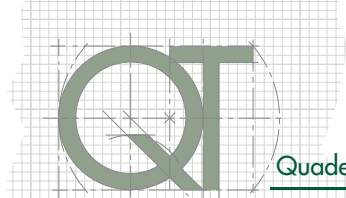


Quaderni di applicazione tecnica N.10

Impianti fotovoltaici



Impianti fotovoltaici

Indice

Introduzione 4

PARTE I

1 Generalità sugli impianti fotovoltaici 5

1.1 Principio di funzionamento..... 5

1.2 Energia del sole..... 5

1.3 Principali componenti di un impianto fotovoltaico..... 8

1.3.1 Generatore fotovoltaico..... 8

1.3.2 Inverter..... 11

1.4 Tipologia dei pannelli fotovoltaici..... 12

1.4.1 Pannelli in silicio cristallino..... 12

1.4.2 Pannelli in film sottile..... 13

1.5 Tipologia degli impianti fotovoltaici..... 15

1.5.1 Impianti isolati (stand-alone)..... 15

1.5.2 Impianti collegati alla rete (grid-connected) . 16

1.6 Intermittenza della generazione ed accumulo dell'energia prodotta 17

2 Produzione energetica 18

2.1 Circuito equivalente della cella..... 18

2.2 Caratteristica tensione-corrente della cella 18

2.3 Schema circuitale di connessione alla rete..... 19

2.4 Potenza nominale di picco..... 20

2.5 Produzione energetica annua attesa..... 20

2.6 Inclinazione ed orientamento dei pannelli 22

2.7 Tensioni e correnti in un impianto PV..... 24

2.8 Variazione dell'energia prodotta..... 24

2.8.1 Irraggiamento 24

2.8.2 Temperatura dei moduli..... 25

2.8.3 Ombreggiamenti 25

3 Metodi di installazione e configurazioni 26

3.1 Integrazione architettonica..... 26

3.2 Configurazione del campo solare 27

3.2.1 Impianto mono-inverter 27

3.2.2 Impianto con un inverter per ogni stringa 27

3.2.3 Impianto multi-inverter 27

3.3 Scelta ed interfacciamento inverter 28

3.4 Scelta dei cavi..... 32

3.4.1 Tipi di cavi 32

3.4.2 Sezione e portata 32

PARTE II - Contesto italiano

4 Allacciamento alla rete e misura dell'energia 33

4.1 Generalità 33

4.2 Parallelo con la rete BT 34

4.3 Parallelo con la rete MT..... 36

4.4 Misura dell'energia prodotta e scambiata con la rete 38

5 Messa a terra e protezione dai contatti indiretti 39

5.1 Messa a terra 39

5.2 Impianti con trasformatore 39

5.2.1 Masse a monte del trasformatore 39

5.2.1.1 Impianto con sistema IT 39

5.2.1.2 Impianto con sistema TN 39

5.2.2 Masse a valle del trasformatore 40

5.3 Impianti senza trasformatore..... 41

Impianti fotovoltaici

Indice

6 Protezione dalle sovracorrenti e sovratensioni..... 42

6.1 Protezione dalle sovracorrenti lato c.c..... 42

6.1.1 Protezione dei cavi..... 42

6.1.2 Protezione delle stringhe contro la corrente inversa..... 43

6.1.3 Comportamento dell'inverter..... 43

6.1.4 Scelta dei dispositivi di protezione..... 43

6.2 Protezione dalla sovracorrenti lato c.a..... 44

6.3 Scelta dei dispositivi di manovra e sezionamento..... 44

6.4 Protezione dalle sovratensioni..... 45

6.4.1 Fulminazione diretta..... 45

6.4.1.1 Edificio senza LPS..... 45

6.4.1.2 Edificio con LPS..... 45

6.4.1.3 Impianto PV a terra..... 46

6.4.2 Fulminazione indiretta..... 46

6.4.2.1 Protezione lato continua..... 47

6.4.2.2 Protezione lato alternata..... 48

7 Il Conto Energia..... 49

7.1 Meccanismo del Conto Energia e tariffe incentivanti..... 49

7.2 Valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto..... 50

7.2.1 Scambio sul Posto..... 50

7.2.2 Vendita dell'energia prodotta..... 50

8 Analisi economica dell'investimento..... 51

8.1 Richiami teorici..... 51

8.1.1 Valore Attuale Netto (VAN)..... 51

8.1.2 Indicatori economici..... 51

8.1.2.1 Tasso Interno di Rendimento (TIR)..... 51

8.1.2.2 Tempo di Ritorno Attualizzato (TRA)..... 51

8.1.2.3 Tempo di Ritorno (TR)..... 51

8.2 Considerazioni economiche sull'impianto PV..... 52

8.3 Esempi di analisi d'investimento..... 52

8.3.1 Impianto fotovoltaico da 3kWp autofinanziato..... 52

8.3.2 Impianto fotovoltaico da 3kWp finanziato..... 54

8.3.3 Impianto fotovoltaico da 60kWp autofinanziato..... 55

8.3.4 Impianto fotovoltaico da 60kWp finanziato..... 56

PARTE III

9 Soluzioni ABB per applicazioni fotovoltaiche..... 57

9.1 Interruttori scatolati ed aperti..... 57

9.1.1 Interruttori automatici scatolati per corrente alternata Tmax T..... 57

9.1.2 Nuova gamma interruttori automatici scatolati SACE Tmax XT..... 58

9.1.3 Interruttori automatici scatolati per impiego fino a 1150 V c.a..... 59

9.1.4 Interruttori di manovra-sezionatori scatolati Tmax T e SACE Tmax XT..... 62

9.1.5 Interruttori automatici aperti per corrente alternata..... 63

9.1.6 Interruttori automatici aperti per impiego fino a 1150 V c.a..... 64

9.1.7 Interruttori di manovra-sezionatori aperti..... 65

9.1.8 Interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino a 1150 V c.a..... 66

9.1.9 Interruttori automatici scatolati per corrente continua Tmax T..... 67

9.1.10 Interruttori automatici scatolati per corrente continua SACE Tmax XT..... 68

9.1.11 Interruttori automatici scatolati per impiego fino a 1000 V c.c..... 68

9.1.12 Interruttori di manovra-sezionatori scatolati per corrente continua Tmax PV..... 69

9.1.13 Interruttori automatici aperti per corrente continua..... 70

9.1.14 Interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino a 1000 V c.c..... 74

9.2	Sganciatori differenziali tipo B.....	75	Appendice A – Nuove tecnologie di pannelli	
	9.2.1 Sganciatori differenziali RC223 e RC B Type.....	75	A.1	Tecnologie emergenti
	9.2.2 Interruttori differenziali modulari.....	76	A.2	Solare a concentrazione.....
9.3	Contattori	76	A.2	Solare a pannelli cilindrici.....
9.4	Sezionatori.....	77	Appendice B – Altre fonti di energie rinnovabili	
9.5	Interruttori magnetotermici modulari.....	77	B.1	Premessa
9.6	Scaricatori di sovratensione di tipo 2.....	78	B.2	Energia eolica
9.7	Sezionatori fusibili	78	B.3	Energia da biomasse
9.8	Contatori elettronici di energia	78	B.4	Energia geotermica.....
9.9	Quadri.....	79	B.5	Energia da maree e moto ondoso
9.10	Centralini da parete	79	B.6	Il mini-idroelettrico
9.11	Scatole di derivazione.....	79	B.7	Solare termico.....
9.12	Morsetti componibili.....	80	B.8	Solare termodinamico.....
9.13	Motori	80	B.9	Sistemi ibridi
9.14	Convertitori di frequenza	81	B.10	Situazione energetica italiana
9.15	Controllori programmabili.....	81	B.10.1	Energie non rinnovabili
9.16	Quadri di campo.....	81	B.10.2	Energie rinnovabili.....
			Appendice C – Esempi di dimensionamento impianto fotovoltaico	
			C.1	Premessa
			C.2	Impianto fotovoltaico da 3kWp.....
			C.3	Impianto fotovoltaico da 60kWp.....

Introduzione

Nell'attuale contesto energetico ed ambientale globale è diventato rilevante e prioritario (anche a seguito del protocollo di Kyoto) l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra e di sostanze inquinanti, anche mediante lo sfruttamento di fonti energetiche alternative e rinnovabili, che affianchino e riducano l'utilizzo di combustibili fossili, i quali sono oltretutto destinati ad esaurirsi per il considerevole consumo da parte di diversi Paesi.

Il Sole è certamente una fonte di energia rinnovabile dalle grosse potenzialità, a cui si può attingere nel rispetto dell'ambiente. Basti pensare che istante per istante la superficie dell'emisfero terrestre esposto al Sole riceve una potenza maggiore di 50 mila TW; la quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è quindi enorme, circa diecimila volte superiore a tutta l'energia usata dall'umanità nel suo complesso.

Tra i diversi sistemi che utilizzano fonti di energie rinnovabili, il fotovoltaico è promettente per le qualità intrinseche del sistema stesso, poiché ha ridottissimi costi d'esercizio (il combustibile è gratuito) e limitate esigenze di manutenzione, è affidabile, silenzioso e relativamente semplice da installare. Inoltre il fotovoltaico, in alcune applicazioni isolate, è sicuramente conveniente in confronto ad altre fonti energetiche, specie in luoghi in cui sia difficoltoso ed antieconomico giungere con tradizionali linee elettriche.

Nel panorama italiano il fotovoltaico sta avendo un forte incremento grazie al Conto Energia, un meccanismo di sovvenzione per il settore fotovoltaico che prevede la remunerazione, con incentivi erogati dal GSE (Gestore dei Servizi Elettrici), dell'energia elettrica prodotta da impianti connessi alla rete.

Questo Quaderno Tecnico intende analizzare le problematiche ed i concetti di base che si incontrano nella realizzazione di un impianto fotovoltaico; partendo da una descrizione generale sulle modalità di sfruttamento dell'energia solare mediante impianti fotovoltaici, ven-

gono principalmente descritti i metodi di connessione alla rete, di protezione da sovracorrenti, sovratensioni e dai contatti indiretti, al fine di condurre alla scelta appropriata dei dispositivi di manovra e protezione dei diversi componenti dell'impianto.

Il Quaderno Tecnico è suddiviso in tre parti: nella prima parte più generale (comprendente i primi tre capitoli) vengono descritti il principio di funzionamento degli impianti fotovoltaici, la loro tipologia, i principali componenti, i metodi di installazione e le diverse configurazioni. Viene inoltre analizzata la produzione energetica di un impianto e come essa possa variare in funzione di determinate grandezze. La seconda parte (comprendente i capitoli dal quattro all'otto) è dedicata ai metodi di allacciamento alla rete, ai sistemi di protezione, alla descrizione del Conto Energia e ad una semplice analisi economica dell'investimento per realizzare un impianto fotovoltaico, con particolare riferimento al contesto italiano ed alle normative, alle delibere ed ai decreti in esso vigenti al momento della stesura del Quaderno Tecnico. Infine nella terza parte (comprendente il capitolo nove) vengono fornite le soluzioni che ABB mette a disposizione per applicazioni fotovoltaiche.

A compendio del Quaderno Tecnico sono inoltre presenti tre appendici nelle quali si fornisce:

- una descrizione delle nuove tecnologie nella realizzazione di pannelli solari e del solare a concentrazione come metodo per incrementare l'irraggiamento dei pannelli;
- una descrizione delle altre fonti di energia rinnovabile ed un'analisi della situazione energetica italiana;
- un esempio di dimensionamento di un impianto fotovoltaico da 3kWp relativo ad una villetta monofamiliare ed un esempio di impianto da 60kWp per un'azienda artigianale manifatturiera.



1 Generalità sugli impianti fotovoltaici

1.1 Principio di funzionamento

Un impianto fotovoltaico trasforma direttamente ed istantaneamente l'energia solare in energia elettrica senza l'utilizzo di alcun combustibile. La tecnologia fotovoltaica sfrutta infatti l'effetto fotovoltaico, per mezzo del quale alcuni semiconduttori opportunamente "drogati" generano elettricità se esposti alla radiazione solare.

I principali vantaggi degli impianti fotovoltaici possono riassumersi in:

- generazione distribuita nel luogo dove serve;
- assenza di emissione di sostanze inquinanti;
- risparmio di combustibili fossili;
- affidabilità degli impianti poiché non vi sono parti in movimento (vita utile di norma superiore ai 20 anni);
- ridotti costi di esercizio e manutenzione;
- modularità del sistema (per incrementare la potenza dell'impianto è sufficiente aumentare il numero di pannelli) secondo le reali esigenze dell'utente.

Tuttavia, il costo iniziale per la realizzazione di un impianto fotovoltaico è ancora piuttosto elevato a causa di un mercato che non ha ancora raggiunto la piena maturità tecnica ed economica. Inoltre la produzione è discontinua a causa della variabilità della fonte energetica solare.

La produzione elettrica annua di un impianto fotovoltaico dipende da diversi fattori tra cui:

- radiazione solare incidente sul sito di installazione;
- inclinazione ed orientamento dei pannelli;
- presenza o meno di ombreggiamenti;
- prestazioni tecniche dei componenti dell'impianto (principalmente moduli ed inverter).

Le principali applicazioni degli impianti fotovoltaici sono:

1. impianti (con sistemi di accumulo) per utenze isolate dalla rete (stand alone);
2. impianti per utenze collegate alla rete di bassa tensione (grid connected);
3. centrali di produzione di energia elettrica fotovoltaico, generalmente collegate alla rete in media tensione.

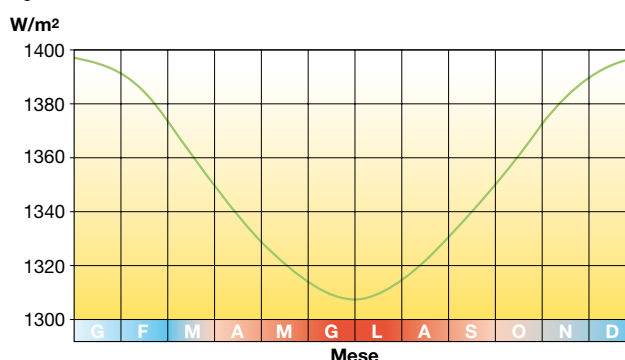
Gli incentivi in "conto energia" sono concessi solo per le applicazioni di tipo 2 e 3, in impianti con potenza nominale non inferiore ad 1 kW.

Un impianto fotovoltaico è essenzialmente costituito da un generatore (pannelli fotovoltaici), da una struttura di sostegno per installare i pannelli sul terreno, su un edificio o una qualsiasi struttura edilizia, da un sistema di controllo e condizionamento della potenza, da un eventuale accumulatore di energia, da quadri elettrici contenenti le apparecchiature di manovra-protezione e dai cavi di collegamento.

1.2 Energia dal Sole

Nel nucleo del Sole avvengono incessantemente reazioni di fusione termonucleare a milioni di gradi che liberano enormi quantità di energia sotto forma di radiazioni elettromagnetiche. Parte di questa energia raggiunge l'esterno dell'atmosfera terrestre con un irraggiamento medio (costante solare) di circa $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$ che varia in funzione della distanza Terra-Sole (figura 1.1)¹ e dell'attività solare (macchie solari).

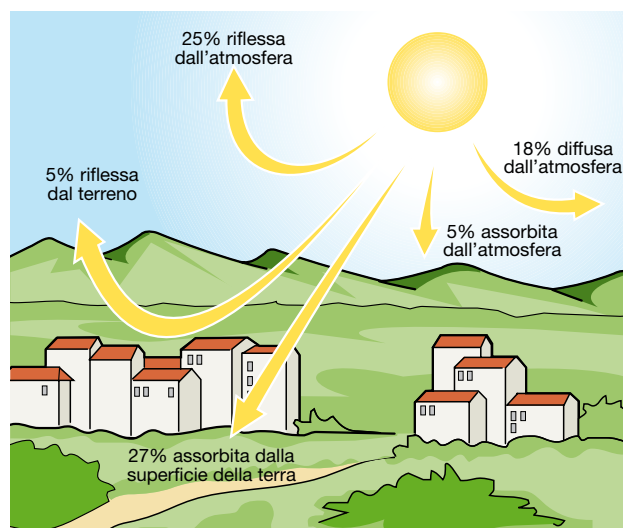
Figura 1.1 - Radiazione extra-atmosferica



Per **irraggiamento solare** si intende l'intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria [kW/m^2]. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro della radiazione solare.

Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare si attenua, poiché in parte viene riflessa ed assorbita (soprattutto dal vapore d'acqua e dagli altri gas atmosferici). La radiazione che prosegue viene parzialmente diffusa dall'aria e dalle particelle solide in sospensione nell'aria (figura 1.2).

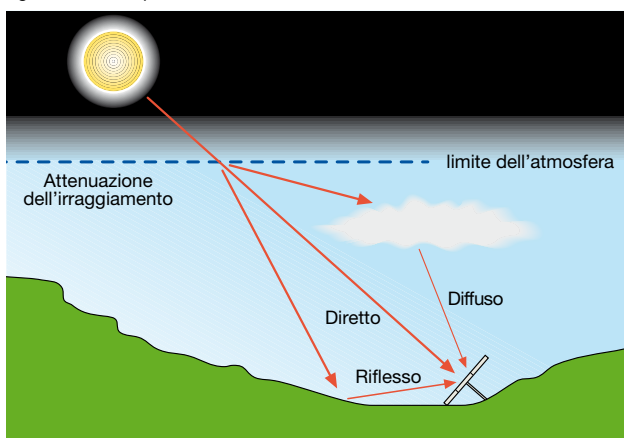
Figura 1.2 - Flusso di energia fra il sole, l'atmosfera e la superficie terrestre



¹ A causa dell'orbita ellittica, la Terra si trova alla minima distanza dal Sole (perielio) a dicembre-gennaio ed alla massima distanza (afelio) nei mesi di giugno-luglio.

Per **radiazione solare** s'intende l'integrale dell'irraggiamento solare su un periodo di tempo specificato [kWh/m²]. La radiazione che giunge su una superficie orizzontale è pertanto composta da una **radiazione diretta**, associata all'irraggiamento diretto sulla superficie, da una **radiazione diffusa** che arriva sulla superficie dal cielo in ogni direzione e da una **radiazione riflessa** dal terreno e dall'ambiente circostante una data superficie (figura 1.3). D'inverno e con il cielo coperto la componente diffusa è molto maggiore di quella diretta.

Figura 1.3 - Componenti della radiazione solare



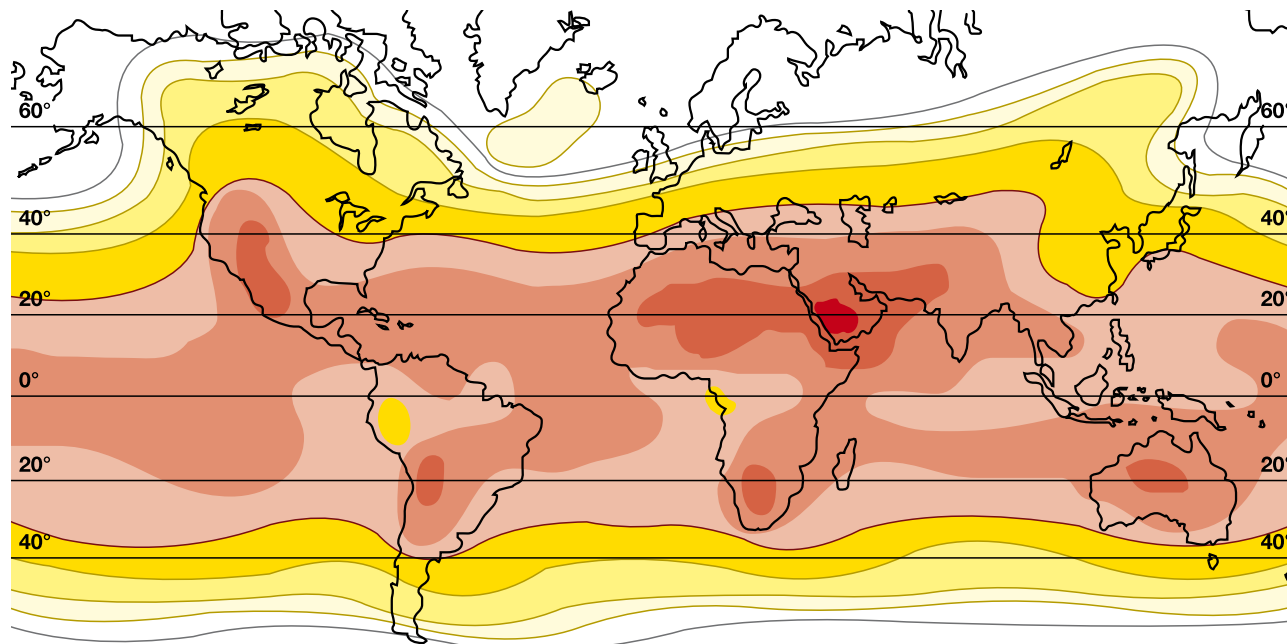
La radiazione riflessa dipende dalla capacità di una superficie di riflettere la radiazione solare e viene misurata tramite il coefficiente di albedo calcolato per ciascun materiale (figura 1.4).

Figura 1.4 - Radiazione riflessa

Tipo di superficie	albedo
Strade sterrate	0,04
Superfici acquose	0,07
Bosco di conifere d'inverno	0,07
Asfalto invecchiato	0,10
Tetti o terrazzi in bitume	0,13
Suolo (creta, marne)	0,14
Erba secca	0,20
Pietrisco	0,20
Calcestruzzo invecchiato	0,22
Bosco in autunno/campi	0,26
Erba verde	0,26
Superfici scure di edifici	0,27
Foglie morte	0,30
Superfici chiare di edifici	0,60
Neve	0,75

Nella figura 1.5 è rappresentato l'atlante solare mondiale della radiazione media solare sul piano inclinato 30° Sud [kWh/m²/giorno].

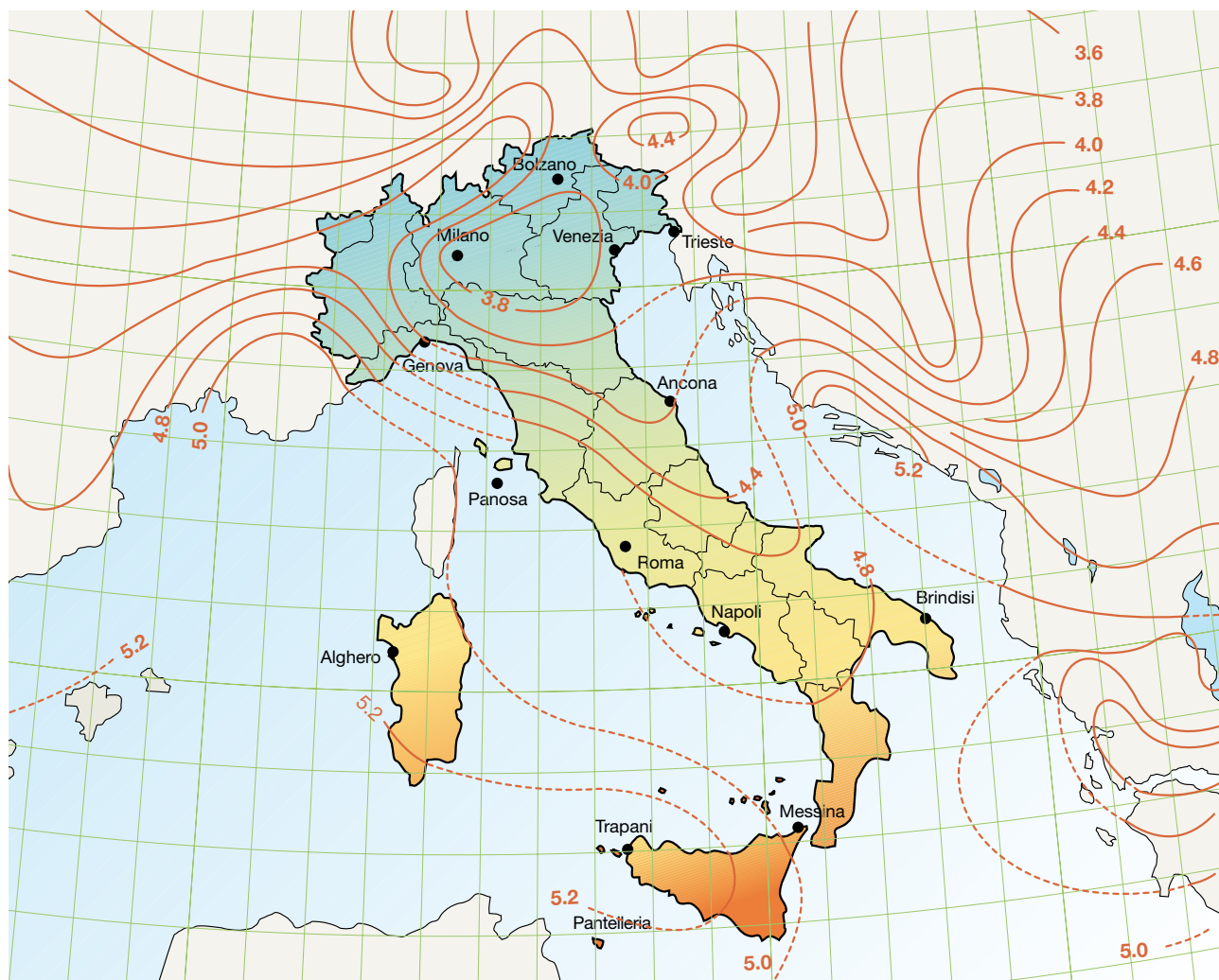
Figura 1.5 - Atlante solare



In Italia la radiazione media annuale varia dai 3.6 kWh/m²/giorno della Pianura Padana ai 4.7 kWh/m²/giorno del centro sud e ai 5.4 kWh/m²/giorno della Sicilia (figura 1.6). In località favorevoli del Sud e delle Isole è possibile pertanto raccogliere annualmente circa 2000 kWh/m²

(5.4 · 365), l'equivalente energetico di 1.5 barili di petrolio per metro quadrato, mentre il resto dell'Italia si trova fra i 1750 kWh/m² della fascia tirrenica e 1300 kWh/m² della zona padana.

Figura 1.6 - Irradiazione globale giornaliera in kWh/m²



1.3 Principali componenti di un impianto fotovoltaico

1.3.1 Generatore fotovoltaico

Il componente elementare del generatore è la cella fotovoltaica in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica.

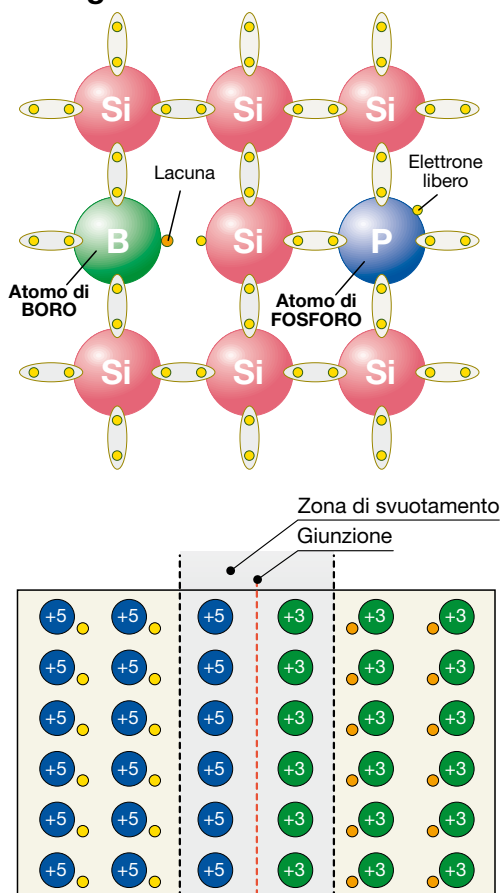
La cella è costituita da una sottile fetta di materiale semiconduttore, generalmente silicio opportunamente trattato, dello spessore di circa 0.3 mm e con una superficie compresa tra i 100 e i 225 cm².

Il silicio, che ha quattro elettroni di valenza (tetravalente), viene "drogato" mediante l'inserimento su una "faccia" di atomi trivalenti (es. boro - drogaggio P) e sull'altra faccia con piccole quantità di atomi pentavalenti (es. fosforo - drogaggio N).

La regione tipo P ha un eccesso di lacune, mentre la regione tipo N ha un eccesso di elettroni (figura 1.7).

Figura 1.7 - La cella fotovoltaica

Silicio drogato



Nella zona di contatto tra i due strati a diverso drogaggio (giunzione P-N), gli elettroni tendono a diffondersi dalla regione ad alta densità di elettroni (N) alla regione a bassa densità di elettroni (P) creando pertanto un accumulo di carica negativa nella regione P. Un fenomeno duale avviene per le lacune, con un accumulo di carica positiva nella regione N.

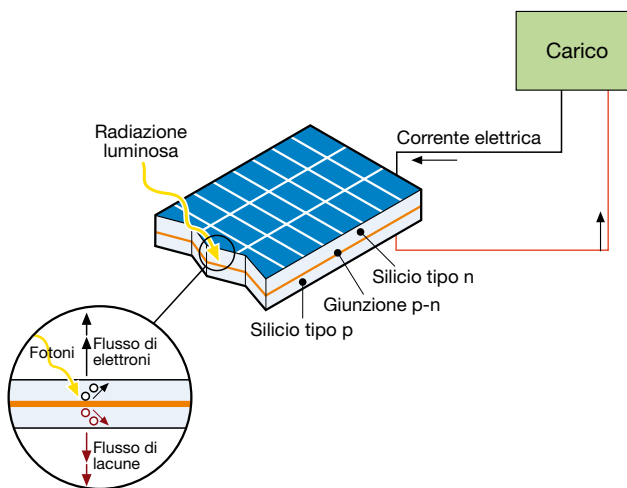
Si viene quindi a creare un campo elettrico interno alla giunzione che si oppone all'ulteriore diffusione di cariche elettriche. Se si applica una tensione dall'esterno, la giunzione permette il passaggio di corrente in un solo senso (funzionamento da diodo).

Quando la cella è esposta alla luce, per effetto fotovoltaico², vengono a crearsi delle coppie elettrone-lacuna sia nella zona N che nella zona P.

Il campo elettrico interno permette di dividere gli elettroni in eccesso (ottenuti dall'assorbimento dei fotoni da parte del materiale) dalle lacune, e li spinge in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri.

Gli elettroni, una volta oltrepassata la zona di svuotamento non possono quindi più tornare indietro, perché il campo impedisce loro di invertire il "senso di marcia". Connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale la corrente fluisce dallo strato P, a potenziale maggiore, verso lo strato N, a potenziale minore fintanto che la cella resta illuminata. (figura 1.8)

Figura 1.8 - Funzionamento cella fotovoltaica



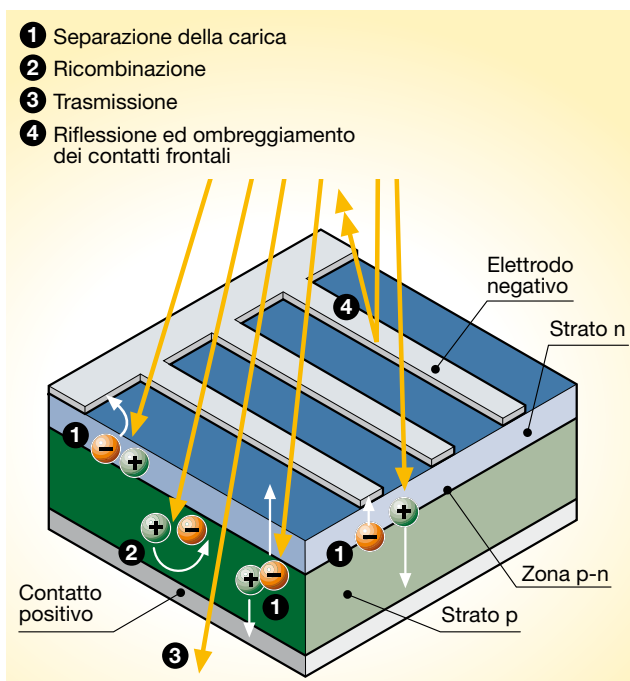
² L'effetto fotovoltaico si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale (generalmente semiconduttore) passa nella banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone (quanto di radiazione elettromagnetica) sufficientemente energetico incidente sul materiale. Nei materiali semiconduttori infatti, come per i materiali isolanti, gli elettroni di valenza non sono liberi di muoversi, ma nei semiconduttori rispetto agli isolanti è piccola la differenza energetica tra la banda di valenza e quella di conduzione (tipica dei materiali conduttori), sicché gli elettroni possono facilmente passare nella banda di conduzione qualora ricevano energia sufficiente dall'esterno. Tale energia può essere fornita dalla radiazione luminosa, da cui l'effetto fotovoltaico.

La zona di silicio che contribuisce a fornire la corrente è quella circostante la giunzione P-N; nelle zone distanti si formano le cariche elettriche, ma manca il campo elettrico che le mette in movimento e di conseguenza si ricombinano.

Quindi è importante che la cella fotovoltaica abbia una grande superficie: maggiore è la superficie, maggiore è la corrente generata.

Nella figura 1.9 vi è una rappresentazione dell'effetto fotovoltaico ed il bilancio energetico descrivente l'ingente percentuale di energia solare incidente che non viene convertita in energia elettrica.

Figura 1.9 - Effetto fotovoltaico



100% dell'energia solare incidente

- 3% perdite di riflessione ed ombreggiamento dei contatti frontali
- 23% fotoni con lunghezza d'onda elevata, con insufficiente energia per liberare elettroni. Si ha generazione di calore
- 32% fotoni con lunghezza d'onda corta, con energia in eccesso (trasmissione)
- 8.5% ricombinazioni dei portatori di carica libera
- 20% gradiente elettrico nella cella, specialmente nella regione di transizione
- 0.5% resistenza in serie, rappresentativa delle perdite elettriche di conduzione

= 13% energia elettrica utilizzabile

Nelle condizioni di funzionamento standard (irraggiamento di 1kW/m² alla temperatura di 25°C) una cella fotovoltaica fornisce una corrente di circa 3A con una tensione di 0.5V ed una potenza di picco pari a 1.5-1.7 Wp.

In commercio si trovano i moduli fotovoltaici che sono costituiti da un insieme di celle. I più diffusi racchiudono 36 celle disposte su 4 file parallele collegate in serie con una superficie che varia da 0.5 a 1m².

Più moduli collegati tra loro meccanicamente ed elettricamente formano un pannello, ossia una struttura comune ancorabile al suolo o ad un edificio (figura 1.10).

Figura 1.10



Più pannelli collegati elettricamente in serie costituiscono una stringa e più stringhe, collegate elettricamente in parallelo per fornire la potenza richiesta, costituiscono il generatore o campo fotovoltaico (figure 1.11-1.12).

Figura 1.11

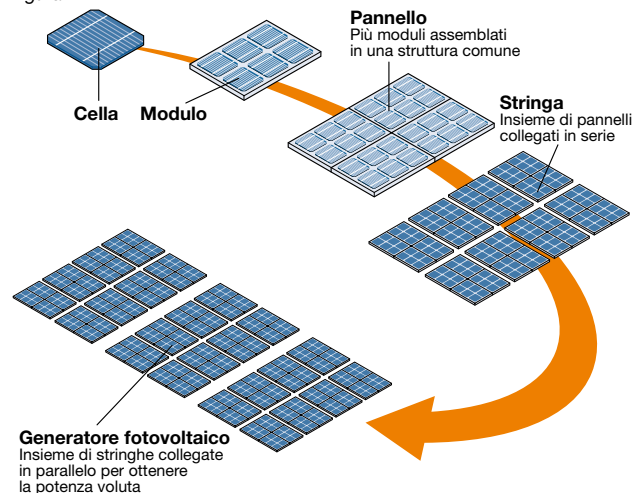


Figura 1.12



Nei moduli, le celle fotovoltaiche non sono tutte identiche a causa delle inevitabili difformità di fabbricazione, pertanto due blocchi di celle collegate tra loro in parallelo possono non avere la stessa tensione. Si viene a creare conseguentemente una corrente di circolazione dal blocco di celle a tensione maggiore verso quello a tensione minore. Quindi una parte della potenza prodotta dal modulo viene persa all'interno del modulo stesso (perdite di mismatch).

La disuguaglianza tra le celle può essere determinata anche da un diverso irraggiamento solare, ad esempio una parte di celle sono ombreggiate, oppure dal loro deterioramento.

Tali celle si comportano come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle. Il diodo è sottoposto alla tensione delle altre celle, la quale può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento locale e danni al modulo.

Pertanto i moduli sono dotati di diodi di by-pass che limitano tale fenomeno, cortocircuitando la parte del modulo ombreggiata o danneggiata. Anche tra le stringhe del campo fotovoltaico si può creare il fenomeno di mismatch, a seguito della disuguaglianza dei moduli, diverso irraggiamento delle stringhe, ombreggiamenti e guasti di una stringa.

Per evitare la circolazione di corrente inversa tra le stringhe si possono inserire diodi.

Le celle che costituiscono il modulo sono incapsulate con un sistema di assemblaggio che:

- isola elettricamente le celle verso l'esterno;
- protegge le celle dagli agenti atmosferici e dalle sollecitazioni meccaniche;
- resiste ai raggi ultravioletti, alle basse temperature, agli sbalzi di temperatura e all'abrasione;
- smaltisce facilmente il calore, per evitare che l'aumento di temperatura riduca la potenza fornita dal modulo.

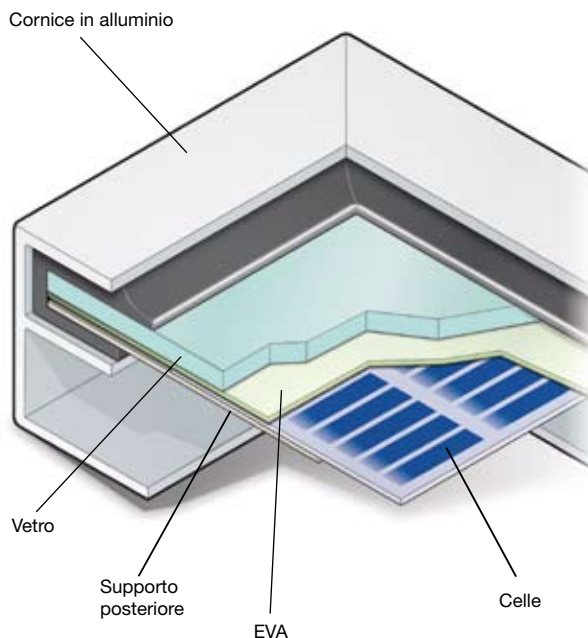
Tali proprietà devono permanere per la vita attesa del modulo.

La figura 1.13 mostra la sezione di un modulo standard in silicio cristallino, composto da:

- una lamina di protezione sul lato superiore esposto alla luce, caratterizzata da elevata trasparenza (il materiale più utilizzato è il vetro temprato);

- un materiale di incapsulamento per evitare il contatto diretto vetro-cella, eliminare gli interstizi dovuti alle imperfezioni superficiali delle celle ed isolare elettricamente la cella dal resto del pannello; nei processi che utilizzano la fase di laminazione si impiega spesso il VinilAcetato di Etilene (EVA);
- un substrato di supporto posteriore (vetro, metallo, plastica);
- una cornice metallica (telaio), usualmente in alluminio.

Figura 1.13



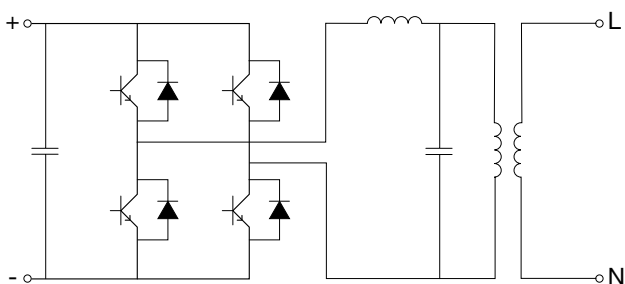
Nei moduli in silicio cristallino, per il collegamento delle celle, si utilizzano contatti metallici saldati successivamente alla realizzazione delle celle; nei moduli a film sottile il collegamento elettrico anteriore rientra nel processo di produzione della cella ed è garantito da uno strato di ossidi metallici trasparenti, come l'ossido di zinco o l'ossido di stagno.

1.3.2 Inverter

Il sistema di condizionamento e controllo della potenza è costituito da un inverter che trasforma la corrente continua in alternata controllando la qualità della potenza in uscita per l'immissione in rete anche attraverso un filtro L-C interno all'inverter stesso.

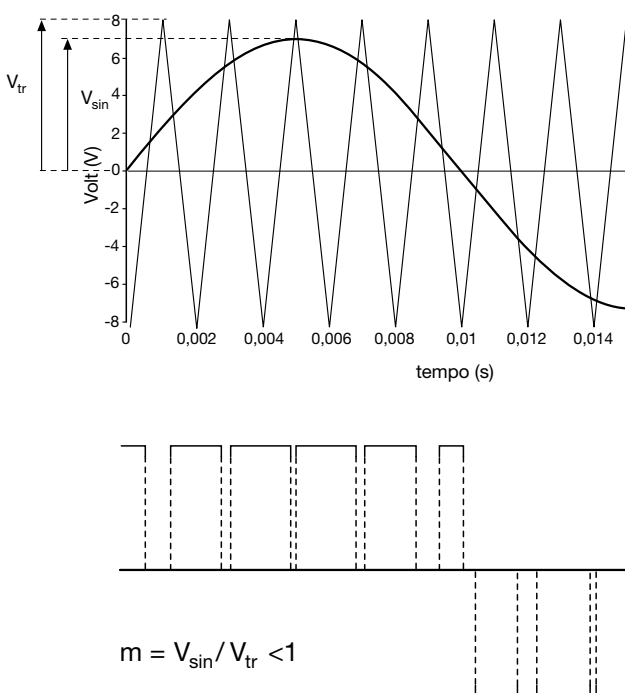
La figura 1.14 mostra lo schema di principio di un inverter. I transistor, utilizzati come interruttori statici, sono pilotati da un segnale di apertura-chiusura che nella forma più semplice fornirebbe un'onda quadra in uscita.

Figura 1.14 – Schema di principio di un inverter monofase



Per avvicinarsi il più possibile ad un'onda sinusoidale si utilizza la tecnica più sofisticata a modulazione della larghezza d'impulso (PWM: Pulse Width Modulation) che consente di ottenere una regolazione sia sulla frequenza che sul valore efficace della forma d'onda in uscita (figura 1.15).

Figura 1.15 – Principio di funzionamento della tecnica PWM



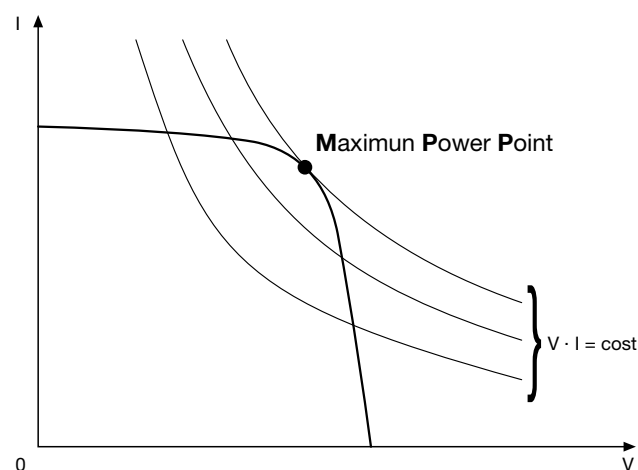
La potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal punto in cui esso si trova ad operare.

Per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto si deve adeguare il generatore al carico, in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza.

A tal fine viene utilizzato nell'inverter un chopper controllato denominato inseguitore del punto di massima potenza (MPPT: Maximum Power Point Tracking) che individua istante per istante la coppia di valori tensione-corrente del generatore per la quale la potenza fornita è massima.

Partendo dalla curva I-V del generatore fotovoltaico:

Punto di massima potenza (MPP) per un generatore fotovoltaico



Il punto di massimo trasferimento di potenza corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica I-V per un dato valore di radiazione solare e l'iperbole di equazione $V \cdot I = \text{cost}$.

I dispositivi MPPT commercialmente utilizzati individuano il punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore provocando ad intervalli regolari delle piccole variazioni di carico che determinano scostamenti dei valori di tensione e di corrente, valutando se il nuovo prodotto I-V è maggiore o minore del precedente. Se si presenta un aumento si continuano a variare le condizioni di carico nella direzione considerata.

Nel caso contrario si modificano le condizioni nel verso opposto.

Per effetto delle caratteristiche delle performance richieste, gli inverter per impianti in isola e per impianti collegati alla rete di distribuzione devono avere caratteristiche differenti:

- negli impianti funzionanti in isola, gli inverter devono essere in grado di fornire una tensione lato c.a. il più possibile costante al variare della produzione del generatore e della richiesta del carico;
- negli impianti connessi alla rete, gli inverter devono riprodurre, il più fedelmente possibile, la tensione di rete, cercando nel contempo di ottimizzare e massimizzare la produzione energetica dei pannelli fotovoltaici.

1.4 Tipologia dei pannelli fotovoltaici

1.4.1 Pannelli in silicio cristallino

I pannelli in silicio cristallino sono attualmente i più utilizzati negli impianti installati e si suddividono in due categorie:

- *monocristallino* (figura 1.16), omogeneo a cristallo singolo, sono prodotti da cristallo di silicio di elevata purezza. Il lingotto di silicio monocristallino è di forma cilindrica del diametro di 13-20 cm e 200 cm di lunghezza, ottenuto per accrescimento di un cristallo filiforme in lenta rotazione.

Successivamente, tale cilindro viene opportunamente suddiviso in wafer dello spessore di 200-250 μm e la superficie superiore viene trattata producendo dei microsolchi aventi lo scopo di minimizzare la perdite per riflessione.

Il vantaggio principale di queste celle è il rendimento (14-17%), cui si associa una durata elevata ed il mantenimento delle caratteristiche nel tempo³.

Il prezzo di tali moduli è intorno a 3.2-3.5 €/W ed i pannelli realizzati con tale tecnologia sono caratterizzati usualmente da un'omogenea colorazione blu scuro⁴.

Figura 1.16 – Pannello in silicio monocristallino



- *polycristallino* (figura 1.17), in cui i cristalli che compongono le celle si aggregano tra loro con forma ed orientamenti diversi.

Le iridescenze tipiche delle celle in silicio polycristallino sono infatti dovute al diverso orientamento dei cristalli ed il conseguente diverso comportamento nei confronti della luce.

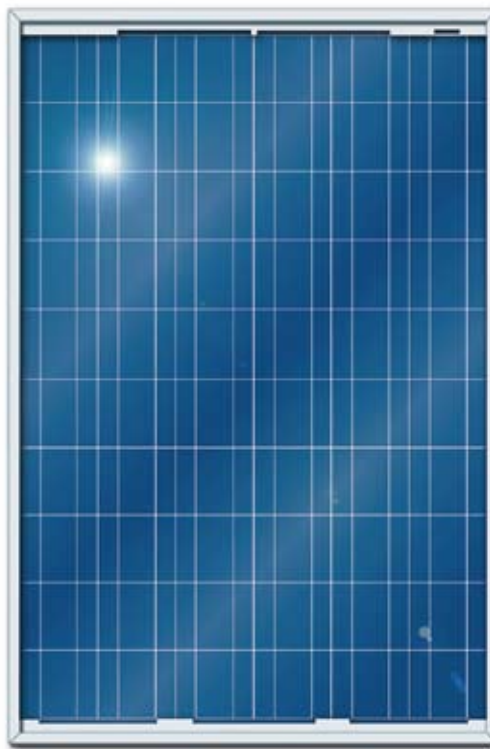
Il lingotto di silicio polycristallino è ottenuto mediante un processo di fusione e colato in un contenitore a forma di parallelepipedo.

I wafer che si ottengono presentano forma squadrata e caratteristiche striature con spessore di 180-300 μm . Il rendimento è inferiore al monocristallino (12-14%), ma anche il prezzo 2.8-3.3 €/W.

La durata è comunque elevata (paragonabile al monocristallino) ed anche il mantenimento della prestazioni nel tempo (85% del rendimento iniziale dopo 20 anni).

Le celle con tale tecnologia sono riconoscibili dall'aspetto superficiale in cui si intravedono i grani cristallini.

Figura 1.17 – Pannello in silicio polycristallino



³ Alcuni costruttori garantiscono il pannello per 20 anni con una perdita di efficienza massima del 10% rispetto al valore nominale.

⁴ Il colore blu scuro è dovuto al rivestimento antiriflettente di ossido di titanio, atto a favorire la captazione della radiazione solare.

Il mercato è oggi dominato dalla tecnologia al silicio cristallino, che rappresenta circa il 90% del mercato. Tale tecnologia è matura sia in termini di rendimento ottenibile che di costi di produzione e si ritiene che continuerà a dominare il mercato nel breve-medio periodo.

Sono solo previsti miglioramenti contenuti in termini di efficienza (nuovi prodotti industriali dichiarano il 18%, con un record di laboratorio del 24.7%, ritenuto praticamente invalicabile) ed una possibile riduzione dei costi legata all'introduzione nei processi industriali di wafer più grandi e sottili e all'economia di scala.

Inoltre l'industria fotovoltaica basata su tale tecnologia utilizza il surplus di silicio destinato all'industria elettronica ma, a causa del costante sviluppo di quest'ultima e della crescita esponenziale della produzione fotovoltaica al tasso medio del 40% negli ultimi 6 anni, diviene difficoltosa la reperibilità di materia prima sul mercato destinata al mercato fotovoltaico.

1.4.2 Pannelli in film sottile

Le celle a film sottile sono composte da materiale semiconduttore depositato, generalmente come miscela di gas, su supporti come vetro, polimeri, alluminio che danno consistenza fisica alla miscela.

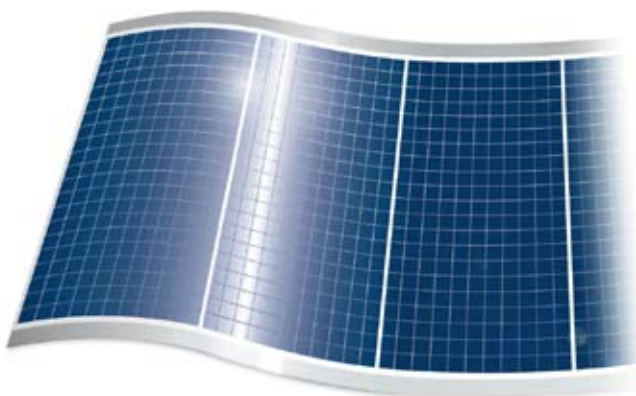
Lo strato del film semiconduttore è di pochi micron, rispetto alle celle a silicio cristallino che hanno uno spessore di centinaia di micron.

Pertanto il risparmio di materiale è notevole e la possibilità di avere un supporto flessibile amplifica il campo di applicazione delle celle a film sottile (figura 1.18).

I materiali utilizzati sono:

- silicio amorfo
- CdTeS (tellururo di cadmio-solfuro di cadmio)
- GaAs (arseniuro di gallio)
- CIS, CIGS, CIGSS (leghe a base di diseleniuro doppio di rame e iridio)

Figura 1.18 – Modulo a film sottile



Il silicio amorfo (sigla a-Si) depositato in film su un supporto (es. alluminio) rappresenta l'opportunità di avere il fotovoltaico a costi ridotti rispetto al silicio cristallino, ma le celle hanno rese che tendono decisamente a peggiorare nel tempo. Il silicio amorfo può anche essere "spruzzato" su un sottile foglio in materiale plastico o flessibile.

È utilizzato soprattutto quando serve ridurre al massimo il peso del pannello ed adattarsi alle superfici curve. La resa (5-6%) è molto bassa a causa delle molteplici resistenze che gli elettroni devono superare nel loro flusso. Anche in tal caso le celle tendono a peggiorare le proprie prestazioni nel tempo.

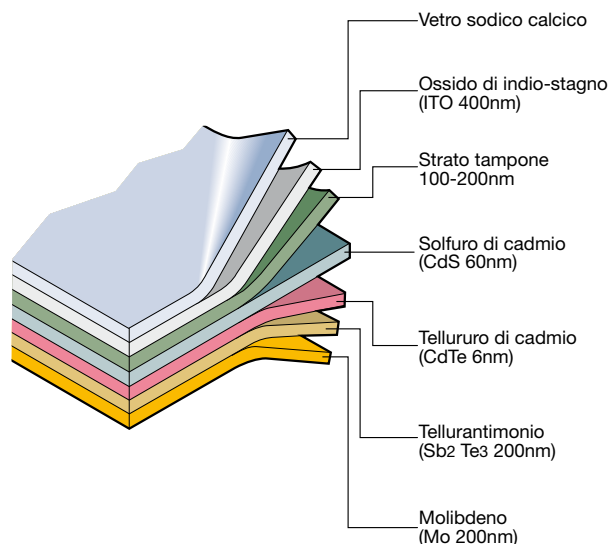
Un'interessante applicazione di tale tecnologia è quella tandem, che combina uno strato di silicio amorfo con uno o più strati di silicio cristallino in multigiunzione; grazie alla separazione dello spettro solare, ogni giunzione posizionata in sequenza lavora in maniera ottimale e garantisce livelli superiori in termini sia di efficienza che di garanzia di durata.

Le celle solari CdTeS sono composte da uno strato P (CdTe) e uno strato N (CdS) che formano una eterogiunzione P-N.

La cella CdTeS ha efficienze maggiori rispetto a quelle in silicio amorfo: 10-11% per prodotti industriali (15.8% in prove di laboratorio).

Nella produzione su larga scala della tecnologia CdTeS si presenta il problema ambientale del composto CdTe contenuto nella cella, il quale, non essendo solubile in acqua e più stabile di altri composti contenenti cadmio, può diventare un problema se non correttamente riciclato o utilizzato (figura 1.19). Il costo unitario di tali moduli è pari a 1.5-2.2 €/W.

Figura 1.19 – Struttura della cella a film sottile basata su CdTe-CdS



La tecnologia GaAs è attualmente la più interessante dal punto di vista dell'efficienza ottenuta, superiore al 25-30%, ma la produzione di tali celle è limitata dagli elevati costi e dalla scarsità del materiale, utilizzato in prevalenza nell'industria dei "semiconduttori ad alta velocità di commutazione" e dell'optoelettronica. Infatti la tecnologia GaAs viene utilizzata principalmente per applicazioni spaziali, dove sono importanti pesi e dimensioni ridotte.

I moduli CIS/CIGS/CIGSS sono di tecnologia ancora in fase di studio e sviluppo. In sostituzione del silicio vengono impiegate speciali leghe quali:

- rame, indio e selenite (CIS);
- rame, indio, gallio e selenite (CIGS);
- rame, indio, gallio, selenite e zolfo (CIGSS).

L'efficienza attualmente è del 10-11% e le prestazioni rimangono stabili nel tempo; come per il silicio mono e policristallino si prevede una riduzione del costo di produzione che per ora è di circa 2.2-2.5 €/W.

La quota di mercato delle tecnologie a film sottile è tuttora molto contenuta ($\approx 7\%$), ma tali tecnologie vengono considerate come la soluzione con le maggiori potenzialità nel medio-lungo termine, anche per una significativa riduzione dei prezzi⁵.

Depositando il film sottile direttamente su larga scala, fino a oltre 5 m², si evitano gli sfridi di lavorazione tipici dell'operazione di taglio dei wafers di silicio cristallino dal lingotto di partenza.

Le tecniche di deposizione sono a basso consumo di energia e quindi il relativo tempo di payback è breve, ossia quanto tempo deve operare un impianto fotovoltaico per produrre l'energia impiegata per fabbricarlo

(circa 1 anno per i film sottili in silicio amorfo, contro i 2 del silicio cristallino).

Rispetto ai moduli in silicio cristallino, i moduli a film sottile hanno una minore dipendenza dell'efficienza dalla temperatura di funzionamento ed una migliore risposta anche quando la componente di luce diffusa è più marcata e quando sono bassi i livelli di irraggiamento, specie nelle giornate nuvolose.

Tabella 1.1

	Silicio monocristallino	Silicio policristallino	Film sottile (silicio amorfo)
η Cella	14% - 17%	12% - 14%	4-6% singolo 7-10% tandem
Vantaggi	Alto η η stabile Tecnologia affidabile	Costo inferiore, fabbricazione più semplice, ingombro ottimale	Costo minore, ridotta influenza della temperatura, resa energetica superiore con radiazione diffusa
Svantaggi	Maggiore quantità di energia necessaria per la fabbricazione	Sensibilità alle impurità nella fabbricazione	Maggiori dimensioni, costo struttura e tempo di montaggio

Tabella 1.2

	GaAs Arseniuro di Gallio	CdTe Tellururo di Cadmio	CIS Diseleniuro di Indio e Rame
η Cella	32,5%	11%	12%
Vantaggi	Alta resistenza alle alte temperature (ok per i concentratori)	Basso costo	Molto stabile
Svantaggi	Tossicità, disponibilità dei materiali	Tossicità, disponibilità dei materiali	Tossicità

⁵ Secondo alcuni studi di settore entro il 2020, la quota di mercato di film sottile potrebbe raggiungere il 30-40%.

1.5 Tipologia degli impianti fotovoltaici

1.5.1 Impianti isolati (stand-alone)

Sono impianti non collegati alla rete elettrica e sono costituiti da pannelli fotovoltaici e da un sistema di accumulo che garantisce l'erogazione di energia elettrica anche nei momenti di scarsa illuminazione o nelle ore di buio.

Essendo la corrente erogata dal generatore fotovoltaico di tipo continuo, se l'impianto utilizzatore necessita di corrente alternata è necessaria l'interposizione dell'inverter.

Tali impianti risultano tecnicamente ed economicamente vantaggiosi qualora la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile, sostituendo spesso i gruppi elettrogeni.

Inoltre, in una configurazione stand-alone, il campo fotovoltaico è sovra-dimensionato al fine di consentire, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico, sia la ricarica delle batterie di accumulo, con un certo margine di sicurezza per tener conto delle giornate di scarsa insolazione.

Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare (figure 1.20):

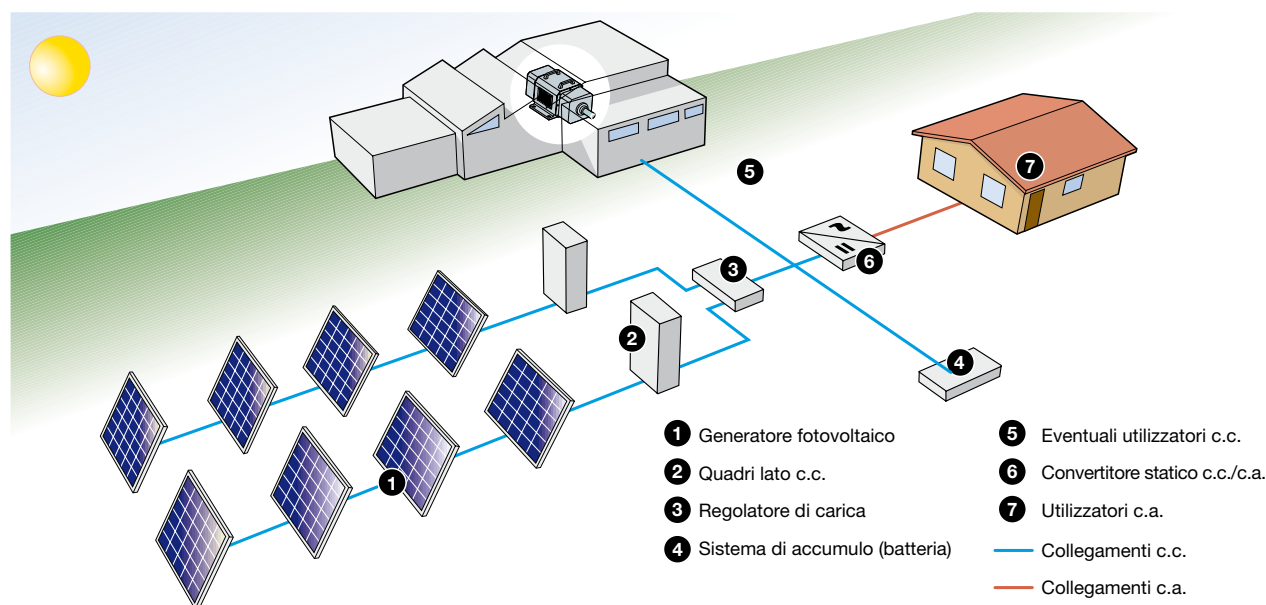
- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua;
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici o sismici);
- sistemi di illuminazione;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;
- alimentazione dei servizi nei camper;
- impianti pubblicitari;
- rifugi in alta quota.

Figure 1.20 - Pensiline fotovoltaiche e lampioni alimentati con energia fotovoltaica



Nella figura 1.21 è rappresentato lo schema di principio di un impianto fotovoltaico funzionante in isola.

Figura 1.21



1.5.2 Impianti collegati alla rete (grid-connected)

Gli impianti collegati permanentemente alla rete elettrica assorbono energia da essa nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia necessaria a soddisfare il bisogno dell'impianto utilizzatore. Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno dell'impianto utilizzatore, il surplus viene immesso in rete: sistemi connessi alla rete non necessitano pertanto di batterie di accumulatori (figura 1.22).

Figure 1.22



Figura 1.24

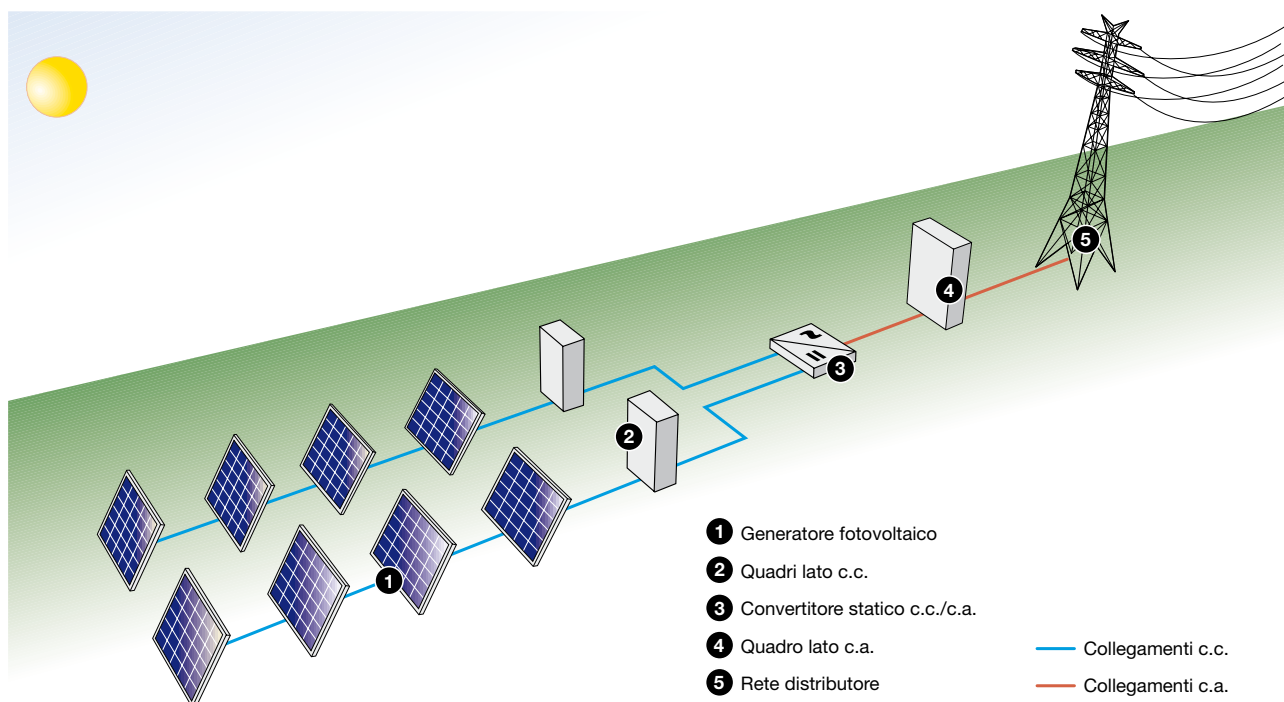
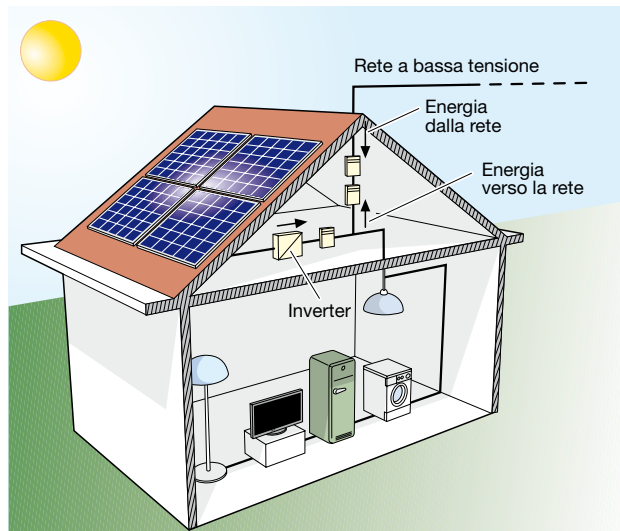


Figura 1.23



Tali impianti (figura 1.23) offrono il vantaggio della generazione distribuita, anziché centralizzata, difatti l'energia prodotta nei pressi dell'utilizzazione ha un valore maggiore di quella fornita dalle grosse centrali tradizionali, perché si limitano le perdite di trasmissione e si riducono gli oneri economici dei grossi sistemi elettrici di trasporto e dispacciamento. Inoltre la produzione di energia nelle ore di sole consente di ridurre la domanda alla rete durante il giorno, proprio quando si verifica la maggiore richiesta.

Nella figura 1.24 è rappresentato lo schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete.

1.6 Intermittenza della generazione ed accumulo dell'energia prodotta

Per lo sfruttamento su larga scala del fotovoltaico esiste il limite tecnico dovuto alla intermittenza aleatoria della produzione.

Infatti, la rete elettrica nazionale può accettare una quantità limitata di potenza immessa intermittente, superata la quale possono insorgere seri problemi di stabilità della rete stessa. Il limite di accettazione dipende dalla configurazione della rete e dal grado di interconnessione con le reti confinanti.

In particolare, nella situazione italiana, si considera pericoloso superare con la potenza intermittente immessa totale un valore compreso tra il 10% ed il 20% della potenza complessiva degli impianti di generazione tradizionali.

Di conseguenza, la presenza del vincolo dovuto all'intermittenza della generazione limita la possibilità pratica di portare un contributo fotovoltaico significativo nel bilancio energetico nazionale e tale considerazione è estendibile a tutte le fonti rinnovabili intermittenti.

Per ovviare a tale aspetto negativo occorrerebbe accumulare per tempi sufficientemente lunghi l'energia elettrica prodotta intermittente al fine di immetterla in rete in forma più continua e stabile nel tempo.

L'energia elettrica può essere accumulata in grandi bobine superconduttrici o convertendola in altre forme di energia: energia cinetica accumulata in volani o gas compressi, energia gravitazionale nei bacini d'acqua, energia chimica nei combustibili di sintesi ed elettrochimica negli accumulatori elettrici (batterie).

Selezionando tecnicamente queste opzioni a fronte delle esigenze di mantenere l'energia in modo efficiente per periodi di tempo dell'ordine dei giorni e/o mesi, emergono due sistemi di accumulo: quello nelle batterie e quello nell'idrogeno. Allo stato attuale delle due tecnologie, l'accumulo elettrochimico appare praticabile, nel breve-medio termine, per immagazzinare energia da qualche ora a qualche giorno.

Quindi, in relazione al fotovoltaico applicato a piccoli impianti connessi alla rete, l'inserimento di un sottosistema di accumulo in batterie di modeste dimensioni può migliorare la situazione degli inconvenienti dovuti all'intermittenza, consentendo di superare in parte il limite di accettazione della rete.

Per l'accumulo stagionale delle enormi quantità di energia richieste per sostituire eventualmente il petrolio in tutti i settori d'uso, l'idrogeno appare come la tecnologia più appropriata per il lungo periodo, consentendo di sfruttare il fatto che la produttività elettrica solare estiva è circa di un fattore 3 maggiore di quella invernale.

L'energia in eccesso accumulata d'estate potrebbe essere utilizzata per ottimizzare il fattore di capacità annuale delle centrali a fonti rinnovabili, portandolo dal valore attuale delle 1500-1600 ore equivalenti senza accumulo ad uno più vicino a quello medio delle centrali convenzionali (circa 6000 ore).

In tal caso la potenza da fonte rinnovabile potrebbe assumere il ruolo sostitutivo di quella termoelettrica, poiché il limite di accettazione della rete sarebbe rimosso.

2 Produzione energetica

2.1 Circuito equivalente della cella

Una cella fotovoltaica può essere considerata come un generatore di corrente e può essere rappresentata dal circuito equivalente della figura 2.1.

La corrente ai terminali d'uscita I è pari alla corrente generata per effetto fotovoltaico I_g dal generatore ideale di corrente, diminuita della corrente di diodo I_d e della corrente di dispersione I_l .

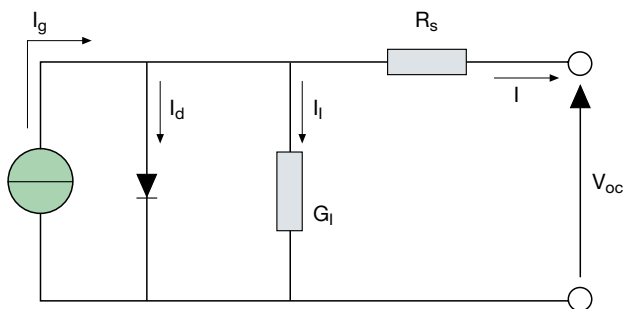
La resistenza serie R_s rappresenta la resistenza interna al flusso di corrente generata e dipende dallo spessore della giunzione P-N, dalle impurità presenti e dalle resistenze di contatto.

La conduttanza di dispersione G_l tiene conto della corrente verso terra nel normale funzionamento.

In una cella ideale si avrebbe $R_s=0$ e $G_l=0$. In una cella al silicio di alta qualità si hanno invece una $R_s=0.05 \div 0.10 \Omega$ ed una $G_l=3 \div 5 \text{ mS}$.

L'efficienza di conversione della cella fotovoltaica risente molto anche di una piccola variazione di R_s , mentre è molto meno influenzata da una variazione di G_l .

Figura 2.1



La tensione a vuoto V_{oc} si presenta quando il carico non assorbe corrente ($I=0$) ed è data dalla relazione:

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l} \quad [2.1]$$

La corrente di diodo è fornita dalla classica espressione della corrente diretta:

$$I_d = I_D \cdot \left[\frac{Q \cdot V_{oc} - 1}{A \cdot k \cdot T} \right] \quad [2.2]$$

dove:

- I_D è la corrente di saturazione del diodo;
- Q è la carica dell'elettrone ($1.6 \cdot C^{-19} C$)
- A è il fattore di identità del diodo e dipende dai fattori di ricombinazione all'interno del diodo stesso (per il silicio cristallino è circa 2)
- k è la costante di Boltzmann ($1.38 \cdot C^{-23} \frac{J}{K}$)
- T è la temperatura assoluta in gradi K

La corrente erogata al carico è quindi data dall'espressione:

$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D \cdot \left[\frac{Q \cdot V_{oc} - 1}{A \cdot k \cdot T} \right] - G_l \cdot V_{oc} \quad [2.3]$$

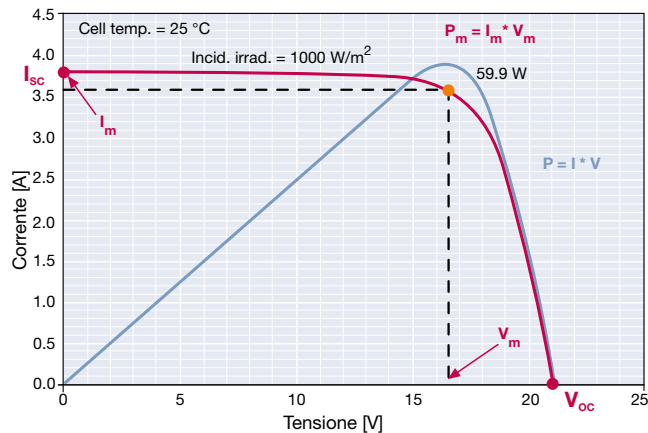
L'ultimo termine, la corrente di dispersione verso terra I_l , nelle usuali celle è trascurabile rispetto alle altre due correnti.

La corrente di saturazione del diodo può pertanto essere determinata sperimentalmente applicando la tensione a vuoto V_{oc} in una cella non illuminata e misurando la corrente fluente all'interno della cella.

2.2 Caratteristica tensione-corrente della cella

La caratteristica tensione-corrente di una cella fotovoltaica è rappresentata in figura 2.2. In condizioni di corto circuito la corrente generata è massima (I_{sc}), mentre in condizioni di circuito aperto è massima la tensione (V_{oc}). Nelle due condizioni precedenti la potenza elettrica prodotta dalla cella è nulla, mentre in tutte le altre condizioni, all'aumentare della tensione aumenta la potenza prodotta, raggiungendo dapprima il punto di massima potenza (P_m) e poi diminuendo repentinamente in prossimità della tensione a vuoto.

Figura 2.2

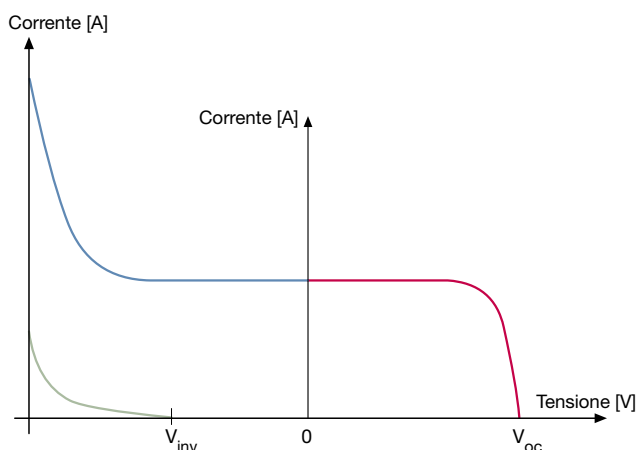


Pertanto i dati caratteristici di una cella solare si riassumono in:

- I_{sc} corrente di corto circuito;
- V_{oc} tensione a vuoto;
- P_m potenza massima prodotta in condizioni standard (STC);
- I_m corrente prodotta nel punto di massima potenza;
- V_m tensione nel punto di massima potenza;
- FF fattore di riempimento: è un parametro che determina la forma della curva caratteristica V-I ed è il rapporto tra la potenza massima ed il prodotto ($V_{oc} \cdot I_{sc}$) della tensione a vuoto per la corrente di corto circuito.

Se alla cella fotovoltaica è applicata tensione dall'esterno in senso inverso rispetto a quello di normale funzionamento, la corrente prodotta rimane costante e la potenza è assorbita dalla cella. Oltre un certo valore di tensione inversa (tensione di "breakdown"), la giunzione P-N si perfora, come avviene in un diodo, e la corrente raggiunge un valore elevato danneggiando la cella. In assenza di luce, la corrente generata è nulla per tensione inversa fino alla tensione di "breakdown", poi si ha una corrente di scarica analogamente alle condizioni di illuminamento (figura 2.3 – quadrante sinistro).

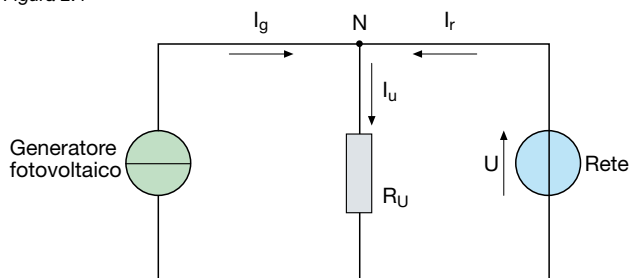
Figura 2.3



2.3 Schema circuitale di connessione alla rete

Un impianto fotovoltaico connesso alla rete ed alimentante un impianto utilizzatore può essere rappresentato in modo semplificato attraverso lo schema di figura 2.4. La rete di alimentazione (supposta a potenza di corto circuito infinita) è schematizzata mediante un generatore ideale di tensione il cui valore è indipendente dalle condizioni di carico dell'impianto utilizzatore. Il generatore fotovoltaico è al contrario rappresentato da un generatore ideale di corrente (corrente costante a parità di irraggiamento solare), mentre l'impianto utilizzatore da una resistenza R_u .

Figura 2.4



Nel nodo N di figura 2.4 convergono le correnti I_g ed I_r , provenienti rispettivamente dal generatore fotovoltaico e dalla rete, ed esce la corrente I_u assorbita dall'impianto utilizzatore:

$$I_u = I_g + I_r \quad [2.4]$$

Poiché la corrente sul carico è anche il rapporto tra la tensione di rete U e la resistenza del carico stesso R_u :

$$I_u = \frac{U}{R_u} \quad [2.5]$$

la relazione sulle correnti diventa:

$$I_r = \frac{U}{R_u} - I_g \quad [2.6]$$

Se nella [2.6] si pone $I_g = 0$, come ad esempio si può verificare durante le ore notturne, la corrente che il carico assorbe dalla rete risulta:

$$I_r = \frac{U}{R_u} \quad [2.7]$$

Viceversa, se tutta la corrente generata dall'impianto fotovoltaico è assorbita dall'impianto utilizzatore, si annulla la corrente fornita dalla rete e pertanto la [2.6] diventa:

$$I_g = \frac{U}{R_u} \quad [2.8]$$

Se al crescere dell'irraggiamento solare la corrente generata I_g diventa superiore a quella richiesta dal carico I_u , la corrente I_r diventa negativa, ossia non è più prelevata bensì immessa in rete.

Moltiplicando i termini della [2.4] per la tensione di rete U si possono fare le considerazioni precedenti anche in termini di potenze, assumendo come:

- $P_u = U \cdot I_u = \frac{U^2}{R_u}$ la potenza assorbita dall'impianto utilizzatore;
- $P_g = U \cdot I_g$ la potenza generata dall'impianto fotovoltaico;
- $P_r = U \cdot I_r$ la potenza fornita dalla rete.

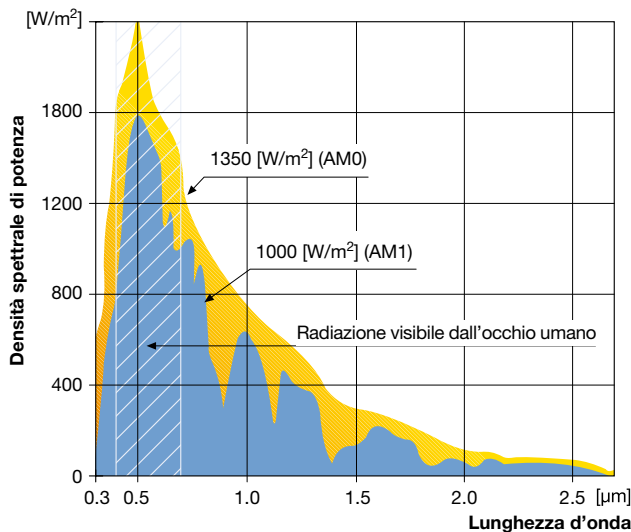
2.4 Potenza nominale di picco

La potenza nominale di picco (kWp) è la potenza elettrica che un impianto fotovoltaico è in grado di erogare in condizioni di prova standard (STC):

- 1 kW/m² di irraggiamento perpendicolarmente ai pannelli;
- 25°C di temperatura delle celle;
- massa d'aria (AM) pari a 1.5.

La massa d'aria influenza la produzione energetica fotovoltaica in quanto è un indice dell'andamento della densità spettrale di potenza della radiazione solare. Difatti quest'ultima ha uno spettro con una caratteristica W/m²-lunghezza d'onda che varia anche in funzione della densità dell'aria. In figura 2.5 la superficie gialla rappresenta la radiazione perpendicolare alla superficie terrestre, assorbita dall'atmosfera mentre la superficie blu indica la radiazione solare che effettivamente raggiunge la superficie terrestre; la differenza dell'andamento delle due curve fornisce un'indicazione della variazione dello spettro dovuto alla massa d'aria¹.

Figura 2.5



L'indice di massa d'aria AM si determina nel modo seguente:

$$AM = \frac{P}{P_o \cdot \sin(h)} \quad [2.9]$$

dove:

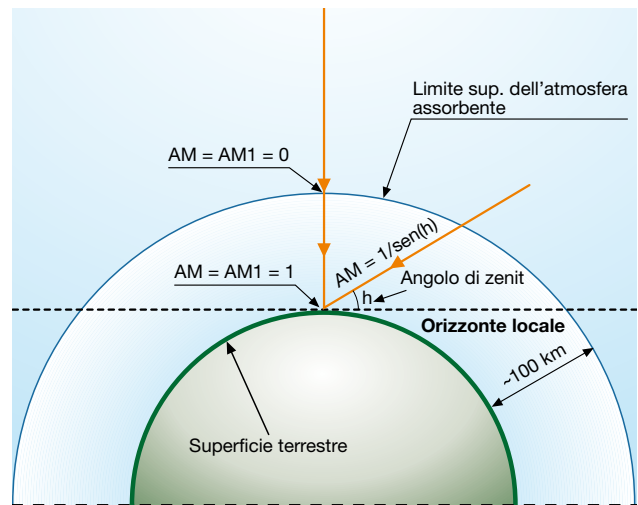
- P è la pressione atmosferica rilevata nel punto e nell'istante considerati [Pa];
- P_o è la pressione atmosferica di riferimento a livello del mare [1.013 · 10⁵ Pa];
- h è l'angolo di zenit, ossia l'angolo di elevazione del Sole sull'orizzonte locale nell'istante considerato.

¹ I buchi nell'irraggiamento corrispondono alle frequenze della radiazione solare assorbita dal vapore acqueo presente nell'atmosfera.

Valori notevoli di AM sono (figura 2.6):

- AM = 0 al di fuori dell'atmosfera dove P = 0;
- AM = 1 a livello del mare in una giornata con cielo sereno e sole allo zenit (P = P_o, sen(h) = 1);
- AM = 2 a livello del mare in una bella giornata con il sole a 30° sopra l'orizzonte (P = P_o, sen(h) = $\frac{1}{2}$).

Figura 2.6



2.5 Produzione energetica annua attesa

Dal punto di vista energetico, il principio progettuale utilizzato usualmente per un generatore fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. In alcuni casi (es. impianti fotovoltaici stand-alone) il criterio di progettazione potrebbe essere quello di ottimizzare la produzione energetica in determinati periodi dell'anno.

L'energia elettrica che un impianto fotovoltaico può produrre nell'arco di un anno dipende soprattutto da:

- disponibilità della radiazione solare;
- orientamento ed inclinazione dei moduli;
- rendimento dell'impianto fotovoltaico.

Poiché l'irraggiamento solare è variabile nel tempo, per determinare l'energia elettrica che l'impianto può produrre in un fissato intervallo di tempo si prende in considerazione la radiazione solare relativa a quell'intervallo di tempo, assumendo che le prestazioni dei moduli siano proporzionali all'irraggiamento.

I valori della radiazione solare media in Italia si possono desumere da:

- norma UNI 10349: riscaldamento e raffreddamento degli edifici. Dati climatici;
- atlante solare europeo che si basa sui dati registrati dal CNR-IFA (Istituto di Fisica dell'Atmosfera) nel

decennio 1966-1975. Riporta mappe isoradiative del territorio italiano ed europeo su superficie orizzontale o inclinata;

- **banca dati ENEA:** dal 1994 l'ENEA raccoglie i dati della radiazione solare sull'Italia, tramite le immagini del satellite Meteosat. Le mappe finora ottenute sono state riportate in due pubblicazioni: una relativa all'anno 1994 ed un'altra relativa al periodo 1995-1999.

Le tabelle 2.1 e 2.2 rappresentano rispettivamente, per diverse località italiane, i valori della radiazione solare media annuale su piano orizzontale [kWh/m²] da norma UNI 10349 e valori medi giornalieri mese per mese [kWh/m²/giorno] da fonte ENEA.

La radiazione solare annua per una data località può variare da una fonte all'altra anche del 10%, poiché deriva da elaborazioni statistiche di dati relativi a periodi di rilevazione diversi; inoltre tali dati sono soggetti alla variazione delle condizioni meteorologiche da un anno all'altro. Pertanto i valori di radiazione hanno un significato probabilistico, cioè un valore atteso e non certo.

Partendo dalla radiazione media annuale E_{ma} per ottenere l'energia attesa prodotta all'anno E_p per ogni kWp si procede attraverso la seguente formula:

$$E_p = E_{ma} \cdot \eta_{BOS} \text{ [kWh/kWp]} \quad [2.10]$$

dove:

η_{BOS} (*Balance Of System*) è il rendimento complessivo di tutti i componenti dell'impianto fotovoltaico a valle dei pannelli (inverter, connessioni, perdite dovute all'effetto della temperatura, perdite dovute a dissimmetrie nelle prestazioni, perdite per ombreggiamento e bassa radiazione, perdite per riflessione...).

Tale rendimento, in un impianto correttamente progettato ed installato, può essere compreso tra 0.75 e 0.85.

Prendendo invece in considerazione la radiazione media giornaliera E_{mg} , per ottenere l'energia attesa prodotta all'anno per ogni kWp si ottiene:

$$E_p = E_{mg} \cdot 365 \cdot \eta_{BOS} \text{ [kWh/kWp]} \quad [2.11]$$

Esempio 2.1

Si vuole determinare l'energia media annua prodotta da un impianto fotovoltaico, posto su piano orizzontale, di 3 kWp installato a Bergamo. Si suppone che il rendimento dei componenti d'impianto sia pari a 0.75.

Dalla tabella della norma UNI 10349 si ricava una radiazione media annuale di 1276 kWh/mq. Assumendo di essere nelle condizioni standard pari a 1 kWh/m², si avrà una produzione media annuale attesa pari a:

$$E_p = 3 \cdot 1276 \cdot 0.75 = 3062 \text{ kWh}$$

Tabella 2.1

Radiazione solare annuale sul piano orizzontale - UNI 10349

Località	Radiazione solare media annuale (kWh/mq)	Località	Radiazione solare media annuale (kWh/mq)	Località	Radiazione solare media annuale (kWh/mq)	Località	Radiazione solare media annuale (kWh/mq)	Località	Radiazione solare media annuale (kWh/mq)
Agrigento	1923	Caltanissetta	1831	Lecce	1639	Pordenone	1291	Savona	1384
Alessandria	1275	Cuneo	1210	Livorno	1511	Prato	1350	Taranto	1681
Ancona	1471	Como	1252	Latina	1673	Parma	1470	Teramo	1487
Aosta	1274	Cremona	1347	Lucca	1415	Pistoia	1308	Trento	1423
Ascoli Piceno	1471	Cosenza	1852	Macerata	1499	Pesaro-Urbino	1411	Torino	1339
L'Aquila	1381	Catania	1829	Messina	1730	Pavia	1316	Trapani	1867
Arezzo	1329	Catanzaro	1663	Milano	1307	Potenza	1545	Terni	1409
Asti	1300	Enna	1850	Mantova	1316	Ravenna	1411	Trieste	1325
Avellino	1559	Ferrara	1368	Modena	1405	Reggio Calabria	1751	Treviso	1385
Bari	1734	Foggia	1630	Massa Carrara	1436	Reggio Emilia	1427	Udine	1272
Bergamo	1275	Firenze	1475	Matera	1584	Ragusa	1833	Varese	1287
Belluno	1272	Forlì	1489	Napoli	1645	Rieti	1366	Verbania	1326
Benevento	1510	Frosinone	1545	Novara	1327	Roma	1612	Vercelli	1327
Bologna	1420	Genova	1425	Nuoro	1655	Rimini	1455	Venezia	1473
Brindisi	1668	Gorizia	1326	Oristano	1654	Rovigo	1415	Vicenza	1315
Brescia	1371	Grosseto	1570	Palermo	1784	Salerno	1419	Verona	1267
Bolzano	1329	Imperia	1544	Piacenza	1400	Siena	1400	Viterbo	1468
Cagliari	1635	Isernia	1464	Padova	1266	Sondrio	1442		
Campobasso	1597	Crotone	1679	Pescara	1535	La Spezia	1452		
Caserta	1678	Lecco	1271	Perugia	1463	Siracusa	1870		
Chieti	1561	Lodi	1311	Pisa	1499	Sassari	1669		

Tabella 2.2

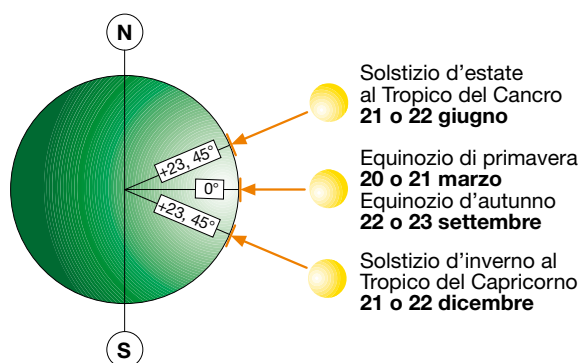
Località	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Milano	1.44	2.25	3.78	4.81	5.67	6.28	6.31	5.36	3.97	2.67	1.64	1.19
Venezia	1.42	2.25	3.67	4.72	5.75	6.31	6.36	5.39	4.08	2.72	1.64	1.14
Bologna	1.50	2.28	3.81	4.81	5.86	6.42	6.47	5.47	4.19	2.81	1.72	1.25
Firenze	1.58	2.33	3.75	4.72	5.86	6.39	6.44	5.50	4.17	2.86	1.83	1.39
Roma	1.92	2.61	3.94	4.92	6.08	6.56	6.58	5.72	4.39	3.17	2.11	1.58
Napoli	1.92	2.67	3.92	5.03	6.08	6.64	6.58	5.81	4.50	3.28	2.17	1.69
Bari	1.86	2.58	3.97	5.08	6.08	6.69	6.64	5.81	4.53	3.25	2.08	1.69
Messina	2.11	2.94	4.19	5.19	6.22	6.69	6.67	5.89	4.64	3.53	2.36	1.94
Siracusa	2.36	3.22	4.33	5.39	6.36	6.78	6.75	6.00	4.81	3.69	2.58	2.17

2.6 Inclinazione ed orientamento dei pannelli

Il massimo rendimento di un pannello solare si avrebbe qualora l'incidenza dei raggi solari fosse sempre di 90°. Nella realtà l'incidenza della radiazione solare varia sia con la latitudine, sia nel corso dell'anno con la declinazione solare. Infatti, a causa dell'inclinazione dell'asse di rotazione terrestre di circa 23.45° rispetto al piano dell'orbita della Terra intorno al Sole, ad una data latitudine, l'altezza dello stesso sull'orizzonte varia giorno per giorno.

Il Sole si trova a 90° rispetto alla superficie terrestre (Zenit) all'equatore nei due giorni d'equinozio e lungo i paralleli dei tropici nei due giorni di solstizio (figura 2.7).

Figura 2.7



Al di fuori delle latitudini dei tropici, il Sole non potrà mai raggiungere lo Zenit rispetto alla superficie terrestre, ma sarà comunque alla sua altezza massima (dipendente dalla latitudine) rispettivamente nel giorno di solstizio d'estate nell'emisfero boreale e nel giorno di solstizio d'inverno nell'emisfero australe. Se si vogliono dunque inclinare i pannelli in modo tale che siano colpiti perpendicolarmente dai raggi solari a mezzogiorno del giorno più lungo dell'anno occorre conoscere l'altezza massima in gradi che il Sole raggiunge sopra l'orizzonte in tal momento, mediante la formula:

$$\alpha = 90^\circ - \text{lat} + \delta \quad [2.12]$$

dove:

lat è il valore in gradi della latitudine del sito d'installazione dei pannelli;

δ è l'angolo di declinazione solare [23.45°]

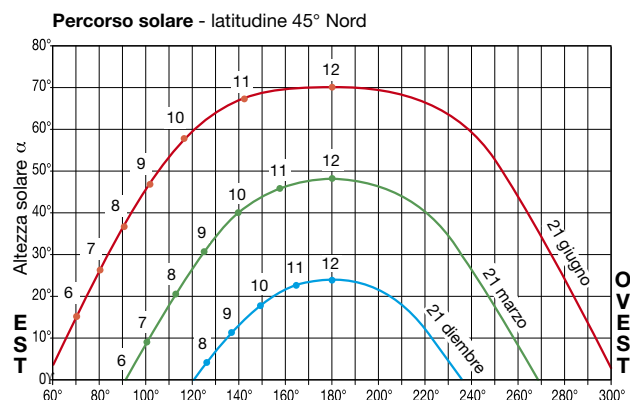
Facendo il complementare dell'angolo α ($90^\circ - \alpha$), si ottiene l'angolo di inclinazione, detto angolo di tilt β , dei pannelli rispetto al piano orizzontale (IEC/TS 61836) in modo che essi vengano colpiti perpendicolarmente dai raggi solari nel momento suddetto².

Tuttavia conoscere l'angolo α non è sufficiente per determinare l'orientamento ottimale dei pannelli.

Occorre tenere in considerazione anche il percorso solare nella volta celeste nei diversi periodi dell'anno, per cui l'angolo di tilt dovrebbe essere mediato considerando tutti i giorni dell'anno³ (figura 2.8).

Ciò consente di ottenere una radiazione complessiva annuale captata dai pannelli (e quindi una produzione energetica annuale) maggiore di quella che si avrebbe nella condizione precedente di irraggiamento perpendicolare ai pannelli durante il solstizio.

Figura 2.8



I pannelli di tipo fisso andrebbero orientati il più possibile a sud nell'emisfero boreale⁴ per avere un maggior irraggiamento della superficie dei pannelli alle h12 locali ed una maggior radiazione complessiva giornaliera intercettata dai pannelli.

L'orientamento dei pannelli può essere indicato con l'angolo di Azimut⁵ (γ) di scostamento rispetto alla direzione ottimale verso sud (per i siti nell'emisfero boreale) o verso nord (per i siti nell'emisfero australe).

² Sui tetti inclinati l'angolo di tilt è determinato dall'inclinazione del tetto stesso.

³ In Italia l'inclinazione ottimale è approssimativamente di 30°.

⁴ Dato che l'irraggiamento solare è massimo a mezzogiorno, la superficie del collettore deve essere quanto più possibile orientata verso sud. Viceversa nell'emisfero australe l'orientamento ottimale è ovviamente il nord.

⁵ In astronomia l'angolo di Azimut è definito come la distanza angolare lungo l'orizzonte, misurata partendo da nord (0°) in direzione est, con l'intersezione del cerchio verticale passante per l'oggetto.

Valori positivi dell'angolo di Azimut indicano un orientamento verso ovest, mentre valori negativi un orientamento verso est (CEI EN 61194).

Nei pannelli installati a terra, la combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento determina l'esposizione dei pannelli stessi (figura 2.9).

Qualora invece i pannelli sono installati sul tetto degli edifici, l'esposizione stessa è vincolata dall'inclinazione e dall'orientamento delle falde del tetto.

Buoni risultati si ottengono con collettori orientati verso sud-est o verso sud-ovest con uno scostamento dal punto cardinale sud fino a 45° (figura 2.10). Scostamenti maggiori possono essere compensati con un leggero ampliamento della superficie dei collettori.

Figura 2.9

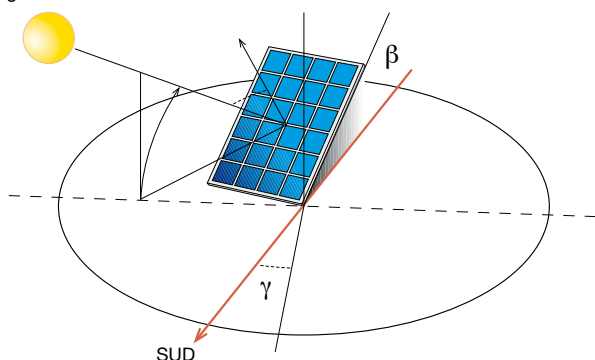
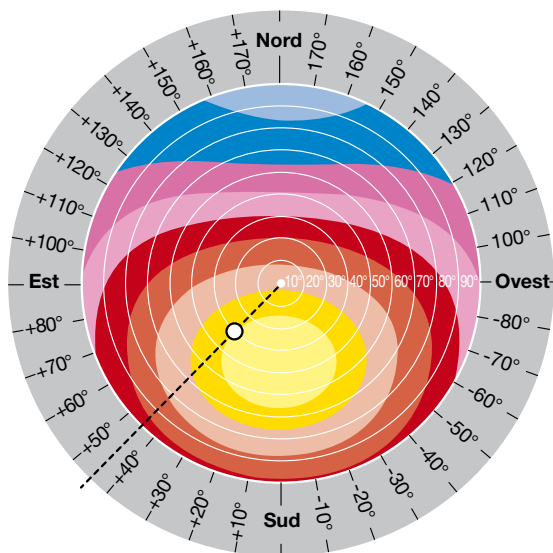
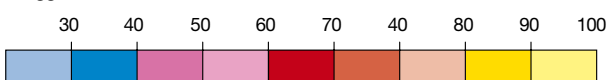


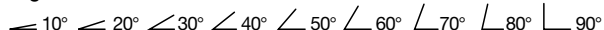
Figura 2.10



Irraggiamento annuo in %



Angolo di inclinazione



O : Esempio: 30°; 45° Sud-Ovest; ~ 95%

Un pannello non orizzontale riceve, oltre alla radiazione diretta e diffusa, anche la radiazione riflessa dalla superficie circostante in cui si trova (componente di albedo). Solitamente si assume un fattore di albedo 0.2.

Per una prima valutazione della producibilità annua di energia elettrica di un impianto fotovoltaico è in genere sufficiente applicare alla radiazione media annuale sul piano orizzontale (tabelle 2.1-2.2) i coefficienti correttivi delle tabelle 2.3-2.4-2.5⁶.

⁶ Albedo assunta pari 0.2.

Tabella 2.3 - Nord Italia: latitudine 44°N

Inclinazione	Orientamento				
	0° (sud)	± 15°	± 30°	± 45°	± 90° (est, ovest)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.07	1.06	1.06	1.04	0.99
15°	1.09	1.09	1.07	1.06	0.98
20°	1.11	1.10	1.09	1.07	0.96
30°	1.13	1.12	1.10	1.07	0.93
40°	1.12	1.11	1.09	1.05	0.89
50°	1.09	1.08	1.05	1.02	0.83
60°	1.03	0.99	0.96	0.93	0.77
70°	0.95	0.95	0.93	0.89	0.71
90°	0.74	0.74	0.73	0.72	0.57

Tabella 2.4 - Centro Italia: latitudine 41°N

Inclinazione	Orientamento				
	0° (sud)	± 15°	± 30°	± 45°	± 90° (est, ovest)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.07	1.07	1.06	1.04	0.99
15°	1.09	1.09	1.08	1.06	0.97
20°	1.11	1.11	1.09	1.07	0.96
30°	1.13	1.12	1.10	1.07	0.92
40°	1.12	1.12	1.09	1.05	0.87
50°	1.09	1.08	1.05	1.01	0.82
60°	1.03	1.02	0.99	0.96	0.76
70°	0.94	0.94	0.92	0.88	0.70
90°	0.72	0.72	0.71	0.70	0.56

Tabella 2.5 - Sud Italia: latitudine 38°N

Inclinazione	Orientamento				
	0° (sud)	± 15°	± 30°	± 45°	± 90° (est, ovest)
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10°	1.06	1.06	1.05	1.04	0.99
15°	1.08	1.08	1.07	1.05	0.97
20°	1.10	1.09	1.08	1.06	0.96
30°	1.11	1.10	1.08	1.06	0.92
40°	1.10	1.09	1.07	1.03	0.87
50°	1.06	1.05	1.03	0.99	0.82
60°	0.99	0.99	0.96	0.93	0.75
70°	0.91	0.91	0.88	0.86	0.69
90°	0.68	0.68	0.68	0.67	0.55

Esempio 2.2

Si vuole determinare l'energia media annua prodotta dall'impianto fotovoltaico dell'esempio precedente, disposto ora con un orientamento di +15° ed un'inclinazione di 30°.

Dalla tabella 2.3 si ricava un coefficiente maggiorativo pari a 1.12. Moltiplicando tale coefficiente per l'energia attesa su piano orizzontale ottenuta nell'esempio precedente la producibilità attesa diventa:

$$E = 1.12 \cdot E_p = 1.12 \cdot 3062 \approx 3430 \text{ kWh}$$

2.7 Tensioni e correnti in un impianto PV

I pannelli fotovoltaici generano una corrente di 4-10A ad una tensione di 30-40V.

Per ottenere la potenza elettrica progettuale di picco, i pannelli vengono collegati elettricamente in serie formando le stringhe, le quali a loro volta vengono poste in parallelo.

La tendenza è di creare stringhe costituite dal maggior numero di pannelli possibile, data la complessità ed il costo di cablaggio, specie dei quadri di parallelo fra le stringhe stesse.

Il numero massimo di pannelli che possono essere collegati in serie (e quindi la tensione massima raggiungibile) per costituire una stringa è determinato dal range di operatività dell'inverter (vedi cap.3) e dalla disponibilità di apparecchi di sezionamento e protezione idonei all'utilizzo alla tensione raggiunta. In particolare, la tensione dell'inverter è legata, per ragioni di efficienza, alla sua potenza: usualmente utilizzando inverter con potenza inferiore a 10 kW, il range di tensione più comunemente impiegato è tra 250V e 750V, mentre con potenza dell'inverter superiore a 10 kW, il range di tensione usuale è tra 500V e 900V.

2.8 Variazione dell'energia prodotta

I principali fattori che influenzano l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico sono:

- irraggiamento
- temperatura dei moduli
- ombreggiamenti

2.8.1 Irraggiamento

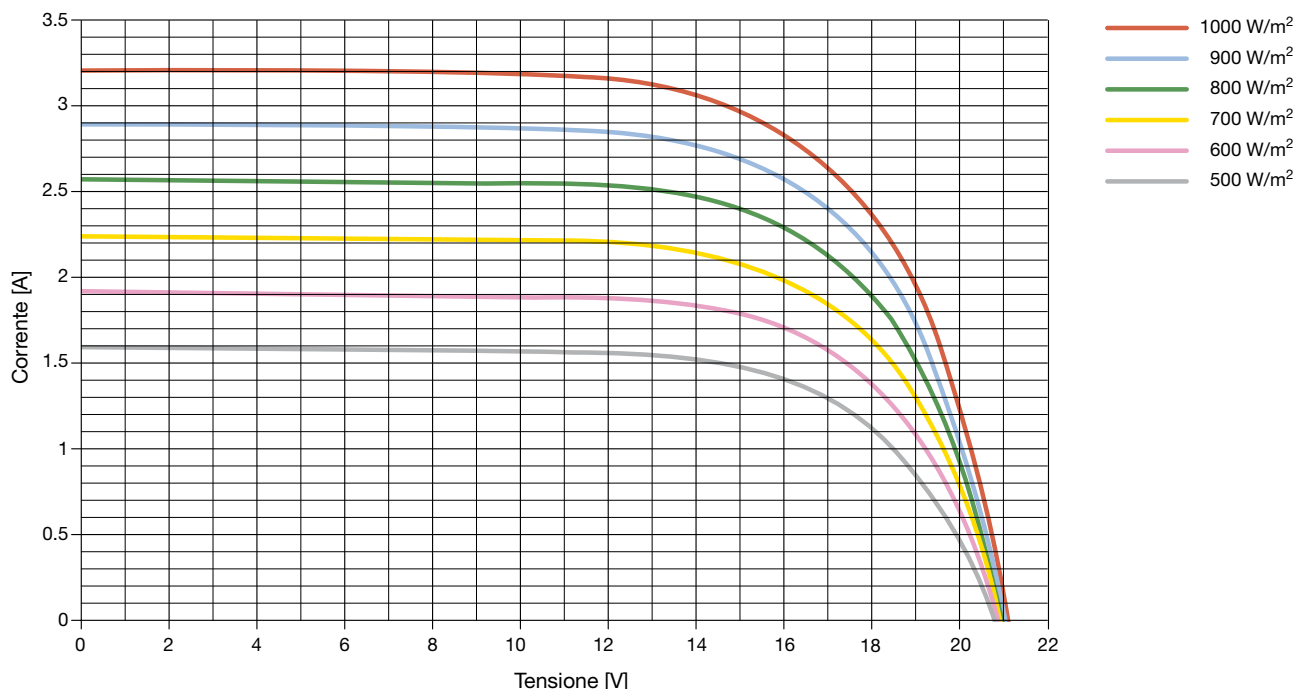
In funzione dell'irraggiamento incidente sulle celle fotovoltaiche, la caratteristica V-I delle stesse si modifica come indicato in figura 2.11.

Al diminuire dell'irraggiamento diminuisce proporzionalmente la corrente fotovoltaica generata, mentre la variazione della tensione a vuoto è minima.

L'efficienza di conversione non è, di fatto, influenzata dalla variazione dell'irraggiamento entro il range di normale funzionamento delle celle, il che significa che l'efficienza di conversione è la stessa sia in una giornata serena che nuvolosa.

La minor potenza prodotta con cielo nuvoloso è riconducibile pertanto, non ad una diminuzione dell'efficienza, ma ad una ridotta produzione di corrente per minor irraggiamento.

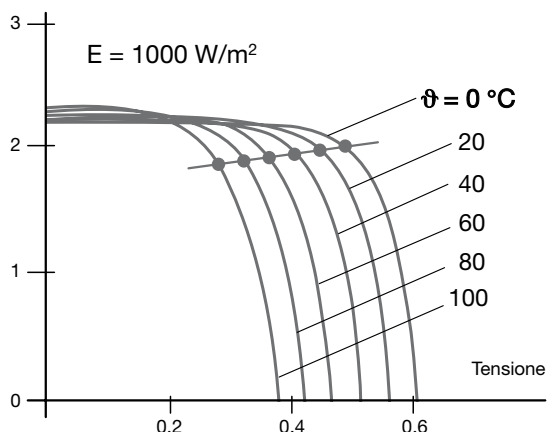
Figura 2.11



2.8.2 Temperatura dei moduli

Contrariamente al caso precedente all'aumentare della temperatura dei moduli fotovoltaici, la corrente prodotta resta praticamente invariata, mentre decresce la tensione e con essa si ha una riduzione delle prestazioni dei pannelli in termini di potenza elettrica prodotta (figura 2.12).

Figura 2.12



La variazione della tensione a vuoto V_{oc} di un modulo fotovoltaico, rispetto alle condizioni standard $V_{oc,sc}$, in funzione della temperatura di lavoro delle celle T_{cel} , è espressa dalla formula seguente (guida CEI 82-25 II ed.):

$$V_{oc}(T) = V_{oc,sc} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel}) \quad [2.13]$$

dove:

β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura e dipende dalla tipologia del modulo fotovoltaico (in genere $-2.2 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{cella}$ per moduli in silicio cristallino e circa $-1.5 \div -1.8 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{cella}$ per moduli in film sottile);

N_s è il numero di celle in serie nel modulo.

Al fine di evitare quindi un'eccessiva riduzione delle prestazioni è opportuno tenere sotto controllo la temperatura in esercizio cercando di dare ai pannelli una buona ventilazione che limiti la variazione di temperatura stessa su di essi. Così facendo si può ridurre la perdita di energia per effetto della temperatura (rispetto ai 25°C delle condizioni standard) ad un valore intorno al 7%⁷.

⁷ La riduzione di rendimento con l'aumento della temperatura è stimabile in 0,4-0,6 per ogni $^\circ\text{C}$

2.8.3 Ombreggiamenti

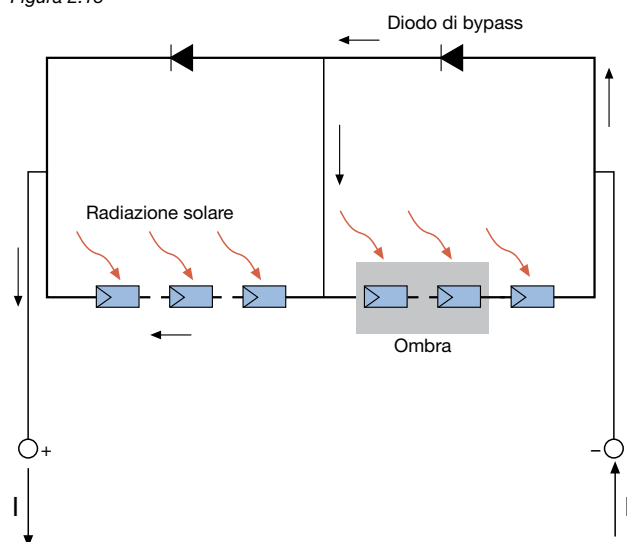
Considerata l'area occupata dai moduli di un impianto fotovoltaico, può accadere che una parte di essi (una o più celle) venga ombreggiata da alberi, foglie che si depositano, camini, nuvole o da pannelli fotovoltaici installati nelle vicinanze.

In caso di ombreggiamento, una cella fotovoltaica costituita da una giunzione P-N smette di produrre energia e diventa un carico passivo.

Tale cella si comporta come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle collegate in serie con la conseguente compromissione di tutta la produzione del modulo. Inoltre il diodo è soggetto alla tensione delle altre celle che può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento localizzato (hot spot) e danni al modulo.

Per evitare che una o più celle ombreggiate vanifichino la produzione in un'intera stringa, a livello dei moduli vengono inseriti dei diodi di by-pass che cortocircuitano la parte di modulo in ombra o danneggiata. Così facendo si garantisce il funzionamento del modulo pur con un'efficienza ridotta. Teoricamente occorrerebbe inserire un diodo di by-pass in parallelo ad ogni singola cella, ma ciò sarebbe troppo oneroso nel rapporto costi/benefici. Pertanto solitamente vengono installati 2÷4 diodi di by-pass per modulo (figura 2.13).

Figura 2.13



3 Metodi di installazione e configurazioni

3.1 Integrazione architettonica

L'integrazione architettonica dei pannelli con le strutture degli edifici negli ultimi anni sta compiendo enormi passi grazie alla produzione dei pannelli stessi, i quali per dimensioni e per caratteristiche sono in grado di sostituire integralmente alcuni componenti.

Si possono definire tre tipologie d'integrazione architettonica degli impianti fotovoltaici, anche ai fini della determinazione della tariffa incentivante da riconoscere a ciascuno di esse (vedi cap.7):

- 1 impianti non integrati;
- 2 impianti parzialmente integrati;
- 3 impianti con integrazione.

L'impianto *non integrato* è l'impianto con moduli installati al suolo, ovvero con moduli collocati sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione con modalità diverse da quelle previste per le tipologie 2) e 3) (figure 3.1).

Figure 3.1



L'impianto *parzialmente integrato* è l'impianto i cui moduli sono posizionati secondo le tipologie elencate in tabella 3.1, su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione senza sostituire il materiale da costruzione delle stesse strutture (figure 3.2).

Figure 3.2



Tabella 3.1

Tipologia specifica 1	Moduli fotovoltaici installati su tetti piani e terrazze di edifici e fabbricati. Qualora sia presente una balaustra perimetrale, la quota massima, riferita all'asse mediano dei moduli fotovoltaico, deve risultare non superiore all'altezza minima della stessa balaustra.
Tipologia specifica 2	Moduli fotovoltaici installati su tetti, coperture, facciate, balaustre o parapetti di edifici e fabbricati in modo complanare alla superficie di appoggio senza la sostituzione dei materiali che costituiscono le superfici d'appoggio stesse.
Tipologia specifica 3	Moduli fotovoltaici installati su elementi di arredo urbano, barriere acustiche, pensiline, pergole e tettoie in modo complanare alla superficie di appoggio senza la sostituzione dei materiali che costituiscono le superfici d'appoggio stesse.

L'impianto con *integrazione architettonica* è l'impianto in cui i moduli sono posizionati secondo le tipologie elencate in tabella 3.2 e sostituiscono, in tutto o in parte, la funzione di elementi edilizi (tenuta, isolamento termico/acustico, illuminamento, ombreggiamento) (figure 3.3).

Figure 3.3



Tabella 3.2

Tipologia specifica 1	Sostituzione dei materiali di rivestimento di tetti, coperture, facciate di edifici con moduli fotovoltaici aventi la medesima inclinazione e funzionalità architettonica della superficie rivestita.
Tipologia specifica 2	Pensiline, pergole e tettoie in cui la struttura di copertura sia costituita dai moduli fotovoltaici e dai relativi sistemi di supporto.
Tipologia specifica 3	Porzioni della copertura di edifici in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano il materiale trasparente o semitrasparente atto a permettere l'illuminamento naturale di uno o più vani interni.
Tipologia specifica 4	Barriere acustiche in cui parte dei pannelli fonoassorbenti siano costituiti da moduli fotovoltaici.
Tipologia specifica 5	Elementi di illuminazione in cui la superficie esposta alla radiazione solare degli elementi riflettenti sia costituita da moduli fotovoltaici.
Tipologia specifica 6	Frangisole i cui elementi strutturali siano costituiti dai moduli fotovoltaici e dai relativi sistemi di supporto.
Tipologia specifica 7	Balaustre e parapetti in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano gli elementi di rivestimento e copertura.
Tipologia specifica 8	Finestre in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano o integrino le superfici vetrate delle finestre stesse.
Tipologia specifica 9	Persiane i cui i moduli fotovoltaici sostituiscano gli elementi strutturali delle persiane.
Tipologia specifica 10	Qualsiasi superficie descritta nelle tipologie precedenti sulla quale i moduli fotovoltaici costituiscano rivestimento o copertura aderente alla superficie stessa.

3.2 Configurazione del campo solare

Il collegamento delle stringhe costituenti il campo solare dell'impianto fotovoltaico può avvenire principalmente prevedendo:

- un unico inverter per tutto l'impianto (impianto mono-inverter o ad inverter centrale) (figura 3.4);
- un inverter per ogni stringa (figura 3.5);
- un inverter per più stringhe (impianto multi-inverter) (figura 3.6);

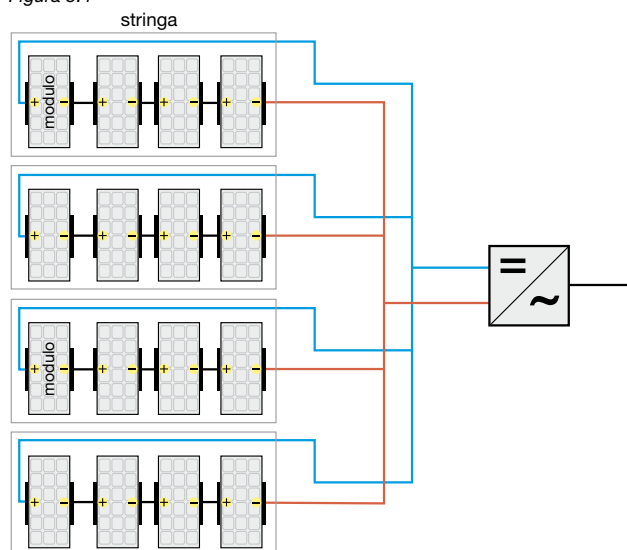
3.2.1 Impianto mono-inverter

Tale configurazione è utilizzata nei piccoli impianti e con moduli dello stesso tipo aventi la stessa esposizione.

Si hanno vantaggi economici derivanti dalla presenza di un unico inverter, in termini di riduzione dell'investimento iniziale e degli oneri di manutenzione. Tuttavia l'avaria del singolo inverter comporta l'arresto della produzione dell'intero impianto. Inoltre tale soluzione è poco adatta all'aumentare dell'estensione (e con essa della potenza di picco) dell'impianto PV, poiché si incrementano i problemi di protezione dalle sovracorrenti ed i problemi derivanti da un diverso ombreggiamento, ossia quando l'esposizione dei pannelli non è identica su tutto l'impianto.

L'inverter regola il suo funzionamento attraverso il MPPT¹, tenendo conto dei parametri medi delle stringhe collegate all'inverter stesso: quindi, se tutte le stringhe sono collegate ad un unico inverter, l'ombreggiamento od il guasto di una o parte di esse comporta una maggior riduzione delle prestazioni elettriche d'impianto rispetto alle altre configurazioni.

Figura 3.4



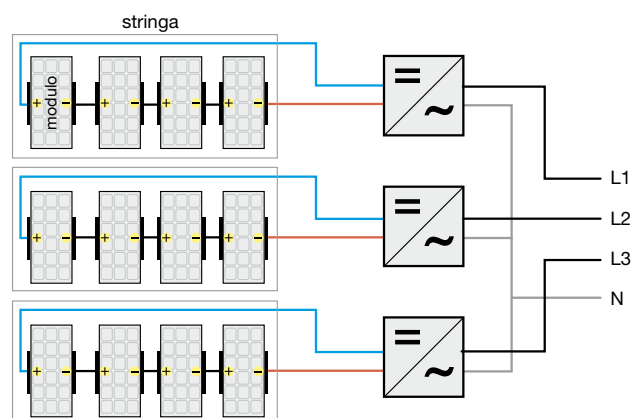
3.2.2 Impianto con un inverter per ogni stringa

In un impianto di medie dimensioni, ogni stringa può essere direttamente collegata ad un proprio inverter e funziona in tal modo secondo il proprio punto di massima potenza.

Con questa configurazione il diodo di blocco per evitare l'inversione della sorgente è solitamente compreso nell'inverter, la diagnostica sulla produzione viene effettuata direttamente dall'inverter che può inoltre provvedere alla protezione dalle sovracorrenti e dalle sovratensioni di origine atmosferica sul lato c.c.

Disporre un inverter per ogni stringa riduce inoltre i problemi di accoppiamento tra moduli ed inverter e la riduzione delle prestazioni dovute ad ombreggiamenti o diversa esposizione. Inoltre in stringhe diverse possono essere impiegati moduli con caratteristiche differenti con un conseguente incremento del rendimento ed affidabilità dell'intero impianto.

Figura 3.5



3.2.3 Impianto multi-inverter

In impianti di grandi dimensioni il campo fotovoltaico è generalmente suddiviso in più parti (sottocampi), ognuno servito da un proprio inverter a cui sono collegate diverse stringhe in parallelo.

Rispetto alla configurazione precedente, si ha in questo caso un numero inferiore di inverter con conseguente riduzione dei costi d'investimento e di manutenzione.

Permane comunque il vantaggio della riduzione dei problemi di ombreggiamento o diversa esposizione tra le stringhe e dovuti all'impiego di moduli differenti tra loro, purché allo stesso inverter afferiscano le stringhe di sottocampo con moduli uguali tra loro, alle stesse condizioni di esposizione.

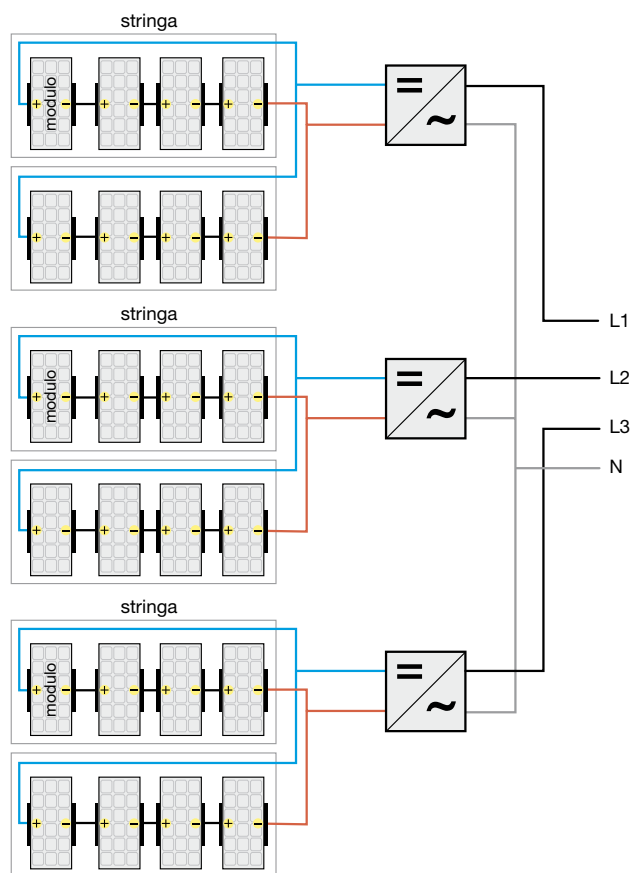
¹ Vedi cap.1

Inoltre il guasto di un inverter non comporta la perdita di produzione dell'intero impianto (come nel caso mono-inverter), bensì solamente del relativo sottocampo. È opportuno che ciascuna stringa sia singolarmente sezionabile², al fine di poter effettuare verifiche di funzionamento e manutenzione senza dover mettere fuori servizio l'intero generatore fotovoltaico.

Installando quadri di parallelo sul lato c.c., occorre prevedere l'inserzione su ciascuna stringa di un dispositivo di protezione dalle sovracorrenti e dalle correnti inverse per evitare l'alimentazione di stringhe ombreggiate o guaste da parte delle altre poste in parallelo. La protezione da sovracorrenti può essere ottenuta mediante un interruttore termomagnetico o un fusibile, mentre la protezione per corrente inversa con diodi di blocco³.

La diagnostica dell'impianto è in questa configurazione rimandata ad un sistema di supervisione che provvede alla verifica della produzione delle diverse stringhe.

Figura 3.6



² Si tenga presente che l'apertura del dispositivo di sezionamento non esclude il mantenimento della tensione lato c.c.

³ I diodi introducono una perdita di potenza costante per effetto della caduta di tensione sulla loro giunzione. Tale perdita può essere ridotta attraverso l'utilizzo di componenti con giunzione metallo-semiconduttore avente caduta di 0.4V (diodi Schottky), anziché 0.7V dei diodi convenzionali.

3.3 Scelta ed interfacciamento inverter

La scelta dell'inverter e della sua taglia, va effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica che esso deve gestire. Si può stimare la taglia dell'inverter, scegliendo tra 0.8 e 0.9 il rapporto tra la potenza attiva immessa in rete e la potenza nominale del generatore fotovoltaico. Tale rapporto tiene conto della diminuzione di potenza dei moduli fotovoltaici nelle reali condizioni operative (temperatura di lavoro, cadute di tensione sulle connessioni elettriche...) e del rendimento dell'inverter stesso. Tale rapporto dipende anche dalle condizioni d'installazione dei moduli (latitudine, inclinazione, temperatura ambiente...) che possono far variare la potenza generata. Per questo motivo, l'inverter è provvisto di una limitazione automatica della potenza erogata per ovviare a situazioni in cui la potenza generata sia maggiore di quella normalmente prevista.

Tra le caratteristiche di dimensionamento dell'inverter dovrebbero comparire:

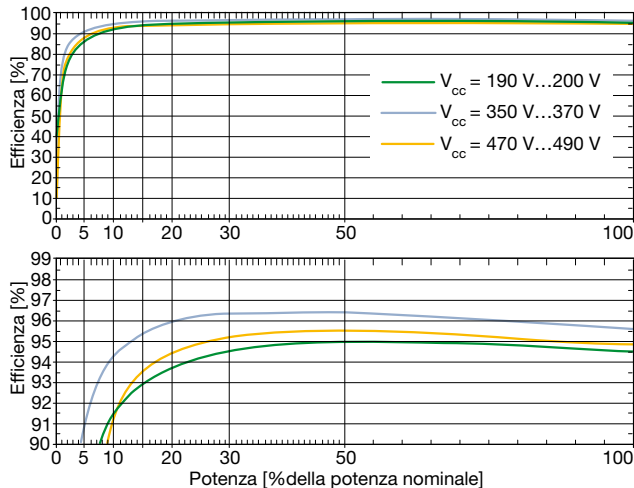
- lato c.c.:
 - potenza nominale e massima;
 - tensione nominale e massima tensione ammessa;
 - campo di variazione della tensione di MPPT in funzionamento normale;
- lato c.a.:
 - potenza nominale e massima erogabile in modo continuativo dal gruppo di conversione, nonché il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere fornita;
 - corrente nominale erogata;
 - corrente massima erogata che consente di determinare il contributo dell'impianto fotovoltaico alla corrente di corto circuito;
 - distorsione massima della tensione e fattore di potenza;
 - massima efficienza di conversione;
 - efficienza a carico parziale ed al 100% della potenza nominale (attraverso il "rendimento europeo"⁴ attraverso il diagramma di efficienza⁵ (figura 3.7))

⁴ Il rendimento europeo si determina tenendo in considerazione le efficienze a carico parziale dell'inverter secondo la formula:

$$\eta_{\text{euro}} = 0.03 \cdot \eta_{5\%} + 0.06 \cdot \eta_{10\%} + 0.13 \cdot \eta_{20\%} + 0.10 \cdot \eta_{30\%} + 0.48 \cdot \eta_{50\%} + 0.20 \cdot \eta_{100\%}$$

⁵ Da tale diagramma si ricava che l'efficienza massima si ha tra il 40% e l'80% della potenza nominale dell'inverter, corrispondente all'intervallo di potenza al quale l'inverter stesso lavora per la maggior parte del tempo di funzionamento.

Figure 3.7



Occorre inoltre valutare i valori nominali di tensione e frequenza in uscita e di tensione in ingresso all'inverter. I valori di tensione e frequenza in uscita, per impianti connessi alla rete di distribuzione pubblica, sono imposti dalla rete stessa con tolleranze definite⁶.

Per quanto riguarda la tensione in ingresso vanno valutate le condizioni estreme di funzionamento del generatore fotovoltaico, al fine di avere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter.

Si deve anzitutto verificare che la tensione a vuoto U_{oc} ⁷ in uscita dalle stringhe alla minima temperatura ipotizzabile (-10°C) sia inferiore a quella massima sopportabile dall'inverter, ossia:

$$U_{oc\ max} \leq U_{MAX} \quad [3.1]$$

In alcuni modelli d'inverter vi è un banco di condensatori in ingresso, pertanto l'inserzione sul campo fotovoltaico determina una inrush current pari alla somma delle correnti di corto circuito di tutte le stringhe collegate e tale corrente non deve far intervenire eventuali protezioni interne.

Ogni inverter è caratterizzato da un range di tensioni in ingresso di normale funzionamento. Poiché la tensione in uscita dai pannelli fotovoltaici è funzione della temperatura, occorre verificare che nelle condizioni di esercizio prevedibili (da -10°C a +70°C), l'inverter si trovi a funzionare nell'intervallo di tensione dichiarato dal costruttore. Devono essere quindi verificate contemporaneamente le due disuguaglianze [3.2] e [3.3]:

$$U_{min} \geq U_{MPPT\ min} \quad [3.2]$$

ossia, la tensione minima (a 70°C), considerata alla corrispondente massima potenza in uscita dalla stringa

⁶ Dal 2008 la tensione unificata a livello europeo dovrebbe essere 230/400V con tolleranza +6% e -10%, mentre la tolleranza sulla frequenza è di ±0.3 Hz.

⁷ Per la scelta dell'inverter e degli altri componenti dell'impianto PV lato c.c. si può assumere cautelativamente come tensione massima di stringa 1.2 U_{oc} .

con irraggiamento standard, deve essere superiore alla tensione minima di funzionamento del MPPT dell'inverter che mantiene accesa la logica di controllo e permette la corretta erogazione di potenza nelle rete dell'ente distributore. Inoltre si deve avere che:

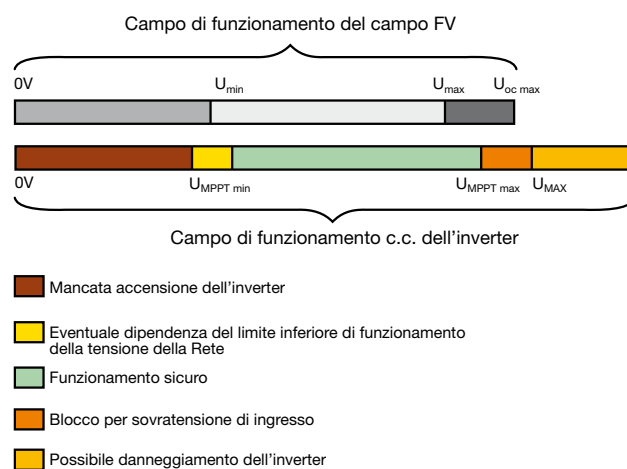
$$U_{max} \leq U_{MPPT\ max} \quad [3.3]$$

ossia, la tensione massima (a -10°C), considerata alla corrispondente massima potenza in uscita dalla stringa con irraggiamento standard, deve essere inferiore o uguale alla tensione massima di funzionamento del MPPT dell'inverter.

In figura 3.8 vi è una rappresentazione grafica di accoppiamento tra campo fotovoltaico ed inverter che tiene conto delle tre disuguaglianze precedenti.

Oltre al rispetto delle tre condizioni precedenti sulle tensioni, occorre verificare che la massima corrente del generatore fotovoltaico nel funzionamento al MPP sia inferiore alla massima corrente in ingresso ammissibile dall'inverter.

Figura 3.8



Legenda:

- U_{min} tensione alla sua massima potenza del campo fotovoltaico, in corrispondenza della temperatura massima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione
- U_{max} tensione alla sua massima potenza del campo fotovoltaico, in corrispondenza della temperatura minima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione
- $U_{oc\ max}$ tensione a vuoto del campo fotovoltaico, in corrispondenza della temperatura minima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione
- $U_{MPPT\ min}$ tensione di funzionamento minima in ingresso ammessa dall'inverter
- $U_{MPPT\ max}$ tensione di funzionamento massima in ingresso ammessa dall'inverter
- U_{MAX} tensione massima in ingresso sopportabile dall'inverter

Gli inverter disponibili sul mercato hanno una potenza nominale fino a circa 10 kW in monofase ed a circa 100 kW in trifase.

Nei piccoli impianti fino a 6 kW con allacciamento monofase alla rete BT, si installa generalmente un unico inverter, mentre negli impianti oltre i 6 kW con allacciamento trifase alla rete in BT o MT, si installano solitamente più inverter.

Negli impianti di dimensioni medio-piccole, si preferi-

sce usualmente ricorrere alla soluzione con più inverter monofase distribuiti equamente sulle tre fasi e neutro comune ed un unico trasformatore di separazione dalla rete pubblica (figura 3.9).

Mentre negli impianti di medio-grandi dimensioni è solitamente conveniente avere una struttura dell'impianto con pochi inverter trifase a cui vengono collegate più stringhe messe in parallelo sul lato c.c. nei quadri di sottocampo (figura 3.10).

Figura 3.9

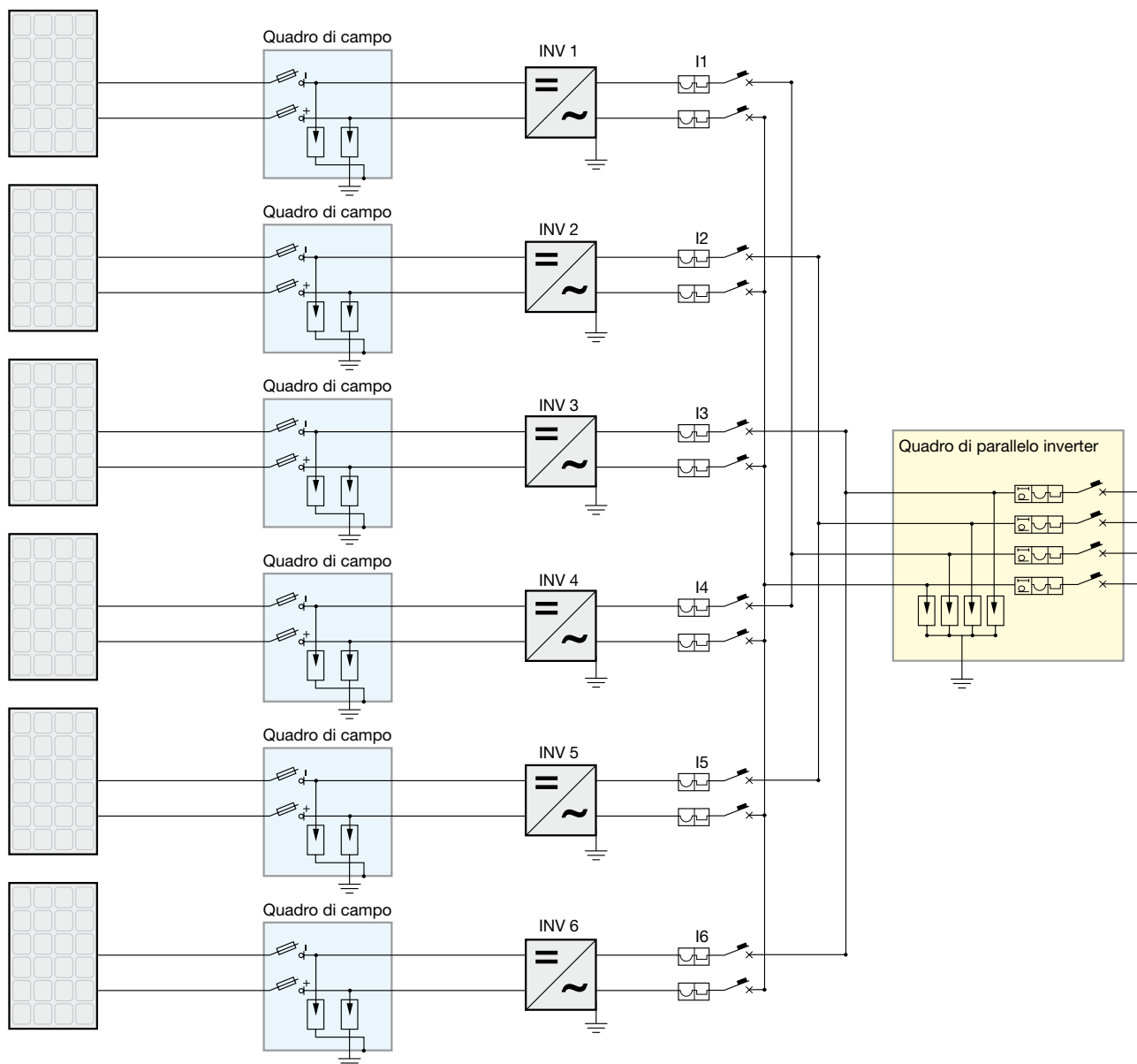
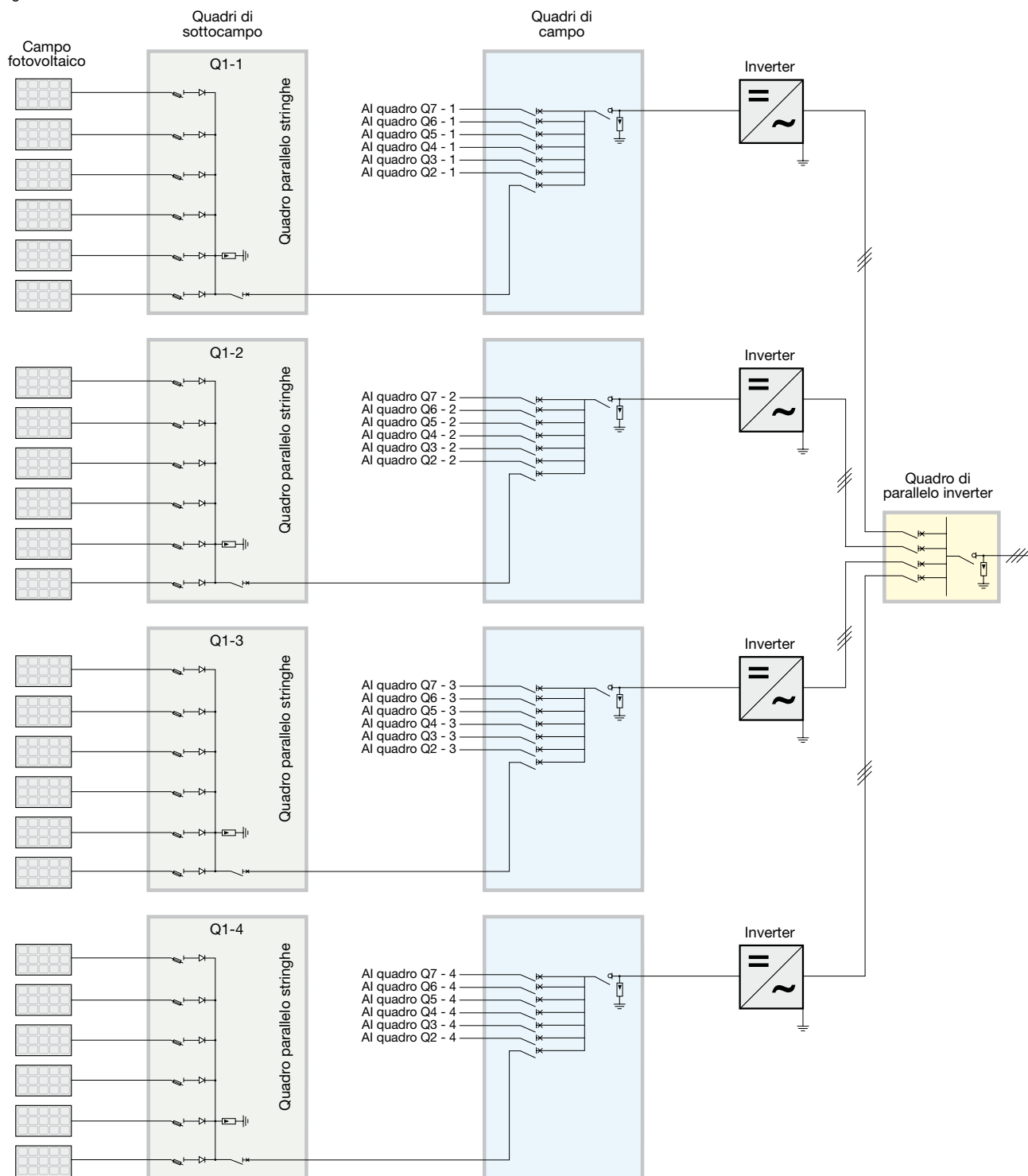


Figura 3.10



L'inverter deve poter essere sezionato sia sul lato c.c. sia su quello c.a. in modo da consentire la manutenzione escludendo entrambe le sorgenti di alimentazione, ossia generatore fotovoltaico e rete.

Inoltre, come rappresentato in figura 3.10, è bene porre un dispositivo di sezionamento su ogni stringa, al fine di permettere interventi di verifica e manutenzione sulla stringa stessa, senza dover porre fuori servizio altre parti dell'impianto.

3.4 Scelta dei cavi

I cavi utilizzati in un impianto fotovoltaico devono essere in grado di sopportare, per la durata di vita dell'impianto stesso (20-25 anni), severe condizioni ambientali in termini di elevata temperatura, precipitazioni atmosferiche e radiazioni ultraviolette.

Anzitutto i cavi devono avere una tensione nominale adeguata a quella dell'impianto. In corrente continua, la tensione d'impianto non deve superare del 50% la tensione nominale dei cavi (tabella 3.3) che si riferisce al loro impiego in c.a. (in c.a. la tensione d'impianto non deve superare la tensione nominale dei cavi).

Tabella 3.3

corrente alternata (V)	corrente continua (V)
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

3.4.1 Tipi di cavi

Le condutture⁸ sul lato c.c. dell'impianto devono avere un isolamento doppio o rinforzato (classe II) in modo da ridurre il rischio di guasti a terra ed i cortocircuiti (CEI 64-8).

I cavi sul lato c.c. si distinguono in:

- *cavi solari (o di stringa)* che collegano tra loro i moduli e la stringa al primo quadro di sottocampo o direttamente all'inverter;
- *cavi non solari* che sono utilizzati a valle del primo quadro.

I cavi che collegano tra loro i moduli sono installati nella parte posteriore dei moduli stessi, laddove la temperatura può raggiungere i 70-80°C. Tali cavi devono quindi essere in grado di sopportare elevate temperature e resistere ai raggi ultravioletti, se installati a vista. Pertanto si usano cavi particolari, usualmente unipolari con isolamento e guaina in gomma, tensione nominale 0.6/1kV, con temperatura massima di funzionamento non inferiore a 90°C e con una elevata resistenza ai raggi UV.

I cavi non solari posti a valle del primo quadro, si trovano ad una temperatura ambiente non superiore a 30-40°C, dato che sono lontano dai moduli.

Tali cavi non hanno resistenza contro i raggi UV, pertanto, se posati all'esterno, devono essere protetti dalla radiazione solare in tubi o canali ed essere comunque con guaina per uso esterno. Se invece sono posati all'interno di edifici valgono le regole usuali degli impianti elettrici.

Per i cavi installati sul lato c.a. a valle dell'inverter vale quanto detto per i cavi non solari lato c.c.

⁸ Insieme dei cavi e del tubo o canale in cui sono inseriti.

3.4.2 Sezione e portata

La sezione di un cavo deve essere tale per cui:

- la sua portata I_z non sia inferiore alla corrente d'impiego I_b ;
- la caduta di tensione ai suoi capi sia entro i limiti imposti.

Nelle condizioni di normale funzionamento ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di corto circuito, sicché la corrente d'impiego per il circuito di stringa è assunta pari a:

$$I_b = 1.25 \cdot I_{sc} \quad [3.4]$$

dove I_{sc} è la corrente di corto circuito in condizioni di prova standard e la maggiorazione del 25% tiene conto di valori di irraggiamento superiori a 1kW/m².

Quando l'impianto fotovoltaico è di grosse dimensioni e suddiviso in sottocampi, i cavi che collegano i quadri di sottocampo all'inverter devono condurre una corrente d'impiego pari a:

$$I_b = y \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [3.5]$$

dove y è il numero di stringhe del sottocampo afferenti allo stesso quadro.

La portata I_0 dei cavi è indicata dai costruttori usualmente a 30°C in aria libera. Per tener conto delle condizioni di posa e di temperatura, la portata I_0 deve essere ridotta di un coefficiente (ove non indicato dal costruttore) pari a⁹:

- $k_1 = 0.58 \cdot 0.9 = 0.52$ per i cavi solari
- $k_2 = 0.58 \cdot 0.91 = 0.53$ per i cavi non solari.

Il fattore 0.58 tiene conto della posa sul retro dei pannelli dove la temperatura ambiente raggiunge i 70°C¹⁰, il fattore 0.9 della posa in tubo o canale dei cavi solari, mentre il fattore 0.91 tiene conto della posa in tubo esposto al sole dei cavi non solari.

Negli impianti fotovoltaici la caduta di tensione ammassa è del 1-2% (anziché dell'usuale 4% degli impianti utilizzatori) al fine di limitare il più possibile la perdita di energia prodotta per effetto Joule sui cavi¹¹.

⁹ La portata risultante deve inoltre essere moltiplicata per un secondo coefficiente di riduzione, come avviene usualmente, che tiene conto della posa in fascio nello stesso tubo o canale.

¹⁰ Con una temperatura ambiente di 70°C ed ipotizzando una temperatura massima di funzionamento dell'isolante di 90°C si ha:

$$\sqrt{\frac{\theta_{max}-0}{\theta_{max}-\theta_0}} = \sqrt{\frac{90-70}{90-30}} = \sqrt{\frac{1}{3}} = 0.58$$

¹¹ Sul lato c.c. la caduta di tensione sui cavi è puramente resistiva ed in percentuale corrisponde alla perdita di potenza:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} = \frac{\Delta U \cdot I_n}{U_n \cdot I_n} = \frac{\Delta P}{P_n} = \Delta P\%$$

4 Allacciamento alla rete e misura dell'energia

4.1 Generalità

Un impianto fotovoltaico può essere connesso in parallelo alla rete di distribuzione pubblica se vengono rispettate le seguenti condizioni (CEI 0-16):

- il parallelo non deve causare perturbazioni alla continuità e qualità del servizio della rete pubblica per preservare il livello del servizio per gli altri utenti connessi;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano entro i valori consentiti;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente se il valore di squilibrio della potenza generata da impianti trifase realizzati con generatori monofase non sia compreso entro il valore massimo consentito per gli allacciamenti monofase.

Ciò al fine di evitare che (CEI 0-16):

- in caso di mancanza di tensione in rete, l'utente attivo connesso possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT, la rete stessa possa essere alimentata dall'impianto fotovoltaico ad essa connesso;
- in caso di richiusura automatica o manuale di interruttori della rete di distribuzione, il generatore PV possa trovarsi in discordanza di fase con la tensione di rete, con possibile danneggiamento del generatore stesso.

L'impianto fotovoltaico può essere connesso alla rete BT, MT o AT in relazione al valore della potenza di picco generata (TICA):

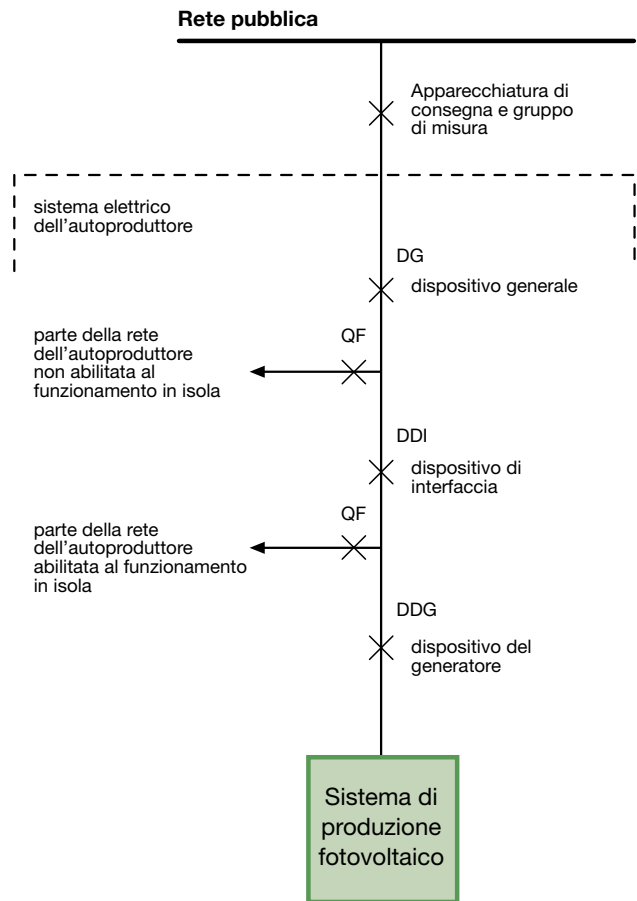
- connessione alla rete BT per impianti fino a 100 kW¹;
- connessione alla rete MT per impianti fino a 6 MW.

In particolare, la connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete BT:

- può essere in monofase per potenze fino a 6 kW;
- deve essere in trifase per potenze superiori a 6 kW e se gli inverter sono monofase, la differenza massima tra le fasi non deve superare i 6 kW.

Lo schema di principio della configurazione del sistema di produzione in parallelo alla rete pubblica è indicato in figura 4.1 (Guida CEI 82-25 II ed.).

Figura 4.1



In relazione al particolare schema dell'impianto fotovoltaico, è ammesso (CEI 0-16) che più funzioni siano assolte dallo stesso dispositivo, purché fra la generazione e la rete siano presenti due interruttori o un interruttore e un contattore in serie.

Nella scelta del potere d'interruzione dei dispositivi QF occorre tenere in considerazione che alla corrente di corto circuito nel punto d'installazione può contribuire, oltre alla rete ed ai grossi motori in servizio, anche l'impianto di produzione.

¹ Tali limiti possono essere superati a discrezione dell'ente distributore. Inoltre per gli impianti già connessi alla rete i limiti sono elevati fino al livello di potenza già disponibili per il prelievo.

4.2 Parallelo con la rete BT

Dall'analisi della figura 4.1 si osservano i tre dispositivi di manovra interposti tra l'impianto di produzione dell'utente e la rete pubblica (Guida CEI 82-25 II ed.):

- *dispositivo generale*, separa l'impianto dell'utente dalla rete pubblica; interviene per guasto nell'impianto fotovoltaico oppure, nel caso di impianti con scambio sul posto, per guasto del sistema fotovoltaico o dell'impianto utilizzatore; è costituito da un interruttore idoneo al sezionamento con sganciatori di massima corrente che interrompe tutte le fasi e il neutro;
- *dispositivo d'interfaccia*, separa l'impianto di produzione dalla rete dell'utente non abilitata al funzionamento in isola e quindi dalla rete pubblica; interviene a causa di perturbazione sulla rete del distributore ed è costituito da un interruttore automatico con sganciatore di apertura a mancanza di tensione o da un contattore con bobina di apertura a mancanza di tensione, combinato con fusibili o interruttore automatico; il dispositivo d'interfaccia interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro, di categoria AC-7a se monofase o AC-1 se trifase (CEI EN 60947-4-1);
- *dispositivo di generatore*, separa il singolo generatore fotovoltaico dal resto dell'impianto utente; interviene per guasto interno a tale generatore e può essere costituito da un interruttore automatico o da un contattore combinato con fusibili o interruttore automatico che interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro.

Il sistema di protezione d'interfaccia, che agisce sul dispositivo d'interfaccia, è costituito dalle funzioni indicate nella tabella 4.1.

Tabella 4.1

Protezione	Esecuzione	Valore di taratura	Tempo d'intervento
Massima tensione (59)	Unipolare/tripolare ⁽¹⁾	$\leq 1.2 U_n$	≤ 0.1 s
Minima tensione (27)	Unipolare/tripolare ⁽¹⁾	$\geq 0.8 U_n$	≤ 0.2 s
Massima frequenza (81>)	Unipolare	50.3 o 51 Hz ⁽²⁾	Senza ritardo intenzionale
Minima frequenza (81<)	Unipolare	49 o 49.7 Hz ⁽²⁾	Senza ritardo intenzionale
Derivata di frequenza ($\Delta 81$) ⁽³⁾	Unipolare	0.5 Hz/s	Senza ritardo intenzionale

(1) Unipolare per impianti monofasi e tripolari per impianti trifase

(2) Le tarature di default sono 49.7 Hz e 50.3 Hz. Qualora le variazioni di frequenza della rete del distributore, in normali condizioni di esercizio, siano tali da provocare interventi intempestivi della protezione di massima/minima frequenza, dovranno essere adottate le tarature a 49 e 51 Hz

(3) Solo in casi particolari

Per potenze fino a 6kW in monofase ed a 20kW in trifase il dispositivo d'interfaccia può anche essere interno al sistema di conversione o costituito da un interruttore di manovra con bobina a mancanza di tensione combinato con fusibile o interruttore automatico. Per impianti fino a 20kW la funzione d'interfaccia può essere svolta da più dispositivi distinti fino a 3 (Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione).

Negli impianti fotovoltaici, con potenza non superiore a 20kW e con al massimo tre inverter, a cui non sono connessi carichi che possono funzionare in isola, il dispositivo di generatore può anche assolvere alla funzione di dispositivo d'interfaccia (fig 4.1a), mentre negli impianti fotovoltaici di sola generazione, a cui cioè non vi è associato alcun impianto utilizzatore, il dispositivo d'interfaccia può coincidere con il dispositivo generale (fig 4.1b).

Figura 4.1a

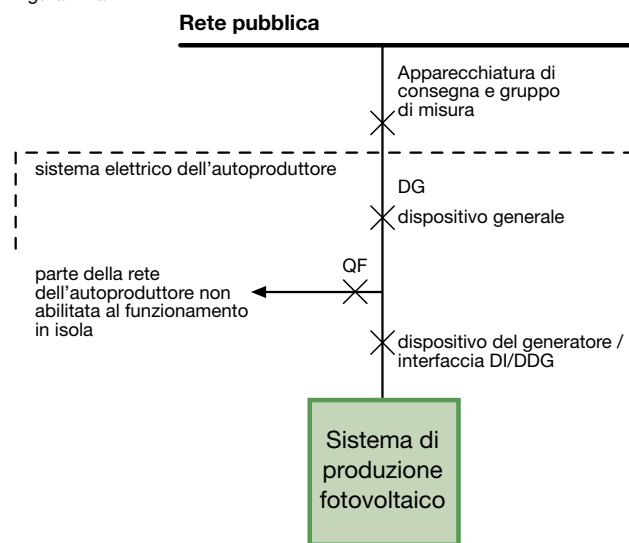
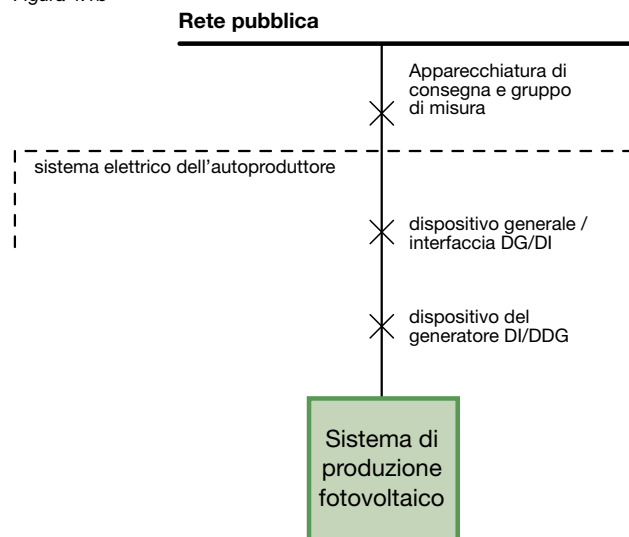


Figura 4.1b



Tra l'impianto fotovoltaico e la rete pubblica deve essere garantita la separazione metallica al fine di non immettere in rete correnti continue.

Per impianti con potenza complessiva di generazione non superiore a 20kW, tale separazione può essere sostituita da una protezione (in genere interna al sistema elettronico di controllo e regolazione dell'inverter) che faccia aprire il dispositivo d'interfaccia (o di generatore) per valori di componente continua complessiva superiore allo 0.5% del valore efficace della componente fondamentale della corrente massima complessiva in uscita dai convertitori.

Per impianti con potenza complessiva di generazione superiore a 20kW e con inverter non dotati di separazione metallica tra parte in corrente continua ed alternata, è necessaria l'inserzione di un trasformatore BT/bt a frequenza industriale² (Guida CEI 82-25 II ed.).

In figura 4.2 è rappresentato uno schema unifilare tipico

di un impianto fotovoltaico connesso con la rete BT in presenza di un impianto utilizzatore.

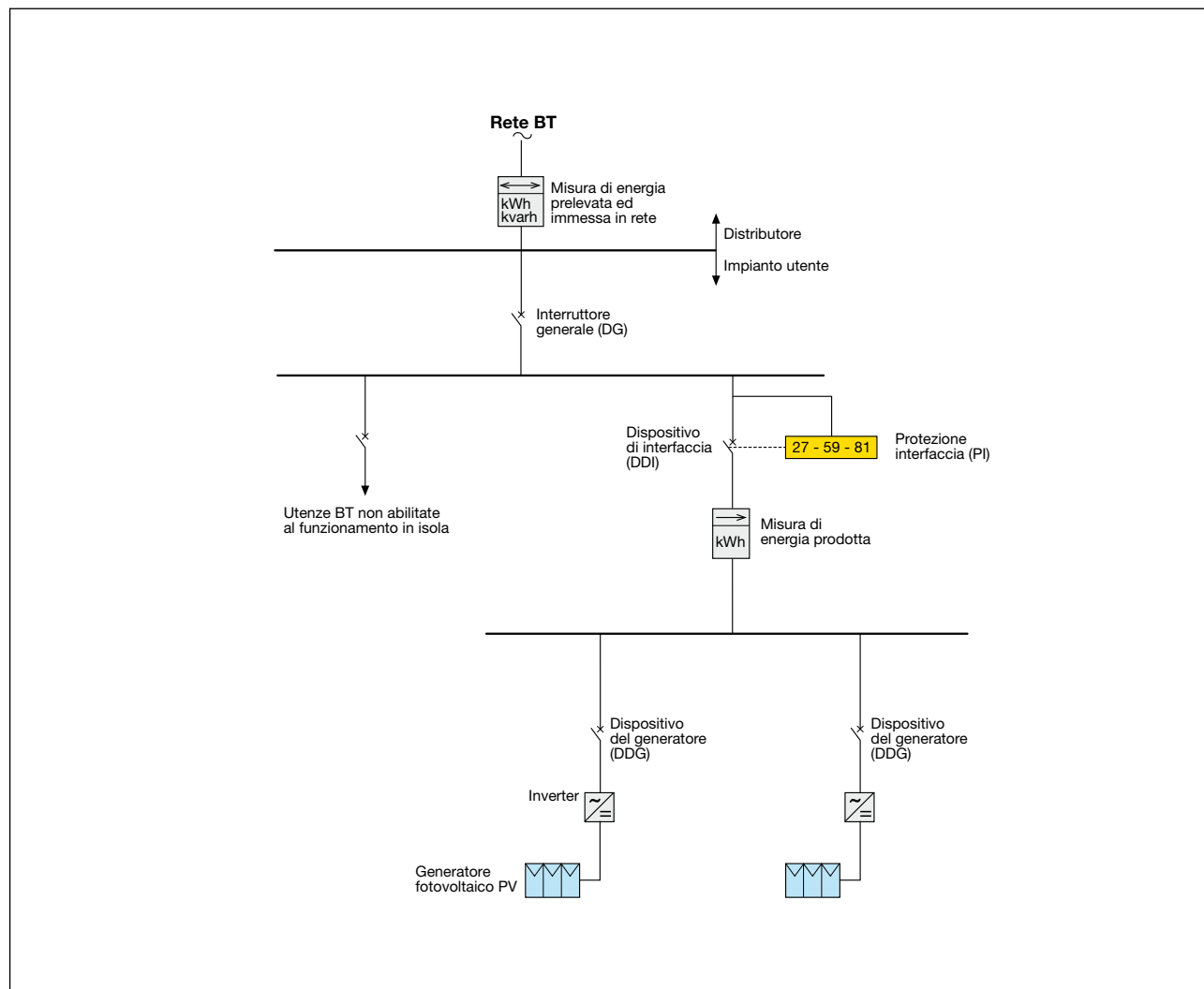
Gli impianti fotovoltaici possono erogare energia attiva con un fattore di potenza (Guida CEI 82-25 II ed.)³:

- non inferiore a 0.8 in ritardo (assorbimento di potenza reattiva), quando la potenza attiva erogata è compresa tra il 20% ed il 100% della potenza complessiva installata;
- unitario;
- in anticipo, quando erogano una potenza reattiva complessiva non superiore al minor valore tra 1kvar e $(0.05+P/20)$ kvar (dove P è la potenza complessiva installata in kW).

² Un trasformatore ad alta frequenza non è idoneo, poiché presenta in uscita componenti continue superiori ai limiti ammessi; inoltre è ammesso un unico trasformatore di separazione per più inverter.

³ riferito alla componente fondamentale.

Figura 4.2



4.3 Parallelo con la rete MT

Il *dispositivo generale* è costituito da (CEI 0-16):

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura;
- oppure un interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore.

Per il comando di apertura del dispositivo generale per azione della protezione generale deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione, poiché, qualora per qualsiasi motivo venga a mancare la tensione di alimentazione della protezione generale, si verifica l'apertura del dispositivo generale anche in assenza di comando proveniente dalla protezione generale.

La protezione generale comprende (CEI 0-16):

- un relè di massima corrente di fase a tre soglie d'intervento, una a tempo dipendente inverso $I>$ (soglia sovraccarico 51), due a tempo indipendente $I>>$ (soglia con ritardo intenzionale 51) e $I>>>$ (soglia istantanea 50);
- un relè di massima corrente omopolare di terra 51N a due soglie d'intervento a tempo indipendente $I_{0>}$ e $I_{0>>}$, una per i guasti monofase a terra ed una per i guasti doppi monofase a terra, oppure un relè di protezione direzionale di terra a due soglie 67N.1 e 67N.2⁴, una per la selezione dei guasti interni in caso di reti funzionanti a neutro compensato ed una in caso di neutro isolato, in aggiunta al relè di massima corrente omopolare ad una soglia per i guasti doppi monofase a terra.

Il *dispositivo d'interfaccia* può essere posto sia lato media tensione che bassa tensione.

Qualora tale dispositivo sia installato sulla media tensione, esso può essere costituito da (CEI 0-16 Foglio d'interpretazione):

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione;
- oppure un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e un sezionatore installato a monte o a valle dell'interruttore⁵.

⁴ La protezione 67N è richiesta quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'utente supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal distributore per la protezione 51N. Nella pratica quando i cavi MT dell'utenze superano la lunghezza di:

- 400m per reti con $U_n=20$ kV;
- 533m per reti con $U_n=15$ kV.

⁵ L'eventuale presenza di due sezionatori (uno a monte ed uno a valle) è da considerare da parte dell'utente in funzione delle necessità di sicurezza durante la manutenzione.

Per impianti con più generatori PV, il dispositivo d'interfaccia deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori, ma sono ammessi più dispositivi d'interfaccia, purché il comando di scatto di ciascuna protezione agisca su tutti dispositivi, in modo che una condizione anomala rilevata da una sola protezione disconnetta tutti i generatori dalla rete⁶.

Qualora vengano impiegati inverter monofase di potenza fino a 10kW, il sistema di protezione d'interfaccia può essere integrato nel convertitore stesso per potenze di produzione complessive non superiori a 30kW (CEI 0-16 Foglio d'interpretazione).

Inoltre, poiché gli inverter utilizzati negli impianti fotovoltaici funzionano come generatori di corrente e non come generatori di tensione, non è necessario integrare nella protezione d'interfaccia le protezioni di massima tensione omopolare (59N) e di rincalzo per mancata apertura del dispositivo di interfaccia (Guida CEI 82-25 II ed.).

Il sistema di protezione d'interfaccia è costituito dalle funzioni indicate nella tabella 4.2 (CEI 0-16 Foglio d'interpretazione).

Tabella 4.2

Protezione	Valore di taratura	Tempo estinzione guasto	Ritardo intenzionale
Massima tensione (59)	$\leq 1.2 U_n$	≤ 170 ms	100 ms
Minima tensione (27)	$\geq 0.7 U_n$	≤ 370 ms	300 ms
Massima frequenza (81>)	50.3 Hz	≤ 170 ms	100 ms
Minima frequenza (81<)	49.7 Hz	≤ 170 ms	100 ms

Per il *dispositivo di generatore* vale quanto indicato per il parallelo con la BT.

Nelle figure 4.3 e 4.4 sono rappresentati due tipici schemi per la connessione alla rete MT di un impianto fotovoltaico. In particolare lo schema di figura 4.3 rappresenta un impianto con più inverter monofase, nel quale il dispositivo d'interfaccia è posto sulla BT.

Tale configurazione è tipica negli impianti di potenza fino al centinaio di kW. Negli impianti più grandi si utilizzano invece inverter trifase con uno o più trasformatori bt/MT ed il dispositivo d'interfaccia è in genere sulla MT (figura 4.4).

⁶ Quando si aggiunge un impianto PV (di potenza complessiva non superiore a 1 MW) in impianti connessi alla rete da più di un anno, è possibile installare non più di tre dispositivi d'interfaccia, ciascuno dei quali può al massimo sottendere 400 kW (CEI 0-16 Foglio d'interpretazione).

Figura 4.3

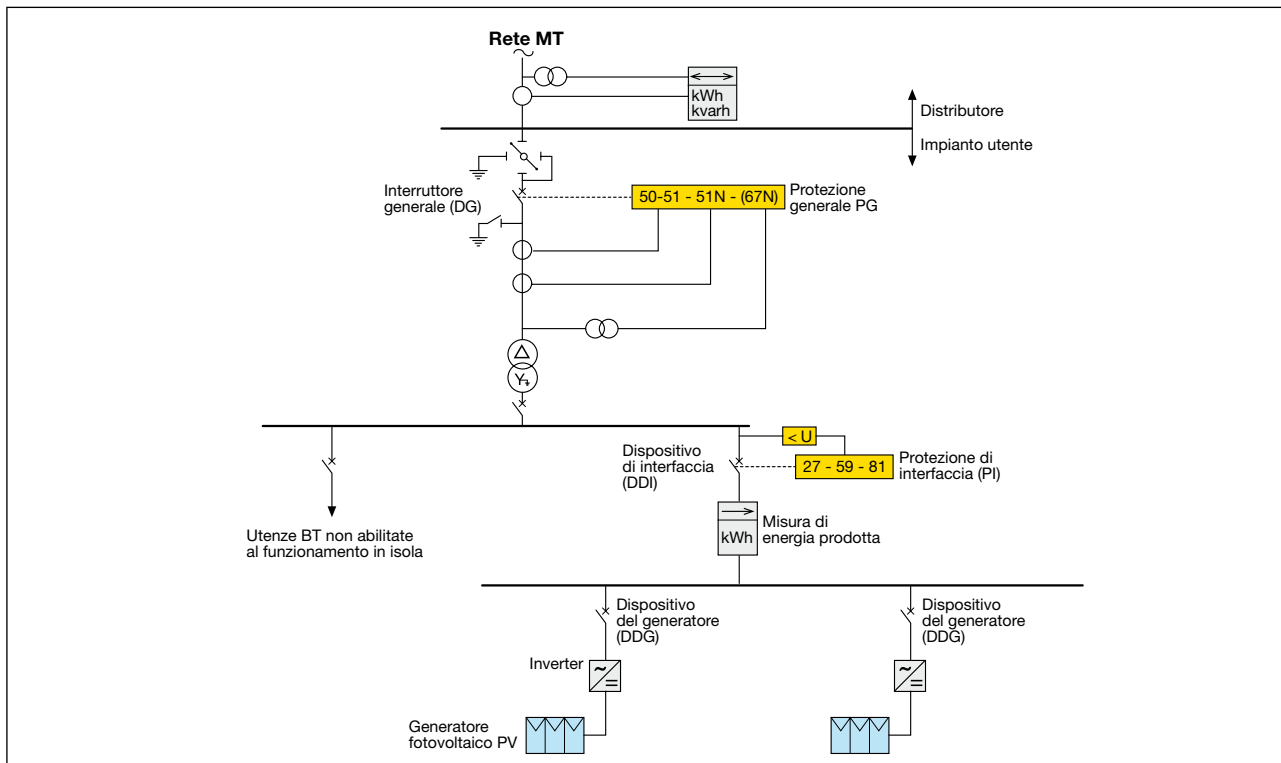
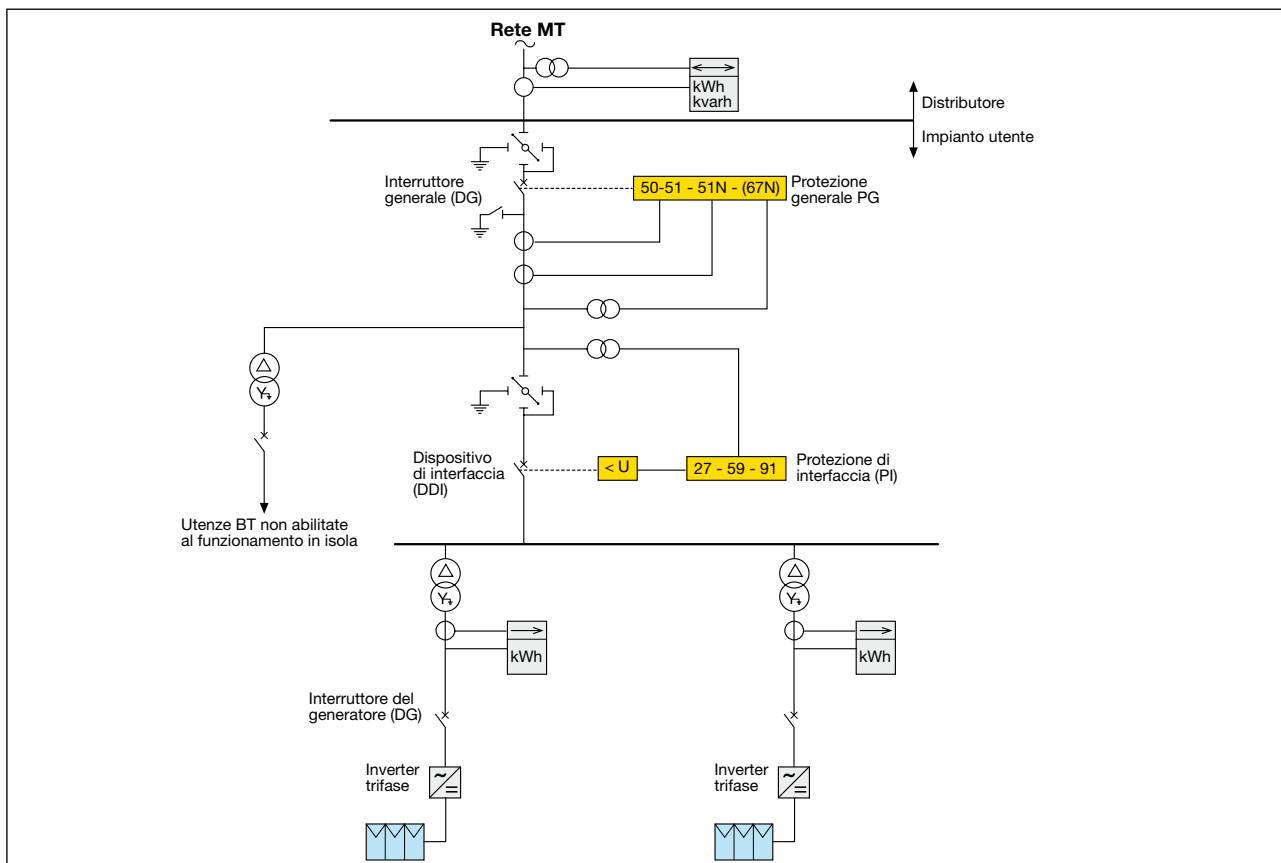


Figura 4.4



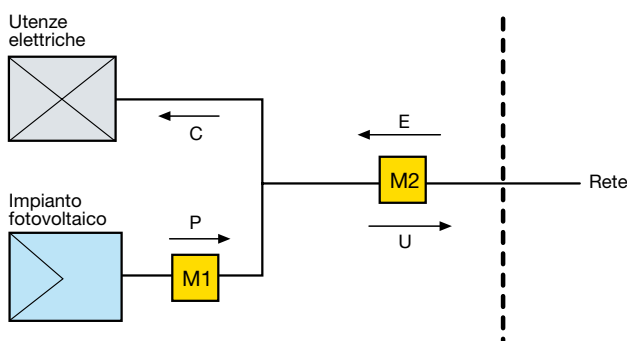
4.4 Misura dell'energia prodotta e scambiata con la rete

In un impianto fotovoltaico connesso alla rete pubblica è necessaria l'inserzione di sistemi di misura al fine di rilevare:

- l'energia elettrica prelevata dalla rete;
- l'energia elettrica immessa in rete;
- l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

La modalità d'inserzione dei sistemi di misura è indicata in figura 4.5.

Figura 4.5



Il bilancio energetico del sistema, riferito ad un determinato periodo temporale, è dato da:

$$U - E = P - C \quad [4.1]$$

dove:

U è l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ed immessa in rete;

E è l'energia prelevata dalla rete;

P è l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (energia incentivata);

C è l'energia consumata dall'impianto utilizzatore.

Durante la notte o quando l'impianto fotovoltaico non è in produzione per altri motivi, ($U=P=0$) la [4.1] diventa:

$$E = C \quad [4.2]$$

ovvero tutta l'energia consumata è prelevata dalla rete.

Quando invece l'impianto fotovoltaico è in produzione si possono verificare i due casi seguenti:

- $P > C$ in questo caso il saldo è positivo e si ha cessione di energia alla rete;
- $P < C$ in questo caso il saldo è negativo e si ha prelievo di energia dalla rete.

La misura dell'energia scambiata con la rete è in genere effettuata da un unico contatore M2 elettronico bidirezionale ed il sistema di misura deve essere di tipo orario.

L'ente distributore è in genere il responsabile dell'installazione e della manutenzione del gruppo di misura dell'energia scambiata.

Il DM 19/2/07 definisce l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico come "l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete pubblica".

La misura dell'energia prodotta viene effettuata da un contatore M1 che deve essere in grado di rilevare l'energia prodotta su base oraria ed essere dotato di un dispositivo per l'interrogazione ed acquisizione per via telematica delle misure da parte del gestore di rete.

Il gruppo di misura dell'energia prodotta deve essere installato il più possibile vicino all'inverter ed essere dotato di opportuni dispositivi antifrode.

Per impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW il responsabile del servizio di misura dell'energia prodotta è il gestore di rete, mentre per potenze superiori a 20 kW il responsabile è l'utente produttore, che ha la facoltà di avvalersi del gestore di rete per svolgere tale attività, pur mantenendo la responsabilità di tale servizio.

5 Messa a terra e protezione dai contatti indiretti

5.1 Messa a terra

Il concetto di messa a terra applicato ad un sistema fotovoltaico può riguardare sia le masse (es. struttura metallica dei pannelli) che il sistema elettrico di produzione (parti attive del sistema fotovoltaico es. le celle).

Un sistema fotovoltaico può essere connesso a terra solo se è separato galvanicamente (es. per mezzo di un trasformatore) dalla rete elettrica tramite trasformatore. Un sistema elettrico fotovoltaico di tipo isolato sembrerebbe apparentemente più sicuro per le persone che toccano una parte attiva; in realtà la resistenza di isolamento delle parti attive verso terra non è infinita e la persona è dunque attraversata da una corrente che si richiude attraverso tale resistenza.

Tale corrente aumenta con la tensione verso terra dell'impianto e con l'estensione dello stesso, poiché diminuisce la resistenza d'isolamento verso terra. Inoltre il fisiologico decadimento degli isolanti, con il passare del tempo e la presenza di umidità, riduce la resistenza di isolamento stessa.

Pertanto negli impianti molto estesi la corrente che attraversa una persona in contatto con la parte attiva può causare folgorazione e quindi il vantaggio dei sistemi isolati rispetto a quelli connessi a terra si presenta solamente nei piccoli impianti.

5.2 Impianti con trasformatore

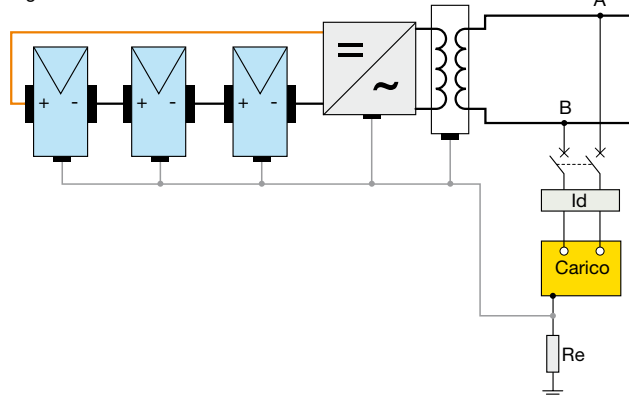
Negli impianti con trasformatore, oltre all'analisi del sistema fotovoltaico isolato o messo a terra, occorre differenziare le masse a monte ed a valle dello stesso¹ per la protezione dai contatti indiretti.

5.2.1 Masse a monte del trasformatore

5.2.1.1 Impianto con sistema IT

In questo tipo di impianto le parti attive risultano isolate da terra, mentre le masse sono connesse a terra² (fig. 5.1).

Figura 5.1



In questo caso la resistenza R_e di messa a terra delle masse deve soddisfare la condizione (CEI 64-8):

$$R_e \leq \frac{120}{I_d} \quad [5.1]$$

Dove I_d è la corrente di primo guasto a terra, non nota a priori ma generalmente molto piccola negli impianti di dimensioni modeste. Di conseguenza la resistenza di terra R_e dell'impianto utilizzatore, dimensionata per un guasto in rete, soddisfa solitamente la relazione [5.1]. Nel caso di doppio guasto a terra, essendo il generatore fotovoltaico un generatore di corrente, la tensione assunta dalle masse interconnesse deve essere inferiore a:

$$I_{cc} \cdot R_{eq} \leq 120V \quad [5.2]$$

Dove I_{cc} è la corrente di corto circuito delle celle interessate, mentre R_{eq} è la resistenza del conduttore che collega tra loro le masse affette da guasto.

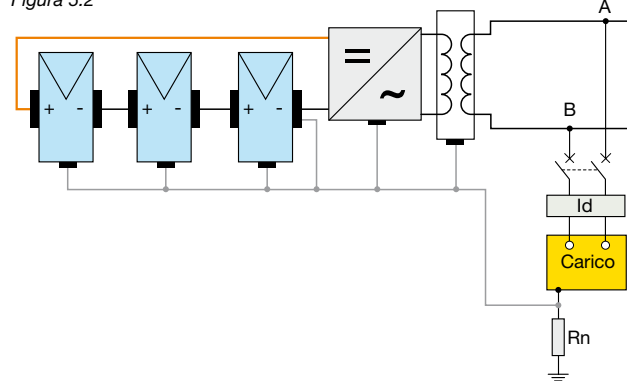
Se ad esempio $R_{eq} = 1\Omega$ (valore ipotizzato per eccesso), la [5.2] è soddisfatta per I_{cc} non superiore a 120A, il che è usuale negli impianti di modeste dimensioni; la tensione di contatto nell'eventualità di un secondo guasto a terra non risulta quindi pericolosa. Nei grandi impianti, occorre invece ridurre entro limiti ammissibili la probabilità che si verifichi un secondo guasto a terra, eliminando il primo guasto a terra rilevato dal controllore di isolamento (presente nell'inverter o esterno).

5.2.1.2 Impianto con sistema TN

In questo tipo di impianto le parti attive e le masse sono connesse allo stesso impianto di terra (impianto di terra dell'impianto utilizzatore).

In tal modo si è in presenza di un sistema TN lato continua (fig. 5.2).

Figura 5.2



¹ In questo caso monte e valle sono riferiti al senso dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico.

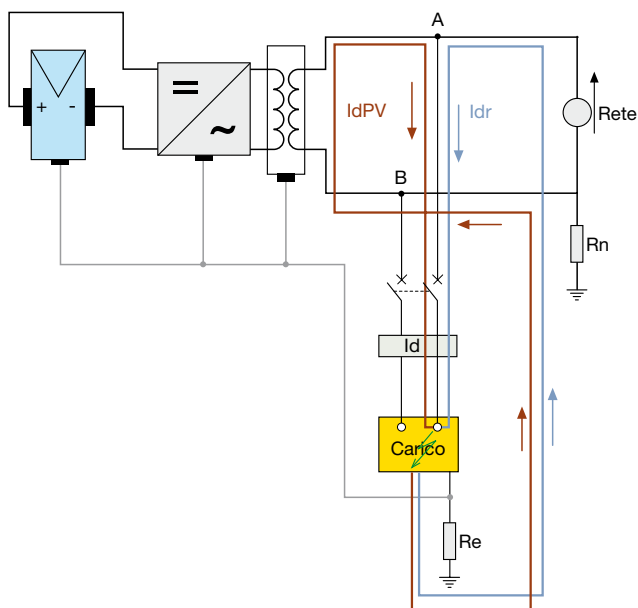
² Per ragioni di sicurezza l'impianto di terra del sistema fotovoltaico risulta essere in comune quello dell'utilizzatore. Tuttavia se si vuole che il dispositivo di controllo dell'isolamento dell'inverter funzioni, per monitorare il generatore PV occorre collegare a terra le cornici e/o le strutture di supporto dei pannelli anche se di classe II.

In presenza di un guasto a terra si ha un corto circuito come negli usuali sistemi TN, ma tale corrente può non essere rilevata dai dispositivi di massima corrente perché la caratteristica dei sistemi fotovoltaici è quella di generare correnti di guasto con valori non molto superiori alla corrente nominale. Pertanto, sulla pericolosità di tale guasto, valgono le considerazioni relative al secondo guasto per un impianto IT del paragrafo precedente³.

5.2.2 Masse a valle del trasformatore

Prendiamo in considerazione il sistema rete-utente di tipo TT. Le masse facenti parti dell'impianto utilizzatore protette tramite interruttore differenziale posto agli inizi dell'impianto utilizzatore stesso (fig. 5.3), risultano protette sia nei confronti della rete, sia del generatore fotovoltaico.

Figura 5.3



Non può essere presente una massa tra il punto di parallelo A-B e la rete, poiché verrebbe meno la condizione normativa che tutte le masse in un impianto utilizzatore in un sistema TT devono essere protette mediante un interruttore differenziale.

Per le masse a monte del parallelo A-B, quali ad esempio la massa del trasformatore o dell'inverter se il trasformatore è incorporato, occorre interporre un differenziale⁴

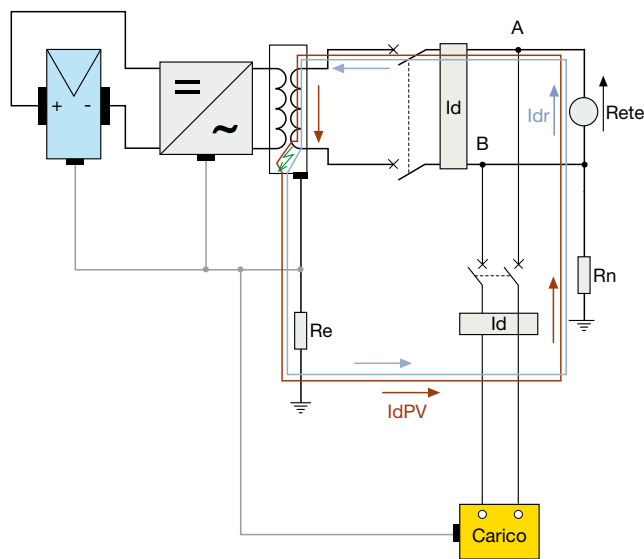
³ La norma CEI 64-8/7 raccomanda che tutto l'impianto lato c.c. (inclusi quadri, cavi e morsettiere) sia realizzato mediante dispositivi in classe di isolamento II o isolamento equivalente. Tuttavia, se si vuole che il dispositivo di controllo dell'isolamento dell'inverter funzioni, per monitorare il generatore PV, occorre collegare a terra le cornici e/o le strutture di sostegno dei pannelli anche se di classe II.

⁴ La corrente differenziale nominale deve essere coordinata con la resistenza di terra R_e , secondo l'usuale relazione dei sistemi TT:

$$R_e \leq \frac{120}{I_d}$$

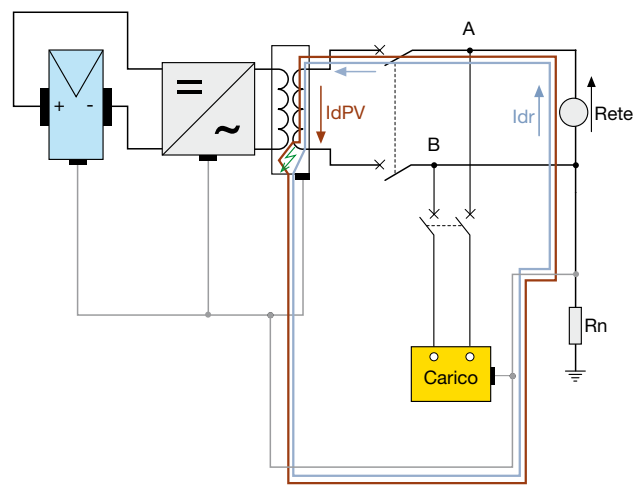
come in figura 5.4 il quale rileva le correnti di dispersione provenienti sia dalla rete che dal generatore fotovoltaico. Quando il differenziale interviene per corrente di guasto a terra, l'inverter va in stand-by per mancanza di tensione di rete.

Figura 5.4



Se invece il sistema rete-utente fosse di tipo TN, per entrambe le possibilità di alimentazione, cioè dalla rete o dal generatore fotovoltaico, non sono necessari gli interruttori differenziali purché la corrente di guasto lato alternata determini l'intervento dei dispositivi di sovracorrente entro i tempi prescritti dalla norma (fig.5.5).

Figura 5.5



5.3 Impianti senza trasformatore

In assenza del trasformatore di separazione tra l'impianto fotovoltaico e la rete, l'impianto fotovoltaico stesso dovrà essere isolato da terra nelle sue parti attive e diventa un'estensione della rete di alimentazione, la quale ha in genere un punto di messa a terra (sistema TT o TN). Per le masse dell'impianto utilizzatore ed a monte del parallelo A-B continua concettualmente a valere quanto descritto nel paragrafo 5.2.2.

Sul lato c.c. un guasto a terra sulle masse, determina l'intervento dell'interruttore differenziale posto a valle dell'inverter (fig. 5.6). Dopo l'intervento del differenziale, l'inverter va in stand-by per mancanza di tensione di rete ed il guasto resta comunque alimentato dal generatore fotovoltaico.

Essendo il sistema fotovoltaico di tipo IT vale quanto indicato nel paragrafo 5.2.1.1.

Per guasti a terra lato c.c. e sulle masse a monte del parallelo A-B, l'interruttore differenziale a valle dell'inverter è attraversato da una corrente differenziale che non è alternata.

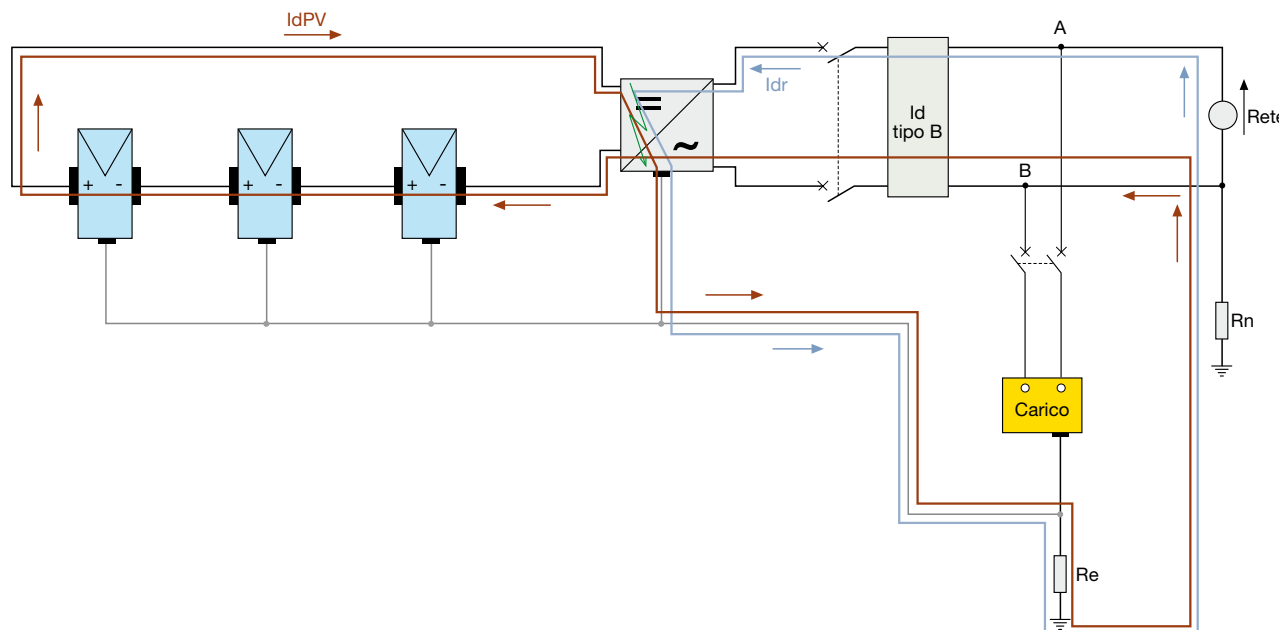
Pertanto tale dispositivo deve essere di tipo B⁵, a meno che l'inverter sia per costruzione tale da non iniettare correnti continue di guasto a terra (CEI 64-8/7)⁶.

⁵ Il differenziale di tipo B è in grado di rilevare le seguenti tipologie di correnti di guasto a terra:

- alternata (anche a frequenze maggiori di quella di rete, es. fino a 1000 Hz);
- pulsante unidirezionale;
- continua.

⁶ La norma CEI EN 62040-1 prescrive che la protezione contro i guasti a terra degli UPS (i quali incorporano un inverter) sia effettuata tramite dispositivi a corrente differenziale di tipo B (per UPS trifase) e di tipo A (per UPS monofase), qualora il progetto dell'UPS preveda che sia possibile una corrente di guasto verso terra con componenti in corrente continua.

Figura 5.6



6 Protezione dalle sovracorrenti e sovratensioni

Nella fase di progettazione di un impianto fotovoltaico occorre prevedere, ove necessario, la protezione delle diverse sezioni dell'impianto contro sovracorrenti e sovratensioni di origine atmosferica.

Di seguito vengono dapprima fornite le condizioni per la protezione da sovracorrenti nell'impianto fotovoltaico a monte (lato c.c.) ed a valle dell'inverter (lato c.a.); successivamente vengono indicati i metodi per la protezioni dell'impianto dai possibili danni causati da eventuali fulminazioni dirette o indirette¹.

6.1 Protezione dalle sovracorrenti lato c.c.

6.1.1 Protezione dei cavi

Dal punto di vista della protezione contro i sovraccarichi, non è necessario proteggere i cavi (CEI 64-8/7) se essi sono scelti con una portata non inferiore alla corrente massima che li può interessare $(1.25 I_{sc})^2$.

Per quanto riguarda il corto circuito, i cavi lato c.c. sono interessati da tale sovracorrente in caso di:

- guasto tra le polarità del sistema fotovoltaico;
- guasto a terra nei sistemi collegati a terra;
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

Un corto circuito su un cavo di collegamento stringa-quadro di sottocampo (guasto 1 di figura 6.1) viene alimentato simultaneamente a monte dalla stringa in questione ($I_{cc1} = 1.25 \cdot I_{sc}$) ed a valle da tutte le altre $x-1$ stringhe connesse allo stesso inverter ($I_{cc2} = (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$). Se l'impianto fotovoltaico è di piccole dimensioni con sole due stringhe ($x=2$), si ha che $I_{cc2} = 1.25 \cdot I_{sc} = I_{cc1}$ per cui non è necessario proteggere i cavi di stringa da corto circuito.

Viceversa se all'inverter sono collegate tre o più stringhe ($x \geq 3$) la corrente I_{cc2} è maggiore della corrente d'impiego ed occorre pertanto proteggere da corto circuito i cavi se la loro portata è inferiore a I_{cc2} , ossia $I_z < (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$.

Un corto circuito tra un quadro di sottocampo ed il quadro d'inverter (guasto 2 della figura 6.1) viene alimentato a monte dalle y stringhe in parallelo del sottocampo (I_{cc3}) ed a valle dalle restanti $(x-y)$ stringhe afferenti allo stesso quadro d'inverter.

La corrente di corto circuito $I_{cc3} = y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ coincide con la corrente d'impiego del circuito tra quadro di sottocampo e di inverter, mentre la corrente $I_{cc4} = (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ è maggiore della corrente d'impiego se $x-y > y \Rightarrow x > 2y$. In tal caso occorre proteggere il cavo da corto circuito se la sua portata è inferiore a I_{cc4} , ossia $I_z < (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$.

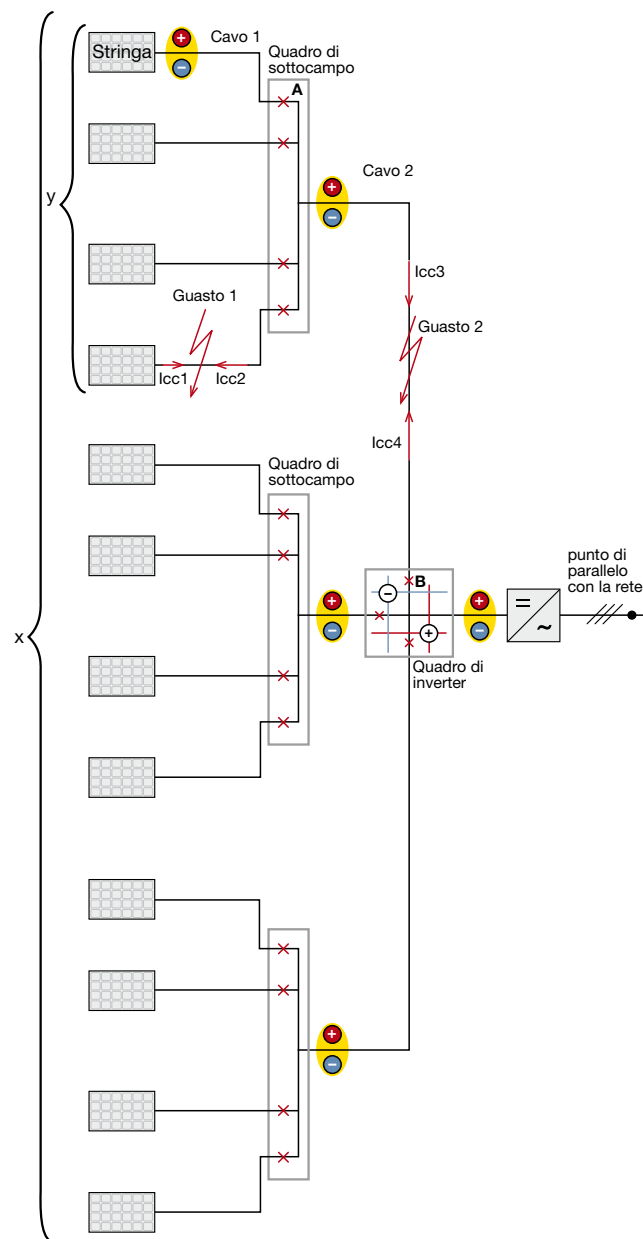
Figura 6.1

"A" rappresenta il dispositivo di protezione posto nel quadro di sottocampo dedicato alla protezione del "cavo 1" di connessione tra stringa e quadro stesso.

"B" rappresenta il dispositivo di protezione posto nel quadro di inverter dedicato alla protezione del "cavo 2" di connessione tra quadro di inverter e di sottocampo.

"y" numero di stringhe afferenti allo stesso quadro di sottocampo.

"x" numero complessivo di stringhe afferenti al medesimo inverter.



¹ Per il rifasamento di un impianto utilizzatore in presenza di un impianto fotovoltaico far riferimento all'appendice E del QT8 "Rifasamento e filtraggio delle armoniche negli impianti elettrici".

² I_{sc} è la corrente di corto circuito del modulo in condizioni di prova standard e la maggiorazione del 25% tiene conto di valori di irraggiamento superiori a $1kW/m^2$ (vedi cap.3).

6.1.2 Protezione delle stringhe contro la corrente inversa

In seguito ad ombreggiamento o guasti una stringa diventa passiva, assorbendo e dissipando la potenza elettrica generata dalle altre stringhe collegate in parallelo allo stesso inverter attraverso una corrente che attraversa la stringa in questione in senso inverso a quello di normale funzionamento, con possibili danni ai moduli.

Questi ultimi sono in grado di sopportare una corrente inversa compresa generalmente tra 2.5 e 3 I_{sc} (IEC TS 62257-7-1). Poiché con x stringhe in parallelo collegate allo stesso inverter la corrente massima inversa è pari a $I_{inv} = (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$, non è necessario proteggere le stringhe se $I_{inv} \leq 2.5 \cdot I_{sc}$ ossia $(x-1) \cdot 1.25 \leq 2.5 \Rightarrow x \leq 3^3$.

6.1.3 Comportamento dell'inverter

Il contributo al corto circuito lato continua dell'inverter può provenire dalla rete e dalla scarica dei condensatori interni all'inverter stesso.

La corrente dalla rete è dovuta ai diodi di ricircolo del ponte inverter che in tal caso agiscono da ponte raddrizzatore. Tale corrente è limitata dalle impedenze del trasformatore e degli induttori che fanno parte del circuito di uscita e dai fusibili di protezione dell'inverter sul lato c.a. scelti in modo da limitare gli effetti termici di eventuali guasti interni sui semiconduttori. Pertanto l' I^2t che potrà passare sarà quindi normalmente ridotto. Indicativamente un valore di corrente finale (condensatori interni completamente scarichi) di 10In può essere un valore limite superiore. Questa corrente è presente nel caso di inverter con isolamento galvanico a 50Hz, mentre è nulla nel caso di inverter senza trasformatore. Infatti questi inverter hanno normalmente un convertitore c.c./c.c. in ingresso per garantire il funzionamento su un range ampio della tensione del generatore fotovoltaico; tale convertitore, per sua tipologia costruttiva, comprende almeno un diodo di blocco che impedisce il contributo al corto circuito della corrente da rete.

La corrente di scarica dei condensatori è limitata dai cavi tra inverter e guasto e si esaurisce con andamento esponenziale: minore è l'impedenza del tratto di cavo, maggiore sarà la corrente iniziale, ma minore sarà la costante di tempo della scarica. L'energia che fluisce è limitata a quella inizialmente immagazzinata nel condensatore. Inoltre qualora in serie ad uno dei due poli vi sia un diodo di blocco o altro dispositivo simile, questo contributo al corto circuito è nullo.

³ I diodi di blocco possono essere utilizzati, ma non sono un sostituto delle protezioni da sovracorrenti (IEC TS 62257-7-1), poiché si considera la possibilità che il diodo di blocco non funzioni correttamente e sia cortocircuitato. Inoltre i diodi introducono una perdita di potenza per effetto della caduta di tensione sulla giunzione, perdita che può essere ridotta impiegando diodi Schottky con caduta di 0.4V anziché 0.7V dei diodi convenzionali. In ogni caso la tensione nominale inversa dei diodi deve essere $\geq 2 U_{oc}$ e la corrente nominale $\geq 1.25 I_{sc}$ (guida CEI 82-25 II ed.).

In ogni caso il corto circuito lato c.c. causa un abbassarsi della tensione continua, l'inverter sicuramente si spegne e dovrebbe sconnettersi da rete. Normalmente i tempi di spegnimento dell'inverter sono dell'ordine di qualche millisecondo, mentre i tempi di sconnessione possono essere dell'ordine di qualche decina di millisecondi. Nell'intervallo tra lo spegnimento e la sconnessione, la rete può causare gli effetti sopra descritti, mentre i condensatori interni, se coinvolti, partecipano fino alla loro completa scarica.

Tuttavia gli effetti sia della rete che dei condensatori interni sul corto circuito sono unicamente di natura transitoria e non sono tali da condizionare il dimensionamento dei dispositivi di protezione, manovra e sezionamento posti sul lato c.c.

6.1.4 Scelta dei dispositivi di protezione

Per la protezione contro i cortocircuiti lato c.c., i dispositivi devono ovviamente essere idonei all'uso in c.c. ed avere una tensione nominale d'impiego U_n uguale o maggiore della massima tensione del generatore PV pari a $1.2 U_{oc}$ (IEC TS 62257-7-1).

I dispositivi di protezione devono inoltre essere installati alla fine del circuito da proteggere procedendo dalle stringhe verso l'inverter, ovvero nei vari quadri di sottocampo ed inverter, poiché le correnti di corto circuito provengono dalle altre stringhe, ossia da valle e non da monte (IEC TS 62257-7-1).

Al fine di evitare interventi intempestivi nelle condizioni di ordinario funzionamento, i dispositivi di protezione posti nel quadro di sottocampo (dispositivo A della figura 6.1) devono avere una corrente nominale I_n^5 :

$$I_n \geq 1.25 \cdot I_{sc} \quad [6.1]$$

Questi dispositivi devono proteggere:

- le singole stringhe contro la corrente inversa;
- il cavo⁶ di collegamento stringa-sottoquadro (cavo 1 della figura 6.1) se quest'ultimo ha una portata inferiore alla corrente di corto circuito massima delle altre $x-1$ stringhe collegate allo stesso quadro inverter⁷, ossia se:

$$I_z < I_{cc2} = (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [6.2]$$

⁴ U_{oc} è la tensione a vuoto in uscita dalle stringhe (vedi cap.3)

⁵ Per interruttori termomagnetici la [6.1] diventa $I_n \geq 1.25 \cdot I_{sc}$, mentre per interruttori solo magnetici $I_n \geq 1.25 \cdot I_{sc}$ per evitare surriscaldamenti degli interruttori stessi

⁶ Protezione solo da corto circuito poiché $I_z \geq 1.25 \cdot I_{sc}$

⁷ La corrente di corto circuito $I_{cc1} = 1.25 \cdot I_{sc}$ (fig. 6.1) è irrilevante, poiché il cavo di stringa ha una portata non inferiore a $1.25 \cdot I_{sc}$

Ai fini della protezione della stringa, la corrente nominale del dispositivo di protezione (interruttore termomagnetico o fusibile) non deve essere superiore a quella indicata dal costruttore per la protezione dei pannelli (paragrafo 6.1.2); qualora il costruttore non fornisca indicazioni si assume (IEC TS 62257-7-1):

$$1.25 \cdot I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc} \quad [6.3]$$

Ai fini della protezione del cavo di connessione, il dispositivo di protezione deve essere scelto in modo tale che sia soddisfatta la relazione seguente per ogni valore di corto circuito (CEI 64-8)⁸ fino ad un massimo di $(x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$:

$$I^2 t \leq K^2 S^2 \quad [6.4]$$

Il potere d'interruzione del dispositivo non deve essere inferiore alla corrente di corto circuito delle altre $x-1$ stringhe, ossia:

$$I_{cu} \geq (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [6.5]$$

I dispositivi posti nel quadro d'inverter devono proteggere da corto circuito i cavi di collegamento quadro di sottocampo-quadro d'inverter se questi hanno una portata inferiore a $I_{cc4} = (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ ⁹ (fig. 6.1). In tal caso i dispositivi devono soddisfare le relazioni [6.1] e [6.4], mentre il loro potere d'interruzione deve essere non inferiore alla corrente di corto circuito delle altre $x-y$ stringhe, ossia:

$$I_{cu} \geq (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [6.6]$$

Infine, il cavo di collegamento quadro d'inverter-inverter non deve essere protetto se la sua portata è scelta almeno pari a (CEI 64-8/7):

$$I_z \geq x \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad [6.7]$$

⁸ Per interruttore solo magnetico occorre anche settare la I_3 ad un valore possibilmente uguale al valore I_2 del cavo per determinare l'intervento del dispositivo quando la corrente di corto circuito supera la portata del cavo protetto. Inoltre è possibile utilizzare un interruttore solo magnetico se il numero di stringhe collegate allo stesso inverter è al massimo pari a 3, altrimenti per la protezione della stringa stessa è necessario un interruttore termomagnetico scelto secondo la 6.3.

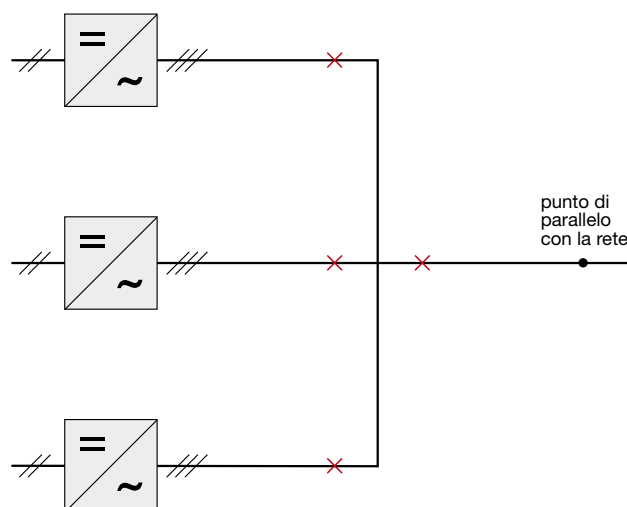
⁹ La corrente di corto circuito $I_{cc3} = y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ (fig. 6.1) è irrilevante, poiché il cavo di collegamento ha una portata non inferiore a $y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$.

6.2 Protezione dalle sovracorrenti lato c.a.

Poiché il cavo che collega l'inverter al punto di parallelo con la rete è in genere dimensionato per avere una portata superiore alla massima corrente che può erogare l'inverter, non è necessaria la protezione da sovraccarico. Tuttavia il cavo deve essere protetto da corto circuito alimentato dalla rete¹⁰ mediante un dispositivo di protezione posto in prossimità del punto di parallelo con la rete. Per proteggere tale cavo può essere utilizzato l'interruttore generale dell'impianto utilizzatore se l'energia specifica lasciata passare è sopportata dal cavo. Tuttavia l'intervento dell'interruttore generale pone fuori servizio l'intero impianto utilizzatore.

Negli impianti multi-inverter, (figura 6.2) la disposizione di una protezione per ogni linea consente, nel caso di guasto su un inverter, il funzionamento degli altri inverter, purché gli interruttori posti su ogni linea siano selettivi con l'interruttore generale.

Figura 6.2



6.3 Scelta dei dispositivi di manovra e sezionamento

È opportuna l'installazione di un dispositivo di sezionamento su ogni stringa, al fine di consentire interventi di verifica o manutenzione sulla stringa stessa, senza dover porre fuori servizio altre parti dell'impianto fotovoltaico (Guida CEI 82-25 II ed.)¹¹.

¹⁰ In genere l'inverter limita la corrente in uscita ad un valore doppio della sua corrente nominale e si porta in stand-by in pochi decimi di secondo per intervento delle protezioni interne. Pertanto il contributo alla corrente di corto circuito dell'inverter è trascurabile rispetto al contributo della rete.

¹¹ Qualora si utilizzi un interruttore automatico la funzione di manovra e sezionamento è già inclusa.

L'inverter deve poter essere sezionato sia sul lato c.c., sia su quello c.a. per permettere la manutenzione escludendo entrambe le sorgenti di alimentazione (rete e generatore fotovoltaico) (CEI 64-8/7).

Sul lato c.c. dell'inverter deve essere installato un dispositivo di sezionamento azionabile sotto carico, quale un interruttore di manovra-sezionatore. Sul lato c.a. deve essere previsto un dispositivo di sezionamento generale. Può essere utilizzato il dispositivo di protezione installato nel punto di parallelo con la rete; se tale dispositivo non è in prossimità dell'inverter è preferibile l'installazione di un dispositivo di sezionamento subito a valle dell'inverter stesso.

6.4 Protezione dalle sovratensioni

Gli impianti fotovoltaici, essendo usualmente installati all'esterno degli edifici, possono essere esposti a sovratensioni di origine atmosferica, sia dirette (fulmine che colpisce la struttura) che indirette (fulmine che si abbatte in prossimità della struttura stessa dell'edificio o interessa le linee di energia o di segnale entranti nella struttura) tramite accoppiamento resistivo o induttivo.

L'accoppiamento resistivo si presenta quando un fulmine colpisce la linea elettrica entrante nell'edificio. La corrente di un fulmine, tramite l'impedenza caratteristica della linea, dà origine ad una sovratensione che può superare la tensione di tenuta dei cavi e delle apparecchiature, con conseguente danneggiamento e pericolo d'incendio.

L'accoppiamento induttivo si verifica perché la corrente del fulmine è impulsiva e genera quindi nello spazio circostante un campo elettromagnetico fortemente variabile.

La variazione del campo magnetico genera di conseguenza delle sovratensioni indotte sui circuiti elettrici presenti nelle vicinanze.

Oltre alle sovratensioni di origine atmosferica, l'impianto fotovoltaico può essere esposto a sovratensioni interne di manovra.

6.4.1 Fulminazione diretta

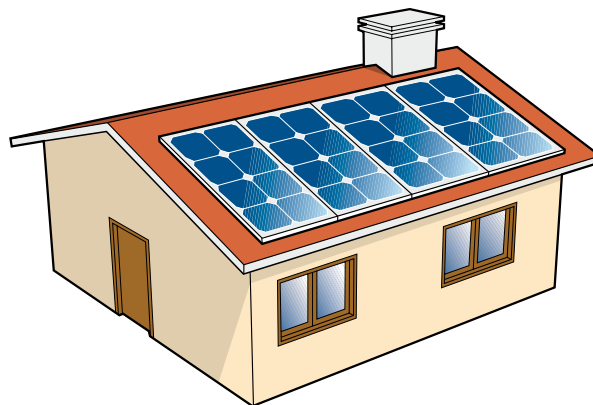
6.4.1.1 Edificio senza LPS¹²

Generalmente, l'installazione di un impianto fotovoltaico non altera la sagoma dell'edificio e quindi la frequenza delle fulminazioni; pertanto non è necessaria alcuna

¹² Lightning Protection System: è costituito dagli impianti di protezione sia esterni (captatori, calate e dispersori) che interni (misure di protezione per ridurre gli effetti elettromagnetici della corrente di fulmine che entra nella struttura da proteggere).

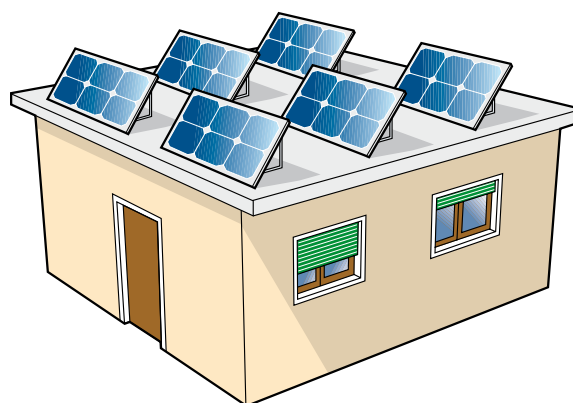
precauzione specifica contro il rischio di fulminazione (Guida CEI 82-25 II ed.) (fig. 6.3).

Figura 6.3



Invece, nel caso in cui l'impianto fotovoltaico alteri in modo significativo la sagoma dell'edificio, occorre riconsiderare la frequenza delle fulminazioni sullo stesso e di conseguenza verificare la necessità di realizzare un LPS (Guida CEI 82-25 II ed.) (fig. 6.4).

Figura 6.4



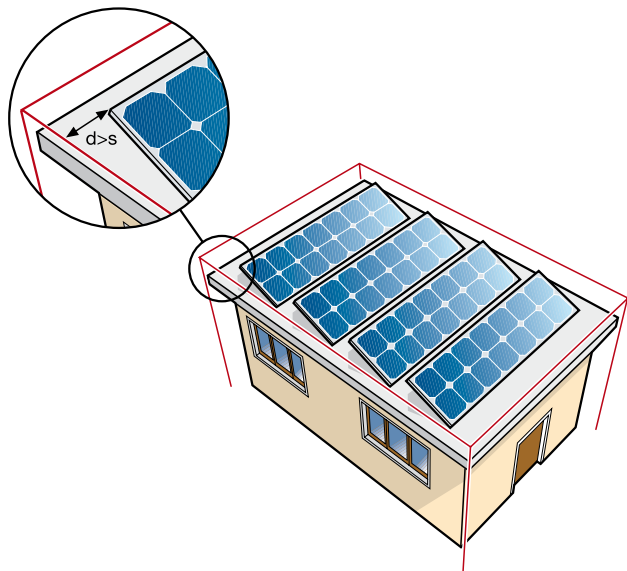
6.4.1.2 Edificio con LPS

Nel caso esista un impianto di protezione dalle scariche atmosferiche¹³, se l'impianto fotovoltaico non altera la sagoma dell'edificio e se la distanza minima d tra l'impianto PV e l'impianto LPS è maggiore della distanza di sicurezza s (CEI EN 62305-3) non è necessario alcun

¹³ L'impianto di messa a terra di protezione è opportuno che sia collegato a quello per la protezione dai fulmini.

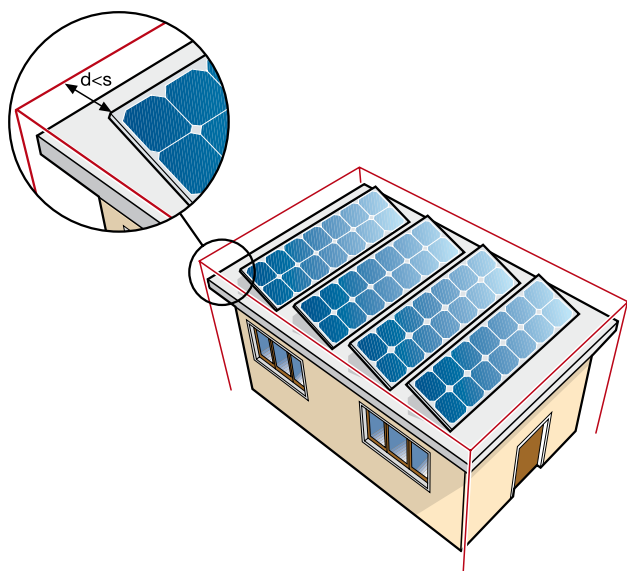
provvedimento aggiuntivo per la protezione del nuovo impianto (Guida CEI 82-25 II ed.) (fig. 6.5).

Figura 6.5



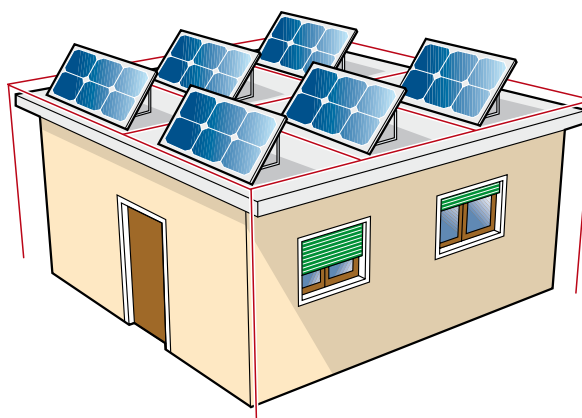
Se invece l'impianto PV non altera la sagoma dell'edificio, ma la distanza minima d è minore della distanza s è opportuno estendere l'impianto LPS e collegare allo stesso le strutture metalliche esterne dell'impianto fotovoltaico (Guida CEI 82-25 II ed.) (fig. 6.6).

Figura 6.6



Infine, se l'impianto PV altera la sagoma dell'edificio è necessaria una nuova valutazione del rischio e/o una modifica dell'LPS (Guida CEI 82-25 II ed.) (fig. 6.7).

Figura 6.7



6.4.1.3 Impianto PV a terra

Qualora un impianto PV sia installato sul terreno non si ha il rischio d'incendio per fulminazione diretta e l'unico pericolo per le persone è rappresentato dalle tensioni di passo e di contatto. Quando la resistività superficiale supera i $5 \text{ k}\Omega\text{m}$ (es. terreno roccioso, asfaltato di almeno 5 cm di spessore o ricoperto da uno strato di ghiaia di almeno 15 cm) non è necessario adottare alcun provvedimento, dato che le tensioni di contatto e di passo sono trascurabili (CEI 81-10). Se invece il terreno ha una resistività uguale o inferiore a $5 \text{ k}\Omega\text{m}$ occorrerebbe teoricamente verificare se sono necessarie delle misure di protezione contro le tensioni di passo e contatto; tuttavia, in tal caso la probabilità di fulminazione è molto piccola, pertanto il problema si presenta solamente per impianti molto estesi.

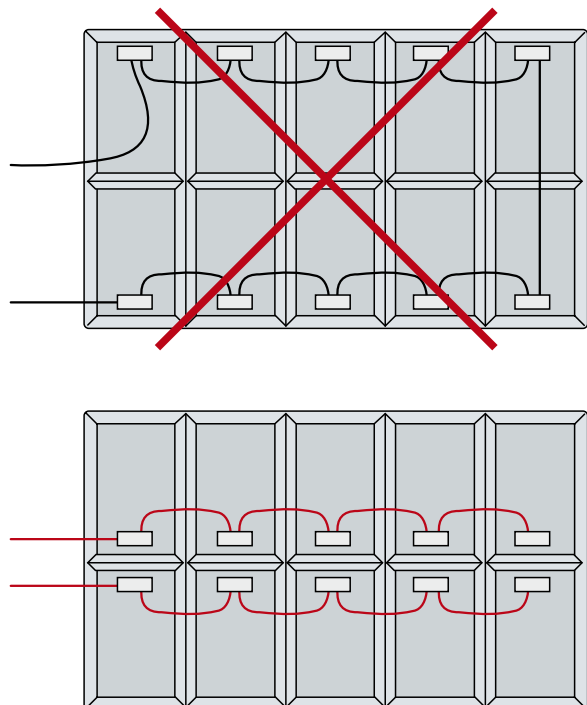
6.4.2 Fulminazione indiretta

Anche nel caso in cui il fulmine non colpisca direttamente la struttura dell'impianto PV, occorre comunque adottare delle misure per attenuare le sovratensioni indotte da un'eventuale fulminazione indiretta quali:

- la schermatura dei circuiti per ridurre il campo magnetico all'interno dell'involucro con conseguente riduzione delle sovratensioni indotte¹⁴;
- la riduzione dell'area della spira del circuito indotto, collegando in modo opportuno i moduli tra loro (fig. 6.8), intrecciando i conduttori ed avvicinando il più possibile il conduttore attivo al PE.

¹⁴ L'effetto schermante di un involucro metallico si origina grazie alle correnti indotte nell'involucro stesso, le quali producono un campo magnetico che per la legge di Lenz si oppone alla causa che le ha generate, ossia al campo magnetico della corrente di fulmine; quanto più elevate sono le correnti indotte nello schermo (ossia quanto più è elevata la sua conduttanza), tanto migliore sarà l'effetto schermante.

Figura 6.8



Le sovratensioni che, seppur limitate, possono generarsi devono essere scaricate verso terra mediante SPD (Surge Protective Device) per proteggere le apparecchiature. Gli SPD sono di fatto dei dispositivi ad impedenza variabile in funzione della tensione applicata: alla tensione nominale dell'impianto presentano un'impedenza molto elevata, mentre in presenza di una sovratensione riducono la loro impedenza, derivando la corrente associata alla sovratensione e mantenendo quest'ultima entro determinati valori. A seconda delle modalità di funzionamento gli SPD si distinguono in:

- SPD a commutazione, quali spinterometri o diodi controllati, quando la tensione supera un determinato valore riducono istantaneamente la loro impedenza e quindi la tensione ai loro capi;
- SPD a limitazione, quali varistori o diodi Zener, presentano un'impedenza decrescente gradualmente all'aumentare della tensione ai loro capi;
- SPD combinati che comprendono i due precedenti collegati in serie o parallelo.

6.4.2.1 Protezione lato continua

Nella protezione lato continua è bene evitare l'utilizzo di soli spinterometri, poiché una volta innescati, non sono spesso in grado di ripristinare l'isolamento verso terra¹⁵.

Occorre quindi impiegare dei varistori o SPD combinati. Gli inverter hanno in genere una protezione interna contro le sovratensioni, ma se si aggiungono SPD ai morsetti dell'inverter si migliora la protezione dello stesso e si evita che l'intervento delle protezioni interne metta fuori servizio l'inverter, con cessazione della produzione energetica e necessità d'intervento di personale specializzato.

Tali SPD dovrebbero avere le seguenti caratteristiche (IEC TS 62257):

- Tipo 2
- Tensione massima di esercizio continuativo $U_c > 1.25 U_{oc}$
- Livello di protezione $U_p \leq 0.9 U_{inv}^{16}$
- Corrente massima di scarica $I_{max} \geq 5 \text{ kA}$
- Capacità di estinguere la corrente di corto circuito superiore alla corrente di corto circuito nel punto di installazione.

Poiché i moduli delle stringhe hanno in genere una tensione di tenuta all'impulso maggiore di quella dell'inverter, gli SPD posti a protezione dell'inverter consentono di proteggere anche i moduli, purché la distanza tra moduli ed inverter sia limitata¹⁷.

¹⁵ La tensione residua d'arco tra gli elettrodi, una volta cessata la sovratensione, è in genere inferiore alla tensione continua del generatore. Poiché quest'ultima non passa mai per lo zero, tra gli elettrodi dello spinterometro permane l'arco elettrico con i danni che ne conseguono.

¹⁶ U_{inv} è la tensione di tenuta all'impulso dell'inverter lato c.c.

¹⁷ L'SPD va installato a monte (senso dell'energia del generatore PV) del dispositivo di sezionamento dell'inverter in modo che protegga i moduli anche quando il dispositivo di sezionamento è aperto.

6.4.2.2 Protezione lato alternata

Un impianto fotovoltaico connesso alla rete è soggetto anche alle sovratensioni provenienti dalla linea stessa. Se è presente un trasformatore di separazione con schermo metallico connesso a terra, l'inverter è protetto dalle sovratensioni dal trasformatore stesso.

Se non è presente il trasformatore o in presenza di un trasformatore privo di schermo, occorre installare SPD ad arrivo linea dalla rete.

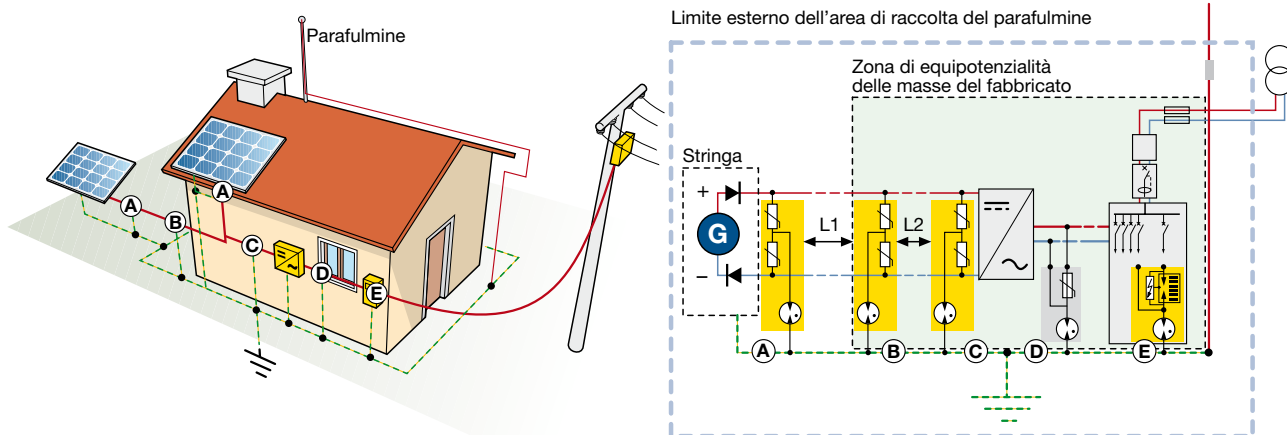
Tali SPD dovrebbero avere le seguenti caratteristiche:

- Tipo 1¹⁸
- Tensione massima di esercizio continuativo $U_c > 1.1 U_0$ ¹⁹
- Livello di protezione $U_p \leq 0.9 U_{inv}/2$ ²⁰
- Corrente massima di scarica $I_{max} \geq 10 \text{ kA}$
- Capacità di estinguere la corrente di corto circuito superiore alla corrente di corto circuito nel punto di installazione.

Se tali SPD non sono sufficienti per la protezione dell'inverter, ossia se $U_p > 0.9 U_{inv}/2$, occorre installare ulteriori SPD vicino all'inverter stesso con le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2
- Tensione massima di esercizio continuativo $U_c > 1.1 U_0$
- Livello di protezione $U_p \leq 0.9 U_{inv}/2$ ²¹
- Corrente nominale di scarica $I_n \geq 5 \text{ kA}$
- Capacità di estinguere la corrente di corto circuito superiore alla corrente di corto circuito nel punto di installazione.

Nelle figure sottostanti viene rappresentata la struttura di un impianto fotovoltaico suddivisa in zone dalla A alla E e viene indicata la funzione di protezione svolta da un SPD se installato in ciascuna zona.



Ubicazione dell'SPD	Funzione	Raccomandazioni	Osservazioni
A	Protezione di ciascun pannello solare (cella + connessioni)	Raccomandata se la distanza L1 è maggiore di 10 m o se sussiste il rischio di accoppiamento induttivo	La connessione al pannello deve essere più corta e rettilinea possibile. Se l'ambiente lo richiede, l'SPD deve essere installato in un involucro con grado IP adeguato.
B	Protezione della linea c.c. principale (all'ingresso del fabbricato)	Sempre raccomandata	Il collegamento alla barra equipotenziale deve essere il più corto e rettilineo possibile.
C	Protezione fine dell'ingresso dell'inverter lato c.c.	Raccomandata se la distanza L2 è superiore a 10 m	Il collegamento alla barra equipotenziale e alla massa dell'inverter sul lato c.c. deve essere più corto e rettilineo possibile.
D	Protezione fine dell'uscita dell'inverter lato c.a.	Raccomandata se l'SPD in E ha $U_p > 0.9 U_{inv}/2$	Il collegamento alla barra equipotenziale e alla massa dell'inverter sul lato c.a. deve essere più corto e rettilineo possibile.
E	Protezione principale presso il punto di consegna dell'energia	Sempre raccomandata	Il collegamento alla barra equipotenziale deve essere il più corto e rettilineo possibile.

¹⁸ Un'analisi del rischio potrebbe condurre a ritenere sufficienti SPD di tipo 2.

¹⁹ U_0 è la tensione verso terra per sistemi TT e TN; se il sistema è IT deve essere $U_0 > 1.73 U_g$

²⁰ U_{inv} è la tensione di tenuta all'impulso dell'inverter lato c.a.

²¹ Per gli SPD posti sugli impianti interni si possono trascurare i fenomeni d'induzione, pertanto per proteggere l'inverter è sufficiente che sia soddisfatta la relazione $U_p \leq U_{inv}/2$, poiché anche se la sovratensione raddoppia, a causa dei fenomeni di oscillazione per riflessione in fondo al circuito, non supera U_{inv}

7 Il Conto Energia

7.1 Meccanismo del Conto Energia e tariffe incentivanti

A seguito del DM 19/02/2007, chi realizza un impianto fotovoltaico connesso alla rete e privo di sistemi di accumulo può accedere a “tariffe incentivanti”, definite in base alla potenza di picco dell'impianto ed al tipo di integrazione architettonica (tabella 7.1).

Il principio del Conto Energia consiste nella remunerazione dell'energia prodotta e non nell'incentivazione del capitale necessario alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico (Conto Capitale).

Le tariffe, che vengono erogate immutate per un periodo di 20 anni¹, sono applicate a tutta l'energia prodotta dall'impianto, indipendentemente dall'utilizzo che l'utente vorrà poi fare di tale produzione: vendita o autoconsumo. Con successivi decreti (a partire dal 2009) i ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare aggiorneranno le tariffe incentivanti per impianti che entreranno in esercizio dopo il 2010.

Tabella 7.1

	Non integrato (€ kWh)	Parzialmente integrato (€ kWh)	Integrato (€ kWh)
1-3 kWp	2009: 0.392 2010: 0.384	2009: 0.431 2010: 0.422	2009: 0.48 2010: 0.47
3-20 kWp	2009: 0.372 2010: 0.364	2009: 0.412 2010: 0.404	2009: 0.451 2010: 0.442
>20 kWp	2009: 0.353 2010: 0.346	2009: 0.392 2010: 0.384	2009: 0.431 2010: 0.422

La potenza massima incentivabile è 1200 MW con un “periodo di moratoria” di 14 mesi (24 mesi per i soggetti pubblici) a partire dalla data di raggiungimento del limite di potenza incentivabile. Gli impianti fotovoltaici che entreranno in servizio in tale “periodo di moratoria” potranno comunque usufruire delle tariffe incentivanti, che non sono comunque cumulabili con certificati verdi e con titoli di efficienza energetica e non saranno erogate per impianti realizzati per obblighi di legge (311/2006) che

entreranno in esercizio dopo il 31-12-2010.

La tariffa incentivante “base” può essere incrementata del 5% in casi particolari non cumulabili:

- per impianti con potenza di picco superiore a 3kW non integrati, il cui soggetto responsabile autoconsumi almeno il 70% dell'energia prodotta;
- per impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura pubblica;
- per impianti integrati in edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola in sostituzione delle coperture in eternit o contenenti amianto;
- per impianti i cui soggetti pubblici sono enti locali con popolazione residente inferiore a 5000 abitanti.

Gli impianti fotovoltaici, i cui soggetti responsabili sono Enti locali, rientrano nella tipologia di impianto integrato, indipendentemente dalle reali configurazioni architettoniche dell'impianto.

In aggiunta all'incentivo, il soggetto responsabile per l'impianto può contare su un ulteriore vantaggio economico derivante da:

- cessione dell'energia alla rete;
- propri autoconsumi parziali o totali.
- scambio sul posto con la rete (per impianti di potenza fino a 200kW).

Con la finanziaria del 2008, a decorrere dal 1 gennaio 2009, ai fini del rilascio della concessione edilizia, deve essere prevista, per gli edifici di nuova costruzione, l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in modo tale da garantire una produzione energetica non inferiore a 1 kW per ciascuna unità abitativa, compatibilmente con la realizzabilità tecnica dell'intervento. Per i fabbricati industriali, di estensione superficiale non inferiore a 100 m², la produzione energetica minima è di 5 kW.

Inoltre il meccanismo di scambio sul posto è esteso a tutti gli impianti alimentati con fonti rinnovabili con potenza media annua non superiore a 200 kW.

¹ La copertura finanziaria per l'erogazione delle tariffe incentivanti è garantita dal prelievo obbligatorio a sostegno delle fonti rinnovabili presente dal 1991 in tutte le bollette dell'energia elettrica di tutti gli enti distributori.

7.2 Valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto

Come già accennato, un'ulteriore fonte di ricavo per il soggetto responsabile dell'impianto, oltre al Conto Energia, è costituita dalla valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto che può essere poi autoconsumata (anche con lo scambio sul posto) oppure venduta sul mercato dell'energia elettrica.

L'autoconsumo dell'energia prodotta rappresenta una fonte di ricavo implicita perché consente un'abolizione dei costi dell'energia che altrimenti si preleverebbe dalla rete in misura pari a quella autoprodotta.

La vendita dell'energia prodotta e non autoconsumata costituisce invece una fonte di ricavo esplicita.

Si può scegliere il tipo di contratto, di vendita o di scambio sul posto, per gli impianti con potenza di picco fino a 20 kW se posti in esercizio prima del 31/12/07, oppure fino a 200 kW se posti in esercizio successivamente a tale data². Oltre tale potenza si deve stipulare un contratto di vendita.

7.2.1 Scambio sul Posto

Lo scambio sul posto, disciplinato dalla Delibera dell'AEEG ARG/elt 74/08 Allegato A (Testo Integrato dello Scambio sul Posto), consente di immettere in rete l'energia prodotta ma non immediatamente autoconsumata e viene gestito da un unico soggetto intermediario a livello nazionale che è il GSE (Gestore dei Servizi Elettrici).

In tal caso l'energia non è venduta e la rete serve come "serbatoio" di energia in cui riversare quella in eccedenza prodotta ma non autoconsumata e da cui prelevare quella richiesta dall'impianto utilizzatore nelle ore notturne o qualora l'energia prodotta non sia sufficiente alla richiesta dei carichi collegati.

Attualmente nel regime di Scambio sul Posto, il conguaglio annuale non avviene più su base energetica tra kilowattora immessi e prelevati dalla rete, bensì su base economica, tenendo conto del valore dell'energia immessa in rete, del valore dell'energia prelevata³ e degli oneri sostenuti dall'utente per l'accesso alla rete limitatamente all'energia scambiata⁴.

² Nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero, non si applica il limite di 200 kW (delibera ARG/elt 186/09).

³ Il valore dell'energia immessa in rete differisce da quello dell'energia prelevata, anche a pari kilowattora, se è diversa la fascia oraria giornaliera in cui si immette ed in cui si preleva energia. Tipicamente l'energia fotovoltaica immessa in rete ha un valore elevato perché prodotta nelle ore giornaliere diurne, cui corrisponde un maggior carico di rete.

⁴ Gli oneri per l'accesso alla rete sono relativi ai servizi di trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica.

Il Decreto Legislativo 387-2003 vietava la vendita di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili in regime di scambio sul posto. Pertanto, nel caso in cui il valore su base annua dell'energia immessa in rete fosse risultato superiore a quello dell'energia prelevata, tale saldo veniva registrato a credito dell'utente medesimo, il quale poteva utilizzarlo negli anni successivi per compensare un eventuale saldo negativo.

Mentre con la Delibera dell'AEEG ARG/elt 186/09 (considerato l'articolo 27, comma 45, della legge n. 99/09) nel caso suddetto l'utente dello scambio può optare per la gestione a credito delle eventuali eccedenze per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita oppure può optare per la liquidazione da parte delle GSE delle eccedenze stesse.

7.2.2 Vendita dell'energia prodotta

La vendita dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico può essere effettuata con due diverse modalità:

- indiretta attraverso una convenzione di ritiro da parte del GSE;
- diretta mediante la vendita in borsa o ad un grossista.

Nella vendita indiretta (secondo la delibera AEEG ARG/elt 280/07) il GSE acquista l'energia indipendentemente dalla rete alla quale è connesso l'impianto e riconosce all'utente produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è ubicato l'impianto.

Per impianti con potenza di picco fino a 1 MW sono stati definiti dei prezzi minimi garantiti e aggiornati periodicamente dall'AEEG. Nel caso in cui al termine di ciascun anno la valorizzazione a prezzi minimi garantiti dovesse risultare inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconosce al produttore il relativo conguaglio. La vendita indiretta è generalmente indicata sia per la semplicità di gestione, sia per la maggiore redditività dei prezzi minimi rispetto ai prezzi di mercato.

Nella vendita diretta l'utente può scegliere di vendere direttamente l'energia in borsa (previa iscrizione al mercato dell'energia elettrica) o attraverso un contratto con un grossista di energia elettrica ad un prezzo concordato. La vendita diretta è di norma effettuata per le produzioni energetiche di impianti di grandi dimensioni dell'ordine del megawatt; pertanto è sconsigliata per gli impianti fotovoltaici di dimensioni medio-piccole sia per la complessità, sia per la sua onerosità.

8 Analisi economica dell'investimento

8.1 Richiami teorici

Una soluzione progettuale di un impianto deve essere supportata da due analisi di fattibilità: una tecnica ed una economica. Effettuando l'analisi tecnica spesso ci si trova a dover scegliere tra possibili alternative tutte tecnicamente valide e che conducono ad un dimensionamento tecnico ottimale dell'impianto. Spesso ciò che conduce ad optare per una soluzione rispetto ad un'altra è il risultato della verifica di convenienza economica dell'investimento.

L'analisi economica complessiva viene effettuata sostanzialmente tramite l'analisi costi-benefici, che consiste nel confronto tra l'investimento iniziale e l'ammontare del guadagno attualizzato che si presume fluisca in entrata per l'investimento stesso nel corso della vita dell'impianto. Se nella comparazione aritmetica dovesse prevalere il termine relativo all'investimento, a livello puramente economico non si sta realizzando un investimento conveniente.

Volendo rappresentare in modo semplificato il concetto si tratta di determinare il guadagno G di un dato investimento pluriennale che consenta un ricavo R a fronte di una serie di costi C , secondo la semplice relazione:

$$G = R - C \quad [8.1]$$

Tale relazione sarebbe valida solamente nel caso in cui la soluzione economica avesse una durata istantanea. Nella realtà, si presenta sempre uno scarto temporale tra l'investimento iniziale ed i flussi di cassa conseguenti, disponibili secondo particolari scansioni temporali. Pertanto il confronto va effettuato mediante l'utilizzo di coefficienti di correlazione che equiparino il valore del denaro disponibile in tempi diversi.

8.1.1 Valore Attuale Netto (VAN)

Si supponga che un investimento I_0 effettuato attualmente, dia origine negli anni avvenire a flussi di cassa, positivi o negativi, prodotti nei vari anni j di durata dell'investimento. Tali flussi di cassa siano: FC_1 al primo anno, FC_2 al secondo anno, FC_j al j -esimo anno.

Per effettuare la comparazione si dovranno "attualizzare" i flussi di cassa, ognuno in riferimento all'anno in cui sarà disponibile, moltiplicandoli per il relativo fattore di sconto:

$$\frac{1}{(1 + C_c)^j} \quad [8.2]$$

dove:

C_c è il costo del capitale dato dalla relazione $C_c = i - f$, differenza tra il tasso d'interesse "i" ed il tasso d'inflazione "f" stimati.

Si definisce quindi Valore Attuale Netto la differenza tra la somma degli n flussi di cassa attualizzati (n =anni di durata dell'investimento) e l'investimento iniziale I_0 :

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + C_c)^j} - I_0 \quad [8.3]$$

Qualora il VAN risulti positivo, significa che al termine della vita dell'investimento, i flussi di cassa attualizzati prodotti avranno dato un guadagno superiore alla spesa dell'investimento iniziale e quindi la realizzazione dell'impianto è economicamente conveniente; viceversa nel caso in cui il VAN risulti negativo.

8.1.2 Indicatori economici

8.1.2.1 Tasso Interno di Rendimento (TIR)

È il valore del costo del capitale C_c per cui il VAN si annulla ed è rappresentativo della redditività dell'investimento di cui si sta valutando la convenienza.

Se il TIR è superiore al valore di C_c assunto per il calcolo del VAN, significa che l'investimento proposto sarebbe conveniente. Al contrario, se il TIR è inferiore ad R , l'investimento non andrebbe effettuato. Inoltre, nella scelta tra possibili alternative di investimento di pari rischio, conviene scegliere quella con il TIR maggiore.

8.1.2.2 Tempo di Ritorno Attualizzato (TRA)

Se "n" è il numero di anni previsti per l'investimento, il numero di anni "N" per cui il VAN si annulla rappresenta il TRA. Se $N < n$ l'investimento sarebbe vantaggioso ($VAN > 0$); il contrario se $N > n$.

8.1.2.3 Tempo di Ritorno (TR)

Il tempo di ritorno (di payback) è definito come il rapporto tra l'investimento iniziale ed il flusso di cassa previsto, a cadenza periodica ed assunto costante:

$$TR = \frac{I_0}{FC} \quad [8.4]$$

È un indicatore economico molto utilizzato, ma può fornire indicazioni troppo ottimistiche, poiché non tiene conto ad esempio della durata dell'investimento e del costo del capitale.

8.2 Considerazioni economiche sull'impianto PV

I ricavi che si ottengono con la connessione dell'impianto alla rete nel corso della vita utile dell'impianto stesso (stimata usualmente in 25 anni) sono costituiti dai seguenti elementi:

- tariffa incentivante sull'energia prodotta (fornita per 20 anni);
- mancato costo dell'energia non prelevata dalla rete ma autoconsumata ed eventualmente dall'energia venduta (contratto di vendita).

L'installazione di un impianto fotovoltaico richiede un elevato investimento iniziale, mentre i costi d'esercizio sono limitati in quanto il combustibile è disponibile gratuitamente, così come sono limitati i costi di manutenzione, poiché nella maggioranza dei casi il sistema è privo di parti in movimento.

Tali costi sono stimati attorno all'1-2% annuo del costo dell'impianto e comprendono gli oneri per la sostituzione dell'inverter attorno al decimo-dodicesimo anno ed una polizza assicurativa contro il furto e gli eventi atmosferici avversi che potrebbero danneggiare l'impianto.

I costi per la realizzazione dell'impianto, nonostante i progressi tecnologici degli ultimi anni, sono ancora piuttosto elevati, specie se confrontati con la generazione elettrica da fonti fossili ed in alcuni casi anche rispetto ad altre fonti rinnovabili. Un impianto di piccola taglia (1-3kWp) costa intorno a 6000-7000 €/kWp; un impianto di taglia media (da qualche decina fino a qualche centinaio di kWp) ha un costo di circa 4500-6000 €/kWp; una centrale fotovoltaica (con potenza superiore a 100 kWp) ha un costo di 4000-5000 €/kWp¹.

Per la realizzazione dell'impianto PV è applicabile l'aliquota agevolata dell'IVA al 10%, grazie al DPR 633/72 sugli impianti di produzione e reti di distribuzione calore-energia e di energia elettrica da fonte solare e fotovoltaica. Se l'impianto viene realizzato con finanziamento di terzi, occorre tenere presente anche il costo derivante dagli interessi pagati, mentre se l'impianto è autofinanziato, va messo in conto il confronto con l'interesse derivante da un investimento alternativo di pari rischio. Attualmente in Italia il tempo di ritorno di un impianto PV si aggira mediamente attorno agli 11 anni.

8.3 Esempi di analisi d'investimento

8.3.1 Impianto fotovoltaico da 3kWp autofinanziato

Si prende in considerazione l'impianto dimensionato nell'appendice C paragrafo 2, impianto per villetta monofamiliare avente le seguenti caratteristiche:

- consumo energetico medio annuale 4000 kWh
- modalità di esercizio scambio sul posto
- produzione media annua attesa 3430 kWh
- decremento produzione 0.5 %/anno
- costo unitario impianto 6500 €/kWp
- IVA 10%
- costo totale impianto 21450 €
- tariffa incentivante (vedi cap.7) 0.431€/kWh
- risparmio sulla bolletta 0.18€/kWh prodotto
- costi di esercizio 60 €/anno
- costi di manutenzione 1% costo impianto/anno
- copertura finanziaria 100% capitale proprio
- vita utile impianto 25 anni

¹ Il costo specifico di un impianto fotovoltaico non risente significativamente dell'effetto scala, poiché circa il 70% del costo totale è legato al campo fotovoltaico (pannelli e strutture).

Ai fini dell'attualizzazione dei flussi di cassa al j -esimo anno, si suppone di avere:

- tasso d'interesse i 5.5%
- tasso d'inflazione f 2%
- costo del capitale C_c 3.5%

Come si può notare dalla figura 8.1 il flusso di cassa non attualizzato è negativo il primo anno a causa dell'investimento iniziale ed è poi sempre positivo perchè i ricavi dati dagli incentivi per l'energia prodotta nei primi 20 anni e per il mancato costo dell'energia autoconsumata sono superiori ai costi annui di esercizio e manutenzione. Il tempo di ritorno (TR) è di 12 anni.

Il flusso di cassa al j -esimo anno è calcolato come la differenza tra i ricavi, derivanti dall'incentivo per l'energia annua prodotta e dal risparmio per l'energia autoconsumata e non prelevata dalla rete, ed i costi annui di esercizio e manutenzione (tabella 8.1).

Determinato anno per anno il flusso di cassa corrispondente, il VAN (figura 8.2) calcolato nell'arco dei 25 anni con la [8.3], risulta positivo e pari a circa 3900 €, il che significa che l'investimento è redditizio ed è come se attualmente (secondo la [8.1]), a fronte di costo d'investimento di 21450 €, si avesse un ricavo di 25350 € che portasse ad ottenere un guadagno pari al VAN.

Il tasso interno di rendimento (TIR) è pari a 5.4% ed essendo maggiore del costo del capitale, l'investimento è conveniente.

Tabella 8.1

Anno	Energia prodotta [kWh]	Ricavi (energia prodotta + autoconsumo) [€]		Costi di esercizio [€]	Costi di manutenzione [€]	Flusso di cassa non attualizzato [€]	Guadagno non attualizzato [€]	Flusso di cassa attualizzato [€]	Guadagno attualizzato (VAN) [€]
1	3430	1478	617	60	214,5	-19629	-19629	-19690	-19690
2	3413	1471	614	60	214,5	1811	-17818	1690	-18000
3	3396	1464	611	60	214,5	1800	-16018	1624	-16376
4	3379	1456	608	60	214,5	1790	-14228	1560	-14816
5	3362	1449	605	60	214,5	1780	-12448	1498	-13318
6	3345	1442	602	60	214,5	1769	-10679	1439	-11879
7	3328	1435	599	60	214,5	1759	-8920	1383	-10496
8	3312	1427	596	60	214,5	1749	-7171	1328	-9168
9	3295	1420	593	60	214,5	1739	-5432	1276	-7892
10	3279	1413	590	60	214,5	1729	-3703	1226	-6666
11	3262	1406	587	60	214,5	1719	-1984	1177	-5489
12	3246	1399	584	60	214,5	1709	-275	1131	-4358
13	3230	1392	581	60	214,5	1699	1423	1086	-3272
14	3214	1385	578	60	214,5	1689	3112	1043	-2228
15	3198	1378	576	60	214,5	1679	4792	1002	-1226
16	3182	1371	573	60	214,5	1669	6461	963	-263
17	3166	1364	570	60	214,5	1660	8121	925	661
18	3150	1358	567	60	214,5	1650	9771	888	1550
19	3134	1351	564	60	214,5	1640	11411	853	2403
20	3118	1344	561	60	214,5	1631	13042	820	3223
21	3103	0	559	60	214,5	284	13326	138	3360
22	3087	0	556	60	214,5	281	13607	132	3492
23	3072	0	553	60	214,5	278	13886	126	3619
24	3057	0	550	60	214,5	276	14161	121	3739
25	3041	0	547	60	214,5	273	14434	115	3855

Figura 8.1

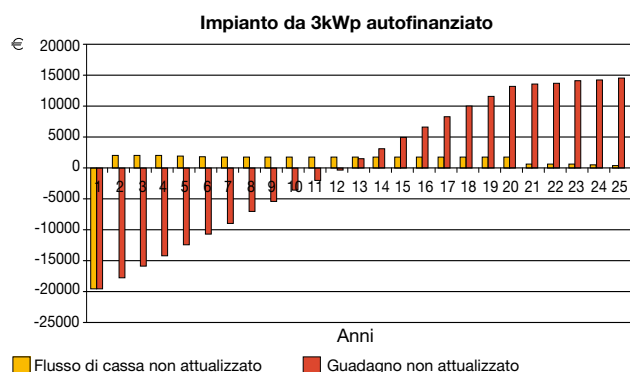
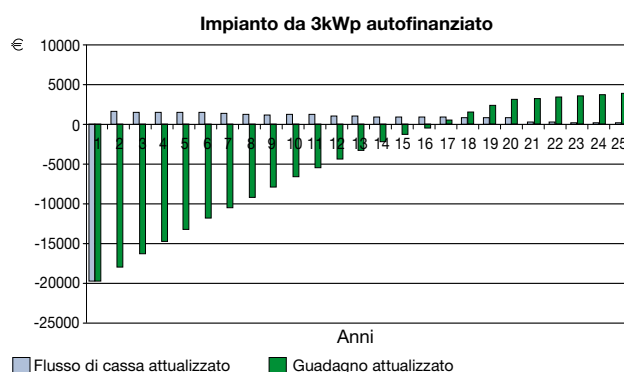


Figura 8.2



8.3.2 Impianto fotovoltaico da 3kWp finanziato

In un impianto fotovoltaico finanziato l'investimento iniziale è finanziato in toto o parzialmente da un istituto di credito, il quale pianifica il ritorno del finanziamento fornito sulla base della cessione del credito derivante dalla tariffa incentivante sull'energia prodotta.

Il prestito è configurato con un determinato tasso d'interesse fisso o variabile, con rate e periodo variabili dipendenti dall'effettiva produzione energetica annua dell'impianto PV.

In questo caso l'impianto precedente è ora finanziato per il 75% del costo d'investimento iniziale (circa 14600€) con un interesse fisso del 5%; il capitale proprio investito

inizialmente da parte dell'utente si riduce pertanto a circa 6800 € comprensivi dell'IVA al 10%.

Come si può notare dalla figura 8.3, rispetto al caso precedente il tempo di ritorno è ora di 15 anni, mentre l'estinzione del debito (figura 8.4) avviene al termine del 14° anno; fino a tale anno l'utente usufruisce solamente del beneficio derivante dal mancato costo per l'energia autoprodotta e consumata.

Dal 15° al 20° il guadagno non attualizzato aumenta (figura 8.3), poiché l'utente riceve anche la tariffa incentivante statale, non più ceduta all'istituto di credito.

Il VAN (figura 8.4) è comunque positivo e pari a circa 2300€, ma inferiore al precedente, mentre il TIR è leggermente superiore e pari a 5.8%.

Tabella 8.2

Anno	Energia prodotta [kWh]	Ricavi (energia prodotta + autoconsumo) [€]	Costi di esercizio [€]	Costi di manutenzione [€]	Flusso di cassa non attualizzato [€]	Guadagno non attualizzato [€]	Flusso di cassa attualizzato [€]	Guadagno attualizzato (VAN) [€]	Debito residuo [€]
1	3430	1478	617	60	214,5	-6482	-6494	-6494	13878
2	3413	1471	614	60	214,5	340	317	-6176	13101
3	3396	1464	611	60	214,5	337	304	-5873	12292
4	3379	1456	608	60	214,5	334	291	-5582	11451
5	3362	1449	605	60	214,5	331	278	-5304	10574
6	3345	1442	602	60	214,5	328	267	-5037	9661
7	3328	1435	599	60	214,5	325	255	-4782	8710
8	3312	1427	596	60	214,5	322	244	-4538	7718
9	3295	1420	593	60	214,5	319	234	-4304	6684
10	3279	1413	590	60	214,5	316	224	-4080	5605
11	3262	1406	587	60	214,5	313	214	-3866	4479
12	3246	1399	584	60	214,5	310	205	-3661	3304
13	3230	1392	581	60	214,5	307	196	-3465	2077
14	3214	1385	578	60	214,5	304	188	-3277	796
15	3198	1378	576	60	214,5	884	527	-2750	0
16	3182	1371	573	60	214,5	1669	963	-1787	0
17	3166	1364	570	60	214,5	2484	138	-862	0
18	3150	1358	567	60	214,5	3281	888	26	0
19	3134	1351	564	60	214,5	4053	853	880	0
20	3118	1344	561	60	214,5	4804	820	1699	0
21	3103	0	559	60	214,5	5524	138	1837	0
22	3087	0	556	60	214,5	6203	132	1969	0
23	3072	0	553	60	214,5	6834	126	2095	0
24	3057	0	550	60	214,5	7418	121	2216	0
25	3041	0	547	60	214,5	7954	115	2332	0

Figura 8.3

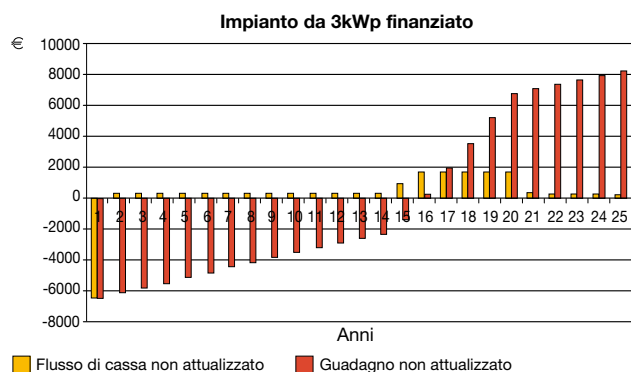
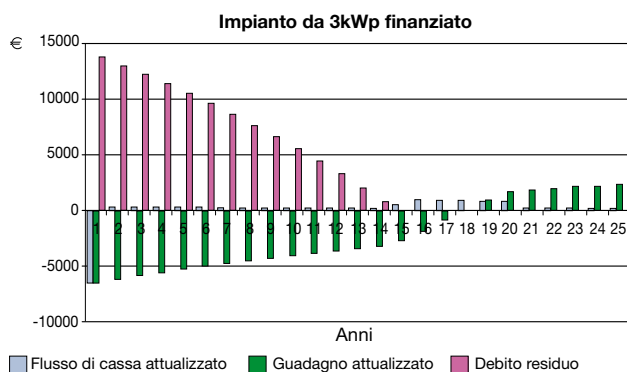


Figura 8.4



8.3.3 Impianto fotovoltaico da 60kWp autofinanziato

Si prende ora in considerazione l'impianto dimensionato nell'appendice C paragrafo 3, impianto per un'azienda artigianale manifatturiera avente le seguenti caratteristiche:

- consumo energetico medio annuale 70 MWh
- modalità di esercizio scambio sul posto
- produzione media annua attesa 67 MWh
- decremento produzione 0.5 %/anno
- costo unitario impianto 6000 €/kWp
- IVA 10%
- costo totale impianto 396000 €
- tariffa incentivante (vedi cap.7) 0.392 €/kWh
- risparmio sulla bolletta 0.12 €/kWh prodotto
- costi di esercizio 70 €/anno

- costi di manutenzione 1% costo impianto/anno
- copertura finanziaria 100% capitale proprio
- vita utile impianto 25 anni

Ai fini dell'attualizzazione dei flussi di cassa al j-esimo anno, si suppone di avere:

- tasso d'interesse i 5%
- tasso d'inflazione f 2%
- costo del capitale C_c 3%

Il tempo di ritorno (TR) è di 13 anni (figura 8.5) e l'investimento è redditizio poiché il VAN (figura 8.6) è positivo e pari a circa 41300 €.

Il tasso interno di rendimento (TIR) è pari a 4% ed essendo maggiore del costo del capitale, l'investimento è conveniente.

Tabella 8.3

Anno	Energia prodotta [kWh]	Ricavi (energia prodotta + autoconsumo) [€]	Costi di esercizio [€]	Costi di manutenzione [€]	Flusso di cassa non attualizzato [€]	Guadagno non attualizzato [€]	Flusso di cassa attualizzato [€]	Guadagno attualizzato (VAN) [€]
1	67000	26264	8040	70	3960	-365726	-365726	-366608
2	66665	26133	8000	70	3960	30102	-335624	-338233
3	66332	26002	7960	70	3960	29932	-305692	-310841
4	66000	25872	7920	70	3960	29762	-275930	-284398
5	65670	25743	7880	70	3960	29593	-246337	-258871
6	65342	25614	7841	70	3960	29425	-216912	-234228
7	65015	25486	7802	70	3960	29258	-187654	-210439
8	64690	25358	7763	70	3960	29091	-158563	-187474
9	64366	25232	7724	70	3960	28926	-129637	-165305
10	64045	25105	7685	70	3960	28761	-100876	-143904
11	63724	24980	7647	70	3960	28597	-72280	-123245
12	63406	24855	7609	70	3960	28434	-43846	-103302
13	63089	24731	7571	70	3960	28271	-15574	-84051
14	62773	24607	7533	70	3960	28110	12536	-65467
15	62459	24484	7495	70	3960	27949	40485	-47527
16	62147	24362	7458	70	3960	27789	68274	-30210
17	61836	24240	7420	70	3960	27630	95904	-13493
18	61527	24119	7383	70	3960	27472	123376	2644
19	61220	23998	7346	70	3960	27314	150691	18221
20	60913	23878	7310	70	3960	27158	177848	33257
21	60609	0	7273	70	3960	3243	181091	35000
22	60306	0	7237	70	3960	3207	184298	36674
23	60004	0	7201	70	3960	3171	187469	38280
24	59704	0	7165	70	3960	3135	190603	39822
25	59406	0	7129	70	3960	3099	193702	41302

Figura 8.5

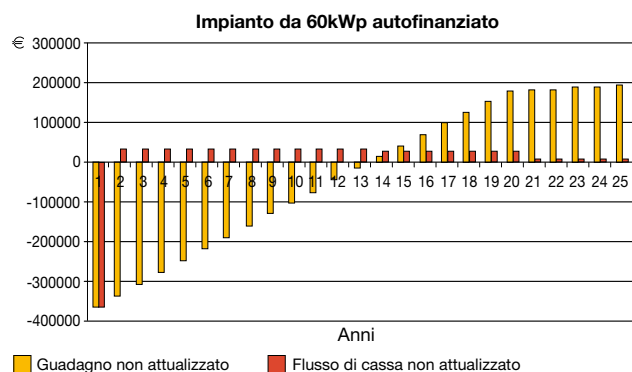
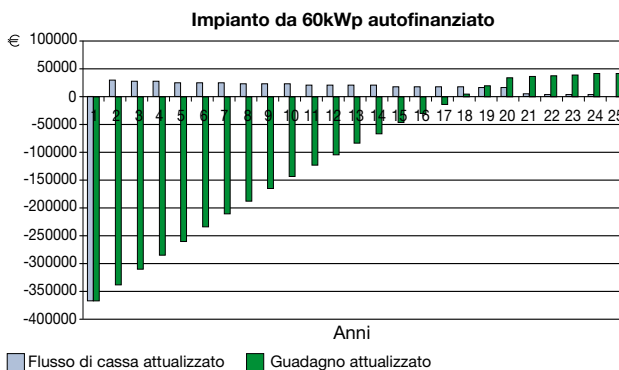


Figura 8.6



8.3.4 Impianto fotovoltaico da 60kWp finanziato

In questo caso l'impianto precedente è ora finanziato per il 60% del costo d'investimento iniziale (216000€) con un interesse fisso del 5%; il capitale proprio investito inizialmente da parte dell'utente si riduce pertanto a circa 180000€ comprensivi dell'IVA al 10%.

Come si può notare dalla figura 8.7, rispetto al caso precedente il tempo di ritorno è ora di 16 anni, mentre l'estinzione del debito (figura 8.8) avviene al termine del 11° anno.

Il VAN (figura 8.8) è positivo e pari a circa 16600€, ma inferiore al precedente, così pure il TIR è pari a 3.6%.

Tabella 8.4

Anno	Energia prodotta [kWh]	Ricavi (energia prodotta + autoconsumo) [€]		Costi di esercizio [€]	Costi di manutenzione [€]	Flusso di cassa non attualizzato [€]	Guadagno non attualizzato [€]	Flusso di cassa attualizzato [€]	Guadagno attualizzato (VAN) [€]	Debito residuo [€]
1	67000	26264	8040	70	3960	-175990	-175990	-176107	-176107	200536
2	66665	26133	8000	70	3960	3970	-172020	3742	-172365	184430
3	66332	26002	7960	70	3960	3930	-168090	3596	-168769	167650
4	66000	25872	7920	70	3960	3890	-164200	3456	-165312	150160
5	65670	25743	7880	70	3960	3850	-160350	3321	-161991	131925
6	65342	25614	7841	70	3960	3811	-156539	3192	-158799	112908
7	65015	25486	7802	70	3960	3772	-152767	3067	-155732	93067
8	64690	25358	7763	70	3960	3733	-149034	2947	-152786	72362
9	64366	25232	7724	70	3960	3694	-145340	2831	-149955	50749
10	64045	25105	7685	70	3960	3655	-141685	2720	-147235	28181
11	63724	24980	7647	70	3960	3617	-138068	2613	-144622	4610
12	63406	24855	7609	70	3960	23710	-114358	16630	-127992	0
13	63089	24731	7571	70	3960	28271	-86086	19251	-108740	0
14	62773	24607	7533	70	3960	28110	-57976	18584	-90156	0
15	62459	24484	7495	70	3960	27949	-30027	17940	-72217	0
16	62147	24362	7458	70	3960	27789	-2238	17317	-54899	0
17	61836	24240	7420	70	3960	27630	25392	16717	-38183	0
18	61527	24119	7383	70	3960	27472	52864	16137	-22046	0
19	61220	23998	7346	70	3960	27314	80179	15577	-6469	0
20	60913	23878	7310	70	3960	27158	107336	15037	8568	0
21	60609	0	7273	70	3960	3243	110580	1743	10311	0
22	60306	0	7237	70	3960	3207	113786	1674	11985	0
23	60004	0	7201	70	3960	3171	116957	1606	13591	0
24	59704	0	7165	70	3960	3135	120091	1542	15133	0
25	59406	0	7129	70	3960	3099	123190	1480	16613	0

Figura 8.7

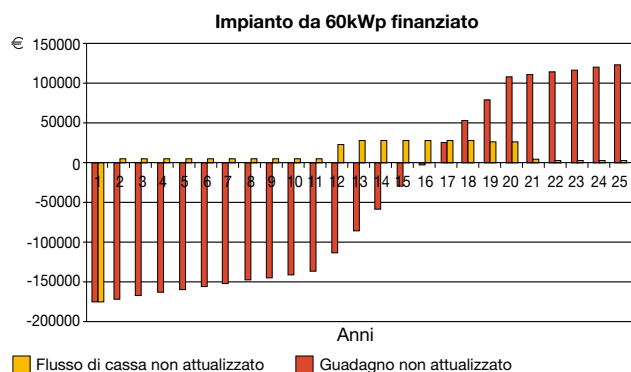
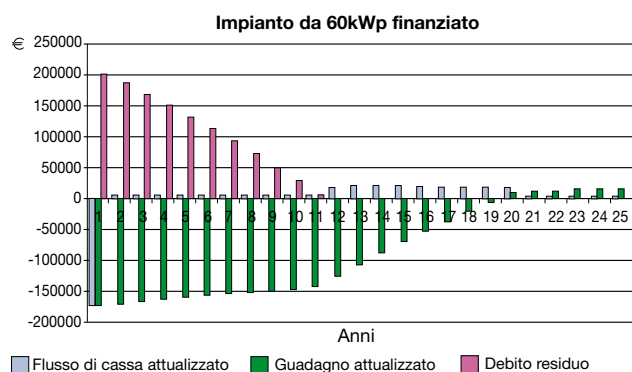


Figura 8.8



9 Offerta ABB per applicazioni fotovoltaiche

9.1 Interruttori scatolati ed aperti

ABB offre le seguenti tipologie di interruttori automatici e interruttori di manovra-sezionatori scatolati ed aperti per la protezione contro le sovracorrenti ed il sezionamento degli impianti fotovoltaici sia nella sezione continua che alternata.

9.1.1 Interruttori automatici scatolati per corrente alternata Tmax T

Gli interruttori scatolati TmaxT, conformi alla IEC 60947-2, hanno un campo di applicazione da 1A a 1600A, una tensione nominale d'impiego di 690V e poteri d'interruzione da 16kA a 200kA (a 380/415Vc.a.).

Per la protezione della sezione alternata degli impianti fotovoltaici sono disponibili:

- l'interruttore T1B 1p equipaggiato con sganciatori

termomagnetici TMF con soglie termica e magnetica fisse ($I_3 = 10 \times I_n$);

- gli interruttori T1, T2, T3 e T4 (fino a 50A) equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMD con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica fissa ($I_3 = 10 \times I_n$);
- gli interruttori T4, T5 e T6 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMA con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica regolabile ($I_3 = 5..10 \times I_n$);
- l'interruttore T2 con sganciatore elettronico PR221DS;
- gli interruttori T4, T5 e T6 con sganciatori elettronici PR221DS, PR222DS e PR223DS;
- l'interruttore T7 equipaggiato con sganciatori elettronici PR231/P, PR232/P, PR331/P e PR332/P, disponibile nelle due versioni con comando manuale o comando motorizzato ad accumulo d'energia.

	T1 1P	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
Corrente ininterrotta nominale I_u [A]	160	160	160	250	250/320	400/630	630/800/1000	800/1000 1250/1600
Poli [Nr.]	1	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Tensione nominale d'impiego U_e [V] (AC) 50-60 Hz	240	690	690	690	690	690	690	690
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp} [kV]	8	8	8	8	8	8	8	8
Tensione nominale d'isolamento U_i [V]	500	800	800	800	1000	1000	1000	1000
Tensione di prova a frequenza industriale per 1min. [V]	3000	3000	3000	3000	3500	3500	3500	3500
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu}	B	B C N	B C N S H L	N S N S H L V	N S H L V	N S H L V	N S H L S H L V ⁽³⁾	S H L V ⁽³⁾
(AC) 220-230V 50-60Hz [kA]	25*	25 40 50	25 40 65 85 100 120	50 85 70 85 100 200 200	70 85 100 200 200	70 85 100 200 200	70 85 100 200 200 85 100 200 200	85 100 200 200
(AC) 380-400-415V 50-60Hz [kA]	-	16 25 36 16 25 36 50 70 85	36 50 70 85 36 50 36 50 70 120 200	36 50 36 50 70 120 200	36 50 70 120 200	36 50 70 120 200	36 50 70 100 50 70 120 150	50 70 120 150
(AC) 440V 50-60Hz [kA]	-	10 15 22 10 15 30 45 55 75	25 40 30 40 65 100 180	30 40 30 40 65 100 180	30 40 65 100 180	30 40 65 100 180	30 45 50 80 50 65 100 130	50 65 100 130
(AC) 500V 50-60Hz [kA]	-	8 10 15 8 10 25 30 36 50	20 30 25 30 50 85 150	25 30 25 30 50 85 150	25 30 50 85 150	25 30 50 85 150	25 35 50 65 50 50 85 100	50 85 100
(AC) 690V 50-60Hz [kA]	-	3 4 6 3 4 6 7 8 10	5 8 20 25 40 70 80	5 8 20 25 40 70 80	20 25 40 70 80	20 25 40 70 80	20 22 25 30 30 42 50 60	30 42 50 60
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)	A	A	A	A	A	B (400A) ⁽¹⁾ - A (630A)	B (630A-800A) ⁽²⁾ A (1000A)	B ⁽⁴⁾
Attitudine al sezionamento	■	■	■	■	■	■	■	■
Sganciatori:								
termomagnetico T fisso, M fisso TMF	■	-	-	-	-	-	-	-
T regolabile, M fisso TMD	-	■	■	■	■ (fino a 50A)	-	-	-
T regolabile, M regolabile (5..10 x I _n) TMA	-	-	-	-	■ (fino a 250A)	■ (fino a 500A)	■ (fino a 800A)	-
solo magnetico MA	-	-	■ (MF fino a 12,5A)	■	■	-	-	-
elettronico	-	-	-	-	-	-	-	-
PR221DS	-	-	■	-	■	■	■	-
PR222DS	-	-	-	-	■	■	■	-
PR223DS	-	-	-	-	■	■	■	-
PR231/P	-	-	-	-	-	-	-	■
PR232/P	-	-	-	-	-	-	-	■
PR331/P	-	-	-	-	-	-	-	■
PR332/P	-	-	-	-	-	-	-	■
Intercambiabilità	-	-	-	-	■	■	■	■
Esecuzioni	F	F	F-P	F-P	F-P-W	F-P-W	F-W	F-W

* Il potere d'interruzione per le tarature I_n=16A e I_n=20A è 16kA

⁽¹⁾ I_{cw} = 5kA

⁽²⁾ I_{cw} = 7.6kA (630A) - 10kA (800A)

⁽³⁾ Solo per T7 800/1000/1250A

⁽⁴⁾ I_{cw} = 20kA (versione S,H,L) - 15kA (versione V)

9.1.2 Nuova gamma Interruttori automatici scatolati SACE Tmax XT

ABB offre inoltre la nuova gamma di interruttori scatolati SACE Tmax XT fino a 250A.

Per la protezione della sezione alternata degli impianti fotovoltaici sono disponibili:

- gli interruttori XT1 160 e XT3 250 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMD con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica fissa ($I_3 = 10 \times I_n$);

- gli interruttori XT2 160 e XT4 250 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMA (per $I_n \geq 40A$) con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica I_3 regolabile tra $8..10 \times I_n$ per 40A, tra $6..10 \times I_n$ per 50A e tra $5..10 \times I_n$ per $I_n \geq 63A$, oppure con sganciatori elettronici Ekip anche a neutro maggiorato 160%.

		XT1					XT2					XT3		XT4				
Taglia	[A]	160					160					250		160/250				
Poli	[Nr]	3/4					3/4					3/4		3/4				
Tensione nominale d'impiego U_e	[V] (AC) 50-60 Hz	690					690					690		690				
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp}	[kV]	8					8					8		8				
Tensione nominale d'isolamento U_i	[V]	800					1000					800		1000				
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu}		B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	S	H	L	V
(AC) 240V 50-60Hz	[kA]	25	40	65	85	100	65	85	100	150	200	65	85	65	85	100	150	200
(AC) 380V 50-60Hz	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	200	36	50	36	50	70	120	150
(AC) 415V 50-60Hz	[kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	150
(AC) 440V 50-60Hz	[kA]	15	25	36	50	65	36	50	65	100	150	36	50	36	50	65	100	150
(AC) 480V 50-60Hz	[kA]	8	18	30	36	65	30	36	65	100	150	30	36	30	36	65	100	150
(AC) 500V 50-60Hz	[kA]	8	18	30	36	50	30	36	50	60	100	30	36	30	36	50	60	100
(AC) 525V 50-60Hz	[kA]	6	8	22	35	35	20	25	30	36	60	22	36	20	25	45	50	90
(AC) 690V 50-60Hz	[kA]	3	4	6	8	10	10	12	15	18	20	6	8	20	25	40	45	50 ⁽²⁾ /60 ⁽¹⁾
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)		A					A					A		A				
Attitudine al sezionamento		■					■					■		■				
Sganciatori: termomagnetico																		
T regolabile, M fisso	TMD	■					■ (fino a 32A)					■		n (fino a 32A)				
T regolabile, M regolabile	TMA	-					■					-		■				
solo magnetico	MF/MA	-					■					■		■				
elettronico Ekip		-					■					-		■				
Intercambiabilità		-					■					-		■				
Esecuzioni		F-P					F-P-W					F-P		F-P-W				

⁽¹⁾ Per XT4 160A

⁽²⁾ Per XT4 250A



9.1.3 Interruttori automatici scatolati per impiego fino a 1150V c.a.

Nel panorama delle proposte Tmax T si inserisce anche la gamma di interruttori automatici T4, T5 e T6 per applicazioni in corrente alternata fino a 1150V.

Gli interruttori sono disponibili in versione tripolare e tetrapolare con sganciatori termomagnetici TMD o TMA

oppure con sganciatori elettronici PR221DS, PR222DS e PR223DS.

Sono disponibili in esecuzione fissa, rimovibile ed estraibile (per le quali è obbligatorio l'impiego delle parti fisse 1000V alimentabili solamente dai terminali superiori) e sono compatibili con tutti gli accessori eccetto il differenziale.

Interruttori T4-T5 per impiego fino a 1150V c.a. e interruttori T6 per impiego fino a 1000V c.a.

		T4		T5		T6
Corrente ininterrotta nominale I _n	[A]	250		400/630		630/800
Poli		3/4		3/4		3/4
Tensione nominale d'impiego U _e	[V]	1000	1150	1000	1150	1000
Tensione nominale di tenuta all'impulso U _{imp}	[kV]	8		8		8
Tensione nominale d'isolamento U _i	[V]	1000	1150	1000	1150	1000
Tensione di prova a frequenza industriale per 1 min.	[V]	3500		3500		3500
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I _{cu}		L	V ⁽¹⁾	L	V ⁽¹⁾	L ⁽¹⁾
(AC) 1000V 50-60Hz	[kA]	12	20	12	20	12
(AC) 1150V 50-60Hz	[kA]	-	12	-	12	-
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)		A		B (400A) ⁽²⁾ - A (630A)		B ⁽³⁾
Attitudine al sezionamento		■		■		■
Sganciatori: termomagnetico						
T regolabile, M fisso	TMD		■			
T regolabile, M regolabile (5..10 x I _n)	TMA		■		■	■
elettronico						
PR221DS		■	■	■	■	■
PR222DS		■	■	■	■	■
Esecuzioni		F-P-W	F	F-P-W ⁽⁴⁾	F	F ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Alimentazione solo dall'alto

⁽²⁾ I_{cw} = 5kA

⁽³⁾ I_{cw} = 7.6 kA (630A) - 10kA (800A)

⁽⁴⁾ Tmax T5 630 è disponibile solo in esecuzione fissa

⁽⁵⁾ Per T6 estraibile chiedere ad ABB SACE

Correnti nominali disponibili sugli interruttori scatolati Tmax T con le tipologie di sganciatori elettronici

	I _n [A]	10	25	63	100	160	250	320	400	630	800	1000	1250	1600
PR221DS	T2	■	■	■	■	■								
	T4				■	■	■	■						
	T5							■	■	■				
	T6									■	■	■		
PR222DS/P	T4				■	■	■	■						
PR222DS/PD	T5							■	■	■				
PR223DS	T6									■	■	■		
PR231/P PR232/P PR331/P PR332/P	T7								■	■	■	■	■	■

Correnti nominali disponibili sugli interruttori scatolati Tmax T con le tipologie di sganciatori termomagnetici

In [A]	T1 1P 160	T1 160	T2 160			T3 250		T4 250-320			T5 400-630	T6 630-800
	TMF	TMD	TMD	MF	MA	TMD	MA	TMD	TMA	MA	TMA	TMA
1				■								
1,6			■	■								
2			■	■								
2,5			■	■								
3,2			■	■								
4			■	■								
5			■	■								
6,3			■									
6,5				■								
8			■	■								
8,5				■								
10			■							■		
11				■								
12,5			■	■								
16	■	■	■									
20	■	■	■		■			■				
25	■	■	■							■		
32	■	■	■		■			■				
40	■	■	■									
50	■	■	■					■				
52					■					■		
63	■	■	■			■						
80	■	■	■		■	■			■	■		
100	■	■	■		■	■	■		■	■		
125	■	■	■			■	■		■	■		
160	■	■	■			■	■		■	■		
200						■	■		■	■		
250						■			■			
320											■	
400											■	
500											■	
630												■
800												■

MF sganciatore solo magnetico con soglia fissa
 MA sganciatore solo magnetico con soglia regolabile
 TMF sganciatore termomagnetico con soglia termica e magnetica fisse
 TMD sganciatore termomagnetico con soglia termica regolabile e magnetica fissa
 TMA sganciatore termomagnetico con soglie termica e magnetica regolabili

Correnti nominali disponibili sugli interruttori scatolati SACE Tmax XT con lo sganciatore elettronico Ekip

Ekip	In [A]	10	25	40	63	100	160	250
	Ekip	XT2	■	■		■	■	■
XT4				■	■	■	■	■

Correnti nominali disponibili sugli interruttori scatolati SACE Tmax XT con le tipologie di sganciatori termomagnetici

In [A]	XT1 160	XT2 160			XT3 250		XT4 160-250	
	TMD	TMD/TMA	MF	MA	TMD	MA	TMD/TMA	MA
1			■					
1,6		■						
2		■	■					
2,5		■						
3,2		■						
4		■	■					
5		■						
6,3		■						
8		■						
8,5			■					
10		■						■
12,5		■	■					■
16	■	■					■	
20	■	■		■			■	■
25	■	■					■	■
32	■	■		■			■	■
40	■	■					■	
50	■	■					■	
52				■				■
63	■	■			■		■	
80	■	■		■	■		■	■
100	■	■		■	■	■	■	■
125	■	■			■	■	■	■
160	■	■			■	■	■	■
200					■	■	■	■
225								
250					■		■	

MF sganciatore solo magnetico con soglia fissa

MA sganciatore solo magnetico con soglia regolabile

TMD sganciatore termomagnetico con soglia termica regolabile e magnetica fissa

TMA sganciatore termomagnetico con soglie termica e magnetica regolabili

9.1.4 Interruttori di manovra sezionatori scatolati Tmax T e SACE Tmax XT

I sezionatori Tmax T e SACE Tmax XT derivano dai corrispondenti interruttori automatici e differiscono solamente per l'assenza degli sganciatori di protezione.

La funzione principale svolta da questi apparecchi consiste nel sezionamento del circuito in cui sono inseriti.

Difatti, una volta aperti, i contatti si trovano ad una distanza tale da impedire l'innesco di un arco elettrico, rispet-

tando le prescrizioni normative relativamente all'attitudine al sezionamento. La posizione della leva di comando corrisponde con certezza a quella dei contatti (manovra positiva). Ogni interruttore di manovra-sezionatore deve essere protetto a monte da un dispositivo coordinato che lo salvaguardi dai corto circuiti. L'interruttore automatico Tmax T e SACE Tmax XT che può svolgere tale funzione è sempre di taglia corrispondente o inferiore a quella dell'interruttore di manovra-sezionatore in questione.

		T1D	T3D	T4D	T5D	T6D	T7D
Corrente termica convenzionale I _{th}	[A]	160	250	250/320	400/630	630/800/1000 ⁽¹⁾	1000/1250/1600
Corrente d'impiego nominale in categoria AC22 I _e	[A]	160	250	250/320	400/630	630/800/1000	1000/1250/1600
Corrente d'impiego nominale in categoria AC23 I _e	[A]	125	200	250	400	630/800/800	1000/1250/1250
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Tensione nominale d'impiego U _e	[V] (AC) 50-60 Hz	690	690	690	690	690	690
Tensione nominale di tenuta all'impulso U _{imp}	[kV]	8	8	8	8	8	8
Tensione nominale d'isolamento U _i	[V]	800	800	800	800	1000	1000
Tensione di prova a frequenza industriale per 1 min.	[V]	3000	3000	3500	3500	3500	3500
Corrente di breve durata ammissibile nominale per 1s I _{cw}	[kA]	2	3,6	3,6	6	15	20
Norma di riferimento		IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3
Esecuzioni		F	F-P	F-P-W	F-P-W	F-W	F-W

⁽¹⁾ Versione estraibile non disponibile per T6 1000A

		XT1D	XT3D	XT4D
Corrente termica convenzionale I _{th}	[A]	160	250	250
Corrente d'impiego nominale in categoria AC22 I _e	[A]	160	250	250
Corrente d'impiego nominale in categoria AC23 I _e	[A]	125	200	200
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4
Tensione nominale d'impiego U _e	[V] (AC) 50-60 Hz	690	690	690
Tensione nominale di tenuta all'impulso U _{imp}	[kV]	8	8	8
Tensione nominale d'isolamento U _i	[V]	800	800	800
Tensione di prova a frequenza industriale per 1 min.	[V]	3000	3000	3000
Corrente di breve durata ammissibile nominale per 1s I _{cw}	[kA]	2	3,6	3,6
Norma di riferimento		IEC 60947-3	IEC 60947-3	IEC 60947-3
Esecuzioni		F-P	F-P	F-P-W



9.1.5 Interruttori automatici aperti per corrente alternata

Gli interruttori automatici aperti della serie Emax E1..E6, conformi alla norma IEC 60947-2, hanno un campo di applicazione da 400A a 6300A, poteri d'interruzione da 42kA a 150kA @ 400V e sono equipaggiati con gli sganciatori elettronici PR121/P, PR122/P e PR123/P.

Gli interruttori automatici Emax X1, con un campo di applicazione da 400A a 1600A, poteri d'interruzione da 42KA a 150kA @ 400V ed equipaggiati con gli sganciatori elettronici PR331/P, PR332/P e PR333/P.

		E1		E2			E3				E4			E6		X1					
Tensione nominale d'impiego Ue	[V]	690		690			690				690			690		690					
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp	[kV]	12		12			12				12			12		12					
Tensione nominale d'isolamento Ui	[V]	1000		1000			1000				1000			1000		1000					
Poli	[Nr.]	3/4		3/4			3/4				3/4			3/4		3/4					
Corrente ininterrotta nominale Iu		B	N	B	N	S	L	N	S	H	V	L	S	H	V	H	V	B	N	L	
	[A]	800	800	1600	1000	800	1250	2500	1000	800	800	2000	4000	3200	3200	4000	3200	630	630	630	
	[A]	1000	1000	2000	1250	1000	1600	3200	1250	1000	1250	2500		4000	4000	5000	4000	800	800	800	
	[A]	1250	1250		1600	1250			1600	1250	1600					6300	5000	1000	1000	1000	
	[A]	1600	1600		2000	1600			2000	1600	2000						6300	1250	1250	1250	
	[A]					2000			2500	2000	2500								1600	1600	
	[A]								3200	2500	3200										
[A]									3200												
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito Icu																					
220-230-380-400-415V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	85	130	65	75	100	130	130	75	100	150	100	150	42	65	150	
440V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	85	110	65	75	100	130	110	75	100	150	100	150	42	65	130	
500V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	65	85	65	75	100	100	85	75	100	130	100	130	42	55	100	
690V 50-60Hz	[kA]	42	50	42	65	65	85	65	75	85(*)	100	85	75	85(*)	100	100	100	42	55	60	
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) Icw	[kA]	42	50	42	55	65	-	65	75	75	85	-	75	100	100	100	100	42	42	15	
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	A	B	B	B	B	A	B	B	B	B	B	B	B	A	
Attitudine al sezionamento		■		■				■					■			■		■		■	
Esecuzioni		F-W		F-W				F-W					F-W			F-W		F-W		F-W	

(*) La protezione a 600V è pari a 100kA

9.1.6 Interruttori automatici aperti per impiego fino a 1150V c.a.

Gli interruttori Emax possono essere forniti, in esecuzione speciale, per tensioni d'impiego fino a 1150V in corrente alternata.

Gli interruttori in tale esecuzione sono definiti con la sigla

della gamma standard unita alla sigla "E" e derivano dai corrispondenti interruttori Emax standard dei quali conservano esecuzioni ed accessori. Sono disponibili in esecuzione fissa ed estraibile sia nella versione tripolare che tetrapolare.

		E2B/E	E2N/E	E3H/E	E4H/E	E6H/E	X1B/E	
Tensione nominale d'impiego Ue	[V]	1150	1150	1150	1150	1150	1000	
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12	
Tensione nominale d'isolamento Ui	[V]	1250	1250	1250	1250	1250	1000	
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	
Corrente ininterrotta nominale Iu	[A]	1600	1250	1250	3200	4000	630	
	[A]	2000	1600	1600	4000	5000	800	
	[A]		2000	2000		6300	1000	
	[A]			2500			1250	
	[A]			3200			1600	
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito Icu								
	1000V 50-60Hz	[kA]	20	30	50	65	65	20
	1150V 50-60Hz	[kA]	20	30	30	65	65	-
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) Icw	[kA]	20	30	50(*)	65	65	20	

* 30 kA @ 1150 V

Correnti nominali disponibili sugli interruttori aperti Emax e Emax X1 con le varie tipologie di sganciatori elettronici

	In [A]	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300
PR121/P PR122/P PR123/P	E1	■	■	■	■	■	■						
	E2	■	■	■	■	■	■	■					
	E3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
	E4			■	■	■	■	■	■	■	■		
	E6			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PR331/P PR332/P PR333/P	X1	■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						
		■	■	■	■	■	■						

9.1.7 Interruttori di manovra-sezionatori aperti

Gli interruttori di manovra-sezionatori derivano dai corrispondenti interruttori automatici, dei quali conservano inalterate le dimensioni di ingombro e le possibilità di montaggio degli accessori.

Differiscono dagli interruttori automatici solamente per l'assenza degli sganciatori elettronici di sovracorrente.

Sono disponibili sia in esecuzione fissa che estraibile, tripolare e tetrapolare; sono identificati con la sigla "/MS" ed utilizzabili in categoria AC-23A (manovra di motori o altri carichi altamente induttivi) secondo la norma IEC 60947-3.

		E1B/MS	E1N/MS	E2B/MS	E2N/MS	E2S/MS	E3N/MS	E3S/MS	E3V/MS	E4S/MS	E4H/MS	E6H/MS	X1B/MS
Tensione nominale d'impiego U_e	[V ~]	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	[V -]	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp}	[kV]	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tensione nominale d'isolamento U_i	[V ~]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Corrente ininterrotta nominale I_u	[A]	800	800	1600	1000	1000	2500	1000	800	4000	3200	4000	1000
	[A]	1000	1000	2000	1250	1250	3200	1250	1250		4000	5000	1250
	[A]	1250	1250		1600	1600		1600	1600			6300	1600
	[A]	1600	1600		2000	2000		2000	2000				
	[A]							2500	2500				
	[A]							3200	3200				
	[A]												
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) I_{cw}	[kA]	42	50	42	55	65	65	75	85	75	100 ⁽¹⁾	100	42

Nota: il potere d'interruzione I_{cu} alla tensione nominale di impiego massima, utilizzando relè di protezione esterno con temporizzazione massima 500ms, è pari al valore di I_{cw} (1s), tranne:

⁽¹⁾ I_{cu} = 85 kA @ 690 V

9.1.8 Interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino a 1150 V c.a.

Gli interruttori di manovra-sezionatori Emax possono essere forniti, in esecuzione speciale, per tensioni d'impiego fino a 1150V in corrente alternata.

Gli interruttori in questa esecuzione sono definiti con la sigla della gamma standard unita alla sigla “/E” e deriva-

no dai corrispondenti interruttori di manovra-sezionatori standard.

Sono disponibili in versione tripolare e tetrapolare, fissa ed estraibile con le stesse dimensioni, caratteristiche di accessoriamiento e installazione degli analoghi interruttori standard.

		E2B/E MS	E2N/E MS	E3H/E MS	E4H/E MS	E6H/E MS	X1B/E MS
Tensione nominale d'impiego Ue	[V]	1150	1150	1150	1150	1150	1000
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12
Tensione nominale d'isolamento Ui	[V]	1250	1250	1250	1250	1250	1000
Poli	[Nr.]	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
Corrente ininterrotta nominale Iu	[A]	1600	1250	1250	3200	4000	1000
	[A]	2000	1600	1600	4000	5000	1250
	[A]		2000	2000		6300	1600
	[A]			2500			
	[A]			3200			
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) Icw	[kA]	20	30	30(*)	65	65	20

Nota: il potere d'interruzione Icu mediante relè di protezione esterno con temporizzazione massima 500ms, è pari al valore di Icw (1s)

(*) 50 kA @ 1000 V

9.1.9 Interruttori automatici scatolati per corrente continua Tmax T

Gli interruttori automatici scatolati della serie Tmax T, conformi alla norma IEC 60947-2, sono equipaggiati con sganciatore termomagnetico, hanno un campo di applicazione da 1.6A a 800A e poteri d'interruzione da 16kA a 150 kA (a 250V c.c. con due poli in serie). La tensione minima di funzionamento è di 24 V c.c.

Gli interruttori scatolati a disposizione sono¹:

- Interruttore Tmax T1 1P equipaggiato con sganciatore termomagnetico TMF con soglie termica e magnetica fisse²;
- interruttori Tmax T1, T2, T3 e T4 (fino a 50A) equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMD con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica fissa ($I_3 = 10 \times I_n$);
- interruttori Tmax T4,T5 e T6 con sganciatori termomagnetici TMA con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica regolabile ($I_3 = 5..10 \times I_n$);

Gli interruttori T2, T3 e T4 tripolari possono essere anche provvisti di sganciatori solo magnetici MF e MA.



¹ Per la modalità di connessione dei poli in relazione alla tipologia di rete e tensione di esercizio si vedano le tabelle riportate nel QT5 "Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua".

² Il valore della soglia d'intervento subisce una variazione dipendente dalla modalità di connessione dei poli. Per approfondimenti si rimanda al catalogo tecnico di prodotto.

	T1 1P	T1			T2				T3				T4					T5					T6								
Corrente ininterrotta nominale I_u [A]	160	160			160				250				250/320					400/630					630/800/1000								
Poli [Nr.]	1	3/4			3/4				3/4				3/4					3/4					3/4								
Tensione nominale d'impiego U_e [V] (DC)	125	500			500				500				750					750					750								
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp} [kV]	8	8			8				8				8					8					8								
Tensione nominale d'isolamento U_i [V]	500	800			800				800				1000					1000					1000								
Tensione di prova a frequenza industriale per 1 min. [V]	3000	3000			3000				3000				3500					3500					3500								
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu}	B	B	C	N	B	C	N	S	H	L	N	S	N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L	V	N	S	H	L
(DC) 250V - 2 poli in serie [kA]	25 (a 125V)	16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100
(DC) 250V - 3 poli in serie [kA]		20	30	40	20	30	40	55	85	100	40	55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(DC) 500V - 2 poli in serie [kA]		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25	36	50	70	100	25	36	50	70	100	20	35	50	65	-	-	-	-	
(DC) 500V - 3 poli in serie [kA]		16	25	36	16	25	36	50	70	85	36	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(DC) 750V - 3 poli in serie [kA]		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	25	36	50	70	16	25	36	50	70	16	20	36	50	-	-	-	-	
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)	A	A			A				A				A					B (400A) ⁽¹⁾ A (630A)					B (630A-800A) ⁽²⁾ A (1000A)								
Attitudine al sezionamento	■	■			■				■				■					■					■								
Sganciatori: termomagnetico																															
T fisso, M fisso TMF	■	-			-				-				-					-					-								
T regolabile, M fisso TMD	-	■			■				■				■ (fino a 50A)					-					-								
T regolabile, M regolabile (5..10 x I _n) TMA	-	-			-				-				■ (fino a 250A)					■ (fino a 500A)					■ (fino a 800A)								
solo magnetico MA	-	-			■ (MF fino a 12.5A)				■				■					-					-								
Intercambiabilità	-	-			-				-				■					■					■								
Esecuzioni	F	F			F-P				F-P				F-P-W					F-P-W					F-W								

* Il potere d'interruzione per le tarature $I_n=16A$ e $I_n=20A$ è 16kA

⁽¹⁾ $I_{cw} = 5kA$

⁽²⁾ $I_{cw} = 7.6kA$ (630A) - 10kA (800A)

9.1.10 Interruttori automatici scatolati per corrente continua SACE Tmax XT

ABB offre inoltre la nuova gamma di interruttori scatolati SACE Tmax XT fino a 250A.

Per la protezione della sezione continua degli impianti fotovoltaici sono disponibili:

- gli interruttori XT1 160 e XT3 250 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMD con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica fissa ($I_3 = 10 \times I_n$);
- gli interruttori XT2 160 e XT4 250 equipaggiati con sganciatori termomagnetici TMA (per $I_n \geq 40A$) con soglia termica regolabile ($I_1 = 0.7..1 \times I_n$) e magnetica I_3 regolabile tra $8..10 \times I_n$ per 40A, tra $6..10 \times I_n$ per 50A e tra $5..10 \times I_n$ per $I_n \geq 63A$.

	XT1				XT2				XT3				XT4				
Taglia [A]	160				160				250				160/250				
Poli [Nr.]	3/4				3/4				3/4				3/4				
Tensione nominale d'impiego U_e (DC) [V]	500				500				500				750				
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp} [kV]	8				8				8				8				
Tensione nominale d'isolamento U_i [V]	800				1000				800				1000				
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu}	B	C	N	S	H	N	S	H	L	V	N	S	N	S	H	L	V
(DC) 250V - 2 poli in serie [kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	150
(DC) 500V - 3 poli in serie [kA]	18	25	36	50	70	36	50	70	120	150	36	50	36	50	70	120	150
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)	A				A				A				A				
Attitudine al sezionamento	■				■				■				■				
Sganciatori: termomagnetico																	
T regolabile, M fisso TMD	■				■ (fino a 32A)				■				■ (fino a 32A)				
T regolabile, M regolabile TMA	-				■				-				■				
solo magnetico MF/MA					■				■				■				
Intercambiabilità	-				■				-				■				
Esecuzioni	F-P				F-P-W				F-P				F-P-W				

⁽¹⁾ Per XT4 160A

⁽²⁾ Per XT4 250A

9.1.11 Interruttori automatici scatolati per impiego fino a 1000V c.c.

Nel panorama delle proposte Tmax T si inserisce anche la gamma di interruttori automatici T4, T5 e T6 per applicazioni in corrente continua a 1000V.

Gli interruttori sono disponibili in versione tetrapolare con sganciatori termomagnetici TMD o TMA.

Sono disponibili in esecuzione fissa, rimovibile ed estraibile (per le quali è obbligatorio l'impiego delle parti fisse 1000V alimentabili solamente dai terminali superiori) e sono compatibili con tutti gli accessori eccetto il differenziale.

	T4	T5	T6
Corrente ininterrotta nominale I_u [A]	250	400/630	630/800
Poli	4	4	4
Tensione nominale d'impiego U_e [V]	1000	1000	1000
Tensione nominale di tenuta all'impulso U_{imp} [kV]	8	8	8
Tensione nominale d'isolamento U_i [V]	1150	1150	1000
Tensione di prova a frequenza industriale per 1min. [V]	3500	3500	3500
Potere di interruzione nominale limite in cortocircuito I_{cu} (DC) 4 poli in serie [kA]	V ⁽¹⁾	V ⁽¹⁾	L ⁽¹⁾
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)	A	B (400A) ⁽²⁾ - A (630A)	B ⁽³⁾
Attitudine al sezionamento	■	■	■
Sganciatori: termomagnetico			
T regolabile, M fisso TMD	■	-	-
T regolabile, M regolabile (5..10 x I_n) TMA	■	■	■
Esecuzioni	F	F	F ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Alimentazione solo dall'alto

⁽²⁾ $I_{cw} = 5kA$

⁽³⁾ $I_{cw} = 7.6 kA (630A) - 10kA (800A)$

⁽⁴⁾ Per T6 estraibile chiedere ad ABB SACE

Sganciatori termomagnetici per impiego fino a 1000V DC - TMD e TMA

I_n [A]	T4 250	T5 400-630	T6 630-800
	TMD/TMA	TMA	TMA
32	■		
50	■		
80	■		
100	■		
125	■		
160	■		
200	■		
250	■		
320		■	
400		■	
500		■	
630			■
800			■

9.1.12 Interruttori di manovra-sezionatori scatolati per corrente continua Tmax PV

Tmax PV è una recente gamma della generazione T; si tratta di interruttori di manovra-sezionatori tetrapolari, in esecuzione fissa per applicazione in continua con valori elevati, adatti per l'installazione in impianti fotovoltaici.

Sono conformi alla norma IEC 60947-3, hanno una tensione di isolamento fino a 1150V c.c., correnti d'impiego

fino a 1600A ed una corrente di breve durata ammissibile nominale per 1s I_{cw} fino a 19.2 kA.

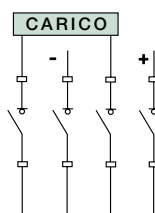
La gamma Tmax PV comprende 6 diverse taglie: dal compatto T1D PV (che può essere montato su guida DIN) al T7D PV disponibile in due versioni, con comando a leva o comando a motore. Gli accessori sono gli stessi della serie standard.

L'intera gamma è controllabile a distanza aggiungendo i comandi a motore.

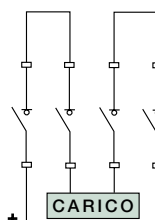
Taglie disponibili e caratteristiche principali Tmax PV

	T1D PV	T3D PV	T4D PV	T5D PV	T6D PV	T7D PV
Corrente termica convenzionale, I _{th} [A]	160	250	250	630	800	1600
Corrente d'impiego nominale in categoria DC22 B, I _e [A]	160	200	250	500	800	1600
Tensione nominale d'impiego, U _e [V]	1100 V c.c.	1100 V c.c.	1100 V c.c.	1100 V c.c.	1100 V c.c.	1100 V c.c.
Tensione nominale di tenuta ad impulso, U _{imp} [kV]	8	8	8	8	8	8
Tensione nominale d'isolamento, U _i [V]	1150 V c.c.	1150 V c.c.	1150 V c.c.	1150 V c.c.	1150 V c.c.	1150 V c.c.
Tensione di prova a frequenza industriale per 1 min. [V]	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Corrente di breve durata ammissibile nominale per 1s, I _{cw} [kA]	1.5	2.4	3	6	9.6	19.2
Esecuzione	F	F	F	F	F	F
Terminali	FC Cu	FC Cu	FC Cu	FC Cu	FC CuAl	FC CuAl
Vita meccanica [Nr. manovre]	25000	25000	20000	20000	20000	10000

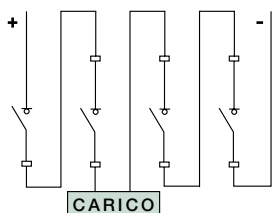
Gli schemi di connessione, validi per rete isolata, sono riportati di seguito:



Valido per T1D PV, T3D PV, T6D PV e T7D PV



Valido per T4D PV e T5D PV



Valido per tutti i Tmax PV



9.1.13 Interruttori automatici aperti per corrente continua

Gli interruttori automatici aperti della serie Emax sono conformi alla norma IEC 60947-2 ed equipaggiati con gli sganciatori elettronici per corrente continua PR122/DC e PR123/DC.

Hanno un campo di applicazione da 800A (con E2) a 5000A (con E6) e poteri d'interruzione da 35kA a 100kA (a 500V c.c.).

Con il collegamento di tre poli in serie, la tensione nominale che è possibile raggiungere è pari a 750 Vc.c., mentre con quattro poli in serie sale a 1000 V c.c.³.

La tensione minima di funzionamento (tramite il modulo di tensione dedicato PR120/LV) è di 24 Vc.c. Grazie all'esclusiva tecnologia, gli sganciatori PR122/DC-PR123/DC consentono di effettuare le funzioni di protezione già disponibili in corrente alternata.

La gamma Emax DC conserva inalterati gli accessori

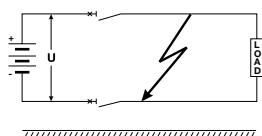
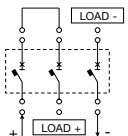
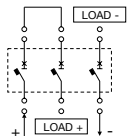
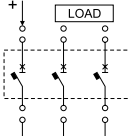
elettrici e meccanici comuni alla gamma Emax per applicazioni in corrente alternata.



³ Per la modalità di connessione obbligata dei poli in relazione alla tipologia di rete ed alla tensione di esercizio si vedano gli schemi riportati nel QT5 "Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua".

		E2		E3		E4		E6	
Tensione nominale d'impiego Ue	[V]	1000		1000		1000		1000	
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp	[kV]	12		12		12		12	
Tensione nominale d'isolamento Ui	[V]	1000		1000		1000		1000	
Poli	[Nr.]	3/4		3/4		3/4		3/4	
Corrente ininterrotta nominale Iu		B	N	N	H	S	H	H	
	[A]	800		800					
	[A]	1000		1000					
	[A]	1250		1250					
	[A]	1600	1600	1600	1600	1600			
	[A]			2000	2000	2000			
	[A]			2500	2500	2500			
	[A]					3200	3200	3200	
	[A]							4000	
[A]							5000		
Corrente ammissibile nominale di breve durata (0.5s) Icw	[kA]								
500V DC (III)		35	50	60	65	75	100	100	
750V DC (III)		25	25	40	40	65	65	65	
750V DC (III)		25	40	50	50	65	65	65	
1000V DC (IV)		25	25	35	40	50	65	65	
Categoria di utilizzazione (IEC 60947-2)		B	B	B	B	B	B	B	
Attitudine al sezionamento		■		■		■		■	
Esecuzioni		F-W		F-W		F-W		F-W	

Rete isolata ⁽¹⁾

Tensione nominale (Ue)			≤ 500	≤ 750	≤ 1000	
						
sezionamento			■	■	■	
protezione			■	■	■	
PR122/DC			■	■	■	
PR123/DC			■	■	■	
Icu ⁽²⁾			[kA]	[kA]	[kA]	
E2	B	800	35	25	25	
		1000				
		1250				
		1600				
	N	1600	50	25	40	25
E3	N	800	60	40	50	35
		1000				
		1250				
		1600				
		2000				
	2500					
	H	1600	65 ⁽³⁾	40	50	40
2000						
2500						
E4	S	1600	75	65	65	50
		2000				
		2500				
		3200				
	H	3200	100	65	65	65
E6	H	3200	100	65	65	65
		4000				
		5000				

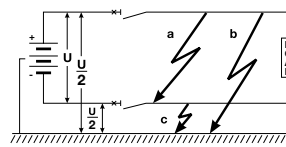
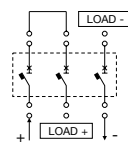
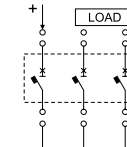
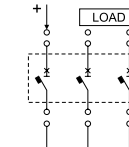
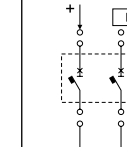
⁽¹⁾ In questa tipologia di connessioni dei poli è considerata trascurabile la possibilità di un doppio guasto a terra.

Per maggiori informazioni vedere QT5: "interruttori ABB per applicazioni in corrente continua".

⁽²⁾ Icu con L/R = 15ms secondo normativa IEC 60946-2. Per Icu con L/R = 5ms e L/R = 30ms chiedere ad ABB.

⁽³⁾ 85kA solo se alimentato dal basso e specificando in fase d'ordinazione il seguente extracodice: 1SDA067148R1. Ics=65kA.

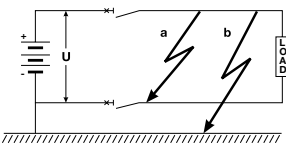
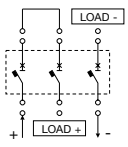
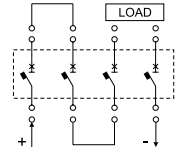
Rete con il punto mediano connesso a terra

Tensione nominale (Ue)			≤ 500			≤ 500			≤ 750			≤ 1000		
														
PR122/DC			-			-			-			-		
PR123/DC			■			■			■			■		
tipologia di guasto			a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c
poli in serie interessati dal guasto			3	2 (U/2)	1 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)	3	2 (U/2)	2 (U/2)
Icu ⁽¹⁾			[kA]			[kA]			[kA]			[kA]		
E2	B	800	35	35	18	35	35	35	25	25	25	25	25	25
		1000												
		1250												
		1600												
	N	1600	50	50	25	50	50	50	40	40	40	25	25	25
E3	N	800	60	60	30	60	60	60	50	50	50	35	35	35
		1000												
		1250												
		1600												
		2000												
	2500													
H	1600	65 ⁽²⁾	65	40	65 ⁽²⁾	65 ⁽²⁾	65 ⁽²⁾	50	50	50	40	40	40	
E4	S	1600	75	75	35	75	75	75	65	65	65	50	50	50
		2000												
		2500												
		3200												
H	3200	100	100	50	100	100	100	65	65	65	65	65	65	
E6	H	3200	100	100	65	100	100	100	65	65	65	65	65	65
		4000												
		5000												

⁽¹⁾ Icu con L/R = 15ms secondo normativa IEC 60946-2. Per Icu con L/R = 5ms e L/R = 30ms chiedere ad ABB.

⁽²⁾ 85kA solo se alimentato dal basso e specificando in fase d'ordinazione il seguente extracodice: 1SDA067148R1. Ics=65kA.

Rete con polarità negativa connessa a terra ⁽¹⁾

Tensione nominale (Ue)			≤ 500 ⁽²⁾			
						
sezionamento			■		■	
protezione			■		■	
PR122/DC			■		■	
PR123/DC			■		■	
tipologia di guasto ⁽³⁾			a	b	a	b
poli in serie interessati dal guasto			3	2	4	3
Icu ⁽⁴⁾			[kA]		[kA]	
E2	B	800	35	20	25	25
		1000				
		1250				
		1600				
N	1600	50	25	40	25	
	800	60	30	50	35	
N	1000					
	1250					
	1600					
	2000					
	2500					
H	1600	65 ⁽⁵⁾	40	65 ⁽⁵⁾	65 ⁽⁵⁾	
	2000					
	2500					
E4	S	1600	100	50	100	100
		2000				
		2500				
		3200				
	H	3200	100	65	100	100
E6	H	3200	100	65	100	100
		4000				
		5000				

⁽¹⁾ per reti con polarità positiva a terra chiedere ad ABB.

⁽²⁾ per tensioni superiori chiedere ad ABB.

⁽³⁾ per maggiori informazioni vedere QT5: "Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua".

⁽⁴⁾ Icu con L/R = 15ms secondo normativa IEC 60946-2. Per Icu con L/R = 5ms e L/R = 30ms chiedere ad ABB.

⁽⁵⁾ 85kA solo se alimentato dal basso e specificando in fase d'ordinazione il seguente extracodice: 1SDA067148R1. Ics=65kA.

9.1.14 Interruttori di manovra-sezionatori aperti per impiego fino 1000 Vc.c.

Emax /E MS sono interruttori di manovra-sezionatori per applicazioni fino a 1000Vc.c. e 6300A. Sono disponibili in esecuzione fissa ed estraibile ed in versione tripolare e tetrapolare.

Con collegamento di tre poli d'interruzione in serie la tensione nominale che è possibile raggiungere è 750Vc.c., mentre con quattro poli in serie è di 1000Vc.c.

		E1B/E MS		E2N/E MS		E3H/E MS		E4H/E MS		E6H/E MS	
Tensione nominale d'impiego Ue	[V]	750	1000	750	1000	750	1000	750	1000	750	1000
Tensione nominale di tenuta all'impulso Uimp	[kV]	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Tensione nominale d'isolamento Ui	[V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Poli	[Nr.]	3	4	3	4	3	4	3	4	3	4
Corrente ininterrotta nominale Iu	[A]	800		1250		1250		3200		4000	
	[A]	1250		1600		1600		4000		5000	
	[A]			2000		2000				6300	
	[A]					2500					
	[A]					3200					
Corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) Icw	[kA]	20	20*	25	25*	40	40*	65	65	65	65

Nota: il potere d'interruzione Icu, utilizzando relè di protezione esterno con temporizzazione massima 500ms, è pari al valore di Icw (1s)

*Le prestazioni a 750V sono:
 per E1B/E MS Icw = 25 kA
 per E2N/E MS Icw = 40 kA
 per E3H/E MS Icw = 50 kA

9.2 Sganciatori differenziali tipo B

9.2.1 Sganciatori differenziali RC223 e RC B Type

Lo sganciatore differenziale RC223 abbinabile agli interruttori Tmax T3 e T4 tetrapolari in versione fissa, rimovibile o estraibile (rimovibile e estraibile solo per T4) e lo sganciatore differenziale RC B Type abbinabile all'interruttore SACE Tmax XT3 tetrapolare in versione fissa rappresentano la soluzione più avanzata nella famiglia di sganciatori differenziali rispettivamente della gamma Tmax T e SACE Tmax XT.

Rispondendo alla tipologia di funzionamento B, garantiscono la sensibilità alle correnti di guasto differenziali con componenti alternate, alternate pulsanti e in corrente continua.

Oltre alle segnalazioni ed alle regolazioni tipiche dello sganciatore differenziale "basico", l'RC223 e l'RC B Type consentono anche la selezione della massima soglia di sensibilità alla frequenza di guasto differenziale (3 step: 400 – 700 – 1000 Hz).

Risulta quindi possibile adattare il dispositivo differenziale alle diverse esigenze di impianto industriale in funzione delle frequenze di guasto presunte generate a valle dello sganciatore.

La frequenza nominale di alimentazione è sempre 50-60 Hz; selezionando 400-700-1000 Hz, il dispositivo diventa sensibile al rilevamento delle correnti di guasto fino a tali frequenze.



RC223



RC B Type

Caratteristiche elettriche		RC223	RC B Type
Tensione primaria di funzionamento	[V]	110...500	110...500
Frequenza di funzionamento	[Hz]	45...66	45...66
Frequenza corrente di guasto	[Hz]	0-400-700-1000	0-400-700-1000
Corrente nominale d'impiego	[A]	fino a 250A (225 per T3)	fino a 225A
Soglie d'intervento regolabili	[A]	0.03-0.05-0.1-0.3-0.5-1	0.03-0.05-0.1-0.3-0.5-1
Tempi di non intervento regolabili a 2ldn	[s]	ist-0.1-0.2-0.3-0.5-1-2-3	ist-0.1-0.2-0.3-0.5-1-2-3
Potenza assorbita		<10W @ 400V	<10W @ 500V

9.2.2 Interruttori differenziali modulari

F204 B tipo B

Corrente nominale I_n : 40, 63, 125 A
 Sensibilità nominale I_{gn} : 30, 300, 500 mA
 Tensione nominale: 230÷400 V
 Poli: 4 in 4 moduli
 Tipo: B, B selettivo
 Normativa di riferimento: CEI EN 61008, IEC 60755, IEC 62423
 Accessori per F204 tipo B
 - contatto di segnalazione/ausiliario

F202 PV B

Corrente nominale I_n : 25, 63 A
 Sensibilità nominale I_{gn} : 30, 300 mA
 Tensione nominale: 230 V
 Poli: 2 in 4 moduli
 Tipo: B
 Normativa di riferimento: CEI EN 61008, IEC 60755, IEC 62423
 Accessori per F202PV B
 - contatto di segnalazione/ausiliario



9.3 Contattori

Serie A

Tensione nominale d'impiego max 1000 Vc.a.
 Corrente nominale:
 - contattori tripolari: da 25 A a 2050 A (in AC-1 - 40°C)
 - contattori quadripolari: da 25 A a 1.000 A (in AC1-40°C)

Design compatto per tutti gli apparecchi

Gamma:

- contattori tripolari
- contattori quadripolari
- contattori ausiliari



9.4 Sezionatori

Serie OT

Corrente nominale I_n : da 15 a 125 A

Poli: 3, 4, 6 e 8 poli in funzione della tensione di utilizzo

Caratteristiche:

- meccanismo a intervento rapido in chiusura e in apertura con funzione a scatto indipendente (nelle versioni OT 45...125)
- accessori montabili a scatto sugli interruttori
- meccanismo degli interruttori di manovra-sezionatori OT 45...125 per montaggio su barra DIN lucchettabile mediante un adattatore di bloccaggio

Normativa di riferimento: CEI EN 60947-3

S800 PV-M

Corrente nominale I_n : 32, 63, 125 A

Tensione nominale U_e :

- 2 poli, fino a 800 Vc.c.
- 4 poli, fino a 1200 Vc.c.

Corrente di breve durata I_{cw} : 1,5 kA

Temperature di funzionamento: $-25\text{ °C}...+60\text{ °C}$

Categoria di utilizzazione: DC-21A

Normativa di riferimento: CEI EN 60947-3

Accessori per S800 PV-M

- bobine a lancio di corrente
- bobine di minima tensione
- contatti ausiliari/segnalazione
- manovra rinviata



9.5 Interruttori magnetotermici modulari

S284 UC Z

Corrente nominale I_n : 6...63 A

Poli: 4

Tensione nominale U_e : 500 Vc.c.

Potere d'interruzione estremo in cortocircuito I_{cu} : 4,5 kA

Temperature di funzionamento: $-25\text{ °C}...+55\text{ °C}$

Normativa di riferimento: CEI EN 60947-2

Accessori per S284 UC Z

- bobine a lancio di corrente
- bobine di minima tensione
- contatti ausiliari/segnalazione
- manovra rinviata

S800 PV-S

Corrente nominale I_n : 10...125 A

Tensione nominale U_e :

- 2 poli, fino a 800 Vc.c. (100÷125 A, fino a 600 Vc.c.)
- 4 poli, fino a 1200 Vc.c.

Potere d'interruzione estremo in cortocircuito I_{cu} : 5 kA

Temperature di funzionamento: $-25\text{ °C}...+60\text{ °C}$

Normativa di riferimento: CEI EN 60947-2

Accessori per S800 PV-S

- bobine a lancio di corrente
- bobine di minima tensione
- contatti ausiliari/segnalazione
- manovra rinviata



9.6 Scaricatori di sovratensione di Tipo 2

OVR PV

Protezione del lato in corrente continua
 Tensione nominale inverter U_n : fino a 1000 Vc.c.
 Corrente di scarica nominale per polo: 20 kA
 Corrente di scarica massima per polo: 40 kA

Altre caratteristiche:

- protezione termica integrata con potere d'interruzione 25 Ac.c.
- cartucce estraibili
- contatto di segnalazione remota nelle versioni TS
- nessuna corrente di corto circuito susseguente
- nessun rischio in caso di inversione della polarità



9.7 Sezionatori fusibili

E 90 PV

Tensione nominale: 1000 Vc.c.
 Corrente nominale: fino a 32 A
 Dimensioni fusibile: 10.3 mm x 38 mm
 Categoria di utilizzo: DC-20B
 Normativa di riferimento: CEI EN 60947-3

Altre caratteristiche:

- Un modulo per polo
- Disponibili in versioni unipolari e bipolari
- Compatibili con barrette PS
- Morsetti da 25mm²
- Piombabili in chiusura e lucchettabili in apertura



9.8 Contatori elettronici di energia

Contatore di energia attiva monofase ODINsingle

Tensione: 230 Vc.a.
 Corrente massima di inserzione: 65 A
 Display: 6 cifre LCD retroilluminato
 Uscita impulsiva per la remotizzazione dei consumi energetici
 Temperatura di funzionamento: da -25 °C fino a +55 °C
 Normativa di riferimento: IEC 62052-11, IEC 62053-21
 Conformi alla Direttiva europea MID per l'uso fiscale dei conteggi di energia
 Possibilità di reset

Contatori di energia attiva e reattiva trifase DELTAplus

Tensione: misura diretta fino a 500 Vc.a.; per tensioni superiori, con trasformatore di tensione
 Corrente: inserzione diretta fino a 80 A; per correnti superiori, con trasformatore di corrente .../5 A
 Display: 7 cifre LCD
 Uscita impulsiva per la remotizzazione dei consumi energetici
 Normativa di riferimento: IEC 62052-11, IEC 62053-21
 Conformi alla Direttiva europea MID per l'uso fiscale dei conteggi di energia
 Possibilità di reset

Adattatori per comunicazione seriale

Moduli di comunicazione per contatori elettronici di energia:

- M-bus
- Ethernet
- GSM/GPRS
- RS 232
- EIB/KNX
- LonWorks PLC



9.9 Quadri

Serie Gemini

Grado di protezione: IP 66

Isolamento in classe II

Tensione nominale di isolamento: 1000 Vc.a.,
1500 Vc.c.

Materiale termoplastico stampato in coiniezione, 100% riciclabile

GWT: 750 °C

Temperatura di funzionamento: da -25 °C fino a +100 °C

Resistenza agli urti: fino a 20 J (grado IK 10)

Per utilizzo interno/esterno

Adatto all'installazione di interruttori e altri componenti su guida DIN, interruttori automatici scatolati, contattori ed altri apparecchi per l'automazione

Normativa di riferimento: CEI EN 50298, CEI EN 50439-1, CEI 23-48, CEI 23-49, IEC 60670

Marchio IMQ



9.10 Centralini da parete

Serie Europa

Grado di protezione: IP 65

Isolamento in classe II

Esecuzione in materiale termoplastico autoestinguente, resistente al calore anormale ed al fuoco fino a 650 °C (prova del filo incandescente) secondo la Norma IEC 60695-2-11

Temperatura d'installazione: da -25 °C fino a +60 °C

Tensione nominale di isolamento: 1000 Vc.a.,
1500 Vc.c.

Resistenza agli urti: 6 J (grado IK 08)

Telaio portaprofilati DIN estraibile, per un più agevole cablaggio a banco, scomponibile (e ricomponibile a scatto), per una maggiore comodità di cablaggio delle singole file

Possibilità di installare apparecchi con profondità 53, 68 e 75 mm

Modelli da 8 moduli e superiori, attrezzati con flange in bimetalia e rigide per l'ingresso facilitato di tubi e cavi

Normativa di riferimento: CEI 23-48, CEI 23-49, IEC 60670

Marchio IMQ



9.11 Scatole di derivazione

Grado di protezione: IP 65

Isolamento in classe II

Esecuzione in materiale policarbonato autoestinguente, resistente al calore anormale ed al fuoco fino a 960 °C (prova del filo incandescente) secondo la Norma IEC 60695-2-11

Temperatura d'installazione: da -25 °C fino a +60 °C

Resistenza agli urti: 20 J (grado IK 10)

Normativa di riferimento: CEI 23-48, IEC 60670

Marchio IMQ



9.12 Morsetti componibili

Conformità alle Norme IEC 60947-7-1, IEC 60947-7-2
Disponibili interconnessioni per parallelo
Materiale autoestinguente V0

Connessione a vite

Tensione: max 1000 V
Corrente: max 415 A
Sezione: max 240 mm²

Connessione autodenudante (Sistema ADO)

Tensione: max 1000 V
Corrente: max 32 A
Sezione: max 4 mm²
Disponibile anche in versione ADO-vite

Connessione a molla

Tensione: max 800 V
Corrente: max 125 A
Sezione: max 35 mm²

Nuova Serie SNK

Connessione a vite
Tensione: max 1000 V
Corrente: max 232 A
Sezione: max 95 mm²



9.13 Motori

Motori asincroni in bassa tensione

Motori in alluminio
Disponibili nella versione standard e autofrenante
Potenze: da 0.06 kW a 1.1 kW
Poli: 2, 4, 6, 8
Tensione: fino a 690 V
Protezione IP 55

Benefici principali:

- elevata affidabilità
- ridotta manutenzione
- progettati per operare in condizioni ambientali critiche



Motori Brushless Serie 9C

Trasduttore di retroazione assoluto
Freno di stazionamento
Sovraccarico: sino a 4 volte il nominale
Coppia di spunto: fino a 90 Nm
Dimensioni compatte

Benefici principali:

- dimensioni compatte
- costruzione robusta in IP65
- uniformità di rotazione a bassi giri
- alte coppie di spunto



9.14 Convertitori di frequenza

ACS350 – General machinery drive

Potenza: 0.37... 22 kW

ACSM1 – High performance machinery drive

Potenza: 0.75... 110 kW



9.15 Controllori programmabili

AC500 CPU

2 interfacce seriali integrate, RS 232/RS 485 configurabili

Display integrato per la diagnosi e il controllo di stato
Espandibile centralmente fino a 10 moduli locali di espansione e fino a 4 moduli esterni di comunicazione contemporanei, in tutte le combinazioni desiderate

Opzione: scheda SD per la memorizzazione dei dati e il back up del programma

Può anche essere utilizzato come Slave in reti Profibus DP, CANopen e DeviceNet attraverso la porta Field-BusPlug

Le CPU sono disponibili con porte Ethernet integrate



9.16 Quadri di campo

L'offerta ABB per applicazioni fotovoltaiche si completa con una gamma di quadri di sottocampo e di campo pronti per l'installazione. Questi quadri sono realizzati con contenitori in classe di isolamento II e sono equipaggiati con tutti i dispositivi di protezione e sezionamento.

Centralino Europa 8 moduli IP65

1 stringa

10 A, 500 V

Interruttore magnetotermico	S284 UC Z10
Scaricatore di sovratensione	OVR PV 40 600 P

16 A, 500 V

Sezionatore	OT16F4N2
Scaricatore di sovratensione	OVR PV 40 600 P

Sezionatore fusibile

	E 92/32 PV
--	------------

10 A, 800 V

Interruttore magnetotermico	S802PV-S10
-----------------------------	------------

Scaricatore di sovratensione	OVR PV 40 1000 P
------------------------------	------------------



Centralino Europa 12 moduli IP65

2 stringhe

16 A, 500 V

Interruttore magnetotermico	S284 UC Z16
Scaricatore di sovratensione	OVR PV 40 600 P

16 A, 500 V

Sezionatore	OT16F4N2
Scaricatore di sovratensione	OVR PV 40 600 P

Sezionatori fusibili

	E 92/32 PV
--	------------

16 A, 800 V

Interruttore magnetotermico	S802PV-S16
-----------------------------	------------

Scaricatore di sovratensione	OVR PV 40 1000 P
------------------------------	------------------



Centralino Europa 18 moduli IP65

3 stringhe

25 A, 750 V

Sezionatore

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

OT25F8

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa

32 A, 800 V

Interruttore magnetotermico

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

S802PV-S32

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa



Quadro Gemini taglia 1 IP66

5 stringhe

50 A, 800 V

Sezionatore

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

T1D 160 PV

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa

50 A, 800 V

Interruttore magnetotermico

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

S802PV-S50

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa



Centralino Europa 36 moduli IP65

4 stringhe

32 A, 750 V

Sezionatore

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

OT40F8

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa

32 A, 800 V

Sezionatore

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

S802PV-M32

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa

40 A, 800 V

Interruttore magnetotermico

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

S802PV-S40

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa



Quadro Gemini taglia 2 IP66

6 stringhe

63 A, 800 V

Sezionatore

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

T1D 160 PV

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa

63 A, 800 V

Interruttore magnetotermico

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

S802PV-S63

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa

8 stringhe

80 A, 1.000 V

Sezionatore

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

T1D 160 PV

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa

80 A, 1.000 V

Interruttore magnetotermico

Scaricatore di sovratensione

Sezionatori fusibili

S804PV-S80

OVR PV 40 1000 P

E 92/32 PV

per ogni stringa



Appendice A: Nuove tecnologie di pannelli

A.1 Tecnologie emergenti

Diverse nuove tecnologie sono oggetto di attività di ricerca e sviluppo. Le tecnologie emergenti possono essere suddivise in due tipologie in base al concetto cui si ispirano:

- basso costo, che comprende le celle “dye sensitized”, le celle organiche e le celle ibride a base di nanocomposti inorganici-organici (DSSC);
- alta efficienza, che comprende diversi approcci per ottenere celle che oltrepassino il limite teorico di efficienza di conversione dell’energia solare per una singola giunzione, ossia 31% senza concentrazione e 40.8% alla massima concentrazione possibile (OSC).

Le “*dye sensitized solar cells*” (DSSC - dette anche celle di Gratzel dal nome del loro inventore) sono costituite da un substrato di vetro o plastica con un elettrodo trasparente conduttivo in film sottile, uno strato di nanocristalli porosi del semiconduttore TiO_2 , molecole dye (complessi metallo-organici di Rutenio) distribuite sulla superficie di TiO_2 , un elettrolita costituito da un solvente organico ed una coppia redox come ioduro/trioduro ed un contro-elettrodo catalizzato con platino, depositati uno sull’altro.

A differenza delle celle tradizionali, la funzione di assorbimento della radiazione solare e generazione di cariche elettriche è separata da quella di trasporto delle cariche stesse.

Difatti le molecole dye assorbono la luce e creano le coppie elettrone-lacuna, gli elettroni vengono immessi nel TiO_2 e trasportati fino al contatto, la coppia redox provvede a rifornire il dye dell’elettrone ceduto, chiudendo il circuito interno con l’elettrodo posteriore (dove preleva gli elettroni provenienti dal circuito esterno).

Il principale vantaggio di tale tecnologia risiede nel poter depositare su larga area i diversi materiali utilizzando dei processi a costo molto basso.

Tuttavia questo tipo di celle hanno efficienze di conversione limitate (<11%) e soprattutto presentano una stabilità all’esposizione agli agenti atmosferici ed alla radiazione solare di pochi anni.

Ci si attende che i costi di produzione possano arrivare a circa 0.5 €/W.

Le *celle organiche* (*organic solar cells* – OSC) sono costituite da un elettrodo trasparente conduttivo (ITO su vetro o plastica), un materiale attivo costituito da molecole organiche o polimeri ed un contro-elettrodo metallico.

Nelle OSC l’assorbimento della luce e la liberazione di cariche elettriche avviene per mezzo del materiale organico che è responsabile anche del trasporto agli elettrodi delle cariche generate per effetto fotovoltaico.

Le celle organiche più efficienti (che raggiungono tuttavia solo qualche punto percentuale) si ispirano al processo fotosintetico clorofilliano ed utilizzano una miscela di composti, quali i pigmenti di base vegetale, ad esempio le antocianine derivate dai frutti di bosco, o i polimeri e le molecole sintetizzate al fine di massimizzare l’assorbimento della radiazione solare.

Nelle *celle ibride* il materiale attivo può essere costituito da una miscela di molecole organiche e di nanoparticelle di composti inorganici (es. nanotubi di carbonio).

I semiconduttori organici possiedono le potenzialità per il raggiungimento a medio-lungo termine dell’obiettivo di produrre pannelli fotovoltaici a basso costo, potendo essere sintetizzati e poi depositati a bassa temperatura e basso costo industriale, su larga area anche su substrati flessibili. Attualmente il principale limite per questa tipologia è la bassa efficienza di conversione (<7%). Inoltre dovrebbero essere condotti studi sulla stabilità e tempo di vita dei dispositivi.

Le attività in corso per l’alta efficienza mirano soprattutto a produrre dispositivi multipli disposti in serie, in cui ognuna delle giunzioni sia progettata e realizzata con un materiale specifico per la fotogenerazione in un preciso intervallo dello spettro della radiazione solare.

Poiché ogni singola giunzione necessita di una energia diversa per determinare il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione, si riesce ad utilizzare l’energia di un maggior numero di fotoni della radiazione solare, con una efficienza di conversione superiore al 30% (limite teorico 50%).

Tra le soluzioni promettenti vi è la realizzazione di celle basate su silicio a quantum dot (QD).

In questo caso il materiale fotoattivo è composto da nanocristalli di silicio di forma pressoché sferica con diametro inferiore a 7 nm, immersi in una matrice di materiale dielettrico a base di silicio, come l’ossido di silicio, il nitruro di silicio o il carburo di silicio.

Controllando dimensioni e densità dei dot è possibile fornire al materiale le caratteristiche più adatte allo sfruttamento di parte dello spettro solare. Un materiale adatto al fotovoltaico sarà costituito da un reticolo più o meno ordinato di QD di silicio del diametro di qualche nanometro distanziati di circa 1 nm in matrice di nitruro o carburo di silicio.

Un approccio alternativo per l’alta efficienza è quello di impiegare sistemi a concentrazione in grado di separare, con materiali dicroici, le diverse componenti cromatiche della radiazione solare incidente, inviandola a diverse celle separate fisicamente, ciascuna in grado di sfruttare al meglio una parte dello spettro solare.

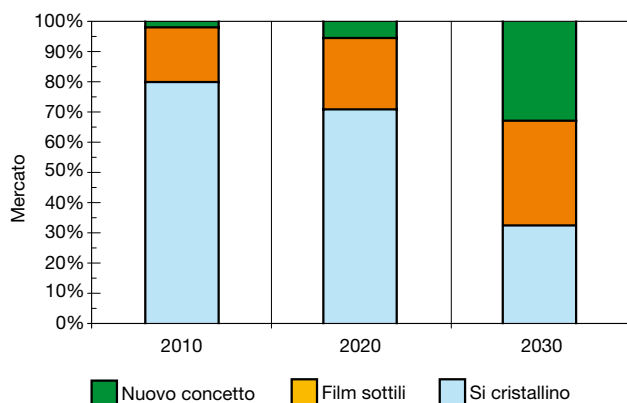
Questo approccio consente di evitare l’uso delle costose celle a multigiunzione e di ridurre il problema dell’innal-

zamento di temperatura delle celle fotovoltaiche che si riscontra nei sistemi a concentrazione classici.

Attualmente non sono disponibili sul mercato moduli basati su tali tecnologie anche se sono in corso di allestimento le prime linee pilota. Si stima intorno ai 10 anni il tempo necessario per avere celle organiche con diffusione commerciale.

La figura A.1 fornisce le previsioni della ripartizione del mercato per tecnologie a breve, medio e lungo termine. Tra i nuovi concetti, oltre alle tecnologie emergenti è compreso il fotovoltaico a concentrazione.

Figura A.1



A.2 Solare a concentrazione

Gli impianti solari a concentrazione sfruttano il principio della concentrazione della radiazione solare, mediante appositi sistemi ottici, per irraggiare le celle fotovoltaiche. Mantenendo costante la potenza di picco del sistema, l'area di semiconduttore utilizzato viene ridotta di un fattore pari alla concentrazione ottica. Tale fattore varia da un valore 30x nei sistemi a minore concentrazione fino ad un valore prossimo a 1000x per i sistemi a più elevata concentrazione.

Tuttavia, a differenza dei pannelli fotovoltaici usuali, il solare a concentrazione è in grado di convertire in energia elettrica la sola radiazione solare diretta, di conseguenza tali sistemi necessitano di un meccanismo di inseguimento del sole (eliostato).

I concentratori attualmente utilizzati sono sia rifrattivi (lenti di Fresnel o prismatiche) nelle soluzioni di tipo "Point-focus" (in cui ogni cella ha un'ottica dedicata), che a riflessione nelle soluzioni di tipo "Dense array" (in cui si ha un'unica ottica di focalizzazione per un insieme di celle disposte lungo la linea dove avviene la concentrazione della radiazione solare).

Il rendimento dei pannelli solari a concentrazione varia dal 12% per celle al silicio monocristallino (concentrazione

20x) a circa il 20% (concentrazione 200x), con punte del 40% qualora si utilizzino celle a multigiunzione con substrato di germanio (Ge) o arseniuro di gallio (GaAs).

Nell'ambito della generazione distribuita, mediante i sistemi fotovoltaici a concentrazione, vi è la possibilità di aggiungere alla produzione di energia elettrica il recupero di calore utile per impieghi cogenerativi, essendo disponibile calore dovuto al raffreddamento delle celle (60-120 °C a seconda del fattore di concentrazione) per impieghi quali la climatizzazione o la produzione di acqua calda sanitaria.

La soluzione cogenerativa presenta tuttavia lo svantaggio di dover far lavorare le celle ad una temperatura più elevata per la produzione di calore, il che comporta una riduzione del rendimento fotovoltaico.

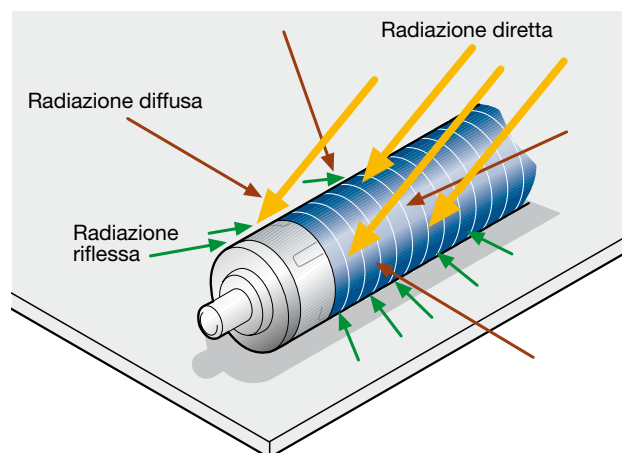
Il solare a concentrazione è ancora in fase dimostrativa e gradualmente negli ultimi anni si sta passando alla fase di produzione industriale. Il costo della tecnologia (3.5-5 €/W) è pertanto ancora dovuto allo sviluppo pre-industriale, tuttavia alcune stime prevedono una riduzione a 2-3 €/W nei prossimi 5 anni per poi dimezzarsi nei 5 anni successivi, grazie anche a nuovi inseguitori solari ed alla ricerca sui sistemi ad alta concentrazione (1000x).

A.3 Solare a pannelli cilindrici

Tali impianti fotovoltaici semi-integrati impiegano pannelli cilindrici ricoperti di film sottile a 360°, sfruttando la radiazione solare dell'intera giornata nonché la luce riflessa della superficie su cui poggiano (figura A.2).

I pannelli cilindrici funzionano in modo ottimale se montati orizzontalmente uno vicino all'altro; il sistema è leggero e, a differenza dei pannelli tradizionali, non è soggetto all'"effetto vela" e non richiede quindi un fissaggio dei moduli con pesi zavorrati.

Figura A.2



Appendice B: Altre fonti di energie rinnovabili

B.1 Premessa

Si considerano energie rinnovabili quelle forme di energia generate da fonti che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano o non sono “esauribili” nella scala dei tempi “umani” e, per estensione, il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future.

Sono dunque generalmente considerate “fonti di energia rinnovabili” il sole, il vento, il mare, il calore della Terra, ovvero quelle fonti il cui utilizzo attuale non ne pregiudica la disponibilità nel futuro, mentre quelle “non rinnovabili”, sia per i lunghi periodi di formazione di molto superiori a quelli di consumo attuale (in particolare fonti fossili quali petrolio, carbone, gas naturale), sia per essere presenti in riserve non inesauribili sulla scala dei tempi umana, sono limitate nel futuro.

Se la definizione in senso stretto di “energia rinnovabile” è quella sopra enunciata, spesso vengono usate come sinonimi anche le locuzioni “energia sostenibile” e “fonti alternative di energia”.

Esistono tuttavia delle sottili differenze; infatti energia sostenibile è una modalità di produzione ed uso dell’energia che permette uno sviluppo sostenibile, comprendendo dunque anche l’aspetto dell’efficienza degli usi energetici. Fonti alternative di energia sono invece tutte quelle diverse dagli idrocarburi, ossia provenienti da materiali non fossili.

Pertanto non esiste una definizione univoca dell’insieme delle fonti rinnovabili, esistendo in diversi ambiti diverse opinioni sull’inclusione o meno di una o più fonti nel gruppo delle “rinnovabili”.

B.2 Energia eolica

L’energia eolica è il prodotto della conversione dell’energia cinetica posseduta dal vento in altre forme di energia, attualmente per lo più in energia elettrica.

I dispositivi predisposti a questo tipo di trasformazione si definiscono aerogeneratori o turbine eoliche.

Un aerogeneratore richiede una velocità minima del vento (cut-in) di 3-5 m/s ed eroga la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12-14 m/s.

A velocità elevate il generatore viene bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza. Il blocco può avvenire con veri e propri freni che rallentano il rotore o con metodi che si basano sul fenomeno dello stallo, “nascondendo” le pale al vento.

Esistono anche aerogeneratori a pale ad inclinazione variabile che si adattano alla direzione del vento, mantenendo costante la produzione energetica.

I giri al minuto dell’aerogeneratore sono molto variabili, poiché variabile è la velocità del vento; tuttavia, dovendo essere costante la frequenza di rete, i rotori vengono collegati ad inverter per il controllo di tensione e frequenza a cui la potenza è immessa in rete.

La cinematica del generatore eolico è caratterizzata da bassi attriti e con essi il surriscaldamento, pertanto non vi è sistema di refrigerazione (olio e acqua) con sensibile riduzione dei costi di manutenzione.

L’impatto ambientale è sempre stato un grosso disincentivo all’installazione di questi impianti.

Nella gran parte dei casi, infatti, i luoghi più ventosi risultano essere le cime ed i pendii di rilievi montuosi, dove gli impianti eolici risultano visibili anche da grande distanza, con un impatto paesaggistico non sempre tollerabile.

Un altro problema, rilevante per produzioni in larga scala, è l’intermittenza della potenza elettrica prodotta.

Infatti il vento, analogamente al sole e contrariamente alle fonti di energia convenzionali, non fornisce energia in modo omogeneo e continuativo ed, in particolare, non può essere agevolmente controllato per adattare l’energia prodotta alla richiesta di carico.

Inoltre recentemente gli enti preposti al controllo del traffico aereo di alcuni paesi hanno sollevato delle perplessità circa l’installazione dei nuovi impianti eolici, poiché sono in grado di interferire con i radar, i quali non riescono facilmente ad eliminare gli echi dovuti alle torri eoliche a causa della loro elevata RCS (*Radar Cross Section*)¹.

Nonostante tutti questi vincoli in molti paesi d’Europa si sta avendo una buona diffusione dei parchi eolici proprio per la loro semplicità d’installazione e ridotta manutenzione, sfruttando non solo la terraferma, ma anche il mare aperto, coi cosiddetti impianti off-shore.

B.3 Energia da biomasse

La biomassa utilizzabile ai fini energetici consiste in tutti quei materiali organici che possono essere utilizzati direttamente come combustibili o trasformati in combustibili liquidi o gassosi, negli impianti di conversione, per un più comodo e vasto utilizzo.

Il termine biomassa riunisce materiali di natura eterogenea, dai residui forestali agli scarti dell’industria di trasformazione del legno o delle aziende zootecniche.

¹ Il coefficiente di riflessione (*Radar Cross Section*) è una misura di quanto un oggetto sia rilevabile dal radar, poiché quando le onde radar sono emesse verso un oggetto, solo una certa quantità delle stesse viene riflessa verso la sorgente. Differenti fattori determinano la quantità di radiazione elettromagnetica riflessa, tra cui gli angoli creati dalle intersezioni dei piani delle superfici dell’oggetto. Ad esempio, un aereo stealth (progettato per essere invisibile ai radar) avrà caratteristiche che gli forniranno un basso RCS, mentre un aereo passeggeri avrà un elevato RCS.

In generale si possono definire biomasse tutti i materiali di origine organica provenienti da reazioni fotosintetiche. In Italia le biomasse coprono circa il 2.5% del fabbisogno energetico, con un apporto di anidride carbonica in atmosfera che può essere considerato virtualmente nullo poiché la quantità di CO₂ rilasciata durante la combustione è equivalente a quella assorbita dalla pianta durante il suo accrescimento.

Le biomasse possono essere utilizzate in impianti di produzione termica di dimensioni diverse, dimensioni strettamente legate alle caratteristiche del territorio e alla reperibilità del suddetto combustibile in zone limitrofe.

B.4 Energia geotermica

L'energia geotermica è una forma di energia che utilizza le sorgenti di calore, che provengono dalle zone più interne della Terra, nel sottosuolo. È naturalmente legata a quei territori dove vi sono fenomeni geotermici (in Italia si evidenziano come "zone calde" la Toscana, il Lazio, la Sardegna, la Sicilia e alcune zone del Veneto, dell'Emilia Romagna e della Lombardia) dove il calore che si propaga fino alle rocce prossime alla superficie può essere sfruttato per produrre energia elettrica attraverso una turbina a vapore, oppure utilizzato per il riscaldamento per gli usi residenziali ed industriali².

Esistono anche tecnologie (le pompe di calore a sonda geotermica) in grado di sfruttare l'energia latente del suolo, in questo caso si parla di geotermia a bassa temperatura. Queste pompe sono dei sistemi elettrici di riscaldamento (e anche raffreddamento) che traggono vantaggio dalla temperatura relativamente costante del suolo durante tutto l'arco dell'anno e possono essere applicati ad una vasta gamma di costruzioni, in qualsiasi luogo. Le sonde geotermiche sono degli scambiatori di calore (dei tubi) interrati verticalmente (od orizzontalmente) nei quali circola un fluido termoconduttore. Durante l'inverno l'ambiente viene riscaldato trasferendo energia dal terreno all'abitazione mentre durante l'estate il sistema s'inverte estraendo calore dall'ambiente e trasferendolo al terreno.

B.5 Energia da maree e moto ondoso

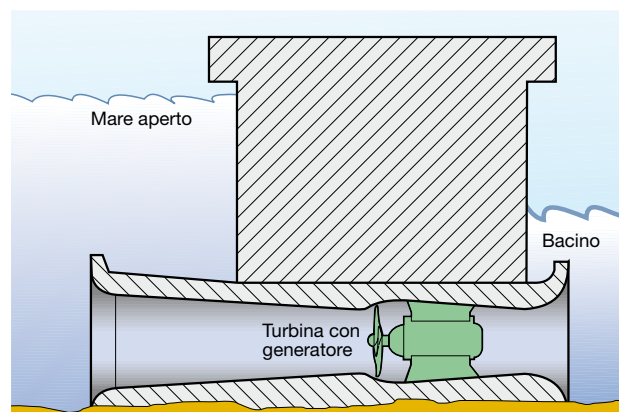
L'immensa riserva energetica offerta dal mare (oltre il 70% della superficie terrestre è occupata da distese oceaniche con una profondità media di 4000 m) si presta ad essere sfruttata in diversi modi. Infatti oltre al calore dovuto al

gradiente termico (differenza di temperatura tra due punti), il mare possiede energia cinetica per la presenza delle correnti marine, delle onde e delle maree.

Laddove c'è un'ampia escursione tra alta e bassa marea è possibile ipotizzare la costruzione di una centrale maremotrice: sulle coste del Canada, o su quelle affacciate sul canale della Manica si raggiunge un dislivello di marea che raggiunge gli 8-15 m; invece nel Mediterraneo le escursioni medie di marea generalmente superano di poco i 50 cm.

In una centrale maremotrice, l'acqua affluisce e defluisce in un bacino di alcuni chilometri quadrati, passando attraverso una serie di tunnel nei quali, acquistando velocità, fa girare delle turbine collegate a generatori (alternatori). Durante la bassa marea l'acqua del bacino defluisce verso il mare aperto, mettendo in rotazione la turbina; quando il livello del mare comincia a salire e l'onda di marea è sufficientemente alta si fa fluire l'acqua del mare nel bacino e la turbina si mette nuovamente in rotazione. Una particolarità di questo sistema è la reversibilità delle turbine che perciò possono funzionare sia al crescere che al calare della marea (figura B.1).

Figura B.1



In generale lo sfruttamento delle maree per produrre energia elettrica è poco efficace; finora sono stati costruiti due soli impianti di questo tipo: il più importante si trova sull'estuario della Rance in Bretagna (Francia) e ha una potenza di 240 MW, l'altro è in Russia.

Le onde del mare sono un accumulo di energia presa dal vento.

Più sono lunghe le distanze e più vi è la possibilità di accumulo.

Vista la vastità del mare e l'energia contenuta in un'unica onda, si ha un immenso serbatoio di energia rinnovabile che può essere usato. Il totale medio annuo di energia contenuta nel moto ondoso (che viaggia per centinaia di km anche senza vento e con poca dispersione) al largo delle coste degli Stati Uniti, calcolato con acqua di una profondità di 60 m (l'energia inizia a dissiparsi intorno ai

² In Italia lo sfruttamento della risorsa geotermica è per il momento limitato alla Toscana ed all'alto Lazio con una capacità totale installata nel 2004 di 681 MW, ed una produzione di elettricità di 5,4 miliardi di kWh pari all'1,55% della produzione elettrica nazionale.

200 metri e a 20 metri diventa un terzo) è stato stimato potenzialmente intorno ai 2.100 TWh/anno (2100×10^{12} Wh).

La produzione di energia da moto ondoso è già una realtà che suscita interesse. In paesi come il Portogallo, il Regno Unito, la Danimarca, Canada, Stati Uniti, Australia, Nuova Zelanda, ed altri ancora vi sono aziende ed istituti di ricerca che se ne occupano in modo esclusivo. Il costo per KWh, utilizzando questa fonte, è già vicino a quello dell'eolico.

Le tecnologie in fase di sperimentazione e quelle già utilizzate sono varie e numerose: sono stati realizzati dispositivi galleggianti ancorati con un cavo che si srotola e si avvolge, tappetini piezoelettrici, contenitori che si riempiono e si svuotano d'acqua, sistemi di galleggianti di varia natura e sistemi fissi sia sulla costa che sul fondo del mare.

Le prime realizzazioni sono state fisse con elevato impatto ambientale. Il primo progetto galleggiante è stato il progetto Kaimei in cui un consorzio di stati (Stati Uniti, Gran Bretagna, Irlanda, Canada, Giappone) ha iniziato a costruire nel 1978 una nave la cui produzione è di 2 MWh. Altro progetto simile è il Mighty Whale giapponese. In questa famiglia si colloca il progetto italiano Sea Breath.

B.6 Il mini-idroelettrico

Con mini-idroelettrico ci si riferisce abitualmente ad impianti idroelettrici di potenza inferiore a 10 MW, di ridotta dimensione e con un basso impatto ambientale. L'energia viene ottenuta attraverso impianti idraulici che sfruttano la portata dell'acqua per muovere le turbine. Il mini-idroelettrico può rappresentare una importante risorsa in molti territori agricoli e montani, sfruttabile sia recuperando strutture esistenti lungo i fiumi (condotte, depuratori, acquedotti), sia, laddove ci siano portate interessanti, realizzando salti e interventi di limitato impatto nei confronti dei bacini idrografici.

B.7 Solare termico

Sono gli impianti più diffusi e diffondibili sui tetti degli edifici italiani. Essi utilizzano la radiazione solare, attraverso un collettore solare, principalmente per riscaldare acqua, per usi sanitari e, dopo attenta valutazione, anche per il riscaldamento degli ambienti e per le piscine.

La tecnologia è matura ed affidabile, con impianti che hanno una vita media anche di oltre 20 anni e tempi di ritorno dell'investimento che possono essere molto brevi. Una famiglia di 4 persone che utilizza 75 litri di

acqua calda a persona al giorno, integrando la caldaia convenzionale a gas con un impianto solare (impianto tipo di 4 m² di pannelli e serbatoio di 300 litri), può ammortizzare l'investimento necessario, di circa 4.000 Euro, in 3 anni.

Questo calcolo tiene conto degli incentivi esistenti che consentono di detrarre dalle tasse parte delle spese di acquisto e di installazione (detrazione fiscale del 55% per la riqualificazione energetica degli edifici).

Le soluzioni tecnologiche attualmente disponibili possono essere distinte in tre categorie:

- *collettori scoperti*, che si basano su un principio di funzionamento molto semplice: l'acqua passa attraverso tubi generalmente di materiale plastico esposti direttamente alla radiazione solare e, attraverso il loro riscaldamento, consentono di innalzare la temperatura dell'acqua che scorre al loro interno;
- *collettori piani sottovetro*, che si basano sullo stesso principio dei collettori scoperti, ma utilizzano materiali a più alta conducibilità termica (rame, acciaio inox, alluminio...) e sono racchiusi in involucri (pannelli) costituiti da una piastra assorbente nella parte posteriore (con l'obiettivo di trattenere il calore e massimizzare l'irraggiamento) e da una lastra di vetro (o materiale plastico) nella parte superiore per ridurre l'effetto di dispersione del calore nell'ambiente tramite convezione;
- *collettori sottovuoto*, in cui il tubo all'interno del quale scorre il fluido convettore è racchiuso in un tubo di vetro di diametro maggiore, la cui parte interna è ricoperta di materiale assorbente e nel quale viene creato il vuoto, al fine di realizzare un isolamento termico per ridurre la dispersione di calore per convezione.

Il calore raccolto dal fluido convettore viene poi ceduto all'acqua sanitaria contenuta in un serbatoio specifico in modo diverso a seconda della tipologia impiantistica. L'acqua calda prodotta con un impianto solare termico può essere utilizzata:

1. per gli usi sanitari (bagno, cucina, lavatrice, lavastoviglie)
2. per integrazione al riscaldamento degli ambienti (meglio se abbinato ad un tipo di riscaldamento diffuso come pavimenti e pareti radianti in quanto richiedono acqua a temperatura più bassa rispetto ai normali termosifoni utilizzati e disperdono meno il calore)
3. per il mantenimento in temperatura delle piscine
4. sia per le famiglie sia per strutture più grandi (centri sportivi, ospedali, alberghi, ecc...)

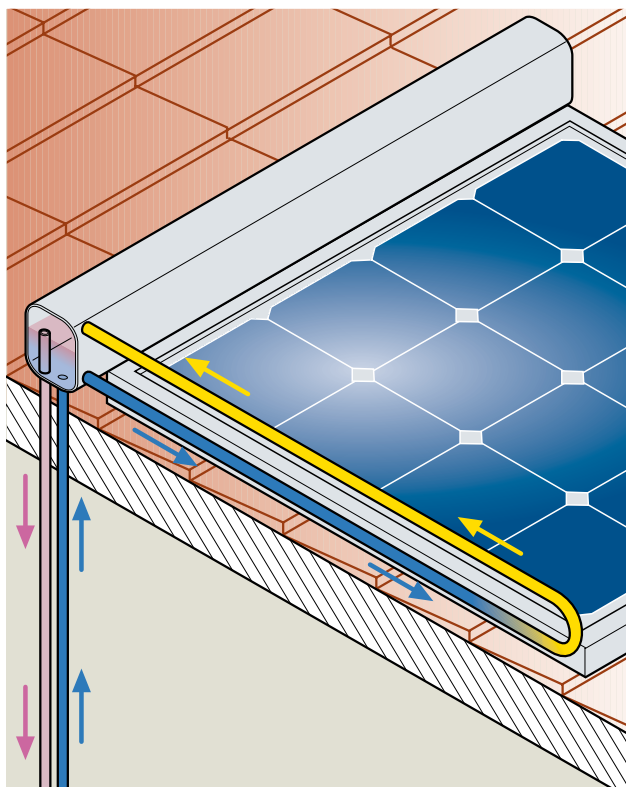
Semplificando la classificazione, ci possono essere tre tipi di impianti solari termici:

- **circolazione naturale.** Sono gli impianti che sfruttano il principio naturale secondo cui un fluido più caldo tende a spostarsi verso l'alto, mentre un fluido più freddo tende a scendere verso il basso. In questo caso il serbatoio di accumulo termico è posto al di sopra del pannello sul tetto oppure nel sottotetto (figura B.2). Il fluido termovettore, una volta riscaldato dalla radiazione solare, sale direttamente nel serbatoio e trasferisce il suo calore all'acqua in esso contenuta. Una volta che il fluido si è raffreddato scende di nuovo nel pannello e ricomincia il ciclo. Questa tecnologia necessita semplicemente dei collettori solari e di un serbatoio/scambiatore.

Le superfici e le dimensioni variano a seconda delle esigenze termiche. I vantaggi di questo tipo di impianto sono l'economicità, il funzionamento senza pompa elettrica e centraline, l'inclinazione data dalla pendenza del tetto, l'installazione rapida ed economica, la manutenzione minima e l'alta efficienza avvalorata dalla stessa circolazione naturale del fluido termovettore.

A tali vantaggi si affiancano tuttavia alcuni svantaggi, da quelli più lievi di natura estetica a quelli più rilevanti di esposizione del serbatoio di accumulo agli agenti atmosferici ed a condizioni ambientali avverse ed alla necessità che il tetto sopporti strutturalmente il peso.

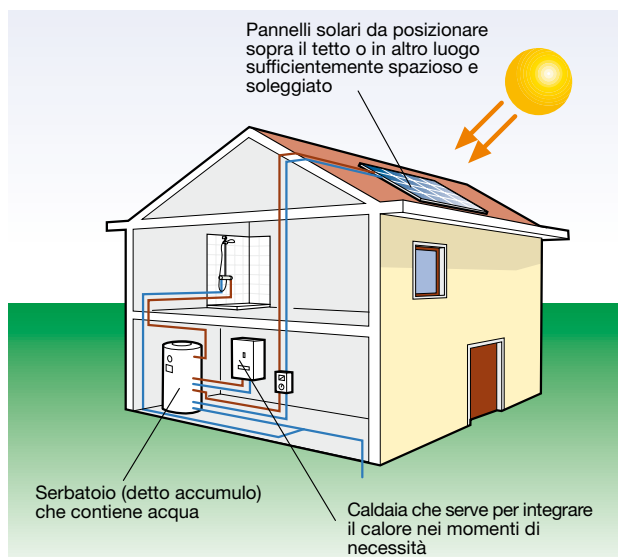
Figura B.2



- **circolazione forzata.** A differenza della convezione naturale, nella circolazione forzata il serbatoio può essere posizionato anche a quota più bassa dei collettori e quindi anche all'interno dell'abitazione. In questo tipo di impianti la presenza di una pompa elettrica permette la circolazione del fluido termovettore dai collettori (più in alto) al serbatoio (più in basso).

Rispetto ai sistemi a circolazione naturale, questa tipologia di impianto necessita di un circolatore, di una centralina differenziale, di sonde di temperatura e di vasi d'espansione, con un prezzo quindi di norma più alto e una maggiore manutenzione. Chi abita tuttavia in centri storici prestigiosi (e quindi in abitazioni soggette a vincolo architettonico) e non ha un sottotetto a disposizione per "nascondere" il serbatoio del sistema a circolazione naturale, può risolvere il problema dell'ingombro del serbatoio sul tetto con la circolazione forzata (figura B.3).

Figura B.3 - Schema di impianto a circolazione forzata



- **circolazione forzata "a svuotamento".** Questa tecnologia è un'evoluzione della circolazione forzata tradizionale e ne risolve il possibile inconveniente della stagnazione del fluido termovettore all'interno dei collettori che si può verificare quando la pompa è bloccata oppure sono insorte altre problematiche tipiche della circolazione forzata. La "stagnazione" può portare ad eccessivo surriscaldamento del fluido stesso, con conseguenti gravi danni all'impianto solare. Con questa tipologia di impianto, invece, quando il circolatore si ferma, i pannelli si svuotano e il liquido si porta all'interno di un serbatoio di drenaggio evitando la rottura dei collettori per stagnazione.

Mediamente un impianto a circolazione naturale da 2-3 m² con un serbatoio di accumulo da 150/200 litri per

l'acqua sanitaria (utile a soddisfare il fabbisogno di 2-4 persone) ha un costo di 2.000-3.000 €, compresa l'installazione, la manodopera e l'IVA. Per un impianto più grande, sempre a circolazione naturale, da 4 m² con un serbatoio di accumulo da 300 litri (utile a soddisfare il fabbisogno di 4-6 persone) si può considerare un costo indicativo di circa 4.000-4.500 €. Un impianto più grande a circolazione forzata, che possa contribuire anche al riscaldamento degli ambienti, da 15 m² con 1.000 litri di serbatoio (per una famiglia di 5 persone in una casa con un sistema di riscaldamento a pavimento) ha un costo indicativo di circa 12.000 €. Un impianto solare termico permette di risparmiare sulle bollette elettriche e/o del gas con tempi di rientro dell'investimento vantaggiosi.

I pannelli solari in media, soddisfano il 70% circa del fabbisogno di acqua calda sanitaria di un'abitazione. Se si utilizza il solare anche come integrazione al riscaldamento domestico, il fabbisogno complessivo che si soddisfa potrebbe arrivare fino al 40%. Un impianto solare termico installato a regola d'arte è garantito anche fino a quindici anni e con la giusta manutenzione può durare ben oltre.

Per gli impianti solari termici (solo se installati su edifici già esistenti e accatastati) è possibile usufruire di una detrazione fiscale pari al 55% delle spese di acquisto e installazione dell'impianto, da ripartire in 5 anni come da legge n. 2 del 28 gennaio 2009 di conversione del DL 185/2008 anticrisi.

Detrazione prorogata per altri tre anni nella Finanziaria 2008.

L'IVA per impianti solari è al 10%. Inoltre in molte Regioni, Province e Comuni sono previsti incentivi e finanziamenti che solitamente arrivano fino al 25-30% della spesa complessiva.

B.8 Solare termodinamico

La conversione dell'energia solare in energia elettrica avviene in un impianto solare termodinamico in due fasi:

- dapprima la radiazione solare viene convertita in energia termica;
- successivamente l'energia termica viene convertita in energia elettrica tramite un ciclo termodinamico.

La conversione termodinamica della seconda fase è del tutto analoga a quanto avviene nelle centrali termoelettriche convenzionali ed è quindi necessario che l'energia termica sia disponibile ad alta temperatura per ottenere rendimenti elevati.

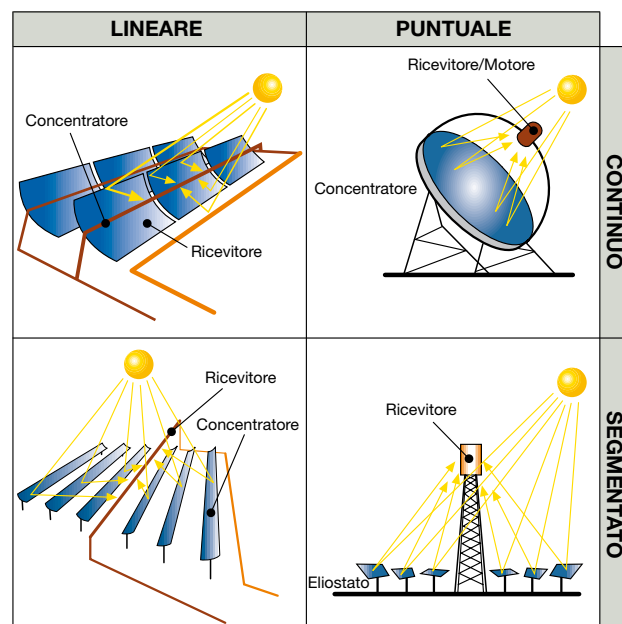
Pertanto negli impianti solari termodinamici occorre generalmente concentrare la radiazione solare mediante un *concentratore*, costituito da specchi di geometria op-

portuna, che consentono di raccogliere e focalizzare la radiazione solare verso un *ricevitore*, che la assorbe e la trasforma in energia termica. L'insieme di concentratore e ricevitore costituisce il *collettore solare*.

Nelle tecnologie d'impianto attualmente disponibili, il concentratore può essere di tipo lineare o puntuale, continuo o discontinuo (figura B.4):

- soluzione a), collettori parabolico-lineari;
- soluzione b), concentratore a disco-parabolico;
- soluzione c), collettori lineari di Fresnel;
- soluzione d), sistemi a torre solare.

Figura B.4 - Tipologia di collettori solari



Ciascuna tecnologia consente di raggiungere diversi valori di fattore di concentrazione, quindi di valori differenti di temperatura massima e con essa della tipologia del ciclo termodinamico più adatto alla conversione dell'energia termica in energia elettrica.

Una centrale solare termodinamica può quindi essere vista come il raggruppamento di due sottosistemi:

- uno costituito dal collettore solare che svolge la prima fase di conversione energetica;
- uno che converte l'energia termica in elettrica ed è costituito dagli apparati di conversione dell'energia e dal sistema di trasporto ed accumulo che trasferisce il calore dal collettore al ciclo termodinamico.

Il serbatoio di accumulo termico ha lo scopo di accumulo del calore generato per assicurare un funzionamento regolare dell'impianto a fronte di variazioni repentine dell'irraggiamento dovute a fenomeni meteorologici.

In relazione alla temperatura massima del fluido convettore, si adotta, quale ciclo termodinamico, il ciclo

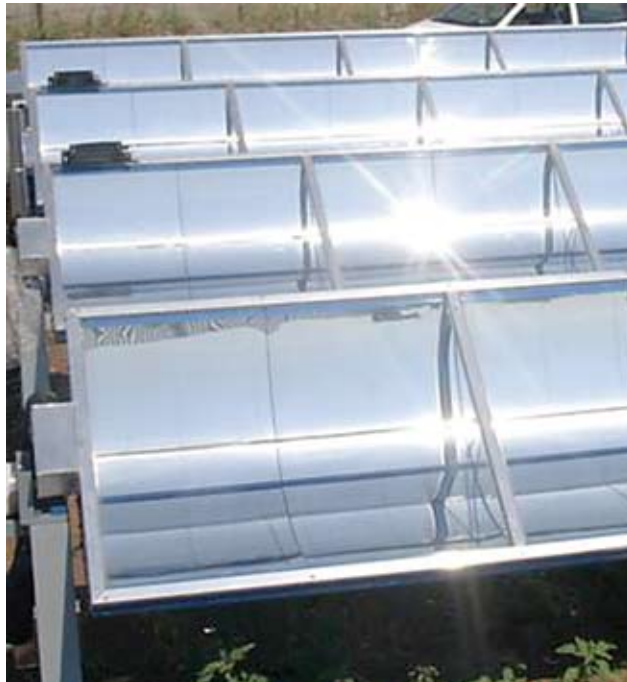
Rankine a vapor d'acqua (per temperature tra i 400 e i 600 °C) tipicamente negli impianti a collettori lineari, il ciclo Stirling (per temperature fino a 800°C) in impianti piccoli a disco-parabolico ed il ciclo Joule-Brayton (per temperature fino a 1000°C) in configurazione semplice o a ciclo combinato tipicamente in impianti a torre.

Negli impianti a *concentratori parabolico-lineari* (figura B.5), gli specchi sono usati per concentrare i raggi solari in tubi ricevitori termicamente efficienti localizzati nella linea focale della parabola.

Un fluido termoconvettore (olio sintetico o una miscela di sali fusi) circola in tali tubi asportando il calore del ricevitore e cedendolo in scambiatori di calore all'acqua del ciclo termodinamico, producendo vapore surriscaldato che aziona una turbina a vapore standard.

Questi tipi di impianti hanno un rendimento medio netto annuo di conversione di circa il 12-14% e costituiscono la quasi totalità degli impianti solari termodinamici esistenti.

Figura B.5 - Collettori parabolico-lineari



Negli impianti a *concentratore a disco parabolico* (figura B.6), la radiazione solare viene concentrata in un ricevitore posto nel fuoco di un riflettore a disco parabolico. Il ricevitore assorbe il calore della radiazione e riscalda un fluido, il quale è utilizzato per generare energia elettrica direttamente nel ricevitore mediante un piccolo motore a ciclo Stirling o una piccola turbina a gas.

Questi tipi di impianti hanno un rendimento medio annuo netto del 18%, con punte quotidiane del 24%, ma si prestano a generare potenze non elevate (qualche decina di kW).

Figura B.6 - Impianto a concentratore a disco parabolico



Gli impianti a *concentratore lineare di Fresnel* (figura B.7) sono concettualmente simili a quelli parabolico-lineari, hanno rendimenti ottici leggermente inferiori, ma hanno più semplici meccanismi di movimentazione degli specchi ed una struttura più leggera essendo meno esposti all'azione del vento. Sono ancora in fase di sperimentazione, ma valutazioni basate sui costi di costruzione dei collettori indicano una redditività superiore alle altre tecnologie.

Figura B.7 - Impianto a concentratore lineare di Fresnel



Negli impianti a *ricevitore centrale* (figura B.8), la radiazione solare proveniente da specchi piani (eliostati), posizionati sul terreno in file circolari, colpisce il ricevitore centrale posto su una torre.

Nel ricevitore è presente un dispositivo di scambio che assorbe la radiazione riflessa e la converte in energia termica per la successiva generazione di vapore surriscaldato da inviare in turbina o per il riscaldamento di aria o gas opportunamente pressurizzati ed utilizzati direttamente in turbine a gas a ciclo aperto o chiuso.

Figura B.8 - Impianto a ricevitore centrale



B.9 Sistemi ibridi

Nel prossimo futuro non si penserà solo ad una fonte rinnovabile applicata ad un edificio o ad un sito, bensì si prenderanno in considerazione soluzioni ibride che consentiranno ad una fonte di fare da tampone all'altra. Tale integrazione trova già applicazioni negli edifici residenziali in cui si trovano sempre più sistemi solari termici abbinati ad impianti fotovoltaici, oppure sistemi geotermici associati a solari termici.

Attualmente è inoltre già presente la cogenerazione in corrente continua nella quale un impianto cogeneratore produce calore ed energia elettrica in corrente continua che viene convertita in corrente alternata da un inverter in modo analogo agli impianti fotovoltaici.

Tale impianto presenta due vantaggi: il primo è legato alla possibilità di modulare la produzione elettrica dal 15% al 100% della potenza massima a seconda delle esigenze di

utilizzo; il secondo è quello di permettere l'allacciamento di un sistema fotovoltaico, in sostituzione temporanea del cogeneratore, al fine di sfruttare i pannelli nei momenti di massima insolazione ed il cogeneratore nelle ore notturne o di basso irraggiamento.

La flessibilità della cogenerazione in corrente continua, applicabile anche alle piccole utenze e con un rendimento che può arrivare al 90%, si accorda con l'intermittenza delle fonti rinnovabili, consentendo un'erogazione costante anche nei sistemi in isola che non fanno ricorso alla rete come accumulatore di energia elettrica.

Inoltre si stanno affacciando sistemi ibridi più complessi che consentono lo stoccaggio di energia nell'idrogeno prodotto per elettrolisi, impiegando l'energia elettrica prodotta in eccesso dai sistemi fotovoltaici o eolici nei momenti di basso consumo delle utenze o della rete³. L'idrogeno prodotto viene stoccato in serbatoi ad alta pressione e successivamente utilizzato per produrre energia elettrica tramite celle a combustibile o per miscelazione con biogas⁴.

Sono sistemi che tuttora hanno però un basso rendimento complessivo della catena di conversione dell'energia elettrica in idrogeno e successivamente di nuovo in elettricità tramite le celle a combustibile, le quali sono oltretutto dispositivi ancora piuttosto costosi.

Tuttavia le soluzioni tecniche per ridurre gli svantaggi esistono e l'applicazione su larga scala consentirà una riduzione dei costi ed un aumento dell'integrazione dei sistemi con una diffusione sempre maggiore, nell'attesa che giungano le *Smart Grid*, ovvero le "reti di distribuzione intelligenti" in grado di smistare l'energia elettrica da un punto all'altro della rete in uno scenario caratterizzato da una molteplicità di produttori che sono contemporaneamente autoconsumatori.

B.10 Situazione energetica italiana

Il fabbisogno energetico nazionale lordo nel 2007 si è aggirato attorno ai 360170 GWh di energia elettrica. Non considerando l'autoconsumo delle centrali necessario per il proprio funzionamento e le perdite di energia nella rete nazionale di distribuzione il consumo di energia degli utenti finali risulta essere di 318952 GWh.

Del fabbisogno nazionale lordo di energia elettrica il 73.8% viene coperto attraverso centrali termoelettriche che bruciano principalmente combustibili fossili in gran parte importati dall'estero. In piccola parte, inferiore al 2%, come combustibile delle centrali termoelettriche bisogna considerare le biomasse (rifiuti industriali o civili) e il combustibile di origine nazionale.

³ Tipico è il caso dell'eolico nel nord Europa, dove spesso soffia troppo vento rispetto alle reali esigenze della rete e quindi si è costretti a fermare le turbine eoliche, perdendo quella quota di produzione che potrebbe essere utilizzata. Per ovviare a ciò si sta pensando a sistemi di accumulo ad idrogeno per immagazzinare l'energia prodotta dalle pale eoliche nei giorni più ventosi, quando gli impianti producono più energia elettrica di quella di cui necessita la rete.

⁴ Oppure produzione di calore per teleriscaldamento e vendita di eventuale biogas residuo come carburante per mezzi di trasporto.

Altre fonti di energia importanti sono quelle rinnovabili (idroelettrica, geotermica, eolica e fotovoltaica) che contribuiscono al fabbisogno nazionale con una quota parte del 13.4%.

Queste sono le principali fonti di produzione nazionale che permettono di ottenere una quantità di energia lorda prodotta pari a circa 313887GWh annui.

La rimanente parte necessaria per coprire il fabbisogno nazionale é importata dall'estero nella percentuale del 12.8%.

B.10.1 Energie non rinnovabili

Come visto la quota parte più grande del fabbisogno nazionale è coperta attraverso la produzione delle centrali termoelettriche con l'ausilio di combustibile fossile. L'Italia non dispone di consistenti riserve di questa tipologia di combustibile e quindi la quasi totalità della materia prima viene importata dall'estero indicativamente secondo le seguenti percentuali

- gas naturale circa il 65.2%;
- carbone circa il 16.6%;
- derivati petroliferi circa il 8.6%;
- fonti combustibili minori prevalentemente di tipo fossile (coke di petrolio), circa il 7.3%;

Questi dati fanno figurare l'Italia come il quarto importatore mondiale di gas naturale proveniente principalmente dalla Russia e dall'Algeria, con quote minori da Norvegia, Libia e Paesi Bassi. Nonostante la quota parte prodotta tramite petrolio sia notevolmente diminuita a discapito del gas naturale, comunque l'Italia rimane ancora oggi il paese europeo maggiormente dipendente dal petrolio per la produzione di energia elettrica.

B.10.2 Energie rinnovabili

Un piano nazionale che preveda l'affermarsi di fonti di energia alternative, che possano garantire un rendimento ottimale diminuendo il rischio di inquinamento, è determinante per rispondere ai dettami del Protocollo di Kyoto. La maggior produzione italiana di energia elettrica attraverso fonti rinnovabili deriva dalla produzione delle centrali idroelettriche (definite come fonti rinnovabili classiche) localizzate principalmente nell'arco alpino e in alcune zone appenniniche che producono il 10.7% del complessivo fabbisogno energetico lordo nazionale; Altre principali sorgenti di energia rinnovabile sono le centrali geotermoelettriche (essenzialmente in Toscana) che producono 1.5% della potenza elettrica.

Le "nuove" fonti rinnovabili come l'eolico (con parchi eolici diffusi principalmente in Sardegna e nell'Appennino meridionale), producono circa 1.1% della potenza elettrica richiesta, mentre percentuali ancora minori, attorno allo 0.01% che corrisponde a circa 39 GWh del totale vengono prodotte con il solare in impianti connessi in rete o isolati. Percentuale superiore per una produzione attorno al 2.3% del fabbisogno energetico totale è coperta con centrali termoelettriche o termovalorizzatori attraverso la combustione di biomasse, rifiuti industriali o urbani, gas derivati da processi industriali importanti (acciaieria, altoforno, raffineria).

Appendice C: Esempi di dimensionamento impianto fotovoltaico

C.1 Premessa

Di seguito vengono proposti due esempi di dimensionamento di un impianto fotovoltaico grid-connected in parallelo ad un impianto utilizzatore preesistente. Il primo esempio fa riferimento ad un impianto PV di piccole dimensioni tipico di un'utenza familiare, mentre il secondo è dedicato ad un impianto di potenza più elevata per l'installazione in un'azienda artigianale.

In entrambi i casi gli impianti utilizzatori sono allacciati alla rete BT di distribuzione pubblica con sistemi di messa a terra di tipo TT; all'impianto di terra già esistente verranno connesse le masse dell'impianto PV che rimarrà invece isolato nelle sue parti attive.

Si ipotizza infine che la corrente presunta di corto circuito fornita dalla rete di distribuzione sia di 6kA fase-neutro nel primo esempio e di 15kA trifase nel secondo esempio.

C.2 Impianto fotovoltaico da 3kWp

Si vuole dimensionare un impianto fotovoltaico allacciato alla rete pubblica di BT in regime di scambio sul posto per una villetta monofamiliare situata in provincia di Bergamo. Tale villetta è già allacciata alla rete con potenza contrattuale di 3kW, con un consumo medio annuale di circa 4000 kWh.

La falda del tetto (tetto a due falde) su cui verranno installati i pannelli con integrazione parziale ha una superficie di 60 m², è inclinata di un angolo di tilt β pari a 30° ed ha un orientamento (angolo di Azimut γ) di +15° rispetto a sud.

Si decide di dimensionare un impianto da 3 kWp, al fine di soddisfare il più possibile la richiesta di potenza dell'utente; con riferimento all'esempio 2.2 del cap. 2, la producibilità annua attesa, considerando un rendimento dei componenti d'impianto pari a 0.75, è di circa 3430 kWh.

Selezione pannelli

Ipotizzando di utilizzare pannelli in silicio policristallino di potenza unitaria pari a 175 W, si rendono necessari 17 pannelli, valore valutabile con la relazione $3000/175=17$. Si ipotizza che i pannelli vengano tutti collegati in serie in un'unica stringa.

Le principali caratteristiche del generico pannello dichiarate dal costruttore sono:

- Potenza nominale P_{MPP}^1 175 W
- Efficienza 12.8 %
- Tensione V_{MPP} 23.30 V

- Corrente I_{MPP} 7.54 A
- Tensione a vuoto 29.40 V
- Corrente di corto circuito I_{sc} 8.02 A
- Tensione massima 1000 V
- Coefficiente di temperatura P_{MPP} -0.43%/°C
- Coefficiente di temperatura U -0.107 V/°C
- Dimensioni 2000 x 680 x 50 mm
- Superficie 1.36 m²
- Isolamento classe II

La superficie totale ricoperta dai pannelli sarà quindi pari a $1.36 \times 17 \approx 23 \text{ m}^2$, inferiore alla superficie a disposizione della falda del tetto.

Ipotizzando temperature minima e massima dei pannelli di -10°C e +70°C e tenendo conto che la temperatura relativa alle condizioni di prova standard è di 25°C, si ottiene con la [2.13] la variazione della tensione di un modulo fotovoltaico, rispetto alle condizioni standard.

- Tensione a vuoto massima $29.40 + 0.107 \cdot (25 + 10) = 33.13 \text{ V}$
- Tensione MPP minima $23.30 + 0.107 \cdot (25 - 70) = 18.50 \text{ V}$
- Tensione MPP massima $23.30 + 0.107 \cdot (25 + 10) = 27.03 \text{ V}$

Ai fini della sicurezza ed in modo cautelativo, si assume per la scelta dei componenti dell'impianto il valore maggiore tra la tensione a vuoto massima ed il 120% della tensione a vuoto dei pannelli (nota 7 cap. 3). Nel caso specifico la tensione di riferimento risulta essere pari a $1.2 \cdot 29.40 = 33.28 \text{ V}$, poiché maggiore di 33.13V.

Caratteristiche elettriche della stringa:

- Tensione MPP $17 \times 23.30 = 396 \text{ V}$
- Corrente MPP 7.54 A
- Corrente di corto circuito massima $1.25 \times 8.02 = 10 \text{ A}$
- Tensione a vuoto massima $17 \times 35.28 = 599.76 \text{ V}$
- Tensione MPP minima $17 \times 18.50 = 314.58 \text{ V}$
- Tensione MPP massima $17 \times 27.03 = 459.50 \text{ V}$

Scelta dell'inverter

Data la piccola potenza dell'impianto fotovoltaico e per effettuare la connessione diretta alla rete in BT monofase, si sceglie un inverter monofase, il quale effettua la conversione c.c./c.a. con tecnica PWM e ponte a IGBT. Tale inverter è dotato di un trasformatore toroidale in uscita per l'isolamento galvanico tra la rete elettrica e l'impianto fotovoltaico.

Ha filtri in ingresso ed uscita per la soppressione di disturbi emessi sia condotti che irradiati ed un sensore di isolamento verso terra dei pannelli fotovoltaici.

È munito del dispositivo di inseguimento del punto di

¹ MPP identifica le grandezze elettriche in corrispondenza del punto di massima potenza in condizione di irraggiamento standard.

massima potenza MPPT e del dispositivo di interfaccia (DDI) con relativa protezione (PDI).

Caratteristiche tecniche:

• Potenza nominale in ingresso	3150 W
• Tensione di funzionamento lato c.c. MPPT	203-600 V
• Tensione massima lato c.c.	680 V
• Corrente massima in ingresso lato c.c.	11.5 A
• Potenza nominale in uscita lato c.a.	3000 W
• Tensione nominale lato c.a.	230 V
• Frequenza nominale	50 Hz
• Fattore di potenza	1
• Rendimento massimo	95.5%
• Rendimento europeo	94.8%

Per la verifica del corretto accoppiamento stringa-inverter (vedi cap.3) occorre anzitutto verificare che la massima tensione a vuoto ai capi della stringa sia inferiore alla massima tensione in ingresso sopportata dall'inverter:

$$599.76 \text{ V} < 680 \text{ V (OK)}$$

Inoltre la tensione MPP minima della stringa non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$314.58 \text{ V} > 203 \text{ V (OK)}$$

Mentre la tensione MPP massima della stringa non deve essere superiore alla massima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$459.50 \text{ V} < 600 \text{ V (OK)}$$

Infine la corrente di corto circuito massima della stringa non deve essere superiore a quella massima sopportabile in ingresso dall'inverter:

$$10 \text{ A} < 11.5 \text{ A (OK)}$$

Scelta dei cavi

I pannelli sono collegati tra loro in serie con i cavi L1* e la stringa che si ottiene è collegata al quadro di campo subito a monte dell'inverter attraverso cavi solari unipolari L2 con le seguenti caratteristiche:

• sezione 2.5 mm ²	
• tensione nominale U ₀ /U	600/1000V in c.a. – 1500V in c.c.
• temperatura di esercizio	-40 +90 °C
• portata in aria libera a 60°C (2 cavi adiacenti)	35 A
• coefficiente di correzione della portata a 70°C	0.91
• temperatura massima del cavo in sovraccarico	120 °C

La portata I_z dei cavi solari nella condizione di posa in tubo alla temperatura di funzionamento di 70°C risulta pari a (vedi cap.3):

$$I_z = 0.9 \cdot 0.91 \cdot I_0 = 0.9 \cdot 0.91 \cdot 35 \approx 29 \text{ A}$$

dove 0.9 rappresenta il fattore correttivo per posa in tubo o in canale dei cavi solari.

La portata è maggiore della corrente di corto circuito massima della stringa:

$$I_z > 1.25 \cdot I_{sc} = 10 \text{ A}$$

Le cornici dei pannelli e la struttura di supporto della stringa sono collegate a terra con un cavo N07V-K giallo-verde da 2.5 mm². Il collegamento tra il quadro di campo e l'inverter è effettuato con 2 cavi unipolari N07V-K (450/750V) da 2.5 mm² di lunghezza L₃=1m posati in tubo protettivo di portata 24A, maggiore della corrente massima di stringa.

I collegamenti tra inverter e contatore dell'energia prodotta (lunghezza L₄=1m) e tra contatore e quadro generale della villetta (lunghezza L₅=5m) sono effettuati con 3 cavi unipolari N07V-K (F+N+PE) da 2.5 mm² posati in tubo protettivo di portata 21A, maggiore della corrente nominale in uscita dall'inverter lato c.a.:

$$I_z > \frac{P_n}{V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{3000}{230 \cdot 1} = 13 \text{ A}$$

Verifica caduta di tensione

Viene di seguito effettuato il calcolo della caduta di tensione sul lato c.c. dell'inverter per verificare che sia inferiore al 2%, per avere di conseguenza una perdita di energia prodotta inferiore a tale percentuale (vedi cap. 3).

Lunghezza dei cavi di sezione 2.5 mm²:

- connessione tra i pannelli di stringa (L1): (17-1) x 1 m = 16 m
- connessione tra stringa e quadro (L2): 15 m
- connessione tra quadro ed inverter (L3): 1 m
- lunghezza totale 16 + 15 + 1 = 32 m

Pertanto la caduta di tensione percentuale risulta :

$$\Delta U\% = \frac{P_{\max} \cdot (\rho_1 \cdot L_1 \cdot \rho_2 \cdot 2 \cdot L_2 + \rho_2 \cdot 2 \cdot L_3)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \leftarrow$$

$$\rightarrow \frac{3000 \cdot (0.021 \cdot 16 + 0.018 \cdot 2 \cdot 15 + 0.018 \cdot 2 \cdot 1)}{2.5 \cdot 396^2} \cdot 100 = 0.7\%$$

² Si trascura la caduta di tensione tra inverter e contatore dell'energia prodotta data la limitata lunghezza dei cavi di connessione (1m). Per i cavi di connessione tra stringa-quadro e quadro-inverter si assume la resistività del rame a 30°C $\rho_2 = 0.018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$, mentre per i cavi di connessione tra i pannelli si assume una temperatura ambiente di 70°C, pertanto $\rho_1 = 0.018 \cdot [1 + 0.004 \cdot (70 - 30)] = 0.021 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$.

Dispositivi di manovra e protezione

Con riferimento allo schema d'impianto di seguito riportato in figura C.1, poiché sul lato c.c. i cavi hanno una portata superiore alla massima corrente di corto circuito che li può interessare, si omette la protezione dalle sovracorrenti.

Sul lato c.c., nel quadro generale della villetta è posto un interruttore magnetotermico differenziale DS 951 C16 30mA/tipoA ($I_{cn} = 6kA$) per proteggere dalle sovracorrenti la linea di collegamento all'inverter e per la protezione dai contatti indiretti.

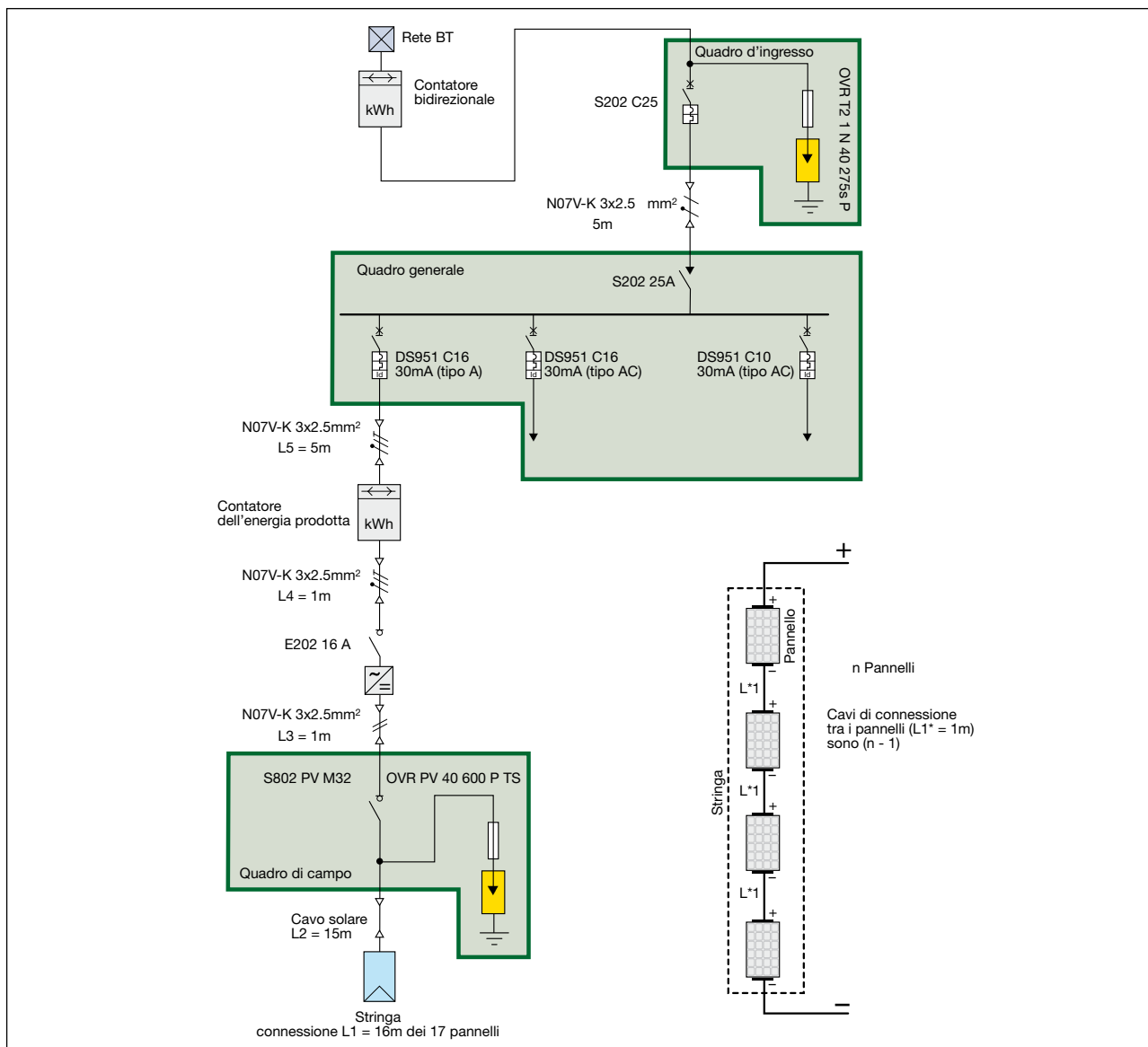
Per poter effettuare operazioni di manutenzione sull'inverter vengono posti subito a monte ed a valle dello stesso due interruttori di manovra sezionatori, rispettivamente S802 PV-M32 a monte e E202 $I_n=16A$ a valle.

La protezione dalle sovratensioni è effettuata sul lato c.c. installando uno scaricatore di sovratensione nel quadro di campo tipo OVR PV 40 600 P TS a monte del sezionatore per la protezione simultanea dell'inverter e dei pannelli; mentre sul lato c.a. viene installato nel quadro d'ingresso un OVR T2 1N 40 275s P.

Entrambi gli scaricatori sono protetti da fusibili gG da 16A inseriti rispettivamente in portafusibili E92/16 PV e E931N/16.

Gli altri dispositivi di manovra e protezione, ossia l'interruttore termomagnetico in ingresso S202 C25, il sezionatore generale E202 $I_n=25A$ e i due interruttori termomagnetico-differenziali DS951 C10/16 erano già presenti nel preesistente impianto utilizzatore e vengono mantenuti.

Figura C1



C.3 Impianto fotovoltaico da 60kWp

Si vuole dimensionare un impianto fotovoltaico allacciato alla rete pubblica di BT in regime di scambio sul posto per un'azienda artigianale manifatturiera situata in provincia di Milano. Tale azienda è già allacciata alla rete in BT (400V trifase) con potenza contrattuale di 60 kW, con un consumo medio annuale di circa 70 MWh.

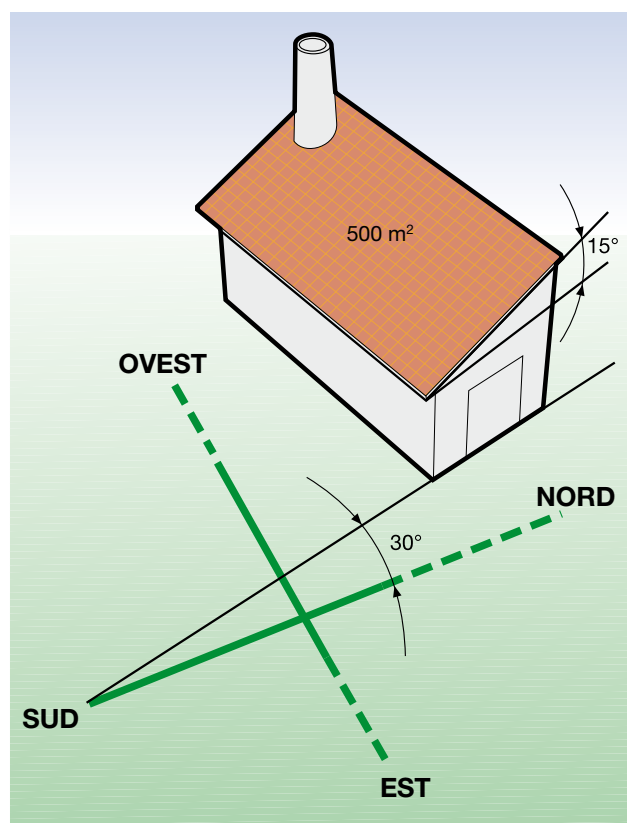
La falda del tetto (figura C.2) su cui verranno installati i pannelli con integrazione parziale ha una superficie di 500 m², è inclinata di un angolo di tilt β pari a 15° ed ha un orientamento (angolo di Azimut γ) di -30° rispetto a sud.

Si decide di dimensionare un impianto da 60 kWp in regime di scambio sul posto, al fine di soddisfare il più possibile (come nell'esempio precedente) la richiesta di potenza dell'utente.

Dalla tabella 2.1 si ricava una radiazione solare annuale su piano orizzontale a Milano di 1307 kWh/m². Con l'angolo di tilt e con l'orientamento indicati, si ricava dalla tabella 2.3 un coefficiente correttivo pari a 1.07. Ipotizzando un rendimento dei componenti d'impianto pari a 0.8, la producibilità annua attesa risulta:

$$E_p = 60 \cdot 1307 \cdot 1.07 \cdot 0.8 \approx 67 \text{ MWh}$$

Figura C2



Selezione pannelli

Ipotizzando di utilizzare pannelli in silicio monocristallino di potenza unitaria pari a 225 W, si renderebbero necessari 267 pannelli, numero valutabile con la relazione $60000/225=267$.

Tenendo in considerazione la tensione di stringa (che influenza la tensione in ingresso dell'inverter) e la corrente totale delle stringhe in parallelo (che influenza soprattutto la scelta dei cavi), si sceglie di raggruppare i pannelli in 12 stringhe da 22 pannelli in serie ciascuna, per un totale di $12 \cdot 22 = 264$ pannelli con una potenza complessiva massima pari a $264 \cdot 225 = 59.4$ kWp.

Le principali caratteristiche del generico pannello dichiarate dal costruttore sono:

• Potenza nominale P_{MPP}	225 W
• Efficienza	13.5 %
• Tensione V_{MPP}	28.80 V
• Corrente I_{MPP}	7.83 A
• Tensione a vuoto	36.20 V
• Corrente di corto circuito I_{sc}	8.50 A
• Tensione massima	1000 V
• Coefficiente di temperatura P_{MPP}	-0.48 %/°C
• Coefficiente di temperatura U	-0.13 V/°C
• Dimensioni	1680 x 990 x 50 mm
• Superficie	1.66 m ²
• Isolamento	classe II

La superficie totale ricoperta dai pannelli sarà quindi pari a $1.66 \times 264 = 438$ m², inferiore alla superficie a disposizione della falda del tetto.

Ipotizzando temperature minima e massima dei pannelli di -10°C e +70°C e tenendo conto che la temperatura relativa alle condizioni di prova standard è di 25°C, si ottiene con la [2.13] la variazione della tensione di un modulo fotovoltaico, rispetto alle condizioni standard.

• Tensione a vuoto massima	$36.20 + 0.13 \cdot (25 + 10) = 40.75$ V
• Tensione MPP minima	$28.80 + 0.13 \cdot (25 - 70) = 22.95$ V
• Tensione MPP massima	$28.80 + 0.13 \cdot (25 + 10) = 33.35$ V

Ai fini della sicurezza ed in modo cautelativo, si assume per la scelta dei componenti dell'impianto il valore maggiore tra la tensione a vuoto massima ed il 120% della tensione a vuoto dei pannelli (nota 7 cap. 3). Nel caso specifico la tensione di riferimento risulta essere pari a $1.2 \cdot 36.20 = 43.44$ V, poiché maggiore di 40.75 V.

Caratteristiche elettriche della stringa:

• Tensione MPP	$22 \times 28.80 = 663.6$ V
• Corrente MPP	7.83 A
• Corrente di corto circuito massima	$1.25 \times 8.50 = 10.63$ A
• Tensione a vuoto massima	$22 \times 43.44 = 955.68$ V
• Tensione MPP minima	$22 \times 22.95 = 504.90$ V
• Tensione MPP massima	$22 \times 33.35 = 733.70$ V

Scelta inverter

Si sceglie di installare 2 inverter trifase da 31kW di potenza nominale d'ingresso ciascuno; pertanto ad ogni inverter afferiranno 6 stringhe in parallelo.

Gli inverter trifase scelti effettuano la conversione c.c./c.a. con tecnica PWM e ponte a IGBT.

Hanno filtri in ingresso ed uscita per la soppressione di disturbi emessi sia condotti che irradiati ed un sensore di isolamento verso terra dei pannelli fotovoltaici.

Sono muniti del dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza MPPT.

Caratteristiche tecniche:

• Potenza nominale in ingresso	31000 W
• Tensione di funzionamento lato c.c. MPPT	420-800 V
• Tensione massima lato c.c.	1000 V
• Corrente massima in ingresso lato c.c.	80 A
• Potenza nominale in uscita lato c.a.	30000 W
• Tensione nominale lato c.a.	400 V trifase
• Frequenza nominale	50 Hz
• Fattore di potenza	0.99
• Rendimento massimo	97.5%
• Rendimento europeo	97%

Per la verifica del corretto accoppiamento stringa-inverter (vedi cap.3) occorre anzitutto verificare che la massima tensione a vuoto ai capi della stringa sia inferiore alla massima tensione in ingresso sopportata dall'inverter:

$$955.68 \text{ V} < 1000 \text{ V (OK)}$$

Inoltre la tensione MPP minima della stringa non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$504.90 \text{ V} > 420 \text{ V (OK)}$$

Mentre la tensione MPP massima della stringa non deve essere superiore alla massima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$733.70 \text{ V} < 800 \text{ V (OK)}$$

Infine la corrente di corto circuito massima complessiva delle 6 stringhe collegate in parallelo ed afferenti a ciascun inverter non deve essere superiore a quella massima sopportabile in ingresso dall'inverter stesso:

$$6 \times 10.63 = 63.75 \text{ A} < 80 \text{ A (OK)}$$

Scelta dei cavi

I pannelli sono collegati tra loro in serie attraverso il cavo L1* ed ogni stringa che ne deriva è collegata al quadro di campo, interno al capannone subito a monte dell'inverter, attraverso cavi solari di lunghezza L2 posti in 2 canali contenenti 6 circuiti in fascio.

Le caratteristiche dei cavi solari sono:

- sezione 4 mm²
- tensione nominale U₀/U 600/1000V in c.a. – 1500V in c.c.
- temperatura di esercizio -40 +90 °C
- portata in aria libera a 60°C 55 A
- coefficiente di correzione della portata a 70°C 0.91
- temperatura massima del cavo in sovraccarico 120 °C

La portata I_z dei cavi solari nella condizione di posa in tubo in fascio alla temperatura di funzionamento di 70°C risulta pari a (vedi cap.3):

$$I_z = 0.57 \cdot 0.9 \cdot 0.91 \cdot I_0 = 0.57 \cdot 0.9 \cdot 0.91 \cdot 55 \approx 26A$$

dove 0.9 rappresenta il fattore correttivo per posa in tubo o in canale dei cavi solari, mentre 0.57 il fattore correttivo per la posa in fascio da 6 circuiti.

La portata risulta essere maggiore della corrente di corto circuito massima della stringa:

$$I_z > 1.25 \cdot I_{sc} = 10.63A$$

Le cornici dei pannelli e la struttura di sostegno di ogni stringa sono collegate a terra con un cavo N07V-K giallo-verde da 4 mm². Con riferimento allo schema elettrico di figura C.2, il collegamento tra il quadro di campo e l'inverter è effettuato con 2 cavi unipolari N1VV-K (0.6/1kV con guaina) da 16 mm² di lunghezza L3=1m posati in tubo protettivo di portata pari a 76 A che è maggiore della corrente di corto circuito massima complessiva delle 6 stringhe collegate in parallelo:

$$I_z > 6 \cdot 1.25 \cdot I_{sc} = 63.75A$$

Il collegamento tra inverter ed il quadro di parallelo inverter è effettuato con 3 cavi unipolari N1VV-K da 16 mm² di lunghezza L4=1m posati in tubo protettivo di portata pari a 69A, maggiore della corrente nominale d'uscita dell'inverter trifase:

$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.99} = 43.7A$$

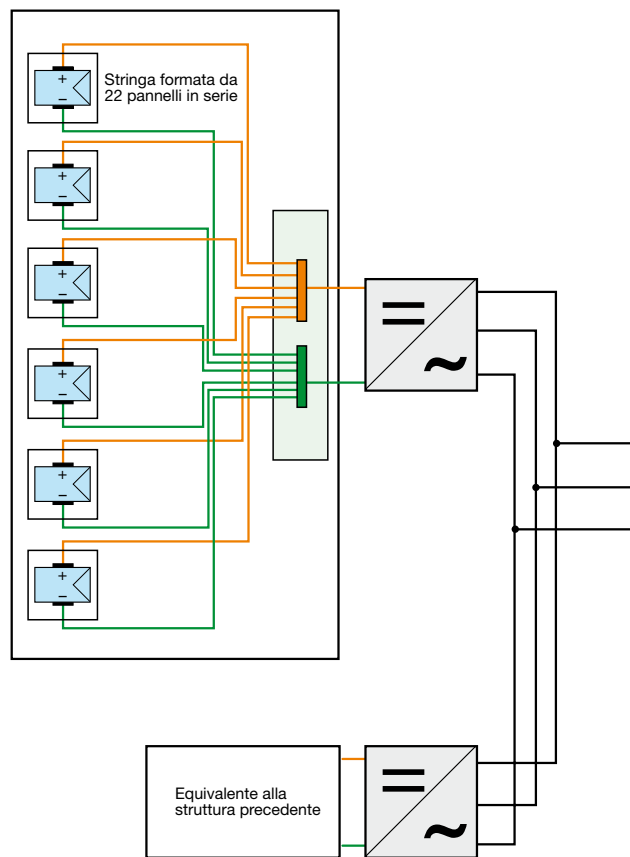
I collegamenti tra il quadro di parallelo inverter e trasformatore di separazione BT/bt (lunghezza L5=1m), tra contatore e contatore dell'energia prodotta (lunghezza L6=2m), tra contatore e dispositivo d'interfaccia (lunghezza L7=2m) e tra dispositivo d'interfaccia e quadro

generale dell'azienda (lunghezza $L_8=5m$) sono effettuati per le fasi con 3 cavi unipolari N1VV-K da 35 mm^2 posati in tubo protettivo di portata pari a 110A, maggiore della corrente nominale d'uscita dell'impianto fotovoltaico:

$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos\varphi_n} = \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.99} = 87.5A$$

Il conduttore di protezione PE è realizzato con un cavo unipolare N07V-K di colore giallo-verde e di sezione 16 mm^2 .

Figura C3



Trasformatore di separazione BT/bt

Come indicato nel paragrafo 4.2, per impianti con potenza complessiva di generazione superiore a 20kW e con inverter non dotati di separazione metallica tra parte in corrente continua ed alternata, è necessaria l'inserzione di un trasformatore di separazione BT/bt a frequenza industriale con potenza nominale maggiore o uguale alla potenza dell'impianto fotovoltaico.

Le caratteristiche del trasformatore trifase scelto sono le seguenti:

- potenza nominale A_n 60 kVA
- tensione primaria V_{1n} 400V
- tensione secondaria V_{2n} 400V
- frequenza 50/60Hz
- collegamento Dy11
- schermo elettrostatico tra primario e secondario
- grado di protezione IP23
- classe di isolamento F

Dispositivo d'interfaccia

Il dispositivo d'interfaccia è installato in un apposito quadretto ed è costituito da un contattore tripolare A63 avente una corrente nominale d'impiego $I_e=115A$ in AC1 a $40^\circ C$.

Ad esso è associato il relè d'interfaccia con le protezioni 27, 59 ed 81 aventi le tarature indicate nella tabella 4.1.

Verifica caduta di tensione

Viene di seguito effettuato il calcolo della caduta di tensione sul lato c.c. dell'inverter per verificare che sia inferiore al 2% (vedi cap. 3).

Lunghezza dei cavi di sezione 4 mm^2 lato c.c.:

- connessione tra i pannelli di stringa (L_1^*): $(22-1) \times 1\text{ m} = 21\text{ m}$
- connessione tra stringa e quadro (L_2): 20 m

Lunghezza dei cavi di sezione 16 mm^2 lato c.c.:

- connessione tra quadro ed inverter (L_3): 1 m

Lunghezza totale cavi lato c.c.: $21 + 20 + 1 = 42\text{ m}$

La caduta di tensione percentuale media fino al quadro di campo, quando i pannelli costituenti la stringa erogano la potenza massima $P_{\max} = 22 \times 225 = 4950\text{W}$, con tensione di stringa pari a 663.6V risulta³:

$$\Delta U\% = \frac{P_{\max} \cdot (\rho_1 \cdot L_1 + \rho_2 \cdot 2 \cdot L_2)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \leftarrow$$

$$\rightarrow \frac{4950 \cdot (0.021 \cdot 21 + 0.018 \cdot 2 \cdot 20)}{4 \cdot 663.6^2} \cdot 100 = 0.326\%$$

La caduta di tensione percentuale media tra quadro di campo ed inverter con $P_{\max} = 6 \times 4950 = 29700\text{W}$ risulta:

$$\Delta U\% = \frac{P_{\max} \cdot (\rho_2 \cdot 2 \cdot L_3)}{s \cdot U^2} \cdot 100 = \frac{29700 \cdot (0.018 \cdot 2 \cdot 1)}{16 \cdot 663.6^2} \cdot 100 = 0.015\%$$

Pertanto la caduta di tensione complessiva risulta pari a 0.34%

Dispositivi di manovra e protezione

Quadri di campo

La portata dei cavi di stringa è superiore alla corrente massima che li può attraversare nelle condizioni di normale funzionamento, pertanto non occorre proteggerli da sovraccarico.

In condizioni di corto circuito la corrente massima nel cavo di stringa interessata dal guasto risulta (vedi paragrafo 6.1.3):

$$I_{cc2} = (x - 1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc} = (6 - 1) \cdot 1.25 \cdot 8.50 \approx 53\text{A}$$

che è superiore alla portata del cavo: di conseguenza occorre proteggere il cavo da corto circuito con un dispositivo di protezione, il quale in condizioni di guasto deve lasciar passare un'energia sopportabile dal cavo. Tale dispositivo deve anche proteggere la stringa dalla corrente inversa poiché $x=y=6>3$ (vedi paragrafo 6.1.2).

Con riferimento allo schema di figura C.2, i 6 dispositivi di protezione nel quadro di campo avranno una corrente nominale (vedi relazione [6.3]) pari a:

$$1.25 \cdot I_{sc} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{sc} \rightarrow 1.25 \cdot 8.5 \leq I_n \leq 2 \cdot 8.5 \rightarrow I_n=16\text{A}$$

Si sceglie pertanto un S804 PV-S16, il quale ha una tensione nominale $U_e=1200\text{V c.c.}$ ed un potere d'interruzione $I_{cu}=5\text{kA} > I_{cc2}$.

I cavi di collegamento tra quadro di campo ed inverter non devono necessariamente essere protetti dalle sovracorrenti poiché hanno una portata maggiore della massima corrente che li può interessare.

Pertanto nel quadro di campo si inserisce un interruttore di manovra-sezionatore generale T1D PV 160⁴ per sezionare l'inverter lato c.c.

Nei quadri di campo saranno anche presenti degli SPD per la protezione dell'inverter lato c.c. e dei pannelli fotovoltaici: si scelgono OVR PV 40 1000 P TS protetti da fusibili gG da 16A inseriti in portafusibili E92/16 PV.

Quadro di parallelo inverter

Con riferimento allo schema d'impianto di figura C.4, vengono installati su ciascuna delle 2 linee provenienti dagli inverter trifase un interruttore di generatore magnetotermico S203 P - C63⁵ (avente un potere d'interruzione pari alla corrente presunta di corto circuito trifase data dalla rete) accoppiato ad un differenziale F204 B-63/0.03 ($I_{dn}=30\text{mA}$ di tipo B, poiché gli inverter installati non hanno trasformatore di separazione interno).

Si pone inoltre un sezionatore di quadro T1D 160 3p.

Quadro generale

Nel quadro generale dell'azienda, in cui sono già presenti i dispositivi di protezione delle linee di distribuzione dell'impianto utilizzatore, viene installato un interruttore automatico T2N 160 PR221DS-LI $I_n=100\text{A}$ combinato

³ Per i cavi di connessione tra stringa-quadro e quadro-inverter si assume la resistività del rame a 30°C $\rho_2 = 0.018 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$, mentre per i cavi di connessione tra i pannelli si assume una temperatura ambiente di 70°C, pertanto $\rho_1 = 0.018 \cdot [1 + 0.004 \cdot (70 - 30)] = 0.021 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$.

⁴ Vengono collegati due poli in serie sulla polarità positiva e due in serie sulla polarità negativa essendo il sistema PV isolato da terra.

⁵ Viene lasciato libero il polo di neutro.

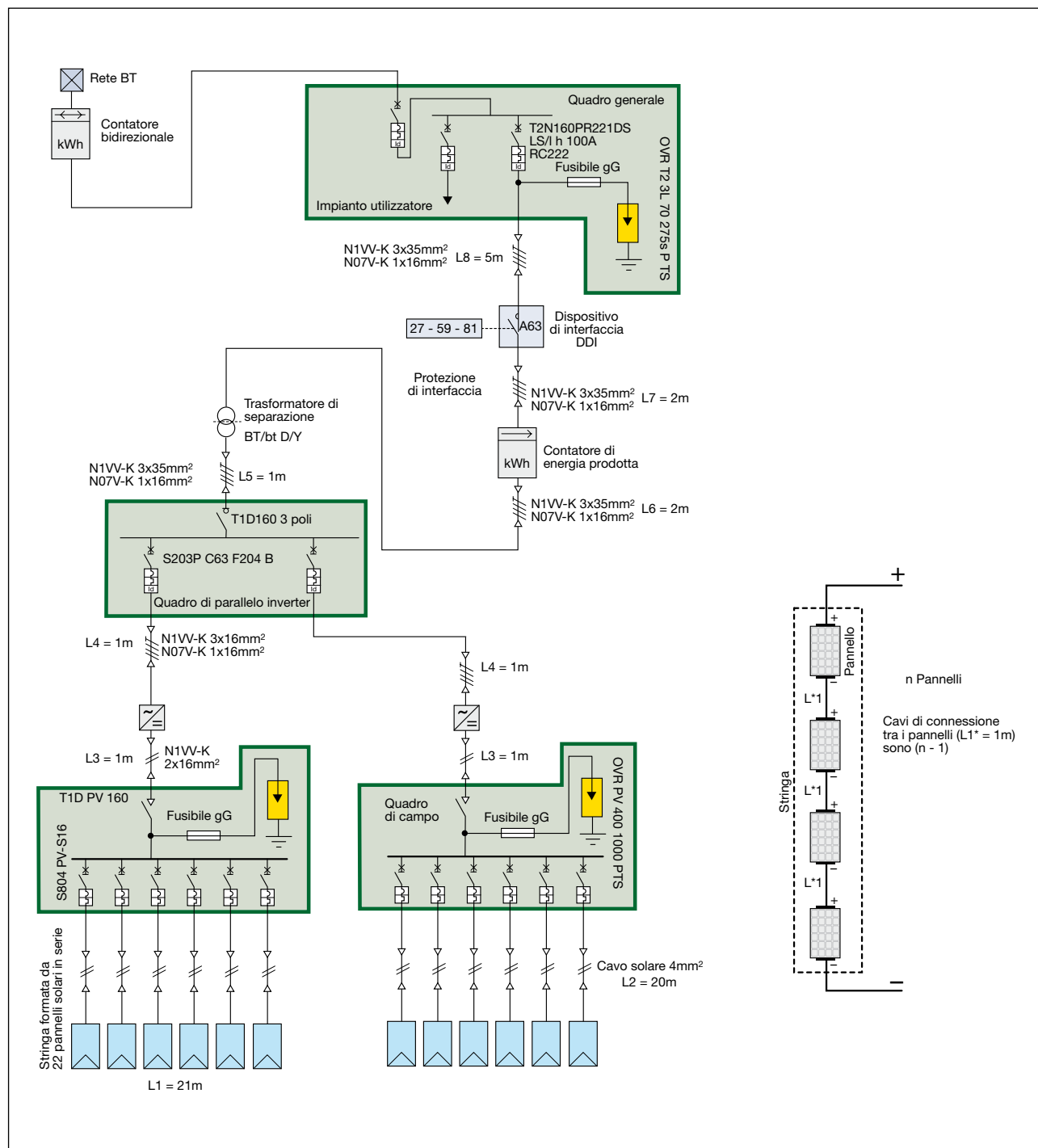
con un differenziale RC222 (per avere selettività tempo-corrente con il differenziale F204 B) al fine di proteggere dalle sovracorrenti il contattore con funzione di DDI, il sezionatore nel quadro di parallelo, il trasformatore di separazione ed i cavi di collegamento tra quadro di parallelo e quadro generale.

Mentre l'RC222, coordinato con l'impianto di terra,

protegge dai contatti indiretti sulle masse tra il quadro di parallelo ed il quadro generale, in particolare la massa del trasformatore.

Per la protezione dalle sovratensioni in ingresso all'impianto lato rete, viene inserito un OVR T2 3L 70 275s P TS protetti da fusibili gG da 20A inseriti in portafusibili E933/20.

Figura C4



Quaderni di Applicazione Tecnica



QT1

La selettività in bassa tensione con interruttori ABB

Low voltage selectivity with ABB circuit-breakers

QT2

Cabine MT/BT teoria ed esempi di calcolo

MV/LV transformer substations: theory and examples of short-circuit calculation

QT3

Sistemi di distribuzione e protezione contro i contatti indiretti ed i guasti di terra

Distribution systems and protection against indirect contact and earth fault

QT4

Gli interruttori ABB nei quadri di bassa tensione

ABB circuit-breakers inside LV switchboards

QT5

Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua

ABB circuit-breakers for direct current applications

QT6

Quadri per bassa tensione a tenuta d'arco interno

Arc-proof low voltage switchgear and controlgear assemblies

QT7

Il motore asincrono trifase

Generalità ed offerta ABB per il coordinamento delle protezioni

Three-phase asynchronous motors
Generalities and ABB proposals for the coordination of protective devices

QT8

Rifasamento e filtraggio delle armoniche negli impianti elettrici

Power factor correction and harmonic filtering in electrical plants

QT9

La comunicazione via Bus con gli interruttori ABB

Bus communication with ABB circuit-breakers

QT10

Impianti fotovoltaici

Photovoltaic plants

Contatti

ABB SACE

Una divisione di ABB S.p.A.

Interruttori B.T.

Via Baioni, 35

24123 Bergamo

Tel.: 035 395 111

Fax: 035 395306-433

bol.it.abb.com

www.abb.com

Dati e immagini non sono impegnativi. In funzione dello sviluppo tecnico e dei prodotti, ci riserviamo il diritto di modificare il contenuto di questo documento senza alcuna notifica.

Copyright 2009 ABB. All right reserved.