

**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA**

**FACOLTÀ DI INGEGNERIA**

**CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA ELETTRICA**

**DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA**



**TESI DI LAUREA**

**STUDIO E PROGETTAZIONE DI  
IMPIANTI FOTOVOLTAICI  
E  
CONTROLLO DELLA QUALITÀ  
DEL SERVIZIO**

RELATORE: PROF. FIORENTIN PIETRO

CORRELATORE: DIRETTOR RAVAGNI DARIO

LAUREANDO: BOTTESI OMAR

MATRICOLA N°: 563133-IE

**ANNO ACCADEMICO 2009 - 2010**

Un particolare ringraziamento va al Professor Fiorentin Pietro che mi ha seguito durante lo stage, al Presidente Mario Tonina, al Direttore del CEIS Dario Ravagni e al Capo tecnico Floreani Guido.



# Indice

Consorzio Elettrico Industriale di Stenico CEIS	i
<b>I Studio e Progettazione di impianti fotovoltaici</b>	<b>1</b>
<b>1 Energia Solare ed Effetto Fotovoltaico</b>	<b>3</b>
1.1 Energia da fonti rinnovabili	3
1.2 Energia solare	3
1.2.1 Radiazione Solare	4
1.3 Effetto fotovoltaico	6
1.3.1 Aspetti teorici	7
<b>2 Cella Fotovoltaiche</b>	<b>15</b>
2.1 Perdite di energia nelle celle fotovoltaiche	20
2.2 Effetti della temperatura e della radiazione	21
2.3 Rendimento	22
2.4 Celle in serie	24
2.5 Celle in parallelo	26
2.6 Tipologie costruttive delle celle	27
2.6.1 Materiali e Tecnologie più utilizzate	32
<b>3 Moduli Fotovoltaici</b>	<b>35</b>
3.1 Produzione dei moduli fotovoltaici	35
3.1.1 Moduli con celle solari al silicio	35
3.1.2 Moduli con celle a film sottile	37
3.2 Dati tecnici del modulo fotovoltaico	38
3.3 Risposta Spettrale dei moduli fotovoltaici	41
3.4 Prove effettuate sui moduli fotovoltaici	42
<b>4 Sistemi Fotovoltaici</b>	<b>45</b>
4.1 Introduzione	45
4.2 Struttura di un sistema fotovoltaico	45
4.2.1 Generatore fotovoltaico	46
4.2.2 Sistemi di accumulo	50
4.2.3 Sistema di controllo e di condizionamento	52
4.2.3.1 DC/DC Converters	53
4.2.3.2 DC/AC Converters o inverter	53
4.2.3.3 Strumenti di misura	57
4.2.3.4 Strumenti di telecontrollo e di telemetria	58
4.2.4 Sistema di protezione	58
4.2.5 Sistema supplementare o back-up generator	60
<b>5 Progettazione di un impianto FV connesso alla rete elettrica</b>	<b>63</b>
5.1 Sopralluogo	63
5.2 Progettazione	66
5.2.1 Analisi planimetrica	66

5.2.2	Calcolo dell'energia fornita dal sole in un anno . . . . .	69
5.2.3	Scelta dei moduli FV e Potenza di picco del generatore - Produzione annua attesa	72
5.2.4	Configurazione del generatore FV e dimensionamento dell'inverter . . . . .	73
5.2.5	Quadri elettrici e protezioni . . . . .	75
5.3	Burocrazia . . . . .	75
5.3.1	D.I.A e Autorizzazione paesaggistica . . . . .	75
5.4	Relazione tecnica e iscrizione al GSE . . . . .	76
<b>6</b>	<b>Collaudo dell'impianto</b>	<b>77</b>
<b>7</b>	<b>Centrale Fotovoltaica "SOL DE ISE"</b>	<b>81</b>
7.1	Sito geologico . . . . .	82
7.2	Generatori FV . . . . .	82
7.2.1	Strutture di sostegno . . . . .	85
7.3	Inverter . . . . .	85
7.4	Cabina elettrica . . . . .	87
7.4.1	Apparecchiature di protezione, di interfaccia e di misura . . . . .	88
7.4.2	Collegamenti elettrici e Impianto di terra . . . . .	89
7.5	Criteri di protezione da contatti diretti e indiretti . . . . .	90
7.6	Sistema UPS . . . . .	90
7.7	Produzione annua attesa . . . . .	91
<b>8</b>	<b>Applicazioni e Sviluppi dei sistemi FV</b>	<b>95</b>
8.1	Boulding Integrated Photovoltaic BIPV . . . . .	96
8.2	Sviluppi tecnologici . . . . .	97
8.2.1	Celle organiche . . . . .	98
8.2.2	Celle a nanotubi di carbonio . . . . .	99
8.2.3	Concentratori solari per la produzione di energia elettrica e termica . . . . .	100
<b>II</b>	<b>Qualità del servizio</b>	<b>103</b>
<b>9</b>	<b>Qualità del servizio e Qualità della tensione</b>	<b>105</b>
9.1	Qualità della tensione . . . . .	106
9.1.1	Variazioni della frequenza . . . . .	106
9.1.2	Variazione dell'ampiezza . . . . .	107
9.1.3	Sovratensioni . . . . .	107
9.1.4	Fluttuazioni e Flicker . . . . .	107
9.1.5	Armoniche . . . . .	107
9.1.6	Buchi di tensione . . . . .	107
<b>10</b>	<b>Attività dell'AEEG</b>	<b>113</b>
10.1	Introduzione . . . . .	113
10.2	Livelli generali e specifici di qualità . . . . .	114
10.3	Misurazione e Regolazione . . . . .	114
10.4	Registrazione delle interruzioni, controlli e pubblicazione dei dati . . . . .	117
10.5	Regolamentazione e Controllo della qualità . . . . .	118
10.6	Che cosa può fare chi subisce un'interruzione . . . . .	118
10.7	Continuità del servizio e statistica . . . . .	119
<b>11</b>	<b>Testo integrato e Applicazione della norma</b>	<b>121</b>
11.1	Applicazione della norma . . . . .	122
11.1.1	Individuazione delle interruzioni . . . . .	122
11.1.2	Individuazione del numero di utenti BT e MT . . . . .	122
11.1.3	Registro interruzioni . . . . .	123

## Sommario

Durante l'estate 2009 ho avuto la possibilità di seguire uno stage che mi ha permesso di accrescere le mie conoscenze in merito al percorso formativo intrapreso.

Tra le splendidi valli Giudicarie, in provincia di Trento, opera il CEIS, Consorzio Elettrico Industriale di Stenico, che si occupa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica e che mi ha ospitato per tutto il periodo estivo.

Da qualche anno a questa parte, il CEIS si occupa anche della progettazione e la realizzazione di impianti fotovoltaici connessi in rete e nella loro sede ho potuto approfondire tale tematica studiando la tecnologia attuale e le problematiche che tali impianti presentano.

È stata affrontata la progettazione dei suddetti impianti e ho studiato le metodologie migliori per la loro realizzazione, nonché le problematiche connesse alla qualità del servizio causate dalle apparecchiature elettroniche necessarie per il condizionamento delle grandezze elettriche. Ho seguito il progetto di una centrale FV, denominata "Sol de Ise" di 636 kWp con l'applicazione di nozioni impiantistiche per la realizzazione dell'impianto di BT e MT che collega la centrale alla rete e studio dei sistemi di protezioni contenuti nella cabina MT coordinati secondo la normativa DK5940. Avrei dovuto effettuare delle misure relative ai parametri elettrici e alla qualità del servizio, purtroppo la centrale era ancora in fase di realizzazione.

La Power Quality sta diventando un tema molto importante nelle applicazioni di elettronica di potenza, quali appunto la generazione di energia elettrica da conversione fotovoltaica. Quindi è importante capire come limitare gli eventi disturbanti con il supporto della normativa vigente e tenendo traccia di tutti gli eventi che si presentano, anche con l'utilizzo di registrazioni automatiche. Quindi installando sistemi di telecontrollo e telemetria che permettano, oltre alle normali operazioni possibili con essi, anche di registrare le perturbazioni che si verificano in rete. Per il CEIS, ho redatto un registro delle interruzioni in cui tenere traccia di tutti gli eventi perturbanti che si verificano in rete.

Il percorso intrapreso quindi si è diviso in due parti principali:

- **Progettazione e studio degli impianti fotovoltaici:** studio teorico dei principi fisici ed elettrici delle celle FV, progettazione e realizzazione di impianti FV;
- **Qualità del servizio:** come la normativa si pone a riguardo della continuità del servizio e come utilizzare sistemi di telecontrollo per la registrazione degli indicatori di qualità;

È stata inoltre effettuata una visita alla centrale idroelettrica denominata "Ponte Pià" di proprietà del consorzio.



# Consorzio Elettrico Industriale di Stenico CEIS

Il Consorzio Elettrico Industriale di Stenico è una società cooperativa fondata il 14 maggio 1905 con lo scopo di contribuire, attraverso l'attività di produzione e distribuzione dell'energia elettrica, al miglioramento economico e sociale delle popolazioni residenti nella zona di attività della società, con particolare riguardo verso l'ambiente.

L'area servita ha una superficie di 248,57 kmq e comprende un totale di circa 7.500 abitanti.

Tale azienda è in possesso di una piccola centrale idroelettrica da circa 5 MW che permette il sostentamento di energia elettrica alla valle. È un impianto ad acqua fluente integralmente rinnovato nel 2004, la cui produzione annua media attesa è pari a 17,5 GWh. Il consorzio gestisce circa 68 km di rete MT e 180 km di rete BT, gran parte controllata attraverso sistemi a distanza.

Inoltre, negli ultimi anni, si è impegnata nella promozione dell'energia derivante dalla conversione fotovoltaica: essa realizza impianti per privati a costi agevolati e da poco ha costruito una centrale fotovoltaica, denominata *Sol de Ise*, dalla potenza complessiva di 636 kwp.

## Attività

- 1907: attivazione primo impianto idroelettrico con potenza installata 100 kVA
- 1919: ampliamento centrale (potenza installata 220 kVA)
- 1927: ampliamento centrale (potenza installata 430 kVA)
- 1954: ricostruzione centrale e potenziamento (potenza installata 2130 kVA)
- 1967: costruzione nuova sede sociale a Ponte Arche
- 1970: ampliamento centrale (potenza installata 2775 kVA)
- 1982: ampliamento centrale (potenza installata 3875 kVA)
- 1993: ristrutturazione uffici della sede di Ponte Arche
- 1994: automazione e telecontrollo centrale
- 1995: acquisizione fabbricato ubicato a Dasindo da adibire a magazzino
- 2001-2004: automazione e telecontrollo rete di media tensione, razionalizzazione e potenziamento centrale di Ponte Pià
- 2006: acquisizione contatori elettronici per la telegestione dell'utenza
- 2007: ristrutturazione magazzino di Dasindo attivazione primo impianto fotovoltaico con potenza installata 48 kW avvio del progetto "Fotovoltaico diffuso"

obiettivi per il futuro:

consolidamento qualitativo/quantitativo "core mission" promozione altre attività di servizio presenza attiva in società di settore promozione e sviluppo produzione energia da fonti rinnovabili (microidraulica e fotovoltaico diffuso).



Parte I

Studio e Progettazione di impianti  
fotovoltaici



# Capitolo 1

## Energia Solare ed Effetto Fotovoltaico

### 1.1 Energia da fonti rinnovabili

Come dice il titolo stesso, l'*energia da fonti rinnovabili* è quella ricavata dalle fonti non esauribili o che si rigenerano. Tuttavia non esiste una vera e propria classificazione delle fonti rinnovabili, ma esse possono essere distinte in:

- sole
- vento
- risorse idriche
- risorse geotermiche
- maree
- moto ondoso
- biomasse
- energia areotermica
- gas di discarica
- biogas

È da notare che la maggior parte delle fonti elencate precedentemente derivano dall'azione dell'energia solare.

### 1.2 Energia solare

Tra le fonti di energia rinnovabile, il sole ha un ruolo fondamentale perché è fautore dell'origine di tutte le fonti energetiche presenti sulla terra: risorse rinnovabili e non.

Il sole è in grado di trasmettere alla superficie terrestre una potenza che ammonta a circa  $1.75 \cdot 10^{17}$  W ovvero  $1.75 \cdot 10^5$  TW, ciò significa che in meno di un'ora il sole fornirebbe l'intera domanda di energia che attualmente l'uomo richiede in un anno.

Basti pensare al fatto che in un anno, il sole è in grado di fornire un'energia pari a 130000 GTep; all'uomo basterebbe poterne sfruttare solo l'1%.

L'energia solare può essere convertita:

- **DIRETTAMENTE:** *conversione fotovoltaica, conversione termica, conversione termo-elettrica mediante pannelli a concentrazione*
- **INDIRETTAMENTE:** *energia eolica, biomasse, moto ondoso, ecc*

I **VANTAGGI** dell'energia solare sono:

- Assenza di uso di combustibile, e quindi di conseguenti problemi legati al suo acquisto, trasporto e stoccaggio.
- Assenza di emissione chimica, termica ed acustica.
- Non contribuisce al riscaldamento globale della Terra o alle piogge acide.
- Non ha un rischio radiativo.
- Reperibilità illimitata.
- Lunga durata.
- Scarsità di manutenzione.
- Piccoli impianti che possono soddisfare le esigenze di un nucleo familiare.

Gli **SVANTAGGI** sono:

- Elevato costo iniziale, con conseguenti lunghi tempi di ammortamento.
- Alcuni elementi chimici usati per lo sfruttamento dell'energia solare possono risultare tossici.
- Inquinamento indiretto causato dai processi di produzione dei componenti di un simile sistema: moduli fotovoltaici, cavi, strutture, etc.
- Basso rendimento.
- Gli impianti usati hanno un certo impatto visivo e di occupazione del territorio.
- Purtroppo non vi è costanza di irraggiamento legata al periodo notturno e agli agenti atmosferici. L'irraggiamento stesso non presenta elevate concentrazioni per metro quadrato, infatti esso varia da zona a zona e spesso viene stimato a  $1000 \text{ w/m}^2$ .

### 1.2.1 Radiazione Solare

La radiazione solare è l'energia elettromagnetica emessa dai processi di fusione dell'idrogeno contenuto nel sole sulla cui superficie si misura una temperatura di circa 5000 K.

La densità di potenza della radiazione solare, detta anche costante solare, al di fuori dell'atmosfera terrestre, con i raggi perpendicolari ad un piano orizzontale, è di circa  $1353 \text{ W/m}^2$  variabile dal 3% al 3,5% durante l'anno.

La costante solare è la totale potenza incidente sulla superficie diametrale della terra considerata come se fosse una sfera:

$$A_d = \pi R^2$$

dove R è il raggio medio terrestre.

Quindi se si vuole conoscere la reale potenza media incidente sulla superficie della terra bisogna conoscere il rapporto tra la superficie diametrale e la superficie della terra, quindi se:

$$A_{terra} = 4\pi R^2 = 4A_d$$

conseguentemente il valore della costante solare deve essere diviso per un fattore 4 e risulterà essere:

$$\frac{S}{4} = 342 \frac{W}{m^2}$$

Il 99% della radiazione ha una lunghezza d'onda compresa tra i  $0,15\mu\text{m}$  e i  $4\mu\text{m}$  ma prima di giungere sulla superficie terrestre, nell'attraversare l'atmosfera, subisce alcuni fenomeni: parte viene infatti riflessa verso lo spazio, parte viene assorbita dall'atmosfera, le cui molecole riscaldandosi emettono radiazioni infrarosse, e la rimanente parte arriva al suolo della Terra dopo essersi distinta in due componenti: diretta e diffusa. L'intensità e la distribuzione spettrale della radiazione solare che arriva sulla superficie terrestre dipendono quindi dalla composizione dell'atmosfera: al suolo l'energia solare è concentrata nell'intervallo di lunghezza d'onda tra  $0,2\mu\text{m}$  e  $2,5\mu\text{m}$  e la sua composizione spettrale è:

- $0,2\mu\text{m} - 0,38\mu\text{m}$ : ultravioletto (6,4% dell'energia totale presente nello spettro),
- $0,38\mu\text{m} - 0,78\mu\text{m}$ : visibile (48%),
- $0,78\mu\text{m} - 10\mu\text{m}$ : infrarosso (45,6%).

Per considerare gli effetti dell'atmosfera si è definita la cosiddetta massa d'aria unitaria: AM1 (Air Mass One), che rappresenta lo spessore di atmosfera standard attraversato dalla radiazione in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato al livello del mare:

$$AM = \frac{(1-0,1 \cdot \text{altitudine})}{\sin(HS)} \sim \frac{1}{\sin(HS)}$$

dove HS è l'angolo di elevazione solare (angolo tra la linea del sole e il piano orizzontale).

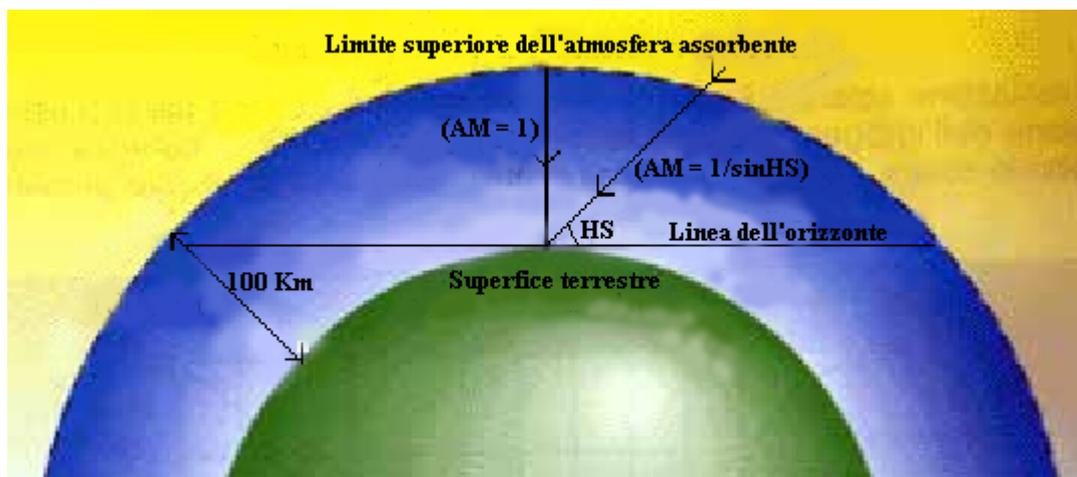


Figura 1.1: direzioni perpendicolare e inclinata della linea del sole rispetto al piano orizzontale

L'Air Mass ( AM ):

- fuori dall'atmosfera vale 0;
- al suolo, con un angolo di elevazione HS pari a  $90^\circ$ , vale 1;
- con HS pari a  $42^\circ$  vale 1,5;

è quest'ultimo AM che viene considerato nei test di laboratorio delle celle fotovoltaiche. Confrontando lo spettro della radiazione solare al suolo in condizioni AM1 con lo spettro della radiazione al di fuori dell'atmosfera, in condizioni AM0 si può notare la presenza di numerose buche nello spettro relativo alla condizione AM1, non presenti nello spettro ad AM0, dovute, come detto prima:

- all'assorbimento dell'atmosfera causato dalle molecole di vapore d'acqua, d'aria e dal pulviscolo atmosferico (areosol);
- alla riflessione nello spazio.

L'intensità della radiazione solare al suolo dipende dall'angolo di inclinazione della radiazione stessa su una superficie orizzontale: più piccolo è il valore assoluto dell'angolo, maggiore è lo spessore di atmosfera che essa deve attraversare e quindi è minore l'irraggiamento che giunge sulla superficie.

Trascurando la porzione di radiazione persa per l'assorbimento nell'atmosfera e per la riflessione nello spazio, l'irraggiamento solare globale sul suolo, che è di  $1000 \text{ W/m}^2$ , è in parte diretto, diffuso e riflesso dal suolo o da specchi d'acqua; la radiazione solare diffusa su base annua è del 55% e d'inverno è molto maggiore in percentuale.

La *radiazione diretta* colpisce una superficie qualsiasi con un angolo ben definito, mentre quella diffusa colpisce la stessa superficie con tanti angoli, quindi la *radiazione solare diffusa* rende una zona d'ombra, non raggiungibile dalla radiazione diretta a causa di un ostacolo, non completamente oscurata. Tale fenomeno è molto importante perché i pannelli fotovoltaici funzionano anche in presenza della sola componente diffusa.

Una superficie inclinata può ricevere anche radiazione solare riflessa.

La necessità di distinguere tra radiazione solare diretta, diffusa e riflessa deriva dal fatto che i pannelli fotovoltaici non rispondono in maniera uguale se colpiti in proporzioni diverse dalle tre componenti.

### 1.3 Effetto fotovoltaico

La parola fotovoltaico deriva da foton  $\implies$  luce e voltaico  $\implies$  legato all'elettricità, e significa elettricità prodotta attraverso la luce.

L'**effetto fotovoltaico** si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale (generalmente semiconduttore) passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento nel materiale di un fotone sufficientemente energetico.



Figura 1.2: conversione fotovoltaica

L'effetto fotovoltaico, osservato per la prima volta da Alexandre Edmond Becquerel nel 1839, costituisce una delle prove indirette della natura crepuscolare delle onde elettromagnetiche. La teoria fisica che spiega l'effetto fotoelettrico, del quale l'effetto fotovoltaico rappresenta una sottocategoria, fu pubblicizzata nel 1905 da Albert Einstein che per questo ricevette il premio Nobel.

Bisogna aspettare però il 1954 per la creazione della prima cella fotovoltaica in silicio monocristallino, nei Laboratori Bell negli Stati Uniti.

1839	Becquerel scoprì l'effetto fotovoltaico
1879	Adams e Day osservarono l'effetto fotovoltaico nel selenio
1900	Planck postulò la natura quantistica della luce
1930	Wilson propose la teoria quantica sui solidi
1940	Mott e Schottky svilupparono la teoria del solid-state rectifier (diodo)
1949	Bardeen, Brattain e Shockley inventarono il transistor
1954	Reynolds realizzò una cella solare basata sul solfuro di cadmio
1954	Chapin, Fuller e Pearson annunciarono il raggiungimento di un'efficienza pari al 6%
1958	Primo utilizzo di celle fotovoltaiche su di un satellite in orbita: Vanguard 1

Tabella 1.1: Alcune date importanti che hanno segnato lo sviluppo dell'energia fotovoltaica

Un po' di storia....

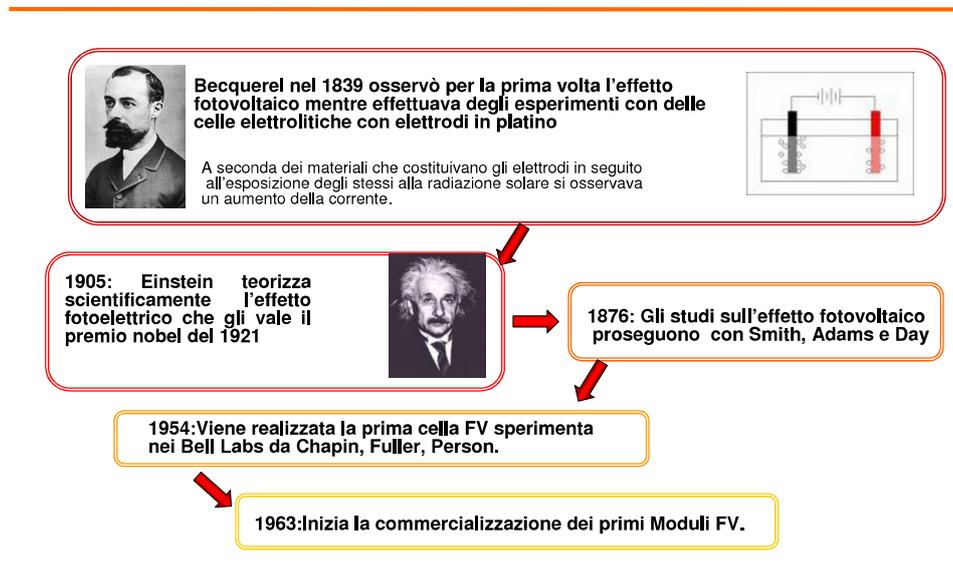


Figura 1.3: Un po' di storia

### 1.3.1 Aspetti teorici

Quando una radiazione elettromagnetica investe un materiale può, in certe condizioni, cedere energia agli elettroni più esterni degli atomi del materiale e, se è sufficiente, l'elettrone risulta libero di allontanarsi dall'atomo passando quindi dalla banda di valenza che corrisponde allo stato legato più esterno alla banda di conduzione dove non è più legato. L'energia minima perché ciò avvenga si chiama *ENERGY GAP*.

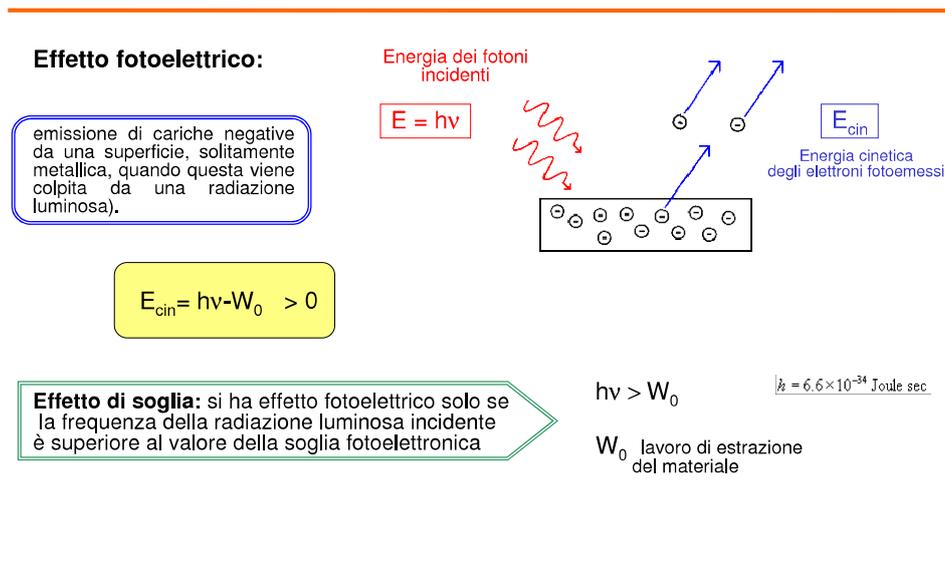


Figura 1.4: Effetto fotoelettrico

Quindi la conversione dalla radiazione solare ad energia elettrica si ha quando, parte di questi fotoni corrispondenti ad una data frequenza e lunghezza d'onda della radiazione stessa, superano l'Energy Gap della giunzione, permettendo la creazione di coppie elettrone-lacuna che influenzate dal campo elettrico della giunzione stessa danno origine ad un flusso elettronico unidirezionale.

I fotoni che non prendono parte alla conversione fotovoltaica vengono comunque assorbiti dal materiale producendo calore.

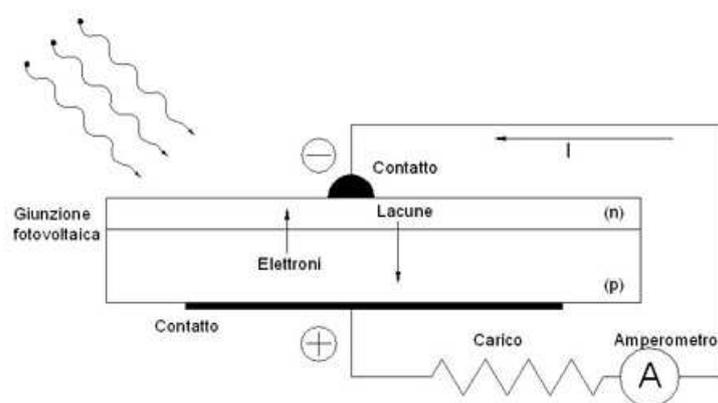


Figura 1.5: Cella Fotovoltaica ed effetto fotoelettrico

Affinché si verifichi l'assorbimento di un fotone, occorre che l'energia di tale fotone  $E_F$  sia maggiore dell'energia relativa alla banda proibita del semiconduttore:

$$E_F = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \geq E_G$$

dove

$h$  = Costante di Plank ( $6.626 \cdot 10^{-34} Js$ )

$c$  = velocità della luce ( $3 \cdot 10^8 m/s$ )

$\nu$  = frequenza di radiazione

$\lambda$  = lunghezza d'onda della radiazione

Il flusso di corrente che si genera è dato da:

$$I_l = q \cdot N \cdot A$$

dove:

- N è il numero di fotoni che possono partecipare alla conversione fotovoltaica
- A è l'area del semiconduttore esposta alla radiazione

La densità di corrente è data da  $J_l = \frac{I_l}{A}$  che corrisponde, allo spettro terrestre, a circa  $70 \frac{mA}{cm^2}$ .

Quale tensione è in grado di generare la cella fotovoltaica?

Come ben si sa, la potenza elettrica è prodotta grazie all'assorbimento di luce che permette la separazione di elettroni e lacune ai capi dei terminali del dispositivo. Tale separazione è possibile solo quando l'energia elettrostatica delle cariche dopo la separazione non sia superiore alla energia di ricombinazione. Quindi vi sarà un valore limite di tensione oltre il quale non si può andare ed è dato da:

$$V = \frac{E_g}{q}$$

Quindi il massimo voltaggio raggiungibile è numericamente pari al bandgap espresso in elettronvolt. Nella pratica il valore di tensione raggiunto è minore di quello teorico e si capisce che maggiore è il bandgap maggiore è il valore di tensione generata.

Si capisce subito che non tutti i materiali si prestano alla conversione fotovoltaica. Infatti vi sono tre tipologie di materiali che presentano **energie di gap** differenti:

- **ISOLANTI**: presentano un GAP piuttosto elevato e non può essere eguagliato dall'energia posseduta dai fotoni;
- **SEMICONDUTTORI**: hanno un Band Gap di circa 1 eV e quindi sono ottimi per la conversione fotovoltaica;
- **CONDUTTORI**: non hanno GAP, quindi gli elettroni sono liberi di passare dalla banda di valenza a quella di conduzione senza bisogno di apporto di energia.

#### Formazione delle bande di energia

Esistono tre tipologie di bande di energia entro le quali si possono posizionare gli elettroni:

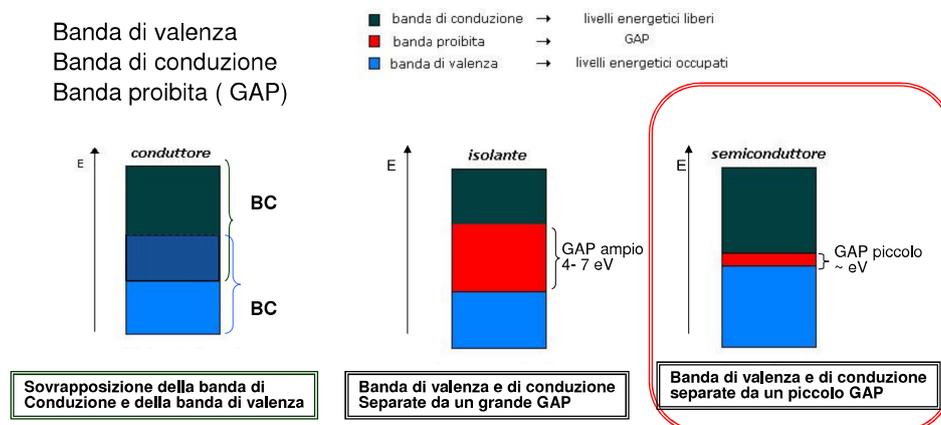
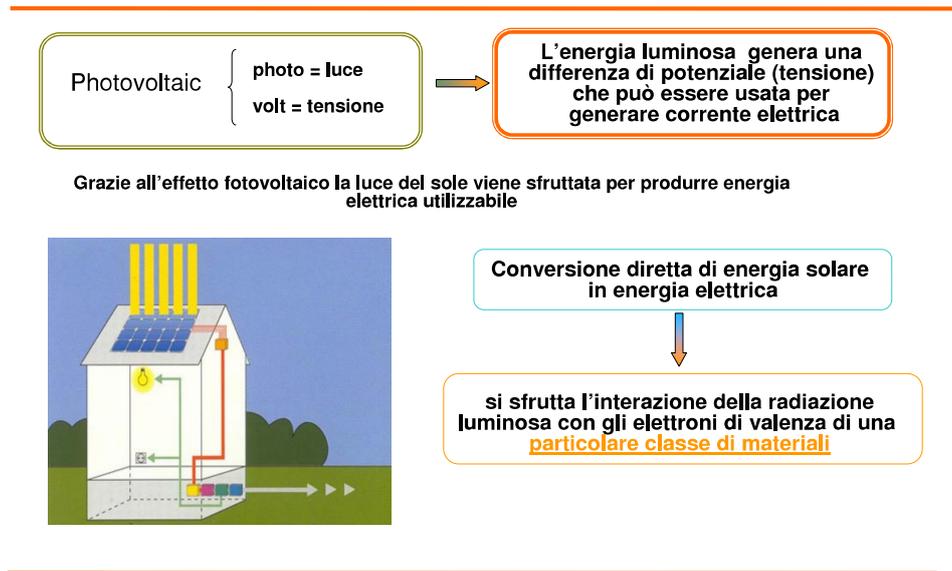


Figura 1.6: Bande energetiche e tipi di materiali

In teoria la percentuale di energia solare che sarebbe possibile convertire in energia elettrica secondo questo meccanismo sfiorerebbe il 44% con il restante 56% sotto forma di calore, adottando particolari tecnologie sarebbe possibile aumentare ulteriormente l'efficienza.



In realtà le percentuali, dei migliori pannelli fotovoltaici attualmente in commercio, si sta ora avvicinando al 23%, con eccezioni per alcuni prototipi sviluppati nel settore della ricerca che grazie all'impiego di nuovi materiali e film-sottili hanno varcato la soglia del 35%.

Le cause che concorrono in questo abbassamento della conversione energetica sono molteplici (trattate più dettagliatamente nei prossimi paragrafi):

1. Non tutti fotoni incidenti sulla cella fotovoltaica vengono intercettati dall'elettrodo frontale.
2. Alcune coppie elettrone-lacuna non vengono influenzate dal campo elettrico interno alla giunzione ma si ricombinano con cariche di segno opposto.
3. Non tutti fotoni hanno energia adeguata e sufficiente per rompere il legame elettrone-nucleo permettendo la creazione di coppie elettrone-lacuna.
4. Resistenze parassite prodotte dai contatti metallici e dalla stessa cella in Silicio.

Fatto sta che il materiale che si presta meglio alla realizzazione delle celle fotovoltaiche è il **silicio** che presenta delle caratteristiche particolari.

In un monocristallo di Silicio ogni atomo, è legato in modo covalente ad altri quattro atomi: due atomi affiancati di un cristallo hanno in comune una coppia di elettroni, uno dei quali appartenente ad un atomo e l'altro a quello vicino.

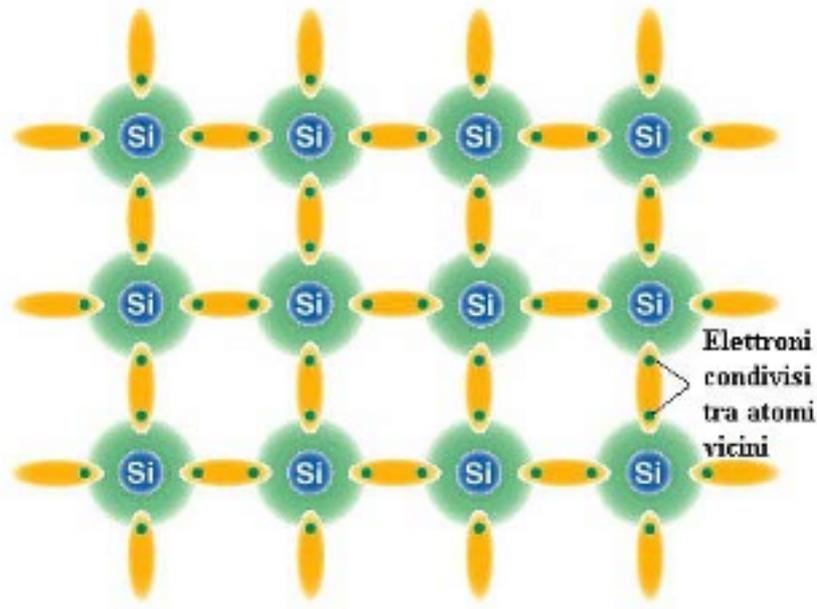


Figura 1.7: atomi allineati in un cristallo puro di silicio

Questo legame elettrostatico, molto forte, può essere spezzato con una quantità di energia (per l'atomo di Silicio è di 1,08 eV) che permette all'elettrone di liberarsi dal legame covalente con l'atomo, di superare la banda proibita (energy gap) e di passare quindi dalla banda di valenza alla banda di conduzione dove è libero di spostarsi contribuendo così al flusso di elettricità.

Quando passa nella banda di conduzione l'elettrone lascia un posto vuoto chiamato *lacuna*, che viene facilmente occupata da un elettrone vicino. Un flusso luminoso di fotoni che investe il reticolo cristallino del Silicio, ha proprio la capacità di liberare un certo numero di elettroni al quale corrisponde un ugual numero di lacune; nel processo di ricombinazione ogni elettrone libero in prossimità di una lacuna la può occupare, restituendo una parte di energia cinetica che possedeva sotto forma di calore.

Per sfruttare l'elettricità è necessario creare un moto coerente di elettroni (e di lacune), ovvero una corrente, mediante un campo elettrico all'interno della cella. Il campo si realizza con particolari trattamenti fisici e chimici creando uno strato di atomi fissi caricati positivamente in una parte del semiconduttore ed uno strato di atomi caricati negativamente nell'altra. Per fare ciò è necessario introdurre nel Silicio una piccola quantità di atomi appartenenti al terzo o al quinto gruppo del sistema periodico in modo da ottenere due strutture differenti, una con un numero di elettroni insufficiente, l'altra con un numero di elettroni eccessivo. Questo trattamento viene detto *drogaggio* e la quantità delle impurità introdotte è dell'ordine di una parte per milione.

Generalmente si utilizzano il **Boro** (terzo gruppo) ed il **Fosforo** (quinto gruppo) per ottenere rispettivamente una struttura di *tipo p* (con un eccesso di lacune) ed una di *tipo n* (con un eccesso di elettroni).

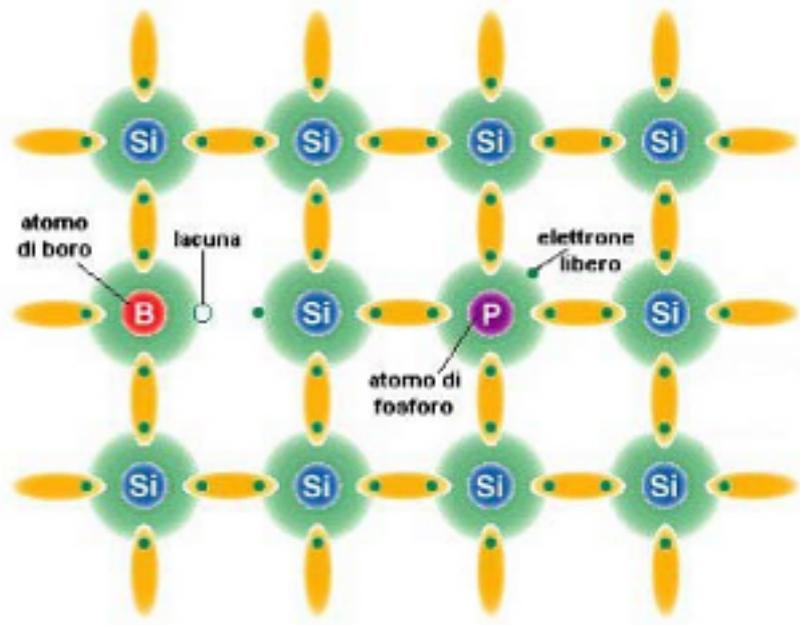


Figura 1.8: cristallo di silicio drogato con atomi di Boro e fosforo

Ponendo a contatto i due tipi di strutture, la cui zona di separazione è chiamata giunzione p-n, tra i due strati si attiva un flusso elettronico dalla zona n alla zona p dovuto alla differente concentrazione dei due tipi di carica libera (elettroni e lacune); le lacune, che attraversano la giunzione dalla zona di tipo p, si ricombinano con alcuni elettroni nella zona n e, viceversa, alcuni elettroni attraversando la giunzione dalla zona di tipo n, si ricombinano con alcune lacune nella zona p. Tali ricombinazioni determinano la formazione, immediatamente a cavallo della giunzione, di due strati di cariche fisse e di segno opposto con l'assenza di cariche libere, da qui il nome di zona di svuotamento o depletion layer.

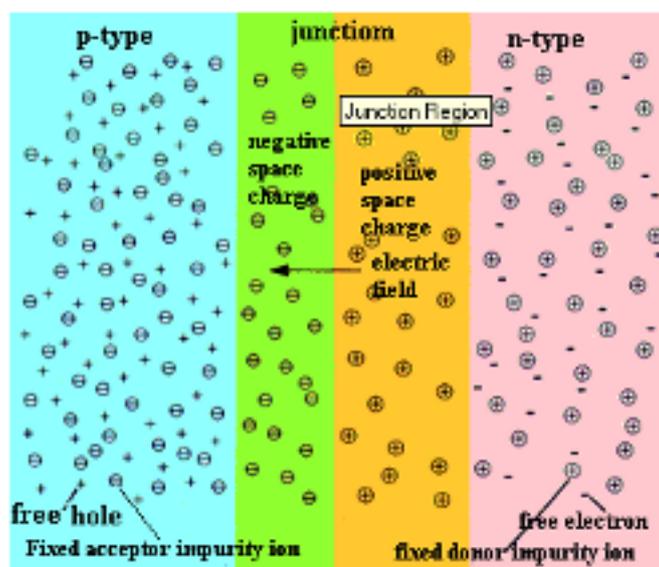


Figura 1.9: zona di svuotamento

Il campo elettrico separa gli elettroni in eccesso generati dall'assorbimento della luce, dalle rispettive

lacune spingendoli in direzioni opposte ( gli elettroni verso la zona n e le lacune verso la zona p ). Una volta attraversato il campo gli elettroni liberi non tornano più indietro, perché il campo, agendo come un diodo, impedisce loro di invertire la marcia. Se si connette la giunzione p-n con un conduttore, nel circuito esterno si otterrà un flusso di elettroni che parte dallo strato n, a potenziale maggiore, verso lo strato p, a potenziale minore. Fino a quando la cella resta esposta alla luce, l'elettricità fluisce con regolarità sotto forma di corrente continua. È importante che lo strato esposto alla luce, generalmente lo strato n, sia tale da garantire il massimo assorbimento di fotoni incidenti in vicinanza della giunzione: per il Silicio questo spessore deve essere di  $0,5 \mu m$ , mentre lo spessore totale della cella non deve superare i  $250 \mu m$ .



## Capitolo 2

# Cella Fotovoltaica

La **Cella Fotovoltaica** é il dispositivo in cui si verifica il processo di conversione dell'energia solare in energia elettrica. Consiste in una lastra, di materiale *semiconduttore o atto alla conversione fotovoltaica*, che trattata in modo opportuno, origina una differenza di potenziale tra la superficie superiore (polo +) e quella inferiore (polo -).

La *radiazione solare* che colpisce la cella mette in movimento gli elettroni che si spostano generando così un flusso di cariche, ovvero una **corrente continua**.

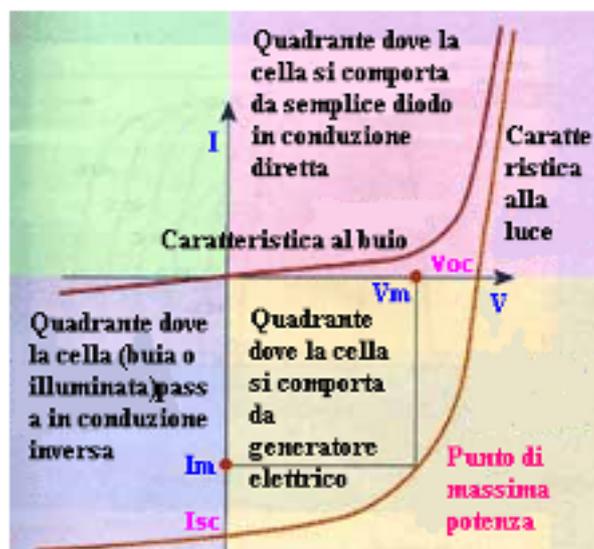
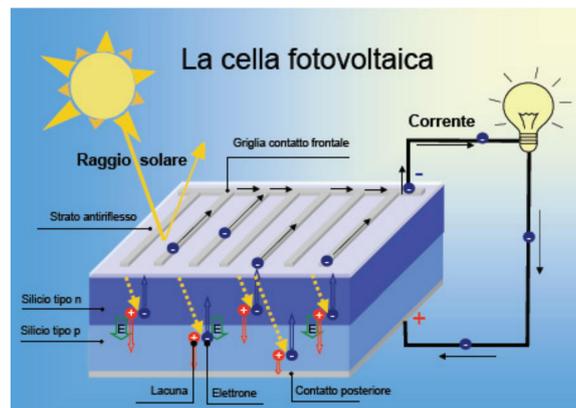


Figura 2.1: schema di una cella fotovoltaica e la sua caratteristica

Le celle fotovoltaiche è come se fosse l'insieme di tanti *FOTODIODI* posti in parallelo. Anch'essi realizzati con uno strato P ed uno N ma uno dei due è talmente sottile da essere trasparente alla luce, in tale modo i fotoni possono raggiungere la giunzione iniettando una corrente.

Per ricavare la curva caratteristica (curva nel piano corrente-tensione) di una cella fotovoltaica e il suo circuito equivalente, si parte innanzitutto studiando il suo comportamento all' "oscuro" (cioè quando la cella non è illuminata). Se si alimenta con potenziale positivo  $V$  il lato p (cioè introduciamo cariche positive al lato p, o analogamente cariche negative al lato n) non si ha passaggio di corrente per piccoli valori di  $V$ , perché il potenziale esterno viene contrastato dalla barriera del potenziale  $V_e$  generato dal doppio strato di cariche alla giunzione. Quando invece  $V$  tende a  $V_e$ , il dispositivo diviene un buon conduttore. La corrente è dovuta al moto di lacune entro il materiale p ed al moto di elettroni nel materiale n. Questi portatori di segno opposto si muovono verso la giunzione che ora possono attraversare visto che il potenziale esterno ha abbassato il valore del potenziale di contatto che su esso esisteva.

Se invertiamo il segno del potenziale non si può avere invece conduzione. In questo caso infatti, il potenziale esterno si somma a quello della barriera. Solo i portatori minoritari, ossia le lacune presenti nel materiale n e gli elettroni del materiale p, sono facilitati dal maggior valore del potenziale di barriera ad attraversare la giunzione. Poiché però la concentrazione dei portatori minoritari è sempre molto bassa, la corrente che si ha per polarizzazione inversa è estremamente modesta.

La corrente che passa sul diodo nel caso di alimentazione con potenziale  $V$  è data dalla espressione:

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{qV}{NKT}} - 1 \right)$$

dove:

$q$  è la carica dell'elettrone;

$K$  la costante di Boltzman;

$T$  la temperatura,

$I_0$  è una costante che dipende dalle caratteristiche dei due semiconduttori;

$N$  è un coefficiente compreso tra 1 e 2 che dipende dai fenomeni di generazione e ricombinazione che avvengono nella zona di carica spaziale (per un diodo ideale  $N=1$ ).

La quantità  $V_T = KT/q$  viene anche detta potenziale termico.

$I_0$  è dato dalla espressione:

$$I_0 = A \cdot T^3 \cdot e^{\frac{-E_g}{kT}}$$

dove  $A_0$  è una costante dipendente dal semiconduttore adottato.

Quando la cella viene illuminata con fotoni di frequenza  $\nu > E_g/h$ , la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna. La tensione ai capi della cella raggiunge, a circuito aperto, un valore tale che la polarizzazione diretta che risulta ai capi della giunzione sia tale da consentire il passaggio attraverso questa di una corrente proporzionale a quella fotogenerata.

Se la cella viene chiusa su un carico esterno  $R_L$ , questo viene a trovarsi in parallelo rispetto alla giunzione della cella; la corrente fotogenerata si suddivide dunque fra il carico e la giunzione.

Il circuito equivalente della cella è:

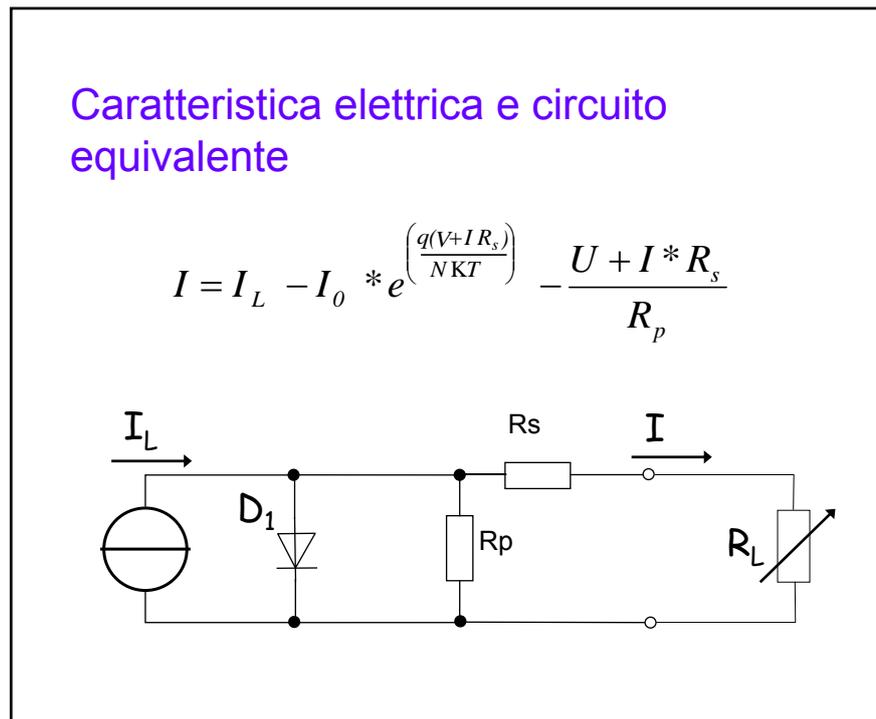


Figura 2.2: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

La luce incidente genera una corrente  $I_L$  e la sua intensità è proporzionale al numero dei fotoni con  $\nu > E_g/h$ , si ha quindi:

$$I_L \propto \text{irraggiamento}$$

$I_D$  è la corrente che attraversa la giunzione della cella, mentre  $I$  è la corrente che fluisce nel carico.

$R_S$  è la resistenza parassita della cella e comprende la resistenza dei due strati di materiale che costituiscono la cella e la resistenza ohmica dei contatti stessi. La resistenza  $R_p$ , detta resistenza di shunt, rappresenta tutte quelle perdite dovute alle correnti di dispersione che si verificano all'interno della cella.

L'equazione caratteristica della cella illuminata diviene dunque:

$$I = I_L - I_0 \left( e^{\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{NKT}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p}$$

ed essa permette di tracciare la caratteristica esterna della cella, vedi figura 2.3.

### Caratteristica I-V di una Cella Solare ed andamento della Potenza

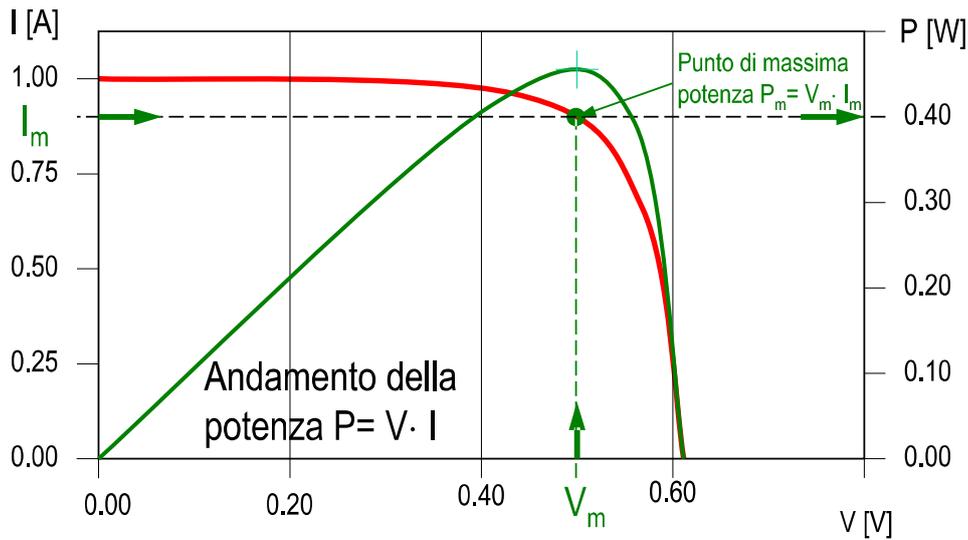


Figura 2.3: caratteristica esterna di una cella fotovoltaica e andamento della potenza

Se come spesso accade  $R_S$  e  $R_P$  sono trascurabili,  $V$  coincide col potenziale  $V_{R_L}$  che la cella trasmette al carico.

Se alla cella fotovoltaica non è applicato nessun carico (*generatore a vuoto*), e non vi è nessun collegamento di corto circuito tra i contatti metallici fronte-retro, il processo fotovoltaico farà comparire ai suoi estremi una differenza di potenziale massima di circuito aperto (open circuit) denominata  $V_{op}$  ( in questa condizione la corrente nel dispositivo è nulla) e sarà data da:

$$V_{op} = \frac{kT}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_L}{I_0} + 1 \right)$$

dove

- $q$  è la carica dell'elettrone;
- $I_0$  è una costante che dipende dalle caratteristiche dei due semiconduttori con  $A$  costante dipendente dal semiconduttore adottato;
- $K$  la costante di Boltzman;
- $T$  la temperatura;
- $I_L$  è la corrente generata dalla luce.

In condizione di *corto circuito* (*short circuit*), invece, tra il fronte e il retro della cella, si misura una corrente massima denominata  $I_{sc}$  con una tensione nulla agli estremi ed è la massima corrente che la cella può erogare fissata la radiazione.

$$I_{sc} = I_L(t) - I_0(t) \cdot \left( e^{\frac{q \cdot I_{sc}(t) \cdot R_S}{NKT(t)}} - 1 \right) - \frac{I_{sc}(t) \cdot R_S}{R_P}$$

Quando è presente un carico esterno, la corrente  $I_{sc}$  diminuisce di una certa quantità dovuta alla corrente  $I_D$  nella giunzione ed è di direzione opposta a quella generata dal processo fotovoltaico, questo perché con una tensione diretta applicata, la cella diventa appunto un diodo polarizzato direttamente,

quindi nella cella oltre a generarsi una corrente per effetto fotovoltaico ci sarà anche una corrente di diodo.

In condizioni normali risulta che  $R_s \ll R_p$  e che l'esponente dell'esponenziale è molto minore di uno, perciò il terzo termine dell'equazione precedente può essere trascurato e l'esponenziale può essere approssimato mediante la sua serie esponenziale arrestata al 1° ordine, cioè come  $e^x \approx 1 + x$ . Quindi si ha:

$$I_{sc} \approx I_L(t) \cdot \frac{NKT(t)}{NKT(t) + qI_0R_s}$$

e quindi ricavando  $I_L$  si ottiene:

$$I_L(t) \approx I_{sc}(t) \cdot \left( 1 + \frac{qI_0R_s}{NKT(t)} \right)$$

Il secondo termine dentro parentesi, può essere trascurato rispetto ad uno. Infatti la resistenza  $R_s$  in condizioni di corto circuito è insignificante e  $I_0$  misurato per  $T = 300K$ ,  $E_g = 1,1eV$  e  $R_s = 0,1247\Omega$  è dell'ordine  $1,5 \cdot 10^{-10}$ . Quindi si ottiene:

$$I_L(t) \approx I_{sc}(t)$$

Il regime di funzionamento di una cella è quello in cui esso fornisce potenza, e la potenza,  $P = VI$ , raggiunge un massimo nel cosiddetto **punto di funzionamento** della cella o **punto di potenza massima**, questo accade ad un certo voltaggio  $V_M$  a cui corrisponde una corrente  $I_M$ .

Quindi la potenza massima è data da:

$$P_{max} = V_m I_m = FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc}$$

dove:

- FF è il FILL FACTOR o FATTORE DI RIEMPIMENTO ed è definito come:

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{sc} \cdot V_{oc}}$$

- $V_{oc}$  è la tensione open circuit;
- $I_{sc}$  è al corrente di cortocircuito.

Quindi data una cella avente una certa caratteristica tensione-corrente, il carico a cui la cella fornisce potenza massima è dato da:  $\frac{V_M}{I_M}$ .

Le celle possono avere forme diverse: quadrate, rettangolare e circolari; dipende dal tipo di tecnologia sviluppata dal produttore e quale parametro vuole maggiormente sviluppare, per esempio lo sfruttamento totale dello spazio oppure l'efficienza delle celle.

Esse possono raggiungere potenze di 1 - 1.5 W in condizioni standard, ma tale valore varia con il rendimento.

La potenza è solitamente fornita con una tensione di 0.5 - 0.6 V che è estremamente modesta, ecco perché vengono collegate più celle in serie.

## 2.1 Perdite di energia nelle celle fotovoltaiche

Come tutti i dispositivi elettrici le celle fotovoltaiche presentano delle perdite; possiamo citare:

- **PERDITE TERMICHE:** come detto in precedenza gran parte della radiazione solare incidente sulla cella non può essere sfruttata, parte viene riflessa mentre parte viene assorbita producendo calore che incide negativamente sul rendimento del sistema, tali perdite sono dovute all'*assorbimento incompleto della radiazione e all'utilizzazione parziale dell'energia dei fotoni*.

Per ridurre tale perdita sono stati sviluppati dei dispositivi chiamati *tandem cells o celle a giunzione multipla* che rappresentano la sovrapposizione di più celle le quali assorbono la luce a diversi livelli energetici ottimizzando la conversione. Tali dispositivi permettono di raggiungere efficienze oltre il 30%.

- **PERDITE ALLA GIUNZIONE:** trascurabili.
- **RICOMBINAZIONE O PERDITE DI RACCOLTA:** si ha quando una coppia elettrone-lacuna si attirano ricombinandosi. Tale fenomeno si presenta soprattutto quando vi sono impurità presenti nel materiale, quando vi sono dei difetti nella struttura cristallina oppure in prossimità della superficie del semiconduttore dove il livello energetico non è tale da provocare il completo passaggio dell'elettrone nella banda di conduzione (defect energy level), la lacuna creatasi durante il processo tende ad attirare verso di sé l'elettrone provocando la ricombinazione.

Un importante punto di ricombinazione sono i contatti metallici dei terminali posti in contatto con il semiconduttore. Per ridurre al massimo al ricombinazioni ci possono essere diversi interventi:

- porre uno strato di ossido per ridurre la superficie di ricombinazione;
- ridurre voltaggio e corrente in uscita della cella.

- **PERDITE A VUOTO:** dipendono strettamente dalla *corrente inversa di saturazione  $I_D$*  la quale dipende da due fenomeni:
  - numero delle ricombinazioni;
  - numero delle giunzioni.

È possibile ridurre tale corrente riducendo al tensione a vuoto  $V_{oc}$ .

- **PERDITE A CARICO:** sono dovute alla corrente circolante. Possono essere viste come il rapporto tra le cariche generate dall'assorbimento della luce e le cariche che effettivamente oltrepassano al giunzione.
- **LUCE RIFLESSA:** la luce che viene riflessa dalla cella non partecipa alla conversione, può essere vista come una perdita di carico. Per ovviare a tale inconveniente si adottano delle tecniche di *surface texturing* ovvero procedimenti che limitano la riflessione della superficie della cella esposta alla luce solare.
- **PERDITE OHMICHE:** dipendono dalle resistenze interne che possono essere viste come un'unica resistenza equivalente  $R_s$ . Tale resistenza provoca una riduzione del *Fill Factor  $FF$*  e l'equazione caratteristica della cella varia:

$$I = I_l - I_o \left[ \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{NKT} \right) - 1 \right]$$

- **SCHERMATURA DEL CONTATTO FRONTALE:** i contatti necessari per effettuare il collegamento elettrico provocano una perdita nella conversione che può essere pari al 10%

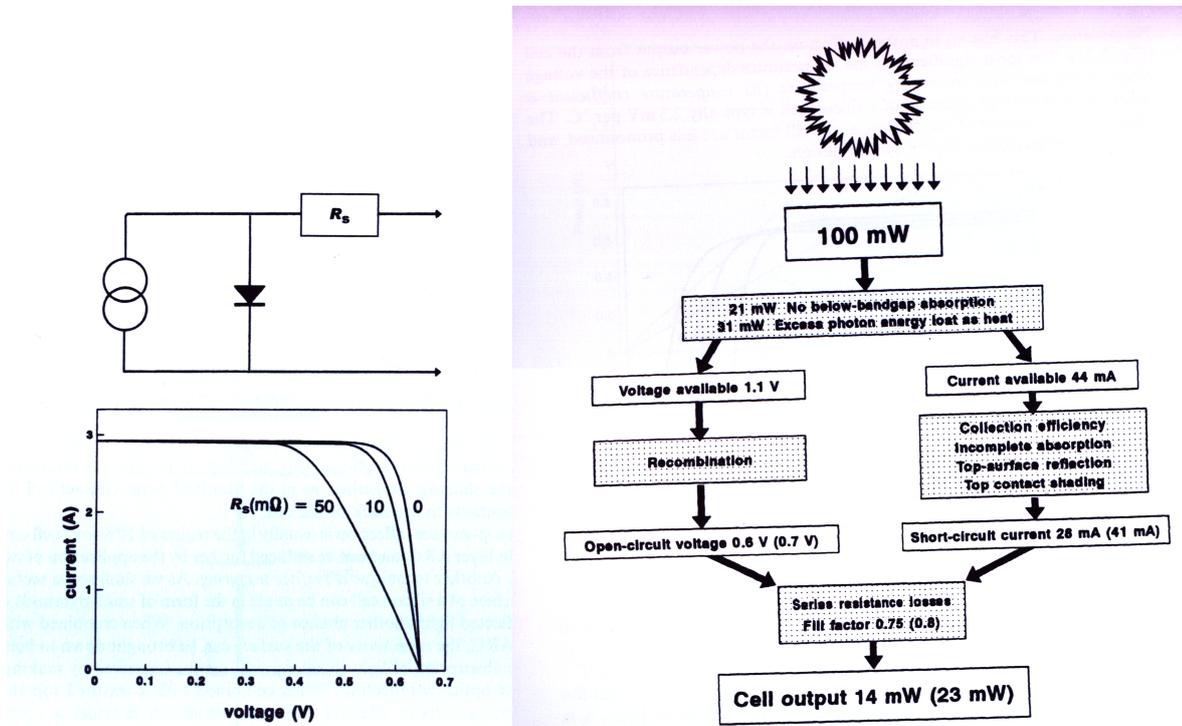


Figura 2.4: Caratteristica i-v della cella considerando le perdite - potenza persa nelle celle

## 2.2 Effetti della temperature e della radiazione

Due aspetti di cui bisogna tenere conto sono:

**Temperatura.** Essa ha un effetto importante sulla tensione che decresce all'aumentare della temperatura. Un valore tipico di diminuzione è  $2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  per singola cella, quindi per un modulo è sufficiente moltiplicare tale valore per il numero di celle collegate in serie. Tuttavia la variazione di temperatura non determina variazioni consistenti della corrente (aumenta leggermente) o del Fill Factor FF.

**Radiazione.** La generazione di corrente elettrica è proporzionale al flusso di fotoni con energia sufficiente per partecipare alla conversione, quindi alla radiazione incidente. Anche la corrente di corto circuito della cella è direttamente proporzionale alla radiazione, si capisce che avrà un'intensità estremamente limitata perché il valore massimo di potenza radiante è limitato. La variazione della tensione in funzione della radiazione solare è molto contenuta e quindi trascurabile.

La tensione a vuoto  $V_{oc}$  presenta valori prossimi a quello massimo anche per bassissimi valori di radiazione solare. L'unico modo quindi di evitare tensioni ai morsetti di un generatore fotovoltaico è quello di oscurarne totalmente la superficie captante.

Come detto in precedenza, quando aumenta la temperatura della cella si registra una diminuzione della tensione a vuoto  $V_{oc}$  in ragione di circa  $2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  e congiuntamente, un aumento della corrente di cortocircuito  $I_{cs}$  pari a circa  $0,2 \text{ } \%/^\circ\text{C}$ . I due fenomeni benché di segno opposto si traducono in pratica in una diminuzione della potenza resa al punto di massima potenza, valutabile intorno al 6-7% per ogni aumento di  $10^\circ\text{C}$  della temperatura delle celle. Quindi la potenza generata  $P = VI$  è strettamente correlata ai due parametri sopra descritti e presenta un andamento simile a quello di figura 2.5.

Una semplice ma inefficace soluzione è quella di mantenere la tensione costante operando nella parte lineare della caratteristica i-v in modo tale che la temperatura non abbia effetti ingenti sulla tensione e conseguentemente sulla potenza in uscita.

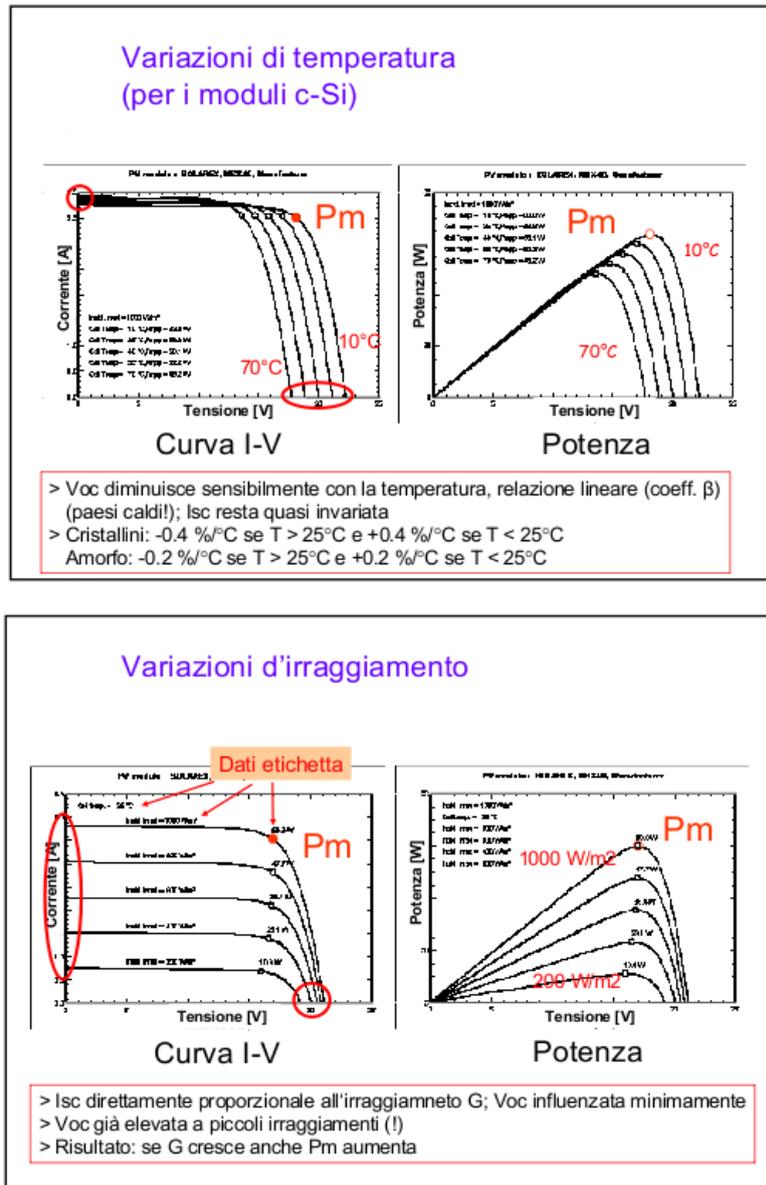


Figura 2.5: Effetti della temperatura e della radiazione solare

## 2.3 Rendimento

Le prestazioni dei moduli fotovoltaici sono suscettibili di variazioni anche sostanziose in base:

- al rendimento dei materiali;
- alla tolleranza di fabbricazione percentuale rispetto ai valori di targa;
- all'irraggiamento a cui le sue celle sono esposte;
- all'angolazione con cui questo giunge rispetto alla sua superficie;
- alla temperatura di esercizio dei materiali, che tendono ad "affaticarsi" in ambienti caldi;
- alla composizione dello spettro di luce.

Con rendimento si intende la percentuale di energia captata e trasformata rispetto a quella totale giunta sulla superficie del modulo; è quindi proporzionale al rapporto tra potenza erogata e potenza giunta sulla superficie occupata, ferme restando tutte le altre condizioni.

Come visto in precedenza, si definisce il fattore di riempimento, in inglese fill factor (FF), dato dal seguente rapporto:

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{SC} \cdot V_{OC}}$$

che è un indice della “quadratura” della curva I-V.

L'efficienza  $\eta$  della cella fotovoltaica è data dal rapporto della potenza massima della cella con la potenza fornita dalla luce solare incidente  $P_s$ :

$$\eta = \frac{I_m \cdot V_m}{P_s}$$

L'efficienza si può esprimere in funzione del fill factor FF:

$$\eta = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF}{P_s}$$

Queste quattro quantità  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ , FF e  $\eta$  sono le caratteristiche chiavi di performance di una cella solare.

La potenza di una cella fotovoltaica varia al variare della sua temperatura e della radiazione solare e per poter fare dei confronti sono state definite delle condizioni standard di riferimento, quindi si è definito il cosiddetto watt di picco (Wp) relativo alla potenza fornita in condizioni standard (STC) dalla cella alla temperatura di 25°C sotto una radiazione di 1000  $W/m^2$  e in condizioni AM 1,5.

Alcuni studi teorici indicano che il limite intrinseco del rendimento di conversione di una cella al Si cristallino sia pari al 30%. Alcuni pannelli, per uso aerospaziale, hanno rendimenti nominali che raggiungono anche il 60%, e sono prodotti con materiali rari, costosi ed altamente tossici; valori tipici riscontrabili nei prodotti commerciali a base silicea si attestano intorno al:

- 23% nei moduli in silicio monocristallino;
- 17% nei moduli in silicio policristallino;
- 9% nei moduli in silicio amorfo.

A causa del naturale affaticamento dei materiali, le prestazioni di un pannello fotovoltaico comune diminuiscono di circa un punto percentuale su base annua fino al raggiungimento del *tempo di assestamento*. Per garantire la qualità dei materiali impiegati, la normativa obbliga una garanzia di minimo due anni sui difetti di fabbricazione anche sul calo di rendimento del silicio nel tempo, questa arriva minimo 20 anni. La garanzia oggi nei moduli di buona qualità è del 90% sul nominale per 10 anni e dell'80% sul nominale per 25 anni.

I moduli fotovoltaici odierni hanno una vita stimata di 80 anni circa, anche se è plausibile ipotizzare che vengano dismessi dopo un ciclo di vita di 35-40 anni, a causa della perdita di potenza dei moduli.

## 2.4 Celle in serie

Il circuito equivalente di  $n$  celle in serie è mostrato in figura 2.6:

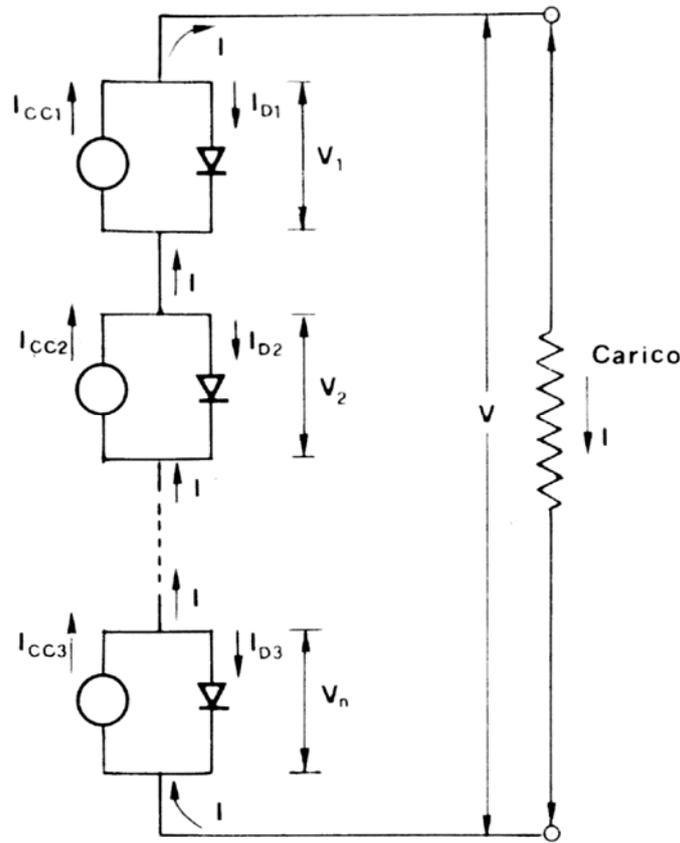


Figura 2.6: Circuito equivalente di  $n$  celle collegate in serie

Il secondo principio di Kirchhoff impone che la corrente  $I$  erogata da ogni cella verso l'esterno sia la stessa per tutte le celle della serie. Tuttavia solo nel caso che tutte le celle siano identiche risulteranno fra di loro identiche anche tutte le  $I_{csi}$  da un lato e dall'altro tutte le  $I_{Di}$ . Analogamente, le varie tensioni  $V_i$  che si sommano a dare la tensione  $V$  al carico, saranno tra di loro uguali solo nel caso che le celle siano tra di loro identiche e si trovino nelle stesse condizioni di illuminazione e temperatura. Analiticamente si ha, supponendo  $N$  (idealità della cella) = 1:

$$V = \sum V_T \cdot \ln \left( \frac{I_{csi} - I + I_0}{I_0} \right)$$

Possiamo ricavare graficamente la caratteristica della serie.

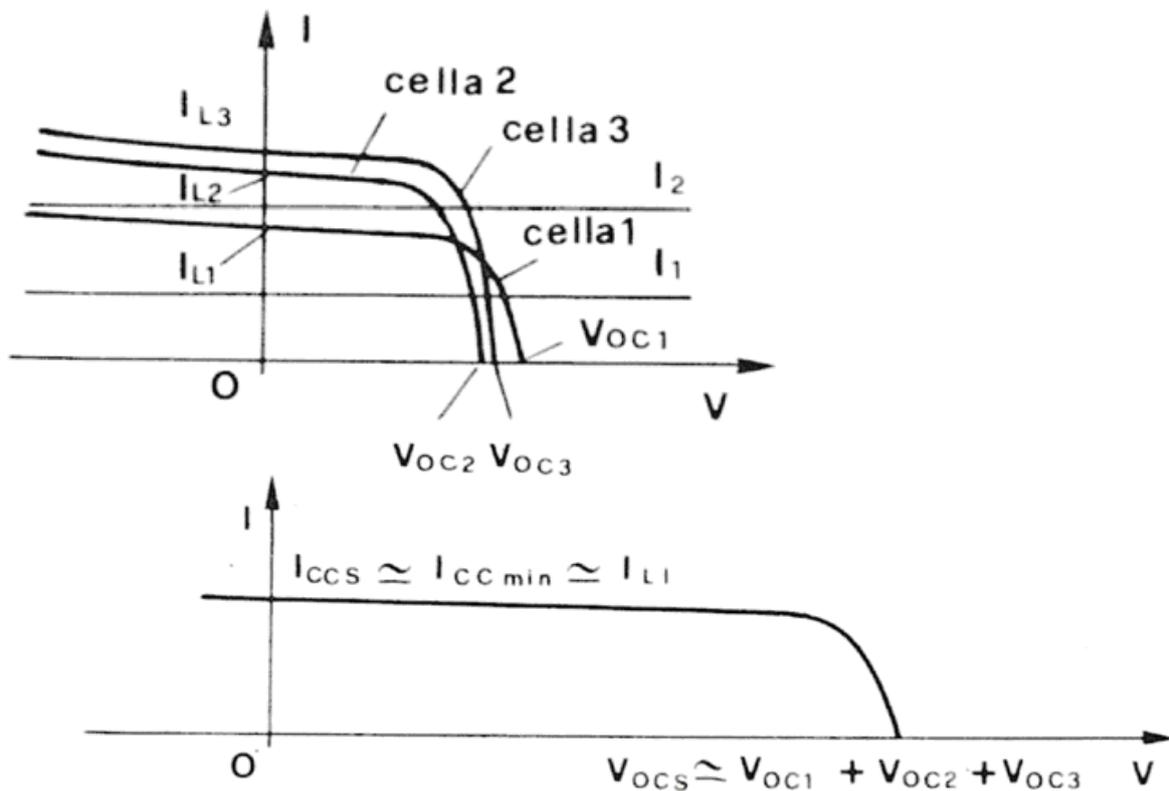


Figura 2.7: Curva caratteristica delle celle in serie

Per ogni valore della corrente, si traccia una retta orizzontale ( $I = \text{cost}$ ): la tensione della serie è pari alla somma delle tensioni erogate separatamente dalle tre celle per quel valore di corrente. Quando alla serie di celle viene richiesta una corrente  $I$  maggiore della corrente di corto circuito della cella con caratteristica più bassa, quest'ultima ovviamente non è in grado di erogare tale corrente.

Si noti tuttavia che la retta orizzontale corrispondente alla situazione  $I_2 = \text{cost}$  interseca la caratteristica della cella a bassa corrente di corto circuito nel secondo quadrante. In tale quadrante la cella in oggetto funziona da carico e non da generatore. La tensione ai suoi capi si è infatti invertita di segno mentre la corrente non ha cambiato segno. Nel caso riportato in figura, se viene richiesta in uscita una corrente  $I_2$ , la tensione in uscita sarà pari alla somma delle tensioni erogate dalle singole celle meno la tensione sulla cella che funziona da carico, se tale somma risulta positiva è ancora possibile che la corrente  $I_2$  venga erogata dalla serie di celle.

In tale caso la cella contropolarizzata funzionando da carico può assorbire anche una potenza considerevole ed il riscaldamento che ha luogo in essa per effetto Joule può danneggiare non solo la cella ma anche il materiale plastico utilizzato per inglobarla.

La *tensione di rottura* della cella viene detta *tensione di breakdown*, tale tensione oscilla per le celle commerciali tra i 20 e i 50V, considerando che ogni cella può fornire una tensione intorno a 0,5V, saranno necessarie da 40 a 100 celle in serie perché si abbia il fenomeno del breakdown della cella contropolarizzata.

In sintesi si può dire che una serie di celle ha un comportamento qualitativamente simile a quello di una singola cella che abbia tensione a circuito aperto (per  $I = 0$ ) pari alla somma delle tensioni a circuito aperto delle singole celle, e una corrente in corto circuito praticamente coincidente con la corrente di corto circuito della cella che eroga la corrente più bassa.

$$V_{ocs} \simeq \sum V_{oci}$$

$$I_{scs} \simeq (I_{sci})_{minima}$$

Pertanto solo nel caso di celle identiche fra loro, una serie di  $n$  celle eroga una potenza uguale alla somma delle potenze erogate dalle singole celle; in generale invece, la serie eroga una potenza uguale a  $n$  volte quella erogata dalla cella di potenza minima.

Se supponendo ora che una delle celle della serie costituita da celle identiche venga oscurata, l'equazione caratteristica della cella ideale diviene:

$$I = -I_0 \left( e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right)$$

si ha cioè la caratteristica di un normale diodo a semiconduttore.

Per quanto precedentemente visto, si ha che la corrente di tutta la serie viene ridotta al valore  $I_0$ . Dunque basta oscurare una sola delle celle di una serie per ridurre a valori trascurabili la corrente erogata dall'intera serie. Stesso effetto si ha per la potenza erogata.

## 2.5 Celle in parallelo

Il circuito equivalente di  $n$  celle in parallelo è mostrato in figura:

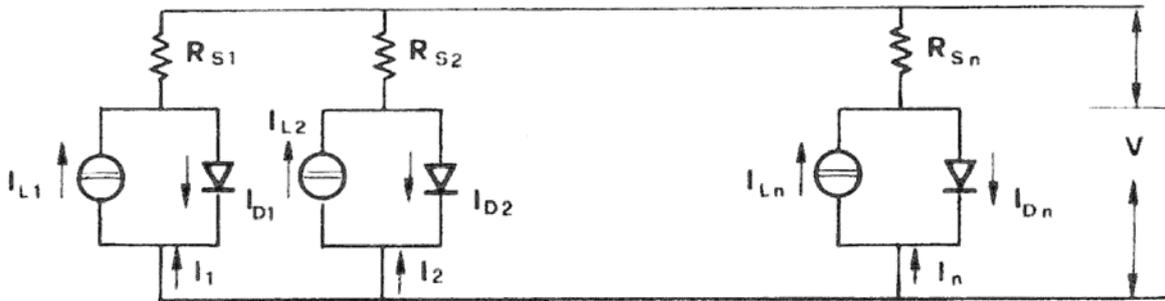


Figura 2.8: Circuito equivalente di  $n$  celle in parallelo

Per ciascuna delle celle si può scrivere l'equazione:

$$I_i = I_{sci} - I_{0i} \left( e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right)$$

dove  $V$  è la tensione comune a tutte le celle del parallelo.

Sommando membro a membro si ottiene:

$$I_i = \sum I_{sci} - \sum I_{0i} \left( e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right)$$

ovvero, esplicitando rispetto a  $V$ :

$$V = V_T \cdot \ln \left( \frac{\sum I_{sci} - I + \sum I_{0i}}{\sum I_{0i}} \right)$$

Queste ultime due equazioni rappresentano l'equazione caratteristica della parallelo delle  $n$  celle.

Essa è analoga all'equazione di una singola cella che abbia come corrente di saturazione inversa la somma delle correnti di saturazione inversa ( $\sum I_{0i}$ ), e come corrente di corto circuito la somma delle correnti di corto circuito delle singole celle. La tensione a vuoto si ottiene analiticamente ponendo  $I=0$  nella equazione  $V = \sum V_T \cdot \ln \left( \frac{I_{sci} - I + I_0}{I_0} \right)$ , oppure per via grafica analogamente a quanto fatto per le celle in serie.

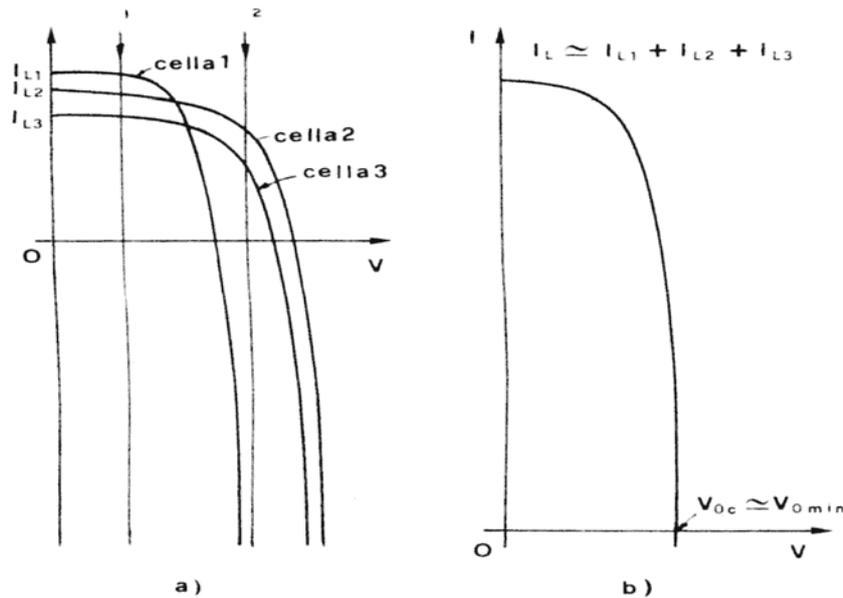


Figura 2.9: Curva caratteristica delle singole celle (a) e curva caratteristiche delle celle in parallelo (b)

Come si può osservare, il parallelo ha una caratteristica analoga a quella di una singola cella che abbia come corrente di corto circuito la somma delle correnti di corto circuito delle singole celle, e come tensione a circuito aperto una tensione prossima a quella della cella a più bassa tensione di corto circuito aperto.

Nel caso di celle identiche tra di loro in cui una di esse sia oscurata, viene a mancare il contributo della corrente generata dalla cella oscurata, mentre resta il suo contributo negativo della sua corrente di diodo. In questo caso la curva caratteristica dell'intero parallelo diviene:

$$I = (n - 1) \cdot I_{sc} - (n - 1) \cdot I_0 \left( e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right)$$

dalla quale si può concludere che quando una cella è oscurata, il parallelo di  $n$  celle si comporta come il parallelo di  $n-1$  celle illuminate.

Il funzionamento in parallelo è quindi meno drasticamente influenzato dalla uscita di servizio di una cella di quanto non accada per la configurazione in serie. Tuttavia, la configurazione in parallelo presenta due notevoli inconvenienti; se le celle vengono messe tutte in parallelo, la corrente è notevolmente elevata, di conseguenza si devono realizzare collegamenti di notevole sezione. Inoltre la tensione di uscita del parallelo è dell'ordine di mezzo Volt, e quindi inadeguata ai fini della maggior parte delle applicazioni.

## 2.6 Tipologie costruttive delle celle

Il primo e, ancora oggi, il più comune materiale semiconduttore usato per le celle fotovoltaiche è il *Silicio*.

Il silicio è uno degli elementi più abbondanti nel nostro pianeta, esso è in particolare il principale componente della sabbia, costituita per oltre il 90% da ossido di silicio ( $SiO_2$ ). Questo è uno degli elementi a favore della cella al silicio rispetto a celle realizzate con altri tipi di semiconduttori ( $CdS, GaAs, Si_2 + C, Si + 3HCl$ ).

Il silicio può essere suddiviso in funzione del suo grado di purezza in:

1. Silicio metallurgico, con purezza dell'ordine del 98%, che viene ottenuto a partire dalla silice per riduzione nei forni ad arco.
2. Silicio di grado solare (ottenuto dagli scarti del silicio di grado elettronico), con contenuto di impurezze di  $10^{-5} - 10^{-6}$ .

3. Silicio policristallino purissimo, cosiddetto di grado elettronico, con concentrazione di impurezze  $10^{-8}$ .

4. Silicio monocristallino.

La tecnologia di purificazione oggi quasi esclusivamente usata si basa sul cosiddetto *processo Siemens*, che consiste nel trasformare il silicio metallurgico in clorosilano che viene poi purificato per distillazione frazionata. Questo processo avviene in forni ad alta temperatura ( $1100^{\circ}\text{C}$ ) con forti consumi di energia.

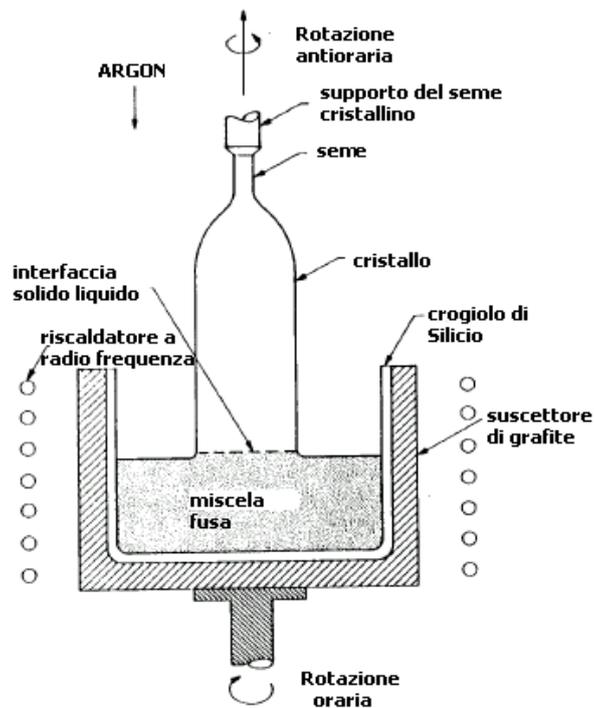
Il principale problema del Silicio monocristallino è però il suo elevato costo di produzione, infatti, la crescita cristallografica e poi il taglio in sottili film ( $0,1 - 0,3\text{mm}$ ) del pezzo prodotto, è un processo lento e costoso.

La tecnica maggiormente utilizzata per la crescita dei singoli cristalli di Silicio da materiale fuso è la **Tecnica Czochralski**.

L'apparato impegnato per implementare tale tecnica è costituito da:

- una fornace, che comprende un crogiolo di Silice fuso, un suscettore di grafite, un meccanismo di rotazione, un elemento di riscaldamento e l'alimentazione di tensione elettrica.
- Un meccanismo per l'accrescimento del cristallo che comprende un supporto del *seme cristallino* e un meccanismo di rotazione.
- Un apparato di controllo dell'ambiente.

Nel processo di crescita, un seme cristallografico, orientato in modo appropriato e posizionato su un apposito supporto, viene posto a contatto con la miscela fusa presente nel crogiolo della fornace, successivamente il seme, a cui viene imposto un movimento rotatorio, viene sollevato lentamente. La solidificazione progressiva all'interfaccia tra solido e liquido genera un monocristallo di grandi dimensioni. Controllando la velocità di estrazione, si regola il diametro del lingotto di monocristallino. Poiché la miscibilità delle impurezze nel silicio diminuisce passando dalla fase liquida a quella solida, il lingotto monocristallino è generalmente più puro del silicio di partenza: mentre una maggiore concentrazione di impurezze si trova in coda.



Apparato Czochralski per la crescita di monocristalli.

## Fabbricazione delle barre di silicio (m-Si)

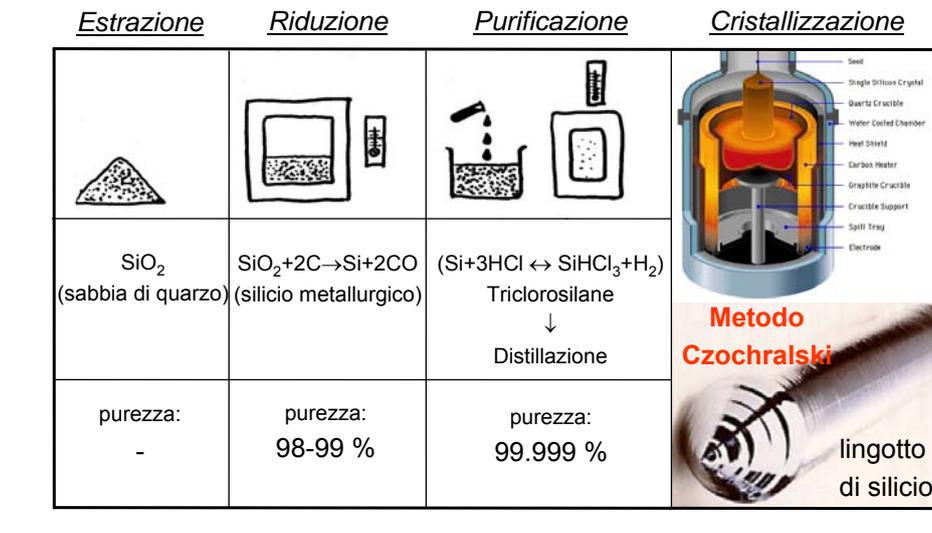


Figura 2.10: Processo di produzione dei wafer di silicio

Al termine del processo il materiale ha la forma di un cilindro dal diametro di 10 – 12,5 cm e della lunghezza di un metro ed appare di colore grigio.

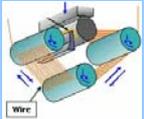
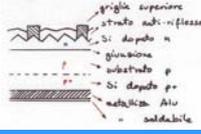
Il cristallo viene quindi tagliato per ottenere fette (WAFERS) dal diametro di 10 – 12,5 cm e dello spessore di 200 μm. Infine la superficie della fetta sulla quale si intende realizzare i chip viene levigata fino a renderla speculare. Durante questo stadio della lavorazione viene scupatiato circa il 50% del materiale, causando un aumento di costo di circa un fattore 3.

Le principali proprietà elettriche e meccaniche della fetta dipendono dalla direzione lungo la quale viene fatto crescere il cristallo di Silicio e dal tipo e numero di impurezze presenti. Entrambe queste variabili vengono rigidamente controllate durante la crescita del cristallo.

La conversione dei wafers in celle fotovoltaiche finite avviene in tre fasi:

- Una *tessitura chimica* della superficie per produrre piramidi che riducono la perdita di energia per riflessione.
- Formazione di una *giunzione p-n* esponendo le celle alle impurità desiderate ad alta temperatura: il metodo generalmente adottato è quella della diffusione in fase vapore. Le fette di silicio vengono introdotte in un forno a temperatura controllata e sufficientemente alta e che contiene un gas saturo della sostanza drogante. Le molecole di drogante grazie alla loro energia cinetica penetrano all'interno delle fette di silicio realizzando l'operazione di drogaggio; la concentrazione del drogante nelle fette di silicio e la profondità cui esso penetra dipende dalla temperatura e dal tempo di permanenza delle fette all'interno del forno. I droganti del silicio adoperati in pratica sono il boro, quale drogante di tipo p, ed il fosforo, quale drogante di tipo n. Quindi la giunzione si realizza usando come materiale di partenza del silicio di tipo p, drogato ad esempio con boro, e facendo diffondere gli atomi di fosforo per uno spessore controllato all'interno delle fette.
- L'ultimo e più importante passo è la *metallizzazione* della cella, cioè l'applicazione sul fronte retro, di contatti metallici. Questi contatti sono ottenuti per evaporazione sotto vuoto di opportuni metalli ed effettuando successivi trattamenti termici (alcune centinaia di gradi) per creare una buona adesione del metallo al silicio. Mentre la metallizzazione posteriore copre tutta la faccia, quella frontale deve avere una particolare configurazione geometrica, che consenta un buon compromesso tra trasparenza alla luce incidente e basso valore della resistenza serie. Questa configurazione viene ottenuta mediante l'uso di una opportuna maschera. Questa fase della lavorazione è tutt'oggi molto costosa e rappresenta uno degli ostacoli alla produzione su vasta scala.

## Fabbricazione della cella FV cristallina (m-Si)

Fase:	Squadratura	Taglio	Drogaggio Deposito chimico Metalizzazione
Operazione:	<i>Taglio con lama diamantata</i> 	<i>Taglio</i> 	
Risultato:	<i>Barra di silicio</i>	<i>« wafers »</i> 	<b>Cella m-Si</b> 

- Formate a partire dal silicio cristallino
- Spessore wafers: 250-350 $\mu$ m
- 130-180  $\mu$ m: limite robustezza
- Proc. richiede molta E (Temp: 400-900 °C)

Figura 2.11: Taglio e drogaggio dei Wafer per la produzione di una cella cristallina

Dopo che le celle sono prodotte singolarmente, vengono interconnesse usando strisce metalliche come interconnettori.

Per ovvi problemi di costo, i ricercatori stanno sviluppando alcuni materiali alternativi al silicio monocristallino. Un materiale alternativo è il **Silicio policristallino**, la sua tecnica di produzione è il WACHER INGOT FACTURING PROCESS (WICP), invece del metodo Czochralski.

Il WICP usa due differenti contenitori per la fusione e la ricristallizzazione. Il processo consiste nel fondere il Silicio, purificato precedentemente, in un crogiolo al quarzo, porre il Silicio fuso in uno stampo preriscaldato, e poi fare una solidificazione unidirezionale; lo stampo è costruito con elementi di grafite (figura 2.12 A ).

Il processo di solidificazione è eseguito con un gradiente di temperatura verticale controllato nello stampo per ottenere un blocco con strati orizzontali di Silicio cristallino dal fondo fino alla cima del blocco solidificato. La divisione del blocco solidificato in pani di larga misura è fatta con lastre seganti con una sezione trasversale di 10 cm x 10 cm (figura 2.12 B). Il singolo pane è tagliato in wafers (o substrati) con uno spessore di circa 300  $\mu$ m. La figura 2.12 C mostra wafers con area di 10 cm x 10 cm e 15 cm x 15 cm.

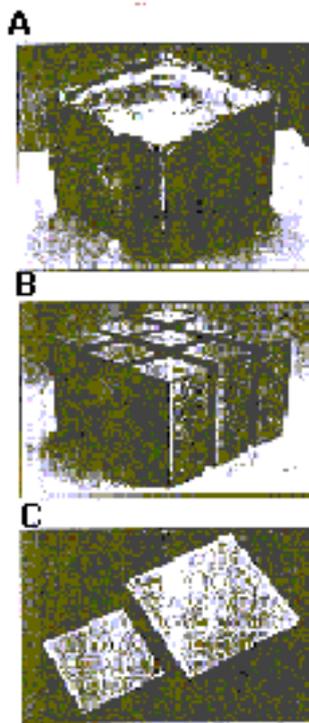


Figura 2.12: processo WICP

Questo metodo è più economico del metodo Czochralski ma ha degli svantaggi : i wafers prodotti contengono stress interni, impurezze e confini di grano, tutti fattori che aumentano la resistenza del materiale al flusso elettronico.

Nel 1985 il SOLAR ENERGY RESEARCH INSTITUTE sviluppò una tecnica di riscaldamento della colata a “crogiolo freddo” basato sul principio del riscaldamento indotto. In questo metodo non è usato né un crogiolo né uno stampo e il Silicio fuso è riscaldato e confinato elettronicamente da un induttore, così sono evitate le impurità dovute alla contaminazione con il materiale della fornace e al degrado del materiale dello stampo.

I difetti cristallini vengono poi diminuiti mediante passivazione con idrogeno che riduce i legami spezzati dei bordi di grano: la KYOCERA, una compagnia giapponese, ha sviluppato infatti una cella posizionando film di SiNx (Silicon Nitride) mediante la tecnica CVD (Chemical Vapor Deposition) sulla sua superficie usando gas di SiH<sub>4</sub> (Silano) e NH<sub>3</sub> (ammoniaca) a temperatura superiore ai 400° C, questo ha aumentato grandemente l'efficienza di conversione delle celle: il film di SiNx ha un ruolo di strato passivante e anche antiriflettente: gli atomi di idrogeno introdotti sulla superficie del Silicio durante la deposizione di SiNx agiscono occupando i legami spezzati dei bordi di grano.

Le celle di Silicio policristallino sono in sostanza più economiche ma hanno sempre una minore efficienza: 15-17%.

## Celle ad alta efficienza

Struttura piramidale (fronte della cella)

Strato riflettente (retro della cella) ⇒ ↑ efficienza cella FV

Assorbenza e Riflettanza ↑

- EWT (es. A300) ⇒ 21%
- OECO (es. ISFH) ⇒ 20%
- FhI ISE ⇒ 20%
- HIT ⇒ 18.5%
- MWT
  - Q-cell
  - Sharp
  - Shell
  - Photovoltech

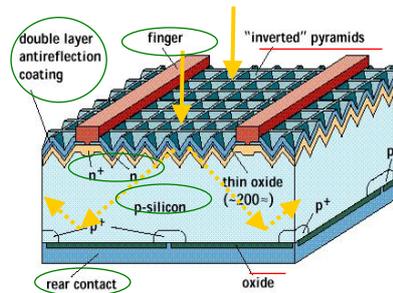


Figura 2.13: Celle ad Elevata Efficienza

### 2.6.1 Materiali e Tecnologie più utilizzate

#### moduli cristallini

- *moduli monocristallini*: in cui ogni cella è realizzata a partire da un wafer la cui struttura cristallina è omogenea (monocristallo), opportunamente drogato in modo da realizzare una giunzione p-n;
- *moduli policristallini*: in cui il wafer di cui sopra non è strutturalmente omogeneo ma organizzato in grani localmente ordinati.

#### moduli a film sottile

- *Silicio amorfo*, in cui gli atomi silicei vengono depositi chimicamente in forma amorfa, ovvero strutturalmente disorganizzata, sulla superficie di sostegno. Questa tecnologia impiega quantità molto esigue di silicio (spessori dell'ordine del micron). I moduli in silicio amorfo mostrano in genere una efficienza meno costante delle altre tecnologie rispetto ai valori nominali, pur avendo garanzie in linea con il mercato. Infatti con tale tecnologia vengono costruite celle a film sottili (spessore di 0.001-0.002 mm); il film di queste celle è sottile perché hanno una buona proprietà di assorbimento della radiazione. Questi film sottili sono molto economici e possono essere prodotti mediante deposizione su materiali come vetro e metalli. Un problema è la loro veramente bassa efficienza: 12% in laboratorio e 7% per le celle commerciali, inoltre si degradano con il tempo perdendo circa il 50% della loro efficienza con l'esposizione alla luce.
- *Tellururo di cadmio (CdTe)*
- *Solfuro di cadmio (CdS) microcristallino*, che presenta costi di produzione molto bassi in quanto la tecnologia impiegata per la sua produzione non richiede il raggiungimento delle temperature elevatissime necessarie invece alla fusione e purificazione del silicio. Esso viene applicato ad un supporto metallico per spray-coating, cioè viene letteralmente spruzzato come una vernice. Tra gli svantaggi legati alla produzione di questo genere di celle fotovoltaiche vi è la tossicità del cadmio ed il basso rendimento del dispositivo.
- *Arseniuro di gallio (GaAs)*, una lega binaria con proprietà semiconduttive, in grado di assicurare rendimenti elevatissimi, dovuti alla proprietà di avere un gap diretto (a differenza del silicio).

Viene impiegata soprattutto per applicazioni militari o scientifiche avanzate (come missioni automatizzate di esplorazione planetaria o fotorivelatori particolarmente sensibili). Tuttavia il costo proibitivo del materiale monocristallino a partire dal quale sono realizzate le celle, lo ha destinato ad un impiego di nicchia.

- Il GaAs è uno dei semiconduttori che meglio converte la radiazione dello spettro solare in energia elettrica.
- Tutta la radiazione viene assorbita in pochi micron sotto la superficie.
- Resistono meglio alle radiazioni e quindi durano di più.
- Degradano meno alle temperature cui operano i pannelli solari nello spazio.
- Le celle al GaAs costano da 3 a 5 volte più di quelle al silicio e pesano il doppio.
- A livello di sistema costo e peso sono completamente compensati da: durata maggiore, riduzione dell'area dei pannelli a pari potenza installata (30-50%), maggiore  $W/kg$  e  $W/m^2$ .

- *Diseleniuro di indio rame (CIS)*

I moduli CIS studiati con una tecnologia differente rispetto ai normali moduli fotovoltaici in silicio, sono composti da pellicole di una lega compatta di rame, indio e diselenide ("Diseleniuro di Rame e Indio" ( $CuInSe_2$ )).

L'acronimo CIS sta per Copper (=Rame), Indium (=Indio), Selenium (=Selenio).

La tecnologia CIS offre prestazioni eccezionali anche con poca luce e ha una minima tolleranza alle alte temperature. Sono garantiti affidabilità e alte prestazioni per molti anni anche in condizioni climatiche non proprio favorevoli.

Il rendimento dei moduli CIS è caratterizzato da un coefficiente di temperatura favorevole, notevolmente migliore rispetto ai moduli in celle mono o policristalline. Con temperature più elevate, come in estate, la diminuzione di rendimento dei moduli CIS è inferiore a quella di moduli mono o policristallini.

La particolare disposizione delle celle lunghe e molto sottili dei moduli CIS li rende più vantaggiosi dei moduli in silicio cristallino in situazioni di ombreggiamento parziale, che si verificano ad esempio per la presenza di camini, alberi, edifici prossimi, neve e sporcizia.

Contrariamente ai moduli in silicio, i moduli CIS sono privi di saldature. La corrente viene "prelevata" attraverso 2 o 3 nastri conduttori e "convogliata" direttamente nella scatola di collegamento. Già durante il processo di fabbricazione (deposizione di materiali) le celle vengono collegate tra di loro in un blocco monolitico. La corrente generata nei moduli in silicio viene derivata attraverso le cosiddette barre di distribuzione le quali collegano le celle. In alcuni punti, queste barre di distribuzione vengono saldate tra di loro, possono modificarsi nel corso degli anni e comportare perdite parziali o totali di rendimento del modulo. Inoltre, le barre di distribuzione possono danneggiare la comune pellicola di protezione del lato posteriore con un conseguente rischio di delaminazione del modulo.

Ci sono vantaggi pratici di notevole importanza:

- *Minor costo.*

Il minor costo di produzione di un pannello CIS è dovuto sia all'utilizzo di materiali meno costosi del Silicio, sia ad una tecnologia di produzione più economica, e questo genera il vantaggio di un costo inferiore del prodotto finito.

Il materiale viene depositato secondo la tecnologia Thin Film (= Film sottile), cioè uno strato di pochi micron di materiale fotovoltaico contro i 250-350 micron delle celle al Silicio cristallino

- *Miglior resa all'illuminazione parziale.*

In caso di irraggiamento solare ottimale il silicio cristallino è il materiale con la maggior resa fotovoltaica specifica (cioè il materiale che produce il maggior numero di  $W/m^2$ ).

Quando però l'irraggiamento non è ottimale, ad es. in caso di ombreggiamento parziale, un pannello in silicio cristallino ha un brusco calo di produzione, in quanto la minor efficienza di una cella si ripercuote su tutte le celle ad essa connesse. Il "silicio amorfo" in parte risolve quest'aspetto, ma ha un'efficienza molto più bassa del silicio cristallino (7-8% contro 14-18% dei pannelli al silicio cristallino) e quindi richiede una superficie di pannelli molto più elevata (c.a. il doppio)

I moduli fotovoltaici CIS di ultima generazione hanno invece un'efficienza che può arrivare al 12-13%, paragonabile a quella del silicio policristallino (14%), e subiscono un minor calo di produttività in caso di ombreggiamento parziale: in ultima analisi si ottiene pertanto una maggior quantità di energia media prodotta, a parità di potenza. Inoltre, grazie alla particolare configurazione del materiale, la tecnologia Thin Film consente di ottenere pannelli CIS flessibili.

- Per quanto riguarda le prestazioni nel tempo, il decremento di produzione negli anni di un modulo CIS è analogo a quello di un modulo cristallino, e cioè dopo 20 anni produce l'80% della potenza nominale.

- *Diseleniuro di indio rame gallio (CIGS)*

- *Celle a giunzioni multiple sovrapposte o multicolore o eterogiunzione:* sono celle a giunzioni multiple sovrapposte utilizzando materiali semiconduttori diversi in modo che ciascuna giunzione risponda soltanto ad una parte dello spettro solare. In questo caso, ciascuna giunzione assorbe soltanto una parte dei raggi e la converte in elettroni. La parte restante dello spettro passa oltre e, a sua volta, viene parzialmente assorbita nella giunzione successiva e così via in cascata.

Il dispositivo è congegnato in modo tale che gli elettroni prodotti in ogni giunzione vengono raccolti nel circuito elettrico esterno. La potenza totale generata dal dispositivo è quindi la somma di tutti i contributi dovuti alla conversione fotovoltaica nelle diverse giunzioni da parte delle varie componenti dello spettro solare. In linea teorica, se si avesse a disposizione un grande numero di materiali semiconduttori da accoppiare a tutte le componenti dello spettro, sarebbe possibile sfruttare l'intera energia contenuta nella radiazione solare.

In questa ipotesi teorica, l'efficienza di conversione fotovoltaica è stata quantificata in un valore pari all'86.8% (Green, 2002).

In linea pratica, sono stati realizzati numerosi dispositivi a celle multigiunzione, limitandone il numero a tre per evidenti ragioni, sia di difficoltà tecnologica, sia di disponibilità di materiali semiconduttori di caratteristiche fotovoltaiche adeguate.

### **Varianti proprietarie**

- *Silicio microsferico*, in cui si impiega silicio policristallino ridotto in sfere del diametro di circa 0,75 mm ingabbiate in un substrato di alluminio. Anche tale tipo di cella è flessibile grazie alla griglia a nido d'ape su cui è disposta.

## Capitolo 3

# Moduli Fotovoltaici

### 3.1 Produzione dei moduli fotovoltaici

#### 3.1.1 Moduli con celle solari al silicio

Dopo aver effettuato i test standard in modo da poterle suddividere in differenti classi di corrente e tensioni, le celle vengono collegate in serie fino ad un numero massimo che dipende dalla superficie che si vuole occupare e dalla tensione che si vuole raggiungere. Solitamente la superficie occupata dipende dal tipo di applicazione e può arrivare a  $2 m^2$ . I materiali utilizzati per la realizzazione del contenitore devono soddisfare delle severe condizioni.

Un normale modulo ha i seguenti componenti:

1. COPERTURA FRONTALE: vetro temperato. Recentemente è stato introdotto cerium oxide per ridurre il passaggio della luce ultravioletta che provoca la degradazione del materiale posto all'interno. Le caratteristiche meccaniche del vetro superiore devono essere tali da assicurarne la calpestatibilità reggendo il peso di una persona senza deformazioni apprezzabili. Devono inoltre essere tali da resistere a condizioni meteorologiche particolarmente severe rappresentate anche dagli urti in seguito alla caduta di grandine di grosse dimensioni. La capacità di essere attraversato dalla luce solare è molto superiore a quella dei normali vetri in commercio, in modo da non pregiudicare il rendimento complessivo del modulo; per raggiungere tale risultato i costruttori ricorrono a particolari composizioni con basso contenuto di ferro. ;
2. ENCAPSULANT: un polimero termoplastico trasparente e isolante. Il più usato è l'EVA (Ethylene Vinyl Acetate) e il suo spessore è tipicamente di 0.46 mm. Ha il triplice scopo di evitare un contatto diretto tra celle e vetro, eliminare gli interstizi che si formerebbero a causa della superficie non perfettamente liscia delle celle ed isolare elettricamente la parte attiva dal resto del laminato;
3. CELLE E MATERIALI DI INTERCONNESSIONE: la tensione di un modulo dipende dal numero di celle che vengono collegate in serie, quindi essi presentano svariati valori di tensione nominale che vengono scelti in base all'applicazione da realizzare (es. un modulo utilizzato per la ricarica di una batteria al piombo presenterà una  $V_n = 12 V$  e sarà formato da circa 24 celle o più, tenendo ben presente l'effetto dovuto alla temperatura);
4. COPERTURA POSTERIORE: Sul retro delle celle viene posto un ulteriore foglio di EVA, con funzioni analoghe a quello utilizzato anteriormente. A chiusura del sandwich realizzato, viene in genere utilizzato un foglio di Tedlar (in genere di color bianco), eventualmente rinforzato con fogli metallici e polimerici (teflon o mylar), o un altro vetro con caratteristiche meccaniche e trasmissive inferiori a quelle previste per il vetro anteriore. Può essere incluso un foglio di alluminio per evitare penetrazione di umidità.

Tutti questi materiali vengono laminati a caldo in ambienti sottovuoto. I margini vengono ricoperti con una guarnizione al neoprene e in alcuni casi protette con una cornice in alluminio.

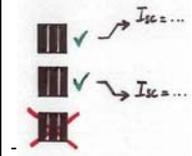
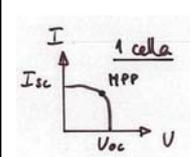
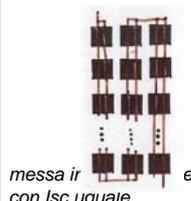
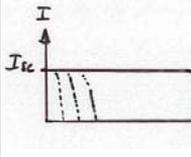
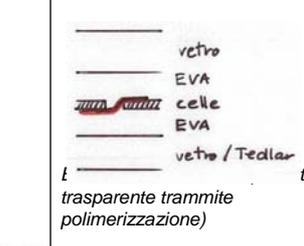
Uno schema alternativo di realizzazione dei moduli può essere quello di usare un secondo vetro come copertura posteriore e una guarnizione sigillante senza l'ausilio di una cornice metallica, esso

viene detto *a doppio vetro*. Questo tipo di modulo è più efficace perché riesce a sfruttare la luce derivante dall'effetto albedo e può essere installato al posto di vetrate, fungendo così da "tenda parasole".

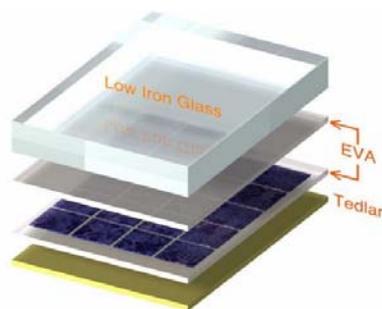
I collegamenti elettrici con l'esterno avvengono nella maggior parte dei casi all'interno delle cassette di terminazione stagne (grado di protezione IP65) dotate di passacavi ed applicate con gomma siliconata sul retro dei moduli. Nelle cassette sono disponibili le polarità positiva e negativa ed i diodi di bypass, il cui scopo è di impedire, qualora la potenza dei singoli moduli della stringa non siano bilanciati, gli squilibri di tensione tra i moduli stessi che possono provocare seri danni al modulo.

Il modulo nel suo complesso presenta un'efficienza minore rispetto alla singola cella, ciò dovuto al fatto che le superfici non vengono completamente occupate e che i materiali circostanti pregiudicano un funzionamento eccellente.

## Fabbricazione di moduli FV: I cristallini

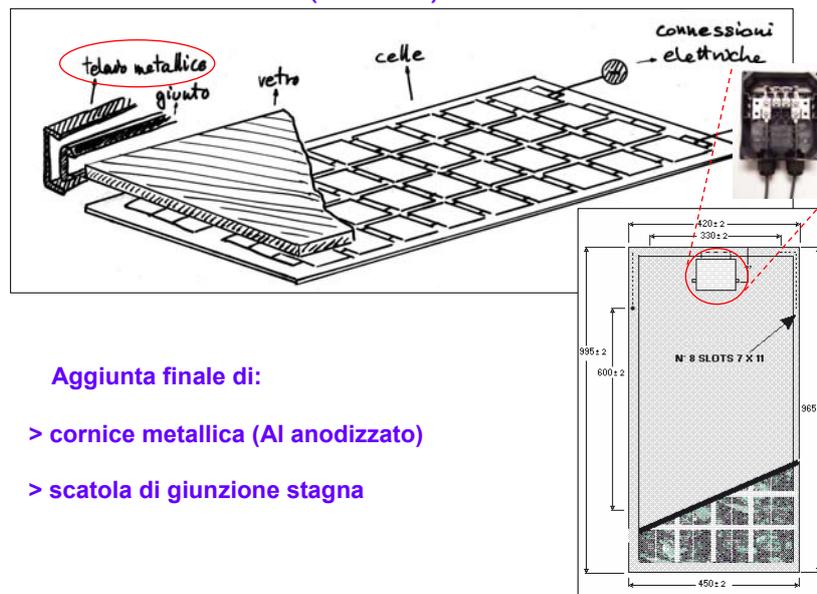
Test e triage celle	Collegamento in serie delle celle	Connessioni elettriche e Assemblaggio
 <p>- test foto-elettrico - misura Isc</p> 	 <p>messa in serie con Isc uguale</p> 	 <p>trasparente tramite polimerizzazione)</p> 

## Moduli cristallini sandwich FV (c-Si)



- Sigillante: fissaggio celle al vetro di copertura e alla chiusura posteriore
  - Processo di laminazione: 150 °C, sigillatura dei componenti
  - Protezione dagli agenti atmosferici (grandine, pioggia, umidità)
  - Tenuta meccanica (vento, dilatazioni termiche, ...)
- **Essenziali per garantire una durata di vita elevata dei moduli**

### Moduli cristallini (wafers)



**Aggiunta finale di:**

> cornice metallica (Al anodizzato)

> scatola di giunzione stagna

Figura 3.1: Produzione di moduli a celle cristalline

### 3.1.2 Moduli con celle a film sottile

La tecnologia a film sottile sarà sicuramente una delle più gettonate in futuro perché permetterà una drastica diminuzione dei costi per l'approvvigionamento dei materiali e per la produzione. Inoltre l'intero modulo è realizzato direttamente in modo tale che le interconnessioni tra le singole celle avvengano nello stesso momento in cui si realizza la cella stessa utilizzando il metodo della deposizione di strati di materiale attraverso *processi di vaporizzazione, spruzzamento catodico, bagno elettrolitico o tramite laser*. In pratica presa una superficie trasparente vi si deposita sopra una fascia molto fine di materiale conduttivo il più possibile trasparente alla luce (terminale) con larghezza di 1-2 cm che corre per tutta la lunghezza del modulo, al di sopra di esso si deposita uno strato di materiale semiconduttivo o simile atto alla conversione fotovoltaica che va ad occupare tutta l'area disponibile e infine si deposita il secondo terminale.

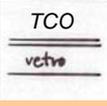
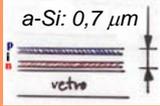
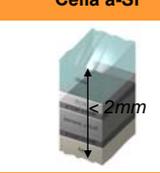
La deposizione di strisce di materiale conduttivo per produrre i terminali riduce notevolmente le resistenze parassite e se ben posizionate permettono l'immediata interconnessione in serie con la successiva cella.

La temperatura di processo è compresa tra i 200°C e i 500°C; inoltre, il processo di produzione è automatizzato e consente un grande risparmio di energia e di materiale.

La radiazione solare ha una densità di potenza piuttosto bassa e con la tecnologia a film sottile vi è la necessità di ricoprire vaste aree rispetto ad un impianto a tecnologia a celle al silicio e solitamente i costi aumentano in proporzione all'area occupata dal sistema perché bisogna tener conto del costo che si ha nel trasporto dei pannelli.

Come citato in precedenza ci sono diverse tecnologie a film sottile, ma il metodo di produzione dei pannelli è molto simile.

## Fabbricazione della cella FV film sottile (a-Si)

Fase:	Metallizzazione superiore	Deposito a-Si	Metallizzazione inferiore
Operazione:	Deposito conduttori trasparenti ( $0.7 \mu\text{m}$ ) su substrato p.e. vetro ( $1.6 \text{ mm}$ )	Deposito struttura p-i-n (deposizione al plasma: $\text{SiH}_4$ )	Deposito metallizzazione inferiore (Ag)
Risultato:			

- Formate a partire dal silicio gassoso (silano)
- Basta  $1 \mu\text{m}$  per captare tutto lo spettro
- Costi di produzione contenuti (basso consumo di mat.)
- Possibile realizzare strutture a giunzione multipla

Figura 3.2: Produzione cella a film sottile

Solitamente all'interno del modulo vengono installati anche dei *diodi di by-pass* ovvero dei diodi che permettono di cortocircuitare gruppi di celle che non producono energia in quanto potrebbero essere oscurate, per brevi periodi, da ombre provocate, per esempio, dalle foglie di un albero.

### 3.2 Dati tecnici del modulo fotovoltaico

**Potenza di picco** Ogni modulo è caratterizzato da una potenza nominale in condizioni standard STC ovvero quando:

- la radiazione solare =  $1 \text{ kW}/\text{m}^2$
- la distribuzione spaziale = AM1.5
- la temperatura della cella =  $25 \text{ }^\circ\text{C}$

**Corrente di corto circuito**  $I_{cs}$  Essa è proporzionale alla radiazione solare  $G$ :

$$I_{sc}(G) = I_{sc} \left( a \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right) \cdot G \left( \text{in } \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right)$$

Si capisce che la corrente di corto circuito è molto limitata e supera di poco quella nominale.

**Tensione a vuoto**  $V_{oc}$  Essa dipende dal numero di celle interconnesse in serie e dalla temperatura raggiunta dal modulo. Essa viene calcolata in condizioni standard STC ed è caratterizzata da un coefficiente di temperatura descritto in seguito.

I moduli fotovoltaici sono accomunati dal comportamento elettrico simile a quello di un generatore di corrente quasi puro, ovvero erogano energia con differenza di potenziale quasi costante anche al variare delle condizioni atmosferiche o del grado di incidenza dei raggi solari. La pratica comune di classificare i prodotti in commercio in 12, 18 o 24 V non deriva dalla tensione al suo punto di massima efficienza, ma dalla possibilità di collegarvi una batteria ricaricabile con analoga tensione nominale. I moduli fotovoltaici destinati agli impianti civili hanno tensioni nettamente superiori, infatti esse variano tra i 28 e i 42V.

**Tensione al punto di massima potenza  $V_m$**  La tensione per la quale si ha la massima potenza in uscita e che non viene alterata da variazioni di temperatura.

**Corrente al punto di massima potenza  $I_m$**

**Temperatura nominale di funzionamento di una cella: NOCT (Normal Operating Cell Temperature)**

Essa viene definita a circuito aperto quando:

- la radiazione  $G_n = 0.8 \text{ kW/m}^2$
- la distribuzione spettrale = AM1.5
- la temperatura ambiente  $T_{an} = 20^\circ\text{C}$
- La velocità del vento  $> 1 \text{ m/s}$

Essa è usualmente compresa tra  $42^\circ$  e  $46^\circ\text{C}$  ed è usata per determinare la temperatura della cella  $T_c$  durante l'utilizzo tramite la formula:

$$T_c - T_a = \frac{NOCT - T_{an}}{G_n} \cdot G = \frac{NOCT - 20}{0.8} \cdot G \left[ \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right]$$

**Dimensioni del modulo** dipendono dal costruttore e dalle tecnologie adottate.

**Coefficienti di temperatura** si hanno principalmente tre coefficienti:

- coefficiente di temperatura di potenza massima: all'aumentare della temperatura si ha una diminuzione della potenza prodotta;
- coefficiente di temperatura di tensione a vuoto  $V_{oc}$ : all'aumentare della temperatura si ha una diminuzione della tensione;
- coefficiente di temperatura di corrente  $I_{sc}$ : all'aumentare della temperatura si ha un aumento (trascurabile) della corrente.

**Tolleranza** La tolleranza di fabbricazione è un dato percentuale (generalmente variabile dal  $\pm 3\%$  al  $\pm 10\%$ ) che ogni produttore dichiara in relazione ai propri standard qualitativi di produzione. Tanto minore è la tolleranza dichiarata, tanto più stabili e predicibili saranno le prestazioni elettriche del modulo, a pari condizioni di utilizzo.

Nella maggior parte dei casi, i produttori realizzano più versioni dello stesso modulo, distinte in base alla potenza nominale, pur realizzandoli con le medesime celle, che vengono preventivamente raggruppate in famiglie prestazionalmente simili. L'obiettivo dell'operazione è gestire in modo più accorto possibile le celle elettricamente peggiori, che potrebbero inficiare le prestazioni dell'intero modulo. In quest'ottica quindi, tanto più numerose sono le famiglie di celle uniformi, tanto minore potrebbe essere la tolleranza di fabbricazione garantita. Nella realtà di mercato, tuttavia, data la curva di Gauss che descrive la distribuzione statistica della qualità di tutte le celle fotovoltaiche di una data partita produttiva, le linee di separazione tra gruppi di moduli simili si ampliano a volte fino a costituire fasce piuttosto ampie.



Figura 3.3: Tolleranza di fabbricazione

Il produttore può così gestire la parte di produzione all'interno di queste fasce:

1. declassando il prodotto in questione, per considerarlo entro la tolleranza positiva del modulo inferiore, con il risultato di perdere profitto;
2. innalzando il prodotto, per considerarlo entro la tolleranza negativa del modulo superiore, con il risultato di marginalizzare di più a discapito della qualità effettiva del prodotto.

Dal punto di vista commerciale, il produttore si garantisce la liceità dell'operazione dichiarando una tolleranza di fabbricazione più ampia del necessario rispetto alle potenze nominali dei vari moduli realizzati. L'immediato effetto che questa pratica comporta è la ricaduta di cospicue quantità dei moduli all'interno delle citate fasce a cavallo di due o più tolleranze di fabbricazione.

Alla luce di ciò, i moduli fotovoltaici qualitativamente migliori sono da ricercarsi tra quelli che combinano:

- una tolleranza negativa stretta (quella positiva può considerarsi trascurabile);
- una nulla o limitata area di sovrapposizione tra le fasce di tolleranza delle varie potenze dello stesso modulo.

**Certificazioni** I moduli fotovoltaici, se impiegati in un impianto fotovoltaico connesso alla rete all'interno dell'Unione Europea, devono obbligatoriamente essere certificati in base alla normativa IEC 61215, che ne determina le caratteristiche sia elettriche che meccaniche.

### Caratteristiche elettriche di un modulo

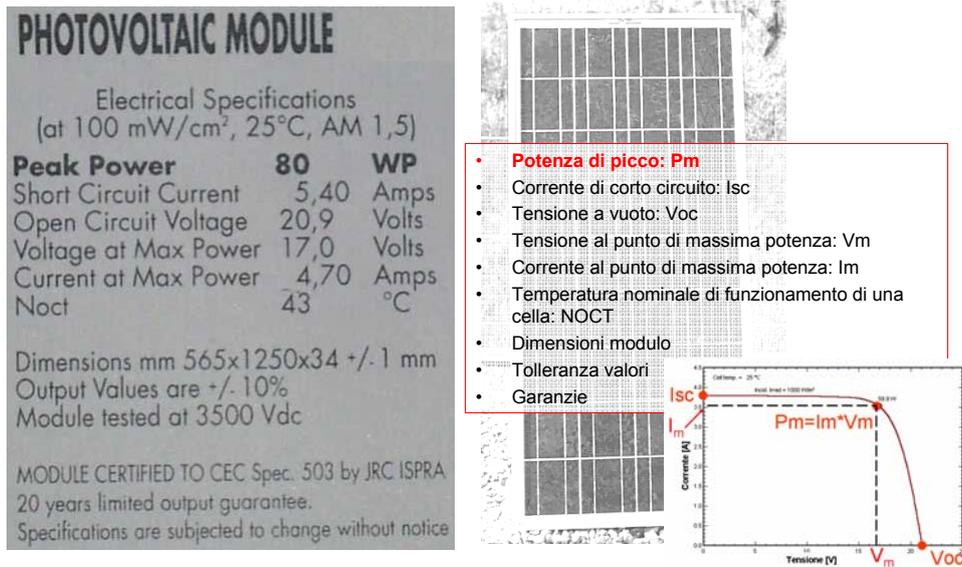


Figura 3.4: Caratteristiche di un modulo fotovoltaico

### 3.3 Risposta Spettrale dei moduli fotovoltaici

Nella fisica dei sistemi fotovoltaici viene definita la *risposta spettrale assoluta*  $RS(\lambda)$ , il rapporto tra la misura della corrente generata dalla cella fotovoltaica (misurata in A) e la potenza incidente (misurata in W). Normalmente viene data la misura di risposta spettrale in funzione della lunghezza d'onda ( $\lambda$ ) della luce incidente sulla cella fotovoltaica.

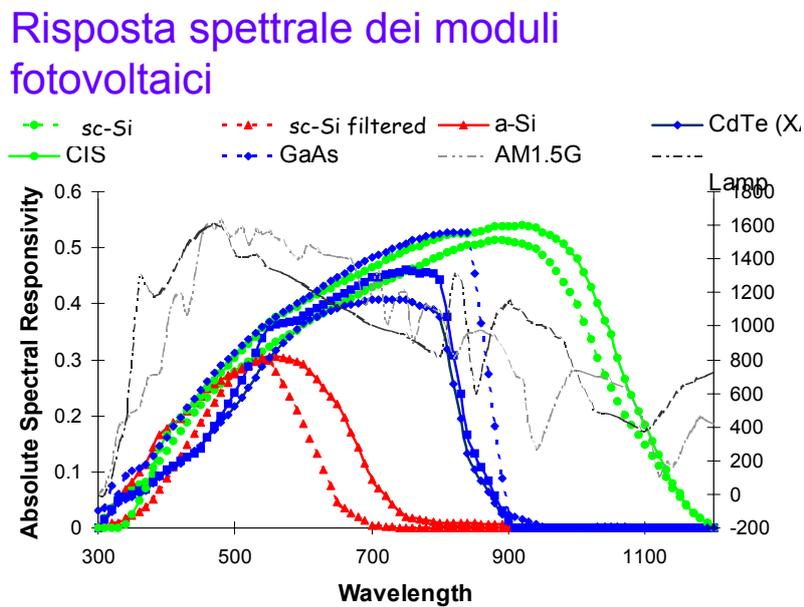


Figura 3.5: Risposta spettrale dei moduli FV

La corrente generata  $I_G$  può essere espressa anche in funzione della risposta spettrale:

$$I_G = \int_0^{\infty} RS(\lambda) \cdot E(\lambda) \cdot d\lambda$$

dove:

$RS(\lambda)$  risposta spettrale alla lunghezza d'onda  $\lambda$  [ $AW^{-1}$ ];

$E(\lambda)$  radianza spettrale alla lunghezza d'onda  $\lambda$  [ $W \cdot m^{-2} \cdot \mu m^{-1}$ ].

Piccole variazioni della risposta spettrale (che resta costante perché è una proprietà intrinseca della cella) e della radianza modificano in modo considerevole la corrente generata.

### 3.4 Prove effettuate sui moduli fotovoltaici

Le prove effettuate sui moduli fotovoltaici sono:

- prove elettriche;
- prove termiche;
- prove meccaniche.

#### Prove elettriche

Per determinare le prestazioni del modulo fotovoltaico vengono definiti due tipi di prove:

- prestazione a STC;
- prestazione a NOCT.

La prima prova (STC = Standard Test Conditions) viene effettuata considerando:

1. un IRRAGGIAMENTO di  $1000 \frac{W}{m^2}$ ;
2. spettro AM1.5;
3. temperatura della cella uguale a  $25^\circ C$ .

Essa consiste nel tracciare la caratteristica tensione-corrente del modulo alle condizioni di prova normalizzate (STC).

La seconda (NOCT = Nominal Operating Cell Temperature) viene effettuata considerando:

1. un IRRAGGIAMENTO di  $800 \frac{W}{m^2}$ ;
2.  $T_{ambiente} = 20^\circ C$ ;
3.  $v_{vento} = 1 \frac{m}{s}$

La prova NOTC permette di determinare la temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in condizioni ambientali normalizzate, ovvero quelle sopracitate.

#### PROVA DI ISOLAMENTO

In questa prova si misura il grado di isolamento tra terminali del modulo posti in cortocircuito e la cornice (o se questa non è presente, un telaio metallico).

Bisogna applicare al modulo una tensione di 1000 V più il doppio della tensione massima del sistema (cioè la tensione del sistema a circuito aperto e a STC).

Mentre se la tensione del sistema non supera i 50 V, bisogna applicare una tensione di 500 V.

La corrente di fuga deve essere al di sotto dei  $50 \mu A$  e la resistenza di isolamento deve essere maggiore o uguale a  $50 M\Omega$ .

#### MISURA DELLA TEMPERATURA NOMINALE DI LAVORO DI CELLA (NOCT) E RELATIVE PRESTAZIONI

La prova consiste nel misurare la temperatura nominale di lavoro di cella e nel tracciare la caratteristica tensione-corrente del modulo in corrispondenza dell'NOCT.

Questa prova fornisce indicazioni sulle prestazioni del modulo in esercizio reale.

#### PROVA DI ESPOSIZIONE IN ESTERNO

In questa prova il modulo viene esposto ad una irradiazione totale di  $60\text{kWh/m}^2$ , al termine della quale non deve presentare difetti visibili, e non deve presentare alterazioni della sua resistenza di isolamento.

#### ESPOSIZIONE PROLUNGATA ALLA LUCE

In questa prova si espone il modulo (in silicio amorfo a film sottile) ad un irraggiamento compreso tra  $800$  e  $1000\text{ W/m}^2$  fino a che la potenza in uscita si stabilizza. Bisogna verificare che a fine prova il modulo presenti difetti visibili, e che conservi la stessa resistenza di isolamento, inoltre la potenza di uscita STC non deve essere inferiore al 90% di quella minima dichiarata dal costruttore.

### **Prove Termiche**

Tra le prove termiche troviamo:

#### PROVA DI RESISTENZA AI SURRISCALDAMENTI LOCALIZZATI

Le celle vengono progressivamente oscurate, in modo da determinare la capacità del modulo di sopportare effetti di surriscaldamento localizzato, che possono essere fusioni delle saldature o deterioramenti dell'incapsulante.

#### PROVA DEI CICLI TERMICI, UMIDITÀ E CONGELAMENTI, CALDO UMIDO

Il modulo fotovoltaico viene sottoposto:

- Ad dei cicli termici tra  $-40^{\circ}\text{C}$  e  $+80^{\circ}\text{C}$ , ogni ciclo di riscaldamento-raffreddamento non deve superare le 6 ore;
- Ad un ciclo ad elevata temperatura ed elevata umidità e successivo stazionamento a temperatura inferiore allo zero;
- Ad un lungo periodo ad elevata umidità.

Non devono esserci interruzioni del circuito elettrico interno durante la prova e la resistenza di isolamento deve restare inalterata. Il modulo non deve presentare difetti visibili e la potenza di uscita non deve essere inferiore al 95% di quella iniziale.

#### RICOTTURA

La prova consiste nel sottoporre il modulo (in silicio amorfo a film sottile) ad una temperatura di  $85^{\circ}\text{C}$  fino a che la potenza di uscita non si stabilizza.

#### PROVE DI CORRENTE DI DISPERSIONE IN AMBIENTE UMIDO

La prova riguarda i moduli in silicio amorfo a film sottile e consiste nel misurare la corrente di dispersione a  $500\text{ V}$  mentre il modulo è immerso in una soluzione acquosa.

Durante la prova non devono manifestarsi cedimenti dell'isolamento e la corrente di dispersione non deve aumentare oltre un valore prestabilito.

### **Prove Meccaniche**

Tra le prove che testano le caratteristiche meccaniche dei moduli troviamo:

#### PROVA DI ROBUSTEZZA DELLE TERMINAZIONI

La prova intende testare la resistenza dei terminali di un modulo alle sollecitazioni cui possono essere sottoposti nel corso delle operazioni di cablaggio.

#### PROVA DI SVERGOLAMENTO

Si fissa il modulo su tre angoli e si alza il quarto di un valore calcolato con una formula prevista dalla normativa.

#### PROVA DI CARICO MECCANICO

Simulando l'azione della pressione cinetica del vento, si applica al modulo un carico di  $2400\text{ Pa}$  oppure se il modulo deve sopportare accumuli di neve o ghiaccio si applica un carico di  $5400\text{ Pa}$ .

### PROVA DI GRANDINE

Si simula l'azione della grandine bersagliando il modulo con sfere di ghiaccio di diametro compreso tra 45 e 75 mm e con velocità comprese tra 30,7 e 39,5 m/s. in realtà queste condizioni di esercizio si verificano raramente .

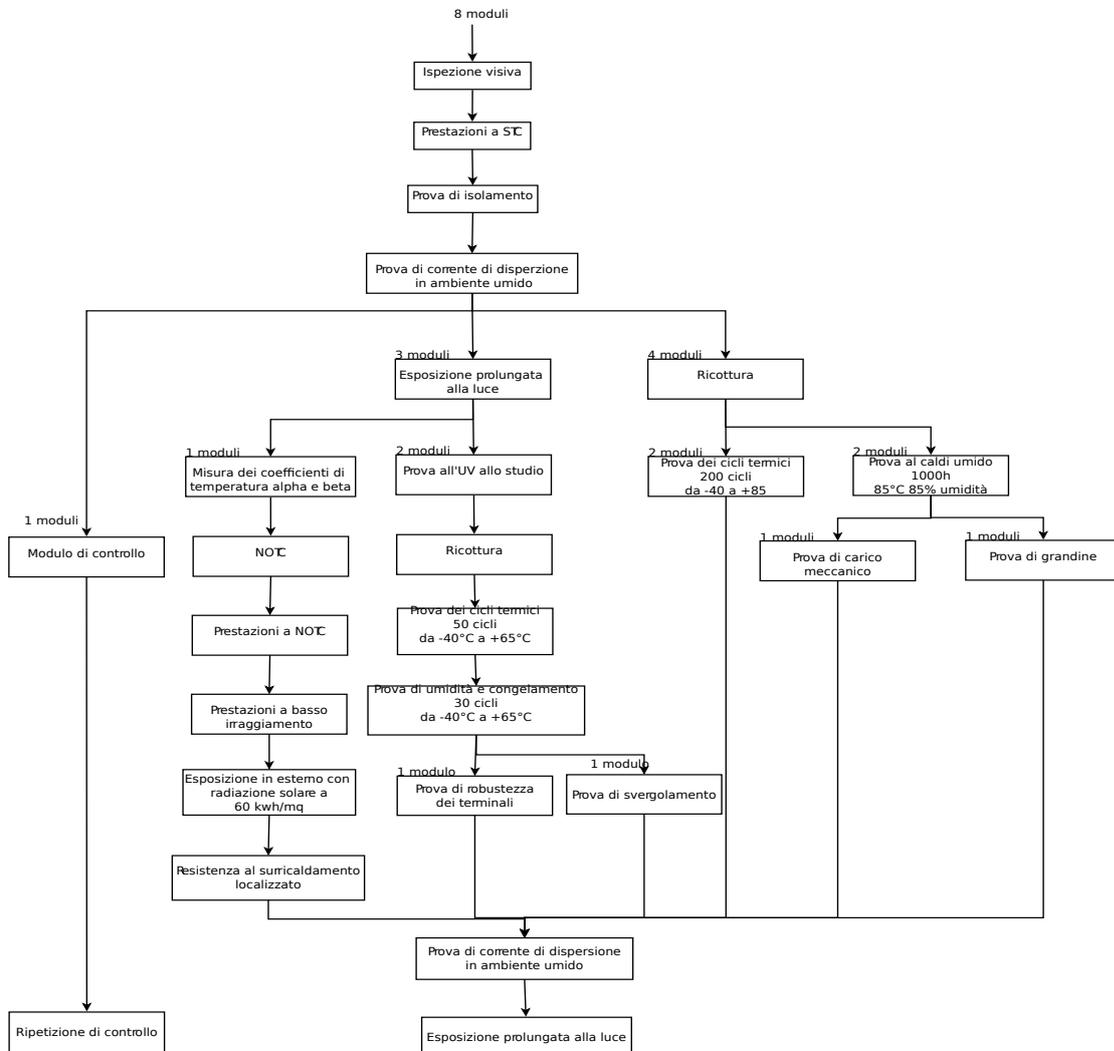


Figura 3.6: Albero delle prove

# Capitolo 4

## Sistemi Fotovoltaici

### 4.1 Introduzione

I sistemi fotovoltaici sono l'aggregazione di dispositivi atti allo sfruttamento dell'energia convertita per effetto fotoelettrico.

Essi possono essere di diverso tipo:

- *sistemi in isola (stand alone)*: ovvero un impianto totalmente autonomo che non viene collegato in rete. Sono sistemi che alimentano carichi elettrici particolari che si trovano in zone disagiate e difficilmente raggiungibili con una linea elettrica.

I principali componenti di un impianto fotovoltaico in isola sono generalmente:

- Campo fotovoltaico, deputato a raccogliere energia mediante moduli fotovoltaici disposti opportunamente a favore del sole;
- Regolatore di carica, deputato a stabilizzare l'energia raccolta e a gestirla all'interno del sistema;
- Batteria di accumulo, costituita da una o più batterie ricaricabili opportunamente connesse (serie/parallelo) necessarie a conservare la energia elettrica fornita dai moduli in presenza di sufficiente irraggiamento solare per permetterne un utilizzo differito da parte degli apparecchi elettrici utilizzatori.
- Inverter, deputato a convertire la tensione continua (DC) in uscita dal pannello (solitamente 12 o 24 volt) in una tensione alternata (AC) più alta (in genere 110 o 230 volt per impianti fino a qualche kW, a 400 volt per impianti con potenze oltre i 5 kW)

Il campo fotovoltaico in genere impiegato per gli impianti ad isola è ottimizzato per una specifica tensione di sistema, valutata in fase di progettazione. Le tensioni più utilizzate sono 12 o 24 V. Conseguentemente le stringhe elettriche che formano il campo sono costituite da pochissimi moduli, fino al limite del singolo modulo per stringa.

- *sistemi collegati in rete (grid connected)*: sistemi che forniscono energia alla rete elettrica.
- *Sistemi ibridi*: utilizzati in concomitanza con un altro sistema es. produzione di idrogeno e generazione di calore.

La grandezza del sistema dipende dal tipo di applicazione che si vuole realizzare e soprattutto dal luogo in cui verrà installato. Tali impianti non richiedono particolari manutenzioni.

### 4.2 Struttura di un sistema fotovoltaico

I sistemi fotovoltaici sono costituiti da un certo numero di dispositivi:

- Generatore fotovoltaico con supporto meccanici o inseguitori solari;
- Sistema di accumulo o batterie;

- Sistema di controllo e di condizionamento incluso il sistema di misura dei parametri elettrici;
- Sistema di protezione;
- Sistema supplementare o back-up generator.

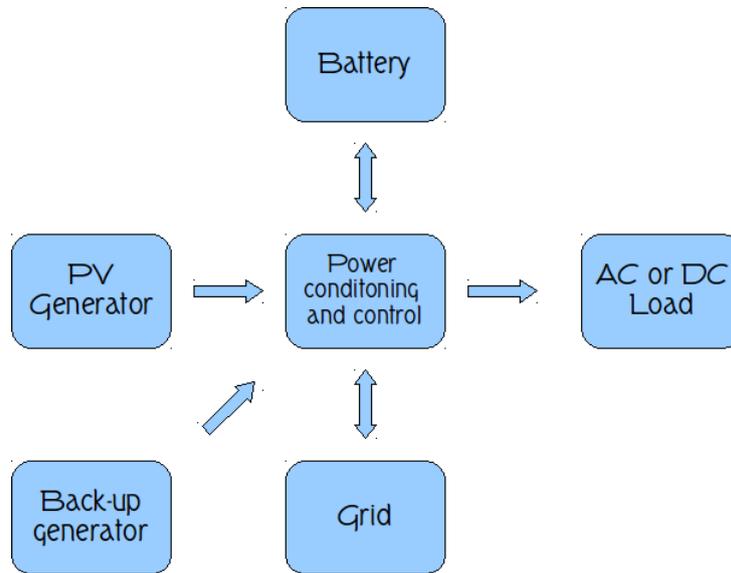


Figura 4.1: Architettura del sistema FV

#### 4.2.1 Generatore fotovoltaico

Il generatore è la parte più costosa e delicata dell'impianto. Esso è l'insieme di un certo numero di moduli fotovoltaici che vengono interconnessi tra di loro formando così un *pannello*. L'insieme dei pannelli viene detto *array o campo* il quale viene collegato con il sistema di gestione in DC.

Solitamente i moduli più utilizzati sono quelli con celle al silicio monocristallino o policristallino perché sono molto pratici e hanno efficienze elevate. Si ribadisce però che la tecnologia a film sottile si sta rivalendo di sviluppi notevoli conseguiti negli ultimi anni.

Viene detta **stringa** l'insieme dei moduli collegati in serie il cui numero determina un certo valore di tensione.

Per ottenere potenze maggiori si dispongono in parallelo più stringhe realizzando così un pannello o un array che devono essere corredati di *diodi di blocco* necessari per evitare un ritorno di corrente durante il funzionamento o per evitare circolazione di corrente inversa di saturazione nelle ore notturne dovuta all'energia accumulata nelle batterie, qualora ci fossero. Solitamente tale funzione viene anche eseguita da un eventuale controller di ricarica applicato alle batterie.

Naturalmente bisogna tener conto di due aspetti importanti:

1. i moduli non sono perfettamente identici e basta che uno di essi abbia prestazioni scarse per compromettere il rendimento dell'intera stringa.
2. differenti condizioni di funzionamento esistenti tra le diverse parti del pannello o del campo FV. Per esempio una nuvola che oscura una parte del generatore comporta una diminuzione della resa. Fortunatamente vi sono i diodi di by-pass che in questi casi permettono comunque con corretto funzionamento, altrimenti le celle oscurate diverrebbero dei carichi che dissiperebbero grande quantità di energia creando degli hot-spot (85-100°C) cause di possibili danneggiamenti.

Tutto ciò comporta una *mismatch loss* (ovvero una perdita di massima resa) e per ovviare a tale problema si possono adottare le seguenti misure:

- usare moduli che abbiano la stessa corrente di corto circuito  $I_{cs}$
- posizionare i pannelli in modo tale che non vi siano ostacoli che possano produrre ombre

### Collegamenti elettrici tra i moduli e le stringhe

I collegamenti elettrici tra un modulo e l'altro sono eseguiti con dei semplici connettori unipolari protetti dalla penetrazione dell'acqua e dell'umidità. Sono dei dispositivi polarizzati quindi è difficile invertire le polarità durante il collegamento.



Figura 4.2: Connettori

I conduttori utilizzati sono solitamente di sezione sufficientemente elevata per garantire minor perdite per effetto joule, infatti c'è da aspettarsi che i conduttori sottoposti alla radiazione solare aumentino la propria resistenza a fronte di un aumento di temperatura. Quindi sarebbe bene utilizzare conduttori con isolamento bianco per diminuire l'assorbimento di radiazione, per praticità si preferisce utilizzare tipicamente il rosso e il nero. Inoltre la vita dell'isolante decresce rapidamente con l'aumentare della temperatura e con l'azione degli agenti atmosferici, i materiali che lo costituiscono dovrebbero essere tali da garantire una vita media di 20 anni.

Negli impianti di elevate dimensioni bisogna tener conto della presenza di fasci di conduttori posizionati sulla stessa passerella o nella stessa canalina, in tal caso la portata di un singolo conduttore diminuisce.

Utilizzare cavi di sezione elevata significa poter espandere l'impianto senza apportare modifiche drastiche e aumentare la sicurezza e l'affidabilità del sistema per quanto riguarda la folgorazione.

Inoltre i collegamenti tra i vari moduli è bene che siano eseguiti in modo tale da minimizzare le sovratensioni indotte. Per esempio, realizzando due anelli nei quali la corrente abbia senso opposto oppure realizzando anelli di piccole dimensioni.

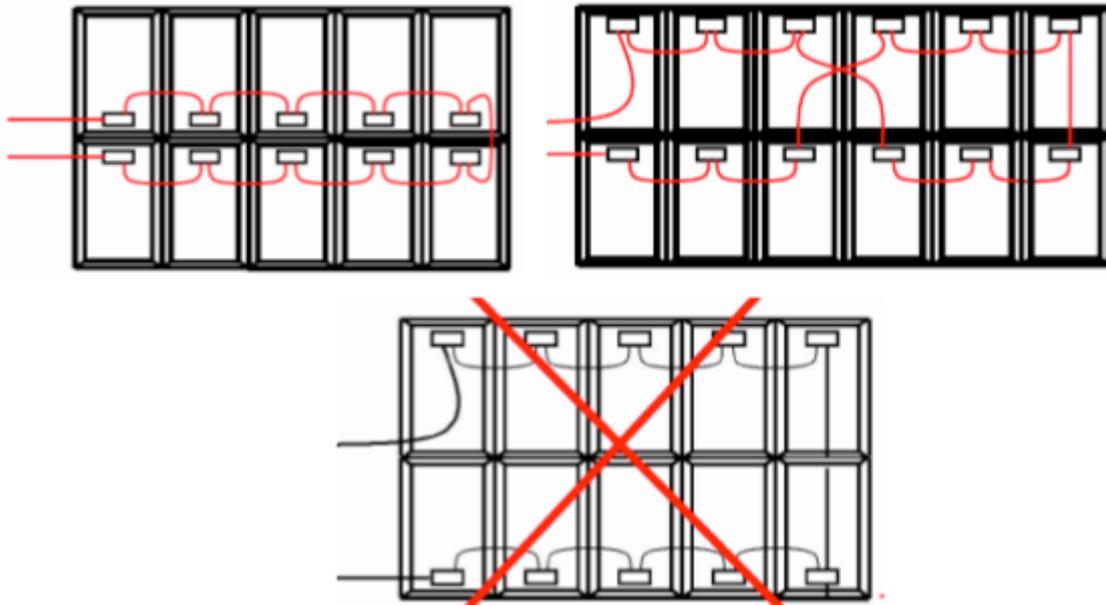


Figura 4.3: Limitazione delle sovratensioni

Per impianti di grosse dimensioni è possibile installare un dispositivo chiamato *String Control* che permette di collegare tra di loro, in modo semplice e sicuro, un numero elevato di stringhe.

È una sorta di nodo in cui confluiscono più conduttori provenienti dal generatore e pone in uscita la somma delle correnti in ingresso. Ogni entrata è corredata di fusibile di protezione e di sensori che rilevano eventuali guasti. Tale dispositivo diventa di grande utilità per la localizzazione di un guasto in un impianto di elevata estensione.

### Metodologia di installazione

I generatori fotovoltaici possono essere installati ovunque, tutto dipende dalla disponibilità offerta dal luogo di installazione:

- tetti, terrazze e facciate di edifici;
- terreni;
- mezzi mobili: camper, navi e barche;
- illuminazione pubblica o di segnalazione;
- solar island: piattaforme galleggianti su specchi d'acqua, soprattutto utilizzata attraverso sistemi termodinamici.

Una buona installazione deve avere i seguenti requisiti:

- inclinazione e orientamento dei moduli ottimale;
- buona ventilazione, soprattutto per moduli c-Si;
- tener conto di possibili carichi di rottura quali neve e grandine;
- evitare il più possibile gli ombreggiamenti parziali.

Si possono distinguere essenzialmente tre tipologie di installazione:

- *sistema integrato*: prevede che i pannelli siano incorporati nella struttura sulla quale viene realizzato l'impianto. Per esempio nel caso di un tetto, i pannelli devono sostituire la copertura;
- *sistema parzialmente integrato*: i pannelli vengono ancorati alla struttura senza essere incorporati. Nel caso di un tetto, i pannelli vengono semplicemente sovrapposti alla copertura;

- *sistema a terra*: i moduli vengono fissati su strutture che a loro volta sono ancorate a terra. Si possono distinguere **sostegni fissi** oppure **sostegni ad inseguitore**;

La realizzazione della struttura portante è molto semplice:

- tetti con tegole: la prima operazione da farsi è quella di installare dei sostegni a forma di C che vengono fissati con delle viti allo scheletro del tetto. Tali ganci presentano dei fori attraverso i quali è possibile installare delle aste in metallo, poste a congrua distanza, sopra le quali vengono posti i moduli. Successivamente i moduli vengono installati con un sistema come quello riportato in figura 1.32.

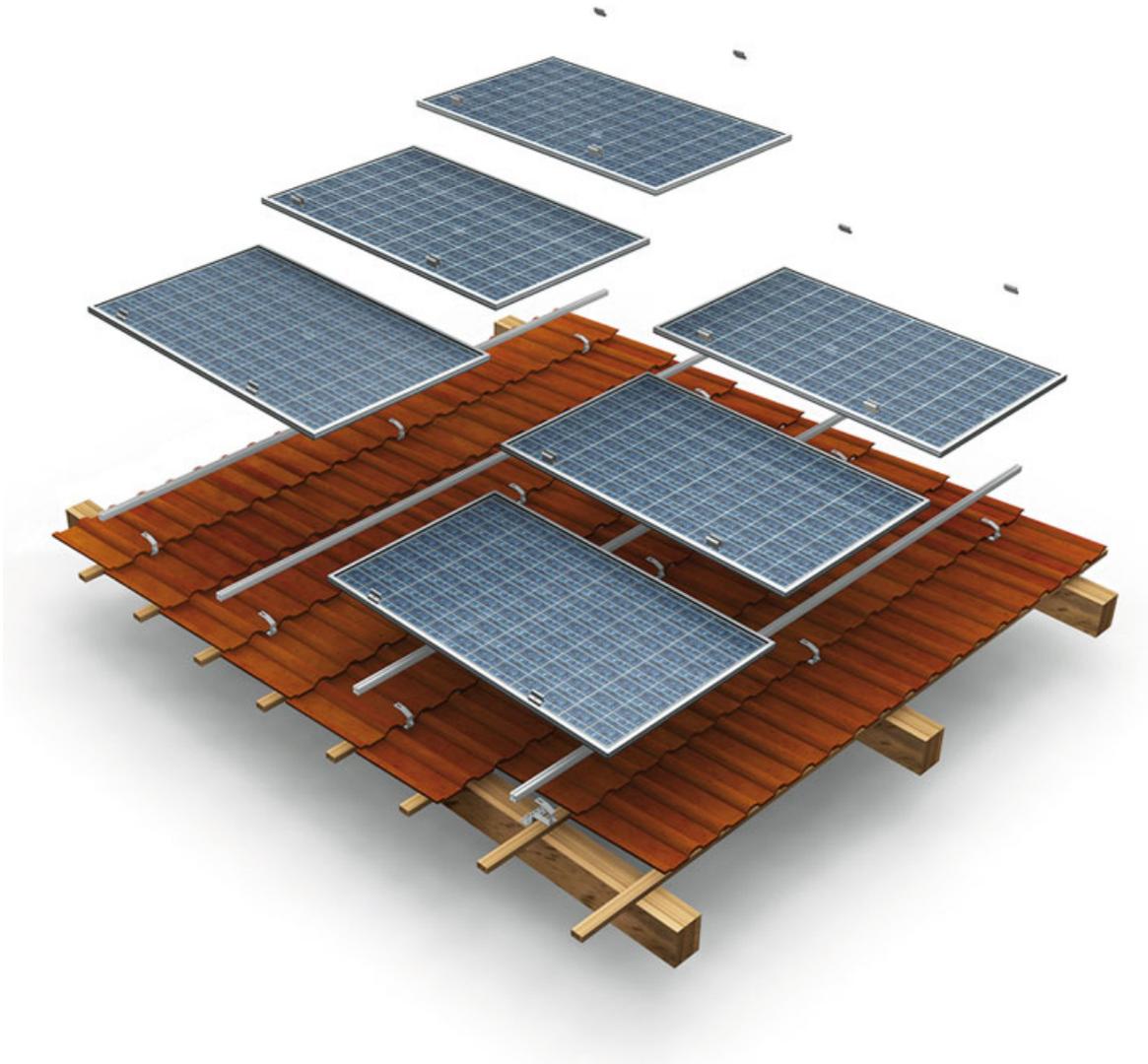


Figura 4.4: Sistema di montaggio per tetti con copertura in tegole

- tetti in lamiera aggraffata o greca: il principio è identico al precedente, la sola differenza è che l'ancoraggio con la lamiera può avvenire in due diversi modi.
  - attraverso un gancio che si ancora alla graffatura della lamiera;
  - attraverso un potente biadesivo che viene interposto tra la lamiera e le aste in metallo (vedi figura 1.33).

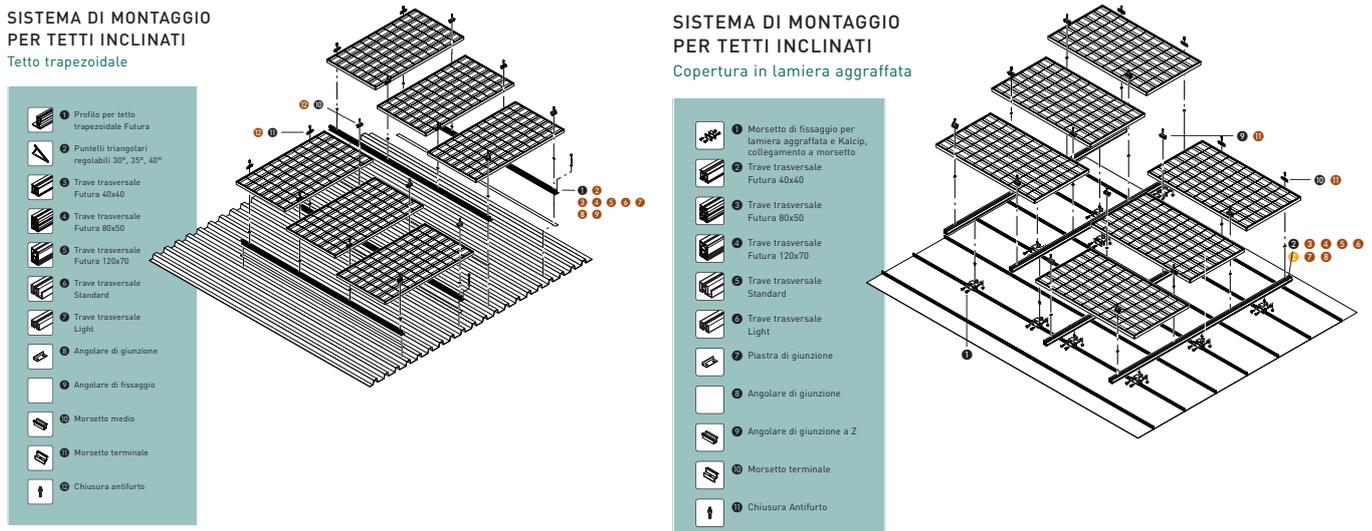


Figura 4.5: Sistema di montaggio per tetti in lamiera

- **Strutture a terra:** tali sostegni sono simili a quelli descritti precedentemente con la sola differenza che presentano delle parti aggiuntive che permettono una corretta inclinazione dei moduli. Possono essere realizzate in diversi materiali quali metallo, legno, plastica o calcestruzzo.
- **Strutture ad inseguitore:** sono sostegni intelligenti che seguono lo spostamento del sole in modo tale che il pannello sia sempre disposto ortogonalmente ai raggi solari. La struttura di fissaggio dei moduli è simile a quella descritta precedentemente ma con la possibilità di ruotare attorno ad uno o due assi.

Essi sono corredati di un sistema elettronico che tramite un  *sensore prismatico di irraggiamento*  rileva lo spostamento del sole e, se necessario, mette in moto il sistema di inseguimento solitamente azionato da due motori. Inoltre il sistema è collegato ad un anemometro necessario ai fini della sicurezza, infatti in presenza di vento sostenuto il sistema porta i pannelli in posizione orizzontale così da evitare eventuali danni all'impianto.

Nelle giornate nuvolose i pannelli restano paralleli al terreno in modo da poter sfruttare al meglio la luce diffusa.

Tali tipi di struttura permettono un miglior sfruttamento della radiazione solare arrivando ad una produzione anche il 30-40% superiore a quella ordinaria con un assorbimento irrisorio di potenza elettrica per la movimentazione (circa 25W per i piccoli sistemi). L'unico problema che si verifica è che un impianto di questo tipo presenta costi superiori legati alla struttura e alla manutenzione.

## Sistemi di sicurezza per gli operatori

Per quanto riguardano gli impianti su tetti o simili, è importante che siano affiancati da un sistema di sicurezza anti-caduta. Per esempio grazie all'installazione di una  *Linea Vita* , ovvero una cordina in acciaio ancorata all'apice del tetto alla quale è possibile agganciarsi per lavorare in tutta sicurezza.

### 4.2.2 Sistemi di accumulo

Spesso gli impianti fotovoltaici vengono impiegati in luoghi che non sono facilmente raggiungibili con linee elettriche. Si deve quindi realizzare un impianto stand-alone che, durante le ore diurne, ricaricherà delle batterie le quali restituiranno energia durante le ore notturne o nelle giornate nuvolose.

La scelta delle batterie deve tener conto di alcuni accorgimenti:

- **Vita della batteria:** si deve scegliere una batteria che sopporti un elevato numero di cicli di carica-scarica perché solitamente gli impianti stand-alone devono ricaricare le batterie durante il giorno con conseguente scarica durante la notte (daily cycle).

- *Climatic cycle*: si sovrappone al daily cycle e rappresenta come la carica della batteria varia al variare delle condizioni climatiche. Per esempio, in un giornata di pioggia la batteria non verrà ricaricata, quindi il livello di carica scenderà notevolmente e servirà un tempo maggiore per raggiungere la carica completa.
- *Seasonal cycle*: è un estensione del climatic cycle. Si suppone che nel periodo invernale la radiazione solare sia minore e conseguentemente anche il periodo di carica. Inoltre c'è da dire che le prestazioni della batteria possono essere compromesse a causa di variazioni troppo elevate di temperatura.
- *Tensione nominale*;
- *Capacità della batteria*: ovvero la quantità di energia presente nella batteria. Essa è definita da:

$$C = \int_0^t i \cdot dt$$

- *Corrente e tempo di carica*: vi deve essere un regolatore di carica;
- *Costi di manutenzione*.

Vi sono vari tipi di accumulatori, alcuni di essi sono:

- Batterie veicolari: sono batterie studiate per essere installate su veicoli. Infatti esse presentano peculiarità che interessano poco per le installazioni fotovoltaiche, quali la robusta costruzione che le pone in grado di sopportare sollecitazioni introdotte dai percorsi stradali e la possibilità di erogare elevate correnti istantanee che sicuramente non servono per le applicazioni stand-alone. Malgrado non siano dotate di durata soddisfacente, vengono utilizzate negli impianti fotovoltaici per il basso prezzo e la facilità di reperimento. Tali batterie hanno una capacità limitata: da pochi Ah fino a 500 Ah.
- Batterie stazionarie: fabbricate soprattutto per le installazioni fotovoltaiche, sono caratterizzate da elevata efficienza ed elevata durata di vita. Possono raggiungere capacità molto elevate, anche 5000 Ah, evitando così di porre in parallelo più batterie. Solitamente tali tipi di accumulatore sono realizzate al piombo e possono essere di due tipi:
  - con *elettrolita liquido*: usate più frequentemente perché caratterizzate da lunga durata (10-15 anni). Sono penalizzate da un'assidua manutenzione periodica;
  - con *elettrolita gelatinoso*: non necessitano di manutenzione, ma presentano un costo elevato e da una durata nettamente inferiori alle precedenti. Tali batterie sono preferite solo in particolari applicazioni, dove la manutenzione risulta pressoché impossibile (ripetitori posizionati su alture, in luoghi remoti o in deserti).

### Dimensionamento della batteria

La capacità  $C_b$  è ottenuta nel seguente modo:

$$C_b(Ah) = \frac{E_r \cdot g}{V_s \cdot e_e \cdot e_p \cdot e_c \cdot e_p}$$

dove:

- $E_r$  = energia richiesta (Wh);
- $e_e$  = 0.9 = efficienza elettrica dell'impianto;
- $e_p$  = 0.8 = efficienza dei pannelli nel normale orientamento fisso;
- $e_c$  = 0.8 = efficienza del convertitore (inverter);

- $e_b$  = 0.9 = efficienza della batteria;  
 $g$  = giorni di autonomia (minimo 3);  
 $V_s$  = tensione del sistema.

### 4.2.3 Sistema di controllo e di condizionamento

Spesso i valori dei parametri elettrici forniti dal generatore fotovoltaico non sono atti ad un immediato utilizzo e devono quindi essere condizionati per essere adattati ad altri sistemi che magari lavorano in corrente alternata.

Alcuni sistemi di controllo e regolazione possono essere:

- *Regolatore di carica*: è un dispositivo che permette la misurazione dei parametri elettrici in funzione dei quali gestisce gli accumulatori. È possibile dedurre un'eccessiva scarica del dispositivo grazie ad una misura di tensione scollegando il carico qualora tale valore fosse troppo basso. Il regolatore non collegherà il carico fintanto che la batteria non sarà sufficientemente carica. Come si capisce, il compito principale di un regolatore è quello di monitorare il processo di carica e scarica in modo tale da non provocare una sovraccarica o un'eccessiva scarica che possono portare ad una solfatizzazione delle piastre interne della batteria. Quindi un regolatore di carica deve possedere le seguenti funzionalità minime:

- sezionamento automatico del campo fotovoltaico (inteso come insieme di tutti i moduli) dalla batteria di accumulatori nel caso in cui la tensione erogata dai moduli sia inferiore a quella minima di ricarica degli accumulatori (cielo molto coperto, notte, guasti, interruzioni per manutenzioni ecc.) in questo caso i moduli si comporterebbero come dei carichi scaricando gli accumulatori, a meno che non ci siano dei diodi di blocco;
- sezionamento automatico del campo fotovoltaico dagli accumulatori in caso di ricarica completa ed eventuale by pass della corrente prodotta dai moduli in modo da inviarla direttamente all'Inverter nel caso ci sia richiesta di energia da parte degli apparecchi utilizzatori;

Solitamente il generatore fotovoltaico è sovradimensionato rispetto alle caratteristiche degli accumulatori. Tutto ciò per garantire una rapida ricarica che il regolatore deve effettuare mantenendo il valore di tensione costante con la possibilità di limitare gli eventuali picchi di corrente. Tali limitazioni possono essere effettuate tramite *shunt regulator* o *series regulator*.

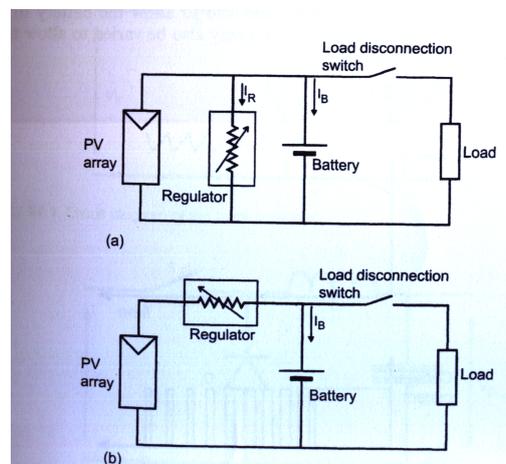


Figura 4.6: *shunt regulator e series regulator*

- *shunt regulator*: è realizzato da una resistenza variabile posta in parallelo alla batteria ed ha il compito di “deviare” parte della corrente proveniente dal generatore qualora fosse troppo

elevata. Il Resistore in realtà viene realizzato da un transistor di tipo MOSFET. Naturalmente questo tipo di sistema dissipa una notevole quantità di energia.

- series regulator: è costituito da una resistenza variabile posta in serie con la batteria e il generatore FV. La resistenza serve per regolare la tensione ai capi della batteria. Questo metodo, rispetto al precedente, limita la perdita di energia soprattutto quando la batteria è completamente carica.

- *Strumenti di misura.*
- *Strumenti per telecontrollo e telemetria.*
- *Dispositivi statici di conversione elettrica.*

Gli attuali dispositivi commerciali integrano in un solo apparato funzionalità congiunte quali, per esempio, inverter con sistemi di misura e protezione.

#### 4.2.3.1 DC/DC Converters

La variazione continua dei parametri elettrici in uscita al generatore FV non ne permettere un corretto utilizzo, sarebbe bene che lavorasse nel punto di massima potenza. Per fare ciò bisogna utilizzare un *maximum-power-point tracker (MPPT)* che non è altro che un convertitore DC/DC il quale riesce a far funzionare l'impianto a parametri costanti nel punto di massima potenza del generatore FV (vedi figura ).

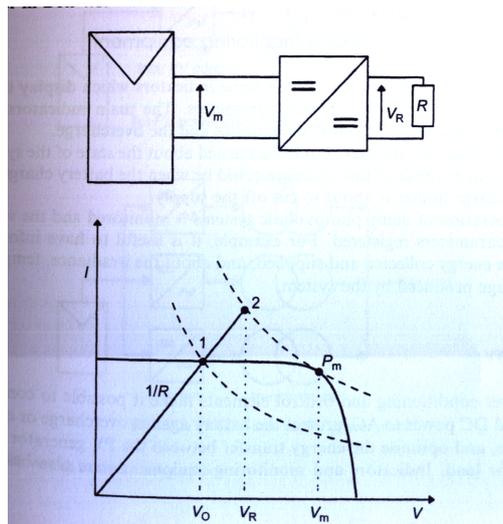


Figura 4.7: MPP Tracker

Il valore di tensione in uscita dipende strettamente dal carico collegato e dalla potenza massima erogabile dal generatore FV:

$$V_R = \sqrt{P_{max} \cdot R}$$

ciò per avere il massimo trasferimento di potenza.

#### 4.2.3.2 DC/AC Converters o inverter

Sono dispositivi elettronici atti alla conversione delle grandezze elettriche dalla forma continua a quella alternata con la possibilità di realizzare applicazioni in AC oppure per immettere energia in rete permettendo, in alcuni casi, di variare la tensione e la frequenza. Sono macchine con elevato rendimento, circa 95%, che però scende drasticamente (75-80%) quando non lavorano a pieno carico.

Gli inverter sono disponibili MONOFASE e TRIFASE e servono per i seguenti scopi:

- distribuzione dell'energia in installazioni FV di vaste dimensioni, allo scopo di limitare le perdite nei lunghi tracciati;

- nell'industria per il controllo dei motori asincroni;
- alimentazione di utilizzatori comunemente in commercio funzionanti con corrente alternata:
  - apparecchiature medico-sanitarie;
  - UPS (gruppi di continuità).
- HVDC (High Voltage Direct Current): trasmissione di energia con cavi sottomarini in corrente continua ad alta tensione.

Il tipo più semplice di inverter consiste in un oscillatore che pilota un transistor, il quale genera un'onda quadra aprendo e chiudendo un circuito. In uscita si ha un'onda quadra dalla quale si ricava, tramite un filtro, la componente fondamentale (Teorema di Fourier<sup>1</sup>). Spesso al posto del transistor comune sono utilizzati dispositivi più efficienti quali il MOSFET, il tiristore o l'IGBT.

La forma d'onda quadra generata da questi dispositivi ha il problema di essere ricca di armoniche superiori, mentre l'onda sinusoidale della rete elettrica ne è priva. Ciò comporta una minore efficienza delle apparecchiature alimentate, maggiore rumorosità, sia sonora che elettrica, e seri problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tale tipo di inverter non permette la modulazione dell'ampiezza della tensione di uscita a meno che non si usino delle tecniche particolari quali la tecnica della cancellazione della tensione.

Inverter più complessi utilizzano diversi approcci per produrre in uscita una forma d'onda quanto più possibile sinusoidale. Un circuito elettronico produce una tensione a gradini mediante modulazione di ampiezza di impulso (PAM) quanto più possibile vicina ad una sinusoidale. Il segnale, detto sinusoidale modificata, viene livellato da condensatori e induttori posti all'ingresso ed all'uscita del trasformatore per sopprimere le armoniche.

Gli inverter migliori e più costosi basano il loro funzionamento sulla modulazione di larghezza di impulso (PWM<sup>2</sup>).

Il PWM permette di avere in un uscita un valore medio della tensione che dipende dal duty cycle.

L'insieme dei valori medi permette di realizzare una sinusoidale tanto più ideale tanto più la frequenza di modulazione è elevata. Infatti maggiore è la frequenza di commutazione dei transistor del dispositivo, maggiore è l'ordine delle armoniche presenti nell'onda.

Si possono avere principalmente due metodi di controllo: PWM con *tensione bipolare* e PWM con *tensione unipolare*. Quest'ultima è più raffinata della prima perché permette di eliminare in maniera più efficace le armoniche a discapito però di maggior dissipazione di energia da parte dei transistor durante il tempo di commutazione con la possibilità di creare dei corti circuiti. Bisogna eventualmente introdurre un *tempo morto* tra una commutazione e l'altra comportando una lieve deformazione della forma d'onda.

Il sistema può essere retroazionato in modo da fornire una tensione in uscita stabile al variare di quella di ingresso.

Per entrambi i tipi di modulazione la qualità del segnale è determinato dal numero di bit impiegati dall'unità di controllo. Si va da un minimo di 3 bit a un massimo di 12 bit, in grado di descrivere con ottima approssimazione la sinusoidale.

Altre tecniche di modulazione sono: *commutazione con impulsi a onda quadra e commutazione con eliminazione programmata delle armoniche (metodo degli angoli memorizzati)*.

Se si vuole regolare anche la corrente bisogna adottare altri tipi di modulazione come il *controllo ad isteresi* e il *controllo a frequenza fissa*.

Gli inverter per impianti fotovoltaici possono essere suddivisi in 3 principali categorie:

<sup>1</sup>Il teorema di Fourier afferma che un qualsiasi segnale periodico, sotto alcune condizioni matematiche, può essere ottenuto mediante la somma di un termine costante e di infinite funzioni sinusoidali, le cui frequenze sono multipli interi di quella del segnale e le cui ampiezze diminuiscono all'aumentare del valore della pulsazione.

<sup>2</sup>Pulse Width Modulation: modulazione a larghezza di impulso: non è altro che un onda quadra a frequenza fissa ma duty cycle variabile il quale comanda i transistor per il tempo voluto.

1. Variable frequency inverters: utilizzati negli impianti stand-alone;
2. Self-commutating fixed-frequency inverters: sono inverter capaci di alimentare una piccola rete in modo autonomo, ma sono anche equipaggiati di un sistema che permette il parallelo con reti già alimentate da altri sistemi di produzione;
3. Line-commutated fixed-frequency inverters: sono inverter che sono in grado di alimentare una rete solo se a questa vi è già collegato un sistema di alimentazione che impone frequenza e tensione.

Queste macchine, come i DC/DC converters, estendono la funzione base di un inverter generico con funzioni estremamente sofisticate e all'avanguardia, mediante l'impiego di particolari sistemi di controllo software e hardware che consentono di estrarre dai pannelli solari la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione meteorologica.

Questa funzione prende il nome di **MPPT**, un acronimo di origine inglese che sta per **Maximum Power Point Tracker**. I moduli fotovoltaici infatti, hanno una curva caratteristica V-I tale che esiste un punto di lavoro ottimale, detto appunto Maximum Power Point, in cui è possibile estrarre tutta la potenza disponibile.

Tale punto della caratteristica varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce la superficie delle celle. È evidente che un inverter in grado di restare "agganciato" a questo punto, otterrà sempre la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione. Ci sono svariate tecniche di realizzazione della funzione MPPT, che si differenziano per prestazioni dinamiche (tempo di assestamento) e accuratezza. Sebbene la precisione dell'MPPT sia estremamente importante, il tempo di assestamento lo è, in taluni casi, ancor più. Mentre tutti i produttori di inverter riescono ad ottenere grande precisione sull'MPPT (tipicamente tra il 99-99,6% della massima disponibile), solo in pochi riescono ad unire precisione a velocità.

È infatti nelle giornate con nuvolosità variabile che si verificano sbalzi di potenza solare ampi e repentini. È molto comune rilevare variazioni da  $100 \text{ W/m}^2$  a  $800\text{-}1000 \text{ W/m}^2$  in meno di 2 secondi. In queste condizioni, che sono molto frequenti, un inverter con tempi di assestamento minori di 5 secondi riesce a produrre fino al 5%-10% di energia in più di uno lento.

Alcuni inverter fotovoltaici sono dotati di stadi di potenza modulari (principio MIX descritto in seguito), e alcuni sono addirittura dotati di un MPPT per ogni stadio di potenza. In questo modo i produttori lasciano all'ingegneria di sistema, la libertà di configurare un funzionamento master/slave o a MPPT indipendenti. L'utilizzo di MPPT indipendenti fornisce un vantaggio oggettivo in condizioni di irraggiamento non uniforme dei pannelli. Infatti non è infrequente che la superficie dei pannelli solari sia esposta al sole in modo difforme su tutto il campo. Questo perché disposto su due diverse falde del tetto, perché i moduli non sono distribuiti su stringhe di uguale lunghezza o a causa di ombreggiamenti parziali dei moduli stessi. In questo caso l'utilizzo di un solo MPPT porterebbe l'inverter a lavorare fuori dal punto di massima potenza e conseguentemente la produzione di energia ne sarebbe danneggiata.

Un'altra caratteristica importante di un inverter fotovoltaico, è l'interfaccia di rete. Questa funzione, generalmente integrata nella macchina, deve rispondere ai requisiti imposti dalle normative dei diversi enti di erogazione di energia elettrica.

In Italia, ENEL ha rilasciato la **normativa DK5940**. Questa normativa prevede una serie di misure di sicurezza tali da evitare l'immissione di energia nella rete elettrica qualora i parametri di questa, siano fuori dai limiti di accettabilità. Per impianti di potenza superiore a 20kW, l'inverter deve essere affiancato da un *relè di protezione voltmetrico* che interviene sezionando il sistema dalla rete.

Gli inverter per impianti FV attualmente in commercio sono di varia taglia e con caratteristiche diverse. Vi sono inverter per piccoli impianti, detti compatti, che non svolgono solo la semplice funzione di inverter, ma hanno una serie di accorgimenti molto utili per la sicurezza come:

- Protezione contro l'inversione di polarità;
- Interruttore-sezionatore del carico in corrente continua;
- Resistenza ai corto circuiti lato AC;

- Rivelatore di guasto a terra;
- Controllo dei parametri elettrici della rete;
- RCD (ruttore differenziale) integrato sensibile a tutte le tensioni: è una protezione che interviene qualora l'inverter non avesse un trasformatore di isolamento e vi fosse un guasto tale per cui la tensione continua si ritrovi sulla rete.
- Dispositivo conforme alla norma DK5940.

Oltre a quanto sopra citato, tali macchine presentano sistemi di misura dei parametri elettrici e dell'energia prodotta con errore anche pari al 5%, quindi poco affidabili. È possibile controllare il corretto funzionamento tramite un display LCD sul quale compaiono tutti i dati relativi alla macchina e alla produzione.

Vi è pure la possibilità di inserire schede di espansioni per garantire diverse applicazioni come:

- l'invio radio dei dati relativi alla produzione ad una centralina che si trova a metri di distanza;
- il telecontrollo attraverso un interfaccia web;
- Interfacce di controllo atmosferico: ad alcuni inverter possono essere collegati dei sensori di vario genere, come sensori di irraggiamento, temperatura, anemometri...

Gli inverter per grandi potenze, oltre al MMP Tracker, utilizzano il **principio MIX**: invece che convertire l'intera potenza proveniente dal generatore FV con una sola unità, si preferisce suddividere l'inverter in più moduli che entrano in funzione progressivamente all'aumentare della potenza.

Quindi in caso di irraggiamento ridotto, si attiva solo una parte dei moduli presenti nell'inverter. In questo modo, i vari moduli si portano a funzionare nel punto di massimo rendimento aumentando così l'efficienza dell'intero sistema

Soltanto in caso di potenze superiori si attivano le altre fonti d'energia. Il nome stesso, "*Master Inverter X-change (MIX)*", illustra il funzionamento: uno dei moduli assume il ruolo di coordinatore (master) e gestisce l'intervento degli altri. Solitamente il software di comando assegna a turno la funzione di master a uno dei moduli. Una tale ripartizione del lavoro riduce le ore di funzionamento per ogni fonte d'energia, aumentando la resa in caso di carico parziale. Un ulteriore vantaggio del principio MIX consiste nell'elevata sicurezza contro i guasti. Se una fonte d'energia si guasta, le altre provvedono a svolgere la sua funzione. Le perdite di energia si verificano quindi soltanto in caso di elevato irraggiamento e sono comunque limitate.

Riassumendo, il principio MIX offre i seguenti vantaggi:

- ottimo grado di efficacia grazie al disinserimento delle fonti d'energia non indispensabili;
- sfruttamento omogeneo dei moduli grazie a un'organizzazione intelligente;
- sicurezza contro i guasti grazie alla disponibilità di più fonti d'energia indipendenti.

Come per i moduli fotovoltaici, anche gli inverter hanno un calo prestazionale con l'aumento della temperatura:

- Per ogni apparecchiatura viene specificato il range di temperatura idonea per mantenere inalterati i valori di carico e di rendimento;
- Solitamente sono valori compresi da -20 a +60 °C;
- Oltre questi parametri i sistemi di raffreddamento (ventole o dissipatori) non sono in grado di mantenere la temperatura ottimale di lavoro.

Per garantire un corretto funzionamento dell'apparecchio bisogna:

- E' necessario predisporre un locale inverter dove la temperatura (in particolare la massima) non superi i parametri specificati dal costruttore;
- Non porre gli inverter (es. se all'esterno) al sole;

- Non installare gli inverter in cavità dove non c'è ricircolo d'aria;
- In caso di un locale predisposto ad ospitare più macchine, risulta necessario calcolare la potenza termica generata dalle macchine e compensare l'aumento della temperatura interna con una potenza termica fredda generata da un condizionatore eventuale.



Figura 4.8: inverter

#### 4.2.3.3 Strumenti di misura

I possibili strumenti di misura collegabili all'impianto sono molteplici:

**Contatore di energia elettrica:** permette la misurazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto FV con un errore che può arrivare al massimo all'1%. Negli impianti collegati alla rete si installano solitamente due contatori: uno che misura l'energia prodotta dal sistema, l'altro, che solitamente è di tipo bidirezionale<sup>3</sup>, che misura lo scambio energetico dell'utenza. I contatori vengono installati su delle basi standardizzate che permettono il collegamento rapido e successivamente devono essere sigillati dall'UDF (Ufficio Delle Finanze): in passato venivano utilizzati dei piombini che venivano ancorati alle viti che fissavano il coperchio dello strumento; se venivano rimossi si capiva che qualcuno stava cercando di manomettere il sistema. Attualmente, con i dispositivi elettronici, è stato introdotto un nuovo sistema chiamato Anti-tamper, ovvero un sistema antifrode che entra in funzione disattivando il contatore quando qualcuno cerca di accedere alla morsettiera.

**Contatore orario:** è uno strumento che registra le ore di funzionamento dell'impianto, utile per stilare un rapporto annuale del sistema.

**Centralina meteorologica:** in alcuni casi si possono installare delle piccole stazioni meteorologiche che comprendono:

- Sensori di temperatura: solitamente ne vengono installati due, uno direttamente sui pannelli FV e uno all'esterno. Spesso vengono gestiti direttamente dall'inverter attraverso una scheda di espansione inseribile al suo interno;
- Sensori di irraggiamento;
- Anemometri.

<sup>3</sup>Permette di misurare l'energia in uscita ed in entrata dell'utenza facendone la differenza

#### 4.2.3.4 Strumenti di telecontrollo e di telemetria

Come in ogni impianto, anche negli impianti fotovoltaici è possibile installare un sistema di monitoraggio o di telecontrollo.

Al giorno d'oggi, ci sono dei dispositivi che svolgono molteplici funzioni come:

- Registrazione dati;
- Gestione sensori;
- Visualizzazione;
- Interfacce aperte.

Sono apparecchiature che comunicano con un protocollo standard, solitamente RS485 e che permettono il collegamento con computer, modem o access point attraverso il connettore RJ45 (Ethernet). Permettono la gestione dei dati provenienti da sensori, da schede esterne e da uno o più inverter e solitamente, grazie ad un sistema embedded, permettono la comunicazione attraverso un'interfaccia web. Spesso tali dispositivi sono dotati di sistemi di allarme che comunicano all'utente possibili problemi.

#### 4.2.4 Sistema di protezione

L'impianto fotovoltaico deve essere affiancato da un sistema di protezione che deve garantire:

- Protezione contro le sovratensioni atmosferiche dirette e indotte;
- Protezione contro i contatti diretti e indiretti;
- Protezione contro i sovraccarichi.

Come ben noto, i pannelli fotovoltaici sono collegati in serie tra di loro e raggiungono tensioni di alimentazione che dipendono dalla potenza totale che si vuole generare, dal relativo inverter che si utilizza e dal tipo di applicazione.

Se si realizzano impianti per uso residenziale (impianti da 3 a 30kWp) si impiegano inverter con tensioni in continua a carico di circa  $400 V_{DC}$ , mentre per uso industriale le potenze aumentano e di conseguenza anche le tensioni di impiego degli inverter, che raggiungono tensioni che vanno dai  $550 V_{DC}$  a carico agli  $800 V_{DC}$ .

I dispositivi di sezionamento e protezione devono quindi essere necessariamente in grado di garantire le tensioni di impiego sopra indicate. Ogni stringa di pannelli deve essere sezionata per garantire le operazioni di manutenzione necessarie durante la vita dell'impianto.

Quando si realizza un impianto fotovoltaico viene eseguita la scelta del livello di protezione dalle scariche atmosferiche in base alla norma CEI 81-1

##### **Messa a terra del generatore fotovoltaico**

La norma CEI 82-4 prevede, indipendentemente dalla classe di isolamento dei componenti, la messa a terra delle masse metalliche (cornici dei moduli fotovoltaici, struttura di supporto, ecc.), la norma CEI 64-8 non consente la messa a terra delle parti metalliche dei componenti elettrici di Classe II. Se quindi tutti i componenti sono dotati di doppio isolamento o rinforzato è vietata la messa a terra delle masse.

I moduli quindi non richiedono collegamento verso terra, mentre le strutture metalliche a supporto dei pannelli devono essere collegate.

Non è consigliabile realizzare un impianto di terra separato, in quanto potrebbe trovarsi a potenziale diverso rispetto a quello dell'impianto elettrico introducendo differenze di potenziale pericolose.

Se si vuole o si può solo costituire un impianto separato bisogna collegare quest'ultimo all'impianto esistente; ciò è la cosa migliore per l'equipotenzializzazione ma anche per il rischio di guasti meccanici (perdita della continuità del circuito). Quindi realizzando un anello si ha la sicurezza che interrompendo uno dei due impianti si possa comunque usufruire dell'altro.

##### **Protezione contro le scariche atmosferiche**

L'impianto FV generalmente non aumenta la probabilità di fulminazione dell'edificio sul quale è installato. Se l'edificio è dotato di impianto LPS esterno è buona norma installare il sistema fotovoltaico

in un'area protetta, oppure integrare l'impianto LPS esistente in modo che assicuri anche la protezione del sistema fotovoltaico.

Quando si realizza un impianto fotovoltaico viene eseguita la scelta del livello di protezione dalle scariche atmosferiche in base alla norma CEI 81-1. Se l'edificio risulta autoprotetto<sup>4</sup> non è necessario installare un LPS esterno.

Nel caso di un impianto non autoprotetto è necessario installare un LPS esterno, un impianto separato potrebbe essere quindi dimensionato per assicurare che sia in grado di portare una corrente di fulmine.

La protezione contro le scariche atmosferiche prevede l'installazione di un *Spd* (*Surge protective device - limitatori di sovratensioni*).

Sul lato continua tipicamente si installano degli Spd che siano in grado di proteggere sia l'inverter sia i pannelli fotovoltaici dalle scariche atmosferiche sia di tipo indiretto che diretto. La protezione può essere effettuata sia in modo comune (tra il conduttore attivo e l'impianto di terra), sia in modo differenziale (tra i due conduttori attivi). Gli Spd consigliati sono con tecnologia a varistore, di tipo II, con tensione continuativa dipendente dal tipo di impianto e  $I_n$  con forma d'onda 8/20  $\mu s$ . Sul lato alternata, subito a valle dell'inverter, si consiglia l'uso di Spd di tipo II.

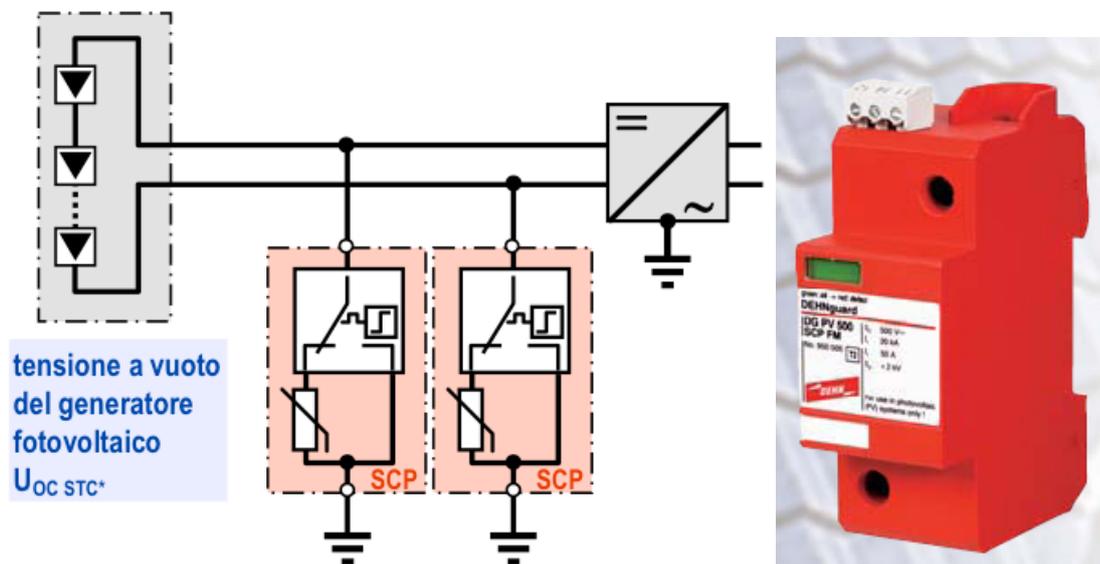


Figura 4.9: schema SPD

### Protezione contro i contatti indiretti

La tensione limite  $U$  può essere facilmente contenuta entro valori non pericolosi in quanto, visto il modesto valore della corrente di guasto, è facile soddisfare la condizione :

$$U > R \cdot I$$

dove:  $R$  è la resistenza, espressa in ohm, del dispersore al quale sono collegate le masse ;  $I$  è la corrente di guasto, espressa in ampere, fra un conduttore di fase e una massa ;  $U$  è il massimo valore ammissibile per la tensione di contatto in seguito ad un guasto a massa ( 50 V ).

Se questa condizione è soddisfatta il guasto può permanere per un tempo indefinito senza che vi sia pericolo di contatti indiretti.

Normalmente si utilizzano differenziali di tipo A, 300 mA, ma vi possono essere dei casi in cui la protezione contro i contatti indiretti sul lato alternata, sempre nel caso di mancato utilizzo del trasformatore d'isolamento, a causa di un guasto a terra sul lato in corrente continua, sul lato dell'inverter potrebbero sopraggiungere correnti di dispersione a terra con componenti continue.

In questo caso l'utilizzo di un interruttore differenziale di tipo B appare indispensabile per isolare l'impianto fotovoltaico dall'impianto in corrente alternata.

<sup>4</sup>ovvero con probabilità molto bassa di essere soggetto ad attività ceramica

### Cortocircuiti e sovraccarichi

Come detto in precedenza gli impianti FV presentano una corrente di corto circuito prossima alla corrente nominale, quindi la distinzione tra corrente di sovraccarico o di corto circuito è minima.

La protezione contro tali correnti diviene indispensabile quando più stringhe sono collegate in parallelo tra loro. Infatti nel caso di cortocircuito la corrente è data dalla somma delle correnti nominali delle stringhe collegate in parallelo. Solitamente si installano dei fusibili con corrente di intervento pari a circa 1.25 la corrente nominale e si preferisce solitamente metterne uno per stringa in modo tale da creare una sorta di selettività e permettere all'impianto di continuare a funzionare.

Si possono inoltre utilizzare degli interruttori magnetotermici polarizzati per corrente continua, con caratteristiche di sezionatori in categoria DC21, risulta quindi un accorgimento idoneo per impianti di elevate correnti. Inoltre siccome si è in presenza di corrente continua e siccome l'arco elettrico che si crea in apertura tende a mantenersi per un tempo indefinito, a volte è necessario porre più interruttori in serie per garantire l'apertura con spegnimento dell'arco.

Gli interruttori possono essere equipaggiabili con bobine di minima tensione o bobine a lancio di corrente che permettono di realizzare circuiti di emergenza rispettivamente a sicurezza positiva e sicurezza positiva equivalente.

#### 4.2.5 Sistema supplementare o back-up generator

In alcuni casi, dove non è conveniente realizzare linee elettriche, è possibile che l'impianto FV stand-alone sia affiancato da un sistema di produzione di energia elettrica di supporto. Solitamente esso è realizzato da un motore a combustione interna che aziona un generatore. Esso entra in funzione qualora la richiesta di energia fosse superiore a quella prodotta dall'impianto FV.

I generatori diesel sono i sistemi più convenienti per la realizzazione di gruppi elettrogeni, ma sono estremamente inefficienti quando lavorano a carichi inferiori a quello nominale; motivo in più per avere un sistema FV che permetta di alimentare il circuito quando la potenza richiesta è ridotta. Inoltre nel suo insieme il sistema diventa più ecologico con meno emissioni nell'ambiente di  $CO_2$  e particolato.

Solitamente in tali tipi di impianti vengono installati banchi di batterie che permettono l'accumulo dell'energia in eccesso. Siccome vi è il generatore diesel, non è necessario sovradimensionare il banco di batterie.

Tale soluzione permette di diminuire i tempi di funzionamento del generatore diesel risparmiando carburante.

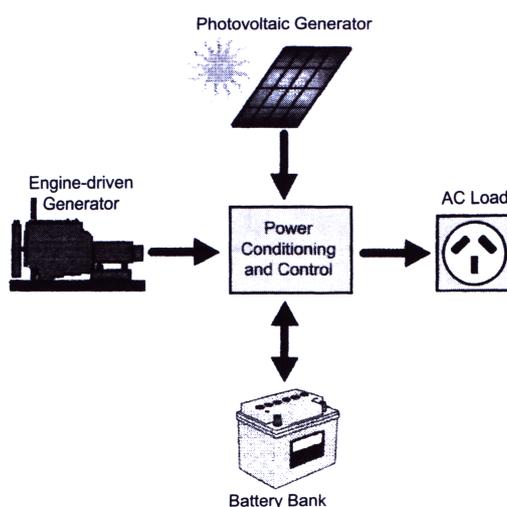


Figura 4.10: Sistema ibrido di produzione dell'energia elettrica

I sistemi ibridi possono essere classificati in:

- Series hybrid energy system;
- Switched hybrid energy system;

- Parallel hybrid energy system.

come riportato in figura 4.11.

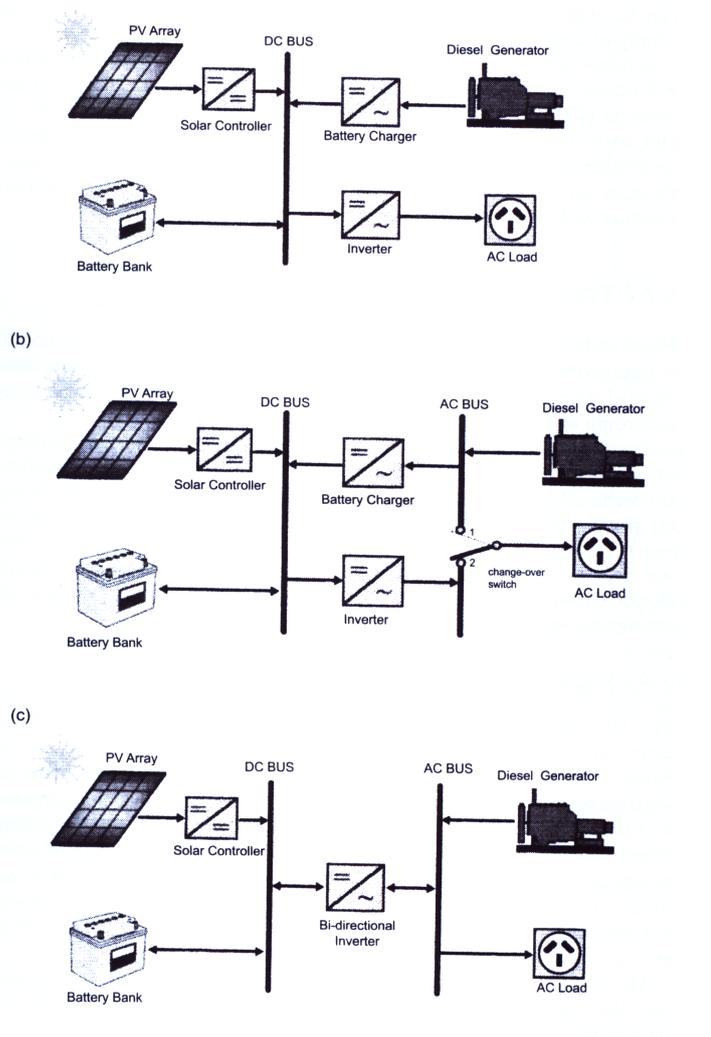


Figura 4.11: Configurazioni dei sistemi ibridi

Vi sono anche dei sistemi ibridi che al posto del generatore diesel usano delle celle a combustione che producono energia elettrica utilizzando idrogeno. Quest'ultimo può essere prodotto in due modi: attraverso l'elettrolisi dell'acqua oppure con un metodo chimico detto HOD, ovvero da Sodio-Boro-Idruro. Il combustibile può essere stoccato in bombole o in canister<sup>5</sup> per poi essere utilizzato successivamente.

<sup>5</sup>Sorta di serbatoio agli idruri metallici. L'idrogeno si lega con le molecole del materiale e viene rilasciato progressivamente durante il suo utilizzo. È un sistema molto sicuro e il suo maggior inconveniente risulta essere il raffreddamento del materiale causato dalla fuoriuscita dell'idrogeno che, conseguentemente, tende a restare legato alle molecole del materiale del recipiente riducendo così la portata del combustibile.



## Capitolo 5

# Progettazione di un impianto FV connesso alla rete elettrica

Durante il periodo al CEIS, ho avuto modo di elaborare delle metodologie di progettazione, necessarie all'azienda per realizzare i propri impianti.

Il progetto di un sistema fotovoltaico raccoglie l'insieme delle elaborazioni tecniche necessarie per passare dalla sua ideazione alla sua realizzazione esecutiva. In esso confluiscono i dati e le informazioni che devono servire da premessa alle fasi di dimensionamento e selezione dei componenti, di messa in opera, gestione e manutenzione dell'impianto.

Si noti che la progettazione di un impianto fotovoltaico si distingue per molti fattori dalle classiche progettazioni impiantistiche, innanzitutto a causa della variabilità della fonte principale, cioè l'energia solare, la quale non può in nessun modo essere prevista con precisione e senza applicare margini di tolleranza, ma anche per il fatto che i moduli fotovoltaici svolgono oltre alla primaria funzione di "generazione", anche quella di "componenti edilizi architettonici", per cui sono tenuti a soddisfare un duplice ordine di esigenze, di tipo energetico e di tipo architettonico.

Inoltre, occorre ricordare come gli impianti fotovoltaici abbiano anche la funzione integrativa rispetto ad altri sistemi di approvvigionamento energetico, cosicché la definizione delle loro specifiche funzionali e prestazionali non risulta mai univoca, dipendendo dell'interazione di differenti fattori economici e tecnici.

Le differenti fasi su cui devono essere articolate le operazioni di pianificazione per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sono:

- sopralluogo;
- determinazione della risorsa solare annua;
- dimensionamento e verifica del generatore;
- dimensionamento degli inverter;
- progetto degli altri elementi costituenti l'impianto e delle interazioni con altri impianti.

### 5.1 Sopralluogo

Il sopralluogo è di fondamentale importanza per capire se l'impianto è fattibile e per raccogliere le prime informazioni necessarie alla progettazione. Ho pensato a dei modelli cartacei che facilitano l'operatore nel compito di raccolta dei dati di progetto, organizzati come di seguito.

Come primo passo bisogna esaminare il luogo in cui si intende posizionare l'impianto per capire che tipo di installazione realizzare:

- *Localizzazione geografica*: tramite un gps si rileva la **latitudine** e la **longitudine** del luogo in esame, mentre con un altimetro si misura l'**altitudine** dell'area geografica. Se non si dispone di un gps o di carte geografiche adatte, è possibile utilizzare un programma come google earth.

- *Rilevamento planimetrico*: si traccia uno schizzo dell'edificio o dell'area soggetti alla perizia riportando le misure lineari, le angolazioni, nonché le misure di tutti gli elementi circostanti i quali potrebbero essere di impedimento ai lavori o provocare ombre sul generatore. In prima approssimazione si può calcolare la superficie occupabile e conseguentemente la potenza installabile.
- *Tipo di impianto installabile*: ovvero impianti integrati, parzialmente integrati o a terra. Una volta determinato ciò è possibile definire, in modo approssimato, il tipo di struttura di sostegno da utilizzare.
- *Misura dell'irraggiamento e dei parametri relativi al posizionamento del generatore FV*: la misura dell'irraggiamento può essere effettuata tramite un piranometro.

### **Piranometro**

Il piranometro è uno strumento che permette di misurare l'intensità della radiazione globale che è la somma di due componenti: una diretta e una diffusa. Il piranometro è anche conosciuto con il nome di solarimetro. Questi strumenti consentono di rilevare e registrare la radiazione solare per un istante o per un determinato periodo di tempo, al fine di misurare l'intensità media della radiazione solare e le variazioni. In alcuni casi, il piranometro consente anche di analizzare la sola radiazione solare diffusa, eliminando dalla rilevazione la radiazione diretta con appositi schermi. Quando il piranometro misura la sola radiazione diretta è detto "piroeliometro". E' detto "piranometro a banda ombreggiata" se misura la radiazione diffusa.

### **Come funziona un piranometro**

Il principio di funzionamento di un piranometro si basa sulla differenza di temperatura di due superfici, una bianca ed una nera. La superficie scura (nera) ha la caratteristica di assorbire la maggior parte della radiazione solare. Quella bianca, al contrario, tende a riflettere la radiazione solare ed assorbe minore calore. La differenza di temperatura tra le due superfici è rilevata tramite termocoppie, in grado di trasformare il calore in segnale elettrico su piccola scala.

### **Tipi di piranometri**

Possiamo distinguere diverse tipologie di piranometri:

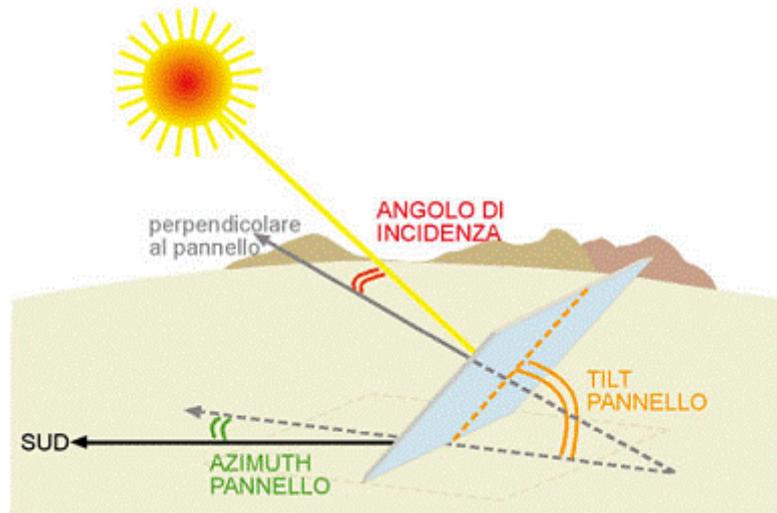
- piranometro a termopila
- piranometro ad effetto fotovoltaico
- piranometro a celle solari di silicio

Il valore rilevato, espresso solitamente in  $W/m^2$ , servirà per capire se la radiazione solare è sufficientemente elevata per garantire una buona produzione e per valutare l'energia che l'impianto produrrà.

Altri parametri importanti sono l'AZIMUT e il TILT.

**AZIMUT:** è l'angolo tra la normale ai pannelli e il sud. Negativo quando la normale dei pannelli è orientata verso est.

**TILT:** è l'angolo tra il pannello e il piano. Viene detto anche angolo di elevazione.



Sono due dati molto importanti perché forniscono elementi in più per calcolare con più precisione l'energia per  $m^2$  proveniente dal sole in un anno. Sono facilmente misurabili con una bussola e con misure lineari grazie alle quali è possibile ricavare gli angoli applicando i principi della trigonometria.

Nel valutare queste opzioni i parametri da considerare sono:

- differente irraggiamento;
  - tipo di integrazione e conseguente tariffa incentivante;
  - andamento mensile dell'irraggiamento;
  - quantità di pannelli installabili in relazione alla superficie disponibile.
- *Analisi della struttura per il posizionamento dei pannelli, delle condutture, dei quadretti elettrici e dell'inverter:* è importante valutare quali siano le soluzioni migliori per eseguire una corretta installazione agevolando gli operatori. Infatti è importante che le apparecchiature, quali inverter e contatori di energia elettrica, siano posizionati in luoghi facilmente accessibili e ben areati.
  - *Ulteriori misurazioni e dati utili:*
    - Andamento della temperatura: escursione termica giornaliera e annua, temperature massime raggiungibili. Come spiegato in precedenza le prestazioni del generatore fotovoltaico diminuiscono all'aumentare della temperatura, essere a conoscenza delle massime temperature raggiungibili permette di calcolare con precisione le prestazioni.
    - Livello di umidità e condense: è necessario rilevare il loro grado per la sicurezza dell'impianto. Esse possono influire sul corretto funzionamento delle apparecchiature; il problema può essere risolto adottando sistemi con grado IPXX con adeguata protezione. Il grado di umidità può essere misurato con un *igrometro*.
    - Presenza di corpi solidi estranei e acqua: vi possono essere dei corpi estranei, quali foglie, rami, ecc. che possono depositarsi sui pannelli compromettendone il corretto funzionamento. La presenza di acqua pregiudica la sicurezza dell'impianto e quindi bisogna adottare delle misure per adeguare il livello di protezione.

- Polveri: se l'ambiente è polveroso, le prestazioni del sistema FV possono calare in quanto le polveri andrebbero a depositarsi sulla superficie del pannello creando una sorta di schermo ai raggi solari.
- Agenti atmosferici:
  - \* *Vento*: la forza del vento può essere tale da compromettere il corretto assetto dei pannelli.
  - \* *Neve*: la neve può creare un carico statico tale da provocare il danneggiamento dei moduli FV. A volte il carico è tale da provocare la frantumazione del vetro protettivo posto sopra le celle.
- Condizione ambientali speciali: eventuale presenza di agenti corrosivi e inquinanti.

## 5.2 Progettazione

I dati percepiti durante il sopralluogo sono il punto di partenza per stilare il progetto vero e proprio.

### 5.2.1 Analisi planimetrica

Il primo passo è quello di analizzare la planimetria della sito in questione per capire se vi sono elementi circostanti che possono provocare ombre nocive alla produzione oppure difficoltà nella realizzazione del sistema. Spesso gli impianti vengono installati su tetti di edifici sui quali vi è sempre una canna fumaria o un antenna.

Bisogna quindi capire come al variare della posizione del sole nel cielo, variano le ombre provocate dalle varie strutture adiacenti. Per fare ciò ci si può avvalere dei **diagrammi solari** ovvero diagrammi in cui sono riportate le angolazioni che il sole assume nella sfera celeste rispetto al piano e alla verticale nel corso dell'anno. Tale diagramma è specifico per un'assegnata latitudine e longitudine.

### Costruzione del diagramma solare

Si definisca il *soleggiamento* come il numero di ore giornaliere nelle quali un punto o una superficie sono colpiti dalla radiazione solare.

Si possono distinguere:

- Soleggiamento teorico: in relazione cioè alla latitudine del luogo ed al giorno dell'anno preso in esame, e deriva quindi da fattori astronomici.
- Soleggiamento reale: tiene conto dello stato del cielo e di eventuali ostacoli, naturali o artificiali, che intercettano la radiazione solare.

La misura del soleggiamento può essere effettuata attraverso un *eliofanografo* il quale è strumento atto appunto alla misurazione della durata dell'illuminazione solare. È costituito da una palla di vetro al di sotto della quale viene inserita una cartina diagrammata che verrà bruciata dai raggi solari passanti attraverso la sfera.

La descrizione del moto apparente del sole nella volta celeste può avere luogo mediante una carta solare proiettata sul piano orizzontale (**diagramma polare**) o sul piano verticale (**diagramma cilindrico**).

Il sistema di coordinate impiegato è centrato nell'osservatore e usa come riferimento il piano dell'orizzonte.

Su di esso sono definiti:

- $\beta$  = *altezza del sole*, cioè l'angolo misurato tra l'orizzonte e la posizione del sole sopra l'orizzonte (contata positivamente verso l'alto)
- $\alpha$  = *azimut del sole* cioè l'angolo formato con la direzione sud dalla proiezione della retta sole-terra, sul piano dell'orizzonte (contato positivamente in senso orario).

Il valore degli angoli ( $\alpha$ ) e ( $\beta$ ) dipende:

- dall'ora del giorno
- dal giorno dell'anno
- dalla località

devono dunque essere noti:

- l'angolo orario ( $t$ ) del sole,
- la declinazione ( $d$ ) del sole,
- la latitudine ( $L$ ) della località.

Le relazioni utilizzate sono le seguenti equazioni di trigonometria sferica:

$$\text{sen}(\beta) = \cos(L) \cdot \cos(d) \cdot \cos(t) + \text{sen}(L) \cdot \text{sen}(d)$$

$$\text{sen}(\alpha) = \frac{[\cos(d) \cdot \cos(t)]}{\cos(\beta)}$$

Ogni percorso solare è identificato da un valore di latitudine. Quest'ultima determina sul diagramma una fascia di possibili posizioni del sole, delimitata dalle tracce corrispondenti ai due solstizi d'inverno e d'estate.

Ogni mese, caratterizzato da una declinazione media, è rappresentato sul diagramma mediante archi simmetrici rispetto all'asse nord-sud che si spostano verso nord a mano a mano che si va dal solstizio d'inverno verso quello d'estate e viceversa. Questi archi sono solcati da linee che rappresentano l'ora, con le precisazioni fatte in precedenza.

Le declinazioni medie mensili corrispondono alle date qui riportate:

mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
giorno	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10

La volta celeste è l'emisfero visibile del cielo, sopra l'orizzonte, in tutte le direzioni. Nel diagramma polare, il reticolo originato dall'incrocio fra circonferenze concentriche e i segmenti radiali consente di trasferire la posizione del sole dalla volta celeste alla carta solare e l'incrocio tra una linea della data e una linea dell'ora corrisponde ad una coppia di valori di ( $\beta$ ) e ( $\alpha$ ).

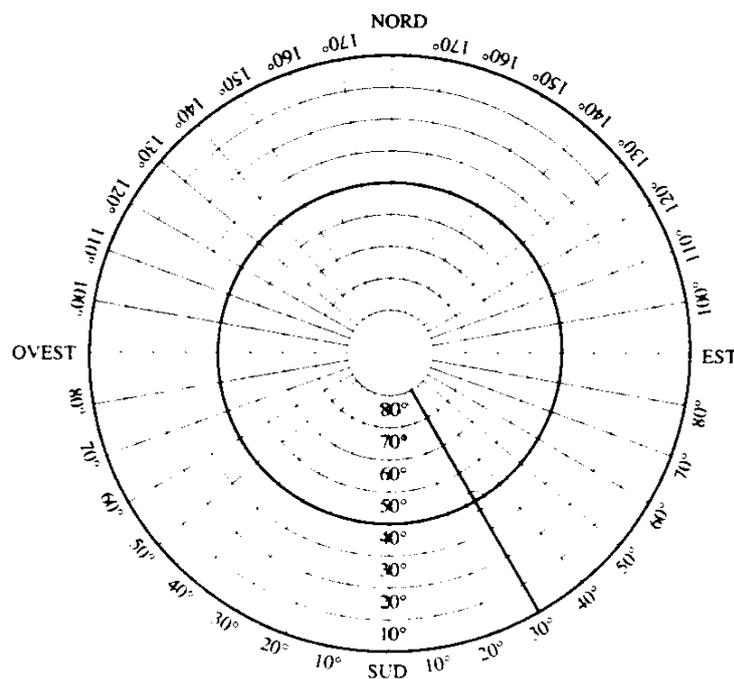


Figura 5.1: reticolo sul quale disegnare il diagramma solare

Il reticolo del diagramma cilindrico rappresenta gli angoli verticali e orizzontali dell'intera volta celeste e consente di trasferire la posizione del sole dalla volta celeste alla carta solare. L'incrocio tra una linea della data e una linea dell'ora corrisponde ad una coppia di valori dell'angolo azimutale e zenitale.

Una volta noti gli angoli dell'altezza e dell'azimut si può stabilire la posizione del sole nel cielo e collegando i punti che rappresentano le posizioni dei sole nelle diverse ore del giorno, si può tracciare il percorso del sole in quel giorno. Il percorso del sole si può così tracciare per ogni giorno dell'anno. Le linee rappresentano il percorso del sole per il ventesimo giorno di ciascun mese. Il percorso del sole è più lungo durante i mesi estivi quando esso raggiunge la sua massima altezza sorgendo e tramontando con i massimi angoli azimutali misurati dal sud geografico.

Durante i mesi invernali il sole è molto più basso sull'orizzonte sorgendo e tramontando con i minimi angoli azimutali.

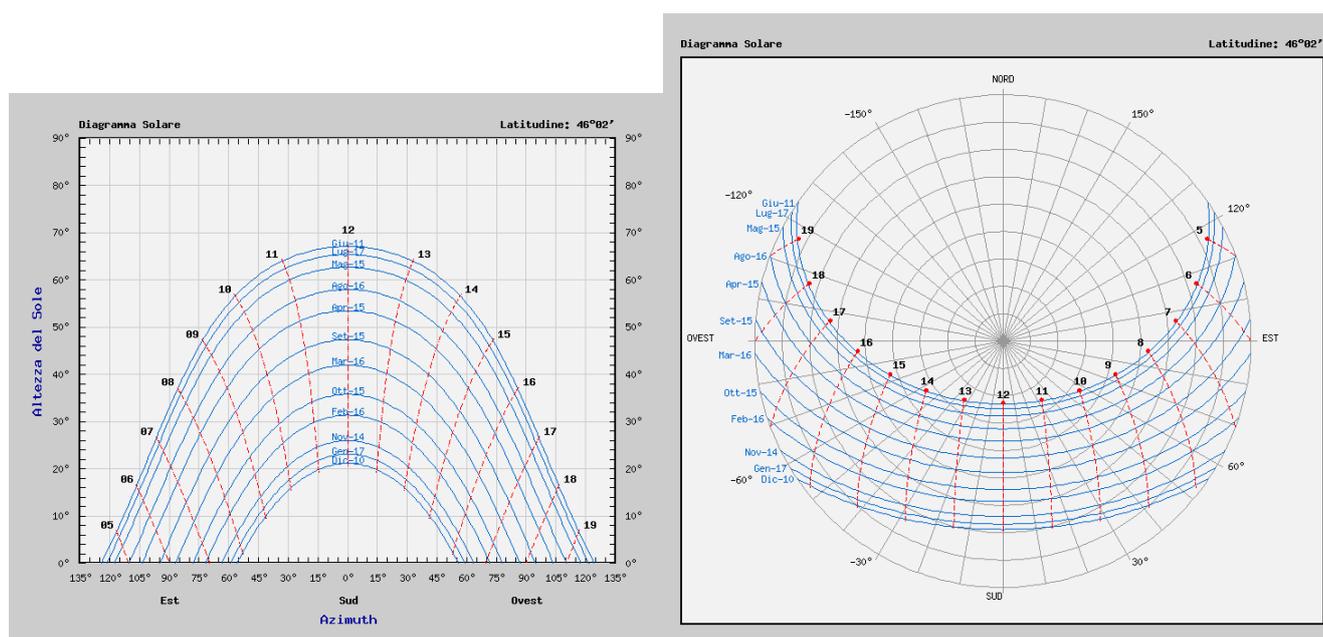


Figura 5.2: Diagramma solare cartesiano e polare

Attualmente vi sono a disposizione programmi che, attraverso l'inserimento di alcuni dati, permettono di costruire il diagramma solare in automatico. Vi sono anche dei siti internet, come <http://www.solaritaly.enea.it/>, che mettono a disposizione atlanti solari e tool di calcolo molto precisi.

L'utilità dei diagrammi solari è quella di dare la possibilità di calcolare gli *angoli di incidenza* che il sole genera con gli oggetti che possono creare disturbo e, sovrapponendo al diagramma le proiezioni di tali oggetti, si capisce subito se vi possono essere ombre nocive.

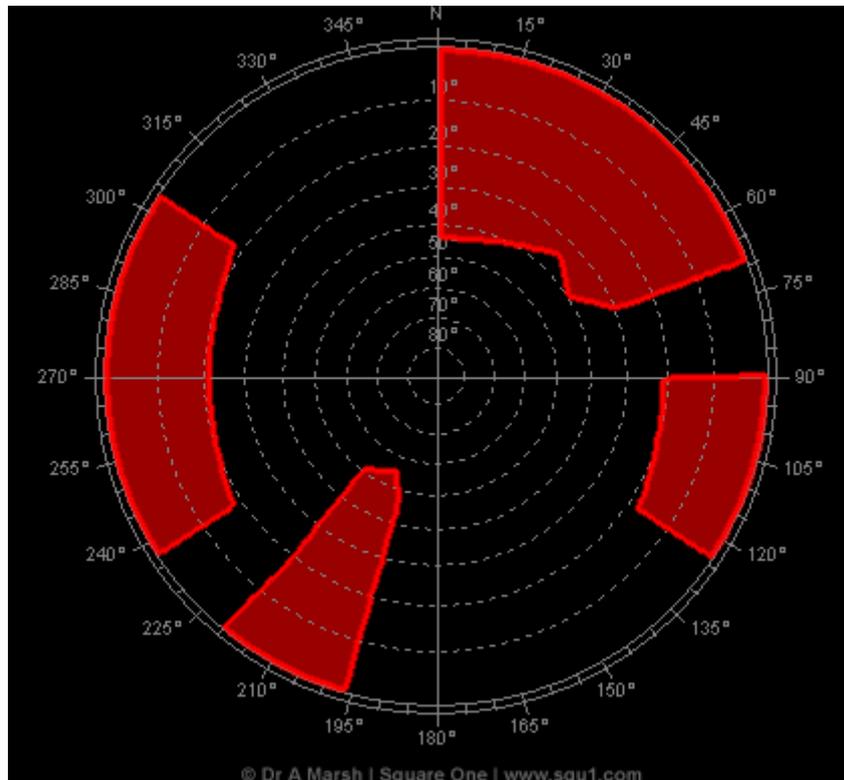


Figura 5.3: proiettare gli oggetti sul diagramma solare

Si può agire anche in un altro modo.

Le dimensioni delle proiezioni degli oggetti provocate dal sole sull'area in cui si vuole posizionare il generatore FV sono facilmente calcolabili applicando i principi della trigonometria ricavando dal diagramma solare gli angoli di incidenza. Spesso è utile eseguire dei disegni in cad per facilitare tale operazione. Il calcolo delle zone d'ombra deve essere eseguito nel caso più sfavorevole ovvero nei periodi invernali quando il sole ha un'elevazione minore.

Riportando sulla planimetria del sito l'andamento delle ombre nel caso peggiore, si può già capire quale sia la massima superficie sfruttabile e da ciò dipende la massima energia sfruttabile.

### 5.2.2 Calcolo dell'energia fornita dal sole in un anno

QUANTITÀ DI RADIAZIONE SOLARE è la quantità di energia termica che giunge dal sole su una determinata area della superficie terrestre, in un certo periodo di tempo.

Può essere misurata in

$kW/m^2$ ;

$kcal/m^2 \cdot d$ ;

$MJ/m^2 \cdot d$ ;

solitamente il periodo d considerato è di un ora.

La quantità di radiazione solare incidente può essere desunta con metodi analitici, partendo dalla Costante Solare =  $1353 w/m^2$ .

I rilevamenti diretti forniscono naturalmente dati "reali".

Essi tengono conto infatti, per la stazione di rilevamento, dei fenomeni atmosferici, delle ombre portate dai rilievi circostanti, ecc. , di tutti quei fattori, cioè, che possono alterare, anche sensibilmente, la quantità di radiazione solare "teorica" incidente.

Tale radiazione dipende da parametri astronomici e geografici (latitudine, quota e data) e geometrici (orientamento ed inclinazione delle superfici) e da parametri atmosferici (nuvolosità, umidità, ecc.) per i quali il punto di partenza non può essere che una media, su molti anni, dei rilevamenti sperimentali effettuati nella località considerata.

La radiazione solare può essere considerata come somma di 3 FATTORI:

*radiazione diretta + radiazione diffusa dal cielo + radiazione diffusa dalle superfici circostanti.*

La **radiazione diretta**, come spiegato nella sezione 1, è quella proveniente direttamente lungo la linea che congiunge il sole alla terra ed ha un andamento angolare noto in ogni località in funzione del giorno dell'anno e dell'ora.

La **radiazione diffusa** è quella parte della radiazione assorbita e dispersa dai gas presenti nell'atmosfera, oltre che da vapor d'acqua, acqua allo stato liquido o solido presente nelle nuvole e da particelle di polvere.

La **radiazione diffusa dagli oggetti circostanti**, o **radiazione da albedo**, ha un andamento angolare che dipende dalle caratteristiche e dalla disposizione del paesaggio rispetto alla superficie di raccolta.

### Metodo analitico per il calcolo della radiazione solare

*Liu e Jordan* hanno sviluppato un metodo per calcolare la radiazione solare totale incidente su una superficie inclinata e orientata partendo dai dati relativi alla radiazione media mensile sul piano orizzontale.

La radiazione solare globale ( $H$ ) viene scomposta nelle sue due componenti, diretta ( $H_b$ ) e diffusa ( $H_d$ ).

La quota di radiazione diffusa è correlata alla quota di radiazione totale da un parametro meteorologico, definito come *indice di serenità mensile*:

$$K_t = \frac{H}{H_o}$$

dove

$H$  è la radiazione giornaliera media mensile al suolo (piano orizzontale)

$H_o$  è la radiazione giornaliera media mensile extratossferica, nel seguito definita

$$H_o = \frac{24}{\pi} \cdot S \cdot r \cdot \left[ \cos(L) \cdot \cos(d) \cdot \text{sen}(w_s) + \frac{\pi}{180} \cdot w_s \cdot \text{sen}(L) \cdot \text{sen}(d) \right]$$

dove

$S$  è la costante solare;

$r$  è il rapporto tra la distanza media e la distanza del giorno  $n$  dell'anno tra sole e terra

$$r = 1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right)$$

$L$  è la latitudine: ovvero l'angolo che la retta passante per l'osservatore ed il centro della terra forma con il piano dell'equatore;

$d$  è la declinazione del sole: l'angolo che la retta sole-terra forma con il piano dell'equatore terrestre;

Essa varia nel corso dell'anno, ma può essere considerata costante nell'arco della giornata e può essere calcolata con la formula approssimata:

$$d = 23.45 \cdot \text{sen}\left[360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right]$$

$w_s$  è l'angolo d'alba e tramonto:

$$w_s = \arccos [-\operatorname{tg}(L) \cdot \operatorname{tg}(d)]$$

Il rapporto tra la radiazione diffusa  $H_d$  e la radiazione totale  $H$  è dato da:

$$\frac{H_d}{H} = 1.39 - 4.027k_t + 5.531k_t^2 - 3.108k_t^3$$

Una volta ricavata la componente diffusa  $H_d$  è possibile ricavare la componente diretta  $H_b$ , ovvero sottraendo alla componente globale la componente diffusa come segue:

$$H_b = H - H_d$$

Per poter risalire alla radiazione diretta giornaliera media mensile su di una superficie inclinata Liu e Jordan hanno introdotto il fattore medio di inclinazione  $R_b$ .

$$E_b = H_b \cdot \left( \frac{\cos(i)}{\operatorname{sen}(a)} \right)$$

dove

$$\operatorname{sen}(a) = \cos(L) \cdot \cos(d) \cdot \operatorname{sen}(w_s) + w_s \cdot \operatorname{sen}(L) \cdot \operatorname{sen}(d)$$

e

$$\cos(i) = \cos(L - \beta) \cdot \cos(d) \cdot \cos(w'_s) + w'_s \cdot \operatorname{sen}(L - \beta) \cdot \operatorname{sen}(d)$$

e dipende dall'angolo di inclinazione  $\beta$ . Essi rappresentano i valori medi calcolati a metà mese.

Il fattore medio d'inclinazione per una superficie inclinata di un angolo  $\beta$  ed orientata a sud è:

$$R_b = \frac{\cos(L - \beta) \cdot \cos(d) \cdot \cos(w'_s) + w'_s \cdot \operatorname{sen}(L - \beta) \cdot \operatorname{sen}(d)}{\cos(L) \cdot \cos(d) \cdot \cos(w_s) + w_s \cdot \operatorname{sen}(L) \cdot \operatorname{sen}(d)}$$

dove

$$|w'_s| = \min |w_s(a = 0^\circ), w_s(i = 90^\circ)|$$

La radiazione globale media mensile incidente su una superficie inclinata è data dalla seguente relazione:

$$E = R_b H_b + R_d H_d + R_r (H_b + H_d)$$

dove

$$R_d = (1 + \cos(\beta))/2$$

$$R_r = \rho_g \cdot (1 - \cos(\beta))/2 \quad \rho_g = \text{riflettività del terreno}$$

Una volta calcolate le radiazioni solari medie mensili si passa al calcolo dell'energia incidente sulla superficie.

Per calcolare la potenza termica intercettata da una superficie rivolta in una qualsiasi direzione si opera nel modo che segue:

1. si sovrappone il diagramma corrispondente all'inclinazione della superficie al diagramma del percorso solare corrispondente alla latitudine considerata;
2. si determina l'orientamento della superficie in esame;
3. si ruota il diagramma fino ad allineare la linea di riferimento verticale con il numero di gradi (angolo azimutale) che la superficie forma con il sud geografico, tenendo allineate le linee di base si pone l'asse centrale del diagramma sull'angolo azimutale della superficie (nel caso di diagrammi cilindrici);
4. si sceglie il mese per il quale si vuole fare la misurazione e si usi il percorso del sole relativo per ottenere i valori della radiazione;

5. si sceglie l'ora del mese per il quale si vuole fare la misurazione: l'intersezione tra la linea oraria ed il percorso solare indicherà la posizione del sole e sul diagramma si leggerà il numero di  $W/m^2$  per quella posizione del sole.
6. per determinare la quantità totale giornaliera di energia solare incidente su una superficie si sommano i valori orari per ciascuna ora.
7. si ripetono i precedenti punti per calcolare l'energia termica sviluppata sulla superficie in un certo periodo.

Fortunatamente esistono enti, come l'enea, che raccolgono dati ed eseguono statistiche fornendo ai progettisti dei tool di calcolo che forniscono l'energia termica totale intercettata da una superficie di un metro quadro in un anno. Solitamente tale energia è espressa in  $kWh/m^2$ .

### 5.2.3 Scelta dei moduli FV e Potenza di picco del generatore - Produzione annua attesa

Dall'analisi planimetrica è possibile dedurre la massima superficie occupabile. Il progettista deve valutare quale tipo di pannello adottare in funzione di considerazioni economiche, energetiche ed ambientali, nonché in funzione delle tariffe incentivanti o della produzione che il cliente si aspetta.

Per superfici limitate sarebbe meglio scegliere un modulo ad alta efficienza, ma che presenterebbe un prezzo elevato. Per superfici più estese può essere adottato un pannello meno efficiente e con prezzo contenuto. Un esempio, può essere quello di adottare moduli monocristallini o policristallini i quali hanno efficienze totalmente differenti.

Ho elaborato tre metodologie di procedimento per determinare il numero di moduli che comporranno il generatore:

#### producibilità attesa

L'energia prodotta da un modulo è linearmente proporzionale alla radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli solari. È quindi necessario effettuare tale calcolo basandosi sulle informazioni relative all'irraggiamento solare del sito trovato in precedenza.

Un metodo di calcolo generalmente utilizzato consiste nel rilevare tramite apposite tabelle, quelle che sono le ORE EQUIVALENTI del sito, alla inclinazione desiderata dei moduli fotovoltaici.

Si definisce ORA EQUIVALENTE il periodo di tempo in cui l'irraggiamento assume un valore pari a  $1000 W/m^2$ . In una zona del centro Italia, come indicazione di massima, considerando un'inclinazione dei moduli pari a  $45^\circ$ , il valore medio annuale di tale parametro può essere pari a 3.

Questa metodologia viene utilizzata, ai fini del calcolo di dimensionamento fotovoltaico, per determinare la quantità di energia prodotta giornalmente da un modulo fotovoltaico. Con tale metodologia di calcolo, essendo noto il parametro *Ora Equivalente mensile* del sito, è possibile calcolare la potenza di picco del generatore fotovoltaico, infatti:

$$P_p(kWp) = \frac{E_{attesa}(kWh)}{h_{equivalenti}}$$

Trovata la potenza nominale del generatore posso calcolare il numero di moduli necessari a costituire il generatore FV:

$$n_{moduli} = \frac{P_p(Wp)}{P_{modulo}}$$

NOTA: è necessario tener conto delle perdite/cadute di tensione introdotti dai componenti che costituiscono l'impianto (Inverter, batterie, regolatori di carica, cavi di collegamento, ...).

Ipotizzando che le perdite totali dell'impianto siano intorno al 30%, allora è necessario aumentare della stessa percentuale la potenza di picco del generatore fotovoltaico.

### massimizzazione della potenza installabile

Una volta scelto il tipo di modulo si studia come posizionare il generatore FV sull'area interessata; quindi utilizzando la planimetria, rilevata durante il sopralluogo, si disegnano i moduli posizionandoli secondo la configurazione migliore facendo attenzione alle ombre e verificando gli angoli di azimut e tilt. Quando si opera su planimetrie che raffigurano falde inclinate, bisogna tener conto dell'angolo di inclinazione per riportare correttamente le misure del pannello.

Dallo schema di posizionamento si conosce il numero di moduli da utilizzare, conseguentemente anche la potenza di picco del generatore.

### criterio economico

Se, al contrario, prevalgono considerazioni economiche, si determina la taglia dell'impianto valutando dai costi unitari a (€/kW) la potenza nominale che può essere prodotta con l'investimento economico prefissato.

$$P_p(kW) = \frac{\text{Budget (€)}}{\text{Costi (€/kW)}}$$

Dalla potenza di picco si ricava il numero di moduli da utilizzare.

### Calcolo della produzione attesa

Trovato il numero di moduli da installare e trovata la potenza di picco del generatore FV si può calcolare la quantità di energia elettrica prodotta in un anno. Naturalmente è un dato puramente indicativo ed è espresso dalla seguente formula:

$$E \left( \frac{kWh}{\text{anno}} \right) = I \cdot A \cdot k_{ombre} \cdot \eta_{moduli} \cdot k_{BOS}$$

dove

- I è l'irraggiamento medio annuo espresso in  $kWh/(m^2 \cdot \text{anno})$ , ovvero la quantità di energia termica percepita da una superficie di  $1 m^2$  inclinata dell'angolo  $\beta$  nell'arco di un anno.
- A è la superficie del modulo fotovoltaico.
- $k_{ombre}$  è un coefficiente riduttivo che tiene conto delle possibili ombre che vanno a formarsi sul generatore.
- $\eta_{moduli}$  è l'efficienza del modulo o della cella. NOTA: la superficie A va conteggiata rispetto alle dimensioni del modulo se l'efficienza si riferisce al pannello intero, altrimenti va calcolata rispetto al numero e alle dimensioni delle celle.
- $k_{BOS}$  Balance Of System: ovvero il rendimento del sistema. Tale coefficiente riduttivo tiene conto delle perdite del sistema (conduttori, inverter, apparecchiature).

#### 5.2.4 Configurazione del generatore FV e dimensionamento dell'inverter

In fase di progetto dell'impianto e di scelta dei componenti costituenti il sistema FV, è necessario verificare la compatibilità tra le caratteristiche elettriche del generatore FV e quelle del convertitore DC/AC. I parametri principali di cui si dovrebbe disporre per il generatore fotovoltaico sono la potenza, la tensione e la corrente prodotta dallo stesso nelle diverse condizioni di funzionamento.

La scelta dell'inverter dipende strettamente:

- dalla potenza del generatore;
- dalla tensione massima di stringa a vuoto;
- dalla corrente massima (quindi dal numero di pannelli per stringa posti in parallelo);

- dall'intervallo MPPT, che è il range di tensione nel quale l'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza;
- dal fatto che si voglia o meno suddividere la potenza su più inverter adottando diverse configurazioni:
  - si pongono in parallelo un certo numero di inverter fino a ricoprire la potenza del generatore;
  - si utilizzano inverter modulari o costruiti su richiesta esplicita del cliente.

Spesso vi è la possibilità di sovraccaricare l'inverter fino al 15% in più della potenza nominale, infatti la potenza ideale del generatore fotovoltaico è generalmente superiore alla potenza massima erogabile dall'inverter di un 10÷20%, sapendo che il generatore non funzionerà mai alla massima potenza e in modo tale da compensare la diminuzione della potenza dei moduli FV dovuta alla sporcizia accumulata nel tempo, alla temperatura di funzionamento, alle perdite nei cavi e nell'inverter oltre al degrado prestazionale cui il modulo FV è destinato per invecchiamento. Qualora, in particolari condizioni eccezionali, la potenza erogabile in rete fosse superiore a quella massima ammessa dall'inverter, quest'ultimo si autoprotiggerà abbassando tale potenza al valore nominale o sovraccaricandosi per un tempo limitato. Alcuni produttori di inverter utilizzano il valore della potenza del campo fotovoltaico per identificarne il modello. Attenzione, perché tale valore non è da confondere con la reale potenza erogabile verso rete che può essere notevolmente inferiore.

Per quanto riguarda la tensione massima a circuito aperto dei moduli, va ricordato che i valori forniti dai costruttori sono normalmente riferiti a una temperatura di 25°C. I moduli FV presentano una tensione ai loro capi variabile in funzione della temperatura d'esercizio; più precisamente la loro tensione aumenta al diminuire della temperatura. Ciò implica che la verifica della tensione massima a circuito aperto vada effettuata sulla base della minima temperatura d'esercizio presunta e a tale temperatura, la tensione dovrà risultare inferiore a quella massima applicabile all'ingresso dell'inverter.

Quindi bisogna predisporre il generatore FV calcolando:

- *Tensione a vuoto alla temperatura minima di esercizio*: al diminuire della temperatura dei moduli, vi è un aumento della tensione a vuoto e può essere facilmente trovata nel seguente modo:

$$V_{oc}(\theta) = V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) + [\beta \cdot (\theta - 25)]$$

dove:

- $\theta$  è la temperatura dei moduli durante l'esercizio;
- $\beta$  è il coefficiente di temperatura di  $V_{oc}$  e un suo valore tipico potrebbe essere  $-0.105 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$ .

Quindi nel caso di una giornata invernale molto fredda la tensione può aumentare e bisogna tenerne conto soprattutto quando si hanno stringhe formate da molti moduli. Valori tipici di tensione a vuoto assunti, per un impianto civile, da una stringa possono essere compresi tra 300-650 V.

Posso facilmente calcolare il numero di moduli per stringa ipotizzando il valore di tensione a vuoto della stringa stessa dividendolo per la tensione a vuoto del singolo modulo, entrambe le tensioni devono essere riportate alla stessa temperatura di funzionamento.

$$n_s = \frac{V_{stringa}(\theta)}{V_{modulo}(\theta)}$$

- *Corrente massima proveniente dal generatore*: dipende dal valore di corrente erogabile dal singolo modulo e dal numero di stringhe. Essa sarà data da:

$$I_{tot} = n_s \cdot I_{stringa}$$

Tale corrente può essere ripartita in più dispositivi se è troppo elevata. Non è necessario tener conto della variazione di temperatura dei moduli, in quanto non influirebbe in modo significativo sulla corrente.

- *Intervallo MPPT*: è contraddistinto dal range di tensione di funzionamento dell'inverter. Esempio: 250-600 V.

Una volta in possesso di questi elementi si passa alla scelta dell'inverter cercando di far combaciare i valori relativi ai parametri sopradescritti.

Vi sono inoltre dei software che agevolano la progettazione aiutando l'utente nella scelta del dispositivo.

### 5.2.5 Quadri elettrici e protezioni

I quadri conterranno le apparecchiature di manovra e protezione, a norme CEI 233 o CEI 175 compreso di apposita morsettiera per alloggiamento conduttori equipotenziali della struttura in oggetto per il collegamento con il conduttore di protezione generale dell'impianto. Inoltre i quadri elettrici di Bassa Tensione, di cui sopra basati su involucri a norma CEI1713/1, dovranno essere certificati dal costruttore dello stesso secondo quanto richiesto dalla norma.

I quadri elettrici avranno:

- Targa d'identificazione nome o marchio di fabbrica del costruttore;
- tipo numero o altro mezzo d'identificazione;
- marcatura visibile, leggibile e indelebile;
- Dichiarazione di conformità CE e fascicolo tecnico dichiarazione di conformità secondo CEI1713/1, nome o marchio di fabbrica del costruttore;
- elenco caratteristiche meccaniche, elettriche e condizioni d'impiego rapporto prove effettuate da strumento di misura;
- elenco materiali utilizzati;
- schemi elettrici con siglatura dei circuiti e dei componenti;
- disposizioni di sicurezza, avvertenze;

I dati sopra citati dovranno essere riportati nella relazione tecnica.

## 5.3 Burocrazia

### 5.3.1 D.I.A e Autorizzazione paesaggistica

La burocrazia legata al processo di progettazione e realizzazione di un impianto fotovoltaico è piuttosto pesante e lenta.

Infatti realizzare un impianto FV di tipo civile prevede la richiesta di DIA (Denuncia Inizio Attività) presso il comune in cui si trova l'edificio o l'area soggetti alla progettazione. Si deve richiedere tramite il proprio geometra di fiducia, il quale farà domanda presso l'ufficio tecnico del comune. La DIA viene spesso accompagnata da alcuni prospetti dell'edificio interessato specificando la posizione del generatore FV.

Spesso possono concorrere dei problemi legati a zone soggette a prescrizione paesaggistica, ovvero è un provvedimento o autorizzazione autonomi e presupposti rispetto al rilascio degli altri titoli abilitativi l'intervento proposto. Ai fini del rilascio dell'autorizzazione, l'Ente competente deve valutare la compatibilità paesaggistica dell'intervento richiesto in rapporto alle caratteristiche del contesto e al valore riconosciuto dal vincolo paesaggistico esistente.

## 5.4 Relazione tecnica e iscrizione al GSE

Dopo il consenso di inizio lavori, e quindi dopo la realizzazione dell'impianto, si passa alla stesura della relazione tecnica e la registrazione dell'impianto presso il GSE (Gestore dei Servizi Elettrici).

Al CEIS ho realizzato una traccia in modo che gli operatori siano facilitati nella stesura di tali relazioni.

La relazione tecnica deve essere strutturata nel seguente modo:

- *Premessa e considerazioni*: vengono riportati i dati anagrafici del titolare dell'impianto e le informazioni relative all'area in cui è stato realizzato l'impianto.
- *Scheda tecnica*: riporta i dati caratteristici dell'impianto.
- *Caratteristiche del sito*: tutti i dati relativi all'area in cui è stato realizzato l'impianto fotovoltaico e che sono stati rilevati durante il sopralluogo.
- *Caratteristiche di impianto*:
  - Generatore fotovoltaico: comprende la scelta dei moduli e il tipo di struttura adottata per sorreggerli;
  - Gruppo di conversione: dati caratteristici dell'inverter specificando i sistemi di protezione in esso installati;
  - Apparecchiature di protezione: specificare le caratteristiche dei dispositivi di protezione, nonché la loro collocazione;
    - \* Collegamenti elettrici e impianti di messa a terra;
    - \* Criteri di protezione dai contatti diretti;
    - \* Criteri di protezione dai contatti indiretti.
- *Producibilità dell'impianto*;
- *Norme di riferimento*;
- *Collaudo e verifiche tecnico funzionali*;
- *Documentazione*:

dovranno essere aggiunti tutti i dati e certificazioni relativi ai materiali e le apparecchiature utilizzate:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito; dichiarazione di conformità ai sensi della legge 37/08, Allegato I, articolo 79;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del convertitore c.c./c.a. alle norme vigenti;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento;

Dopo aver completato la relazione bisogna iscrivere l'impianto al GSE, ovvero il Gestore dei Servizi Elettrici, il quale gestisce e incentiva gli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili e svolge attività di statistica stilando rapporti annuali relativi alla situazione del nostro paese per quanto riguarda l'utilizzo delle fonti rinnovabili.

La registrazione prevede l'inserimento dei dati relativi all'impianto attraverso il sito internet dell'ente e l'invio di una copia cartacea della relazione, dei certificati di collaudo e dei numeri di serie dei dispositivi. Tutti i moduli e gli inverter certificati sono contrassegnati da un numero di serie che devono essere inviati al gse.

## Capitolo 6

# Collaudo dell'impianto

Il certificato di collaudo dell'impianto fotovoltaico è un documento obbligatorio per poter accedere alle tariffe incentivanti del conto energia.

Il collaudo è un atto tecnico-amministrativo, che si colloca alla fine dell'installazione dell'impianto stesso. Serve innanzitutto a salvaguardare gli interessi del committente, perché una mancata produzione di energia a causa di un guasto significherebbe una minor resa dell'impianto stesso in termini economici.

Il collaudo rappresenta una delle attività più importanti nella fase di realizzazione dell'impianto in quanto un'accurata ispezione del lavoro svolto permette di rilevare eventuali difetti. La fase di collaudo prevede verifiche tecniche funzionali da effettuarsi al termine dei lavori di installazione e termina con il rilascio di una dichiarazione certificante l'esito delle verifiche effettuate.

Presso il CEIS ho potuto effettuare misurazioni e collaudi di alcuni impianti FV verificando che rientrassero nei parametri di seguito descritti.

Prima di eseguire le verifiche tecnico-funzionali è consigliabile verificare:

- che vi siano condizioni di irraggiamento stabili in modo da rendere stabili le misure effettuate;
- che vi sia una radiazione di almeno  $600 \text{ W/m}^2$  allineando il sensore di radiazione al piano dei moduli;
- che non si stiano effettuando le verifiche nelle ore più calde;
- che non si stiano effettuando le verifiche in presenza di giornate afose, in quanto la presenza di umidità nell'aria determina un aumento della componente diffusa, aumento che a sua volta comporta un rendimento del campo più basso;
- che i moduli siano puliti.

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste del gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse.

I moduli fotovoltaici devono essere provati e verificati da laboratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Tali laboratori dovranno essere accreditati EA (European Accreditation Agreement) o dovranno aver stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento.

Gli impianti fotovoltaici devono essere realizzati con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

1. Prima condizione:

$$P_{cc} > 0.85 \cdot P_{nom} \cdot \frac{I}{I_{STC}}$$

dove:

- $P_{cc}$  e' la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del  $\pm 2\%$ ;
- $P_{nom}$  e' la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- $I$  e' l'irraggiamento [ $W/m^2$ ] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del  $\pm 3\%$ ;
- $I_{STC}$  pari a  $1000 W/m^2$ , e' l'irraggiamento in condizioni di prova standard; Tale condizione deve essere verificata per  $I > 600 W/m^2$ .

2. seconda condizione:

$$P_{ca} > 0.9 \cdot P_{cc}$$

dove:

- $P_{ca}$  e' la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del  $2\%$ . La misura della potenza  $P_{cc}$  e della potenza  $P_{ca}$  deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento ( $I$ ) sul piano dei moduli superiore a  $600 W/m^2$ . Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a  $40^\circ C$ , e' ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione 1) precedente diventa:

$$P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0.08) \cdot P_{nom} \cdot \frac{I}{I_{STC}}$$

dove  $P_{tpv}$  indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico, mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all' $8\%$ .

Nota: le perdite termiche del generatore fotovoltaico  $P_{tpv}$ , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche  $\theta_{cel}$ , possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (\theta_{cel} - 25) \cdot \frac{y}{100}$$

oppure, nota la temperatura ambiente  $\theta_{amb}$  da:

$$P_{tpv} = \left[ \theta_{amb} - 25 + (NOCT - 20) \cdot \frac{I}{800} \right] \cdot \frac{y}{100}$$

dove:

- $y$  è il coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino e' tipicamente pari a  $0,4 \div 0,5\%/^\circ C$ ).
- NOCT è la temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, e' tipicamente pari a  $40 \div 50\%/^\circ C$ , ma può arrivare a  $60^\circ C$  per moduli in retrocamera).

Le condizioni sopra descritte possono essere verificate effettuando le seguenti misure:

⇒ Per la condizione 1 è necessario utilizzare: **Piranometro, Millivoltmetro, Pinza amperometrica e/o Wattmetro.**

#### PROCEDURA DI MISURA

- Fase 1: Avviare l'inverter e attendere che il suo funzionamento si stabilizzi.
- Fase 2: Posizionare il piranometro sul piano dei moduli ed eseguire la misura di radiazione solare che sarà data dal valore dato dal millivoltmetro diviso la costante di calibrazione del piranometro.  
 Radiazione Solare [ $W/m^2$ ] - Millivoltmetro [mV] - Costante di calibrazione [ $mV/W/cm^2$ ]
- Fase 3: dopo aver eseguito una smagnetizzazione della pinza amperometrica posizionarsi sotto il sezionatore di campo ed agganciare la pinza sul cavo positivo del campo FV. Rilevare inoltre la tensione ed eseguire la misura di potenza in continua.
- Fase 4: verificare che sia rispettata la condizione di collaudo.
- Fase 5: Qualora la condizione non risulti essere verificata si è in presenza di perdite lato continua superiori al 15 %. In tal caso bisogna controllare che i moduli siano puliti, che non ci siano moduli difettosi o collegati con polarità invertita, che sia stato effettuato un dimensionamento esatto dei cavi specie se questi sono di lunghezza eccessiva (caso in cui l'inverter è distante dai moduli) e verificare infine che le condizioni ambiente siano favorevoli per l'esecuzione della verifica di collaudo.

⇒ Per la condizione 2 è necessario usare: **Pinza amperometrica e/o Wattmetro.**

#### PROCEDURA DI MISURA

- Fase 1: Avviare l'inverter e attendere che il suo funzionamento si stabilizzi.
- Fase 2: Dopo aver eseguito una smagnetizzazione della pinza amperometrica posizionarsi sotto il sezionatore di campo ed agganciare la pinza sul cavo positivo del campo FV. Rilevare inoltre la tensione ed eseguire la misura di potenza in continua.
- Fase 3: Posizionarsi sotto l'interruttore d'interfaccia ed agganciare la pinza sul cavo di fase. Rilevare inoltre la tensione ed eseguire la misura di potenza alternata. E' preferibile eseguire la fase 2 e 3 mediante l'ausilio di due pinze in modo da effettuare le rilevazioni in contemporanea.
- Fase 4: verificare se è rispettata la condizione di collaudo.
- Fase 5: Qualora la condizione non risulti essere verificata vuol dire che l'inverter ha un rendimento minore del 90% e quindi non conforme.

Bisogna inoltre realizzare ulteriori verifiche:

#### **Verifica della continuità elettrica e connessione tra i moduli**

Strumento di misura da utilizzare: **Voltmetro**

#### PROCEDURA DI MISURA

- Fase 1: Accertarsi che l'inverter sia spento ed aprire i sezionatori di campo e di stringa.

- Fase 2: Mediante l'ausilio di un Voltmetro misurare le tensioni a vuoto delle stringhe. Le tensioni devono essere simili (è ammesso uno scostamento massimo del 10% tra i valori). Se si riscontrano i valori ricavati con i dati di targa del modulo occorre calcolare la diminuzione della tensione a vuoto facendo uso per il silicio cristallino del valore di circa  $2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  per ogni cella collegata in serie. Si ricordi infatti che in corrispondenza di un aumento della temperatura si registra una diminuzione della tensione a vuoto pari a circa  $2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  e un aumento della corrente di corto circuito pari a circa lo 0,2 %.
- Fase 3: Se la misurazione non fornisce alcun valore vuol dire che vi è una disconnessione nella serie dei moduli. Occorre in tal caso controllare le cassette di terminazione e i capicorda.
- Fase 4: Se la misurazione della tensione a vuoto fornisce valori diversi superiori alla percentuale di scostamento vuol dire che si è in presenza o di qualche modulo difettoso, diodi di by-pass invertiti o è stata effettuata un'inversione di polarità su qualche modulo.

### Misurazione dell'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse

Strumento di misura da utilizzare: **Misuratore di isolamento a 1KV.**

#### PROCEDURA DI MISURA

- Fase 1: Accertarsi che l'inverter sia spento e aperti i sezionatori di campo e di stringa.
- Fase 2: Collocare il negativo del misuratore di isolamento sulla massa.
- Fase 3: Collocare il positivo del misuratore di isolamento sul polo positivo della stringa.
- Fase 4: Immettere una tensione di 1 KV e leggere il valore di resistenza che deve essere dell'ordine delle centinaia di  $\text{M}\Omega$ .
- Fase 5: Ripetere la fase 2, 3 (posizionando questa volta il positivo del misuratore sul polo negativo della stringa) e 4.
- Fase 6: Nel caso in cui le misurazioni di resistenza lette non siano dell'ordine delle centinaia di  $\text{M}\Omega$  ma dell'ordine delle centinaia di  $\text{K}\Omega$  vuol dire che vi è in presenza di un difetto nei moduli. Occorre in tal caso ripetere le misure per ogni singolo modulo.

### Verifica del regolare funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle differenti condizioni di potenza generata e nelle diverse modalità previste dal gruppo di conversione.

- Fase 1: Tenere l'interruttore di interfaccia rete aperto, mentre mantenere i sezionatori di campo e di stringa chiusi.
- Fase 2: L'inverter vedrà il campo fotovoltaico, si accenderà e inizierà la ricerca della rete elettrica.
- Fase 3: Chiudere l'interruttore di interfaccia rete.
- Fase 4: L'inverter avvierà il controllo della tensione e della frequenza della rete, avviandosi qualora questi parametri risultano rispettare le tolleranze prescritte.
- Fase 5: Dopo un periodo di stabilizzazione l'inverter inizierà ad inseguire il punto di massima potenza (MPPT).
- Fase 6: Verificare lo spegnimento dell'inverter in situazione di mancanza di rete (in rispetto alle vigenti norme l'inverter deve spegnersi in mancanza di rete) simulabile aprendo l'interruttore di interfaccia rete.
- Fase 7: Verificare il riavvio automatico dell'inverter al ritorno della rete.

## Capitolo 7

# Centrale Fotovoltaica “SOL DE ISE”

Durante il periodo trascorso al CEIS, ho avuto la possibilità di assistere alla progettazione e alla realizzazione di una centrale fotovoltaica.

La società aveva la necessità di trovare ulteriori fonti di produzione di energia elettrica per coprire parte del fabbisogno richiesto dagli utenti. Ciò è stato possibile utilizzando la fonte d'energia più abbondante, ovvero quella proveniente dal sole. Le Valli Giudicarie sono particolarmente soleggiate e vi sono dei ottimi siti per la realizzazione di impianti FV.

Tale centrale, denominata “Sol de Ise”, ha una potenza nominale di 636.7 kWp , suddivisa in un campo a pannelli fissi ed in un campo a pannelli mobili gestiti da un sistema di inseguimento.

La conversione DC/AC viene effettuata da 67 inverter collocati nei punti più favorevoli dell'impianto.

Nella parte più alta dell'area interessata è stata costruita una cabina MT che permette il collegamento dei due generatori FV con la rete. Ciò è possibile attraverso due trasformatori Dzn, uno per l'impianto fisso, l'altro per l'impianto mobile.

Inoltre, la centrale è corredata da un sistema di telecontrollo e telemetria utile per la messa in sicurezza in remoto dagli inseguitori, per conoscere quale sia la potenza istantanea, l'energia prodotta e per visionare la centrale dal sistema di sorveglianza.

Il mio compito è stato quello di visionare il progetto e realizzare parte degli schemi elettrici valutando la possibilità di utilizzare, per la cabina, trasformatori Dyn11 o Dzn. La scelta è ricaduta sul secondo tipo e i motivi sono riportati in seguito.



Figura 7.1: Foto aerea della centrale FV “Sol de Ise”

## 7.1 Sito geologico

La centrale è stata costruita su una superficie complessiva di  $13.151 m^2$  in un punto particolarmente favorevole posto a nord della valle in modo da intercettare la maggior quantità di radiazione solare.

Il sito si trova ad un'altitudine di circa 700 m s.l.m., con latitudine E  $46^{\circ}02'59''$  e longitudine N  $10^{\circ}52'10''$

L'area, completamente rivolta a sud, è paragonabile un rettangolo con lati pari a circa m 170 (da est a ovest) e circa m 60 (da nord a sud). La pendenza del terreno varia da un minimo di circa  $15^{\circ}$  (area ad ovest) ad un massimo di  $25^{\circ}$  (area ad est); l'andamento planimetrico del terreno è omogeneo senza repentini cambiamenti di livello.

Gli ostacoli all'irraggiamento solare, rappresentati dai rilievi montuosi perimetrali delle Giudicarie, sono alquanto modesti.

Un altro aspetto molto importante di cui si è tenuto conto è l'impatto visivo, sia dal punto di vista di tutela del paesaggio sia per quanto riguardano possibili fenomeni di riflessione causa di abbagliamenti.

Le località circostanti si trovano a quote inferiori o pari a quelle della'area in questione e tenendo conto che l'inclinazione dei pannelli, prevista di  $30^{\circ}$  sull'orizzontale, non si verificheranno fenomeni di abbagliamento.

A fronte di studi idrogeologici e logistici di posizionamento del generatore FV, la superficie prescelta è stata suddivisa in due aree:

- la prima, ad est, sulla quale posizionare un impianto di generazione ad orientamento fisso;
- la seconda, ad ovest, per realizzare un impianto di generazione con inseguitori solari.

## 7.2 Generatori FV

Il generatore FV, come citato in precedenza, ha una potenza nominale (in STC - Standard Test Conditions) complessiva di 636.7 kWp che è stata ripartita in:

- kWp 472,50 per l'impianto fisso;
- kWp 164,22 per l'impianto mobile.

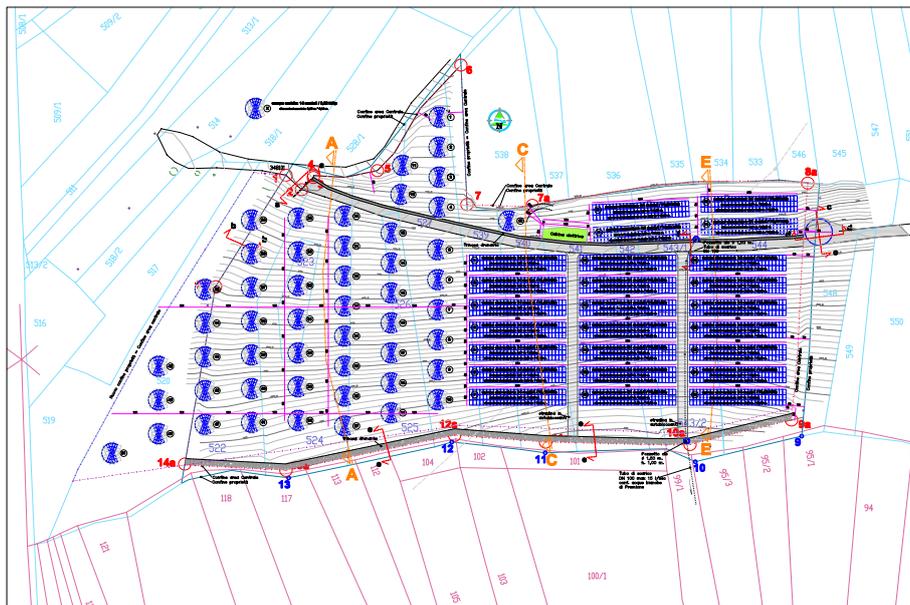


Figura 7.2: Disposizione del generatore FV - Centrale “Sol de Ise”

### Campo fisso

Per l'impianto fisso sono stati adottati i moduli Sanyo HIP 225 HDE1 con celle a doppia giunzione in silicio monocristallino e film ultrasottile di silicio amorfo. Questa tecnologia consente migliori rendimenti, ottimizzando le prestazioni in presenza di componente diffusa della radiazione solare.

Sono stati installati 2100 moduli, frazionati elettricamente in settori e in campi, raggruppati in stringhe elementari di 14 moduli in serie.

La potenza complessiva è di kWp 472,50.

Sull'area sono stati posizionati 25 settori, ognuno con le stesse caratteristiche: 84 moduli (kWp 18,90) collegati per costituire 2 campi da 3 stringhe.

Nella figura 7.3 è riportata la configurazione adottata per il posizionamento del generatore FV.



Figura 7.3: Generatore FV fisso - Centrale "Sol de Ise"

I dati tecnici dei moduli utilizzati sono:

**tipo:** Sanyo HIP – 225HDE1

**potenza nominale (STC) P<sub>n</sub>:** 225 Wp

**tensione a P<sub>n</sub>:** 33,9 V

**corrente a P<sub>n</sub>:** 6,64 A

**tensione max a circuito aperto V<sub>oc</sub>:** 41,8 V

**corrente max di c.to–c.to I<sub>cs</sub>:** 7,14 A

**tecnologia celle:** silicio monocristallino e film silicio amorfo

**rendimento celle:** 18,8%

Dai dati soprascritti è semplice capire che per ogni stringa la massima tensione a vuoto in STC:

$$V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) = 41.8 \cdot 14 = 585.2 \text{ V}$$

mentre la corrente sarà pari alla corrente nominale del modulo, ovvero  $I_n = 6.64 \text{ A}$

Come detto in precedenza ogni campo è formato da tre stringhe, quindi la corrente complessiva sarà:

$$I_{campo} = 3 \cdot I_n = 3 \cdot 6.64 = 19.92 \text{ A}$$

per una potenza complessiva di  $P_{campo} = 3 \cdot 14 \cdot 225 = V_{n(stringa)} \cdot I_{campo} = 9450 W$

Questi risultati permettono di capire che tipo di inverter è stato utilizzato (vedi sezioni successive).

### Campo mobile

Per l'impianto ad inseguimento sono stati scelti i moduli SANYO HIP-230 HDE1, con tecnologia simile ai precedenti.

Sono stati posati 14 moduli in serie su ogni inseguitore, per una potenza singola pari a kWp 3,22 e complessiva di 164,22 kWp con 714 moduli totali. La dislocazione dei 51 inseguitori è riportata nella figura sopra menzionata.

Le caratteristiche dei moduli impiegati sono le seguenti:

**tipo:** Sanyo – HIP 230HDE1

**potenza nominale (STC) P<sub>n</sub>:** 230 Wp

**tensione a P<sub>n</sub>:** 34,3 V

**corrente a P<sub>n</sub>:** 6,71 A

**tensione max a circuito aperto V<sub>oc</sub>:** 42,3 V

**corrente max di c.to–c.to I<sub>cs</sub>:** 7,22 A

**tecnologia celle:** silicio monocristallino e film silicio amorfo

**rendimento celle:** 19,2%

Anche in questo caso è semplice capire quale sia la massima tensione a vuoto per inseguitore in STC:

$$V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) = 42.3 \cdot 14 = 592.2 V$$

mentre la corrente sarà pari alla corrente nominale del modulo, ovvero  $I_n = 6.71 A$

Verranno realizzati 17 gruppi formanti ciascuno da 3 inseguitori, quindi la corrente complessiva per gruppo sarà:

$$I_{gruppo} = 3 \cdot I_n = 3 \cdot 6.71 = 20.13 A$$

per una potenza complessiva di  $P_{gruppo} = 3 \cdot 14 \cdot 230 = V_{n(gruppo)} \cdot I_{gruppo} = 9660 W$



Figura 7.4: Inseguitori - Centrale “Sol de Ise”

### 7.2.1 Strutture di sostegno

#### campo fisso

Valutata la locale morfologia e l'esigenza di poter effettuare con limitata difficoltà gli sfalci per la manutenzione del suolo che sarà coltivato a prato, è stato necessario progettare uno specifico modello di supporto.

Il risultato è l'adozione di una struttura modulare in acciaio zincato a caldo composta :

- da un tubo orizzontale in acciaio del diametro di mm 177,8 della lunghezza di m 6 e spessore 6,3 mm, flangiato alle estremità per la connessione tramite bulloni all'elemento adiacente;
- da 4 travi in acciaio che sono fissate normalmente al tubo di cui sopra, con interasse di m 1,5. L'inclinazione sull'orizzontale è di 30°;
- da 6 travi in alluminio fissate orizzontalmente alle travi di cui sopra e sulle quali sono posati i moduli fotovoltaici;
- da un tronchetto in tubo in acciaio del diametro di mm 177,8 che è stato saldato verticalmente al tubo orizzontale in posizione mediana. Lungo circa 2 metri, è infisso in una limitata fondazione monolitica in c.a. interrata, che supporta l'intero elemento.

#### campo mobile

Sono stati posizionati 51 inseguitori: la scelta si è orientata al modello Pesos SF 20 della Pairan.

Trattasi di una struttura metallica con movimento a due assi, sorretta da un sostegno a stelo unico.

Supporta singolarmente una superficie di pannelli di mq 19,26 ed è stato infisso al suolo in una fondazione interrata in cemento armato. La disposizione degli inseguitori nell'area è di tipo geometrico, ossia ai vertici di rettangoli con lati pari a circa m. 11,90 (in direzione est-ovest) e circa m. 7,80 (in direzione nord- sud).

I movimenti di rotazione sono possibili entro un arco massimo di 270° (azimut) e fra 15° e 87° in elevazione (zenitale). Da rilevare che, posti gli agevoli controlli e possibili comandi centralizzati dei movimenti (manuali ed automatici), la superficie complessiva coperta del suolo (con elevazione limitata a 70°) è dell'ordine di circa mq 230, con un rapporto di copertura del suolo pressoché insignificante.

## 7.3 Inverter

Come si capisce dai dati precedenti, è stata scelta la conversione "multipunto", ovvero più inverter sparsi su tutta l'area ognuno dei quali è indipendente dagli altri e che converte una piccola percentuale di potenza.

Tale configurazione è preferibile rispetto ad avere un unico punto di conversione per i seguenti motivi:

- sfruttamento alla massima efficienza dei gruppi di conversione;
- continuità di servizio in caso di guasto di un'unità di conversione;
- volumi contenuti della cabina MT: un inverter di grosse potenze è piuttosto ingombrante;
- possibilità di posizionare gli apparecchi nei punti migliori;
- Riduzione delle tensioni in gioco nel circuito: da circa 580  $V_{cc}$  a vuoto a 230  $V_{ac}$ .
- l'eventuale guasto o mal funzionamento di un'unità è facilmente rintracciabile attraverso un sistema di gestione: tutti gli inverter sono connessi tra di loro garantendo la possibilità di estrapolare informazioni sulla produzione, sul corretto funzionamento e sullo stato delle stringhe ad esso collegate. Un unico inverter di grossa potenza, seppure realizzato con inverter modulari, durante la riparazione richiederebbe la disconnessione dalla rete.

Mentre gli svantaggi sono:

- presenza di correnti in AC nel circuito, che collega gruppo di conversione e la cabina, superiori rispetto a quelle che si avrebbero considerando le grandezze elettriche in forma continua; quindi si ha maggior dissipazione per effetto joule e cadute di tensione dovute alla presenza della reattanza induttiva;

Per quanto detto precedentemente, la scelta si è orientata sul modello SMA – Sunny Mini Central 10000 TL monofase che presenta le seguenti caratteristiche:

**potenza max d’ingresso:** 10.350 W

**tensione a vuoto max d’ingresso:** 700 Vcc

**tensione d’ingresso, campo MPP:** 333 ÷ 500 Vcc

**corrente max d’ingresso:** 31 A

**potenza nominale d’uscita :** 10.000 W

**tensione nominale d’uscita:** 230 V

**corrente nominale d’uscita:** 44 A

**grado di rendimento max:** 98%

**grado di rendimento europeo :** 97,5%

Naturalmente la tensione e la frequenza di sincronismo vengono fornite dai due trasformatori collegati alla rete MT.

### Campo fisso

Per l’impianto fisso il punto scelto per l’installazione degli inverter è all’estremità dei singoli settori. Due inverter ogni settore, uno per ogni campo il quale presenta una potenza pari a circa 9.45 kW; sono state quindi installate 50 unità.

Le tensioni a vuoto di ingresso all’apparecchio è quella calcolata in precedenza, ovvero 585.2 V, mentre quella a carico in STC è 474.6 V. La corrente massima è pari a 19.92 A, quindi per ogni settore si ha una potenza complessiva di 18.90 kWp e, supponendo che tutti gli inverter lavorino con  $\cos\varphi = 1$ , la corrente sul lato BT sarà:

$$I_{AC(\text{settore})} = \frac{\eta \cdot P_{\text{settore}}}{V_n \cdot \cos\varphi} = \frac{0.95 \cdot 18900}{230} = 78.07 \text{ A}$$

Si è scelto un rendimento leggermente inferiore a quello dichiarato del costruttore considerando perdite aggiuntive.

Mentre la corrente del singolo campo è:

$$I_{AC(\text{campo})} = \frac{\eta \cdot P_{\text{campo}}}{V_n \cdot \cos\varphi} = \frac{0.95 \cdot 9450}{230} = 39.03 \text{ A}$$

Il carico, da collegare al trasformatore in cabina, è stato ripartito tra le fasi nel seguente modo: 17 inverter sulla fase 1, 17 inverter sulla fase 2, mentre 16 inverter sono stati collegati alla fase 3.

La corrente complessiva che giungerà in cabina per fase sarà circa:

$$I_{\text{tot}(\text{fisso})} = N_{\text{inverter} \cdot \text{fase}} \cdot I_{AC(\text{inverter})} = 17 \cdot 39.03 = 663.6 \text{ A}$$

### Campo mobile

Per gli inseguitori, gli inverter sono stati installati sul palo di sostegno in ragione di un inverter ogni tre inseguitori. Considerando il fatto che gli inseguitori sono 51 sono stati installati 17 inverter.

La tensione a vuoto in ingresso all'apparecchio è di 592.2 V, mentre quella a carico in STC è di 480.2 V. La corrente, somma della corrente proveniente dai tre inseguitori, è 20.13 A, generando, per gruppo di inseguitori, una potenza di  $P_{gruppo} = 9.66 \text{ kW}$ .

Considerando  $\cos\varphi = 1$ , in uscita all'inverter (lato BT) si ha una corrente pari a:

$$I_{AC(gruppo)} = \frac{\eta \cdot P_{gruppo}}{V_n \cdot \cos\varphi} = \frac{0.95 \cdot 9660}{230} = 39.9 \text{ A}$$

quindi ripartizionando la corrente sulle tre fasi, gli inverter sono stati collegati nel seguente modo: 6 sulla fase 1, 6 sulla fase 2, 5 sulla fase 3.

In definitiva si ha una corrente per fase di circa:

$$I_{tot(mobile)} = N_{inverter \cdot fase} \cdot I_{AC(inverter)} = 6 \cdot 39.9 = 239.4 \text{ A}$$

## 7.4 Cabina elettrica

La cabina elettrica è stata costruita nella parte più alta dell'area in cui vi è l'impianto, un punto facilmente raggiungibile e che può rappresentare il baricentro elettrico del sistema.

Costruita in calcestruzzo con rivestimenti esterni in laminati di alluminio (frangisole), è parzialmente interrata e risulta ibrida, in quanto raggruppa le sezioni d'impianto destinate al transito della linea MT, alla consegna e misura.

Essa è divisa in quattro strutture:

- la prima, per realizzare l'arroccamento delle linee MT (20 kV) della rete - in cavo interrato, con scomparti dotati di IMS in SF6 motorizzati e telecomandabili;
- la seconda, per la misura lato MT dell'energia elettrica - immessa/prelevata dalla rete; in particolare il GDM integrerà l'energia attiva nei due quadranti con cadenza quart'oraria e sarà teleleggibile;
- la terza, per la trasformazione MT/bt (20/0,400-230 V) dell'energia - prodotta. Saranno installati due trasformatori Dzn a basse perdite, in olio, con taglie da kVA 250 per l'impianto di inseguitori, da kVA 630 per l'impianto fisso. Saranno protetti da una terna di fusibili API il primo, da interruttore asservito a protezioni amperometriche il secondo;
- la quarta, per i montanti bt.

La scelta dei trasformatori con avvolgimento secondario a zig-zag è dovuta a:

- i forti squilibri che si possono verificare all'interno del sistema: basta un'ombra prodotta da una nuvola su una parte del generatore per realizzare uno squilibrio;
- la presenza di armoniche generate dagli inverter: compensate dall'avvolgimento primario a triangolo (esse circolano al suo interno senza manifestarsi sulla linea) e dalla compensazione dei flussi nel secondario;
- un'impedenza alla sequenza zero praticamente nulla che dipende solo dalla resistenza degli avvolgimenti: quindi nessun discostamento del centro stella e garanzia di intervento delle protezioni.

I due trasformatori presentano le seguenti correnti nominali:

$$I_n(630 \text{ kVA}) = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} = \frac{630000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 909.32 \text{ A}$$

$$I_n(250 \text{ kVA}) = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_{2n}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 360 \text{ A}$$

perfettamente congrue con i calcoli effettuati nei paragrafi precedenti.

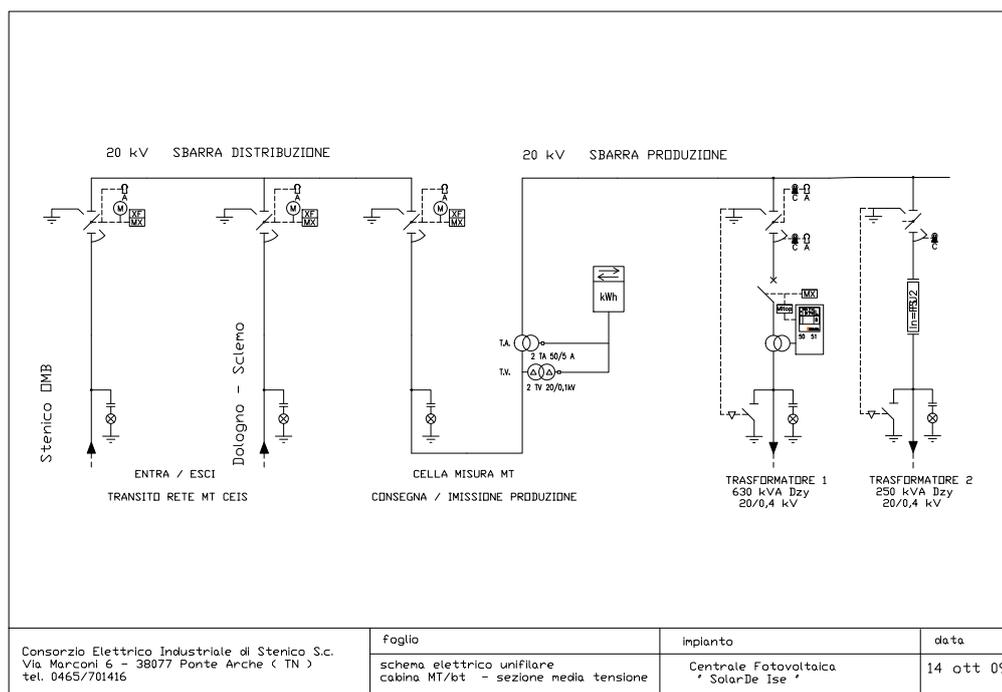


Figura 7.5: Schema elettrico cabina - Centrale “Sol de Ise”

#### 7.4.1 Apparecchiature di protezione, di interfaccia e di misura

Per quanto riguarda il generatore FV sono stati installati:

1. interruttori magnetotermici-differenziali lato c.a., a valle di ogni inverter, di calibro adeguato alle caratteristiche del generatore elementare;
2. interruttori magnetotermici su ogni linea bt di collegamento dei raggruppamenti di inverter alla cabina M/b, di calibro adeguato alle caratteristiche dei generatori connessi;
3. interruttori magnetotermici quali dispositivi generali sui montanti trasformatori. Tali interruttori sono impiegati per le protezioni d'interfaccia;
4. protezioni da sovratensioni: sono stati installati limitatori di sovratensione (DEHN mod. Dehn-guard) sia sul lato c.c. dell'impianto (a valle di ogni stringa), sia sul lato c.a. nei punti di connessione degli inverter alle linee bt.

La protezione d'interfaccia di massima e di minima frequenza, di massima e di minima tensione è stata affidata a due relè statici, rispondenti alle prescrizioni ENEL DK 5940: relè multifunzionale THYTRONIC SVF 5940. Alimentati lato secondari trasformatori, agiranno sugli interruttori di cui al precedente punto 3.

Il territorio ove sono situate le installazioni si presenta come una zona a bassa attività sismica. Quindi non è stata prevista l'installazione di impianti LPS.

Le misure dell'energia elettrica sono così realizzate:

- GDM (Gruppo Di Misura) per la misura dell'energia elettrica prodotta ed incentivata. - Posizionati sui montanti secondari dei trasformatori, sono di tipo elettronico con integrazioni quart'orarie nei quattro quadranti e certificati ai fini UTF;
- GDM per la misura dell'energia elettrica immessa/prelevata nella/dalla - rete a media tensione. Anch'esso è di tipo elettronico, leggibile con integrazioni quart'orarie nei quattro quadranti.

## 7.4.2 Collegamenti elettrici e Impianto di terra

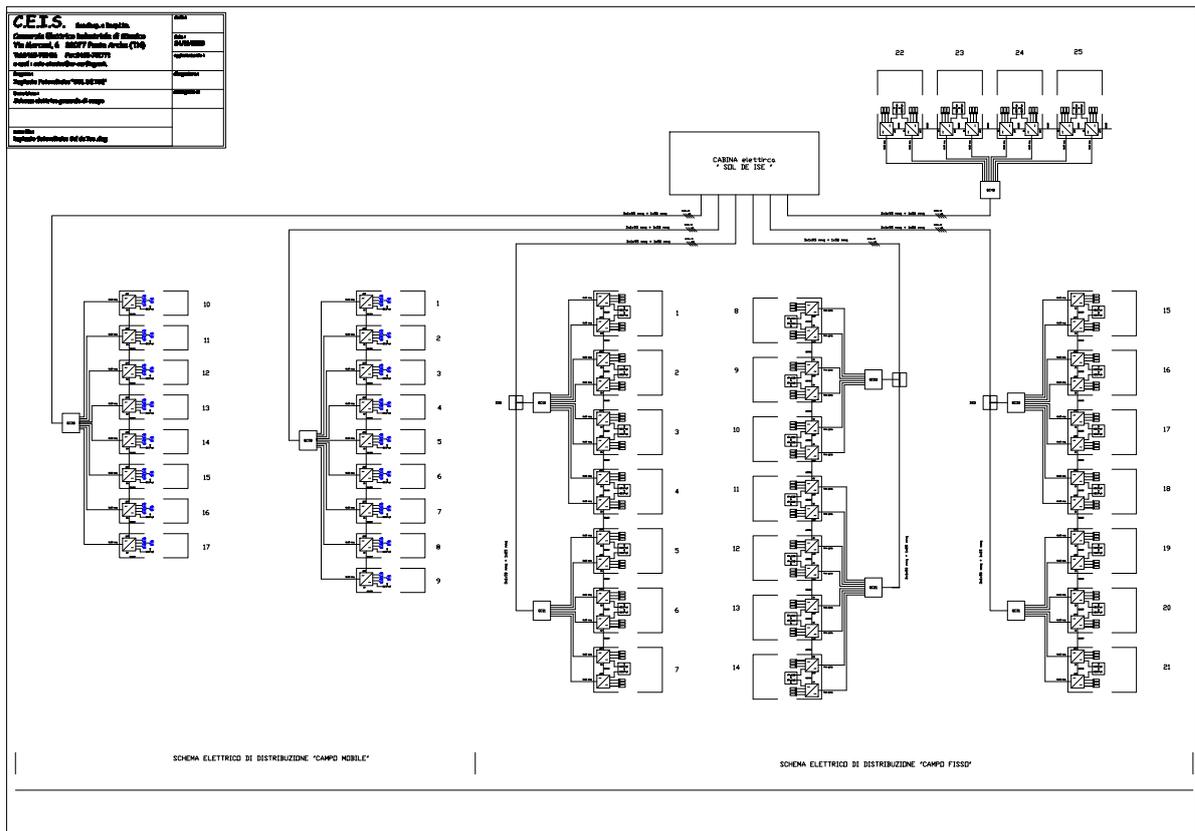


Figura 7.6: Schema elettrico generale - Centrale "Sol de Ise"

1. Collegamento campi FV - Inverter: sono stati utilizzati cavi del tipo LSZH 0,6/1 kV di sezione non inferiore a 6 mmq nei colori rosso (polarità positiva) e nero (polarità negativa);
2. Collegamento Inverter - cabina MT: sono stati realizzati con cavi FG7OR 0,6/1 kV o FG7R 0,6/1 kV di sezione calcolata in modo tale che la c.d.t. sia limitata all'1.5% della  $V_n$ ;
3. il cablaggio dei quadri è stato realizzato con cavi FG7 di appropriate sezioni;
4. le varie parti metalliche (strutture di sostegno, contenitori metallici delle apparecchiature) sono state collegate con conduttori di terra di protezione di colore giallo-verde e di idonea sezione all'impianto di terra dell'intera area della centrale, cabina elettrica compresa.

Anche il conduttore di terra di funzionamento dei limitatori di sovratensione (sezione minima non inferiore a 6 mmq) è di colore giallo-verde, connesso all'impianto di terra della centrale, il più vicino possibile agli spandenti di terra. I cavi sono a norma CEI 20-13, CEI 20-22II e CEI 20-37, marchiatura I.M.Q., e colorazione delle anime secondo norme UNEL.

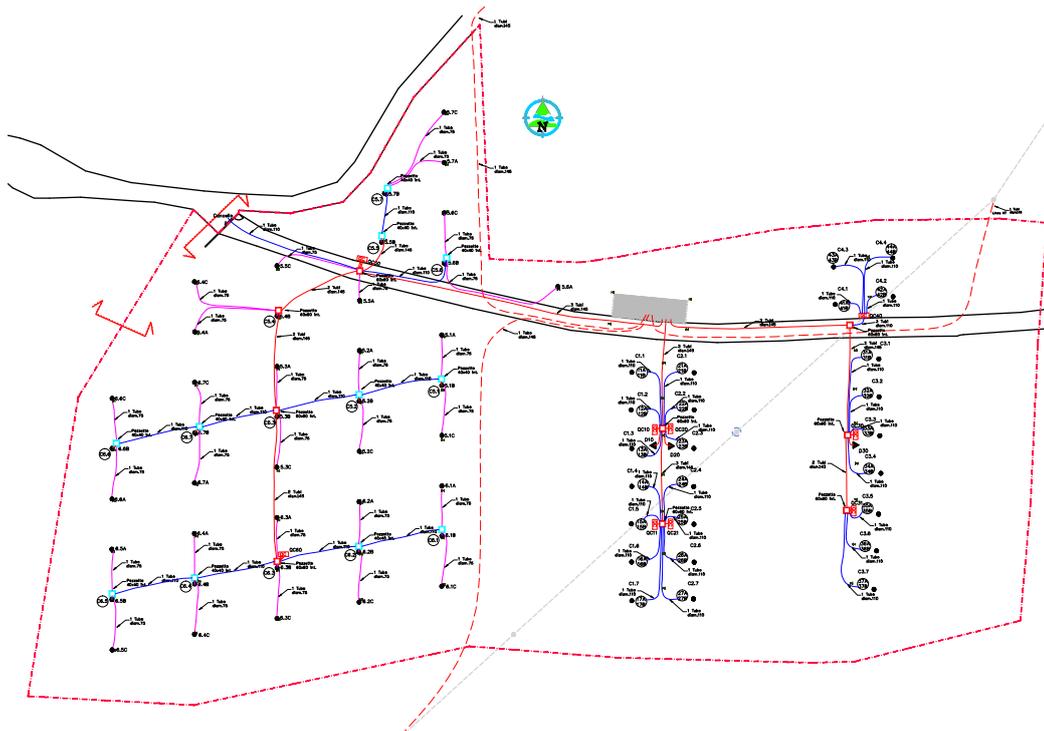


Figura 7.7: Cavidotti - Centrale “Sol de Ise”

## 7.5 Criteri di protezione da contatti diretti e indiretti

La protezione contro i *contatti diretti* sarà attuata mediante diverso isolamento delle parti attive: linee in cavo a doppio isolamento se posate senza ulteriori accessori, a semplice isolamento se posate in tubi o canaline in materiale isolante.

Il sistema di distribuzione del neutro è del tipo TT; la protezione dai contatti indiretti è affidata al corretto coordinamento dell'impianto di terra con gli interruttori differenziali.

## 7.6 Sistema UPS

Una parte della cabina elettrica è stata adibita al contenimento del sistema UPS. Infatti, qualora venisse a mancare l'alimentazione alla centrale a causa di un guasto o un disservizio, vi deve essere la possibilità di poter orientare gli inseguitori nella posizione di sicurezza e l'energia necessaria a tale scopo deve essere fornita da un sistema esterno, appunto un gruppo di continuità. Si ricorda che il sistema di inseguimento assorbe una potenza max di 25 W, per un totale di  $P_{ins} = 25 \cdot 51 = 1275 W$ .

Il sistema UPS deve alimentare anche il *sistema di richiusura*, necessario per ricollegare la centrale alla rete dopo il disservizio o il guasto. Quando viene a mancare la tensione sulla rete MT, il relè THYTRONIC SVF 5940 secondo la norma DK5940 deve aprire il circuito in modo da separare gli inverter dal resto della rete per evitare che vi siano alimentazioni accidentali della linea<sup>1</sup>.

Infatti il relè agisce sulla bobina di minima tensione dei due interruttori provocandone l'apertura. Al ritorno della tensione, l'interruttore viene armato ed entra in funzione un temporizzatore che attende un tempo determinato prima di inviare il comando di chiusura degli interruttori. Il tempo di attesa è necessario per garantire il corretto riarmamento degli interruttori e per verificare che la tensione sia costante e che non vi siano perturbazioni.

<sup>1</sup>È da notare che ogni inverter è comunque corredato di un sistema che risponde alla normativa DK5940

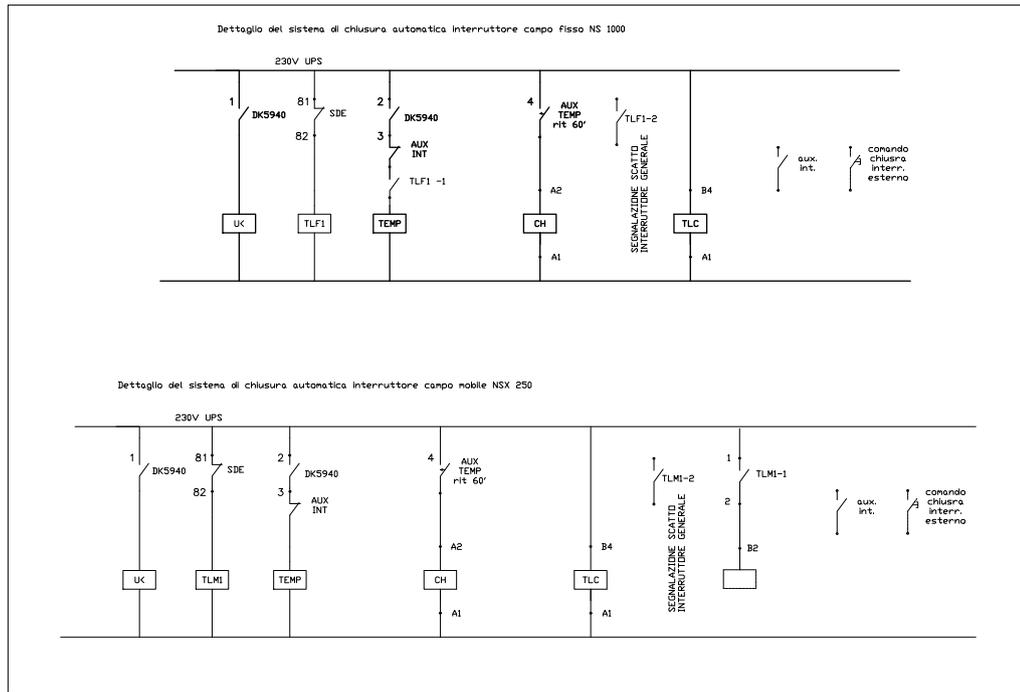


Figura 7.8: Dettaglio del sistema di richiusura - Centrale “Sol de Ise”

L’UPS alimenta i carichi come in figura 7.9, i quali sono opportunamente protetti.

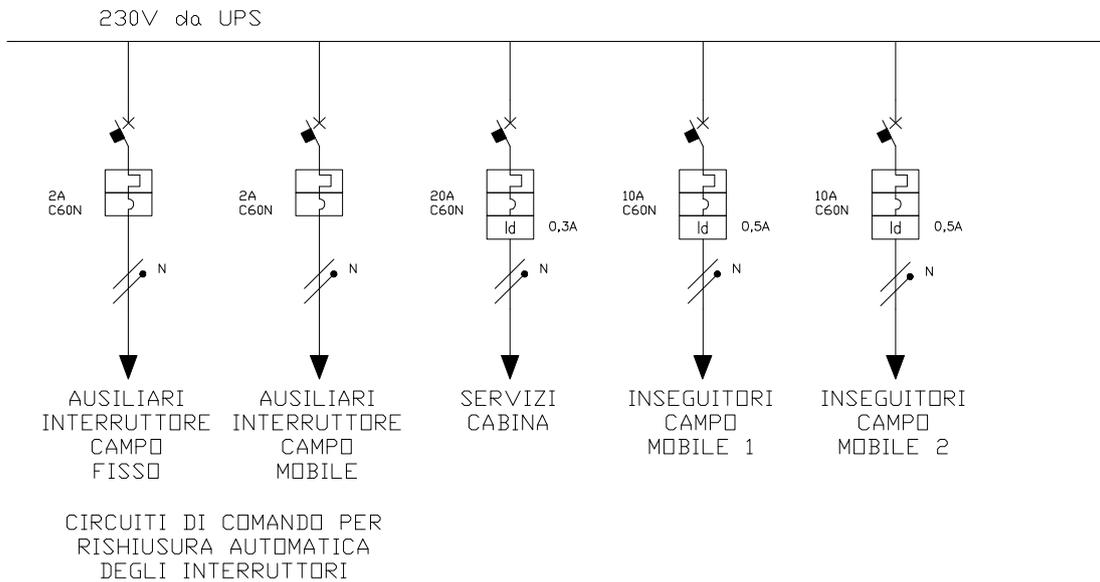


Figura 7.9: Alimentazione da UPS - Centrale “Sol de Ise”

## 7.7 Produzione annua attesa

### Campo fisso

In base alle norme UNI 8477-1 E UNI 10349, l’irraggiamento annuale medio calcolato su moduli ed inclinati rispetto all’orizzontale di 30°, con un fattore di albedo correlato allo specifico ambiente risulta essere pari a 1555 kWh/m2 .

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura con spettro fuori dall’atmosfera) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{modulo} \cdot N_{moduli} = 0,225 \cdot 2100 = 472,5 kWp$$

Considerando un’efficienza del B.O.S. (Balance of system) dell’82% che tiene conto delle perdite dovute a diversi fattori quali: maggiori temperature, superfici dei moduli polverose, differenze di rendimento tra i moduli, perdite dovute al sistema di conversione la potenza sul lato c.a. , l’energia producibile su base annua è data da:

$$E \left( \frac{kWh}{anno} \right) = I \cdot A \cdot k_{ombre} \cdot \eta_{moduli} \cdot k_{BOS}$$

dove

I è l’irraggiamento medio annuo espresso in  $kWh/(m^2 \cdot anno)$ , ovvero al quantità di energia termica percepita da una superficie di 1  $m^2$  inclinata dell’angolo  $\beta$  nell’arco di un anno e che è pari a 1555  $kWh/(m^2 \cdot anno)$ .

A è la superficie del modulo fotovoltaico, ovvero 2911  $m^2$ .

$k_{ombre}$  è un coefficiente riduttivo che tiene conto delle possibili ombre che vanno a formarsi sul generatore, dal profilo clinometrico è stato calcolato  $k_{ombre} = 0.92$ .

$\eta_{moduli}$  è l’efficienza del modulo o della cella, pari al 16.2%.

$k_{BOS}$  Balance Of System: ovvero il rendimento del sistema. Tale coefficiente riduttivo tiene conto delle perdite del sistema (conduttori, inverter, apparecchiature), supponibile pari all’82%.

quindi:

$$E = (1555 \cdot 2911 \cdot 0,92 \cdot 0,162 \cdot 0,82) = 553.000 \frac{kWh}{anno}$$

### campo mobile

In questo caso, i pannelli saranno, per tutto il periodo di insolazione, perpendicolari ai raggi solari; quindi con angolo di incidenza pari a 90°. L’energia raccolta dalla superficie dei pannelli è superiore rispetto a quelli ad orientazione fissa. Infatti l’irraggiamento medio annuo raggiunge il valore:

$$I = 1874 \frac{kWh}{anno}$$

Quindi la produzione media annua attesa è:

$$E \left( \frac{kWh}{anno} \right) = I \cdot A \cdot k_{ombre} \cdot \eta_{moduli} \cdot k_{BOS}$$

dove

I è l’irraggiamento medio annuo espresso in  $kWh/(m^2 \cdot anno)$ , ovvero al quantità di energia termica percepita da una superficie di 1  $m^2$  in questo caso sempre ortogonale ai raggi solari e che è pari a 1874  $kWh/(m^2 \cdot anno)$  .

A è la superficie del modulo fotovoltaico, ovvero 989  $m^2$ .

$k_{ombre}$  è un coefficiente riduttivo che tiene conto delle possibili ombre che vanno a formarsi sul generatore, pari a 0.98.

$\eta_{moduli}$  è l’efficienza del modulo o della cella, ovvero 16.6%

$k_{BOS}$  Balance Of System: ovvero il rendimento del sistema. Tale coefficiente riduttivo tiene conto delle perdite del sistema (conduttori, inverter, apparecchiature), supponibile pari a 82%.

in definitiva

$$E = 1874 \cdot 989 \cdot 0,98 \cdot 0,166 \cdot 0,82 = 247.000 \frac{kWh}{anno}$$

QUINDI LA PRODUZIONE TOTALE ANNUA ATTESA È 800  $\frac{MWh}{anno}$



## Capitolo 8

# Applicazioni e Sviluppi dei sistemi FV

Le applicazioni degli impianti fotovoltaici sono molteplici e in continua evoluzione, alcuni utilizzi tipici possono essere:

- *Elettrificazione di edifici isolati*: fornire energia elettrica e illuminare alle costruzioni isolate anche con l'ausilio sistemi di accumulo.
- *Pompaggio acqua e sistemi per il suo trattamento*: pompaggio di acqua per soddisfare le esigenze umane (bere, lavarsi) e agricole (irrigazione). Prosciugamento e drenaggio di aree. Produzione di ghiaccio. Sistemi di desalinizzazione e purificazione dell'acqua. Pompaggio e circolazione dell'acqua nelle piscicoltura.
- *Sistemi sanitari*: alimentazioni di ospedali da campo. Refrigerazione per trasporto vaccini e medicinali. Sistemi di sterilizzazione. Contenitori di refrigerazione per sacche di sangue.
- *Comunicazioni*: Ripetitori radio. Ricevitori radio o televisivi. Stazioni meteorologiche remote. Cabine telefoniche isolate. Sistemi di acquisizione e trasmissione dati. Telefoni di emergenza.
- *Agricoltura*: Pompaggio e stoccaggio dell'acqua. Irrigazione.
- *Impianti collegati in rete*: Centrali fotovoltaiche.
- *Sistemi di trasporto e segnalazione*: Segnaletica luminosa. Segnalazione attraversamenti ferroviari. Boe per la navigazione. Segnalatori acustici nella nebbia. Segnalazione di piste di atterraggio. Marcatori di strada.
- *Sistemi di sicurezza*: Luci d'emergenza. Allarmi.
- *Sistemi di protezione contro la corrosione*: Protezione gasdotti, di ponti e strutture in ferro.
- *Applicazioni varie*:
  - sistemi di ventilazione;
  - elettrificazione di veicoli e mezzi (camper, barche);
  - calcolatrici;
  - sistemi di ricarica accumulatori;
  - rilevamento terremoti;
  - sistemi di areazione in laghi stagnanti.
- *Sistemi FV su satelliti*: Telecomunicazioni. Osservazioni terrestri dallo spazio. Missioni scientifiche. Stazioni spaziali.

## 8.1 Boulding Integrated Photovoltaic BIPV

Le tecnologie fotovoltaiche moderne trasformano gli edifici da utilizzatori a produttori dell'energia di qualità più elevata: l'elettricità.

Dal vecchio concetto di installazione fotovoltaica, la tecnologia edile e quella fotovoltaica si fondono per dar vita a sistemi fotovoltaici integrati negli edifici (in inglese Building Integrated PhotoVoltaics, BIPV), ovvero l'integrazione architettonica, strutturale ed estetica della funzionalità fotovoltaica negli edifici di ogni giorno: case, scuole, ospedali, uffici e industrie.

Un impianto fotovoltaico si dice integrato quando i moduli hanno la stessa funzionalità della superficie, cioè costituiscono essi stessi la superficie esposta al sole. Secondo questo nuovo approccio, i moduli fotovoltaici divengono autentici elementi isostrutturali alla costruzione, utilizzati per costruire gli esterni degli edifici, come i tetti, le facciate, le finestre e i lucernari, fornendo – oltre alla generazione di elettricità – diversi servizi, come la protezione climatica e la valorizzazione estetica. Da corpo estraneo aggiunto all'edificio, quindi, l'impianto fotovoltaico diventa elegante elemento dell'involucro, che nelle caldi estati produce energia elettrica per il raffrescamento e allo stesso tempo ombreggia riducendo gli apporti di calore.

Ciò che va detto fin da subito è che la tecnologia BIPV è, infatti, una tecnologia multifunzionale utilizzata per svariati fini, tra cui:

- l'isolamento termico;
- la protezione climatica;
- l'isolamento acustico;
- la modulazione della luce naturale;
- il miglioramento della resistenza strutturale;
- la generazione di elettricità (PV).

Tutto ciò è stato reso possibile dal rapido progresso occorso nell'ultimo decennio nel campo della scienza e della tecnologia PV: la relativa industria si è, infatti, evoluta dalla produzione di pesanti e ineleganti pannelli solari rigidi in silicio cristallino prodotti con tecnologie convenzionali alla manifattura di una molteplicità di nuovi moduli solari – rigidi o flessibili, opachi o semitrasparenti, scuri o colorati – che nell'insieme forniscono ai progettisti un nuovo elemento estremamente versatile e senza precedenti con cui espandere l'architettura tradizionale e trasformare gli edifici in costruzioni che generano energia e la consumano con intelligenza.

In questo senso, va enfatizzato fin da subito che affinché l'integrazione del PV si realizzi con successo nell'industria dell'edilizia, è necessaria la simbiosi di aspetti funzionali, estetici e finanziari. Infatti, solo quando questo approccio simbiotico sarà realizzato compiutamente e il costo dei moduli PV si abbasserà, l'enorme potenziale del BIPV potrà realizzarsi rapidamente. Basti pensare che anche solo ad un'efficienza fotovoltaica relativamente bassa (5%) i 23 miliardi di m<sup>2</sup> di tetti e facciate adatti all'integrazione fotovoltaica in 14 paesi sviluppati eccede i 1000 GWp, ovvero la potenza di mille centrali nucleari.

Inoltre, andrebbe sempre tenuta presente la semplice distribuzione mondiale dei consumi energetici, da cui si possono trarre le seguenti stime:

- edifici: 50%;
- industria: 25%;
- trasporti: 25%.

Considerando, quindi, il fatto che le facciate degli edifici hanno la maggiore influenza nel consumo energetico, appare ovvio che l'integrazione del fotovoltaico nelle facciate avrà un enorme impatto su tali consumi.

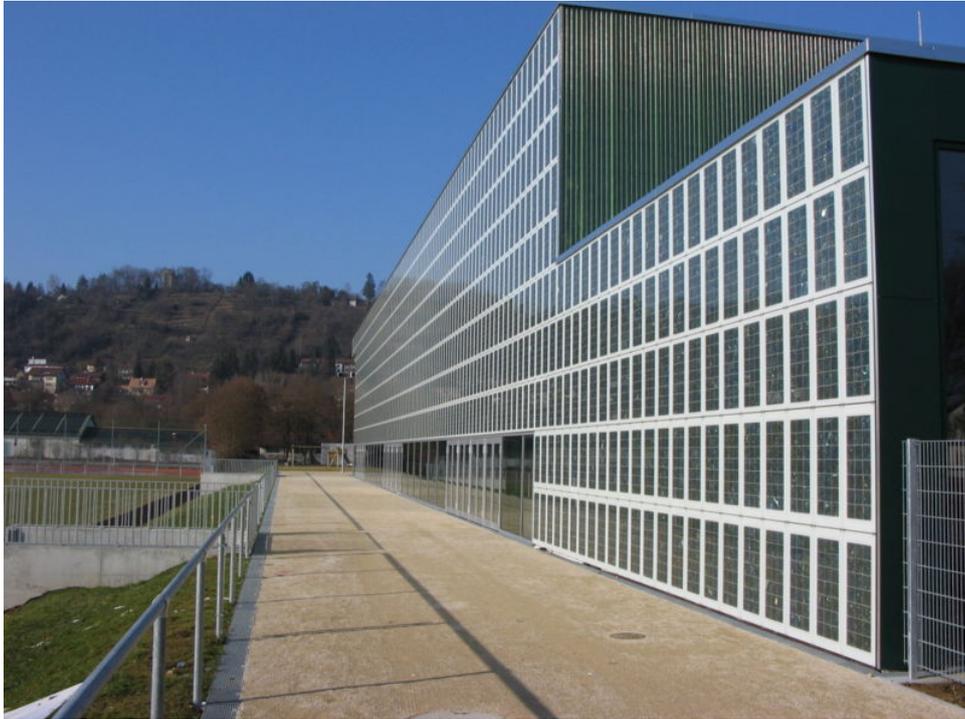


Figura 8.1: BIPV: Bouilding integrated photovoltaics

### Celle fotovoltaiche trasparenti

Celle fotovoltaiche trasparenti potrebbero essere usate come finestre sia per la copertura delle facciate degli edifici sia per la produzione di energia per soddisfare il fabbisogno degli abitanti.

Fino ad ora uno dei principali problemi dello sfruttamento dell'energia solare riguardava gli spazi necessari per installare i pannelli, ma grazie alle celle solari trasparenti le superfici adibite alla produzione di energia potrebbero aumentare notevolmente.

Attualmente la realizzazione di tale dispositivo è molto costosa, ma nel futuro le cose cambieranno, infatti, i ricercatori del Fraunhofer Institute stanno unendo tutte le loro competenze con l'obiettivo di rendere questa tecnologia maggiormente accessibile.

I ricercatori stanno concentrando i loro sforzi in due direzioni:

1. La prima coinvolge direttamente la stampa delle strutture, infatti, fino ad ora i rivestimenti sono stati strutturati attraverso costosi processi litografici, ma esiste una particolare tecnica, chiamata processo sol-gel, mediante la quale i rivestimenti possono essere semplicemente applicati attraverso la stampa. I ricercatori hanno già prodotto dei prototipi dimostrativi, oltre ad essere semplici da costruire, i rivestimenti stampati hanno ulteriori punti di forza: sono meno costosi rispetto alle tecniche tradizionali e il nuovo processo produttivo risulta essere molto più veloce.
2. La seconda riguarda lo sviluppo di nuovi tipi di rivestimenti che possano condurre l'elettricità in modo diverso rispetto ai rivestimenti tradizionali. Comunemente i rivestimenti trasparenti sfruttano gli n-conduttori, in cui la conduzione dell'elettricità avviene per mezzo degli elettroni. I ricercatori stanno sviluppando rivestimenti trasparenti fatti con materiali p-conduttori in cui dei buchi tra gli elettroni permettono all'energia di scorrere.

## 8.2 Sviluppi tecnologici

Le ricerche tecnologiche rivolte alla conversione fotovoltaica hanno fatto passi da gigante negli ultimi anni e tuttora stanno proseguendo a pieno ritmo.

Vi sono state delle scoperte e degli sviluppi che potrebbero rivoluzionare il mondo delle tecnologie fotovoltaiche.

### 8.2.1 Celle organiche

Il campo delle celle solari organiche comprende tutti quei dispositivi la cui parte fotoattiva è basata sui composti organici del carbonio. La struttura base di una cella organica è semplice: essa è detta "a sandwich" ed è composta da un substrato, generalmente vetro ma anche plastica flessibile, e da una o più sottilissime pellicole, che contengono i materiali fotoattivi, frapposte tra due elettrodi conduttivi.

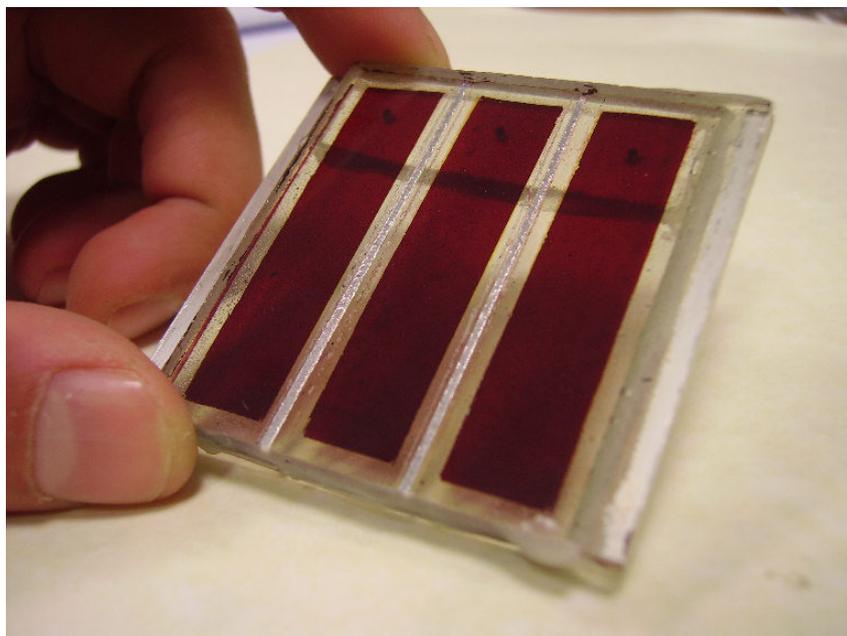


Figura 8.2: Celle organiche - DSSC Cell Dye sensitized solar cell (DSC) module

Le celle organiche più efficienti, ispirandosi al processo di fotosintesi clorofilliana, utilizzano una miscela di materiali in cui un pigmento assorbe la radiazione solare e gli altri componenti estraggono la carica per produrre elettricità. La gamma di pigmenti che possono essere impiegati include quelli a base vegetale, come le *antocianine* derivate dai frutti di bosco, i *polimeri* e le *molecole sintetizzate* in modo da massimizzare l'assorbimento dello spettro solare.

La gamma di celle solari organiche è ampia e si trova in diversi stadi di ricerca e di maturazione tecnologica e comprende, in sintesi, le *celle "dye sensitized"* (la cui parte fotoelettricamente attiva è costituita da un pigmento, da ossido di titanio e da un elettrolita), *organiche* (la cui parte attiva è totalmente organica o polimerica), *ibride organico/inorganico* e *ibride biologico*.

In queste ultime, allo scopo di permettere l'utilizzazione di materiali biologici in dispositivi optoelettronici pratici, la ricerca punta a stabilizzare tali materiali, attraverso per esempio particolari surfactanti, e anche ad aumentare l'efficienza d'assorbimento della cella stessa (oggi le efficienze si avvicinano all'1%). Questo tipo di cella è particolarmente interessante per la bio-compatibilità del materiale fotoattivo (la gamma utilizzabile va dalle antocianine fino a veri e propri complessi proteici fotosintetici estratti, per esempio, dalle foglie di spinaci) e per applicazioni dove questo aspetto è vantaggioso e desiderabile.

Infatti un'altra componente importante che viene utilizzata frequentemente nella cella solare, per estrarre la carica generata nel pigmento dopo l'assorbimento della luce, è una pasta di **ossido di titanio**: un ingrediente comune e certamente eco-compatibile che si trova in innumerevoli prodotti, come dentifrici, vernici idrosolubili per interni e creme solari. L'ambizione della ricerca in questo tipo di cella è difatti proprio quella di sviluppare una cella solare all'insegna della bio-eco-compatibilità.

Le celle dye sensitized attualmente più vicine ad una maturazione tecnologica, e quindi ad uno sfruttamento commerciale per applicazione su larghe aree, sono quelle in cui il pigmento è stato sintetizzato attraverso i processi della chimica organica, anche dopo complessi studi di simulazione teorica, con lo scopo di aumentarne il più possibile la fotostabilità e l'assorbimento totale dello spettro solare. Efficienze massime del 10%-12% e tempi di vita di vari anni, valori comunque in costante aumento, sono stati misurati in laboratorio per questo tipo di cella.

Le celle fotovoltaiche invece completamente polimeriche sono recentemente arrivate al 4%-5% di efficienza massima. Per aumentarne ancora l'efficienza e specialmente il tempo di vita, rendendole quindi

appetibili per applicazioni in cui la durata è importante, sono in atto grossi sforzi di ricerca e sviluppo, comprese nuove tecniche raffinate di incapsulamento del dispositivo e strategie quali l'introduzione di *nano-cristalli inorganici* nella matrice polimerica. Questo tipo di cella è molto interessante in quanto le tecniche di fabbricazione sono le più semplici da attuare e quindi con costi di produzione ancor più ridotti. Infatti, il grosso vantaggio dei materiali fotovoltaici organici o ibridi in generale risiede nel fatto che questi possono essere *depositati*, su larghe aree e a costi molto ridotti, in soluzione liquida come veri e propri inchiostri o paste. È possibile quindi usare metodi tipici dell'industria della stampa e applicarli nel campo del solare organico, eliminando così gli alti costi di materiale e di processo tipici dell'industria a semiconduttore in cui la purezza e le alte temperature richieste per la liquefazione, cristallizzazione e drogaggio del silicio provocano dispendio energetico ed economico e causano inoltre scarichi nocivi per l'ambiente. I materiali organici o ibridi, invece, una volta depositati assumono la forma di vere e proprie pellicole, che sono da qualche decina di volte fino ad oltre mille volte più sottili dei wafer in silicio. I materiali sono anche compatibili con film o rotoli di plastica e depositabili su substrati trasparenti flessibili con sensibili vantaggi nei costi, trasporto, risparmio di materiale e facilità d'installazione.

Il programma tecnico d'innovazione nella costruzione del pannello è quello quindi di utilizzare, alcune tecniche a scansione a basso costo, quale per esempio l'ink jet printing (i.e. stampa a getto di inchiostro) e lo screen printing (tecnica simile alla serigrafia).

Nella costruzione delle celle verranno anche utilizzati nuovi contatti multistrato per aumentare la tensione e l'efficienza della cella.

I nuovi materiali e le nuove tecniche di fabbricazione previste presentano vantaggi notevoli. Innanzitutto sono processi additivi: cioè, solo il materiale che serve viene depositato, con risparmi in materiale di oltre il 90% rispetto ai metodi ordinari, riducendo così ulteriormente l'impatto ambientale. Inoltre, questi inchiostri sono sia utilizzabili su substrati di vetro rigidi, sia compatibili con metodi di produzione a nastro o a rullo, con ulteriore abbassamento di costi. Infine, i processi di fabbricazione da impiegare sono facilmente estensibili alla produzione di pannelli su larghe aree e su substrati flessibili o film di plastica.

In futuro, attraverso anche lo sviluppo di tecniche di incapsulamento efficaci per substrati flessibili, ciò può aprire una vasta serie di nuove possibilità di integrazione, di applicazioni e di mercati.

### 8.2.2 Celle a nanotubi di carbonio

Le celle solari a nanotubi di carbonio possono ottimizzare l'efficienza dell'assorbimento di energia luminosa raccogliendone il doppio rispetto a quanto possibile con le tecnologie attualmente in uso. L'efficacia della conversione della luce in elettricità riduce la dispersione dell'energia sotto forma di calore.

I ricercatori della Cornwell University hanno sviluppato una cella fotovoltaica costituita da un singolo nanotubo di carbonio che può sfruttare con maggiore efficienza l'energia luminosa rispetto ai sistemi fotovoltaici attuali.

Le celle tubolari sono costituite da nanotubi di carbonio connessi a numerosi elettrodi e agiscono come una cella fotovoltaica superefficiente.

Il team di ricercatori, guidati da Paul McEuen, professore di fisica presso la Cornwell University, ha iniziato le ricerche inserendo un singolo nanotubo in un circuito fornendogli tre contatti elettrici chiamati gates, uno ad ogni estremità e uno sotto. Attraverso i gates viene data elettricità al nanotubo che viene poi illuminato. Quando un fotone incontra il nanotubo, trasferisce parte della sua energia ad un elettrone che fluisce attraverso il circuito fuori dal nanotubo.

Questo processo a "un fotone - un elettrone" è ciò che normalmente accade in una cella solare, se il fotone è molto ricco di energia si verifica una perdita dell'energia extra sotto forma di calore.

Nella cella a nanotubo, invece, l'energia in più viene usata per incamerare un secondo elettrone nel circuito. In questo modo si ottiene una maggiore efficienza e una minore dispersione di calore.

Il principale fattore limitante in una cella solare è dato dal fatto che nel momento in cui viene assorbito un fotone ad alta energia, parte di questa energia viene dispersa sotto forma di calore e non c'è modo di recuperarla.

Questa perdita di energia sotto forma di calore limita di circa il 33% l'efficienza delle celle solari. Si rende pertanto necessario mettere a punto un materiale che consenta l'ottimizzazione dell'efficienza nel convertire l'energia luminosa in energia utile alle necessità umane.

Lo studio e la realizzazione delle celle solari a nanotubi di carbonio è molto importante perché getta le basi per la creazione di celle solari di nuova generazione, inoltre il team di ricercatori è riuscito a realizzare il dispositivo più piccolo al mondo per catturare e trasformare in modo efficiente l'energia luminosa. Il problema ora è nel realizzare celle a scala macroscopica per ottenere dei vantaggi dalla superefficienza fornita dai nanotubi.

Se da una parte i ricercatori stanno sviluppando metodi per cercare di aumentare la dimensione delle celle solari a nanotubi di carbonio, dall'altra appare chiaro che questa nuova tecnologia apre le porte a ulteriori studi sulle proprietà dei materiali con lo scopo di individuare il supporto più idoneo per catturare e convertire l'energia luminosa.

Non è chiaro perché le celle solari a nanotubi permettano la conversione "un fotone - due elettroni". Probabilmente il motivo risiede nel fatto che i nanotubi hanno numerosi livelli di energia e uno dei livelli energetici è il doppio dell'altro, mentre i materiali solari tradizionali hanno un solo livello di energia per lo spostamento degli elettroni.

I principali obiettivi che ora si pongono i ricercatori sono: realizzare celle solari di buone dimensioni con numerosi nanotubi, studiare nuovi materiali e nuovi metodi per ottenere lo stesso tipo di livelli energetici offerti dai nanotubi di carbonio allo scopo di costruire celle solari di due materiali diversi che si comportino come le celle solari a singolo nanotubo.

### 8.2.3 Concentratori solari per la produzione di energia elettrica e termica

Il componente alla base delle tecnologie e dei sistemi solari a concentrazione è un "collettore concentratore", vale a dire un dispositivo in grado di raccogliere e convogliare la radiazione solare verso un ricevitore. Il ricevitore può essere di tipo *termico*, *fotovoltaico* o *termofotovoltaico*. In relazione alla geometria e alla disposizione del concentratore rispetto al ricevitore si hanno i concentratori parabolici lineari, a torre con ricevitore centrale e i concentratori parabolici puntuali o a disco, oppure possono essere a lenti di Fresnel, a microprismi o a specchi parabolici.

La radiazione solare può essere, attraverso fasi successive, intensificata fino e oltre a 10.000 soli anche in sistemi molto compatti.

I sistemi fotovoltaici a concentrazione sono stati oggetto di interesse sin dalle prime applicazioni terrestri del FV per la possibilità che essi offrono di ridurre la superficie di celle necessaria sostituendola con una superficie di raccolta dell'energia del sole composta da specchi, in genere meno costosi.

Le celle fotovoltaiche a concentrazione in silicio oggi disponibili sono progettate per operare fino ed oltre 500 soli ed hanno efficienze che superano anche il 26%. La radiazione concentrata può inoltre essere filtrata rimuovendone una parte della componente termica con incrementi di efficienza dell'ordine del 30%.

In sostanza il concentratore fotovoltaico permette di concentrare la luce solare in una cella che ha dimensioni ridotte e quindi permette:

1. un contenimento del costo dei semiconduttori, i quali sono una delle maggiori componenti di costo di un sistema fv;
2. l'utilizzo di semiconduttori a maggiore efficienza;
3. produzione di energia termica, dovuta al fatto che la cella deve essere raffreddata pena la sua distruzione.

Un'unità di base tipica del concentratore FV consiste in un sistema ottico che mette a fuoco la luce, un complesso di celle FV, un concentratore secondario per riflettere i raggi luminosi eccentrici sulla cella, un sistema per dissipare il calore eccedente dovuto alla concentrazione, i vari contatti e sistemi di fissaggio dei componenti.

Una ditta trentina, la El.Ma dell'ingegner Massimo Lunari, sta sperimentando dei concentratori solari di tipo parabolico, atti a soddisfare il fabbisogno energetico di una famiglia.

Il sistema a concentrazione parabolico a disco orientabile è composto da un paraboloide in alluminio rivestito internamente di un film polimerico caratterizzato da riflettività prossima all'unità.

In corrispondenza del fuoco è installato il ricevitore, di geometria circolare, costituito da una matrice di celle fotovoltaiche ad alta efficienza, dal substrato e dal sistema di dissipazione termica.

Le celle fotovoltaiche sono installate su un sistema di dissipazione termica costituito da un substrato di materiale ceramico caratterizzato da elevata conduttività termica e conducibilità elettrica pressoché nulla.

Lo scambiatore attivo, mediante il ricircolo di un fluido, assicura il recupero di calore proveniente dal raffreddamento delle celle fotovoltaiche.

Il sistema cogenerativo si pone come obiettivo la produzione di una potenza elettrica pari a circa  $0.5 \text{ kW}_{el}$  ed una potenza termica pari a circa  $1.5 \text{ kW}_{th}$ .

L'impianto dispone di un sistema di inseguimento solare automatico a due assi indipendenti (azimut ed elevazione) finalizzato all'orientamento automatico delle parabole in modo tale da ricevere la radiazione solare sempre con il miglior angolo di incidenza possibile.



Figura 8.3: concentratore solare cogenerativo



## Parte II

# Qualità del servizio



## Capitolo 9

# Qualità del servizio e Qualità della tensione

Durante il tirocinio, avrei dovuto effettuare delle misure dei parametri elettrici e misure di qualità del servizio sui componenti della centrale FV che, purtroppo, era in fase di realizzazione e quindi non vi è stata la possibilità. Ho comunque effettuato uno studio sulla qualità del servizio aiutano l'azienda a redarre un registro interruzioni, obbligatorio per legge.

Ciò ha comportato lo studio del testo integrato emanato dall'Autorità dell'energia elettrica e del gas (ovvero TESTO INTEGRATO DELLA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE, MISURA E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA Periodo di regolazione 2008-2011) con lo scopo di estrarre le informazioni utili all'interpretazione della norma e l'organizzazione del registro delle interruzioni.

La qualità del servizio può essere definita come l'insieme di limiti e di eventi da evitare affinché il sistema elettrico funzioni con continuità e nel modo più corretto possibile.

Essa indica il corretto funzionamento dei carichi quando si verificano perturbazioni dei valori dei parametri elettrici. Se tali parametri non sono rispettati, le macchine possono presentare malfunzionamenti o interrompere il proprio lavoro.

Il crescente impiego di sistemi di automazione e di apparecchiature basate sulla elettronica di potenza (impianti fotovoltaici) per la gestione ed il controllo di processi energetici e produttivi presenti nei diversi settori dell'industria, aumenta continuamente il numero degli utenti sensibili alle deviazioni dei parametri dell'alimentazione elettrica dagli standard ideali.

Tali deviazioni, comunemente definite "disturbi" della Power Quality, comprendono eventi transitori e stazionari molto diffusi quali: *interruzioni brevi e lunghe, micro-interruzioni, buchi di tensione, armoniche di corrente e di tensione, fluttuazioni di tensione, sovratensioni e sovracorrenti impulsive*.

Gli effetti di tali disturbi possono condizionare anche significativamente il corretto funzionamento dei componenti d'impianto: nei settori d'utenza industriale e del terziario avanzato, per esempio, tali disturbi possono dare origine a fastidiosi, oltretutto costosi, disservizi dell'attività produttiva che rendono necessario il ricorso da parte dell'utente a strumenti di riduzione o compensazione dei disturbi (UPS, generatori ausiliari, filtri, scaricatori, ecc).

Il settore della PQ è sostanzialmente più applicativo di altri settori tecnico-scientifici dell'ingegneria elettrotecnica ed è cresciuto in una sola direzione ovvero applicando una "solution oriented", imposta dai produttori e dai casi specifici che si verificano. In realtà, le metodologie necessarie alla messa a punto delle soluzioni nel settore della PQ sono più complesse e maggiormente interdisciplinari di quelle necessarie per l'analisi dei settori tradizionali degli studi di sistema.

In questo settore, il progresso tecnologico e il miglioramento generalizzato degli indici di qualità esigerebbe un libero accesso ai dati sulla PQ disponibili che richiede un atteggiamento collaborativo tra Enti, Distributori e Utenti. Ciò avviene anche grazie alle autorità, come l'autorità per l'energia elettrica e il gas.

Vi è la necessità quindi di unire le diverse esperienze e collaborazioni raccolte in passato e di definire un riferimento per studiare le diverse parti in gioco:

- identificare le soluzioni tecniche ottimali per i diversi problemi di PQ;

- incrementare lo sviluppo culturale della PQ presso i diversi operatori coinvolti;
- coordinare lo sviluppo scientifico e tecnico nei settori internazionali;
- organizzare una formazione permanente nel settore (Tutorial, Workshops, Seminari, Corsi.)

A seguito della crescente richiesta di tutela dei clienti finali e di miglioramento della qualità del servizio elettrico, è stato implementato in Italia un sistema innovativo di monitoraggio della qualità della tensione nelle reti di distribuzione in MT di tutto il territorio nazionale. Lo scopo principale del sistema di monitoraggio è quello di fornire una base di conoscenza sugli attuali livelli di qualità della tensione in Italia in modo da permettere la relativa azione regolatoria da parte dell’Autorità nell’interesse del cliente finale. Il sistema di monitoraggio consiste di 600 unità periferiche di misura dei parametri della qualità della tensione (400 sulle semi-sbarre di cabina primaria e 200 sui punti di consegna al cliente finale) e di un sistema centrale per la raccolta, memorizzazione ed elaborazione dei dati. Gli utenti possono avere accesso ai risultati della campagna di monitoraggio in corso collegandosi al sito web denominato QuEEN (Qualità dell’ENergia Elettrica):

<http://queen.erse-web.it/>

Le 400 semi-sbarre di cabina primaria sono state scelte al fine di rappresentare le differenti strutture e condizioni ambientali dell’intera rete italiana di MT e suddividendole in modo proporzionale al numero di semi-sbarre presenti in tutte le regioni italiane.

Come detto in precedenza, la Power Quality può essere descritta come un insieme di valori di parametri, quali:

- continuità del servizio, mancanza di interruzioni e microinterruzioni;
- buchi di tensione;
- transitori di tensione e le correnti;
- escursioni lente della tensione al di fuori della fascia di tolleranza contrattuale;
- contenuto armonico delle forme d’onda e effetto “flicker”.

Spesso la PQ può essere vista come un problema di compatibilità tra le reti e le apparecchiature ad essa connesse. Per risolvere tale problema vi sono due possibilità: “ripulire” i parametri elettrici o rendere le apparecchiature più compatibili (inverter per impianti FV).

## 9.1 Qualità della tensione

Per quanto riguarda la *Voltage Quality* si intende la vicinanza della forma d’onda reale a quella ideale. In pratica tale caratteristica della tensione riguarda la presenza dei disturbi ed eventi che modificano il regime ideale preesistente in rete. Si valutano frequenza, ampiezza dell’onda fondamentale (valore efficace), contenuto armonico (forma d’onda), correlazione di fase tra le varie tensioni del sistema polifase.

### 9.1.1 Variazioni della frequenza

Le variazioni della frequenza della tensione di alimentazione sono un problema risolvibile facilmente perché se è vero che all’utente deve essere garantita una determinata frequenza è anche vero che le grandi dimensioni della rete offrono una regolazione intrinseca della stessa. Le cause principali sono da ricondursi alla generazione dell’energia e alla rete di alta e altissima tensione dove un guasto, un distacco di un certo gruppo di generatori o la manovra di un carico elevato, può comportare la modifica della frequenza della tensione di alimentazione.

### 9.1.2 Variazione dell'ampiezza

È un problema legato al normale funzionamento della rete come fenomeno sede di guasti e inserzioni di grossi carichi. Si pongono in risalto qui di seguito le principali cause che determinano il peggioramento della qualità della tensione.

### 9.1.3 Sovratensioni

Si distinguono le *sovratensioni non impulsive*, che si comportano esattamente come i buchi di tensione solo che di segno opposto (si verifica un aumento di tensione), dalle *sovratensioni impulsive*, che sono dei fenomeni oscillatori di ampiezza anche significativa dovuti a guasti o alla commutazione di carichi capacitivi o induttivi. In ogni caso si possono sviluppare dei transitori di durata differente che vanno a sollecitare gli isolamenti delle apparecchiature interconnesse alla rete e a produrre delle interferenze anche ai livelli più bassi della rete (da MT a BT).

### 9.1.4 Fluttuazioni e Flicker

Si verificano variazioni rapide e ripetitive dell'ampiezza della tensione: nel caso di *Variazioni lente* la tensione devia per più del 10% rispetto al valore nominale per un tempo di almeno 10 secondi; si verificano anche *Variazioni rapide* qualora si manifestassero brusche deviazioni dalla tensione nominale in tempi brevissimi.

Con il termine Flicker si indica invece la percezione soggettiva dello sfarfallio di una lampada ad incandescenza (o fluorescenza), poiché l'occhio umano è sensibile alla variazione di luminescenza in modo diverso a seconda della frequenza. Tale sfarfallio è provocato da fluttuazioni di tensione che presentano frequenze di modulazione dei 50Hz comprese tra i 0,5 e i 30Hz, tale disturbo è percepito dall'occhio umano come variazione del flusso luminoso della lampada. Le cause di queste variazioni più o meno lente della tensione sono da attribuire a carichi particolari come forni e saldatrici ad arco, laminatoi, grossi motori. Gli effetti sono individuabili facilmente nei malfunzionamenti di apparecchiature quali relè e teleruttori oppure nelle già citate lampade ad incandescenza.

### 9.1.5 Armoniche

Un segnale (tensione o corrente) si può scomporre nella componente fondamentale più le sue armoniche di frequenza multipla. Tali armoniche di conseguenza attuano una distorsione sulla forma d'onda ideale e sono prodotte da carichi non lineari come i convertitori AC/DC, da carichi inseriti da organi di manovra oppure commutati con dispositivi creati dall'elettronica di potenza. Possono causare malfunzionamenti e guasti ma anche degrado termico e dielettrico a lungo termine.

### 9.1.6 Buchi di tensione

Nel vasto panorama dei disturbi possibili, i buchi di tensione hanno assunto negli ultimi anni, soprattutto a seguito della enorme diffusione dell'elettronica, un peso particolarmente rilevante (internazionalmente vengono detti: voltage sags o voltage dips). Questi sono fenomeni definiti da abbassamenti rapidi della tensione, di durata compresa tra un semiperiodo (10 ms a 50 Hz) ed alcuni secondi, di ampiezza variabile dal 10% della tensione nominale fino all'annullamento della stessa; in quest'ultimo caso si parla di "microinterruzioni".

I buchi di tensione possono avere risvolti non solo economici, come accade tipicamente in ambito industriale quando vi sia l'arresto di un processo produttivo, ma anche di sicurezza laddove, come in ambiente ospedaliero, esistano apparecchiature, strumenti, impianti, od ausiliari, alla cui continuità di servizio è legata direttamente od indirettamente la vita del paziente.

Sebbene il fenomeno dei buchi possa anche essere autoprovocato dall'utenza stessa (tipicamente all'inserzione di carichi rilevanti, quale ad esempio l'avviamento diretto di grossi motori asincroni), la comparsa di un buco di tensione ai morsetti di utenza è associato nella stragrande maggioranza dei casi agli eventi di guasto che aleatoriamente si presentano sulle linee di distribuzione. L'esperienza mostra tuttavia che, almeno nei casi più comuni, la maggioranza di tali disturbi proviene da guasti sulle reti MT ed in particolare sulle linee aeree.

In Italia la distribuzione pubblica MT viene esercita a neutro isolato con solitamente configurazione radiale della linea.

Un vantaggio che offre tale stato del neutro, rispetto ad una configurazione con neutro a terra, è di avere un'impedenza alla sequenza zero piuttosto elevata, composta solamente dalle capacità trasversali verso terra. Quindi molti guasti monofase, grazie alla modesta corrente di guasto che si crea, si estinguono spontaneamente.

Alcune statistiche di esercizio, relative a reti italiane di MT con neutro isolato, mostrano che:

- i guasti monofase sono circa il 2/3 del numero totale dei guasti;
- circa il 50% dei guasti monofase a terra si estingue e consente il rilancio della tensione.

Le procedure di rilancio a seguito di guasti sulle linee aeree MT sono in genere unificate nei vari Paesi e dipende dal così detto DRA (Dispositivo di Richiusura Automatica) i cui cicli più comuni sono:

- per guasti polifase: O - 0.3s - CO - 30s - CO;
- per guasti monofase: 0.4s - O - 0.3s - CO - 30s - CO.

Sono procedure che permettono l'apertura comandata del sistema di protezione, seguite da successivi tentativi di richiusura automatica dell'interruttore, fino a quando non venga ripristinato il servizio e si abbia la definitiva interruzione del guasto.

Tali manovre provocano dei transitori di tensione che possono essere paragonati ai buchi di tensione e che si verificano non solo nei punti di consegna alle utenze della linea guasta, ma si manifestano anche sulle utenze alimentate dalle linee collegate alla stessa sbarra di distribuzione.

Le conseguenze dei guasti nella distribuzione MT ai fini dei buchi di tensione e delle microinterruzioni, sostanzialmente si possono dunque riassumere come riportato nella tabella 9.1. Per guasto diretto ed indiretto si intendono in tale tabella rispettivamente guasti che accadono sulla linea che alimenta l'utente, oppure su altra linea che parte dalla stessa sbarra della cabina primaria.

I parametri principali che identificano tale buco di tensione sono:

- la variazione in ampiezza della tensione  $\Delta V$ ;
- la durata dell'abbassamento  $\Delta t$ .

Va tenuto presente che si tratta di un fenomeno transitorio nel quale, specialmente agli istanti iniziale e finale di questo intervallo, la tensione presenta una distorsione rispetto alla forma sinusoidale pura. Molto spesso inoltre distorsioni, spostamenti di fase e asimmetrie sono presenti durante tutta la durata del buco.

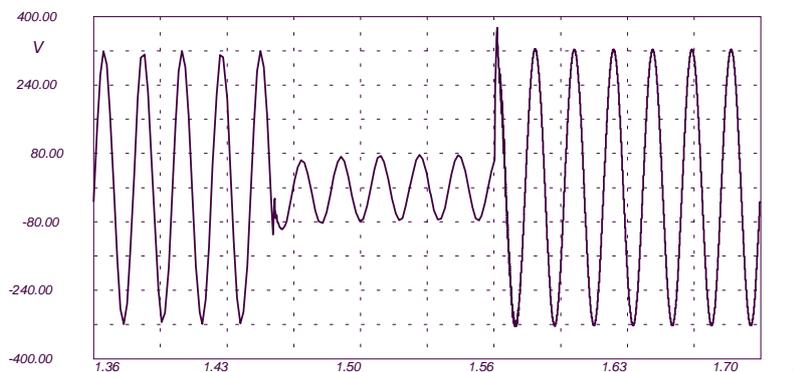


Figura 9.1: Andamento della tensione di fase in BT durante un buco di tensione causato da un guasto

GUASTO			CONSEGUENZA SULLA TENSIONE DI ALIMENTAZIONE ALL'UTENTE
Localizzazione	Tipo	Persistenza	
GUASTO DIRETTO	MONOFASE	Autoestingente	Nessuna
		Transitorio	Interruzione di 300 ms
		Semipermanente	Interruzione di 300 ms Interruzione di 30 s
		Permanente	Interruzione di 300 ms Interruzione di 30 s Interruzione per riparazione
	POLIFASE	Autoestingente	Buco di tensione < 100 ms
		Transitorio	Buco di tensione di 100 ms Interruzione di 300 ms
		Semipermanente	Buco di tensione di 100 ms Interruzione di 300 ms Interruzione di 30 s
		Permanente	Buco di tensione di 100 ms Interruzione di 300 ms Interruzione di 30 s Interruzione per riparazione
GUASTO INDIRETTO	MONOFASE	Qualsiasi	Nessuna
	POLIFASE	Autoestingente	Buco di tensione < 100 ms
		Transitorio	Buco di tensione di 100 ms
		Semipermanente	2 Buchi di tensione di 100 ms
	Permanente	3 Buchi di tensione di 100 ms	

Tabella 9.1: Effetti avvertiti dall'utenza in caso di guasti su linee MT appartenenti alla stessa sbarra di cabina primaria

### Possibili soluzioni al problema dei buchi di tensione

Si definisce *livello di immunità* di un dato utilizzatore elettrico, in relazione ad uno specifico tipo di disturbo, il massimo valore (o insieme di valori) del disturbo stesso per i quali il costruttore garantisce il funzionamento del proprio prodotto ad un livello di prestazione accettabile e per l'intero campo di lavoro previsto.

In un impianto, il livello di immunità complessivo, inteso come la capacità che ha il sistema di mantenere la funzionalità del processo a cui è finalizzato, dipende a sua volta dai limiti individuali dei singoli componenti quando viene sollecitato da un disturbo esterno.

Una distribuzione elettrica per essere *compatibile* con una determinata utenza deve, conseguentemente, generare disturbi che non eccedano il livello di immunità totale di quel processo.

Il margine di sicurezza per il corretto funzionamento di un apparecchio elettrico in condizioni di alimentazione caratterizzata da un determinato tipo di disturbo è tanto maggiore quanto più ampio, a parità di rete, è il livello di immunità totale che l'utenza presenta.

I miglioramenti attribuibili ad un impianto possono essere:

1. migliorare la compatibilità della rete del distributore con interventi che rendano meno pesanti gli effetti sull'utenza dovuti ad un evento (limitatori di corrente di corto circuito, dispositivi di interruzione ultraveloci);
2. alzare il livello di immunità totale dell'utente, utilizzando dispositivi capaci di attenuare o eliminare il disturbo (ad esempio tramite UPS);

3. alzare il livello di immunità di ogni singolo utilizzatore;
4. progettazione della rete in modo rindondante (ad esempio, adottando schemi di doppio alimentazione indipendente con commutazione statica ultrarapida).

### Determinazione degli andamenti dei buchi di tensione e la loro rappresentazione

Al giorno d'oggi, non vi sono norme che stabiliscono quale sia il grado di immunità da attribuire ad un determinato carico al fine di poterlo collocare in un determinato impianto che presenta un definito gradi di compatibilità.

Una delle poche note applicative chiare e riconosciute in sede internazionale è data dalla curva ITI (Information Technology Industry Council), curva che rappresenta la versione aggiornata della nota CBEMA (Computer Business Electronic Manufacturer's Association), recepita anche nelle Norme ANSI/IEEE "Standard 446-1995: "IEEE Recommended practice for emergency and stand-by power for industrial and commercial applications".

La curva di immunità ITI ex-CBEMA nasce con riferimento esclusivo agli Information Technology Equipment (ITE), vale a dire sostanzialmente ai PC ed assimilati, e si basa su una semplice valutazione in termini di ampiezza e durata del disturbo della tensione di alimentazione. L'ipotesi è dunque che il buco di tensione sia riconducibile ad una maschera "rettangolare", avente una certa durata durante la quale la tensione rimanga sinusoidale e di ampiezza ridotta ma costante. La conseguenza attesa è leggibile in termini elementari di tutto o niente, nel senso che buchi che stanno all'interno del profilo normativamente definito non provocano conseguenze su un PC standard; al contrario buchi che eccedono il profilo causano un disservizio.

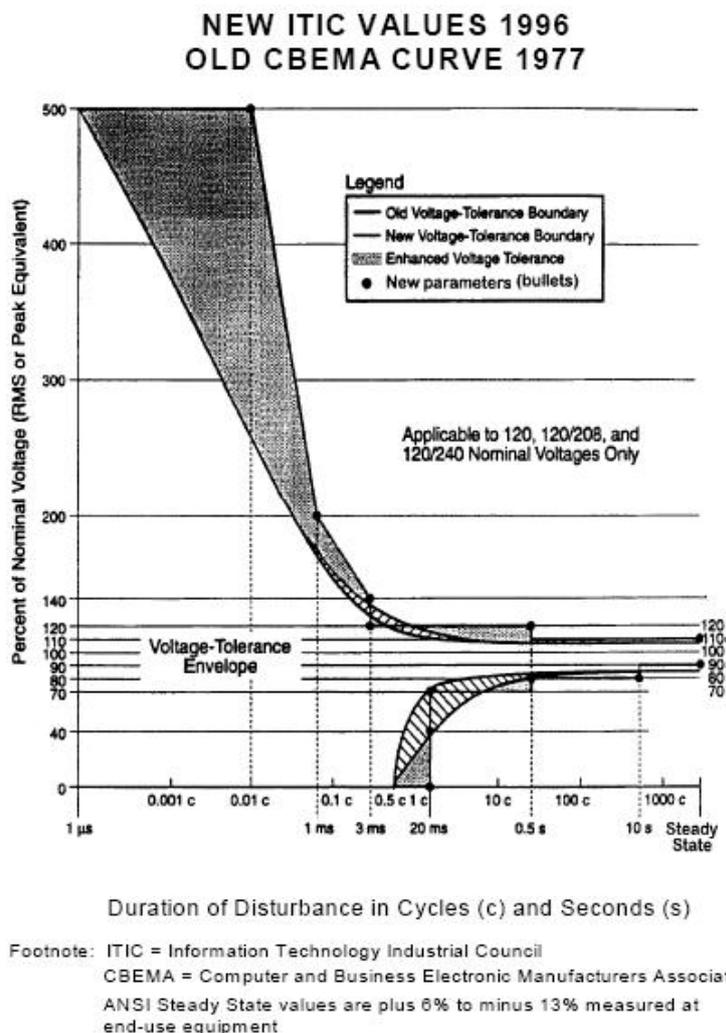


Figura 9.2: curva di immunità ITI (CBEMA) per personal computers e simili

Tale metodo risulta grossolano perché non tiene conto di alcuni aspetti quali lo sfasamento, la differenza di comportamento tra le fasi durante il transitorio, ecc. Resta comunque il metodo più preciso e utilizzato.

Per un corretto approccio progettuale bisogna tener conto di:

1. conoscere le curve di immunità dei singoli elementi sensibili;
2. saper combinare tra loro le singole curve per stabilire l'immunità generale del progetto;
3. conoscere una situazione attendibile di entità e qualità dei buchi attesi in un certo arco temporale nel luogo in cui vi è installato il sistema.



# Capitolo 10

## Attività dell'AEEG

### 10.1 Introduzione

L'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas (AEEG) è un'autorità indipendente istituita con la legge 14 novembre 1995, n. 481 con funzioni di regolazione e di controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas.

Come ogni ente pubblico deve emettere la carta dei servizi in relazione alla quale gli esercenti devono agire.

#### **Carta dei Servizi**

La Carta dei servizi è un documento che ogni Ufficio della Pubblica Amministrazione è tenuto a fornire ai propri utenti. In esso sono descritti finalità, modi, criteri e strutture attraverso cui il servizio viene attuato, diritti e doveri, modalità e tempi di partecipazione, procedure di controllo che l'utente ha a sua disposizione. La Carta è lo strumento fondamentale con il quale si attua il principio di trasparenza, attraverso la esplicita dichiarazione dei diritti e dei doveri sia del personale, sia degli utenti. Si ispira agli articoli 3, 30, 33, 34 della Costituzione Italiana, che sanciscono e tutelano il rispetto dei principi di uguaglianza, imparzialità, tutela della dignità della persona, e che vietano ogni forma di discriminazione basata sul sesso, sull'appartenenza etnica, sulle convinzioni religiose, e impegna tutti gli operatori e la struttura nel rispetto di tali principi. La Carta dei Servizi nasce in seguito alla Direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri datata 27 gennaio 1994, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale il 22 febbraio 1994, n.43.

Il soddisfacimento delle esigenze di qualità dell'alimentazione, da parte dell'utenza, e lo sviluppo delle reti di distribuzione per garantire i livelli attesi, si deve realizzare nella massima economicità del sistema complessivo individuando i livelli di disturbo che le reti devono rispettare.

In tale ottica, è fondamentale la definizione di indici adeguati per la misura della qualità stessa e la valutazione e comparazione dei costi a carico dell'utente per migliorare l'immunità dei propri apparati ai disturbi e dei costi a carico del distributore per migliorare la qualità del servizio reso. La valutazione dei costi lato utente deve presupporre un coinvolgimento, a livello nazionale, di associazioni di categoria e portare alla definizione di linee guida per impostare correttamente un'analisi costi-benefici. Da lato distributore l'analisi deve partire da una valutazione dei possibili potenziamenti e dei criteri di esercizio della rete ai fini del miglioramento della qualità del servizio.

In tale contesto, si inseriscono le attività, promosse dall'AEEG, per il monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione, a livello sia di rete di distribuzione sia di clienti finali, da cui ricavare i livelli effettivi di qualità, necessari anche ai fini della stipula dei contratti per la qualità.

Per il settore elettrico è stato istituito un sistema di misurazione delle interruzione del servizio ed è stata definita una disciplina obbligatoria per le interruzioni lunghe senza preavviso che mira a ridurre il divario in quest'ambito tra le regioni italiane e tra il paese ed il resto d'Europa.

## 10.2 Livelli generali e specifici di qualità

La legge n. 481/95 attribuisce all'Autorità il compito di stabilire, attraverso proprie direttive, le condizioni tecniche, economiche e giuridiche di produzione ed erogazione dei servizi dell'energia elettrica e del gas, definendo in particolare i livelli generali e specifici di qualità e determinando altresì i casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente nei confronti dell'utente ove il medesimo soggetto eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli definiti dall'Autorità.

### Standard di qualità

Gli standard di qualità indicati dagli esercenti nelle Carte dei servizi si suddividono in standard specifici e standard generali.

Gli *standard specifici* di qualità si riferiscono alle singole prestazioni da garantire all'utente. Riguardano i tempi massimi per l'esecuzione di prestazioni richieste dall'utente come preventivazione, per l'esecuzione di sopralluoghi, per l'allacciamento di nuove utenze, per l'attivazione della fornitura, per la riattivazione per subentro, per la disattivazione della fornitura, per la risposta a richieste scritte, per la risposta a reclami, per la rettifiche di fatturazione, per la riattivazione in caso di distacco per morosità, per la verifica delle caratteristiche dei misuratori, per la verifica della tensione fornita.

Gli *standard generali* di qualità si riferiscono al complesso delle prestazioni rese agli utenti. Riguardano in particolare la continuità del servizio di fornitura (numero e durata delle interruzioni con e senza preavviso). La verifica del rispetto degli standard specifici consiste nella rilevazione, da parte dell'esercente, dei tempi effettivamente impiegati per ciascuna prestazione richiesta dagli utenti e nel confronto di tali tempi effettivi con gli standard dichiarati. Nei casi in cui questo confronto evidenzia l'esistenza di alcune prestazioni erogate con tempi superiori agli standard, l'esercente deve identificare le cause del mancato rispetto degli standard.

Con la delibera 28 dicembre 1999, n. 201, l'Autorità ha emanato la direttiva commerciale per il settore elettrico, la quale definisce:

- 6 indicatori di qualità legati a livelli specifici;
- 9 indicatori di qualità assoggettati a livelli generali.

La suddivisione in indicatori, da sottoporre a livelli specifici o generali, è stata scelta per bilanciare i due obiettivi principali: tutela del consumatore e miglioramento della qualità.

In sede di prima attuazione, tale disciplina è stata applicata solo ad esercenti che avessero un numero di utenti superiore a 5000; dal 2012 sarà applicata a tutti i distributori.

I livelli di qualità commerciale definiti dall'Autorità con la delibera n. 201/99 sono uguali sull'intero territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti. I distributori possono definire, anche previo accordo con le associazioni dei consumatori, standard specifici e generali di qualità commerciale solo se tali standard sono migliori dei livelli di qualità definiti dalla delibera n. 201/99 o riferiti a prestazioni non previste dalla stessa.

## 10.3 Misurazione e Regolazione

La continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica è definita come assenza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti. Non è possibile, per motivi tecnici, garantire l'assenza assoluta delle interruzioni, l'obiettivo della regolazione pertanto è quello di tutelare gli utenti e di fornire agli esercenti gli stimoli necessari a ridurre le interruzioni. La continuità del servizio è il più considerevole tra i diversi fattori di qualità nel settore dell'energia elettrica, sia sotto il profilo della rilevanza per gli utenti, sia per l'incidenza economica degli investimenti necessari a ridurre le interruzioni.

L'Autorità ritiene che la continuità del servizio sia un requisito da affrontare prioritariamente rispetto ad altri fattori tecnici di qualità, che pure rivestono un'importanza significativa per certi utenti.

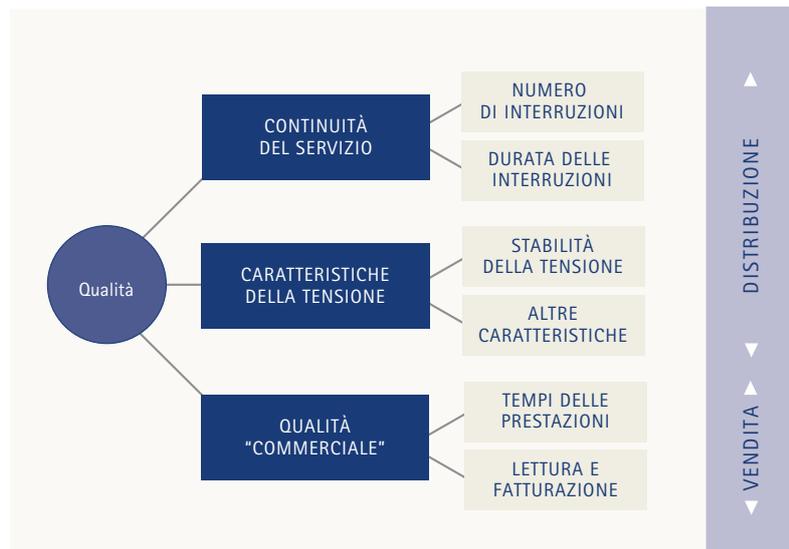


Figura 10.1: Fattori di qualità del servizio

L'AEEG realizza nel 1999 un sistema uniforme di indicatori di continuità del servizio e tale sistema costituisce uno strumento essenziale per l'introduzione di qualsiasi regolazione della continuità del servizio, data la difformità iniziale tra i metodi utilizzati dagli esercenti.

Il provvedimento riguarda i seguenti aspetti:

- classificazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica:
  - le interruzioni possono essere distinte tra quelle "con preavviso" (notificato almeno un giorno prima) e quelle "senza preavviso"
  - le interruzioni "senza preavviso" a loro volta vengono classificate in lunghe (durata maggiore di tre minuti), brevi (durata compresa tra un secondo e tre minuti) e transitorie (micro interruzioni, di durata minore di un secondo)
- definizione dell'area territoriale, alle quali riferire gli indicatori di continuità di servizio, in funzione della concentrazione della popolazione residente per comune:
  - aree ad alta concentrazione (>50000 abitanti)
  - aree a media concentrazione (5000 < abitanti < 50000)
  - aree a bassa concentrazione (<5000 abitanti)
- classificazione delle interruzioni per *causa* e *origine* in modo da poter correttamente imputare la responsabilità delle interruzioni.  
Per quanto riguarda le cause delle interruzione possono essere classificate in:
  - causa di forza maggiore;
  - cause esterne;
  - altre cause.

Permettono di capire quale interruzione sia imputabili agli esercenti o a terzi.

Relativamente alle origini delle interruzioni sono state definite quattro sezioni di rete:

- rete nazionale di distribuzione;
- rete di distribuzione in alta tensione;
- rete di distribuzione in media tensione;
- rete di distribuzione in bassa tensione.

Ciò allo scopo di separare la responsabilità degli esercenti di distribuzione da quelle della gestione della rete di trasmissione e per trovare una differenziazione tra i diversi assetti della rete.

- definizione di criteri omogenei di stima del numero di utenti coinvolti in ciascuna interruzione senza preavviso per rendere coerente il confronto tra i dati elaborati dagli esercenti.
- introduzione di obblighi di registrazione delle interruzioni, potendo utilizzare sistemi di registrazione automatica abbinati a registrazioni manuali.
- definizioni di indicatori di continuità, relativi al numero e alla durata delle interruzioni, articolati per:
  - utenza interessata;
  - grado di concentrazione delle aree territoriali;
  - causa e per origine;
  - ambito provinciale, se gli esercenti forniscono il servizio in più di una provincia.

L'entrata in vigore degli obblighi di registrazione previsti dalla delibera n. 128/99 è stata graduata per tenere conto sia dei diversi tipi di interruzione (dando priorità alla registrazione delle interruzioni con preavviso e senza preavviso lunghe), sia della maggiore difficoltà degli esercenti di minore dimensione ad installare adeguati sistemi di registrazione automatica.

La messa a punto di un sistema uniforme di indicatori di continuità e di obblighi di registrazione delle interruzioni ha suscitato nell'autorità degli obiettivi da raggiungere il prima possibile:

- avvicinare il livello medio di continuità del paese in tempi rapidi ai migliori livelli medi nazionali registrati attualmente in altri paesi europei;
- ridurre i divari tra le diverse regioni, portando le più gravose ai livelli delle migliori;
- tutelare gli utenti attraverso l'introduzione di indennizzi automatici individuali o collettivi.

Il proseguimento di tali finalità prevede uno sforzo elevato e intendono costituire uno stimolo agli investimenti volti a fronteggiare e diminuire le interruzioni sulle reti. Tali investimenti devono essere sostenuti in prima parte dalle imprese e in parte finanziati attraverso fondi strutturali europei.

Allo scopo di tenere conto delle forti differenze iniziali presenti sul territorio nazionale anche a parità di grado di concentrazione territoriale, la delibera n. 202/99 definisce gli ambiti territoriali cui si riferiscono i livelli generali di continuità del servizio.

Gli ambiti territoriali sono circa 300, suddivisi per Province e tra aree ad alta, media e bassa concentrazione di popolazione.

A ciascun ambito territoriale sarà assegnato un percorso di miglioramento tendenziale a partire dal livello effettivo medio registrato nello stesso ambito territoriale nel biennio 1998-1999. Il miglioramento tendenziale esprime il miglioramento minimo richiesto dall'Autorità a ciascun ambito territoriale. I tassi tendenziali sono stati definiti dall'Autorità in funzione del livello iniziale di continuità e del grado di concentrazione dei diversi ambiti territoriali. Nel complesso, il miglioramento tendenziale medio (riferito a tutti gli ambiti) è del 10 per cento all'anno; agli ambiti con più interruzioni viene richiesto un incremento maggiore fino al 16 per cento all'anno fino al 2012.

LIVELLI DELL'INDICATORE DI RIFERIMENTO <sup>(A)</sup>			TASSO ANNUO DI MIGLIORAMENTO TENDENZIALE (%)
AMBITI AD ALTA CONCENTRAZIONE <sup>(B)</sup>	AMBITI A MEDIA CONCENTRAZIONE <sup>(C)</sup>	AMBITI A BASSA CONCENTRAZIONE <sup>(D)</sup>	
fino a 30 minuti	fino a 45 minuti	Fino a 60 minuti	0
da 31 a 60 minuti	da 46 a 90 minuti	da 61 a 120 minuti	5
da 61 a 90 minuti	da 91 a 135 minuti	da 121 a 180 minuti	8
da 91 a 120 minuti	da 136 a 180 minuti	da 181 a 240 minuti	10
da 121 a 150 minuti	da 181 a 270 minuti	da 241 a 360 minuti	13
oltre 151 minuti	Oltre 271 minuti	oltre 361 minuti	16

(A) Indicatore di riferimento: durata annua complessiva per utente, al netto di interruzioni causate da forza maggiore o da utenti e terzi e al netto delle interruzioni originate sulla rete di alta tensione.

(B) Ambiti ad alta concentrazione: comuni con più di 50.000 abitanti (salvo alcune porzioni periferiche).

(C) Ambiti a media concentrazione: comuni con meno di 50.000 abitanti e più di 5.000 abitanti.

(D) Ambiti a bassa concentrazione: comuni con meno di 5.000 abitanti.

Tabella 10.1: Tassi annui di miglioramento tendenziale obbligatorio per le interruzioni senza preavviso lunghe, per grado di concentrazione e per livelli dell'indicatore di riferimento.

Inoltre, gli enti che riusciranno a migliorare in misura maggiore il tasso tendenziale definito dall'Autorità potranno recuperare i costi sostenuti. Viceversa, per gli ambiti dove non sarà rispettato il percorso di miglioramento tendenziale, le aziende dovranno pagare una penalità. Un fondo assicurerà i rimborsi agli esercenti; il finanziamento del fondo viene assicurato in parte dalle stesse penalità previste a carico degli esercenti che non raggiungono il miglioramento tendenziale richiesto, e in parte tramite un parametro correttivo del metodo del price-cap per l'aggiornamento tariffario.

## 10.4 Registrazione delle interruzioni, controlli e pubblicazione dei dati

Il sistema di obblighi, incentivi e penalità è reso possibile dall'esistenza di alcuni indicatori di continuità del servizio comuni a tutte le imprese distributrici e definiti dall'Autorità. Affinché tali indicatori siano comparabili e verificabili e per consentire un'adeguata informazione ai clienti interessati dalle interruzioni, l'Autorità ha definito obblighi uniformi di registrazione delle interruzioni in capo alle imprese distributrici.

**Registro delle interruzioni** Ogni impresa distributtrice è tenuta a predisporre e a mantenere costantemente aggiornato un registro delle interruzioni, nel quale devono essere annotate le principali informazioni riguardanti ogni interruzione, come ad esempio il momento di inizio, la durata e il numero di clienti coinvolti. Ciascuna impresa distributtrice è tenuta anche a registrare l'origine e le cause delle interruzioni, distinguendo tra cause di forza maggiore (che comprendono eventi naturali eccezionali), cause esterne (eventi provocati da terzi o da utenti, atti di autorità pubblica) e altre cause.

**Registrazioni automatiche** Le imprese distributrici devono inoltre disporre di un sistema di registrazione automatica delle interruzioni che hanno origine sulla rete di media e alta tensione, allo scopo di poter verificare quanto indicato nel registro. Per le imprese con meno di 5.000 clienti al 31 dicembre 2002, l'obbligo di registrazione automatica delle interruzioni decorre dall'1 gennaio 2007.

**Controlli** L'Autorità effettua controlli periodici a campione per verificare il rispetto degli obblighi di misurazione e la correttezza del calcolo degli indicatori di continuità del servizio.

**Pubblicazione dei dati** L'Autorità pubblica periodicamente nel proprio sito Internet i valori degli indicatori di continuità del servizio comunicati dalle imprese distributrici, in modo da consentire la loro comparazione.

## 10.5 Regolamentazione e Controllo della qualità

L'indagine sulla qualità del servizio ha lo scopo di verificare il rispetto degli standard dichiarati dagli esercenti nelle loro Carte dei Servizi e di rilevare i livelli di qualità annuali.

L'indagine viene condotta dall'autorità attraverso l'invio agli esercenti dei modelli unificati di raccolta dei dati, corredati di istruzioni contenenti le definizioni degli indicatori da utilizzare. Gli esercenti che si scostano da queste definizioni, allegano note di chiarimento e segnalano eventuali ulteriori standard di qualità di cui verificano il rispetto oltre a quelli richiesti dall'autorità.

I dati forniti dagli esercenti vengono sottoposti a verifiche che sono di due tipi:

- *verifiche di coerenza*, volte ad accertare la completezza dei dati forniti e a eliminare dati inattendibili;
- *controlli tecnici attraverso visite e sopralluoghi presso gli esercenti*, volte a verificare l'affidabilità dei dati forniti e le modalità con cui tali dati vengono registrati.

I controlli tecnici sulla qualità del servizio vengono svolti a campione, ovvero vengono sorteggiati degli esercenti.

Il criterio di selezione dei distributori è basato sui seguenti criteri:

- dimensione dell'esercente;
- presenza di dati che si discostano dalle medie di settore;
- mancata dichiarazione dei dati;
- presenza di dati con valori anormali.

Durante i controlli vengono presi in esame i principali standard di qualità di cui gli esercenti avrebbero dovuto verificare il rispetto, utilizzando una lista di controllo al fine di rendere omogenei gli esiti dei controlli stessi. Naturalmente, l'autorità deve tenere conto del sistema di registrazione e degli standard adottati dall'esercente. I controlli si sono resi necessari in quanto i dati forniti dagli esercenti nel corso delle indagini sulla qualità hanno fatto emergere una certa disomogeneità sia nel modo di definire gli standard, sia nelle modalità di rilevazione dei dati di qualità del servizio.

## 10.6 Che cosa può fare chi subisce un'interruzione

**Accesso alle informazioni** Il Testo integrato approvato dall'Autorità prevede che le imprese distributrici sono tenute ad assicurare l'accesso alle informazioni contenute nel registro obbligatorio da parte dei clienti interessati dalle interruzioni. L'accesso alle informazioni è assicurato anche ai soggetti responsabili delle attività di misura e vendita dell'energia elettrica.

I clienti che hanno subito interruzioni nell'erogazione di energia elettrica possono quindi rivolgersi direttamente all'impresa distributtrice per ottenere le informazioni contenute nel registro obbligatorio relative all'evento che li ha coinvolti. Se l'impresa distributtrice non fornisce un riscontro soddisfacente entro trenta giorni dal ricevimento della richiesta è possibile inoltrare un reclamo scritto e documentato all'Autorità, che può sollecitare la risposta dell'esercente.

**Danni** In base alle informazioni ottenute, nel caso in cui l'interruzione abbia provocato un danno, il cliente potrà valutare la possibilità di rivolgere una richiesta di risarcimento all'impresa distributtrice. Le conseguenze giuridiche delle interruzioni, compresa la responsabilità dell'impresa distributtrice per i danni eventualmente subiti dal cliente, sono regolate dalle norme del codice civile e dal contratto relativo alla fornitura del servizio.

**Controversie** La competenza a pronunciarsi in merito all'esistenza, all'imputabilità e alla quantificazione dei danni subiti dai clienti spetta, ai sensi della normativa vigente, all'autorità giudiziaria

ordinaria. La controversia in merito alla responsabilità dell'impresa distributrice per i danni causati dalle interruzioni dovrà quindi essere sottoposta alla valutazione del giudice di pace o del tribunale, a seconda della rilevanza economica del contenzioso.

**Interruzioni per guasti dei gruppi di misura** Per le interruzioni originate nei gruppi di misura dei clienti BT, anche centralizzati, che coinvolgono un solo cliente BT, l'Autorità ha definito criteri semplificati di registrazione nell'ambito della regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

In particolare, è stato introdotto un nuovo standard specifico, relativo al tempo massimo di ripristino di tali guasti, con tempi obbligatori di intervento dalla chiamata non superiori a 3 ore per le richieste diurne e a 4 ore per quelle notturne. Il mancato rispetto di questo standard comporta, da parte dell' esercente, l'erogazione di un indennizzo automatico, pari a 30 euro per i clienti domestici e a 60 euro per i clienti non domestici.

## 10.7 Continuità del servizio e statistica

Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni senza preavviso lunghe (con durata superiore a 3 minuti) e le interruzioni con preavviso (con preavviso agli utenti, in genere di 24 ore).

I dati del triennio 1996-98 indicano che complessivamente la continuità del servizio aumenta: in media un utente alimentato in bassa tensione ha subito nel 1998 4,1 interruzioni senza preavviso (4,8 nel 1996 e 4,6 nel 1997), per un totale di 196 minuti persi per utente (272 nel 1996 e 209 nel 1997). Peraltro, gli stessi dati denotano anche un'attenuazione del tasso annuo di miglioramento della durata complessiva di interruzione che passa dal 23 per cento tra il 1997 e il 1996 a poco più del 6 per cento tra il 1998 e il 1997 (nelle aree del nord si registra una tendenza analoga anche per quanto riguarda il tasso di miglioramento del numero di interruzioni).

I livelli effettivi di continuità (sia in numero che in durata delle interruzioni) sono differenti tra aree urbane e aree rurali a causa della differente struttura della rete elettrica: infatti le aree rurali sono servite da linee aeree, che sono più vulnerabili sotto il profilo della continuità.

La rilevazione sugli indicatori di continuità fa emergere, inoltre, che vi sono disomogeneità tra le diverse zone anche a parità di caratteristiche di territorio; la tabella sottostante mostra che i valori medi di continuità del servizio sono il risultato di situazioni molto differenziate tra nord e sud del paese: al nord la media è di 2,6 interruzioni per utente all'anno (121 minuti persi per utente), mentre al sud la media sale a 5,4 interruzioni per utente all'anno (270 minuti persi per utente).

Questi valori sono medie ponderate che tengono conto del fatto che gli enti servono sia territori urbani che rurali; ma l'analisi di dettaglio mostra differenze rilevanti anche tra le diverse zone urbane (1,4 interruzioni per utente all'anno nelle aree urbane del Nord contro 2,8 interruzioni per utente all'anno in quelle del Sud) o delle sole zone rurali (3,5 interruzioni per utente all'anno nelle aree rurali del nord contro 7,6 interruzioni per utente all'anno in quelle del sud).

	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD	SOLO AREE RURALI <sup>(A)</sup>	SOLO AREE RURALI <sup>(B)</sup>
NUMERO DI INTERRUZIONI PER UTENTE						
1996	4,8	3,5	5,1	6,1	2,7	6,4
1997	4,6	2,8	5,7	6,1	2,7	6,0
1998	4,1	2,6	4,9	5,4	2,2	5,5
DURATA COMPLESSIVA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi in media per utente)						
1996	272	159	285	403	150	378
1997	209	125	229	302	123	283
1998	196	121	230	270	107	269

Figura 10.2: Numero delle interruzione senza preavviso



## Capitolo 11

# Testo integrato e Applicazione della norma

Il testo integrato (TESTO INTEGRATO DELLA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE, MISURA E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA Periodo di regolazione 2008-2011) è una raccolta di articoli atta a facilitare la registrazione della continuità del servizio e dei livelli specifici e generali di qualità commerciale.

Esso è suddiviso in due parti:

1. Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
2. Regolazione dei livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica.

Nella prima parte vengono definiti gli obblighi di registrazione e gli indicatori di qualità, nonché i criteri di registrazione e la qualità della tensione.

Nella seconda parte si definiscono gli indicatori, i livelli specifici e generali di qualità commerciale, gli indennizzi e la modalità dei controlli da parte dell'autorità.

### Alcuni indicatori di qualità del servizio

L'Autorità ha definito i seguenti indicatori di continuità del servizio:

1. numero di interruzioni per cliente, per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie;
2. durata complessiva di interruzione per cliente, solo per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni senza preavviso lunghe.

Il numero di interruzioni per cliente è definito per mezzo della seguente formula:

$$NUMERO\ DI\ INTERRUZIONI\ PER\ CLIENTE = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le n interruzioni accadute nell'anno solare, e dove:

$U_i$  è il numero di clienti coinvolti nella i-esima interruzione considerata;

$U_{tot}$  è il numero totale di clienti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

La durata complessiva di interruzione per cliente, relativa alle interruzioni con preavviso e alle interruzioni senza preavviso lunghe, è definita per mezzo della seguente formula:

$$DURATA\ COMPLESSIVA\ DI\ INTERRUZIONE\ PER\ CLIENTE = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (U_{ij} \cdot t_{ij})}{U_{tot}}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le n interruzioni accadute nell'anno solare e, per ciascuna di esse, a tutti gli m gruppi di clienti affetti dalla stessa durata di interruzione, e dove:

- $U_{ij}$  è il numero di clienti coinvolti nella  $i$ -esima interruzione (con  $i = 1, \dots, n$ ) e appartenenti al  $j$ -esimo gruppo di clienti affetto dalla stessa durata di interruzione (con  $j = 1, \dots, m$ );
- $t_{ij}$  è la corrispondente durata dell'interruzione per il gruppo di clienti  $U_{ij}$ ;
- $U_{tot}$  è il numero totale di clienti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

## 11.1 Applicazione della norma

Il CEIS presenta un numero limitato di utenti, una parte dei quali sono soci dell'azienda e per la normativa i soci non devono rientrare nel calcolo degli indicatori di qualità. Si hanno quindi vantaggi e svantaggi:

- il tempo medio per interruzione per utente sale drasticamente contando il fatto che solo il 30% delle utenze appartengono a non soci;
- alcuni articoli del testo integrato si riferiscono ad aziende che presentano un numero di utenti non soci superiore a 5000, quindi, ancora per pochi anni, il CEIS è esente nel prestare particolare attenzione ad alcuni punti del citato testo;

### 11.1.1 Individuazione delle interruzioni

L'individuazione avviene in due modi:

- Attraverso un sistema automatico, che oltre a gestire la centrale idroelettrica e alcune cabine sparse nell'area di competenza del consorzio (telecontrollo), permette la registrazione delle interruzioni. Il sistema riesce a registrare anche le microinterruzioni e i buchi di tensione. Inoltre è corredato di un software che restituisce origine, causa, durata, data e tipo di interruzione, dati necessari per stilare il *registro interruzioni*.
- Attraverso opportuni moduli compilati dagli operatori.

In entrambi i casi è necessario individuare il numero di utenti coinvolti nell'interruzione.

### 11.1.2 Individuazione del numero di utenti BT e MT

L'impresa produttrice deve rilevare il numero di clienti AT, MT e BT che sono collegati alla propria rete.

La determinazione degli utenti AT e MT è piuttosto semplice rispetto agli utenti BT, in quanto i primi sono nettamente inferiori ai secondi. Per esempio, il CEIS non ha utenti AT e fornisce l'allacciamento solo a quattro utenze MT.

La determinazione del numero di utenti BT può essere fatta per stima e associazioni:

- *sistemi in grado di associare ogni cliente BT almeno a una linea BT*, identificata in assetto standard della rete BT per interruzioni di qualsiasi origine, e di aggiornare tale associazione tenendo conto delle variazioni di assetto della rete BT per sole espansioni di rete e per variazioni di consistenza dell'utenza BT; in tal caso, sia le interruzioni relative ad una parte di linea BT sia le interruzioni relative alla singola fase di una linea BT sono da considerarsi come interruzioni dell'intera linea BT in assetto standard;
- *sistemi in grado di associare ogni cliente BT alla parte di linea BT sottesa a un organo di protezione, sezionamento o ad un trasformatore*, con identificazione dell'assetto reale della rete BT per interruzioni di qualsiasi origine e di aggiornare tale associazione tenendo conto delle variazioni di assetto della rete BT per espansioni di rete, per manovre e riparazione di guasti e per variazioni di consistenza dell'utenza BT; per interruzioni con origini sulla rete BT sono considerati interrotti una volta tutti i clienti BT associati alla parte di linea BT effettivamente interrotta, anche in caso di interruzione dovuta all'intervento di protezione unipolari;
- *sistemi in grado di associare ogni cliente BT ad un punto di consegna BT con identificazione della singola fase*, e di aggiornare tale associazione tenendo conto delle variazioni di assetto della rete BT per espansioni di rete, per manovre e riparazione di guasti e per variazioni di consistenza dell'utenza BT.

### 11.1.3 Registro interruzioni

Il *registro delle interruzioni* serve per la registrazione di tutti gli eventi (interruzioni, disservizi, ecc) e deve essere redatto nel seguente modo:

⇒ In riferimento ad ogni interruzione lunga:

1. l'origine dell'interruzione;
2. l'eventuale attestazione dell'avvenuto preavviso;
3. la causa dell'interruzione;
4. la data, l'ora, il minuto, e facoltativamente il secondo, di inizio dell'interruzione;
5. il numero e l'elenco dei clienti AT coinvolti nell'interruzione (naturalmente qualora ci fossero);
6. la durata dell'interruzione per ciascun cliente AT coinvolto nell'interruzione;
7. il numero e l'elenco dei clienti MT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;
8. la durata dell'interruzione per ciascun cliente MT coinvolto nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;
9. il numero dei clienti BT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;
10. la durata dell'interruzione per ogni gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato e il numero di clienti di ogni gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato, distinti per grado di concentrazione;
11. la data, l'ora, il minuto, e facoltativamente il secondo, di fine dell'interruzione per tutti i clienti coinvolti dall'interruzione;
12. l'informazione che l'interruzione interessa una sola parte di rete BT per interruzioni con origine sulla rete BT;
13. l'informazione che l'interruzione interessa una, due o tre fasi per interruzioni con origine sulla rete BT;
14. nel caso si siano verificate sospensioni o posticipazioni delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza:
  - (a) la data, l'ora, il minuto di inizio della sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;
  - (b) la durata della sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza.

⇒ In riferimento ad ogni interruzione breve:

1. l'origine dell'interruzione;
2. l'eventuale attestazione dell'avvenuto preavviso;
3. la causa dell'interruzione;
4. la data, l'ora, il minuto, e facoltativamente il secondo, di inizio dell'interruzione;
5. il numero e l'elenco dei clienti AT coinvolti nell'interruzione;
6. il numero e l'elenco dei clienti MT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;
7. il numero di clienti BT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;
8. la data, l'ora e il minuto di fine dell'interruzione per tutti i clienti coinvolti dall'interruzione.

⇒ In relazione alle interruzioni transitorie:

1. l'origine dell'interruzione;
2. la causa dell'interruzione;
3. la data, l'ora e il minuto di inizio dell'interruzione;
4. il numero e l'elenco dei clienti AT coinvolti;
5. il numero e l'elenco di clienti MT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;

Ai fini della classificazione delle interruzioni in lunghe, brevi e transitorie, l'impresa distributrice può adottare i seguenti criteri:

1. *criterio di accorpamento con la durata netta*: qualora due o più interruzioni lunghe, brevi o transitorie che interessano lo stesso cliente finale per la stessa causa e per la stessa origine si susseguano l'una dall'altra entro 60 minuti, vengono accorpate in un'unica interruzione avente durata pari alla somma delle durate delle interruzioni considerate separatamente, al netto dei tempi di rialimentazione intercorsi tra l'una e l'altra;
2. *criterio di utenza*: qualora per una stessa interruzione, secondo i criteri di accorpamento di cui alla precedente lettera a), alcuni clienti siano disalimentati per meno di 3 minuti e altri per più di 3 minuti, l'impresa distributrice considera una interruzione breve per il primo gruppo di clienti e una interruzione lunga per il secondo;
3. *criterio di unicità della causa e dell'origine*: l'impresa distributrice identifica ogni interruzione con una causa e origine; qualora durante l'interruzione venga a mutare la causa, l'origine o entrambe, è necessario registrare una interruzione separata, se questa ha durata superiore a 5 minuti a decorrere dall'istante di modifica della causa o dell'origine; fino a tale soglia si considera un'unica interruzione avente la causa e l'origine iniziale.

Al CEIS ho provveduto a realizzare un registro delle interruzioni cartaceo secondo norma. Si prevede in futuro di realizzare un registro interruzioni elettronico in modo tale da facilitare l'inserimento dei dati e per poterne fare una copia cartacea alla fine di ogni anno.

# Bibliografia

- [1] Tomas Markvart, “Solar Electricity”, Seconda edizione John Wiley & Sons, 2000.
- [2] Ned Mohan - Tore M. Undeland - William P. Robbins, “Elettronica di potenza - convertitori e applicazioni”, Terza edizione Hoepli, 2003.
- [3] Giorgio Radolfi, “Energia Alternative”, Editrice il Rosato, 2000.
- [4] Dati e informazioni rilasciati dal Gestore dei Servizi Elettrici - GSE - [www.gse.it](http://www.gse.it)
- [5] IEEE Xplore - Digital library - <http://ieeexplore.ieee.org>  
High Efficiency Carbon Nanotube Based Solar Cells For Electronics Device - Saraj Sudash, Masud H Choedhury.
- [6] Documentazione dell'AEEG - [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)
- [7] POWER QUALITY AND PERTURBATION EFFECTS: A SURVEY OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL MV USERS, S. Quaia - F. Tosato, Dipartimento di elettrotecnica, elettronica e informatica - Università di trieste.
- [8] Dati raccolti e messi a disposizione dal CEIS.



# Elenco delle figure

1.1	direzioni perpendicolare e inclinata della linea del sole rispetto al piano orizzontale . . .	5
1.2	conversione fotovoltaica . . . . .	6
1.3	Un po' di storia . . . . .	7
1.4	Effetto fotoelettrico . . . . .	8
1.5	Cella Fotovoltaica ed effetto fotoelettrico . . . . .	8
1.6	Bande energetiche e tipi di materiali . . . . .	9
1.7	atomi allineati in un cristallo puro di silicio . . . . .	11
1.8	cristallo di silicio drogato con atomi di Boro e fosforo . . . . .	12
1.9	zona di svuotamento . . . . .	12
2.1	schema di una cella fotovoltaica e la sua caratteristica . . . . .	15
2.2	Circuito equivalente di una cella fotovoltaica . . . . .	17
2.3	caratteristica esterna di una cella fotovoltaica e andamento della potenza . . . . .	18
2.4	Caratteristica i-v della cella considerando le perdite - potenza persa nelle celle . . . . .	21
2.5	Effetti della temperatura e della radiazione solare . . . . .	22
2.6	Circuito equivalente di n celle collegate in serie . . . . .	24
2.7	Curva caratteristica delle celle in serie . . . . .	25
2.8	Circuito equivalente di n celle in parallelo . . . . .	26
2.9	Curva caratteristica delle singole celle (a) e curva caratteristiche delle celle in parallelo (b) . . . . .	27
2.10	Processo di produzione dei wafer di silicio . . . . .	29
2.11	Taglio e drogaggio dei Wafer per la produzione di una cella cristallina . . . . .	30
2.12	processo WICP . . . . .	31
2.13	Celle ad Elevata Efficienza . . . . .	32
3.1	Produzione di moduli a celle cristalline . . . . .	37
3.2	Produzione cella a film sottile . . . . .	38
3.3	Tolleranza di fabbricazione . . . . .	40
3.4	Caratteristiche di un modulo fotovoltaico . . . . .	41
3.5	Risposta spettrale dei moduli FV . . . . .	41
3.6	Albero delle prove . . . . .	44
4.1	Architettura del sistema FV . . . . .	46
4.2	Connettori . . . . .	47
4.3	Limitazione delle sovratensioni . . . . .	48
4.4	Sistema di montaggio per tetti con copertura in tegole . . . . .	49
4.5	Sistema di montaggio per tetti in lamiera . . . . .	50
4.6	shunt regulator e series regulator . . . . .	52
4.7	MPP Tracker . . . . .	53
4.8	inverter . . . . .	57
4.9	schema SPD . . . . .	59
4.10	Sistema ibrido di produzione dell'energia elettrica . . . . .	60
4.11	Configurazioni dei sistemi ibridi . . . . .	61
5.1	reticolo sul quale disegnare il diagramma solare . . . . .	67
5.2	Diagramma solare cartesiano e polare . . . . .	68

5.3	proiettare gli oggetti sul diagramma solare . . . . .	69
7.1	Foto aerea della centrale FV "Sol de Ise" . . . . .	81
7.2	Disposizione del generatore FV - Centrale "Sol de Ise" . . . . .	82
7.3	Generatore FV fisso - Centrale "Sol de Ise" . . . . .	83
7.4	Inseguitori - Centrale "Sol de Ise" . . . . .	84
7.5	Schema elettrico cabina - Centrale "Sol de Ise" . . . . .	88
7.6	Schema elettrico generale - Centrale "Sol de Ise" . . . . .	89
7.7	Cavidotti - Centrale "Sol de Ise" . . . . .	90
7.8	Dettaglio del sistema di richiusura - Centrale "Sol de Ise" . . . . .	91
7.9	Alimentazione da UPS - Centrale "Sol de Ise" . . . . .	91
8.1	BIPV: Boulding integrated photovoltaics . . . . .	97
8.2	Celle organiche - DSSC Cell Dye sensitized solar cell (DSC) module . . . . .	98
8.3	concentratore solare cogenerativo . . . . .	101
9.1	Andamento della tensione di fase in BT durante un buco di tensione causato da un guasto	108
9.2	curva di immunità ITI (CBEMA) per personal computers e simili . . . . .	110
10.1	Fattori di qualità del servizio . . . . .	115
10.2	Numero delle interruzione senza preavviso . . . . .	119

# Elenco delle tabelle

1.1	Alcune date importanti che hanno segnato lo sviluppo dell'energia fotovoltaica . . . . .	7
9.1	Effetti avvertiti dall'utenza in caso di guasti su linee MT appartenenti alla stessa sbarra di cabina primaria . . . . .	109
10.1	Tassi annui di miglioramento tendenziale obbligatorio per le interruzioni senza preavviso lunghe, per grado di concentrazione e per livelli dell'indicatore di riferimento. . . . .	117