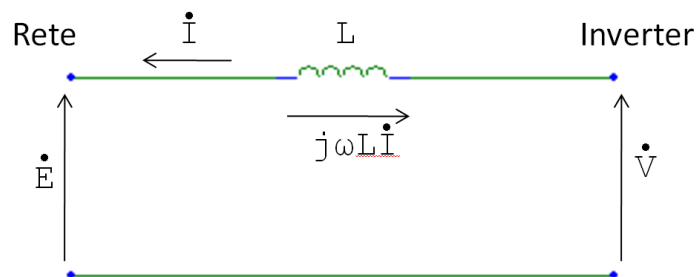


FIGURA 57: RIFERIMENTI DI TENSIONE E CORRENTE PER IL CONTROLLO INVERTER

Ponendo come riferimento di fase $\dot{E}$, si ha che chiaramente:

$$\dot{E} = \Re(\dot{E}) = E \quad (7.2)$$

Mentre:

$$\dot{V} = V \cos \alpha + j V \sin \alpha \quad (7.3)$$

Dove $V = |\dot{V}|$. Sottraendo si ha quindi:

$$\dot{V} - \dot{E} = V \cos \alpha - E + j V \sin \alpha \quad (7.4)$$

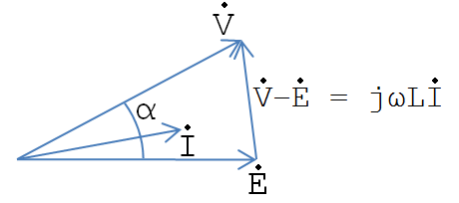


FIGURA 58: RAPPRESENTAZIONE SUL PIANO DI GAUSS DI $(\dot{V} - \dot{E}) \perp \dot{I}$

Siccome $\dot{V} - \dot{E} = j\omega L \dot{I}$ si ottiene che:

$$\dot{I} = \frac{\dot{V} - \dot{E}}{j\omega L} = -j \frac{\dot{V} - \dot{E}}{\omega L} \quad (7.5)$$

Quindi sostituendo $\dot{V} - \dot{E}$ con il valore trovato nella (7.4), si ha:

$$\dot{I} = \frac{V \sin \alpha}{\omega L} - j \left(\frac{V \cos \alpha}{\omega L} - \frac{E}{\omega L} \right) \quad (7.6)$$

Dalla teoria delle reti in alternata si ha che la potenza apparente $\dot{A} = P_{inv} + jQ_{inv} = \dot{V} \cdot \bar{\dot{I}}$.

Considerando corrente e tensione lato inverter si ha che:

$$\begin{aligned} \dot{V} \cdot \bar{\dot{I}} &= \frac{1}{\omega L} (V^2 \sin \alpha \cos \alpha - V^2 \sin \alpha \cos \alpha + VE \sin \alpha) \\ &\quad + \frac{j}{\omega L} (V^2 \sin^2 \alpha + V^2 \cos^2 \alpha - VE \cos \alpha) = \\ &= \frac{VE \sin \alpha}{\omega L} + j \frac{V^2 - VE \cos \alpha}{\omega L} \end{aligned} \quad (7.7)$$

La parte reale di questa potenza è la componente attiva della potenza P_{inv} , mentre la parte immaginaria è quella reattiva Q_{inv} . Questo calcolo può anche essere fatto considerando corrente e tensione lato rete aggiungendo, però, alla parte reattiva immessa in rete la potenza reattiva dell'induttanza $\omega L \dot{I}^2 = \omega L |\dot{I}|^2$:

$$\begin{aligned} \dot{E} \cdot \bar{\dot{I}} + j(\omega L \dot{I}^2) &= \frac{EV \sin \alpha}{\omega L} + j \left(\frac{E}{\omega L} (V \cos \alpha - E) + \omega L \dot{I}^2 \right) = \\ &= \frac{EV \sin \alpha}{\omega L} + j \left(\frac{E}{\omega L} (V \cos \alpha - E) \right. \\ &\quad \left. + \omega L \left(\frac{V^2 \sin^2 \alpha}{\omega^2 L^2} + \frac{V^2 \cos^2 \alpha + E^2 - 2EV \cos \alpha}{\omega^2 L^2} \right) \right) = \end{aligned} \quad (7.8)$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{EV \sin \alpha}{\omega L} + j \left(\frac{E}{\omega L} (V \cos \alpha - E) + \frac{1}{\omega L} (V^2 + E(E - 2V \cos \alpha)) \right) = \\
&= \frac{VE \sin \alpha}{\omega L} + j \frac{V^2 - VE \cos \alpha}{\omega L}
\end{aligned}$$

Essendo verificata l'equivalenza tra la (7.7) e la (7.8), risulta verificato il bilanciamento energetico. Generalmente si fa in modo che la reattanza sia tale che alla potenza nominale si abbia un anticipo di fase contenuto (α compreso tra i 5° e i 15°). Nell'approssimazione di α piccolo ($\sin \alpha \approx \alpha$ e $\cos \alpha \approx 1$) si può dire che la potenza erogata dall'inverter è:

$$P_{inv}(V, \alpha) + jQ_{inv}(V) = \frac{VE}{\omega L} \alpha + j \frac{V(V - E)}{\omega L} \quad (7.9)$$

In questa approssimazione risulta evidente che per regolare la potenza reattiva occorre agire sulla tensione V , ovvero il controllo modifica il riferimento sulla ampiezza della modulante per fare in modo che $Q_{inv} = 0$. Per quanto riguarda la parte attiva, essa dipende solo debolmente da V che subisce solo piccole variazioni relative: il controllo può quindi modificare la potenza attiva immessa in rete agendo sulla fase α .

8. ANALISI DI SISTEMA

L'analisi di sistema seguirà due linee guida: una prima parte che riguarderà componente per componente quali sono gli effetti, a livello di sistema, di un miglioramento, una seconda parte in cui si valuteranno dei margini di costo per capire in quali aree è più conveniente intervenire.

8.1 ANALISI DELL'EFFICIENZA DI SISTEMA

8.1.1 LA CELLA FOTOVOLTAICA

L'efficienza di sistema è una funzione che si può assumere lineare rispetto all'efficienza della cella. Per le celle solaria a multigiunzione monolitiche adatte ai sistemi ad alta concentrazione, l'efficienza tipica è compresa tra il 36% e il 38%. Questo dato che è l'efficienza dichiarata dai costruttori risulta essere il valor medio delle efficienze delle celle che escono dalla produzione. La cella simulata, desunta dai dati CESI, si trova nel mezzo di questo range ed ha una efficienza massima de 37%.

Oltre alle celle a tripla giunzione verrà anche simulata un altro tipo di cella, più tradizionale, che è la cella al silicio monocristallino, che presenta una efficienza massima del 18% circa. Questo tipo di cella ha una limitazione rispetto alle triple giunzioni monolitiche, ovvero il cosiddetto effetto Auger: oltre una certa iniezione di portatori minoritari, aumenta la probabilità di ricombinazione e quindi la corrente di buio. Questo produce una drastica perdita di efficienza. Il simulatore sviluppato, che non tiene conto di questo fenomeno, non può pertanto essere impiegato per concentrazioni superiori ai 300 soli.

8.1.2 IL MODULO

Si può stimare che l'efficienza ottica dei sistemi point focus varia tra il 75% e l'85%(5), mentre per i sistemi dense array tra il 60% e l'80%. Questa efficienza ottica è non inclusiva di perdite per disuniformità e per effetto coseno, quindi risulta ragionevole considerare mantenere un margine peggiorativo di dieci punti percentuali sull'efficienza minima. Ovvero considerare una range di efficienze ottiche tra il 65% e l'85% per i sistemi point focus e tra il 50% e l'80% per il dense array.

Per quanto riguarda il sistema point focus, si è supposta una resistenza termica per il ricevitore tra i 0,22K/W e i 0,32K/W. La resistenza termica del ricevitore è in serie alla resistenza termica

del dissipatore che in base alla stimata fatta al paragrafo 5.2.6 è una funzione del fattore di concentrazione. L'efficienza della cella varia al cambiare della concentrazione (vedi paragrafo 3.2.5.4) e della temperatura (vedi paragrafo 3.2.5.1). Quindi l'efficienza del modulo è stata calcolata con la formula:

$$\eta_{modulo} = \eta_{cella}(C, T) \quad (8.1)$$

Dove C è il fattore di concentrazione ottica, che, data l'efficienza ottica η_{ottica} , è:

$$C = C_{geo} \eta_{ottica} \quad (8.2)$$

E $T = T_{amb} + \Delta T$ è la temperatura data da:

$$T = C \cdot Sole \cdot \Sigma \left(1 - \eta_{cella}(C, \tilde{T}) \right) \cdot \left(R_T^{Ricevitore} + R_T^{dissipatore}(C_{geo}) \right) + T_{amb} \quad (8.3)$$

Dove $Sole = 950W/m^2$ è la potenza del sole AM1.5, $\Sigma = 1 \cdot 10^{-4}m^2$ è la superficie della cella, $R_T^{Ricevitore}$ e $R_T^{dissipatore}$ sono le due resistenze termiche, $\tilde{T}$ è la temperatura approssimativa presunta della cella, calcolata utilizzando un modello semplificato e $T_{amb} = 25^\circ C = 298K$ è la temperatura ambiente. Sono stati considerati i due casi limite

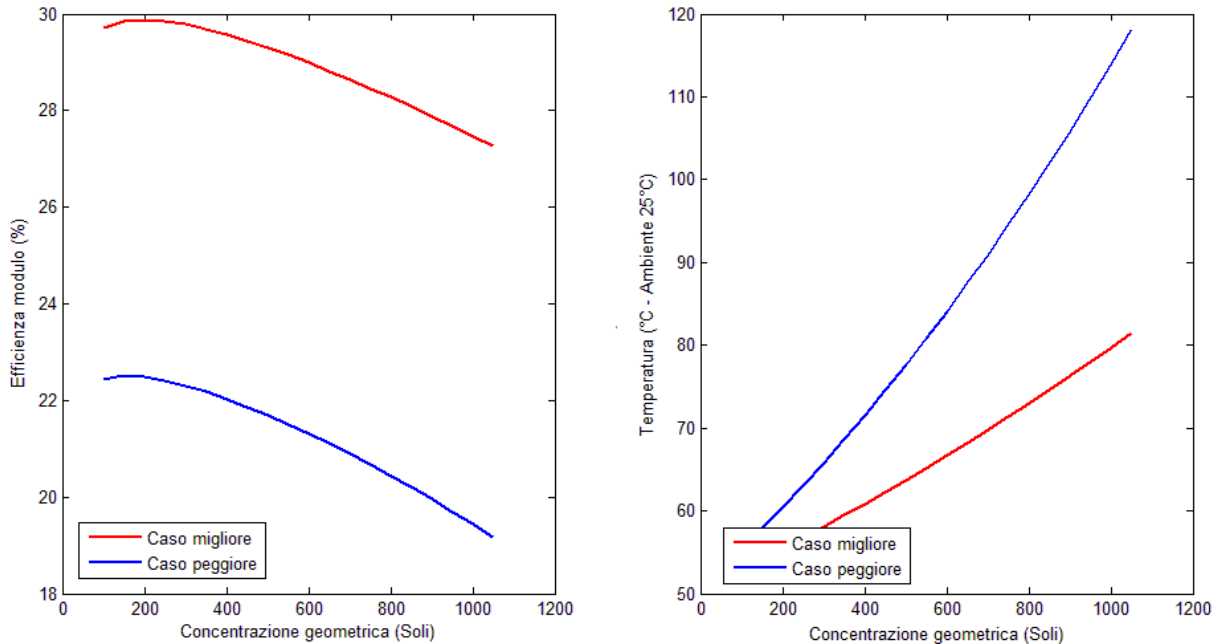


FIGURA 59: A SINISTRA, EFFICIENZA MODULO POINT FOCUS IN FUNZIONE DELLA CONCENTRAZIONE, A DESTRA TEMPERATURA CELLA STIMATA IN FUNZIONE DELLA CONCENTRAZIONE (AMBIENTE 25°C). CELLA SIMULATA: CELLA CESI STANDARD (EFF: 37,3% A 500 SOLI)

Per quanto riguarda il modulo dense array, invece, in base ai dati di funzionamento pubblicati da Solar Systems (raffreddamento a liquido), si desume che la resistenza termica globale è di 2,15 mK/W indipendentemente dalla concentrazione. Pertanto, in mancanza di ulteriori informazioni si è proceduto alla stima ipotizzando diversi livelli di concentrazione alle diverse efficienze ottiche e mantenendo lo stesso ricevitore Solar Systems:

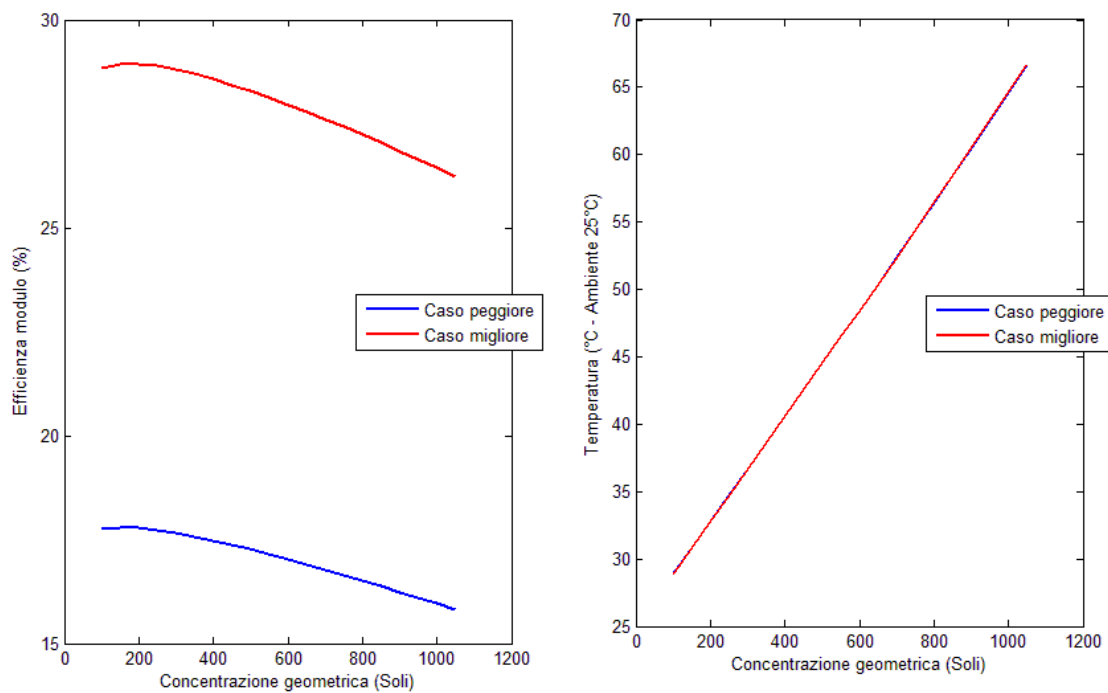


FIGURA 60: A SINISTRA, EFFICIENZA MODULO DENSE ARRAY IN FUNZIONE DELLA CONCENTRAZIONE, A DESTRA TEMPERATURA CELLA STIMATA IN FUNZIONE DELLA CONCENTRAZIONE (AMBIENTE 25°C): LE DUE LINEE SONO IN QUESTO CASO SOVRAPPOSTE AVENDO IPOTIZZATO LO STESSO TIPO DI RICEVITORE.

8.1.3 IL TRAKER

Il sistema di tracking deve mantenere il modulo orientato verso il sole. Non è complesso avere un sistema di puntamento preciso e affidabile, quindi non verrà stimata una efficienza della logica di puntamento. Come descritto al paragrafo 6.4, invece, la capacità di mantenere il puntamento della struttura anche in presenza di condizioni non ideali è uno dei fattori che condiziona il funzionamento del sistema. Nell'analisi del sottosistema tracker, la variabile ambiente gioca un ruolo determinante: è chiaro che questa analisi non può essere in alcun

modo generalizzata; in altre parole non esiste un parametro che, indipendentemente dalla area geografica dell'installazione, possa fornire le informazioni necessarie per prevedere l'effettivo funzionamento del sistema. Si possono però ipotizzare due situazioni che definiscano, in un certo senso, un ambito realistico di impiego di questa tecnologia:

	Media Velocità del vento* (m/s)	Dev. Std. Velocità del vento* (m/s)
Poco ventoso (Caso migliore)	5	4
Granada (SP)**	8,5	7,3
Molto ventoso (Caso peggiore)	16	10

*Dati di riferimento per due ipotetiche aree con velocità del vento durante l'arco del dì distribuita normalmente.

** Dati dedotti dal grafico Figura 49.

La massima velocità del vento per l'esercizio, come è definita nel paragrafo 6.4, è un parametro tramite il quale si può conoscere quanta della radiazione si può effettivamente raccogliere. Ovvero quanta radiazione si perde per il fatto che il tracker è in posizione di sicurezza o perde il puntamento per le vibrazioni. In termini percentuali, la radiazione diretta che il modulo potrà sfruttare è riportata in figura:

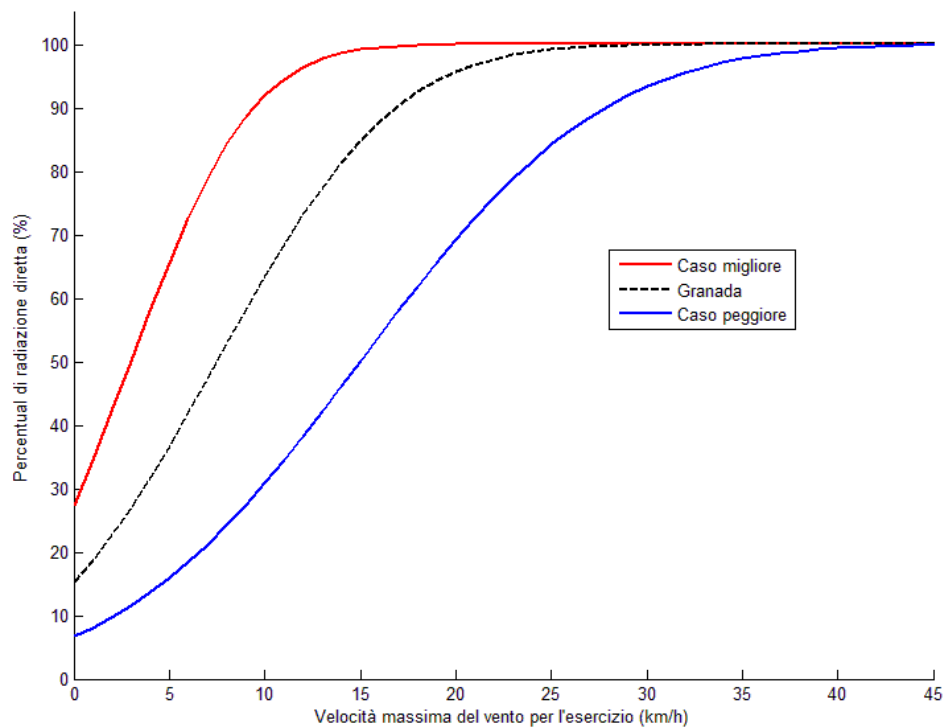


FIGURA 61: PERCENTUALE DELLA RADIAZIONE DIRETTA SU BASE ANNUA IN FUNZIONE DELLA VELOCITÀ MASSIMA DEL VENTO PER L'ESERCIZIO CALCOLATE SU BASE STATISTICA

Esistono zone anche più ventose del caso peggiore preso in considerazione, tuttavia è poco sensato supporre condizioni con vento medio superiore ai 16 km/h in quanto questo tipo di installazioni sono strutturate per un impiego in aree poco ventose lasciando spazio ad altre tecnologie a più basso profilo come i pannelli al silicio fissi o che sfruttano altre sorgenti rinnovabili quali l'eolico.

8.1.4 BOS E L'INVERTER

Il BOS (Balance Of System) Include tutti le parti che non sono fin ora state elencati. Le voci più importanti del BOS sono: il terreno, le connessioni elettriche e l'inverter.

8.1.4.1 IL TERRENO

Per studiare la potenza installabile su un terreno occorre tener presente del cosiddetto effetto del *mutual shadowing*. Il reciproco ombreggiamento riduce le ore di operatività, pertanto è utile studiare bene la disposizione dei tracker in modo tale che l'effetto di questo fenomeno sia il più ridotto possibile. Uno studio sistematico di questo tipo è stato fatto da Concentrix per l'impianto di Puertollano (SP): una unità FLATCON® (Concentrix) da $5,67 \text{ kWp}$ presenta un pannello da 26 m^2 . La disposizione ottimale che è stata calcolata per queste unità prevede una distanza Est – Ovest di $17,5 \text{ m}$ e Nord – Sud di 13 m . In questa configurazione la perdita di irradianza per effetto dell'ombreggiamento reciproco è del 2,8%. Chiaramente questo calcolo ha tra i parametri di input il costo del terreno, ma in prima approssimazione può essere assunto come universalmente valido.

La superficie di competenza per una unità risulta pertanto $17,5 \times 13 = 227,5 \text{ m}^2$ a fronte di un pannello che come si è detto è di 26 m^2 . Pertanto si può affermare che lo sfruttamento del terreno è dell'11,4%. È ragionevole supporre che questo rapporto aumenti nel caso si utilizzino pannelli più piccoli in relazione all'altezza, ovvero, all'incirca, alla radice quadrata della superficie. Ovvero la superficie di competenza T per un elemento con un pannello di superficie S è stato ipotizzato:

$$T = \frac{S}{0,114} \sqrt{\frac{S}{26}} \quad (8.4)$$

8.1.4.2 CONNESSIONI E INVERTER

Per quanto riguarda le macchine inverter sono stati considerati soltanto modelli PWM con modulo MPPT integrato predisposti all'allacciamento alla rete. Verranno considerati impianti con diversi paralleli presupponendo uno schema come quello riportato in Figura 62 (parallelo realizzato attraverso la rete) con l'imposizione che in base alla taglia del pannello, un singolo inverter abbia una potenza nominale uguale o superiore all'unità collegata. Per quanto riguarda il dimensionamento si è deciso di trascurare l'application note del costruttore in quanto si fa riferimento a moduli piani fissi. Il riferimento alla massima potenza di picco per i moduli installabili è un valore superiore alla potenza nominale della macchina in quanto il costruttore fa conto sulla curva di sovraccarico. Tuttavia se per i pannelli piani fissi la massima potenza (e quindi la condizione di sovraccarico) si realizza per un periodo di tempo limitato nell'arco della

giornata, per quanto riguarda i sistemi CPV questa stessa condizione si può verificare per tutto l'arco del dì. Quindi per il dimensionamento si fa affidamento alla potenza nominale dichiarata.

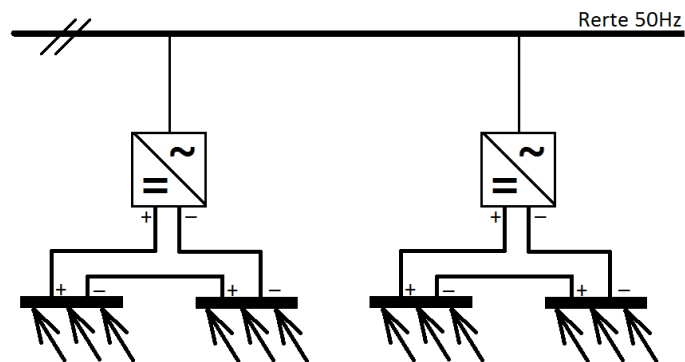


FIGURA 62: SCHEMA DEI PARALLELI CONSIDERATI NELLA SIMULAZIONE

8.2 ANALISI DEI COSTI

8.2.1 LA CELLA FOTOVOLTAICA

Il fatto che le celle seguano tutte lo stesso processo produttivo, non comporta che abbiano tutte la stessa efficienza. In base ai dati raccolti dalla produzione di celle CESI, si osserva che l'efficienza media delle celle è del 37% con una distribuzione di tipo simil-gaussiano. In particolare si possono desumere i seguenti dati:

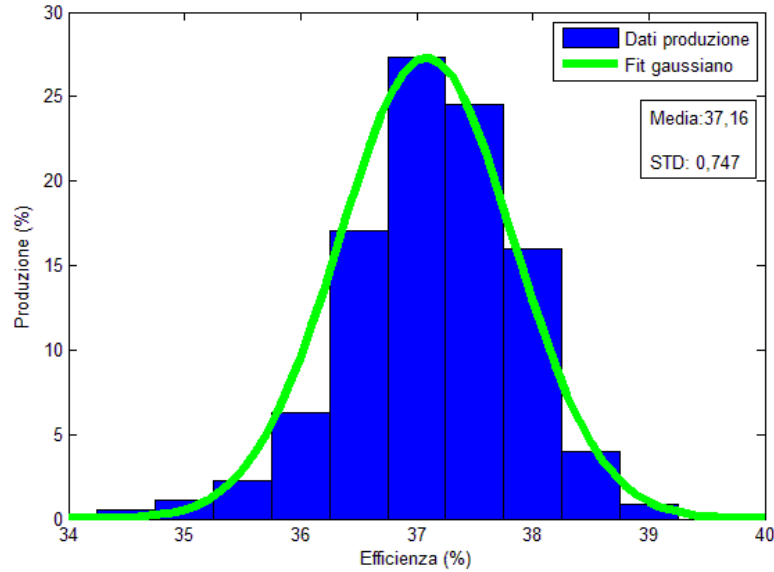


FIGURA 63: ISTOGRAMMA DELLE FREQUENZE RISPETTO ALL'EFFICIENZA

È possibile selezionare popolazioni di celle con efficienze minime medie superiori al 37% applicando un certo margine di scarto. Il calcolo dello scarto percentuale è stato misurato a partire dal fit gaussiano dei dati di produzione. Si postula che la probabilità di avere una certa efficienza Eff è gaussiana:

$$p(Eff) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{Eff}} \exp\left(-\frac{(\overline{Eff} - Eff)^2}{2\sigma_{Eff}^2}\right) \quad (8.5)$$

(Dove $\overline{Eff}$ è l'efficienza media di produzione e σ_{Eff} è la deviazione standard della produzione). Ipotizzando una partita con una efficienza minima t_0 sotto la quale le celle vengono scartate, si può calcolare lo scarto percentuale così come l'efficienza media della partita. In particolare:

$$Scarto(t_0) = 1 - \int_{t_0}^{+\infty} p(t) dt \quad (8.6)$$

Mentre l'efficienza media ristretta alla popolazione selezionata $\overline{Eff}(t_0)$ risulta:

$$\overline{Eff}(t_0) = \frac{1}{1 - Scarto(t_0)} \int_{t_0}^{+\infty} t \cdot p(t) dt \quad (8.7)$$

Facendo variare il parametro t_0 è stato ricostruire la percentuale di scarto in funzione dell'efficienza minima media di cui si riporta il grafico in Figura 64:

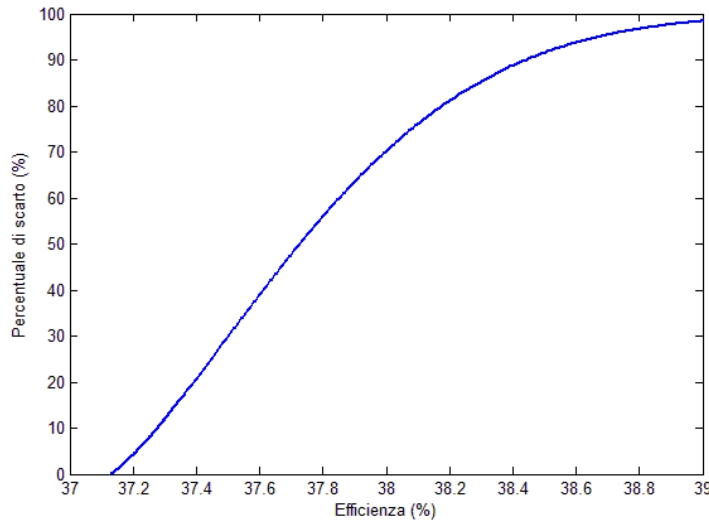


FIGURA 64: SCARTO NECESSARIO DATA UNA EFFICIENZA MEDIA MINIMA RICHIESTA.

Il prezzo della partita viene quotato in funzione della minima efficienza media garantita ed è determinato in massima parte dalla percentuale di scarto. Il prezzo di mercato per grandi quantitativi di celle è di circa $6\text{€}/\text{cm}^2$. Per stimare il prezzo per minime efficienze medie superiori rispetto a quelle ottenute dalla produzione è sufficiente applicare la percentuale di scarto secondo la relazione:

$$P_{cella}(Scarto) = \frac{P_0}{Scarto} \quad (8.8)$$

Dove P_{cella} è il prezzo della cella e $P_0 = 6\text{€}/\text{cm}^2$ è il prezzo post-produzione. Nel seguente grafico è riportato l'andamento del prezzo di celle da 1cm^2 (solitamente impiegate per questa applicazione) in funzione della loro efficienza:

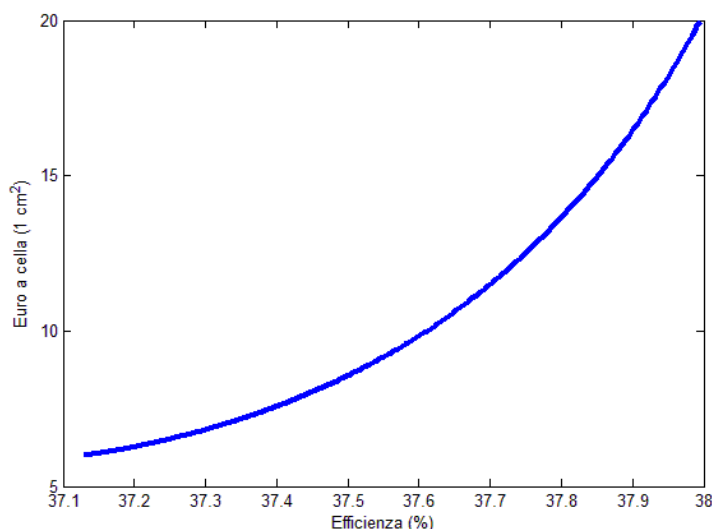


FIGURA 65: PREZZO DELLA CELLA IN FUNZIONE DELL'EFFICIENZA NOMINALE A 500 SOLI.

8.2.2 IL MODULO

La stima del prezzo del modulo è stato dedotto a partire dal rapporto NREL sullo stato dell'arte del CPV(29) dove viene indicato un prezzo compreso tra gli 82€/m² e i 164€/m² per i sistemi point focus e tra i 64€/m² e i 114€/m² per il dense array (cambio applicato: 1,4\$ = 1€).

8.2.3 IL TRAKER

Il prezzo del sistema di tracking dipende fondamentalmente da due fattori: la dimensione totale del pannello e la massima velocità del vento per l'esercizio. Questa funzione a due variabili è stata analizzata da Inspira (22) che ha prodotto un grafico del prezzo espresso in €/m². Da una analisi dei dati si ottengono i seguenti parametri ripostati in tabella, dove:

$$Prezzo(v_{vento}, Superf) = [Prezzo_{base}(Superf) + Prezzo_{struttura}(Superf) \times v_{vento}] \times Superf$$

Superficie pannello m ²	Prezzo base €/m ²	Prezzo struttura €/m ² km/h	Velocità massima applicabile
10	103,60	1,16	78 km/h
20	54,70	0,85	52 km/h
25	50,00	0,78	47 km/h

La *Velocità massima applicabile*, è la velocità per la quale è stata verificata la pressoché linearità del prezzo rispetto alla massima velocità del vento per l'esercizio. Questo vuol dire che, oltre quella velocità, non è stata presa in considerazione l'ipotesi di una struttura per un

pannello tanto esteso. Le tre grandezze dei pannelli presi in considerazione rappresenteranno tre diversi tipi di installazione: quello più piccolo ad integrazione, per così dire “da giardino di casa”, quello medio per piccole centrali da inserire in contesti industriali o sul tetto dei capannoni e quello più grande per centrali elettriche. Esistono esperimenti con pannelli da 50 m^2 o più, ma non verranno presi in considerazione in quanto introducono problematiche di ordine superiore. Il modulo della Inspira per il quale sono stati calcolati questi dati presuppongono un modulo da 300 soli geometrici, quindi si è ritenuto opportuno introdurre un fattore di correzione sul *Prezzo struttura* per tener conto della riduzione dell’angolo di accettazione in funzione della concentrazione seguendo l’idea che l’esigenza di un migliore puntamento aumenti il prezzo della struttura. In particolare è stato considerato il fattore:

$$K_S(Soli) = \frac{\theta_{acc}(300)}{\theta_{acc}(Soli)} \quad (8.9)$$

Supponendo un fattore di concentrazione di 300 soli e con i dati e le ipotesi fatte sul vento si ha la possibilità di avere una stima della percentuale di irradiazione media annua in funzione del prezzo del tracker per le diverse taglie:

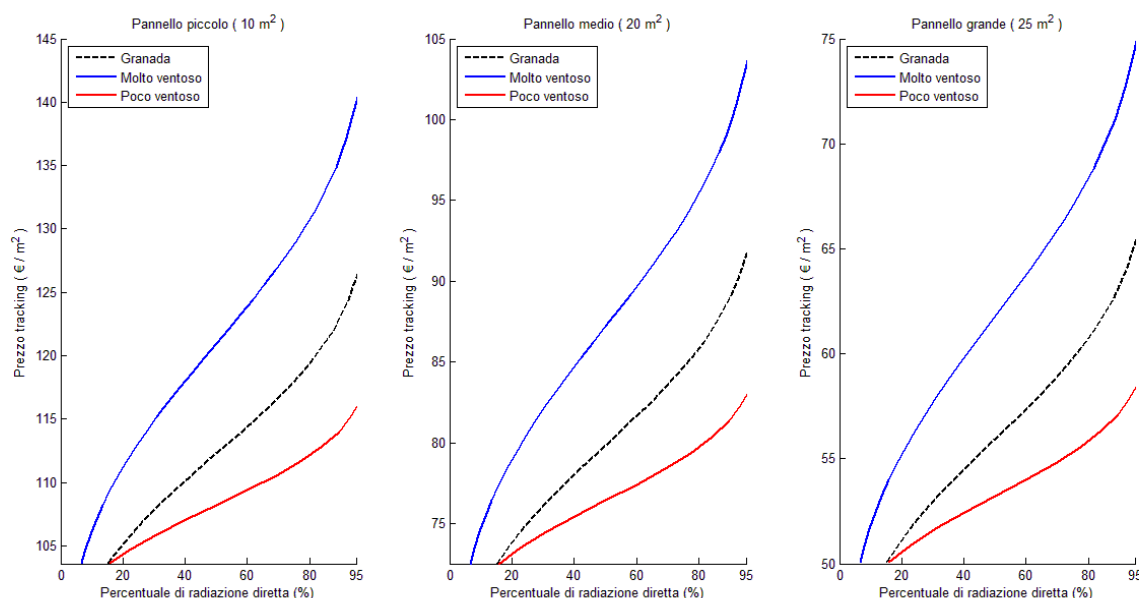


FIGURA 66: PERCENTUALE DI RADIAZIONE DIRETTA SU BASE ANNUA IN FUNZIONE DEL COSTO DEL TRACKER

In base a questi dati è già possibile calcolare la potenza cumulativa che ogni modulo riceverà sottoforma di radiazione ipotizzando un range di irradianza cumulativa media annua (valida per l'area mediterranea) compresa tra i $1,6 \text{ MWh}/\text{m}^2$ e i $2 \text{ MWh}/\text{m}^2$. Quindi il prezzo del tracker in funzione dell'energia disponibile per i moduli può essere stimata ipotizzando i seguenti casi:

	Velocità media del vento (km/h)	Deviazione standard (km/h)	Radianza cumulativa annua (kW/m ² /anno)
Caso migliore	5	4	2000
Caso peggiore	16	10	1600

Il risultato di questa ulteriore ipotesi è riportato in Figura 67

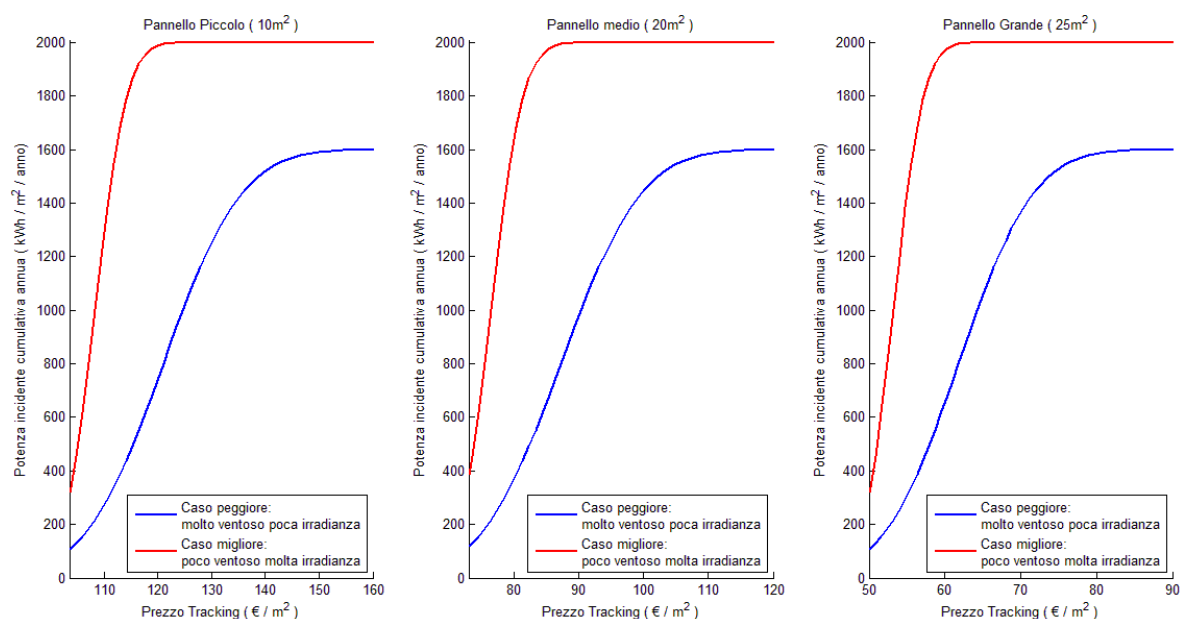


FIGURA 67: GRAFICO DELL'IRRADIANZA CUMULATIVA ANNUA IN FUNZIONE DEL COSTO DEL TRACKER PER TRE DIVERSE TAGLIE

8.2.4 BOS E L'INVERTER

8.2.4.1 IL TERRENO

Il prezzo del terreno è una variabile estremamente correlata con la dimensione del lotto e dalla sua vicinanza rispetto ai centri abitati. Il prezzo ragionevole per questa applicazione dovrebbe aggirarsi intorno a 2 €/m^2 . Questo prezzo è stato stimato raddoppiando la stima calcolata dall'Agenzia del Territorio per l'esproprio di un terreno agricolo non piantumato in alcune zone della Sicilia.

8.2.4.2 INVERTER E CONNESIONI ELETTRICHE

Per valutare il prezzo dell'inverter sono stati presi in considerazione i prezzi di listino di 9 costruttori:

Ditta	Potenza minima(kW)	Potenza massima(kW)	Numero di taglie intermedie
Aros	1,5	10	9
Carlo Gavazzi SPA	2,5	5	6
Conergy Italia SPA	2	250	11
Elettronica Santerno	2	330	31
Gaia Energy SRL	2,5	4,2	3
Ingeteam	2,7	6	7
Italcoel	2,1	955,2	34
Power One	2	12,5	9
Siac SPA	1,65	450	19
Sun Ways	2,7	30	11

Il sistema di simulazione valuterà volta per volta quale sia la soluzione più appropriata. In particolare, a partire dalla potenza prodotta W , valuterà se è conveniente realizzare dei paralleli con inverter di classe inferiore oppure utilizzare un solo inverter oppure di declassare un inverter con potenza superiore; l'unico vincolo è che nel caso di paralleli tutti gli inverter siano uguali e si è scelto di introdurre un costo aggiuntivo (300€ per ogni parallelo). Lo score in base al quale viene scelta la soluzione più economica viene calcolato a partire dall'elenco degli inverter caratterizzati dai parametri di prezzo (P_i), efficienza(Eff_i), potenza nominale ($Pnom_i$) e dal numero di paralleli necessari $n_i = \text{Intero}(Pnom_i / W) + 1$. Lo score viene assegnato ad ogni i-esimo inverter mediante l'equazione:

$$s_i = \frac{n_i P_i}{W \text{ Eff}_i} + \frac{P_{WP}^0}{\text{Eff}_i} + 300 \text{€} \frac{n_i - 1}{W \text{ Eff}_i} \quad (8.10)$$

Dove il primo addendo rappresenta la componente del costo del Watt di picco legato alla componente inverter, il secondo è il prezzo al Watt di picco a monte dell'inverter aumentato in funzione delle perdite, mentre l'ultimo rappresenta una lieve correzione perché, in caso di parità o di quasi parità, la funzione prediliga soluzioni con meno inverter. Questo score viene utilizzato unicamente come parametro per determinare la soluzione migliore. I calcoli relativi alle performace di sistema vengono dal simulatore di sistema. Quindi, la funzione utilizzata:

$$i = \text{InvDet}(W, P_{WP}^0) \quad (8.11)$$

restituisce unicamente l'indice relativo all'inverter selezionato. A livello del tutto generale il prezzo al watt degli inverter decresce piuttosto rapidamente attestandosi a circa 0,30€/W. In Figura 68 e in Figura 69 sono riportati i prezzi in funzione della potenza nominale. La funzione risulta discontinua al passaggio da una taglia alla successiva perché la configurazione con potenze nominali intermedie è realizzata con un sovradimensionamento della macchina inverter. Le taglie per la simulazione sono state scelte in corrispondenza dei minimi e sono: 40kW, 16,5kW e 5,5kW. Impianti con più di 40kW presenteranno costi per il BOS del tutto simili in quanto, come è già stato osservato, già a 40kW il prezzo della macchina inverter ha raggiunto il suo minimo specifico di 0,30€/W. Si può supporre che il costo dei cablaggi per l'inverter sia stimabile intorno al 10% del costo dell'inverter stesso, ovvero di circa 0,03€/W.

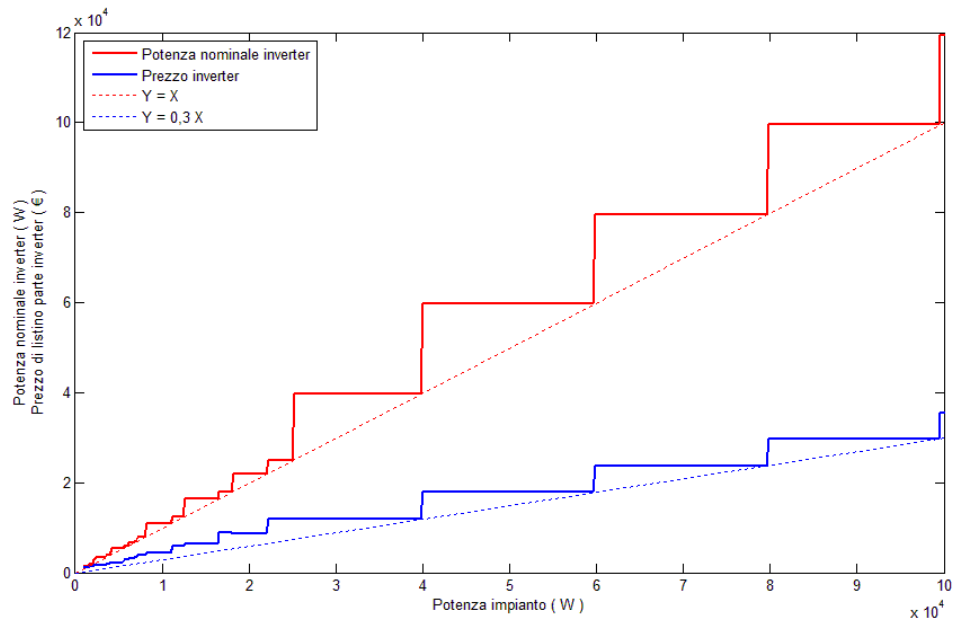


FIGURA 68: POTENZA NOMINALE INVERTER E PREZZO INVERTER COME FUNZIONE DELLA POTENZA DEGLI IMPIANTI DI MEDIE DIMENSIONI

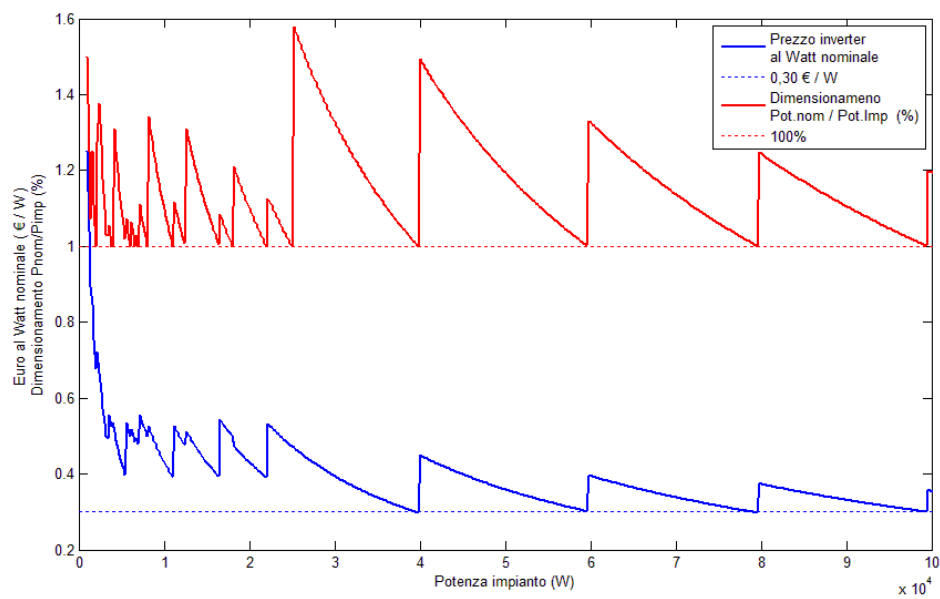


FIGURA 69: PREZZO DEL WATT NOMINALE E DIMENSIONAMENTO (> 100%) COME FUNZIONI DELLA POTENZA DELL'IMPIANTO DI MEDIE DIMENSIONI

9. STRUMENTO DI SIMULAZIONE

La descrizione dei componenti del CPV e le analisi preliminari sono servite per la definizione di un modello numerico per la simulazione del sistema sotto i suoi vari aspetti. La parte conclusiva di questo lavoro saranno valutazioni sui risultati ottenuti dalla simulazione.

Il linguaggio di programmazione scelto è stato Matlab. La programmazione ha seguito un orientamento a blocchi: come riportato nella tabella seguente

Blocco	Input	Output	Descrizione	Capitolo
Cella	Temperatura Concentrazione Spettro incidente Uniformità fascio Specifiche Elettriche	Isc, Voc, Rs, Efficienza Cella	Simula la cella fotovoltaica a singola o tripla giunzione	(2.6),(4.7),(2.16), (2.18)(2.19), (3.1),(3.2), (3.5), (3.6)
eCella	Efficienza nominale	Prezzo Cella	Calcola il prezzo per efficienze minime medie superiori	(8.8)
Dissipatore	Concentrazione Spessore dissipatore Area ricevitore	Resistenza termica	Risolve le equazioni differenziali per il calcolo termico e valuta il prezzo del dissipatore in funzione delle prestazioni richieste	(5.5),(5.6),(5.9)
Ottica	Concentrazione Tipologia	Uniformità fascio Efficienza Ottica Angolo di accettazione	Calcola i parametri tecnici-economici relativi al sistema ottico.	Paragrafo 8.2.2
Modulo	Concentrazione Irradianza Efficienza cella Efficienza ottica Resistenza termica	Efficienza modulo Temperatura esercizio	Simula la prestazione elettrica dell'intero modulo	Paragrafo 8.2.2
E Mod	Efficienza modulo Prezzo componenti	Prezzo modulo	Calcola il costo del modulo in €/m2 e in €/KWp	
Tracker	Velocità media del vento STD Velocità del vento Taglia Pannello Angolo di accettazione ottica	Percentuale di radianza Prezzo tracker	Simulatore del tracker in termini di ore di funzionamento e prezzo al m2	Paragrafi 6.4 e 8.2.3. (8.9)
Inverter	Potenza pannello Potenza impianto	Prezzo inverter Efficienza inverter	Determina la configurazione ottimale del / degli inverter	(8.11), (8.10)
CPV	Efficienza dei sottosistemi Irradianza Percentuale di radianza	Potenza di picco (Wp) e KWh prodotti al m2	Valutazione tecnica dell'impanto CPV	
BOS	Potenza di picco (Wp) e KWh prodotti al m2 Prezzo terreno Prezzo sottosistemi	Prezzo al m ² Prezzo al Wp Prezzo al KWh	Valutazione economica dell'impianto CPV	

Le voci evidenziate in rosso rappresentano le variabili esterne di input al simulatore e rappresentano le condizioni ambientali e di taglia. Le variabili interne sono generate e gestite dal simulatore stesso a partire dalle variabili esterne e dai dati interni del modello (come ad esempio la risposta spettrale della cella)

10. RISULTATI DELLE SIMULAZIONI

10.1 CONSIDERAZIONI PRELIMINARI

Prima di tutto si vuole definire con esattezza i parametri che verranno utilizzati nella valutazione di sistema.

Il parametro più importante è certamente il costo del kWh : questo valore a cui ci si riferirà spesso è noto in letteratura con il nome di LCE (Levelized Cost of Energy). L'LCE presuppone una certa vita dell'impianto: il costo del kWh viene quindi calcolato sommando tutti i costi di acquisto, alimentazione e mantenimento dell'impianto nell'intero arco della sua vita, diviso tutta l'energia che viene prodotta. La caratteristica che rende particolarmente utile questo parametro è che rimane indipendente dalla fonte energetica impiegata e consente quindi un confronto diretto tra tutte le tipologie di impianto (30).

Viceversa il costo del W_p (watt di picco) è un parametro sintetico che consente una rapida stima del costo di un impianto in funzione della potenza installata. Esso corrisponde alla somma di tutti i costi di acquisto, installazione dell'impianto diviso la massima potenza erogabile. Una stima corretta del W_p prevede che la potenza massima erogabile sia calcolata in normali condizioni di esercizio. Per quanto riguarda il CPV, per esempio, va calcolata quando il modulo ha raggiunto le condizioni operative.

10.2 VITA MEDIA DI UN IMPIANTO E MANUTENZIONE

Escludendo le installazioni sperimentali, il CPV esiste come realtà da non più di 3 anni, oltretutto non ha raggiunto una maturità tale da poterlo considerare un prodotto definitivo. Quindi la stima della vita media e della manutenzione è una questione piuttosto dibattuta che riguarda l'oggi più che il domani. Dalle testimonianze raccolte, emerge un gran numero di piccoli problemi e magagne che affezionano queste macchine, tanti ordinari problemi di gioventù. Non ho invece ricevuto indicazioni relative a problematiche tecniche tali da far supporre che il CPV sia intrinsecamente debole o presenti criticità irrisolvibili che pregiudicano la vita media degli apparati. Di seguito sono riportati i principali punti critici che possono avere un effetto sulla vita media dell'impianto:

1. La cella e il ricevitore operano in un ambiente umido. Essendo sottoposti a notevoli densità di corrente potrebbero verificarsi casi di corrosione galvanica.

2. L'ottica primaria e soprattutto quella secondaria possono ingiallire dopo lunghi periodi di esposizione.
3. Le guarnizioni sono sottoposte a stress elastici dovuti alle deformazioni termiche dei particolari metallici e soprattutto tendono ad indurirsi dopo prolungata esposizione alla radiazione solare.
4. I sistemi di tracking per il solare convenzionale sono garantiti 20 anni. Tuttavia i moduli per il CPV hanno un peso notevolmente superiore a quello dei moduli piani al silicio, quindi non si può escludere che non vi siano problemi strutturali. Così come non si può garantire che il sistema di puntamento mantenga un angolo di accettazione di $0,1^\circ$ durante questo lasso di tempo.

Il solare tradizionale viene in genere quotato per una vita media di 20 anni, e su questo termine viene stimato il costo del kWh . Il costo della manutenzione di un simile impianto è stimabile intorno all'1% annuo del suo valore iniziale (con prospettive di miglioramento) (31) e quindi, nell'arco della sua vita meno del 20%. Per quanto riguarda il CPV, alla luce delle evidenziate criticità, si è scelto invece di calcolare il kWh ipotizzando una vita di 10 anni. Tale stima di vita è estermamente cautelativa e deriva dalla mancanza di dati storici per impianti CPV poiché tale tecnologia a livello industriale è molto giovane(32).

10.3 SINTESI TABULARE DEI RISULTATI

In questo paragrafo verranno presentati i risultati numerici della simulazione. Di seguito si farà riferimento ad alcune caratteristiche che val la pena riassumere:

Caratteristica	Corrispettivo quantitativo
Pannello grande	Oltre i $25 m^2$
Pannello medio	Tra i 16 e i $25 m^2$
Pannello piccolo	Tra i 9 e i $16 m^2$
Impianto grande	$40 kW$
Impianto medio	$16,5 kW$
Impianto piccolo	$3,2 kW$
Area con vento	Velocità del vento: $16 \pm 10 km/h$
Area con poco vento	Velocità del vento: $4 \pm 3 km/h$
Alta irradianza	$2000 kWh / anno$
Bassa irradianza	$1600 / anno$

IMPIANTO GRANDE – PANNELLO GRANDE (Vedi p. 134)					IMPIANTO GRANDE – PANNELLO MEDIO (Vedi p. 135)				
Vento	Poco	Poco	Molto	Molto	Vento	Poco	Poco	Molto	Molto
Irradianza	Molta	Poca	Molta	Poca	Irradianza	Molta	Poca	Molta	Poca
Conc. (Soli)	1340	1340	925	925	Conc. (Soli)	1180	1200	775	775
Eff. Modulo	23,59	23,59	28,29	28,29	Eff. Modulo	25,20	25,16	29,35	29,35
Temp. (°C)	92,25	92,25	70,76	70,76	Temp. (°C)	83,30	83,93	66,06	66,06
P modulo (€/m ²)	107,33	107,33	145,78	145,78	P modulo (€/m ²)	118,44	118,44	154,89	154,89
Pr Celle (€/m ²)	44,78	44,78	64,86	64,86	Pr Celle (€/m ²)	50,85	50,00	77,42	77,42
Pr Strutt. (€/m ²)	80,39	80,39	124,08	124,08	Pr Strutt. (€/m ²)	111,35	112,43	142,18	142,18
Pr BOS (€/m ²)	75,17	75,17	88,61	88,61	Pr BOS (€/m ²)	85,22	85,92	87,38	87,38
Totale (k €)	56,08	56,08	64,26	64,26	Totale (k €)	59,52	59,45	68,50	68,50
Pr kWh (€ / kWh)	0,0820	0,1025	0,0859	0,1074	Pr kWh (€ / kWh)	0,0871	0,1088	0,0919	0,1148
Pr Wp (€ / kWp)	1409	1409	1614	1614	Pr Wp (€ / kWp)	1495	1494	1721	1721
IMPIANTO GRANDE – PANNELLO PICCOLO (Vedi p. 136)					IMPIANTO MEDIO – PANNELLO GRANDE (Vedi p. 137)				
Vento	Poco	Poco	Molto	Molto	Vento	Poco	Poco	Molto	Molto
Irradianza	Molta	Poca	Molta	Poca	Irradianza	Molta	Poca	Molta	Poca
Conc. (Soli)	1160	1160	810	810	Conc. (Soli)	1260	1260	850	850
Eff. Modulo	26,52	26,52	30,00	30,00	Eff. Modulo	23,76	23,76	24,16	24,16
Temp. (°C)	80,45	80,45	65,82	65,82	Temp. (°C)	89,39	89,39	79,99	79,99
P modulo (€/m ²)	127,56	127,56	164,00	164,00	P modulo (€/m ²)	107,33	107,33	91,11	91,11
Pr Celle (€/m ²)	51,72	51,72	74,07	74,07	Pr Celle (€/m ²)	47,62	47,62	70,59	70,59
Pr Strutt. (€/m ²)	163,62	163,62	206,38	206,38	Pr Strutt. (€/m ²)	79,79	79,79	135,83	135,83
Pr BOS (€/m ²)	83,64	83,64	85,49	85,49	Pr BOS (€/m ²)	102,00	102,00	122,51	122,51
Totale (k €)	67,15	67,15	77,78	77,78	Totale (k €)	23,72	23,72	26,30	26,30
Pr kWh (€ / kWh)	0,0979	0,1224	0,1039	0,1299	Pr kWh (€ / kWh)	0,0887	0,1109	0,0912	0,1141
Pr Wp (€ / kWp)	1687	1687	1954	1954	Pr Wp (€ / kWp)	1530	1530	1697	1697
IMPIANTO MEDIO – PANNELLO MEDIO (Vedi p. 138)					IMPIANTO MEDIO – PANNELLO PICCOLO (Vedi p. 139)				
Vento	Poco	Poco	Molto	Molto	Vento	Poco	Poco	Molto	Molto
Irradianza	Molta	Poca	Molta	Poca	Irradianza	Molta	Poca	Molta	Poca
Conc. (Soli)	1180	1200	775	775	Conc. (Soli)	1160	1160	810	810
Eff. Modulo	25,20	25,16	29,35	29,35	Eff. Modulo	26,52	26,52	30,00	30,00
Temp. (°C)	83,30	83,93	66,06	66,06	Temp. (°C)	80,45	80,45	65,82	65,82
P modulo (€/m ²)	118,44	118,44	154,89	154,89	P modulo (€/m ²)	127,56	127,56	164,00	164,00
Pr Celle (€/m ²)	50,85	50,00	77,42	77,42	Pr Celle (€/m ²)	51,72	51,72	74,07	74,07
Pr Strutt. (€/m ²)	111,35	112,43	142,18	142,18	Pr Strutt. (€/m ²)	163,62	163,62	206,38	206,38
Pr BOS (€/m ²)	116,67	117,62	120,04	120,04	Pr BOS (€/m ²)	115,33	115,33	118,15	118,15
Totale (k €)	24,97	24,95	28,46	28,46	Totale (k €)	27,94	27,94	32,06	32,06
Pr kWh (€ / kWh)	0,0938	0,1172	0,0980	0,1225	Pr kWh (€ / kWh)	0,1046	0,1308	0,1100	0,1375
Pr Wp (€ / kWp)	1611	1609	1836	1836	Pr Wp (€ / kWp)	1802	1802	2068	2068

IMPIANTO PICCOLO – PANNELLO 13m ² (Vedi p.140)					IMPIANTO MEDIO – PANNELLO PICCOLO: CONC. 520 soli (Vedi p.141)				
Vento	Poco	Poco	Molto	Molto	Vento	Poco	Poco	Molto	Molto
Irradianza	Molta	Poca	Molta	Poca	Irradianza	Molta	Poca	Molta	Poca
Conc. (Soli)	1080	1080	850	850	Conc. (Soli)	520	520	520	520
Eff. Modulo	23,68	23,68	29,94	29,94	Eff. Modulo	30,37	30,37	30,37	30,37
Temp. (°C)	89,22	89,22	66,68	66,68	Temp. (°C)	59,85	59,85	59,85	59,85
P modulo (€/m ²)	91,11	91,11	164,00	164,00	P modulo (€/m ²)	164,00	164,00	164,00	164,00
Pr Celle (€/m ²)	55,56	55,56	70,59	70,59	Pr Celle (€/m ²)	115,38	115,38	115,38	115,38
Pr Strutt. (€/m ²)	138,47	138,47	170,33	170,33	Pr Strutt. (€/m ²)	140,00	140,00	178,89	178,89
Pr BOS (€/m ²)	135,89	135,89	138,36	138,36	Pr BOS (€/m ²)	120,32	120,32	120,32	120,32
Totale (k €)	5,66	5,66	6,56	6,56	Totale (k €)	30,27	30,27	32,45	32,45
Pr kWh (€ / kWh)	0,1001	0,1251	0,1056	0,1320	Pr kWh (€ / kWh)	0,1126	0,1408	0,1117	0,1397
Pr Wp (€ / kWp)	1714	1714	1989	1989	Pr Wp (€ / kWp)	1953	1953	2094	2094
IMPIANTO GRANDE – PANNELLO GRANDE CONC. 520 soli (Vedi p.142)									
Vento	Poco	Poco	Molto	Molto					
Irradianza	Molta	Poca	Molta	Poca					
Conc. (Soli)	520	520	520	520					
Eff. Modulo	30,37	30,37	30,37	30,37					
Temp. (°C)	59,85	59,85	59,85	59,85					
P modulo (€/m ²)	164,00	164,00	164,00	164,00					
Pr Celle (€/m ²)	115,38	115,38	115,38	115,38					
Pr Strutt. (€/m ²)	65,00	65,00	95,56	95,56					
Pr BOS (€/m ²)	90,49	90,49	90,49	90,49					
Totale (k €)	62,83	62,83	67,24	67,24					
Pr kWh (€ / kWh)	0,0912	0,1141	0,0897	0,1121					
Pr Wp (€ / kWp)	1579	1579	1689	1689					

10.4 ANALISI DEI RISULTATI

10.4.1 EFFICIENZA DI SISTEMA

Prima di addentrarsi nel dettaglio dei singoli componenti è opportuno riassumere alcune considerazioni. Per aumentare l'efficienza del sistema si può:

1. Abbassare il livello di concentrazione fino a circa 200-300 soli(vedi: Figura 59), questo ha però l'effetto di aumentare il numero di celle necessarie per unità di superficie e quindi aumenta la parte di costo relativa alla cella.
2. Investire maggiormente nel modulo: aumentando l'efficienza ottica e migliorando la dissipazione della cella si ottengono migliori risultati .
3. Investire nel tracker: migliore è il tracker maggiore è l'irradianza che raggiunge i moduli (e quindi l'energia prodotta).
4. Selezionare le celle più performanti per i moduli: questa operazione risulta tanto costosa che non è mai stata considerata vantaggiosa dal simulatore.

Nei prossimi paragrafi si cercherà di fornire una interpretazione dei dati elaborati dal simulatore. Componente per componente verrà analizzata la sua interazione a livello di sistema.

10.4.2 IL FATTORE DI CONCENTRAZIONE

Il motivo fondamentale per cui si concentra la luce è quello di ridurre l'incidenza del prezzo della cella sul costo del kWh prodotto. Aumentare il fattore di concentrazione ha tuttavia diversi effetti a livello di sistema: si è già osservato che riduce l'efficienza, ma soprattutto riduce l'angolo di accettazione del modulo. Questo fatto ha ripercussioni sul prezzo del tracker in quanto aumenta la difficoltà di mantenere il puntamento entro angoli stretti. Questo fatto è tanto più vero nelle zone ventose, non a caso, in queste condizioni, il simulatore suggerisce livelli di concentrazione più bassi anche del 30%.

I dati sulla concentrazione indicano che è importante riuscire ad ottenere alti livelli di concentrazione (700 – 1300 soli). L'industria del CPV è giustamente cauta rispetto al fattore di concentrazione, attualmente propone moduli con concentrazioni comprese tra i 350 e i 650, ma è un dato già noto che è importante raggiungere livelli doppi rispetto agli attuali. Questa è una prospettiva ritenuta alla portata, tanto è vero che esistono già sistemi sperimentali in

grado di raggiungere queste concentrazioni e le celle fotovoltaiche vengono prodotte e studiate per i 1200 soli. Il motivo per cui l'industria usa livelli di concentrazione più bassi è per poter garantire una certa fattibilità di sistema in attesa che la tecnologia raggiunga i giusti livelli di maturazione. Per dare una idea di che cosa si possa ottenere da un sistema pre industriale attuale, sono state simulate delle configurazioni a 520 soli.

10.4.3 IL TRACKER

Quando il sistema è ottimizzato sul costo del kWh , l'efficienza del tracker è sempre superiore al 97% (percentuale di irradianza che raggiunge il modulo entro il suo angolo di accettazione). Il suo costo, invece è fortemente condizionato dalla dimensione del pannello e dalla velocità del vento che provocano variazioni di prezzo molto importanti: da $81€/m^2$ fino a $206€/m^2$. A questa variazione di prezzo non corrisponde in genere una maggiore energia prodotta perché si tratta di un adeguamento del sistema alle condizioni ambientali.

10.4.4 IL MODULO

Il modulo è l'elemento che ha evidenziato le maggiori criticità del sistema simulato. Osservando i dati si può facilmente notare che in molti casi il prezzo per il modulo è di $164€/m^2$. Questo prezzo è il massimo ammissibile dal modello: in altre parole la simulazione sembrerebbe indicare che questo componente è quello su cui occorre lavorare maggiormente. In base ai parametri forniti esiste un consistente margine di miglioramento: questo margine può essere stimato a partire dalla derivata del costo del kWh rispetto al prezzo del modulo quando il modulo è al margine superiore indicato della forchetta NREL. Si tenga conto che in base al modello il modulo offre un aumento di efficienza del 25-30% a fronte di un aumento del prezzo del 100%.

10.4.5 LA VARIABILE AMBIENTE

La variabile ambiente comporta variazioni nel prezzo del kWh non così significative come atteso. In altre parole il sistema sembra adattabile a condizioni non buone mediante un aumento di efficienza. Questo era (ed è) uno dei punti più importanti portati dai detrattori rispetto a questa tecnologia che è vista come eccessivamente sensibile rispetto alla variabile

ambiente. Se i dati reperiti sono corretti, questa preoccupazione risulta parzialmente ingiustificata: un fluttuazione del costo del kWh di un 10%-20% non risulta tale da ipotizzare l'inapplicabilità di questa tecnologia.

10.4.6 LA VARIABILE TAGLIA IMPIANTO E TAGLIA PANNELLO

Al variare della taglia dell'impianto si modifica la voce relativa al BOS e questo ha un leggero effetto a livello di sistema che tende ad adattarsi verso una efficienza lievemente superiore. La taglia del pannello, invece, ha effetti importanti a livello di tracker: la costruzione e l'installazione di pannelli piccoli ha un costo notevolmente superiore. Tuttavia nonostante il prezzo del tracker sia quasi il doppio per un pannello piccolo rispetto ad uno grande, si osserva che l'adattamento del sistema comporta una variazione del prezzo del kWh di un 20% circa.

10.4.7 CONFRONTO CON I DATI NREL

Il rapporto NREL 2009 (29) offre un utile confronto con i risultati da ottenuti dalla simulazione (Cambio applicato: 1€ = 1,4\$)

Parametro	Minimo NREL	Massimo NREL	Massimo Simulatore	Minimo Simulatore	Note
Rif. Irradianza	1323	2400	1600	2000	Considerata solo area mediterranea meridionale
BOS (€/m ²)	50	100	56	138	
BOS (€/W)	0,2	0,4	N/D	N/D	La potenza è già inclusa nel primo parametro BOS
Tracking (€/m ²)	25	48	80	206	
Modulo (€/m ²)	82	164	82	164	
Temperatura Operativa	65°C	N/D	65°C	92°C	
Concentrazione	1000		775	1340	
Efficienza Modulo	85%		65%	85%	
Efficienza BOS	85%	N/D	91,2%	94%	Non ho considerato eff. Tracker
Costo kWh € Bassa irradianza	0,09	0,21	0,09	0,13	Rifreimento diverso irradianza
Costo kWh € Alta irradianza	0,05	0,125	0,08	0,11	Rifreimento diverso irradianza
Costo Wp €	1,17	2,81	1,41	1,99	

Da notare che i valori in uscita dal simulatore sono il risultato di calcoli di sistema, mentre la forchetta di valori riportata nel rapporto NREL (29) provengono da procedimenti completamente differenti. Ciò nonostante i risultati ottenuti dai due studi, specialmente nelle conclusioni, sono compatibili.

10.4.8 CONSIDERAZIONI A LIVELLO DI SISTEMA

Guardando i dati sembra esistere un certo equilibrio tra i vari componenti di un sistema ottimizzato: per esempio dove c'è una struttura (tracker) che presenta un prezzo relativamente elevato, il modulo deve avere una efficienza (e quindi un prezzo) elevata e la concentrazione deve essere bassa (ovvero anche il prezzo delle celle deve essere alto). Questa che può sembrare una curiosità invece risponde ad una logica ben precisa. Ci sono due modi per minimizzare il costo del *kWh*: o si riduce il prezzo dei componenti oppure, se le condizioni ambientali sono avverse o se il modulo è piccolo e quindi ci sono costi forzatamente elevati, bisogna lavorare sull'energia prodotta aumentando in maniera congrua le efficienze di tutti i componenti (quindi meno concentrazione, più celle, più efficienza ottica, più capacità dissipativa ecc). Per osservare questo fenomeno è sufficiente vedere che la produzione in condizioni ambientali ventose è superiore rispetto a pari condizioni con poco vento: potrebbe apparire un controsenso ma così non è. In generale non risulta favorito il sistema che estremizza uno solo dei suoi componenti ma deve esserci un certo equilibrio. Questo risultato, per quanto intuitivo, dimostra che lo sviluppo del sistema non può essere fatto concentrandosi su un singolo componente alla volta ma deve poter garantire precise caratteristiche di assieme.

È proprio su questo punto che si infrangono le aspettative di chi ha avuto una buona intuizione: non è sufficiente un componente rivoluzionario, occorre far funzionare l'intero sistema. Ci sono i margini per componenti speciali e costosi, ma se si vuole mantenere basso il costo del *kWh* occorre che l'intero sistema si sviluppi in maniera armonica. La difficoltà di un buon sistema CPV sta proprio in questo: la multidisciplinarietà che la tematica propone e il fatto che tutti gli aspetti devono essere commensurati. In questo scenario, a mio umilissimo avviso, prevarranno quelle aziende o filiere di aziende che intendono sviluppare l'intero sistema dalla A alla Z: perché questo agevola lo scambio tra i vari settori.

11.CONCLUSIONI

Alla luce dei calcoli svolti, rimane confermato il dato che il solare fotovoltaico a concentrazione ha la possibilità di essere una fonte energetica competitiva. Il costo dell'energia prodotta è stato stimato per la parte meridionale dell'area mediterranea (sotto il parallelo di Napoli): i risultati indicano un costo del kWh prodotto che varia da meno di 8 centesimi fino a poco più di 13, a seconda della configurazione e del clima. Questo significa che la grid-parity è, almeno in Italia, un obiettivo raggiungibile (nel nostro paese il prezzo di acquisto dell'energia elettrica è compreso tra i 12 e i 15 centesimi di euro al kWh). Questo obiettivo rimane confermato anche per gli attuali sistemi che in genere lavorano con una concentrazione più bassa (520 soli geometrici) per i quali, in condizioni ottimali, è stato stimato un costo di 11 centesimi al kWh .

Ottenere questo tipo di dati è di grande importanza se si vuole ragionare in termini di prospettive per questa tecnologia. I precedenti in letteratura sono giunti ai medesimi risultati seguendo un percorso completamente diverso da quello proposto in questo lavoro. Lo studio NREL di S. Kurtz, per esempio, è una complessa analisi su ciò che il mercato propone per ogni componente e sulle ragionevoli prospettive. Per ciascun componente sono state raccolte le caratteristiche di prezzo ed efficienza, dall'incrocio di questi dati si viene guidati, nelle conclusioni, ad una forchetta di valori di riferimento.

Invece, il percorso che vuole tracciare questo mio contributo, è quello di seguire passo, passo le varie fasi di raccolta e trasformazione dell'energia nelle sue varie forme: a partire dal fenomeno della fotoproduzione di portatori di carica nella cella fotovoltaica, fino ad arrivare all'immissione in rete della potenza elettrica. Il sistema è stato quindi parametrizzato in un simulatore in grado di riprodurre i principi fisici e le interazioni che stanno alla base del funzionamento di un impianto CPV. Questo approccio crea una rappresentazione e una virtualizzazione informatica di un qualsiasi impianto CPV e consente di valutare l'inferenza a livello di sistema di ogni componente parametrizzato. Diversamente da quanto accade con una forchetta di valori di riferimento, questo sistema è in grado di considerare le interconnessioni non lineari tra i vari componenti e tra i componenti e il sistema. Questo approccio conferisce unitarietà al sistema complesso: l'interesse per questo lavoro è testimoniato, a livello internazionale, dalla sua presentazione presso la "European Energy Conference 2010" di Barcellona.

Il lavoro non è da considerarsi conclusivo e non ha la pretesa di essere uno strumento pronto all'uso. Ma sicuramente è una base da implementare che già, in questo suo primo stadio di sviluppo, dimostra la sua efficacia ed offre spunti speculativi non indifferenti.

12.APPENDICE I: PRODOTTI CPV SUL MERCATO

ABENGOA SOLAR Solar Power for a Sustainable World	ABENGOA SOLAR								
Sito Web:	http://www.abengoasolar.com/								
Nazionalità:	Multinazionale								
Descrizione:	Abengoa Solar si occupa di impianti solari in generale: la loro linea comprende pannelli al silicio e a bassa concentrazione, così come macchine termodinamiche. La tecnologia CPV è allo studio con alcuni prototipi installati.								
Prototipo CPV	<table border="1" data-bbox="710 1422 1444 1581"> <tr> <td>Ottica Primaria</td><td>Specchi esagonali</td></tr> <tr> <td>Soluzione Ottica</td><td>Dense Array</td></tr> <tr> <td>Fattore di conc.</td><td>1000 soli</td></tr> <tr> <td>Celle</td><td>Tripla giunzione</td></tr> </table>	Ottica Primaria	Specchi esagonali	Soluzione Ottica	Dense Array	Fattore di conc.	1000 soli	Celle	Tripla giunzione
Ottica Primaria	Specchi esagonali								
Soluzione Ottica	Dense Array								
Fattore di conc.	1000 soli								
Celle	Tripla giunzione								

	AMONIX										
Sito Web:	http://www.amonix.com/										
Nazionalità:	USA										
Descrizione:	Amonix è una ditta specializzata in CPV: lavora sull'alta concentrazione dall'89 e ha portato all'attenzione diverse soluzioni. All'attivo hanno diverse installazioni con concentratori 250x su celle al silicio con la ragguardevole efficienza del 16% - 18%. L'ultimo prodotto è il pannello Amonix 7700 con celle tripla giunzione.										
Amonix 7700	 <table border="1" data-bbox="539 1563 1327 1758"> <tr> <td>Ottica Primaria</td><td>Lenti di fresnel</td></tr> <tr> <td>Soluzione Ottica</td><td>Point Focus</td></tr> <tr> <td>Fattore di conc.</td><td>Alta</td></tr> <tr> <td>Celle</td><td>Silicio singola giunzione</td></tr> <tr> <td>Efficienza post – inverter</td><td>25%</td></tr> </table>	Ottica Primaria	Lenti di fresnel	Soluzione Ottica	Point Focus	Fattore di conc.	Alta	Celle	Silicio singola giunzione	Efficienza post – inverter	25%
Ottica Primaria	Lenti di fresnel										
Soluzione Ottica	Point Focus										
Fattore di conc.	Alta										
Celle	Silicio singola giunzione										
Efficienza post – inverter	25%										

	ARIMA ECO										
Sito Web:	http://www.arimaeco.com/										
Nazionalità:	Taiwan										
Descrizione:	Arima è membro del “CPV Consortium” (http://www.cpvconsortium.org/): è una ditta specializzata in CPV. La sua particolarità è quella di coprire tutta la catena produttiva a partire dal substrato per la realizzazione delle celle fino al modulo completo di tracking.										
Modulo M010	 Il modulo M010 è composto da 24 elementi attivi. In foto è rappresentata la giunzione di due moduli. <table border="1" data-bbox="616 1270 1404 1473"> <tr> <td>Ottica Primaria</td><td>Lenti di fresnel</td></tr> <tr> <td>Soluzione Ottica</td><td>Point Focus</td></tr> <tr> <td>Fattore di conc.</td><td>476</td></tr> <tr> <td>Celle</td><td>Tripla giunzione</td></tr> <tr> <td>Efficienza modulo</td><td>> 22%</td></tr> </table>	Ottica Primaria	Lenti di fresnel	Soluzione Ottica	Point Focus	Fattore di conc.	476	Celle	Tripla giunzione	Efficienza modulo	> 22%
Ottica Primaria	Lenti di fresnel										
Soluzione Ottica	Point Focus										
Fattore di conc.	476										
Celle	Tripla giunzione										
Efficienza modulo	> 22%										
Solar Max											

ConcentraciónSolarLaMancha <i>A New Age in the Solar Energy</i>	CONCENTRACIÓN SOLAR LA MANCHA	
Sito Web:	http://www.cslamancha.com/	
Nazionalità:	Spagna	
Descrizione:	Sta preparando una linea di produzione da 11MW/anno per impianti CPV.	
SunFlower		
	Ottica Primaria	Variante brevettata della lente di fresnell
	Soluzione Ottica	Point Focus
	Fattore di conc.	400
	Celle	Tripla giunzione
	Efficienza modulo	23%

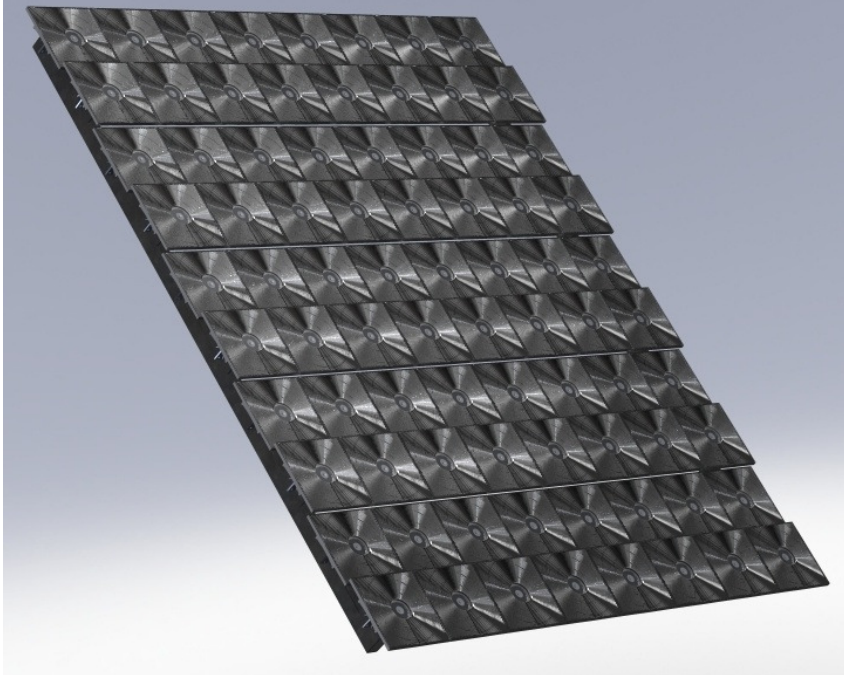
 Energy Innovations™	ENERGY INNOVATIONS												
Sito Web:	http://www.energyinnovations.com/												
Nazionalità:	California												
Descrizione:	Dal 2001 lavora su moduli ad altissima concentrazione. I partner economici sono MDV and Idealab.												
SunFlower	I moduli vengono montati su frame da 5 moduli ciascuno. Ogni singolo frame dispone del controllo per il MPPT e il sistema di puntamento. Mediante l'uso della tecnologia a microinverter la resa viene migliorata nel caso di ombra o scarsa illuminazione di una parte dell'impianto. Ogni modulo è composto da 30 elementi attivi. <table border="1"> <tr> <td>Ottica Primaria</td><td>Lenti di fresnell in vetro temperato</td></tr> <tr> <td>Soluzione Ottica</td><td>Point Focus</td></tr> <tr> <td>Fattore di conc.</td><td>1200</td></tr> <tr> <td>Celle</td><td>Tripla giunzione</td></tr> <tr> <td>Efficienza modulo</td><td>28%</td></tr> <tr> <td>Angolo di accettazione</td><td>0,9°</td></tr> </table>	Ottica Primaria	Lenti di fresnell in vetro temperato	Soluzione Ottica	Point Focus	Fattore di conc.	1200	Celle	Tripla giunzione	Efficienza modulo	28%	Angolo di accettazione	0,9°
Ottica Primaria	Lenti di fresnell in vetro temperato												
Soluzione Ottica	Point Focus												
Fattore di conc.	1200												
Celle	Tripla giunzione												
Efficienza modulo	28%												
Angolo di accettazione	0,9°												

	CONCENTRIX SOLAR										
Sito Web:	http://www.concentrix-solar.de/										
Nazionalità:	Germania										
Descrizione:	Concentrix Solar è una ditta impegnata nel settore dal 2005. Fu fondata come sussidiaria del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems mediante trasferimento di parte del know-how. Attualmente è una delle poche aziende che hanno superato la fase prototipale ed offrono al mercato soluzioni complete per il CPV. È in fase di realizzazione una linea di produzione con una capacità di 25MW/anno.										
FLATCON	 <table border="1" data-bbox="595 1626 1385 1832"> <tr> <td>Ottica Primaria</td><td>Lenti di fresnel</td></tr> <tr> <td>Soluzione Ottica</td><td>Point Focus</td></tr> <tr> <td>Fattore di conc.</td><td>500</td></tr> <tr> <td>Celle</td><td>Tripla giunzione</td></tr> <tr> <td>Efficienza modulo</td><td>27,2%</td></tr> </table>	Ottica Primaria	Lenti di fresnel	Soluzione Ottica	Point Focus	Fattore di conc.	500	Celle	Tripla giunzione	Efficienza modulo	27,2%
Ottica Primaria	Lenti di fresnel										
Soluzione Ottica	Point Focus										
Fattore di conc.	500										
Celle	Tripla giunzione										
Efficienza modulo	27,2%										

	ES SYSTEM										
Sito Web:	http://www.essystem.kr/										
Nazionalità:	Corea del Sud										
Descrizione:	Azienda impegnata su vari fronti per la produzione di corrente elettrica dal fotovoltaico. Per quanto riguarda il CPV sono previsti diversi formati di moduli tecnologicamente identici dotati del ricevitore Emcore.										
SunRyder 713	<table border="1" data-bbox="687 1070 1417 1272"> <tbody> <tr> <td>Ottica Primaria</td><td>Lenti di fresnell</td></tr> <tr> <td>Soluzione Ottica</td><td>Point Focus</td></tr> <tr> <td>Fattore di conc.</td><td>1100</td></tr> <tr> <td>Celle</td><td>Tripla giunzione</td></tr> <tr> <td>Efficienza modulo</td><td>27%</td></tr> </tbody> </table>	Ottica Primaria	Lenti di fresnell	Soluzione Ottica	Point Focus	Fattore di conc.	1100	Celle	Tripla giunzione	Efficienza modulo	27%
Ottica Primaria	Lenti di fresnell										
Soluzione Ottica	Point Focus										
Fattore di conc.	1100										
Celle	Tripla giunzione										
Efficienza modulo	27%										
SunRyder 357											
SunRyder 595											

 Green & Gold Energy	GREEN AND GOLD ENERGY	
Sito Web:	http://www.acgava.net/	
Nazionalità:	Australia	
Descrizione:	Green and Gold Energy è una ditta Australiana molto discussa per la sua politica pubblicitaria e commerciale molto aggressiva. Sebbene il suo fondatore, Greg Watson, abbia a più riprese annunciato l'imminente uscita sul mercato dei prodotti SunBall e SunCube, (il primo annuncio risale al 2006) nessuna installazione presso gli enti autorevoli del settore è stata fatta. Questo ha creato perplessità sulla validità dell'azienda che, peraltro, ha con entusiasmo trascinato verso l'incertezza un gran numero di realtà produttive tra cui il colosso Emcore che doveva essere il produttore del ricevitore.	
SunCube		
	Ottica Primaria	Lenti di fresnell
	Soluzione ottica	Point Focus
	Fattore di conc.	1300 soli
	Celle	Tripla giunzione Emcore

SunBall	
-----------------------	--

	MORGAN SOLAR	
Sito Web:	http://www.morgansolar.com/	
Nazionalità:	Toronto, Canada	
Descrizione:	Azienda impegnata nel solare a concentrazione dal 2007. I suoi prototipi sono dotati di un'ottica particolare chiamata LSO (Light-guide Solar Optics). Questa ottica TIR (Total Internal Reflection) è caratterizzata dal fatto che il fuoco è molto vicino alla lente, la cella viene montata direttamente a contatto con essa senza lasciare spazi vuoti. La struttura portante è data dal dissipatore in alluminio a convezione. Non presenta quindi un box di contenimento, ha una sagoma molto sottile simile ai tradizionali pannelli al silicio.	
Simba		
	Ottica Primaria	LSO
	Soluzione Ottica	Point Focus
	Fattore di conc.	1400
	Celle	Tripla giunzione
	Efficienza modulo	26 ~ 30%

	OPEL SOLAR INC	
Sito Web:	http://opelinc.com/	
Nazionalità:	Multinazionale	
Descrizione:	Compagnia specializzata nello sviluppo e progettazione di tecnologia CPV indirizzata alle centrali fotovoltaiche ma anche all'utenza domestica con soluzioni ad alta integrabilità.	
MK-I		
	Opel presenta una vasta gamma di prodotti, questo in figura è il modulo di base.	
	Ottica Primaria	Fresnel
	Soluzione Ottica	Point Focus
	Fattore di conc.	500
	Celle	Tripla giunzione - Spectrolab

	SOL 3G										
Sito Web:	http://www.sol3g.com/										
Nazionalità:	Spagna										
Descrizione:	Sol3G è stata una delle prime aziende a disporre di un sistema CPV dimostrativo.										
M40-S1	Il design del modulo base, chiamato M40, è differente dal solito cubo. Gli elementi sono disposti in linee di 10 elementi. In questo modo il secondo asse di rotazione per il puntamento è realizzato semplicemente ruotando il singolo modulo anziché l'intero pannello. <table border="1" data-bbox="459 936 1401 1137"> <tr> <td>Ottica Primaria</td><td>Fresnel</td></tr> <tr> <td>Soluzione Ottica</td><td>Point Focus</td></tr> <tr> <td>Fattore di conc.</td><td>476</td></tr> <tr> <td>Celle</td><td>Tripla giunzione</td></tr> <tr> <td>Efficienza modulo</td><td>24%</td></tr> </table>	Ottica Primaria	Fresnel	Soluzione Ottica	Point Focus	Fattore di conc.	476	Celle	Tripla giunzione	Efficienza modulo	24%
Ottica Primaria	Fresnel										
Soluzione Ottica	Point Focus										
Fattore di conc.	476										
Celle	Tripla giunzione										
Efficienza modulo	24%										
Gira-Sol GS700	E' composto da 20 moduli M40-S1. Disegnato per i tetti piani o poco inclinati il suo orientamento è realizzato tramite una rotazione del pannello parallela al piano di appoggio e una rotazione dei moduli lungo il loro asse.										

S4000

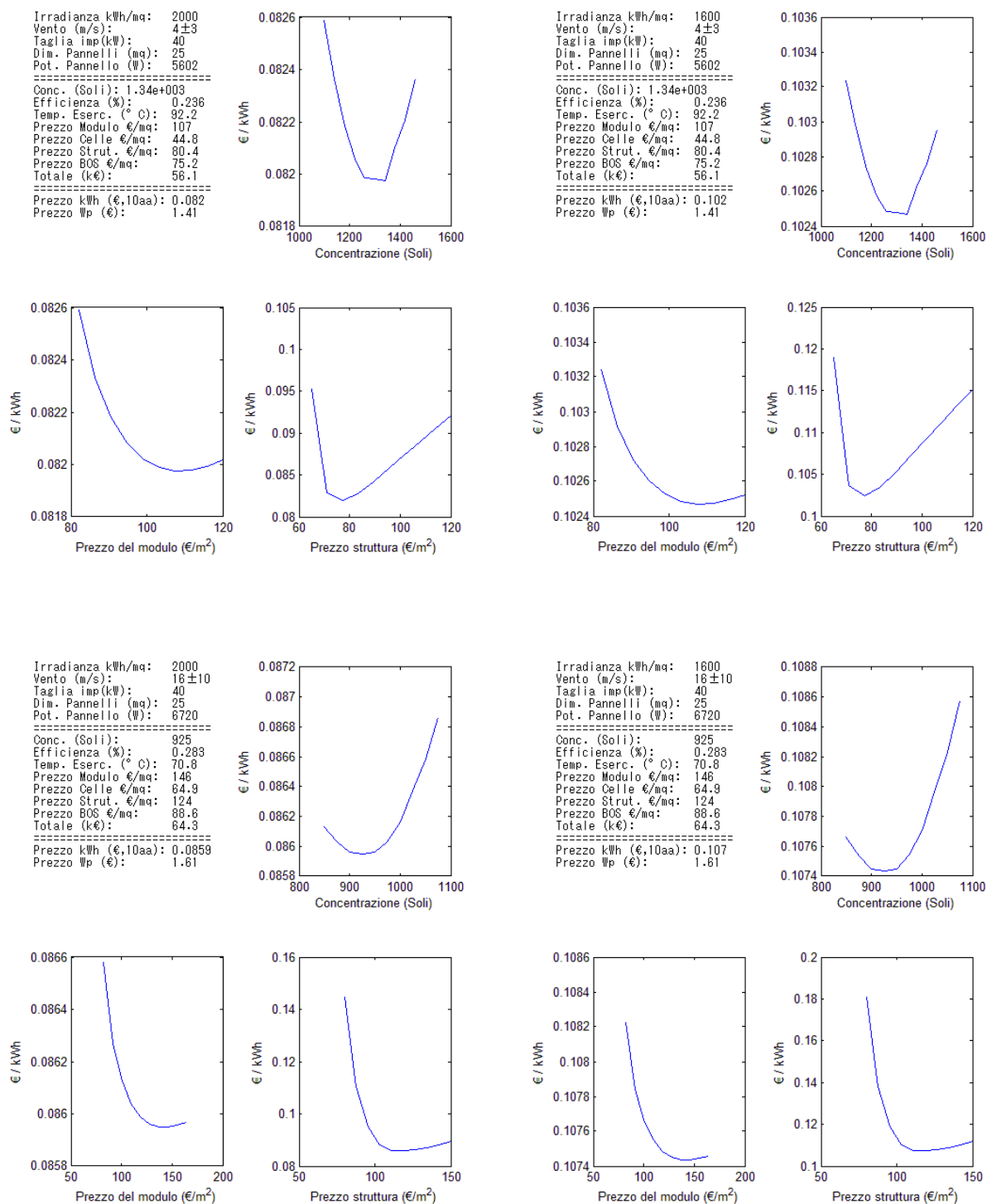


112 moduli M40-S1 montati sul tracker FEINA SC16

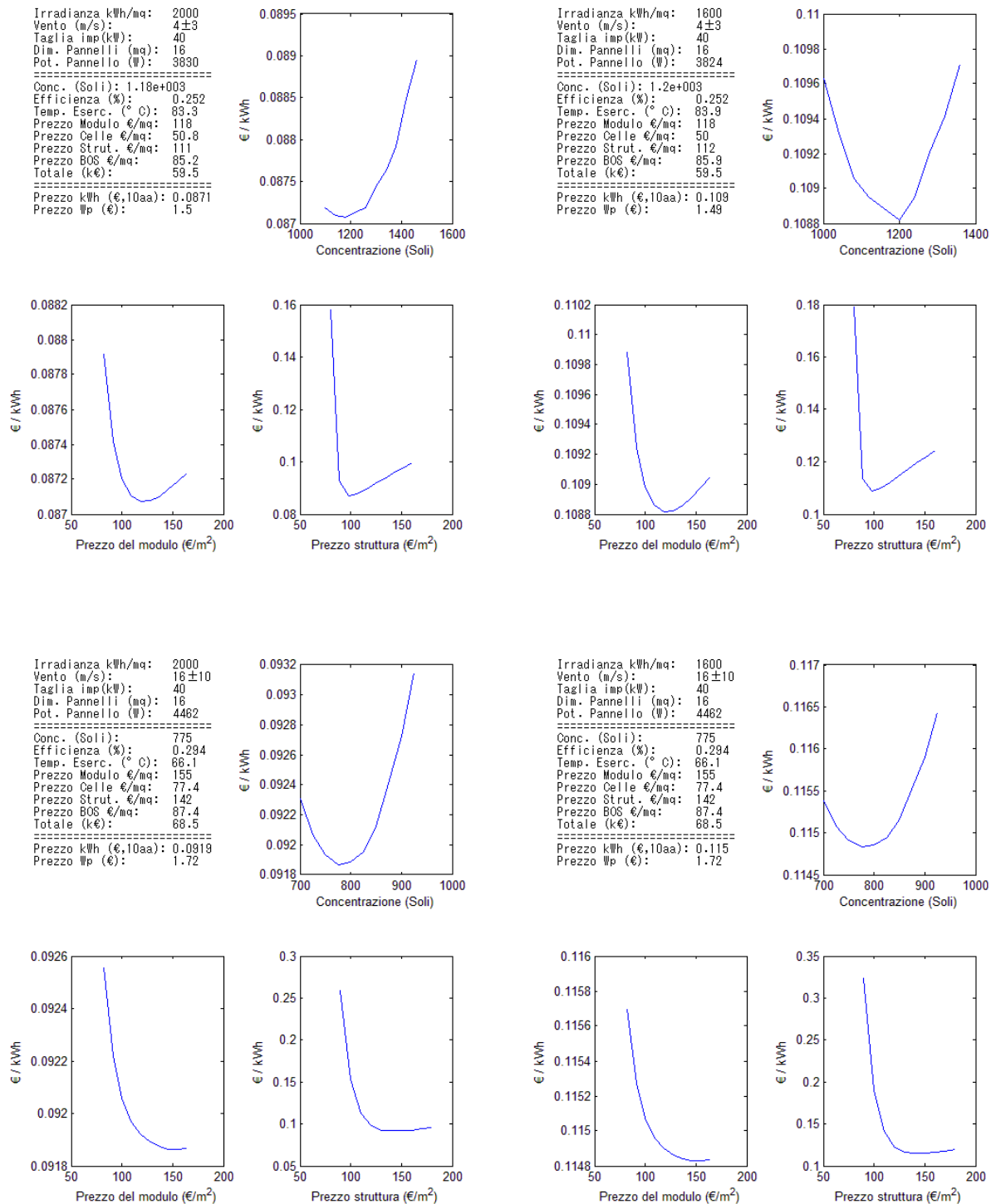
 Solar Systems	SOLAR SYSTEMS									
Sito Web:	http://www.solarsystems.com.au/									
Nazionalità:	Australia									
Descrizione:	Solar Systems è una realtà produttiva di rilievo. I loro sistemi dense array sono già impiegati per la produzione di energia elettrica in varie parti dell’Australia.									
CS500	   Il sistema di raffreddamento è a doppio stadio a liquido. Lo scambiatore è montato in ombra sul retro dello specchio. Il tipico impiego prevede 24 unità che costituiscono il building block nel caso di impianti più grandi. <table><tr><td>Ottica Primaria</td><td>112 specchi vitrei concavi.</td></tr><tr><td>Soluzione Ottica</td><td>Dense array</td></tr><tr><td>Fattore di conc.</td><td>500</td></tr><tr><td>Celle</td><td>Tripla giunzione (Eff. 36,5%)</td></tr></table>		Ottica Primaria	112 specchi vitrei concavi.	Soluzione Ottica	Dense array	Fattore di conc.	500	Celle	Tripla giunzione (Eff. 36,5%)
Ottica Primaria	112 specchi vitrei concavi.									
Soluzione Ottica	Dense array									
Fattore di conc.	500									
Celle	Tripla giunzione (Eff. 36,5%)									

	SOLFOCUS	
Sito Web:	http://www.solfocus.com/	
Nazionalità:	USA	
Descrizione:	Solfocus è una delle aziende con un prodotto sul mercato: propone sistemi completi da poche centinaia di kW fino a 50 MW di potenza, quindi destinati a piccole e medie centrali fotovoltaiche.	
CS500		
	Ottica Primaria	Cassegrain, in vetro
	Soluzione Ottica	Point - Focus
	Fattore di conc.	650 (sulla cella: 500)
	Celle	Tripla giunzione
	Efficienza modulo	25%

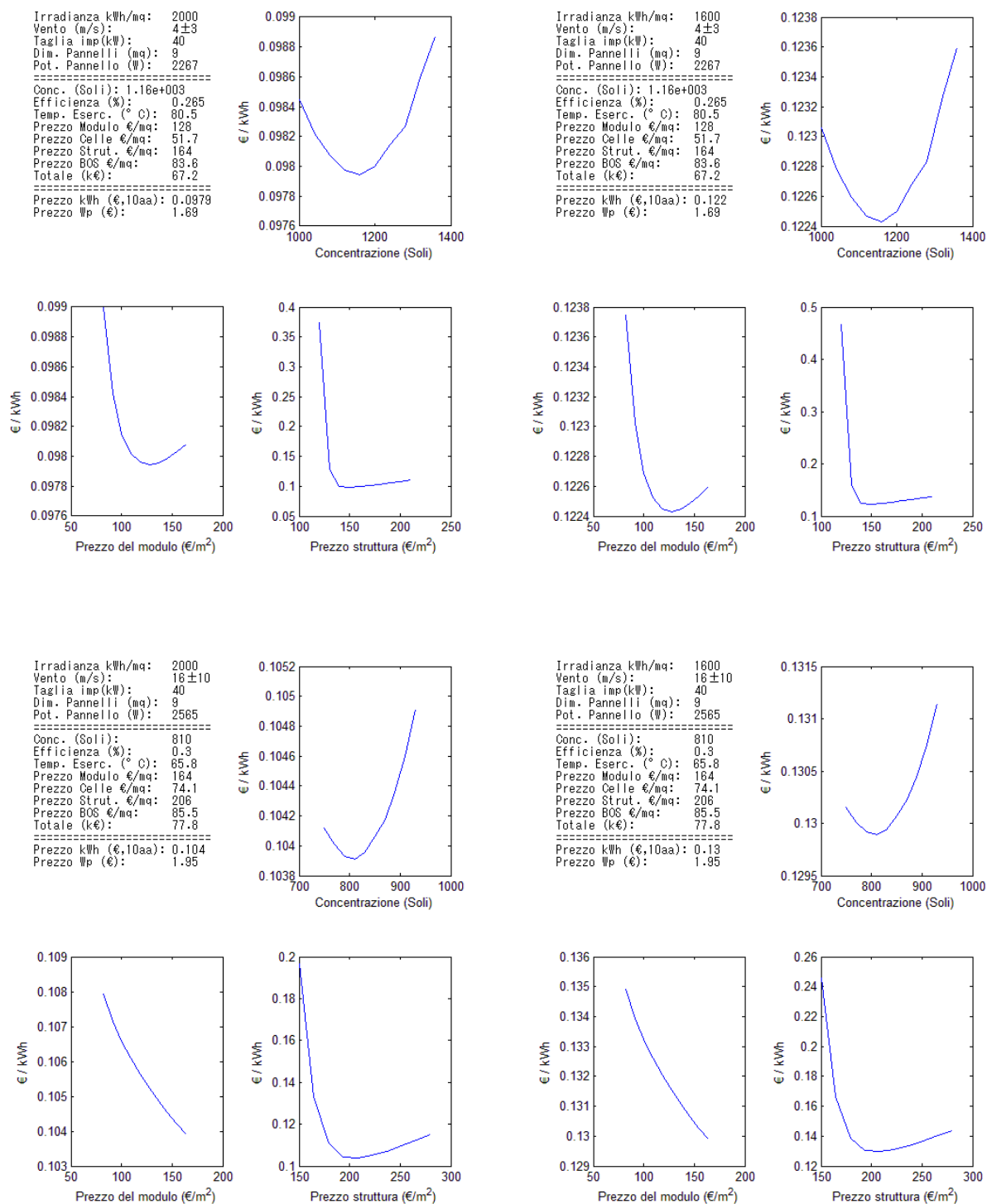
13.APPENDICE II: GRAFICI DELLE SIMULAZIONI



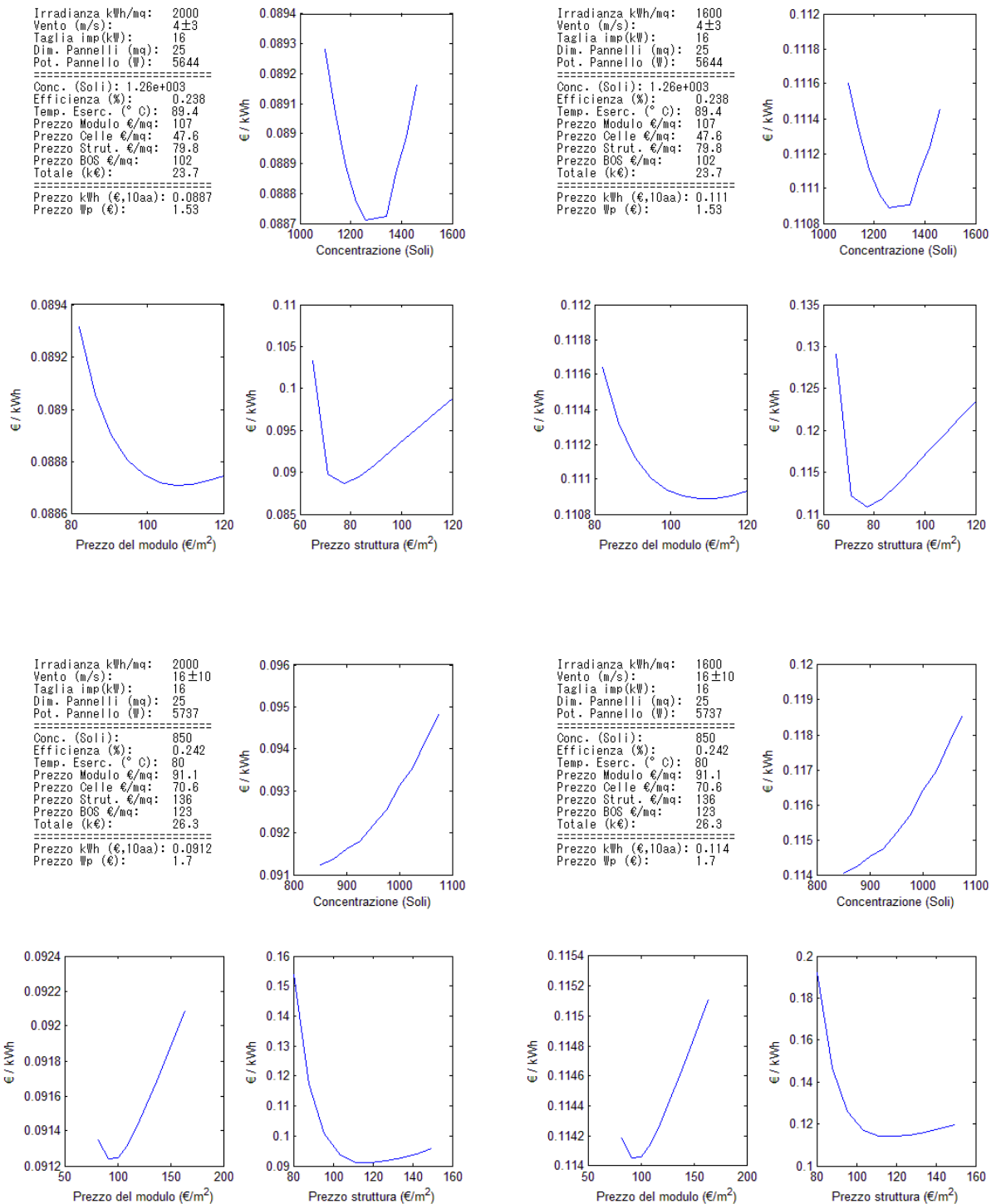
IMPIANTO GRANDE - PANNELLO GRANDE



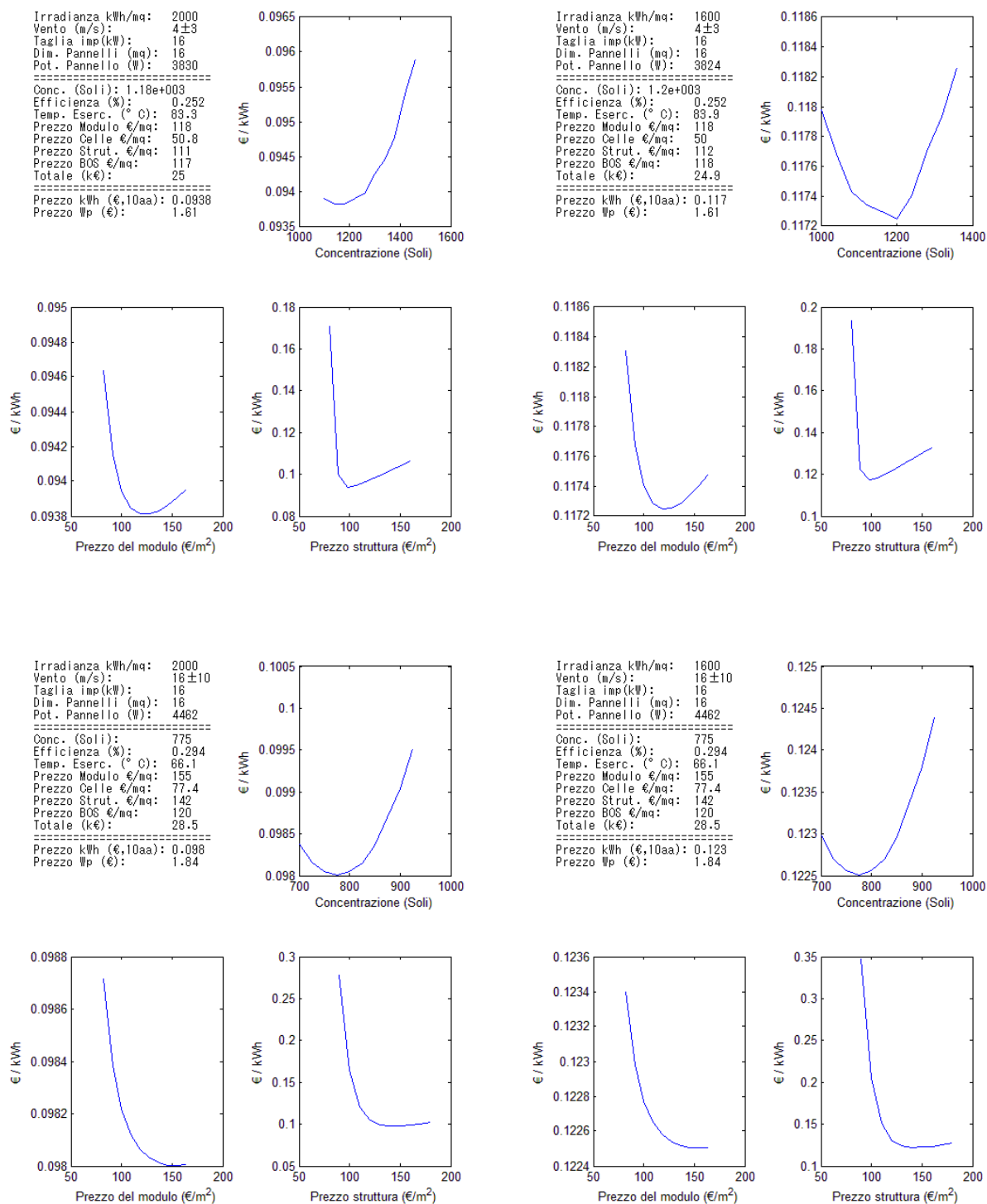
IMPIANTO GRANDE - PANNELLO MEDIO



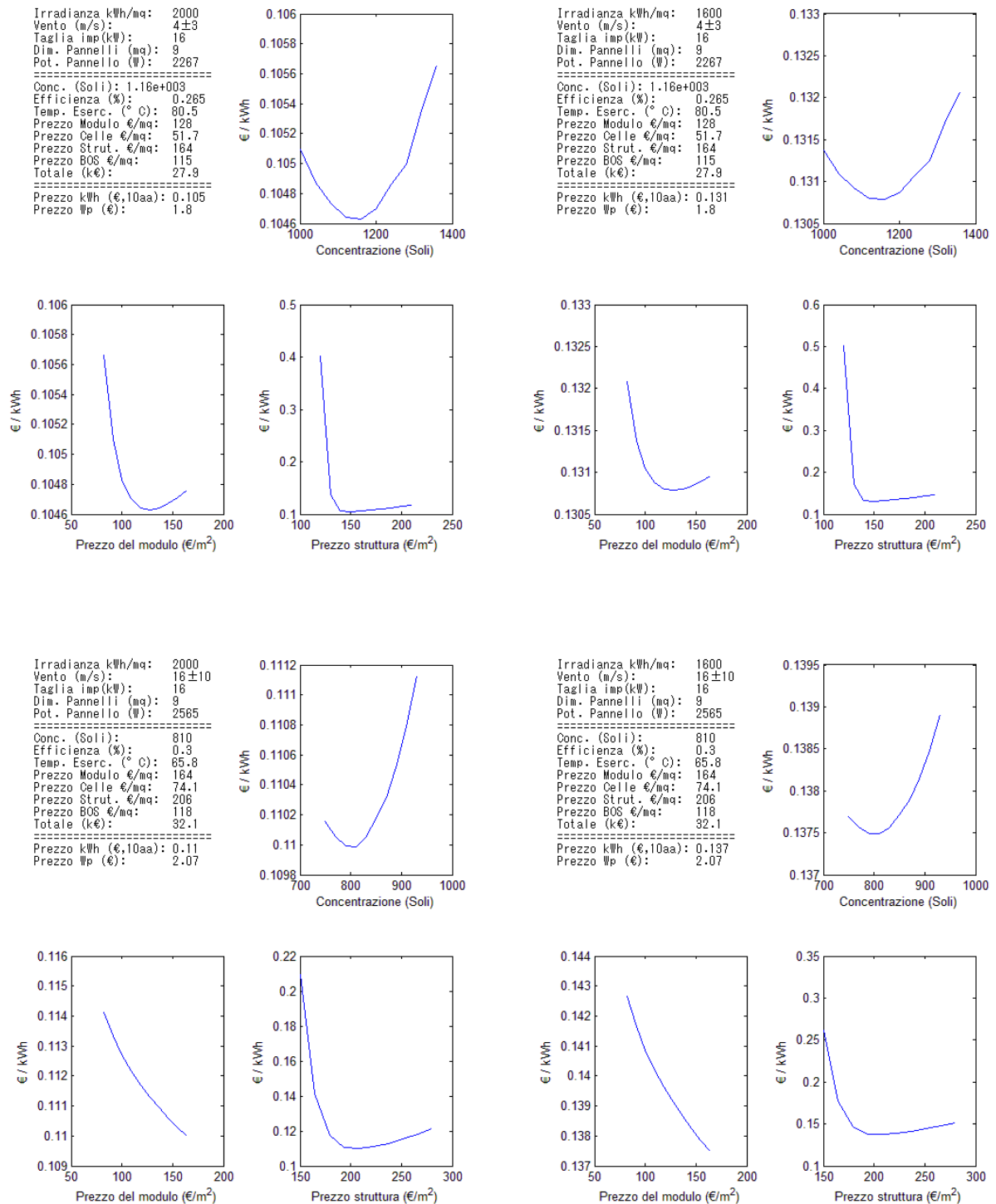
IMPIANTO GRANDE - PANNELLO PICCOLO



IMPIANTO MEDIO – PANNELLO GRANDE

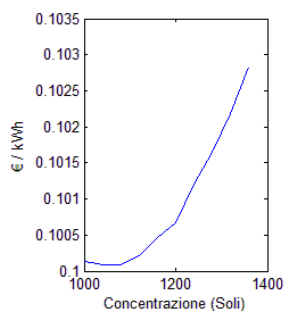


IMPIANTO MEDIO – PANNELLO MEDIO

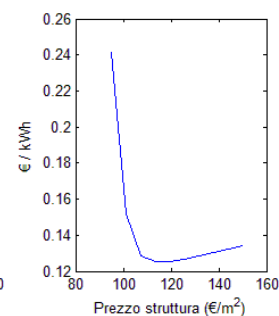
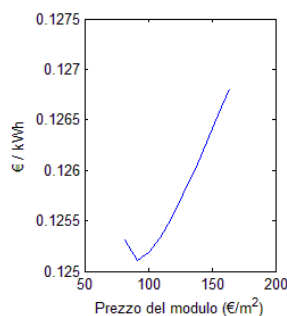
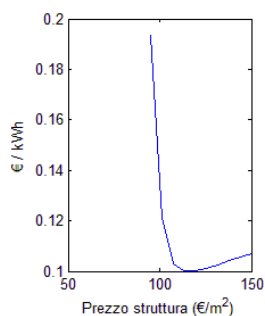
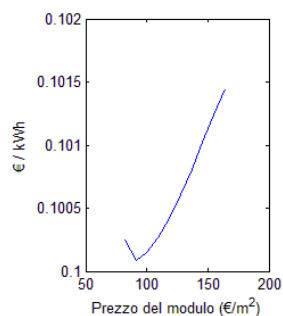
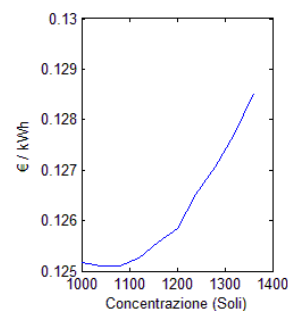


IMPIANTO MEDIO – PANNELLO PICCOLO

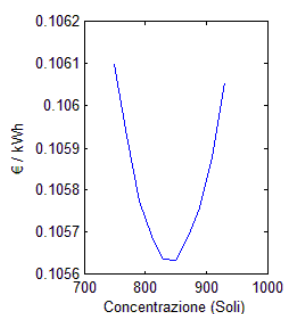
Irradianza kWh/mq: 2000
 Vento (m/s): 4±3
 Taglia Imp(kW): 3.3
 Dim. Pannelli (mq): 13
 Pot. Pannello (W): 2924
 =====
 Conc. (Soli): 1.08e+003
 Efficienza (%): 0.237
 Temp. Eserc. (° C): 89.2
 Prezzo Modulo €/mq: 91.1
 Prezzo Cella €/mq: 55.6
 Prezzo Strut. €/mq: 138
 Prezzo BOS €/mq: 136
 Totale (k€): 5.66
 =====
 Prezzo kWh (€,10aa): 0.1
 Prezzo Wp (€): 1.71



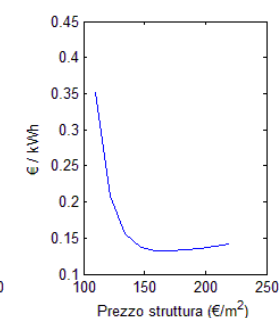
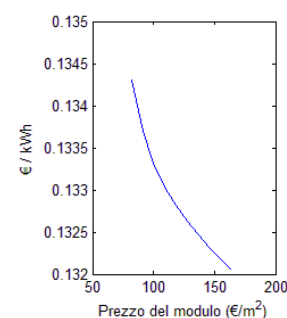
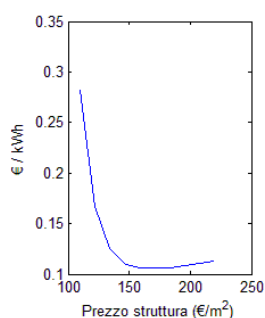
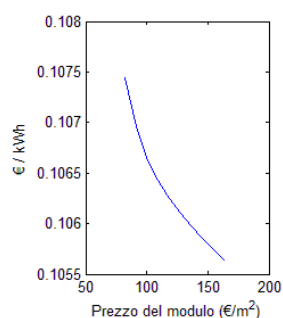
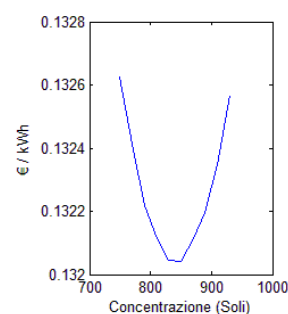
Irradianza kWh/mq: 1800
 Vento (m/s): 4±3
 Taglia Imp(kW): 3.3
 Dim. Pannelli (mq): 13
 Pot. Pannello (W): 2924
 =====
 Conc. (Soli): 1.08e+003
 Efficienza (%): 0.237
 Temp. Eserc. (° C): 89.2
 Prezzo Modulo €/mq: 91.1
 Prezzo Cella €/mq: 55.6
 Prezzo Strut. €/mq: 138
 Prezzo BOS €/mq: 136
 Totale (k€): 5.66
 =====
 Prezzo kWh (€,10aa): 0.125
 Prezzo Wp (€): 1.71



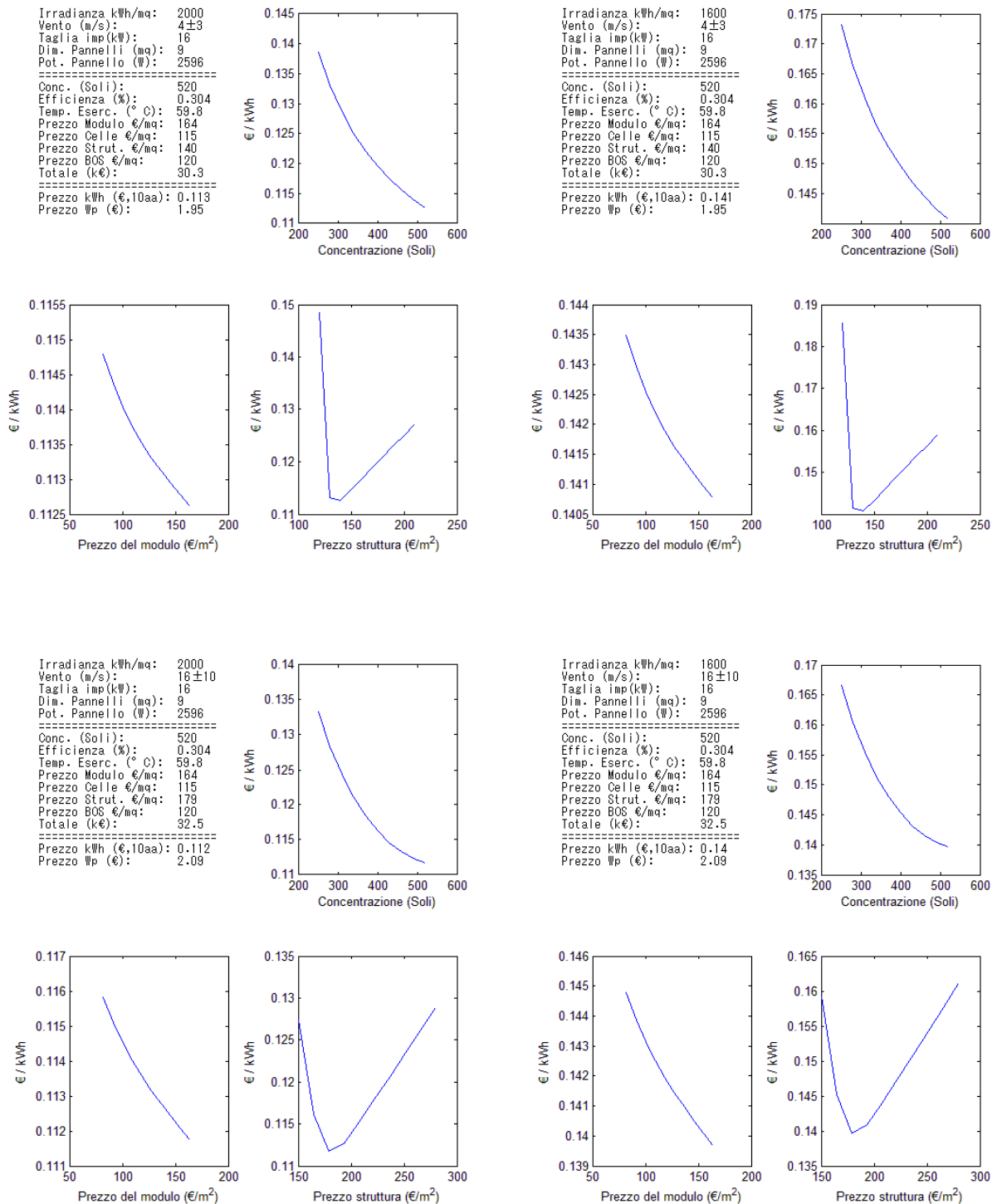
Irradianza kWh/mq: 2000
 Vento (m/s): 18±10
 Taglia Imp(kW): 3.3
 Dim. Pannelli (mq): 13
 Pot. Pannello (W): 3897
 =====
 Conc. (Soli): 850
 Efficienza (%): 0.299
 Temp. Eserc. (° C): 66.7
 Prezzo Modulo €/mq: 164
 Prezzo Cella €/mq: 70.6
 Prezzo Strut. €/mq: 170
 Prezzo BOS €/mq: 138
 Totale (k€): 6.56
 =====
 Prezzo kWh (€,10aa): 0.106
 Prezzo Wp (€): 1.99



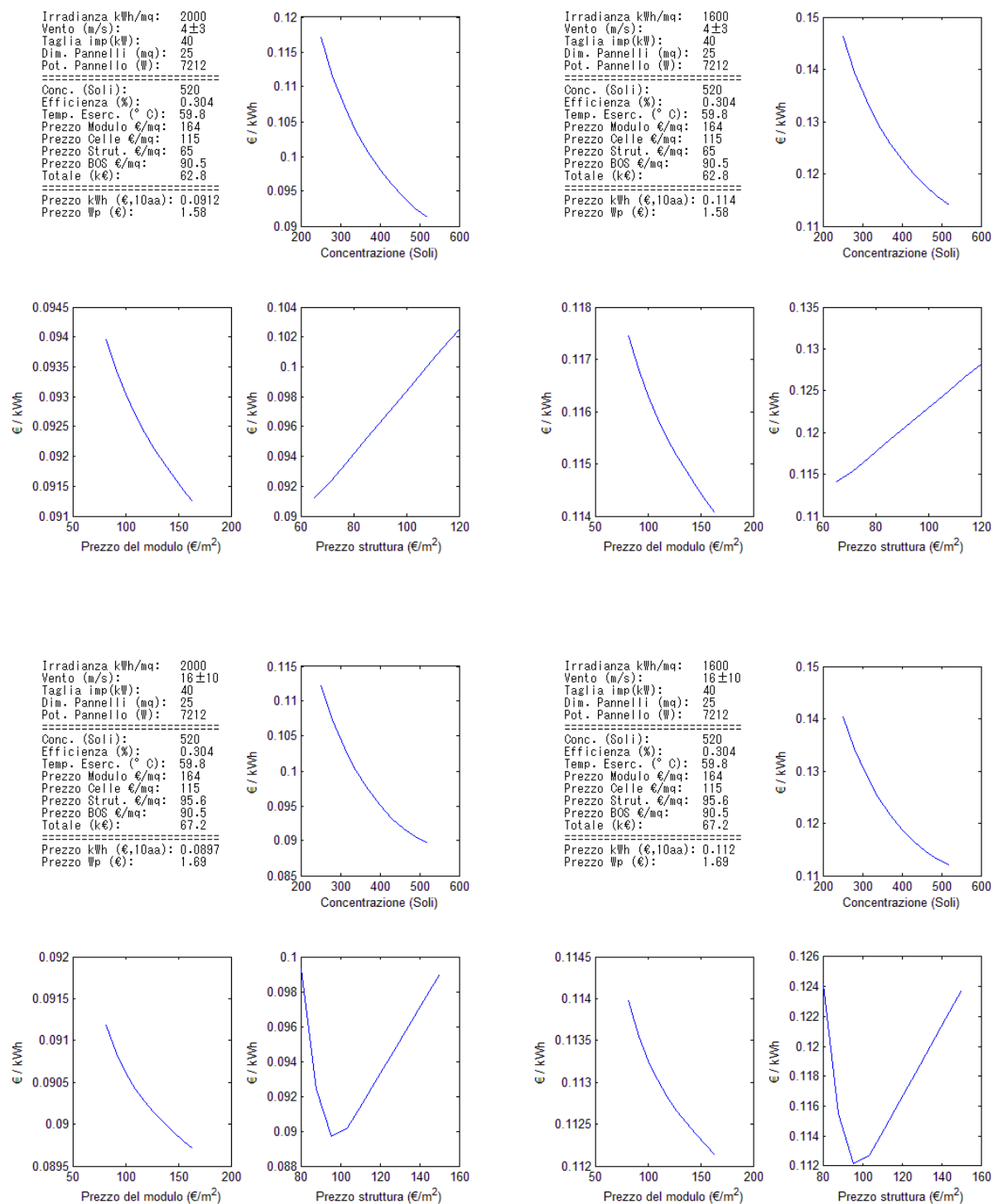
Irradianza kWh/mq: 1800
 Vento (m/s): 18±10
 Taglia Imp(kW): 3.3
 Dim. Pannelli (mq): 13
 Pot. Pannello (W): 3897
 =====
 Conc. (Soli): 850
 Efficienza (%): 0.299
 Temp. Eserc. (° C): 66.7
 Prezzo Modulo €/mq: 164
 Prezzo Cella €/mq: 70.6
 Prezzo Strut. €/mq: 170
 Prezzo BOS €/mq: 138
 Totale (k€): 6.56
 =====
 Prezzo kWh (€,10aa): 0.132
 Prezzo Wp (€): 1.99



IMPIANTO PICCOLO



IMPIANTO MEDIO – PANNELLO PICCOLO: CONCENTRAZIONE VINCOLATA 520 SOLI



IMPIANTO GRANDE – PANNELLO GRANDE CONCENTRAZIONE VINCOLATA 520 SOLI

14.BIBLIOGRAFIA

1. *Global Trends in Sustainable Energy Investment*. s.l. : UNEP, 2009.
2. **D. Chiaroni, F. Frattini, F. Spada**. *Solar Energy Report 2008*. s.l. : www.energystrategy.it.
3. **Kurtz, S.** *A Bright Future for CPV*. s.l. : NREL, 2009.
4. **A. Bett, F. Ferrazza**. *Concentration Photovoltaics (CPV)*. s.l. : EU Photovoltaic Technology Platform, The Strategic Research Agenda, 2006.
5. *The CPV Challenge (Part 1): Achieving Grid Parity*. s.l. : CPV Today, 2009.
6. **Guzzi, M.** *Introduzione allo studio di semiconduttori e dispositivi a semiconduttore*. s.l. : CUSL.
7. **Hovel, H. J.** *Semiconductors and smimetals*. s.l. : Academic Press, 1975.
8. **Bett, A. W.** *Multijunction Concentrator Solar cells*. s.l. : Springer.
9. **Cucco, Santi**. *Analisi di un sistema fotovoltaico a concentrazione tramite lenti di fresnel*. s.l. : Poloitecnico di Milano.
10. **Algora, C.** *Very high concentration challenges of III-V Multijunction Solar Cells*. s.l. : Springer.
11. **Salas, V.** *National Survey Report of PV Power Applications in Spain*. s.l. : Universidad Carlos III de Madrid, 2008.
12. **Martinez, M.** *Concentrator Photovoltaics connected to the grid and system rating*. s.l. : EPSEC , 2008.
13. **Nishikawa, W.** *Energy production of CPV power plants: 0,5MW demonstration in central Spain*. s.l. : EPSEC, 2009.
14. **Pellegriono, M.** *Characterization of optics and cells for concentrating applications*. s.l. : ENEA, 2008.
15. **Lerchenmüller, H.** *From FLATCON® Pilot system to the first Power Plant*. s.l. : Concentrix.
16. **Smestad, G.** *The thermodynamic limits of light concentrators*. s.l. : Elsevier, 1990.

17. **Anderson, D.** *Alpha Solarco's photovoltaic Concentrator Development Program*. s.l. : NREL, 1995.
18. **Gordon, J.M.** *Concentrator Optics*. s.l. : Springer.
19. **Lai, Y.J.** *Optimization of Delta's Reciever and module through trial implication of 900X HCPV Systems*. s.l. : EPSEC, 2008.
20. **Hakenjos, Alexander.** *Trackers for CPV application – A new approach*. s.l. : Concentrix Solar GmbH Ralf Uhlig, German Aerospace Center (DLR).
21. **Tripanagnostopoulos, Y.** *Novel designs of building integrated concentrating photovoltaics*.
22. **Leuque-Heredia, I.** *Inspira's CPV Sun Tracking*. s.l. : Springer.
23. *Test, rating and specification of PV Concentrator components and systems*. s.l. : NNE-1999-00588.
24. **Hakenjos, A.** *Field Performance of FLATCON® high concentration photovoltaic systems*. 2007.
25. **Quéméré, G.** *Automation of the calibration process in the SUNDOG® STCU*.
26. **Araki, K.** *HCPV Tracke using a new adjustable open-loop control*. s.l. : EPSEC, 2008.
27. **Randall.** *Corralation of insolation and wind data for SOL-MET stations*. s.l. : Sandia National Laboratories, 1982.
28. **O. Stalter, B. Burger.** *Tracking inverter for large scale CPV Power Plants*. s.l. : Fraunhofer.
29. **Kurtz, S.** *Opportunities and Challenges for developing of a mature concentrating photovoltaic power industry*. s.l. : NREL, 2009.
30. **Nishikawa, W.** *Key advantages of concentrating phtovoltaics for lowering levelized cost of electricity*. s.l. : ESPEC, 2008.
31. **S.Stettler, P.Toggweiler.** *Analysis of Operetional Costs and its future cost reduction potential*. s.l. : EPSEC, 2009.
32. **Hatcher, M.** *Grid-Parity CPV needs efficiency and reliability gains*. s.l. : Compound Semiconductor Magazine, 2009.

33. **A. Hakenjos, T. Gerstmaier.** *Technical Constrains and yeld analysis of CPV power plant systems.* s.l. : EPSEC, 2008.
34. **H. C. Kim, K.G.Knight.** *Life cycle analysis of two new concentrator PV system.* s.l. : EPSEC, 2008.