

SEMINARIO – 9 GIUGNO 2020

INCENTIVI, ECOBONUS E RILANCIO ECONOMICO DELL'EDILIZIA

NICOLA DE NARDI

nicoladenardi@gmail.com

DELEGATO REGIONALE
ISTITUTO PER IL B.I.M. IN ITALIA



INCENTIVI E DETRAZIONI FISCALI PER IL FOTOVOLTAICO



**SITUAZIONE INTERNAZIONALE
E
NAZIONALE**

LA BATTAGLIA CONTRO IL RISCALDAMENTO GLOBALE

ACCORDO DI PARIGI

- 1** Mantenere l'aumento di temperatura inferiore ai **2 gradi**, e compiere sforzi per mantenerlo entro **1,5 gradi**
- 2** **Smettere di incrementare le emissioni di gas serra** il prima possibile e raggiungere nella seconda parte del secolo il momento in cui la produzione di nuovi gas serra sarà sufficientemente bassa da essere assorbita naturalmente.
- 3** **Versare 100 miliardi di dollari** ogni anno ai paesi più poveri per aiutarli a sviluppare fonti di energia meno inquinanti

L'INCREMENTO DEL RISCALDAMENTO GLOBALE

Variazioni temperature (°C)



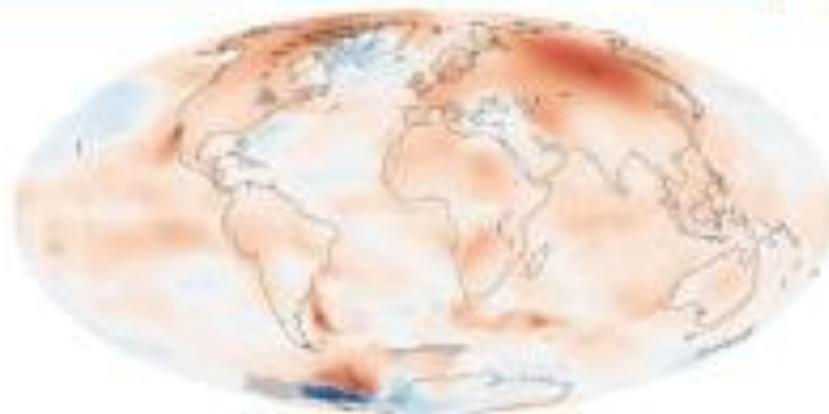
1970-1979



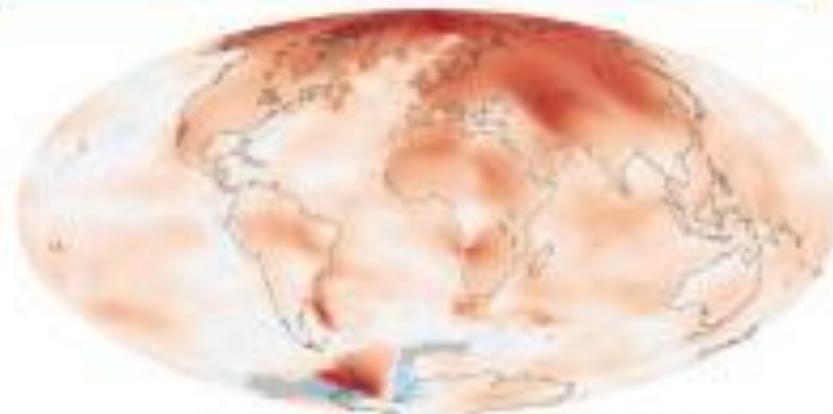
1980-1989



1990-1999



2000-2009



Gli obiettivi chiave stabiliti dalla Commissione Europea al 2030 :

- diminuzione delle emissioni di gas serra del 40% (rispetto al 1990)**
- aumento al 32% della quota di fonti rinnovabili sul totale;**
- miglioramento dell'efficienza energetica del 32,5 %**

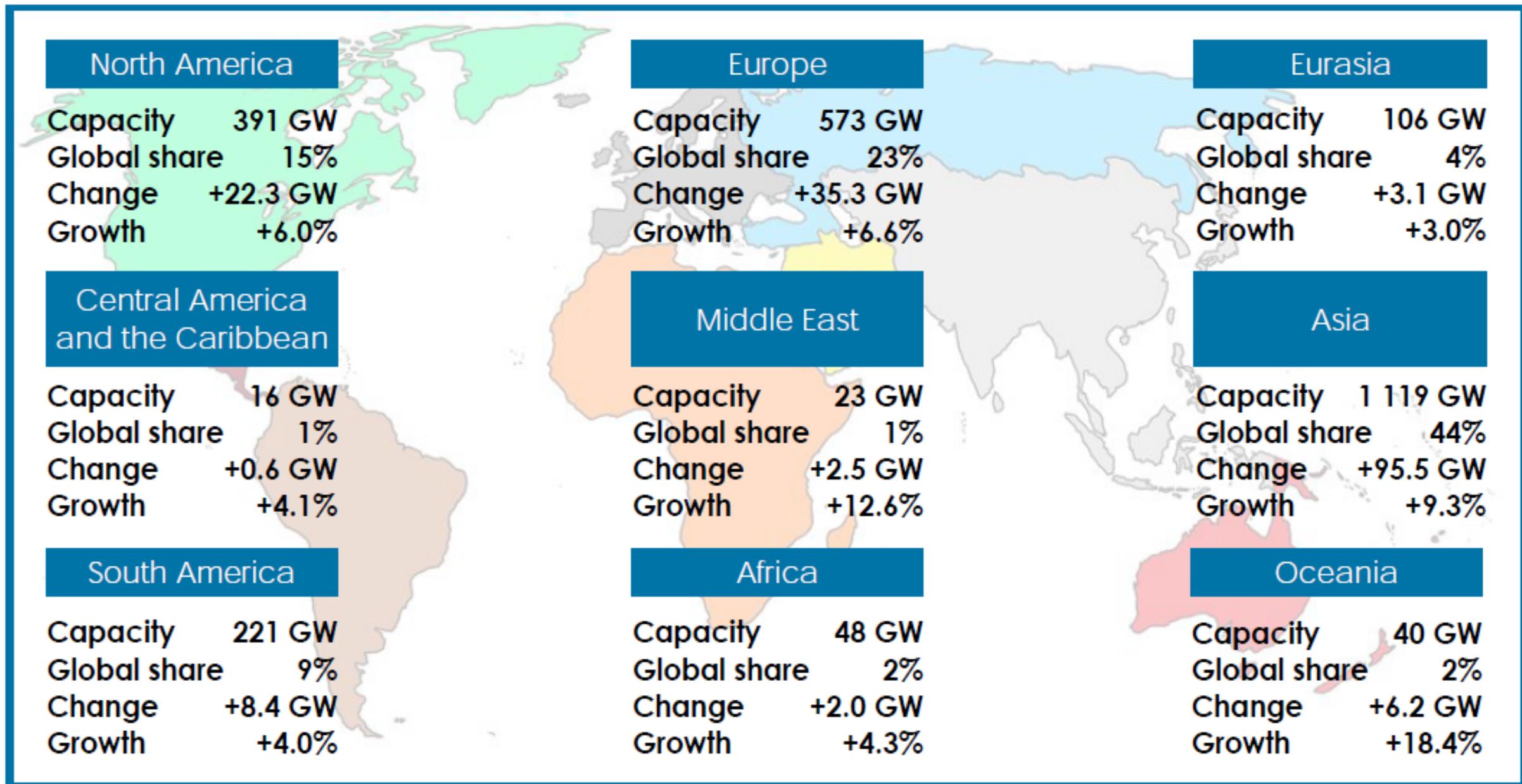
L'USO DEI FOSSILI STRAVOLGE IL CICLO NATURALE DEL CARBONIO

Da quando l'umanità ha cominciato a estrarre combustibili fossili dal sottosuolo, sta trasferendo nell'atmosfera ,

in poche centinaia di anni, tutto il carbonio che si è formato nel sottosuolo in centinaia di milioni di anni.

L'aumento della CO₂ ha aumentato la temperatura del pianeta e sta mettendo a rischio la sopravvivenza del genere umano.

Renewable generation capacity by region

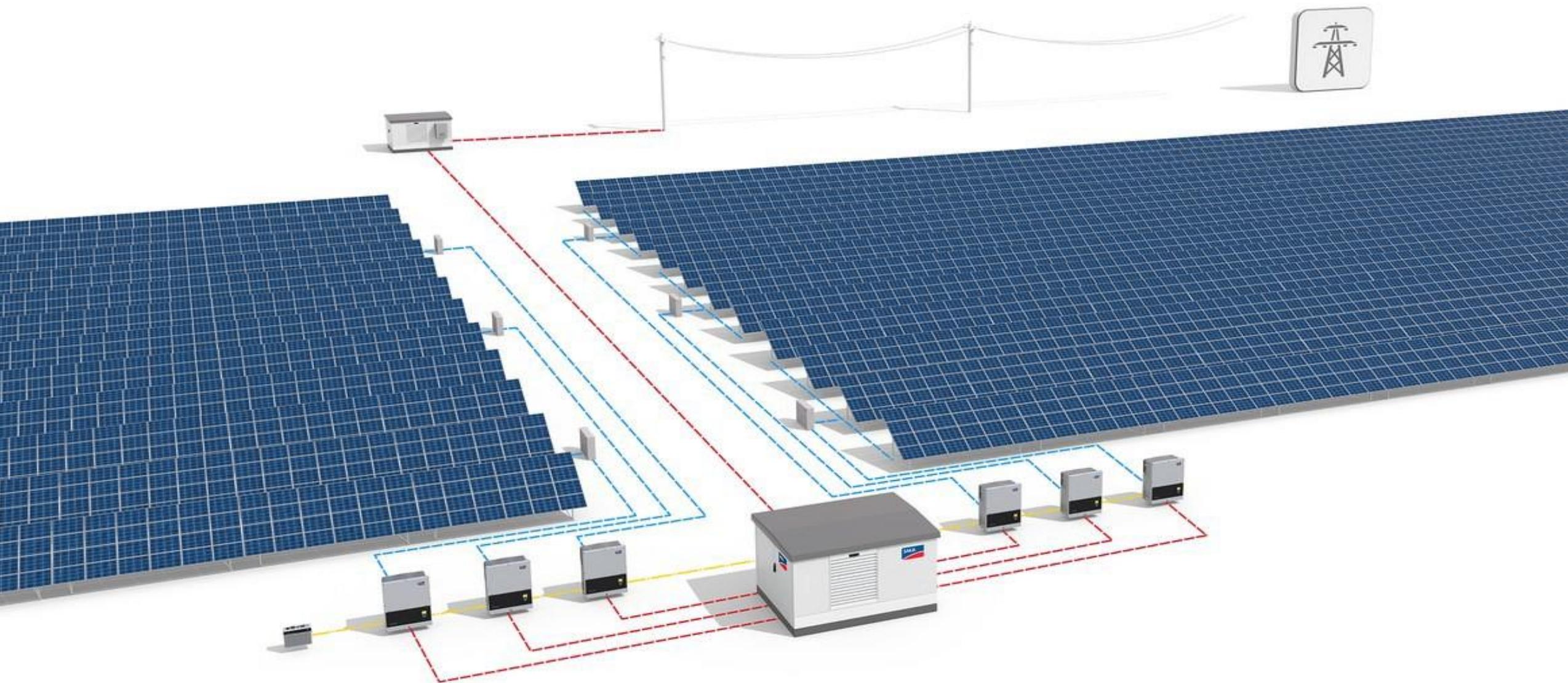


For the complete dataset see: IRENA (2020), Renewable capacity statistics 2020, available at: www.irena.org/publications.

IMPIANTI FOTOVOLTAICI

INSTALLATI

PARCO SOLARE FOTOVOLTAICO DI 15,5 MW NEL COMUNE DI S.LORENZO BELLIZZI





VITERBO : IL PIU' GRANDE PARCO SOLARE FOTOVOLTAICO ITALIANO DA 84,2 MWp

Parco fotovoltaico di 7 MW a Pietrafitta(CS)



Gli obiettivi chiave del Framework Europeo al 2030 sono:

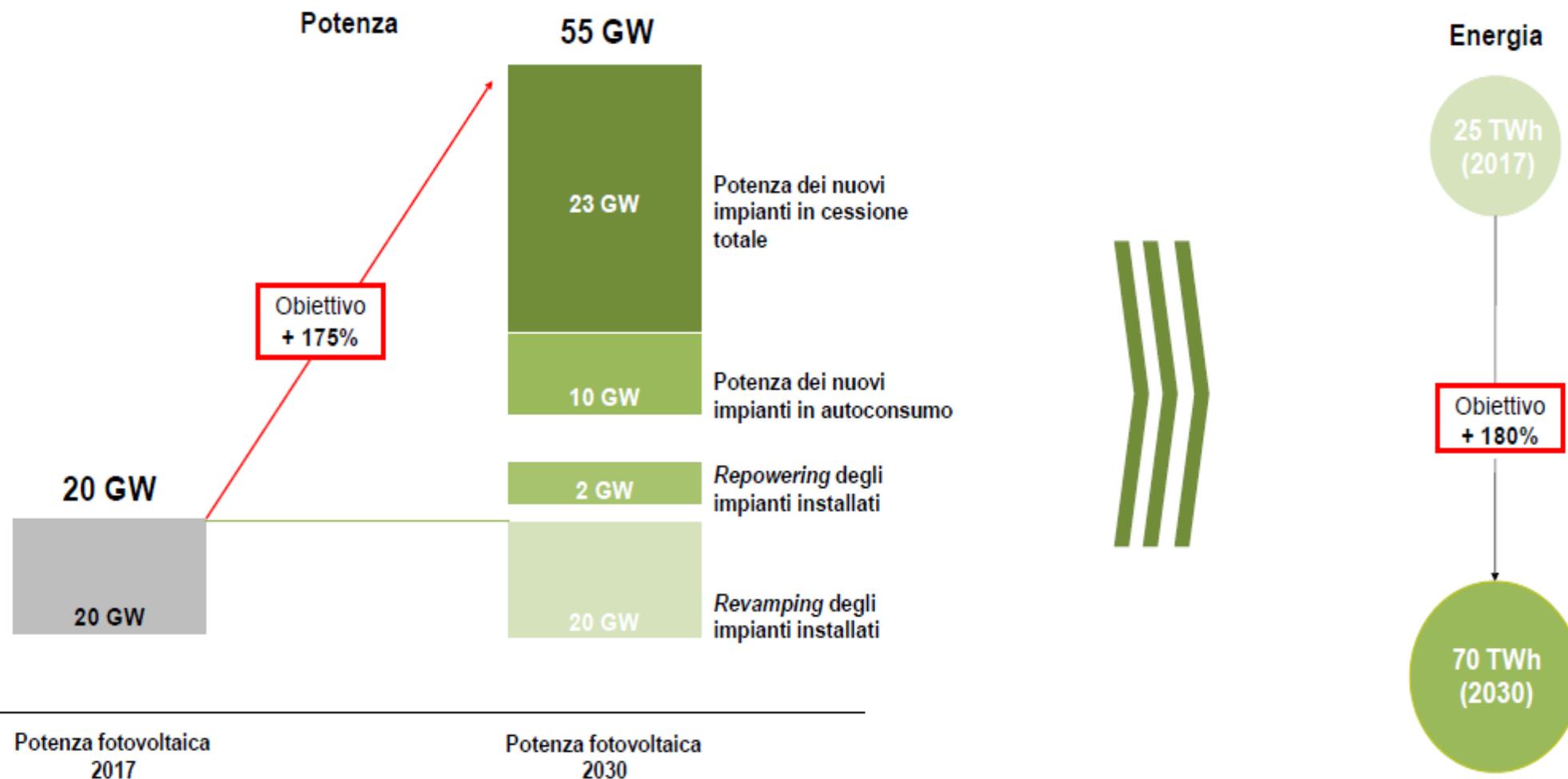
- diminuzione delle emissioni di gas serra del 40% (rispetto al 1990)**
- aumento al 32% della quota di fonti rinnovabili sul totale;-**
 - miglioramento dell'efficienza energetica del 32,5 %**



STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

SEN 2017: Progetti GSE – Fotovoltaico Quota 70

La SEN ha fissato quale obiettivo al 2030 il raggiungimento di 72 TWh di produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Il raggiungimento di tale obiettivo si traduce in un **incremento di 35 GW di potenza installata** equivalente a **45 TWh di energia elettrica** da produrre. Si precisa che il suddetto obiettivo tiene conto dell'evoluzione tecnologica che interesserà il settore nei prossimi anni.

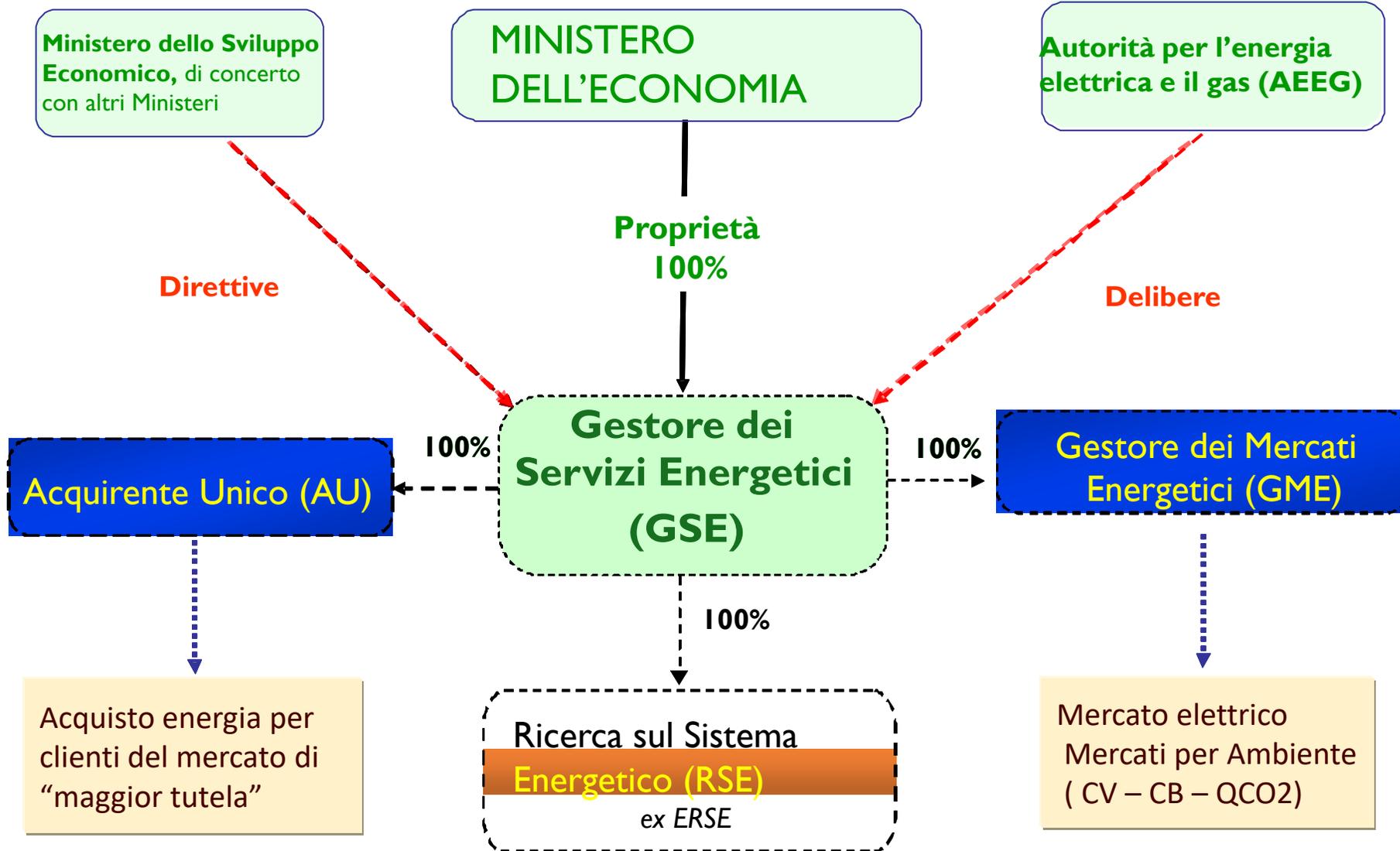


IMPIANTI FOTOVOLTAICI INSTALLATI

Distribuzione regionale della potenza installata a fine 2018



Il ruolo del GSE



ITALIA : POTENZA INSTALLATA IN GW

- Per quanto riguarda la potenza installata (ovvero la potenza massima erogabile dalle centrali), l'Italia è tecnicamente autosufficiente;
- le centrali esistenti a tutto il 2017 sono infatti in grado di **erogare una potenza massima** netta di circa **114 GW**
- contro una **richiesta massima storica** di circa **60,5 GW** (picco dell'estate 2015) nei periodi più caldi estivi.

**DETRAZIONI FISCALI E INCENTIVI
PER
IMPIANTI FOTOVOLTAICI**

AGEVOLAZIONI FISCALI PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI (DETRAZIONI O CREDITO D'IMPOSTA

(maggiori dettagli nella [guida dell'Agenzia delle Entrate –luglio 2019](#))

Per i **privati** la realizzazione di un impianto fotovoltaico sul tetto di un edificio rientra nell'ambito degli interventi di ristrutturazione edilizia, previsti dall'Agenzia delle Entrate, per l'accesso alle agevolazioni fiscali del 50% .

È in arrivo una detrazione al 110% anche per ecobonus ,compreso il fotovoltaico :

i lavori dovranno essere compiuti tra il 1° luglio e il 31 dicembre 2020.

IL DECRETO RILANCIO è stato approvato in questi giorni ,e deve essere riconvertito in legge entro la

prima quindicina di luglio.e questo decreto sarà illustrato negli interventi successivi.

Esempio: impianto familiare

Per il classico impianto fotovoltaico domestico da **4 Kw** che oggi arriva a costare circa **6.000 euro** “chiavi in mano” + **IVA al 10%** , si può recuperare annualmente dalle dichiarazioni dei redditi dei prossimi 10 anni, **330 euro**.

Cioè: la restituzione di 3.300 euro (il 50% di 6mila euro+iva) in 10 anni.

La “restituzione” di questo importo avviene tramite detrazione fiscale Irpef:

una sorta di sconto sulle tasse degli anni successivi.

La detrazione si applica in riferimento all'intera fattura, comprensiva di Iva.

CHI HA DIRITTO ALLA DETRAZIONE ?

- il proprietario o il nudo proprietario
- il titolare di un diritto reale di godimento (usufrutto, uso, abitazione o superficie)
- l'inquilino o il comodatario
- i soci di cooperative divise e indivise
- i soci delle società semplici
- gli imprenditori individuali, solo per gli immobili che non rientrano fra quelli strumentali .

Le aziende hanno la possibilità di sfruttare il **super-ammortamento al 140%**

inserendo il fotovoltaico tra le spese aziendali deducibili
(attenzione: "*deduzione*" è diverso da "*detrazione*").

L'impianto, però, deve essere qualificato come bene "mobile" e non bene immobile, secondo la circolare 36/E (del 19 dicembre 2013) dell'Agenzia Entrate.

AUTOCONSUMO

SCAMBIO SUL POSTO

RITIRO DEDICATO

INCENTIVI FER 1

SISTEMI EFFICIENTI DI UTENZA - S.E.U.

AUTOCONSUMO

Un cittadino, un condominio, una P.A. o un'impresa che scelga di autoconsumare l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico accede ad una serie di **vantaggi economici e ambientali**:

Risparmio in bolletta:

più energia si **autoconsuma** e più si riducono i costi. **L'autoconsumo** consiste nella **possibilità di consumare in loco** - nella propria abitazione, in un ufficio, in uno stabilimento produttivo, **l'energia elettrica prodotta dall'impianto a fonte rinnovabile** per far fronte ai propri fabbisogni energetici.

Scambio sul Posto

Il servizio di **Scambio sul Posto** è una **particolare forma di autoconsumo** in sito che consente di **compensare** l'energia elettrica **prodotta** e immessa in rete

in un certo momento con quella **prelevata** e **consumata** in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata.

Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la **presenza di impianti per il consumo** e per la produzione di energia elettrica sottesi a **un unico punto di connessione con la rete pubblica.**

Lo scambio sul posto stipulato con il GSE su impianti che **non superano la potenza di 200 kWp** è **cumulabile con l'incentivo Conto Energia**. In questo modo, l'energia elettrica prodotta, ma non auto consumata, viene accumulata per essere ripresa nel momento in cui se ne ha bisogno.

L'energia prodotta in eccesso viene misurata da un **contatore bidirezionale** e conteggiata a fine anno al prezzo zonale orario. Nello scambio sul posto, questa energia non viene retribuita, ma è un credito che può essere utilizzato l'anno successivo.

E' facile comprendere come questa sia la soluzione ideale dove la produzione di energia è pari o inferiore al consumo energetico, garantendosi, così, una bolletta a importo zero.

Ritiro Dedicato

Il Ritiro Dedicato è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Consiste nella **cessione** al GSE dell'energia elettrica **immessa** in rete **dagli impianti** che vi possono accedere, su richiesta del produttore e

in **alternativa al libero mercato**, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato.

Il GSE **corrisponde** infatti al produttore un determinato **prezzo** per **ogni kWh** immesso in rete, secondo prezzi zionali stabiliti.

I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita al GSE dell'energia elettrica **si sommano agli incentivi**, a eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo.

Possono richiedere l'accesso al [Ritiro Dedicato](#) gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni:

-potenza apparente **nominale inferiore a 10 MVA** alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;

-**potenza qualsiasi** per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti **fonti rinnovabili**: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);

-potenza apparente **nominale inferiore a 10 MVA** alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;

-potenza apparente nominale **uguale o superiore a 10 MVA**, alimentati da fonti rinnovabili (diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica) limitatamente, per quest'ultima, agli impianti ad acqua fluente purché nella titolarità di un autoproduttore.

Il Ritiro Dedicato, infine, non è compatibile con il servizio di Scambio sul Posto.

Gli impianti che **accedono ai meccanismi di incentivazione** per i quali è previsto il riconoscimento di una **Tariffa Onnicomprensiva** (incentivo + ricavo da vendita dell'energia) **non possono accedere** al servizio di Ritiro Dedicato.

Nello specifico quindi **non possono accedere** :

- gli impianti fotovoltaici incentivati dal D.M. 05 Luglio 2012 (quinto Conto Energia) o D.M. 05 Maggio 2011 (quarto Conto Energia per i soli impianti con Tariffa Onnicomprensiva),
- gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (non fotovoltaici) incentivati dal D.M. 18 Dicembre 2008, dal D.M. 06 Luglio 2012 e dal D.M. 23 Giugno 2016.

Decreto FER1 elettriche – DM 04 luglio 2019

In ambito fotovoltaico:

Guida al “VI CONTO ENERGIA”

Sommario

VI Conto Energia fotovoltaico DM 04/07/2019

- **Caratteristiche**
- **Dead-line Decreto FER1-elettriche**
- **Procedute di asta e registro**
- **Tariffe incentivanti**
- **Casi studio**

CARATTERISTICHE

- 1) **CE-VI** è alternativo al RiD-GSE o allo SSP-GSE;
- 2) **CE-VI** è alternativo alla Market-Parity-GME;
- 3) **CE-VI** è cumulabile con il super-ammortamento fiscale 30%;
- 4) **CE-VI** solo per impianti fotovoltaici «nuovi» **P>20 kW**;
- 5) Per accedere al **CE-VI** si partecipa a registri/aste per via telematica;
- 6) **CE-VI** → Registro gruppo A (770 MW PV vs Wind) +A2 (800 MW), Aste gruppo A (5,5 GW PV vs Wind); **7 procedure** da settembre 2019 a settembre 2021;
- 7) **CE-VI** prevede **3 scaglioni tariffari** da 70 a 105 €/MWh funzione della Potenza nominale impianto;
- 8) **P<100 kW** → **NO** cauzione definitiva/provvisoria per accedere alle procedure;
- 9) **P ≤ 100kW su edifici** → **Premio** aggiuntivo su autoconsumo 10 €/MWh solo se autoconsumo > 40% produzione netta impianto fotovoltaico;
- 10) Nel caso di **bonifica amianto** → **Premio** su produzione 12 €/MWh cumulabile;
- 11) **P≤250 kWp** → Incentivo=**Tariffa Onnicomprensiva** su richiesta produttore;
- 12) **P>250 kWp** → Incentivo = [**Tariffa Spettante – PZO**]; l'energia prodotta rimane sempre nella disponibilità del produttore per valorizzazione economica mercato GME;
- 13) **P<1 MW** → **Registro**; **P≥ 1 MW** → **Aste**;
- 14) **Durata erogazione Incentivo** → **20 anni** dall'entrata in esercizio dell'impianto

DEADLINE DEL FER1

Art. 3

(Modalità e requisiti generali per l'accesso ai meccanismi di incentivazione)

1. Accedono ai meccanismi di incentivazione, previa partecipazione a procedure pubbliche per la selezione dei progetti da iscrivere in appositi **registri** nei limiti di specifici contingenti di potenza, gli impianti a fonti rinnovabili indicati in allegato 1 rientranti nelle seguenti categorie:

a) impianti di nuova costruzione, integralmente ricostruiti e riattivati, di potenza inferiore a 1 MW;

Nel caso fotovoltaico: solo impianti di nuova costruzione

2. Gli impianti cui al comma 1, di potenza uguale o superiore ai valori ivi indicati, accedono ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto a seguito di partecipazione a procedure competitive di **aste al ribasso**, nei limiti di contingenti di potenza.

VI Conto Energia DM 04 luglio 2019 → solo per impianti fotovoltaici $P > 20$ kW

Registri: per impianti nuovi con **Potenza nominale < 1 MW**

Aste: per impianti fotovoltaici nuovi con **Potenza nominale ≥ 1 MW**

Dead-line → 5,8 G€/anno come tetto di spesa media annuale di tutte le Fer elettriche compreso il fotovoltaico, ovvero 30 settembre 2021. Occorsi uno dei due eventi dead-line, non si potrà più accedere all'incentivazione in conto energia VI

ASTE E REGISTRI

Le richieste di iscrizione ai Registri e alle Aste e le richieste di accesso agli incentivi per gli impianti risultati ammessi in posizione utile in graduatoria possono essere inviate esclusivamente tramite il Portale FER-E, accessibile registrandosi all'[Area Clienti GSE](#) del sito. L'elenco completo della documentazione digitale da trasmettere, sarà disponibile nel "[Regolamento operativo per l'iscrizione ai Registri e alle Aste](#)"

N. procedura	Data di apertura del bando
1	30 settembre 2019
2	31 gennaio 2020
3	31 maggio 2020
4	30 settembre 2020
5	31 gennaio 2021
6	31 maggio 2021
7	30 settembre 2021
	Tabella 1

Dead-line → 5,8 G€/anno come tetto di spesa max, ovvero 30 settembre 2021. Occorsi i due eventi dead-line, non si potrà più accedere ai meccanismi di incentivazione.

Si partecipa alla **procedure** per via **telematica** su **portale GSE**, il periodo di presentazione delle domande di partecipazione è di 30 giorni decorrenti dalla data di pubblicazione del bando indicata in Tabella 1;

2. Fatto salvo quanto previsto all'art. 20, la potenza messa a disposizione in ogni bando è pari a quella indicata in Tabella 2.

N. procedura	Gruppo A [MW]	Gruppo A-2 [MW]	Gruppo B [MW]	Gruppo C [MW]	Data di apertura del bando
1	45	100	10	10	30 settembre 2019
2	45	100	10	10	31 gennaio 2020
3	100	100	10	10	31 maggio 2020
4	100	100	10	10	30 settembre 2020
5	120	100	10	20	31 gennaio 2021
6	120	100	10	20	31 maggio 2021
7	240	200	20	40	30 settembre 2021
Totale	770	800	80	120	Tabella 1

Tabella 2

3. Per gli impianti di cui ai gruppi A, A-2 e B si applicano gli articoli 9 e 10, per gli impianti di cui al gruppo C si applica l'art. 17.

Per il Fotovoltaico entro 30/09/2021 sul mercato primario incentivato → 800 MW a registro decontaminanti amianto, e 770 MW contesi con eolico

Schema delle modalità di accesso agli incentivi per impianti nuovi, riattivazioni, integrali ricostruzioni e potenziamenti (*)

Gruppo di appartenenza	Tipologia impiantistica	Categoria di intervento	Potenza (*)	
			1 kW	1000 kW
Gruppo A	Eolico on shore	Nuova costruzione Integrale ricostruzione Riattivazione Potenziamento	1 kW	1000 kW
	Fotovoltaico	Nuova costruzione	20 kW	1000 kW
Gruppo A-2	Fotovoltaico sostituzione di coperture con rimozione eternit e amianto	Nuova costruzione	20 kW	999 kW
Gruppo B	Idroelettrico	Nuova costruzione Integrale ricostruzione (esclusi impianti su acquedotto) Riattivazione Potenziamento	1 kW	1000 kW
	Impianti a gas residuati dei processi di depurazione	Nuova costruzione Riattivazione Potenziamento	1 kW	1000 kW
Gruppo C	Eolico on shore	Rifacimento	1 kW	1000 kW
	Idroelettrico	Rifacimento	1 kW	1000 kW
	Impianti a gas residuati dei processi di depurazione	Rifacimento	1 kW	1000 kW

(*) Per interventi di potenziamento gli intervalli di potenza sono riferiti all'aumento della potenza dell'impianto al termine dell'intervento.

- impianti fotovoltaici ≤ 250 kWp si può scegliere tra una di queste due tariffe ;

- impianti > 250 kWp è obbligatorio optare per la “tariffa a due vie”.

A) TARIFFA OMNICOMPRESIVA (TO), data da una **Tariffa Base (Tb) + Premi (Pr)** :

- 12 euro/MWh erogati su tutta l’energia prodotta per impianti fotovoltaici installati in sostituzione di coperture in amianto;
- 10 euro/MWh erogati sulla quota di energia autoconsumata, cumulabile con il premio di cui sopra, per impianti di potenza fino a 100 kW su edifici e con un autoconsumo superiore al 40% della produzione netta.

Potenza (kWp)	Vita utile dell’incentivo(anni)	Tariffa Base (€/MWh)
$20 < P \leq 100$	20	105
$100 < P \leq 1.000$	20	90
$P > 1.000$	20	70

B) TARIFFA A DUE VIE $T = (Tb + Pr) - Pz$,

Tariffa Base + eventuali Premi) a cui si sottrae il **Prezzo Zonale Orario (Pz)** della zona in cui è immessa l’energia elettrica prodotta.

SEU (SISTEMI EFFICIENTI DI UTENZA)

E' possibile operare secondo il modello SEU (Sistemi Efficienti di Utenza) e fino a 20 MWp. Inoltre i benefici derivanti dal modello SEU sono compatibili con gli incentivi in [Conto Energia](#).

- **SEU** sono sistemi di produzione e consumo in **connessione diretta** tra il produttore ed il consumatore finale.
- L'energia elettrica autoconsumata dei SEU beneficia dell'esenzione dagli oneri di trasporto distribuzione, misura e generali di sistema, **evitando, per la quota di autoconsumo rilevanti costi tariffari** della bolletta elettrica : i costi di trasmissione, di distribuzione ed altri oneri .

I possessori degli impianti possono **vendere l'energia elettrica direttamente** agli utenti finali ad un prezzo concordato (ad es. 120 €/MWh), ottenendo così un evidente duplice vantaggio sia lato produttore, sia lato utente.

Infatti oggi il prezzo di **cessione alla rete** è tra i 40 e i 50 €/Mwh ,mentre il prezzo di **acquisto di energia dalla rete** è di circa 170 €/Mwh escluso IVA .

Un esempio pratico

Si schematizza di seguito un esempio di un sistema di produzione classificabile come SEU, nel quale A e B sono rispettivamente il cliente finale - titolare del punto di connessione - e il produttore, mentre M1 e M2 rappresentano i due misuratori di produzione e di scambio con la rete.

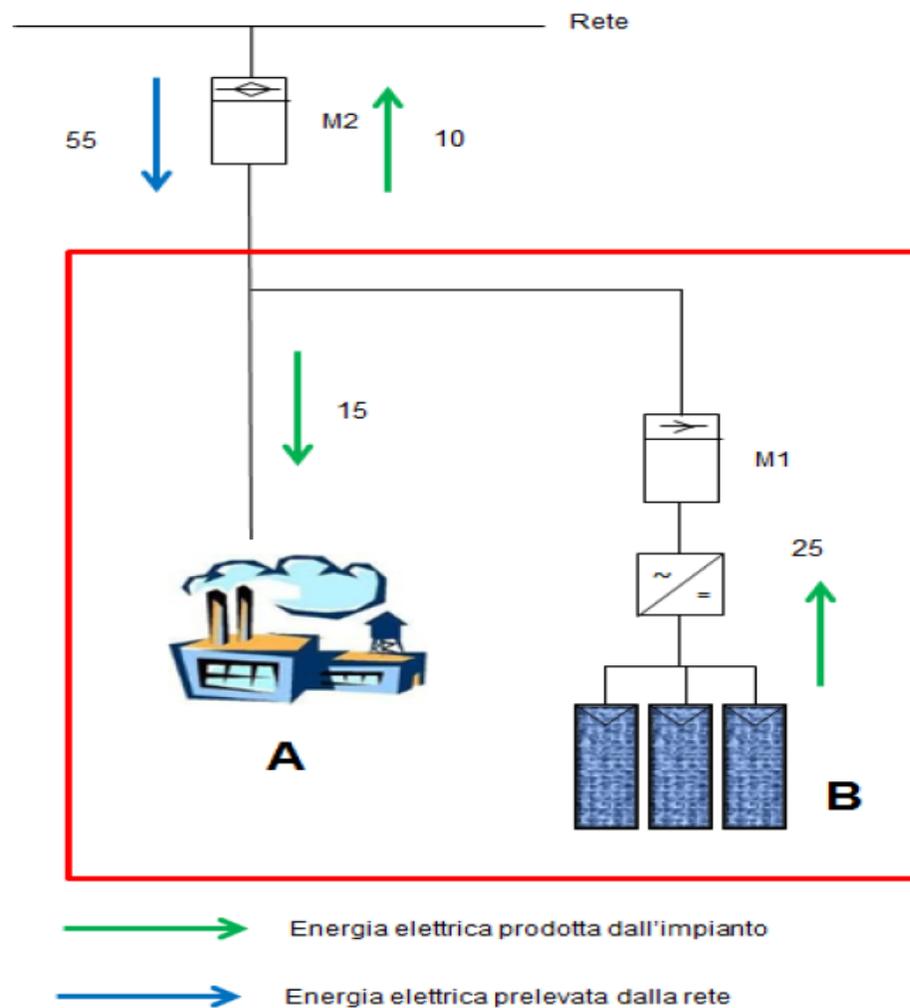


Figura 2. Schematizzazione di un SEU

ESEMPIO

- **produzione** dell'impianto di produzione: **25 MWh/anno**;
- **fabbisogno elettrico** del cliente finale: **70 MWh/anno**;
- **prelievi** dalla rete elettrica: **55 MWh/anno** relativi all'energia elettrica che l'utenza ha dovuto prelevare in caso di mancata/ridotta produzione di energia elettrica rispetto alle necessità di consumo;
- **immissioni**: **10 MWh/anno** relativi all'energia elettrica che l'impianto di **B** ha prodotto in momenti nei quali non erano presenti carichi di **A** in grado di assorbirla;
- **autoconsumo**: **15 MWh** relativi all'energia elettrica prodotta dall'impianto di **B** e istantaneamente consumata dall'utenza di **A**.

Da un punto di vista tariffario, l'energia elettrica auto consumata (15 MWh) non sarà sottoposta ai corrispettivi variabili di trasmissione e distribuzione e a quelli di dispacciamento, né ai corrispettivi variabili degli oneri generali di sistema (componenti A e UC). Le componenti di trasporto e quelle relative agli oneri generali di sistema verranno invece applicate a tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete (55 MWh) e continueranno ad essere applicate anche nelle loro componenti fisse ("euro/punto di prelievo" e "euro/anno") in funzione della specifica utenza alimentata. Infine, l'energia elettrica immessa in rete (10 MWh) potrà essere venduta al GSE tramite il Ritiro Dedicato o al mercato libero attraverso un trader, oppure essere ceduta nell'ambito della convenzione di scambio sul posto (ove fossero rispettati i requisiti previsti dalla normativa vigente).

Tariffe incentivanti di riferimento, vita utile e premi stabiliti dal DM 2019

Fonte rinnovabile Impianti	Gruppo di appartenenza	Tipologia	Potenza kW	VITA UTILE degli IMPIANTI anni	TARIFFA DI RIFERIMENTO (Tr) €/MWh	PREMI (Pr)	
						Fotovoltaici appartenenti al Gruppo A-2 di P<1000 kW	Impianti su edifici con autoconsumo di P≤100 kW
						art.7.10 €/MWh	art.7.12 €/MWh
Eolici	Gruppo A Gruppo C	on-shore	1<P≤100	20	150		10
			100<P<1000	20	90		
			P≥1000	20	70		
Fotovoltaici	Gruppo A		20<P≤100	20	105		10
			100<P<1000	20	90		
			P≥1000	20	70		
	Gruppo A-2	installati in sostituzione di coperture con completa rimozione eternit e amianto	20<P≤100	20	105	12	10
			100<P<1000	20	90	12	
Idroelettrici	Gruppo B Gruppo C	ad acqua fluente (compresi gli impianti su acquedotto)	1<P≤400	20	155		
			400<P<1000	25	110		
			P≥1000	30	80		
		a bacino o a serbatoio	1<P<1000	25	90		
			P≥1000	30	80		
Alimentati a gas residuati dai processi di depurazione	Gruppo B Gruppo C		1<P≤100	20	110		
			100<P<1000	20	100		
			P≥1000	20	80		

I valori della Tabella 1 sono ridotti (esclusi i premi), a decorrere dall'1 gennaio 2021, del 2% per gli impianti idroelettrici e a gas residuati dai processi di depurazione e del 5% per gli impianti eolici e fotovoltaici (DM2019, All.1 Tabella 1.1).

INCENTIVO = TARIFFA SPETTANTE

TARIFFA SPETTANTE = TARIFFA OFFERTA – RIDUZIONI %

TARIFFA OFFERTA = TARIFFA DI RIFERIMENTO – OFFERTA RIBASSO %

$P \leq 250\text{kW}$ → su richiesta del produttore il GSE eroga INCENTIVO ONNICOMPRESIVO

INCENTIVO ONNICOMPRESIVO = TARIFFA SPETTANTE

TARIFFA SPETTANTE = TARIFFA OFFERTA ONNICOMPRESIVA (su produzione netta immessa in rete)

Nel caso impianti fotovoltaici A2 a REGISTRO

INCENTIVO ONNICOMPRESIVO = TARIFFA SPETTANTE + PREMIO (12 €/MWh su energia prodotta)

TARIFFA SPETTANTE = TARIFFA OFFERTA ONNICOMPRESIVA (su produzione netta immessa in rete)

$P > 250\text{kW}$ → il GSE eroga INCENTIVO

INCENTIVO = TARIFFA SPETTANTE – PREZZO ZONALE ORARIO

SE INCENTIVO > 0 → EROGAZIONE INCENTIVO + VALORIZZAZIONE ENERGIA SUL MERCATO

SE INCENTIVO ≤ 0 → CONGUAGLIO + VALORIZZAZIONE ENERGIA SUL MERCATO

Nel caso impianti fotovoltaici A2 a REGISTRO

INCENTIVO = [TARIFFA SPETTANTE – PREZZO ZONALE ORARIO] + PREMIO (12 €/MWh su energia prodotta)

SE INCENTIVO > 0 → EROGAZIONE INCENTIVO + VALORIZZAZIONE ENERGIA SUL MERCATO

SE INCENTIVO ≤ 0 → CONGUAGLIO + VALORIZZAZIONE ENERGIA SUL MERCATO

$P \leq 100\text{kW}$ su edifici → PREMIO AGGIUNTIVO SU AUTOCONSUMO (10 €/MWh su produzione netta autoconsumata solo se autoconsumo > 40% produzione netta impianto fotovoltaico)

Tariffe incentivanti, caso studio 1

Impianto fotovoltaico P=90 kWp su edificio dove è prevista la rimozione dell'eternit.



P= 90 kWp

Producibilità: **100.000 kWh/anno**

Consumi fattoria: **300.000 kWh/anno**

Autoconsumo: **60.000 kWh/anno**

Iniezione in rete: **40.000 kWh/anno**

PROCEDURA REGISTRO

NO CAUZIONI

Spese istruttoria GSE: 180 €



TARIFE INCENTIVANTI CASO DI STUDIO N.1

Impianto fotovoltaico da 90KW su edificio , con rimozione dell'eternit

GENNAIO 2020

Il produttore ha espletato la procedura a registro essendo l'impianto < 100Kw

TARIFFA OFFERTA =105 EURO/Mwh per richiesta al GSE di ritiro dell'energia

Attività industriale con consumo massimo di energia pari a 300 Mwh/anno

Ipotizziamo

Consumo pari a 100 Mwh/anno

60 Mwh/anno di autoconsumo (60%)

Energia immessa in rete 40Mwh/anno

Incentivo omnicomprensivo

105 Mwh/anno+**12**Mwh/anno (premio eternit)+**10 euro**/Mwhx60 spettanti come premio aggiuntivo per edifici con impianti <_100 Kw e > 40% autoconsumo.

CALCOLO INCENTIVO : 127Mwh/anno x40Mwh/anno= 5580 euro/anno x 20 anni =111.600 euro

Tariffe incentivanti, caso studio 1

Impianto fotovoltaico P=90 kWp su edificio dove è prevista la rimozione dell'eternit.

Ipotesi a gennaio 2020, Il soggetto responsabile, cliente produttore:

- i) Richiede ed accetta la soluzione di connessione interfacciandosi con il gestore di rete;
- ii) Contestualmente al punto i) smaltisce l'eternit in ragione della normativa vigente, ed autorizza l'intervento di realizzazione impianto fotovoltaico presso gli enti competenti (conclusione permitting);
- iii) NON deve presentare cauzioni per la procedura Registro A2, in quanto $P < 100$ kW;
- iv) Nell'istanza di accesso al registro, presenta per ipotesi un'offerta al ribasso pari al 10% della **TARIFFA DI RIFERIMENTO**. Dunque presenta una **TARIFFA OFFERTA** pari a:
TARIFFA OFFERTA = TARIFFA DI RIFERIMENTO – OFFERTA RIBASSO %
TARIFFA OFFERTA = 105 €/MWh – (10% di 105 €/MWh) = 94,5 €/MWh
TARIFFA OFFERTA = 94,5 €/MWh = TARIFFA OFFERTA ONNICOMPRESIVA (su produzione netta immessa in rete) in quanto il cliente produttore ha richiesto il ritiro dell'energia al GSE.
- v) L'edificio è destinato ad attività industriali con consumi energetici pari a circa 300.000 kWh/anno;
- vi) L'impianto fotovoltaico produrrà per ipotesi **100.000 kWh/anno**, con una percentuale di autoconsumo pari al 60% (**60.000 kWh/anno**) (energia iniettata in rete **40.000 kWh/anno**);
- vii) Il cliente produttore conclude con esito positivo la procedura di Registro A2;

INCENTIVO ONNICOMPRESIVO = TARIFFA SPETTANTE + PREMIO (12 €/MWh su energia prodotta)

TARIFFA SPETTANTE = TARIFFA OFFERTA ONNICOMPRESIVA (su produzione netta immessa in rete)

P ≤ 100kW su edifici → PREMIO AGGIUNTIVO SU AUTOCONSUMO (10 €/MWh su produzione netta autoconsumata solo se autoconsumo > 40% produzione netta impianto fotovoltaico)

Il GSE eroga **INCENTIVO ONNICOMPRESIVO**

RICAVI INCENTIVO = [94,5 €/MWh X 40] + [12 €/MWh X 100] + [10 €/MWh X 60] = 5.580 euro/anno

TARIFFA SPETTANTE = 94,5 €/MWh (su produzione netta immessa in rete) = **94,5 €/MWh**

TARIFFA SPETTANTE = TARIFFA OFFERTA – RIDUZIONI %

Tariffe incentivanti, caso studio2

Impianto fotovoltaico P=197 kWp su edificio

P= 197 kWp

Producibilità: **227.000 kWh/anno**

Consumi azienda: **400.000 kWh/anno**

Autoconsumo: **55.000 kWh/anno**

Iniezione in rete: **172.000 kWh/anno**

PROCEDURA REGISTRO

**SI CAUZIONI DEFINITIVA (3,54k€) e
PROVVISORIA (1,77 k€)**

Spese istruttoria GSE: 180 €



Impianto fotovoltaico P=197 kWp su edificio

Ipotesi a gennaio 2020, Il soggetto responsabile, cliente produttore:

- i) Richiede ed accetta la soluzione di connessione interfacciandosi con il gestore di rete;
- ii) Contestualmente al punto i) autorizza l'intervento di realizzazione impianto fotovoltaico presso gli enti competenti (conclusione permitting);
- iii) Si cauzioni per la procedura Registro-A, in quanto $P > 100$ kW;
- iv) Nell'istanza di accesso al registro, presenta per ipotesi un'offerta al ribasso pari al 15% della **TARIFFA DI RIFERIMENTO**. Dunque presenta una **TARIFFA OFFERTA** pari a:
TARIFFA OFFERTA = TARIFFA DI RIFERIMENTO – OFFERTA RIBASSO %
TARIFFA OFFERTA = 90 €/MWh – (15% di 90 €/MWh) = 76,5 €/MWh
TARIFFA OFFERTA = 76,5 €/MWh = TARIFFA OFFERTA ONNICOMPRESIVA (su produzione netta immessa in rete) in quanto il cliente produttore ha richiesto il ritiro dell'energia al GSE.
- v) L'impianto fotovoltaico produrrà per ipotesi **227.000 kWh/anno**, con una percentuale di autoconsumo pari al 24% (**55.000 kWh/anno**), ed un valore di energia iniettata in rete pari a **172.000 kWh/anno**);
- vi) Il cliente produttore conclude con esito positivo la procedura di Registro A;

INCENTIVO ONNICOMPRESIVO = TARIFFA SPETTANTE

TARIFFA SPETTANTE = TARIFFA OFFERTA ONNICOMPRESIVA (su produzione netta immessa in rete)

Il GSE eroga **INCENTIVO ONNICOMPRESIVO**

RICAVI INCENTIVO = [76,5 €/MWh X 172] = 13.158 euro/anno

TARIFFA SPETTANTE = 76,5 €/MWh (su produzione netta immessa in rete) = **76,5 €/MWh**

TARIFFA SPETTANTE = TARIFFA OFFERTA – RIDUZIONI %

Tariffe incentivanti, caso studio3

Impianto fotovoltaico P=350 kWp su edificio (Tetto con DDS)



P= 350 kWp

Producibilità: 420.000 kWh/anno

Consumi: fornitura esterna (DDS cliente produttore)

Autoconsumo: 0 kWh/anno

Iniezione in rete: 410.000 kWh/anno

PROCEDURA REGISTRO

SI CAUZIONI DEFINITIVA (6,3k€) e

PROVVISORIA (3,15 k€)

Spese istruttoria GSE: 600 €



Impianto fotovoltaico P=350 kWp su edificio (Tetto con DDS)

Ipotesi a gennaio 2020, Il soggetto responsabile, cliente produttore:

- i) Richiede ed accetta la soluzione di connessione interfacciandosi con il gestore di rete;
- ii) Contestualmente al punto i) autorizza l'intervento di realizzazione impianto fotovoltaico presso gli enti competenti (conclusione permitting);
- iii) Si cauzioni per la procedura Registro-A, in quanto $P > 100$ kW;
- iv) Nell'istanza di accesso al registro, presenta per ipotesi un'offerta al ribasso pari al 20% della **TARIFFA DI RIFERIMENTO**. Dunque presenta una **TARIFFA OFFERTA** pari a:

$$\text{TARIFFA OFFERTA} = \text{TARIFFA DI RIFERIMENTO} - \text{OFFERTA RIBASSO} \%$$

$$\text{TARIFFA OFFERTA} = 90 \text{ €/MWh} - (20\% \text{ di } 90 \text{ €/MWh}) = 72 \text{ €/MWh}$$

Il produttore firma un contratto di DDS (Diritto Di Superficie) con il proprietario del sito che continua a soddisfare i consumi con forniture esterne.

- v) L'impianto fotovoltaico produrrà per ipotesi **420.000 kWh/anno**, con un valore di energia iniettata in rete pari a **410.000 kWh/anno** al netto dei consumi ausiliari di impianto;
- vi) Il cliente produttore conclude con esito positivo la procedura di Registro A;
- vii) Si considera per la zona un **PREZZO ZONALE ORARIO** di mercato medio pari a (**55 €/MWh**)

$$\text{INCENTIVO} = \text{TARIFFA SPETTANTE} - \text{PREZZO ZONALE ORARIO (55 €/MWh)}$$

SE INCENTIVO > 0 → EROGAZIONE INCENTIVO + VALORIZZAZIONE ENERGIA SUL MERCATO

SE INCENTIVO ≤ 0 → CONGUAGLIO + VALORIZZAZIONE ENERGIA SUL MERCATO

il GSE eroga INCENTIVO (a cui aggiungere per produttore valore energia su mercato GME)

$$\text{RICAVI INCENTIVO} = [72 \text{ €/MWh} \times 410] - [55 \text{ €/MWh} \times 410] = 6.970 \text{ euro/anno}$$

$$\text{TARIFFA SPETTANTE} = 72 \text{ €/MWh (su produzione netta immessa in rete)} = 72 \text{ €/MWh}$$

$$\text{TARIFFA SPETTANTE} = \text{TARIFFA OFFERTA} - \text{RIDUZIONI} \%$$

Tariffe incentivanti, caso studio4

Impianto fotovoltaico P=6 MWp a terra in zona industriale



P= 6 MWp

Producibilità: **10.800 MWh/anno**

Consumi: per alimentazione ausiliari

Autoconsumo: **per alimentazione ausiliari**

Iniezione in rete: **9.720 MWh/anno**

PROCEDURA ASTA

SI CAUZIONI DEFINITIVA (540k€) e PROVVISORIA (270 k€)

Spese istruttoria GSE: 2.300 €



Tariffe incentivanti, caso studio4

Impianto fotovoltaico P=6 MWp a terra in zona industriale

Ipotesi a gennaio 2020, Il soggetto responsabile, cliente produttore:

- i) Richiede ed accetta la soluzione di connessione interfacciandosi con il gestore di rete;
- ii) Contestualmente al punto i) autorizza l'intervento di realizzazione impianto fotovoltaico presso gli enti competenti (conclusione permitting);
- iii) Si cauzioni per la procedura Aste-A, in quanto $P > 1$ MW;
- iv) Nell'istanza di accesso al registro, presenta per ipotesi un'offerta al ribasso pari al 10% della **TARIFFA DI RIFERIMENTO**. Dunque presenta una **TARIFFA OFFERTA** pari a:

$$\text{TARIFFA OFFERTA} = \text{TARIFFA DI RIFERIMENTO} - \text{OFFERTA RIBASSO } \%$$

$$\text{TARIFFA OFFERTA} = 70 \text{ €/MWh} - (10\% \text{ di } 70 \text{ €/MWh}) = 63 \text{ €/MWh}$$

- v) L'impianto fotovoltaico produrrà per ipotesi **10.800 MWh/anno**, con un valore di energia iniettata in rete pari a **9.720 MWh/anno** al netto dei consumi ausiliari di impianto e delle perdite di sistema;
- vi) Il cliente produttore conclude con esito positivo la procedura di Asta-A;
- vii) Si considera per la zona un **PREZZO ZONALE ORARIO di mercato medio pari a (50 €/MWh)**

$$\text{INCENTIVO} = \text{TARIFFA SPETTANTE} - \text{PREZZO ZONALE ORARIO (50 €/MWh)}$$

SE INCENTIVO > 0 → EROGAZIONE INCENTIVO + VALORIZZAZIONE ENERGIA SUL MERCATO

SE INCENTIVO ≤ 0 → CONGUAGLIO + VALORIZZAZIONE ENERGIA SUL MERCATO

il GSE eroga INCENTIVO (a cui aggiungere per produttore valore energia su mercato GME)

$$\text{RICAVI INCENTIVO} = [63 \text{ €/MWh} \times 9.720] - [50 \text{ €/MWh} \times 9.720] = 90.610 \text{ euro/anno}$$

$$\text{TARIFFA SPETTANTE} = 63 \text{ €/MWh (su produzione netta immessa in rete)} = 63 \text{ €/MWh}$$

$$\text{TARIFFA SPETTANTE} = \text{TARIFFA OFFERTA} - \text{RIDUZIONI } \%$$

POTENZA EMESSA DAL SOLE 175 MILIARDI DI MEGAWATT

POTENZA CHE ARRIVA SULLA SUPERFICIE TERRESTRE CIRCA 1000 WATT/m²

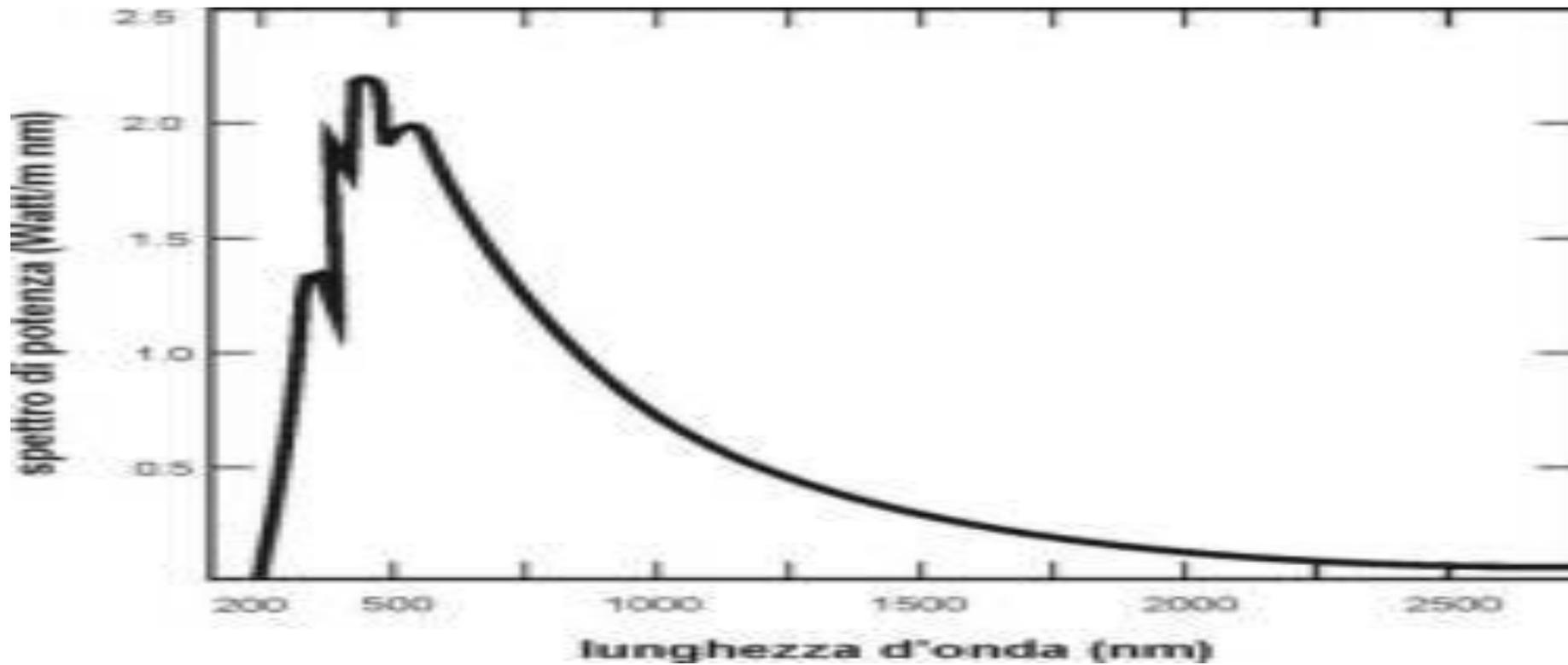
Energia solare

Le radiazioni elettromagnetiche sono costituite da fotoni.

Il fotone è la particella elettricamente neutra che si propaga nel vuoto alla velocità di 300.000 Km al secondo.

L'intensità delle radiazioni solari che arrivano sulla superficie terrestre ogni anno equivale a 80.000 miliardi di tonnellate di petrolio equivalenti (TEP).

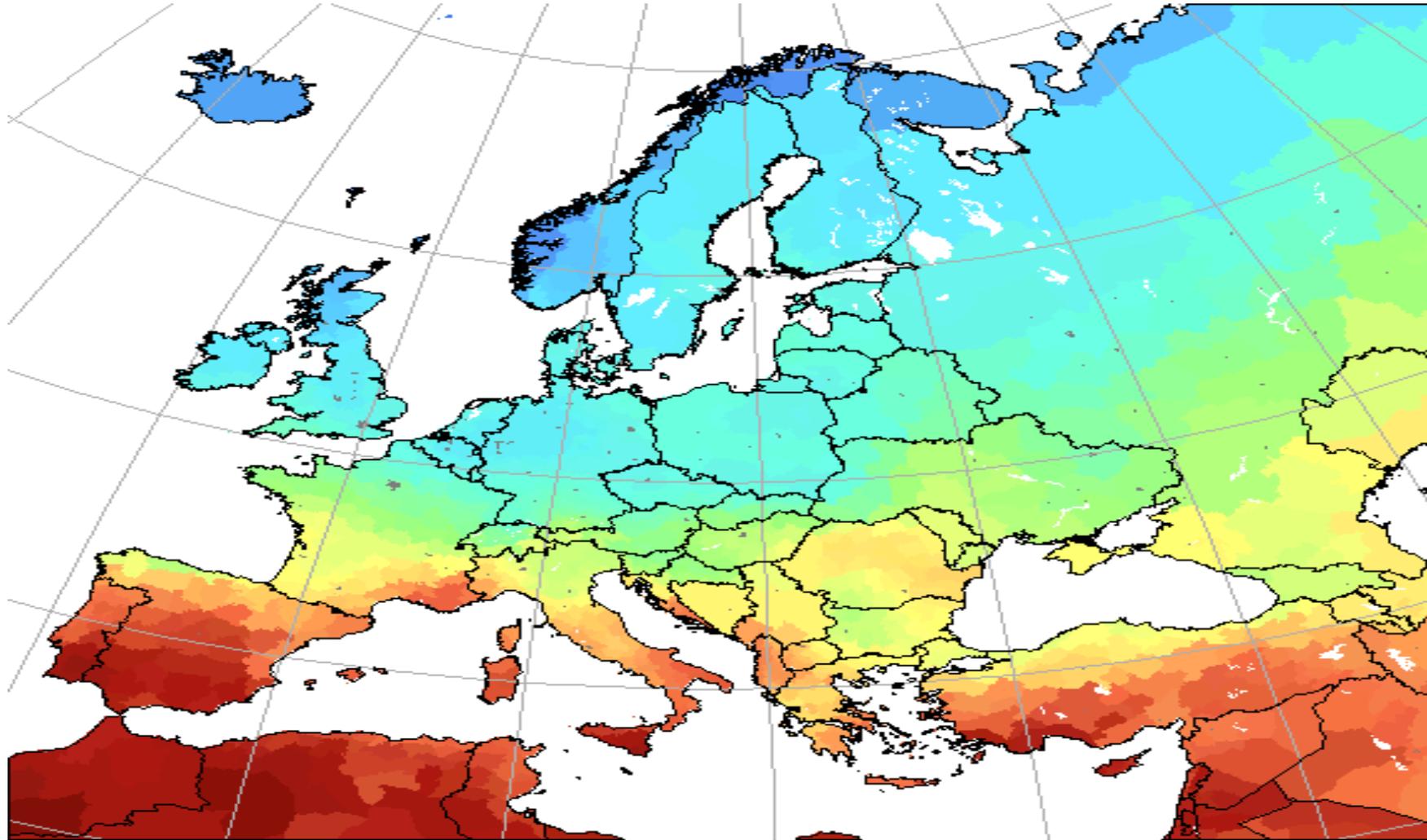
La domanda mondiale di energia è pari a 8 miliardi di TEP all'anno.



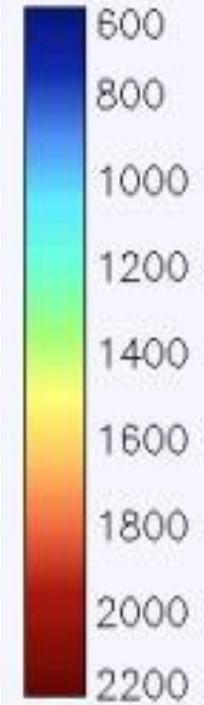
L'area sottesa allo spettro solare rappresenta l'energia incidente nell'unità di tempo, sull'unità di superficie disposta perpendicolarmente alla radiazione solare, al di fuori dell'atmosfera ad una distanza media tra Sole e Terra e prende il nome di

“costante solare” G_0 ed è pari a 1367 W/m^2

Irraggiamento



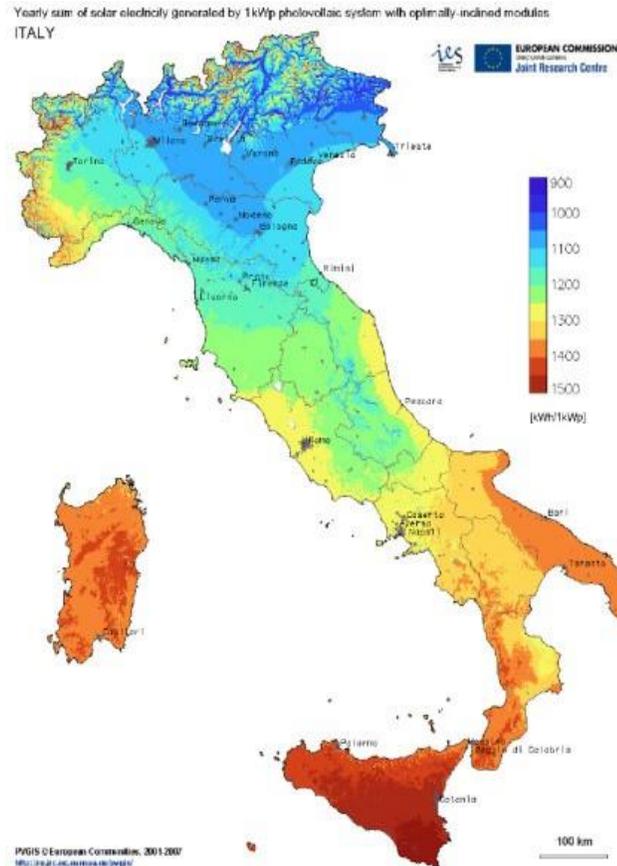
Yearly global
irradiation
[kWh/m²]



IRRAGGIAMENTO GLOBALE MEDIO ANNUO AL m² – ANGOLO D'INCLINAZIONE OTTIMALE

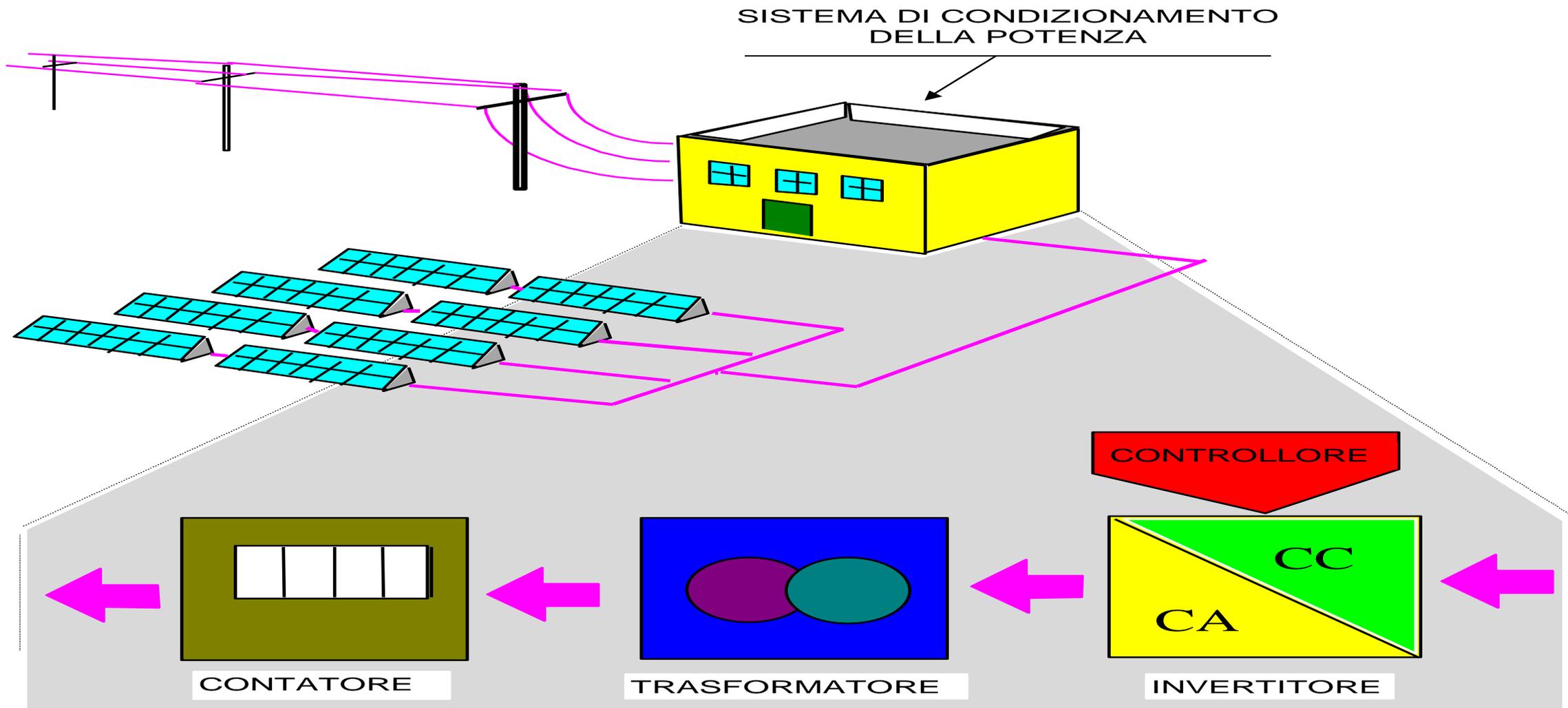
PRODUCIBILITA' kWh / kWp

Data l'estensione nord-sud dell'Italia, la variazione di insolazione annua tra una località del settentrione rispetto ad una del mezzogiorno può superare il 40%.

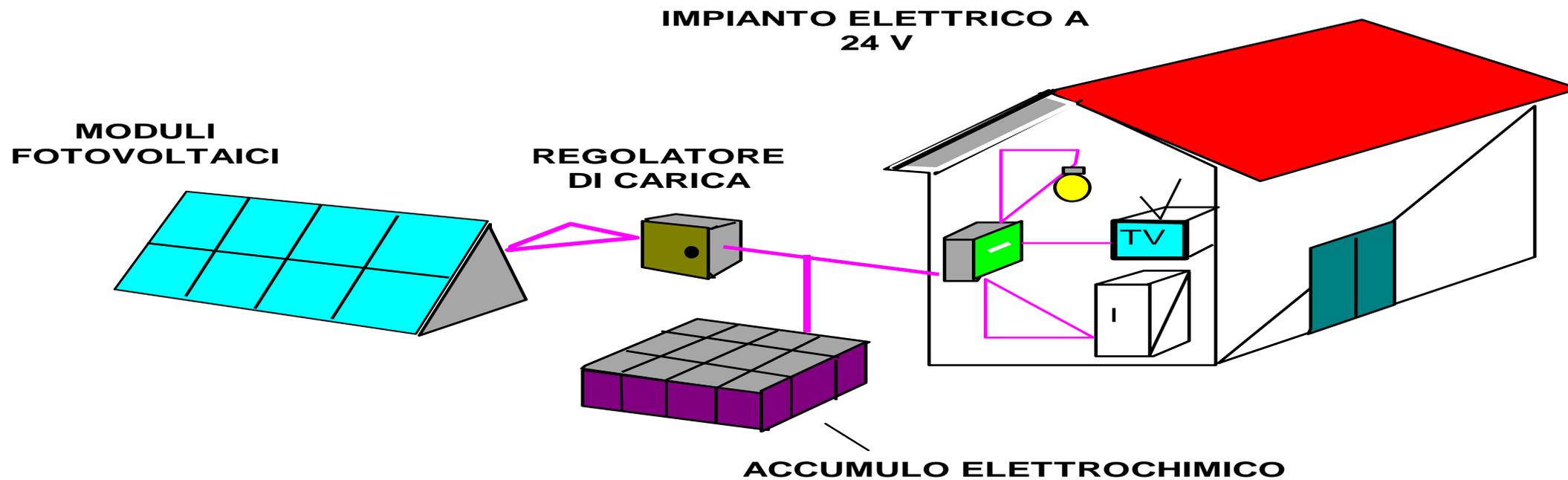


	Producibilità	
Nord	1.000 – 1.200	kWh/kWp
Centro	1.100 – 1.300	kWh/kWp
Sud	1.300 – 1.500	kWh/kWp

SISTEMA FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA RETE



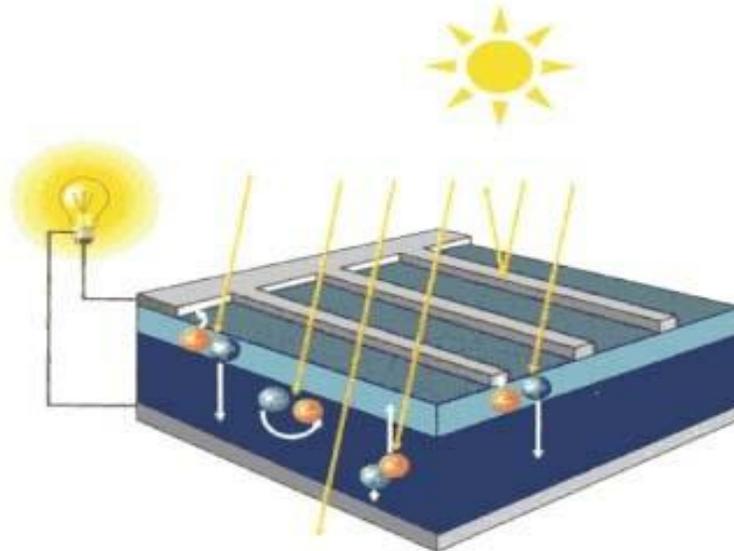
SISTEMI ISOLATI



Come funziona il fotovoltaico?

Quando un raggio luminoso colpisce il sottile strato di alcuni materiali detti "semiconduttori", il più conosciuto dei quali è il silicio, i

fotoni (le particelle di energia che compongono il raggio) trasferiscono la loro energia agli elettroni degli atomi che costituiscono il materiale.



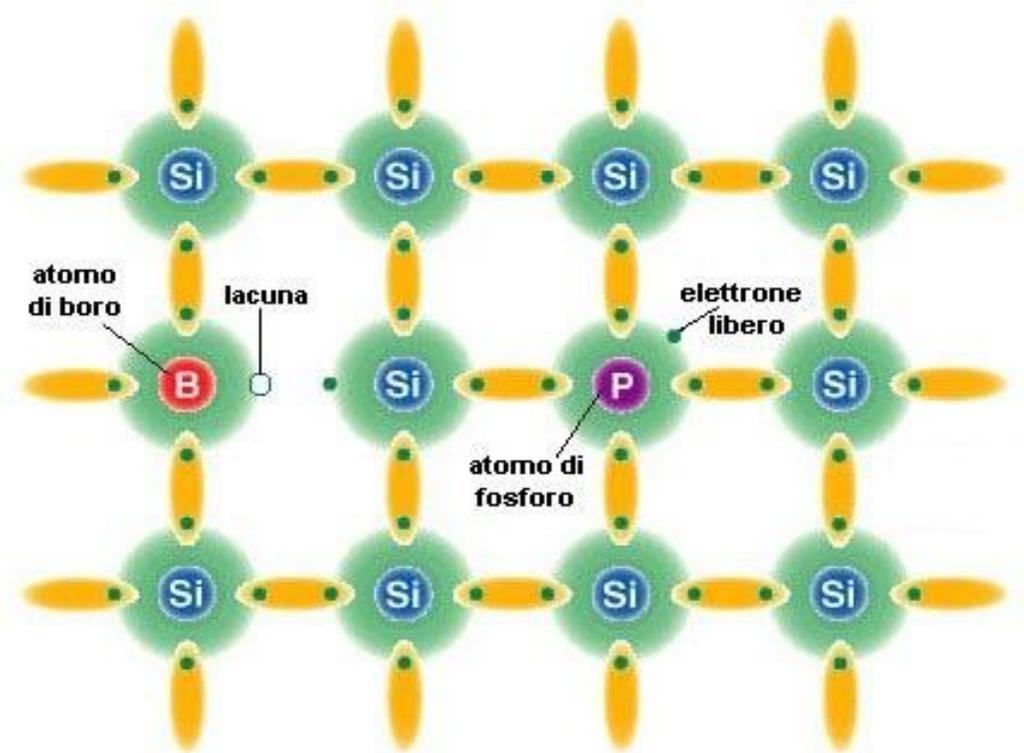
Come funziona il fotovoltaico?

-Materiale: silicio (4 elettroni di valenza).

Drogaggio:

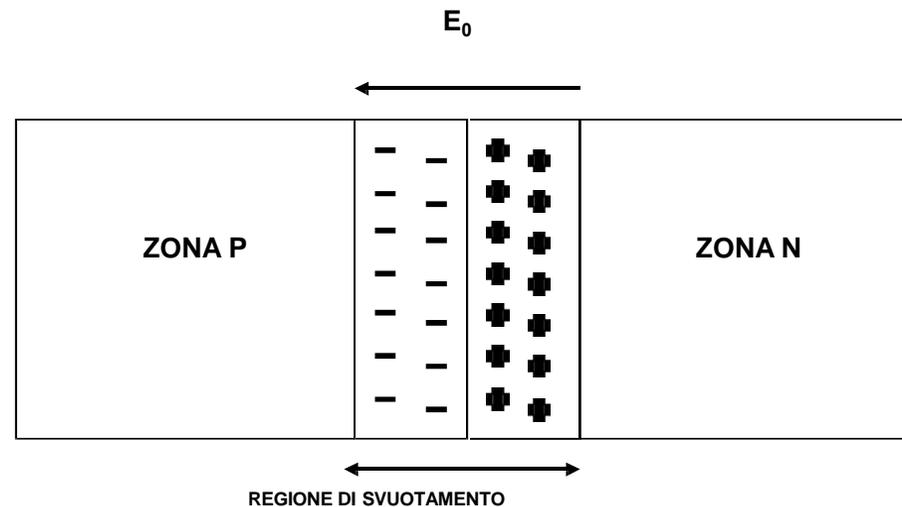
-boro, terzo gruppo – 3
elettroni di valenza;

- fosforo, quinto gruppo – 5
elettroni di valenza.



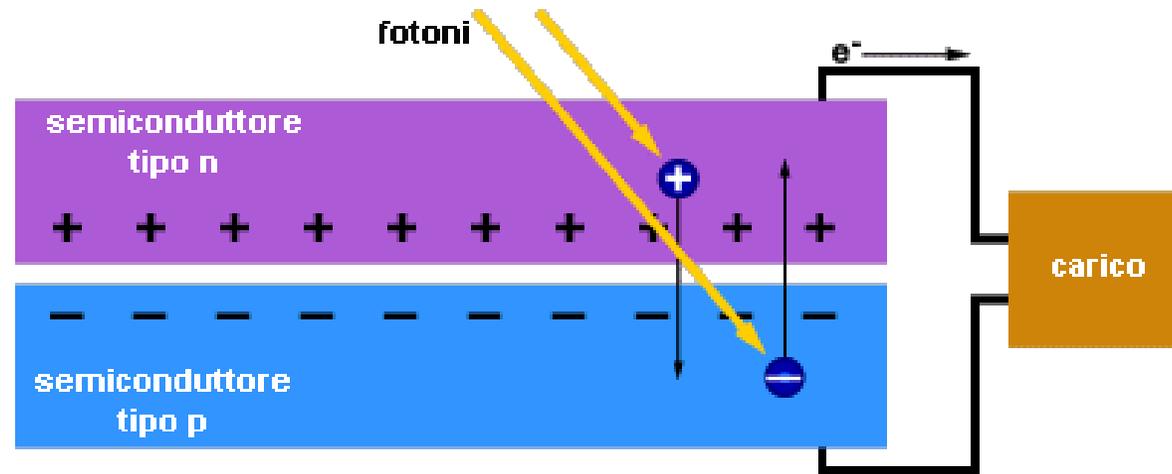
Come funziona il fotovoltaico?

Mettendo a contatto i due materiali così ottenuti, si viene a verificare un flusso di diffusione di elettroni dalla zona n alla zona p e di lacune in direzione opposta



Come funziona il fotovoltaico?

Quando la giunzione p-n è investita dalla parte del silicio tipo n da un flusso luminoso questo cede energia agli atomi di Silicio portando alcuni elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzioni

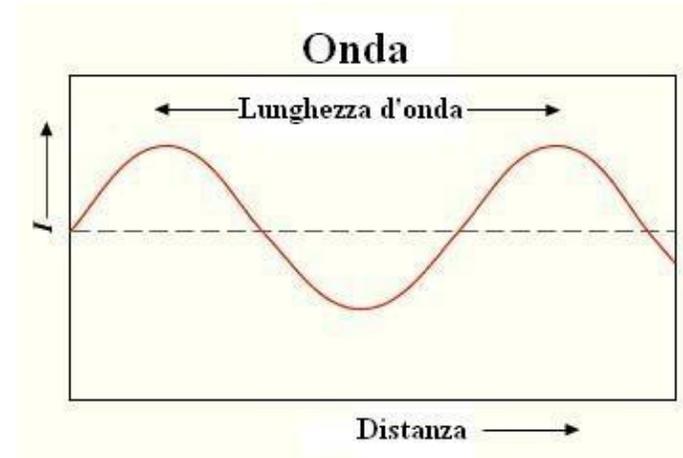


Efficienza di conversione

L'energia trasportata dal flusso luminoso è pari a: $E = h \cdot \nu$

Dove ν è la frequenza che è il reciproco della lunghezza d'onda

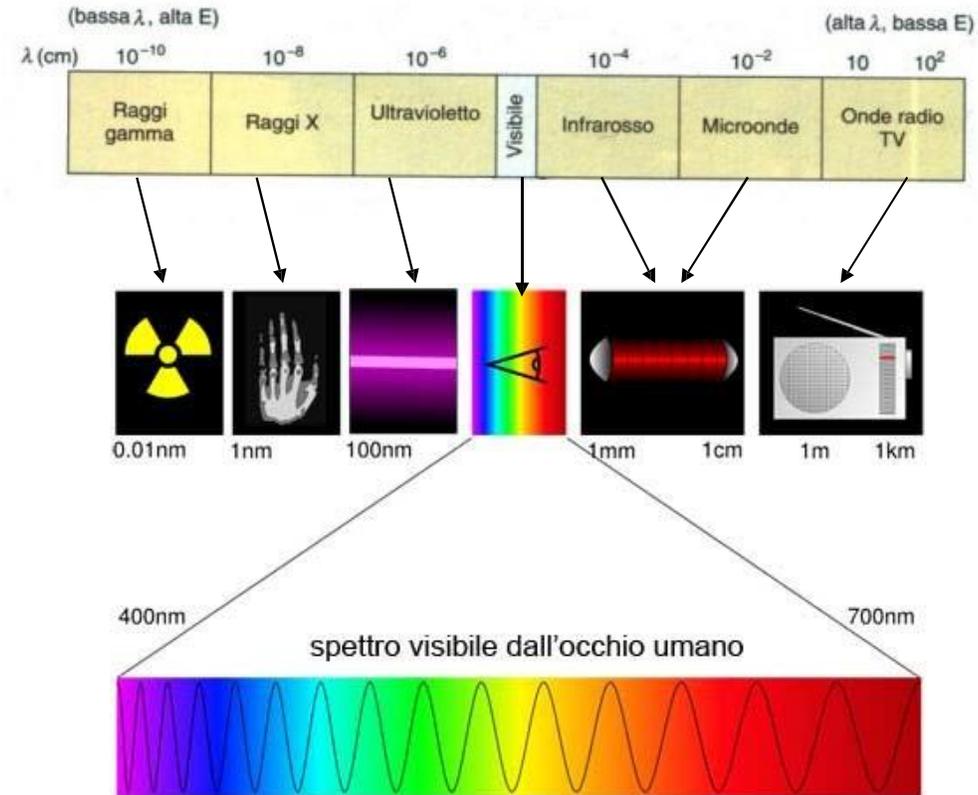
$$\nu = 1 / \lambda$$



Nel caso del Silicio l'energia necessaria a liberare una coppia elettrone / lacuna è pari all'energia associata ad un flusso luminoso avente una lunghezza d'onda al massimo pari a

$$\lambda_{\max} = 1,15 \text{ mm}$$

Efficienza di conversione



Efficienza di conversione

$\lambda > \lambda_{max} \Rightarrow$ no liberazione coppia elettrone lacuna

$\lambda < \lambda_{max} \Rightarrow$ si liberazione coppia elettrone lacuna
ma ene. in eccesso \Rightarrow scalda il materiale

SOLO IL 44% DELLA RADIAZIONE LUMINOSA
CONCORRE A LIBERARE ELETTRONI DI CONDUZIONE



RENDIMENTO MAX IDEALE MODULO FOTOVOLTAICO
44%

kWp = Potenza elettrica di picco dei moduli fotovoltaici in condizioni di massima insolazione. In realtà tale potenza è riferita ad un irraggiamento standard di 1 kW/m^2 su una superficie orizzontale e alla temperatura di $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Fornita in corrente continua

kW = Potenza elettrica all'uscita dell'inverter e misurata al contatore. Tale potenza è riferita in corrente alternata a 220-240 Volt o 380 Volt.

L'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA UN SISTEMA FV

La quantità di energia elettrica prodotta da un sistema fotovoltaico dipende da diversi fattori:

- a) Efficienza dei moduli e dimensioni dell'impianto;
- b) Radiazione solare incidente;
- c) Posizionamento dei moduli (angolo di inclinazione o di tilt e di orientamento o azimuth);
- d) Efficienza del BOS (Balance Of System) elettrico;

L'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA UN SISTEMA FV

a) Efficienza delle celle e dei moduli η_m

E' definita dal rapporto tra la potenza elettrica prodotta e la potenza della radiazione solare incidente. Entrambe ovviamente cambiano in funzione delle condizioni di irraggiamento solare.

Come riferimento si usano le condizioni standard di insolazione cioè :

- Potenza della radiazione incidente = 1000 Watt/m²
- Temperatura del modulo = 25 °C

(valori di η_m tra 10% e il 17%)

**L'ENERGIA ELETTRICA
PRODOTTA
DA UN SISTEMA FV**

La potenza elettrica di picco generata in [kWp] sarà :

$$P_p = \eta_m \times P_{stc} \times A$$

Essendo:

η_m l'efficienza del modulo,

P_{stc} la potenza radiante in condizioni standard [1000W/m²]

A l'area del modulo [m²]

8 m² di moduli con efficienza $\eta_m = 12,5 \%$ producono quindi 1 kW di picco.

L'ENERGIA ELETTRICA

PRODOTTA

DA UN SISTEMA FV

c) Posizionamento dei moduli

Nel nostro emisfero (Nord) l'energia elettrica prodotta è massima per angolo di tilt uguale circa alla latitudine locale e orientamento a Sud (azimut = 0).

Variazioni di angolo di tilt $\pm 10^\circ$ e di azimut $\pm 45^\circ$ rispetto a Sud non comportano sensibili peggioramenti delle radiazioni incidenti.

Ciò comporta una notevole flessibilità nell'orientamento dei moduli FV.

L'ENERGIA ELETTRICA

PRODOTTA

DA UN SISTEMA FV

d) Efficienza del BOS (Balance Of System) elettrico

L'efficienza complessiva dell'impianto è influenzata dai componenti elettrici necessari al trasferimento dell'energia elettrica prodotta dal modulo FV all'utenza.

Tale rendimento tiene conto delle perdite elettriche nell'inverter/trasformatore, nelle linee e nei componenti elettronici e a causa dell'aumento della temperatura dei moduli che peggiora il rendimento di conversione.

Valori di η_{Bos} accettabili vanno dall' 75% all' 80%

La potenza elettrica di picco generata in [kWp] sarà :

$$P_p = \eta_m \times P_{stc} \times A$$

Essendo:

η_m l'efficienza del modulo,

P_{stc} la potenza radiante in condizioni standard [1000W/m²]

A l'area del modulo [m²]

8 m² di moduli con efficienza $\eta_m = 12,5 \%$ producono quindi 1 kW di picco.

I pannelli fotovoltaici

Principali tipologie di pannelli fotovoltaici al silicio:

- monocristallini;
- policristallini;
- amorfi.



	Si monocristallino	Si policristallino	Si amorfo
η cella	14% – 20%	12% - 15%	5% – 10%
Vantaggi	Rendimento elevato e stabile. Tecnologia affidabile	Minor costo. Tecnologia affidabile.	Minori costi. Buon rendimento in presenza di basso irraggiamento e alte temperature. Possibilità d'impiego su supporti flessibili.
Svantaggi	Elevato costo.	Minor rendimento.	Elevata necessità di spazi a causa del basso rendimento.

L'impianto fotovoltaico

L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO E' COMPOSTO DA:

- CELLE;
- PANNELLI (insieme di più celle);
- STRINGHE (insieme di più pannelli in serie);
- CAMPO (più stringhe in parallelo);
- INVERTER (converte l'ene. elettrica da cc ad ca);
- TRASFORMATORE (innalza la tensione da bt a MT).



I pannelli fotovoltaici

POTENZA E PRESTAZIONI DI UN MODULO FOTOVOLTAICO

La scheda tecnica di un pannello fotovoltaico contiene varie informazioni. Le più importanti sono:

- tipo di cella (mono o policristallino, amorfo, film sottile)
- potenza
- dimensioni

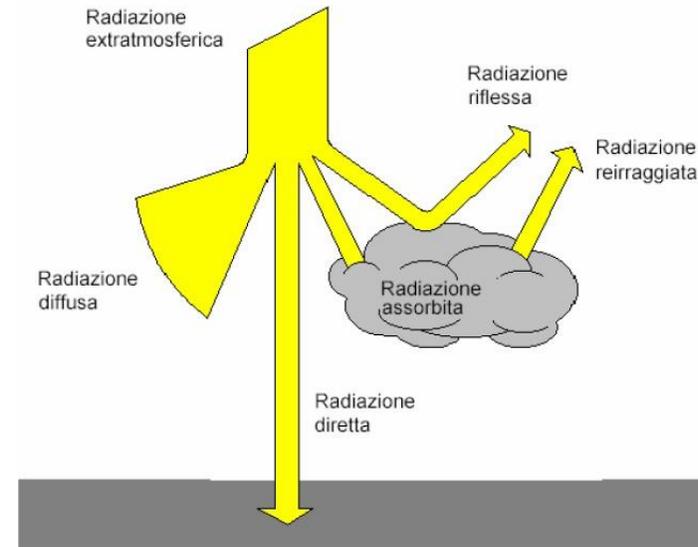
CARATTERISTICHE ELETTRICHE:

Potenza nominale: [Wp]		220
Tolleranza sulla potenza:		+/- 3,5 %
Tensione a circuito aperto: [V]		36,89
Corrente di cortocircuito: [A]		7,74
Tensione nominale (alla max potenza): [V]		30,60
Corrente nominale (alla max potenza): [A]		7,24
Tensione max. del sistema: [V]		1000
Coefficienti di temperatura	Corrente corto circuito: [%/K]	0,03
	Tensione circuito aperto: [%/K]	-0,34
	Potenza: [%/K]	-0,43
Efficienza moduli:		13,5 %

Efficienza di conversione

Le prestazioni del pannello sono testate in laboratorio con:

- irraggiamento di 1000 W/m^2 ;
- irraggiamento perpendicolare al modulo;
- temperatura di 25°C .



Nel mondo reale l'irraggiamento nelle varie ore del giorno può essere maggiore o inferiore ai 1000 W/m^2 . La temperatura può essere maggiore o minore di 25°C .

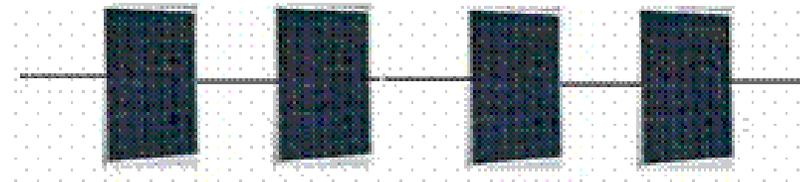
Le stringhe

Ogni pannello fotovoltaico è costituito da un certo numero di celle, solitamente 36 o 72, ogni cella ha ai suoi capi una tensione dell'ordine dei 0,5 – 0,6 V.

Un modulo presenta quindi una tensione ai suoi capi dell'ordine, tipicamente, di 35 V e una corrente massima di qualche amper (es.: 5 A).

Si collegano più pannelli tra loro in serie

$$V_{stringa} [volt] = \sum_{i=1}^n \Sigma V_i$$



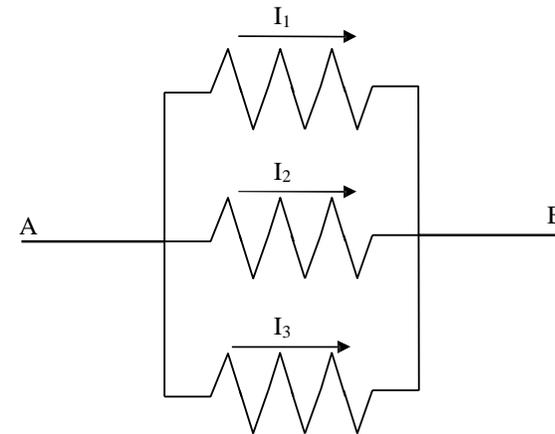
I quadri di campo

Al fine di ottenere una potenza ancora maggiore la stringhe sono collegate tra loro in parallelo tramite dei quadri di campo.

Ponendo n stringhe in parallelo si ottiene una potenza pari alla somma delle potenze delle singole stringhe.

$$P[W] = \sum_{i=1}^n \Sigma P_i$$

Collegando in parallelo 10 stringhe da 2.000 W l'una, quello che si ottiene è un sistema avente una potenza di 20 kW



$$P[W] = V_{AB} \times I_{tot} = V_{AB} \times (I_1 + I_2 + I_3) = V_{AB} \times I_1 + V_{AB} \times I_2 + V_{AB} \times I_3 = P_1 + P_2 + P_3$$

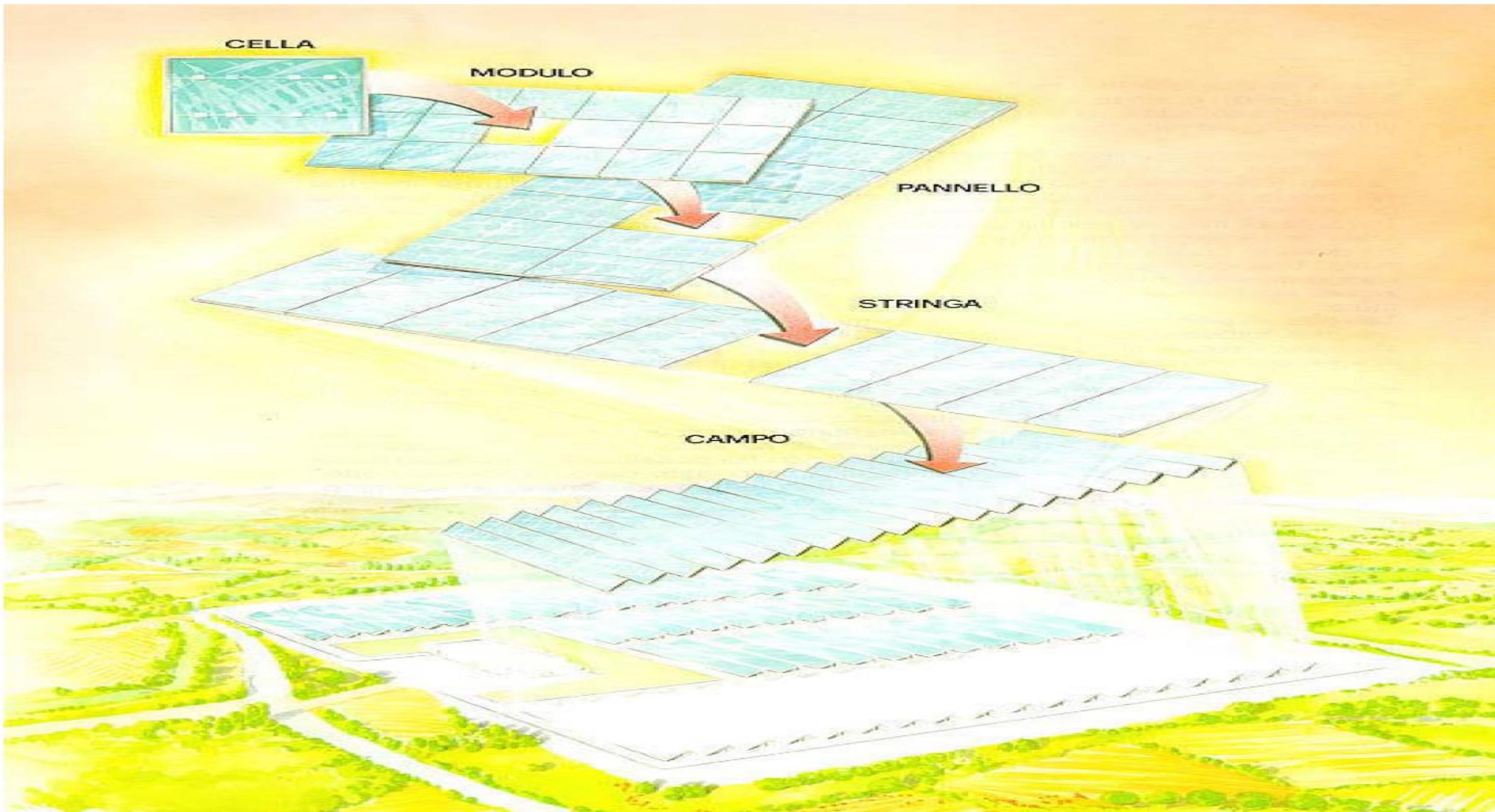


Figura C.6 – Elementi componenti il generatore fotovoltaico

inverter

I pannelli fotovoltaici generano corrente continua. La maggior parte delle apparecchiature elettromeccaniche funziona con corrente alternata, così come la rete di distribuzione in media e alta tensione è in alternata.

L'inverter è un dispositivo la cui funzione è convertire la corrente da continua ad alternata.

Due macrotipologie di inverter:

- da esterno (proteggere da sole e calore);

-da interni (per potenze elevate)



Es.: da 2-3 kW



Es.: da 200 kW

Il trasformatore

Compito del trasformatore è innalzare la tensione dal valore di uscita dagli inverter al valore di rete.

Negli impianti grid-connected l'energia elettrica è generata con valori di tensione nell'ordine dei 300 – 400 V.

Rete elettrica di MT: 15.000 V

Due opzioni

- trasformatori 300 – 380 V + trasformatore 380 / 15.000 V
- trasformatore speciale 300 / 15.000 V

Il trasformatore

Compito del trasformatore è innalzare la tensione dal valore di uscita dagli inverter al valore di rete.

L'allacciamento alla rete può essere in bt o MT:

- $P < 100$ kW, allacciamento in bt
- $P > 100$ kW, allacciamento in MT



Trasformatore da 400 \ 15.000 V

Il punto di consegna

Il punto di consegna è fisicamente una sala all'interno della quale si trova la quadristica elettrica dove arrivano i cavi elettrici che portano l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e ripartono i cavi elettrici della rete pubblica.

Le perdite del sistema

Due tipologie di perdite:

- distribuite (cavi in cc, ca e MT);
- concentrate (inverter e trasformatori) moduli e
- di temperatura (minori performance inverter)

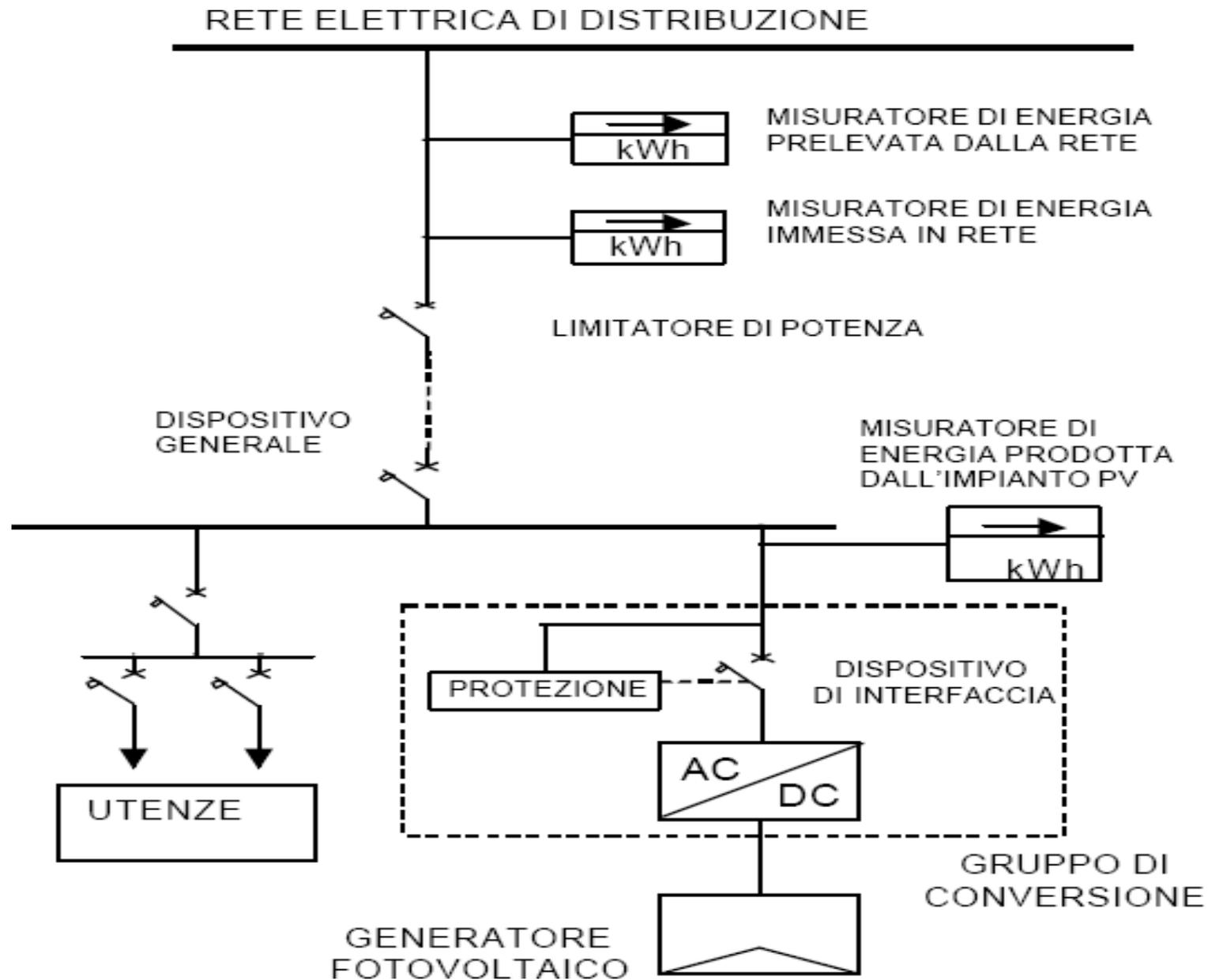
L'allacciamento alla rete di distribuzione

Potenza impianto	Allacciamento BT	Allacciamento MT
< 100 kW	X	
> 100 kW e < 6.000 kW		X

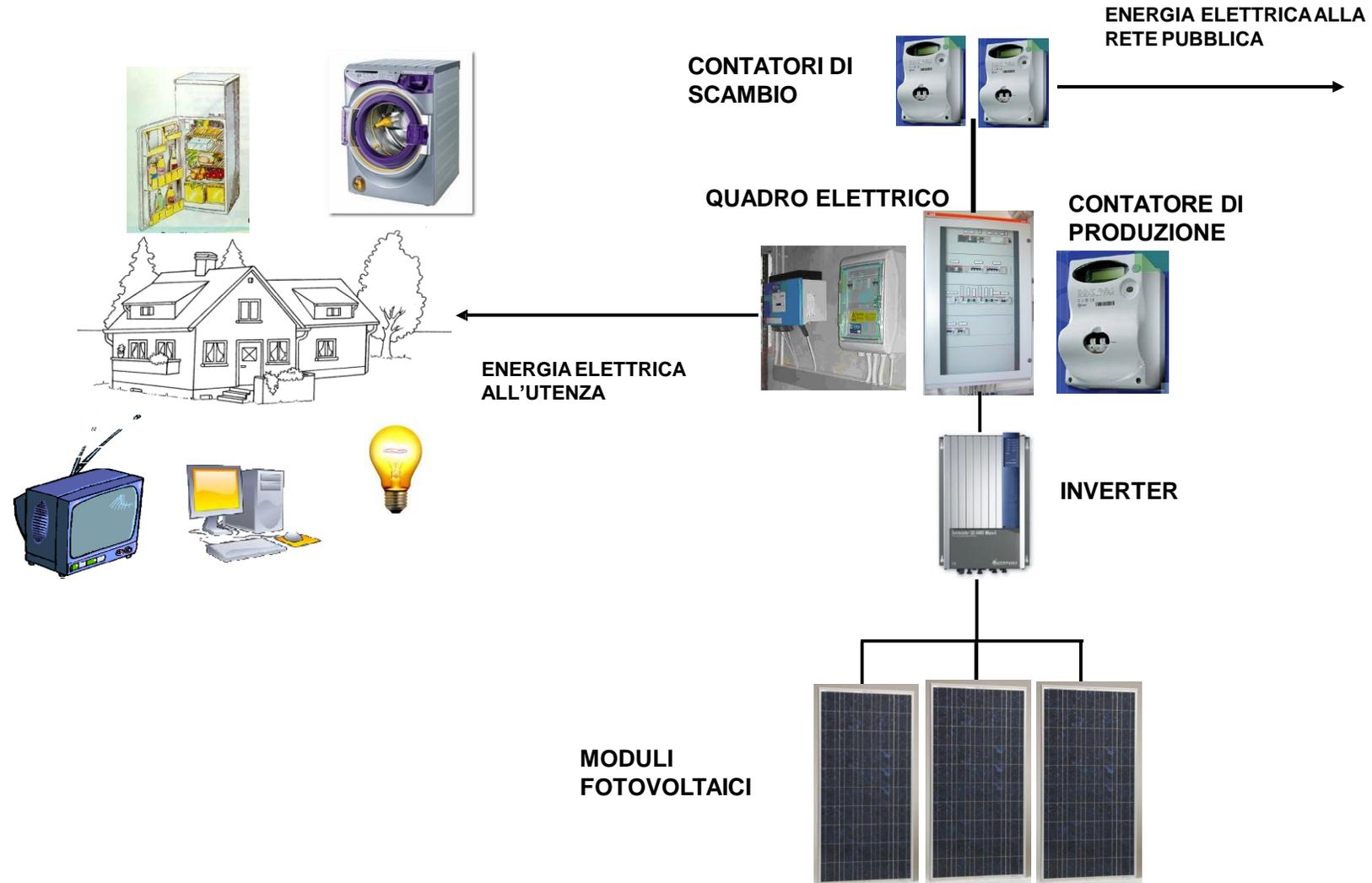
Le norme CEI 11-20 e la variante V1 prescrivono alcuni dispositivi di protezione che devono intervenire nel caso di guasto o mal funzionamento della rete di distribuzione alla quale l'impianto fotovoltaico è collegato. Tali dispositivi sono:

- il dispositivo generale;
- il dispositivo d'interfaccia (1 per inverter fino a 3 inverter);
- il dispositivo di generatore;

L'allacciamento alla rete di distribuzione



L'allacciamento alla rete di distribuzione



Dimensionamento di un impianto fotovoltaico

Nel dimensionamento di massima di un impianto fotovoltaico si deve tenere conto di due aspetti:

- la superficie utile disponibile, dalla quale dipende la potenza massima installabile;
- il fabbisogno elettrico dell'utente, almeno che l'obiettivo non sia di cedere tutta o buona parte dell'energia prodotta in rete.

Potenza massima installabile

Superfici piane: $P \text{ (kWp)} = \text{AREA UTILE (m}^2) / (8 \cdot 2.5) \text{ (m}^2/\text{kWp)}$

Superfici inclinate: $P \text{ (kWp)} = \text{AREA UTILE (m}^2) / 8 \text{ (m}^2/\text{kWp)}$

Dimensionamento di un impianto fotovoltaico

Producibilità

L'irraggiamento, quindi l'energia solare disponibile al suolo, è diverso a seconda della latitudine.

Tale valore non solo varia molto tra l'equatore e i poli ma varia in modo significativo anche tra il

Producibilità Nord e il Sud Italia.		
NORD	1.000 – 1.200	kWh/kWp
CENTRO	1.100 – 1.300	kWh/kWp
SUD	1.300 – 1.500	kWh/kWp

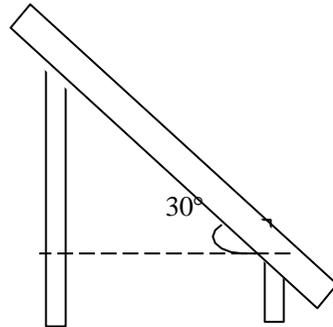
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=it&map=europe>

Dimensionamento di un impianto fotovoltaico

Producibilità

L'angolo di tilt è l'inclinazione del pannello rispetto all'asse orizzontale.

Più l'angolo di incidenza della radiazione solare tende ad essere normale al pannello minore sarà la componente riflessa e quindi maggiore la produzione del pannello.



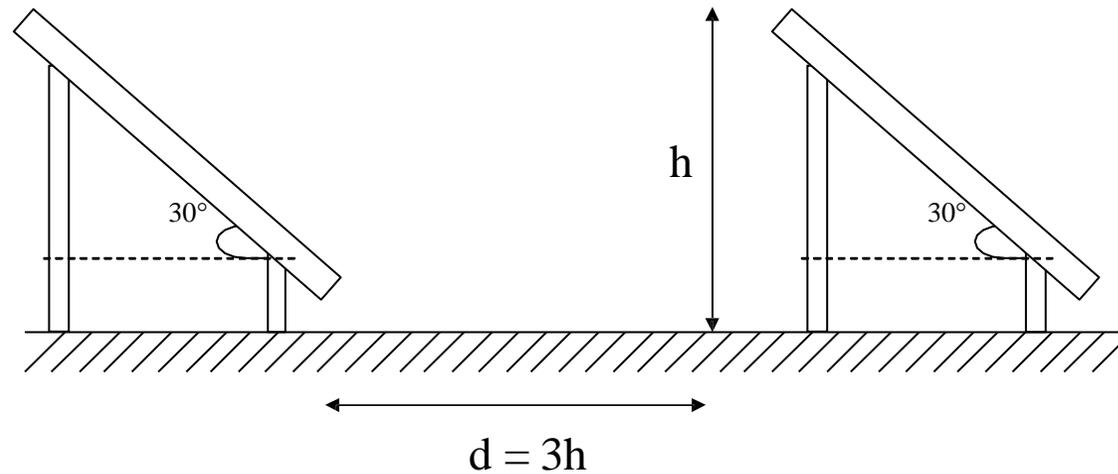
Area geografica	Angolo di tilt
Italia	30 – 35°
- Bolzano	35°
- Siracusa	30°
Polo Nord	90°
Equatore	0°

Dimensionamento di un impianto fotovoltaico

Producibilità

Ombreggiamento e diodi di by-pass.

Se un pannello è parzialmente ombreggiato può essere soggetto o ha un calo di produzione o all'annullamento completo della produzione, con conseguente riduzione o completa perdita di produzione dell'intera stringa all'interno della quale il pannello è inserito.

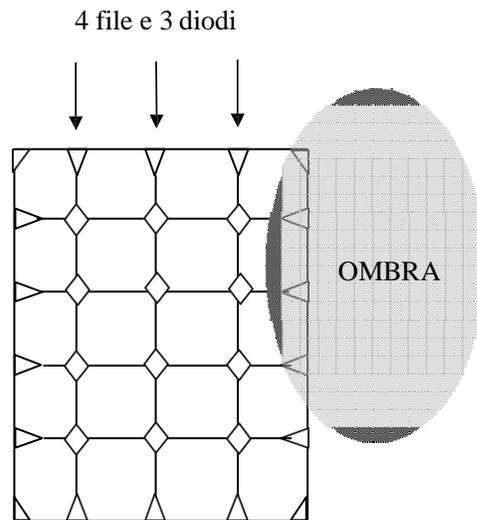


Dimensionamento di un impianto fotovoltaico

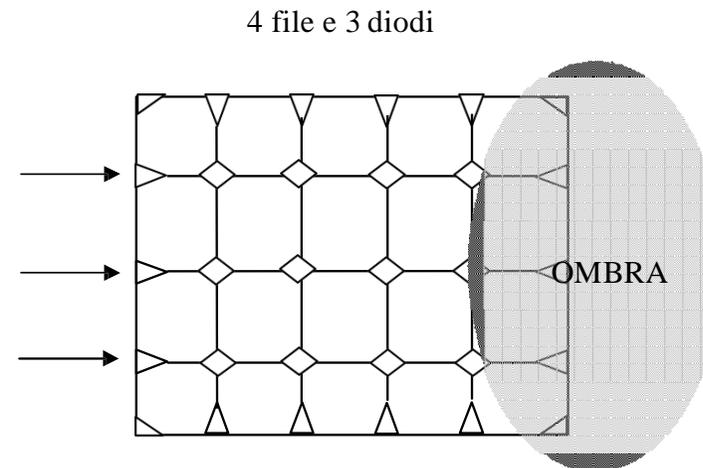
Producibilità

Ombreggiamento e diodi di by-pass.

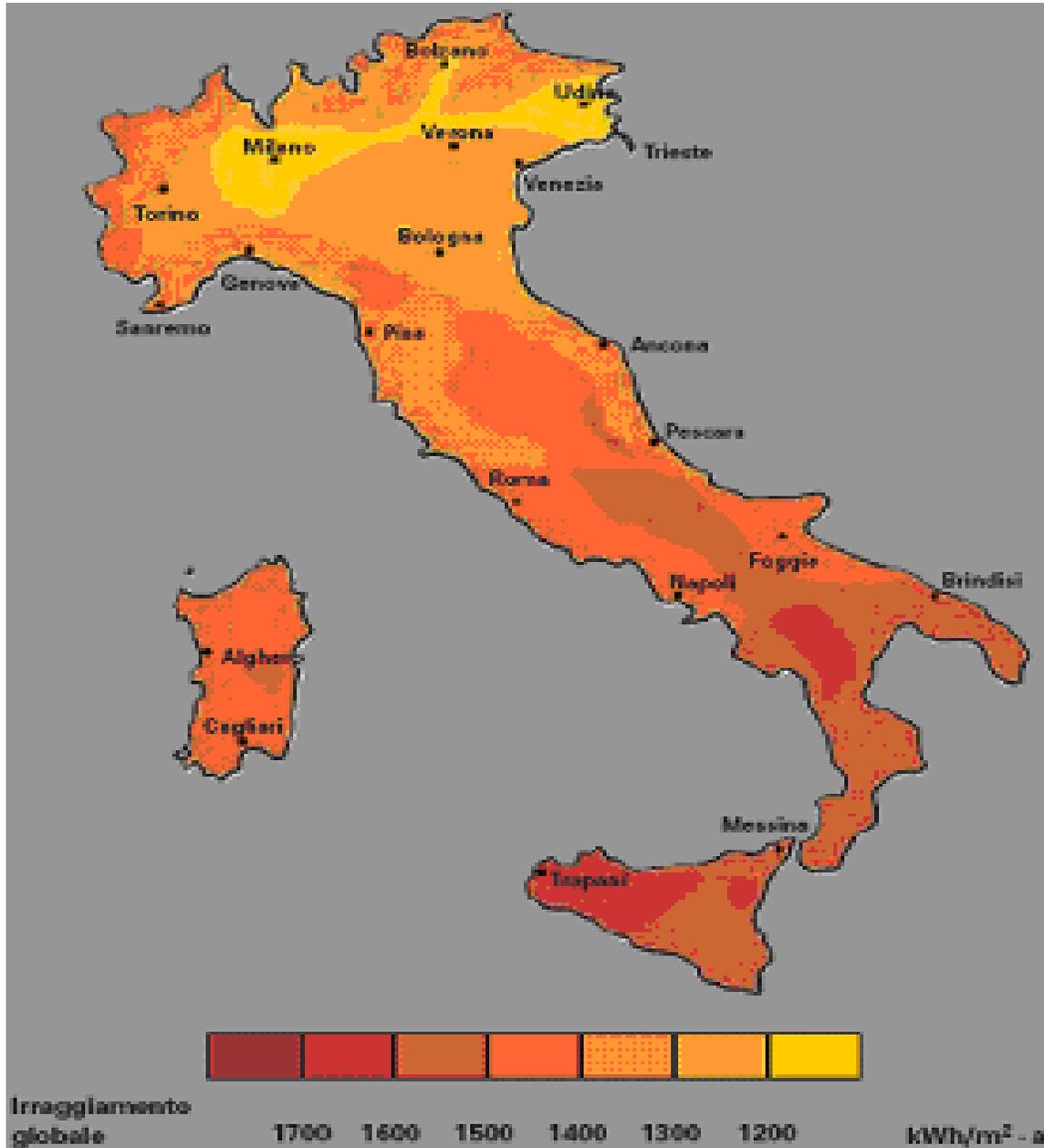
INSTALLAZIONE IN VERTICALE



INSTALLAZIONE IN ORIZZONTALE

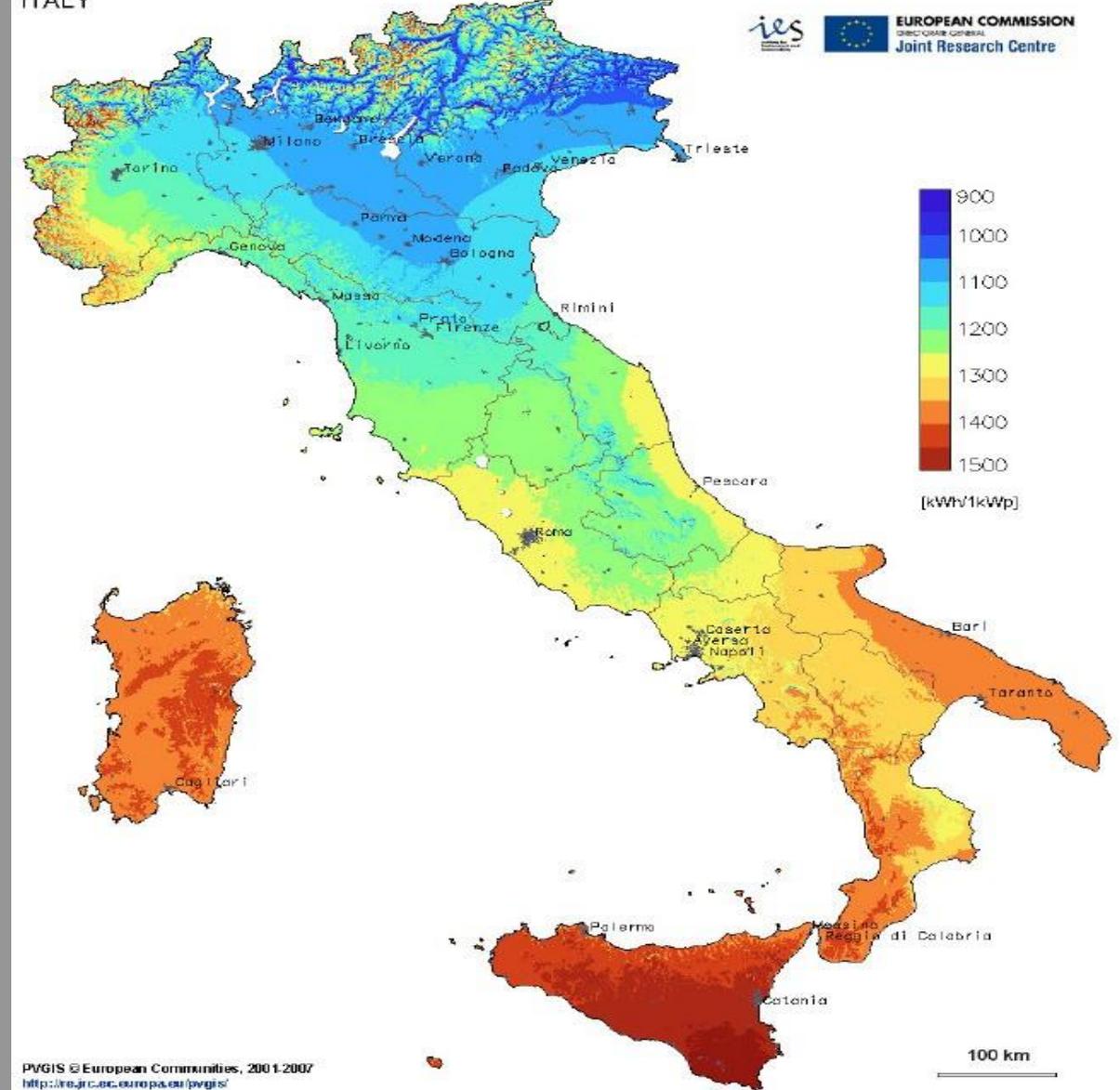


Producibilità (kWh/kWp)



Yearly sum of solar electricity generated by 1 kWp photovoltaic system with optimally-inclined modules

ITALY



PVGIS © European Communities, 2001-2007
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Producibilità (kWh/kWp)

Producibilità lorda (kWh/kWp) = Irraggiamento (kWh/m²) *
rendimento pannello * superficie al kWp (m²/kWp)

Producibilità netta (kWh/kWp) = producibilità lorda (kWh/kWp) *
(1 – perdite concentrate – perdite distribuite – perdite per
riflessione – perdite per temperatura)

Producibilità (kWh/kWp)

Irraggiamento Augusta (Sicilia): 2.000 kWh/m²

Rendimento pannello policristallino: 0,14

Superficie al kWp: ~ 8 m²/kWp

Perdite: temperatura (9%) + riflessione (3,5%) + concentrate, distribuite e inverter (14%) + trasformatore (3%) = 28,5%

$$Pr\ oducibil\grave{a}\ _{lorda}(kWh/kWp) = 2.000(kWh/m^2) \times 0,14 \times 8(m^2 /kWp) = 2.240(kWh/kWp)$$

$$Pr\ oducibil\grave{a}\ _{netta}(kWh/kWp) = 2.240(kWh/kWp) \times (1 - 0,295) = 1.579(kWh /kWp)$$

Producibilità (kWh/kWp)

In caso di azimut e tilt non ottimali moltiplico la producibilità attesa per i coefficienti di riduzione previsti dalla tabella

ORIENTAMENTO	INCLINAZIONE (orizzontale = 0° - verticale = 90°)						
	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
Sud = 0° e Est/Ovest = 90°							
0°	0,89	0,97	1	0,99	0,93	0,83	0,69
15°	0,89	0,96	1	0,98	0,93	0,83	0,69
30°	0,89	0,96	0,99	0,97	0,92	0,82	0,70
45°	0,89	0,94	0,97	0,95	0,90	0,81	0,70
60°	0,89	0,93	0,94	0,92	0,87	0,79	0,69
75°	0,89	0,91	0,91	0,88	0,83	0,76	0,66
90°	0,89	0,88	0,87	0,83	0,78	0,71	0,62

Producibilità (kWh/kWp)

Sito per calcolo producibilità attesa:

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=en&map=europe>

EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE GENERAL
Joint Research Centre

PVGIS Solar Irradiation Data

Choose the data values you want to see, then click the map to open a new window where the results will appear. [help](#)

Choose data to be seen in a table. Select individual fields using ctrl and left mouse button

- Horizontal irradiation
- 15 deg irradiation
- 25 deg irradiation
- 40 deg irradiation
- 90 deg irradiation
- Inclination: optimal

Zoom in Zoom out

Country/region: Italy

City: Augusta

Latitude: ° ' " N

Longitude: ° ' " E

Show

Irraggiamento con angolo ottimale

Da Google Earth

Producibilità (kWh/kWp)

Location: 37°14'51" North, 15°13'12" East, Elevation: 5 m a.s.l.

Nearest city: Augusta, Italy (1413198 km away)

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Inclination of modules: 36.0°

Orientation (azimuth) of modules: 0.0°

Estimated losses due to temperature: 9.3% (using local ambient temperature data)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.5%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 25.9%

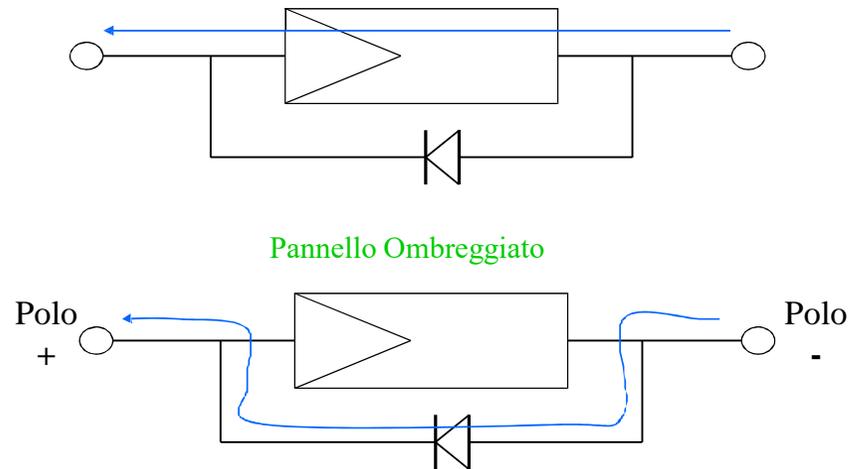
Producibilità (kWh/kWp)

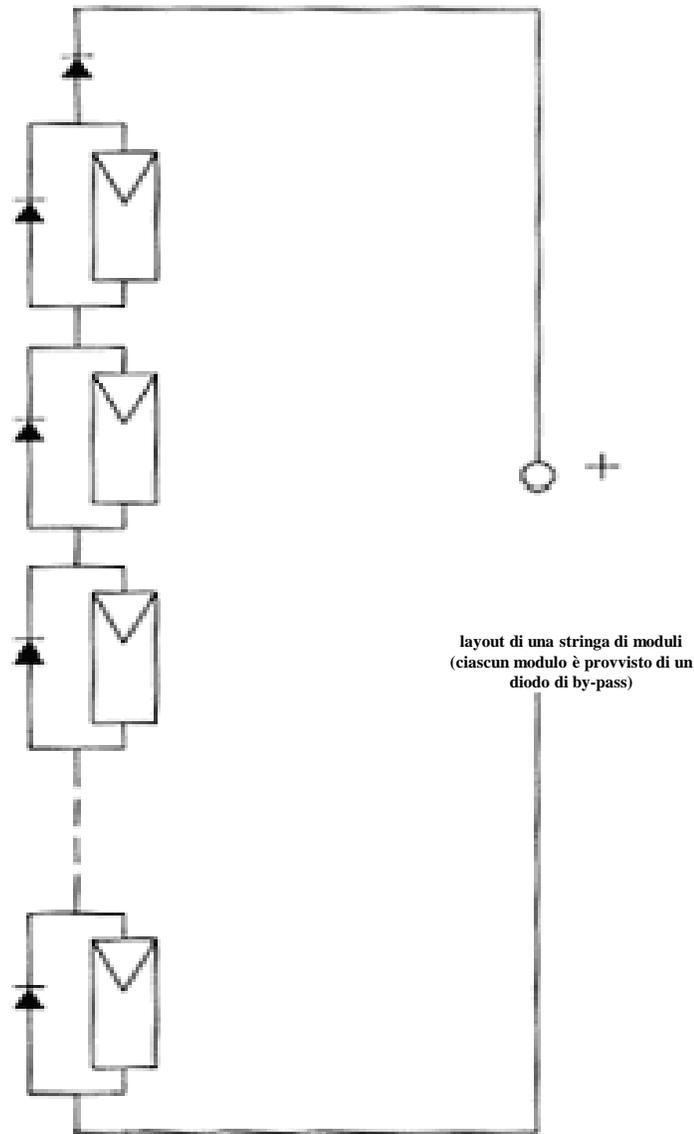
PV electricity generation for:
Nominal power=1.0 kW,
System losses=14.0%

Inclin.=36 deg., Orient.=0 deg.

Month	Production per month (kWh)	Production per day (kWh)
Jan	91	2.9
Feb	98	3.5
Mar	132	4.3
Apr	140	4.7
May	148	4.8
Jun	144	4.8
Jul	150	4.8
Aug	151	4.9
Sep	139	4.6
Oct	124	4.0
Nov	93	3.1
Dec	83	2.7
Yearly average	125	4.1
Total yearly production (kWh)		1494

Ciascun modulo è equipaggiato con uno o più **diodi di by-pass**, che serve ad impedire la distruzione della cella per il fenomeno dell'*hot spot*, ovvero un aumento di temperatura per effetto Joule di celle che, in presenza di ombreggiamento localizzato, potrebbero entrare in conduzione inversa, ovvero rappresentare per la stringa un elemento resistivo anziché generatore.





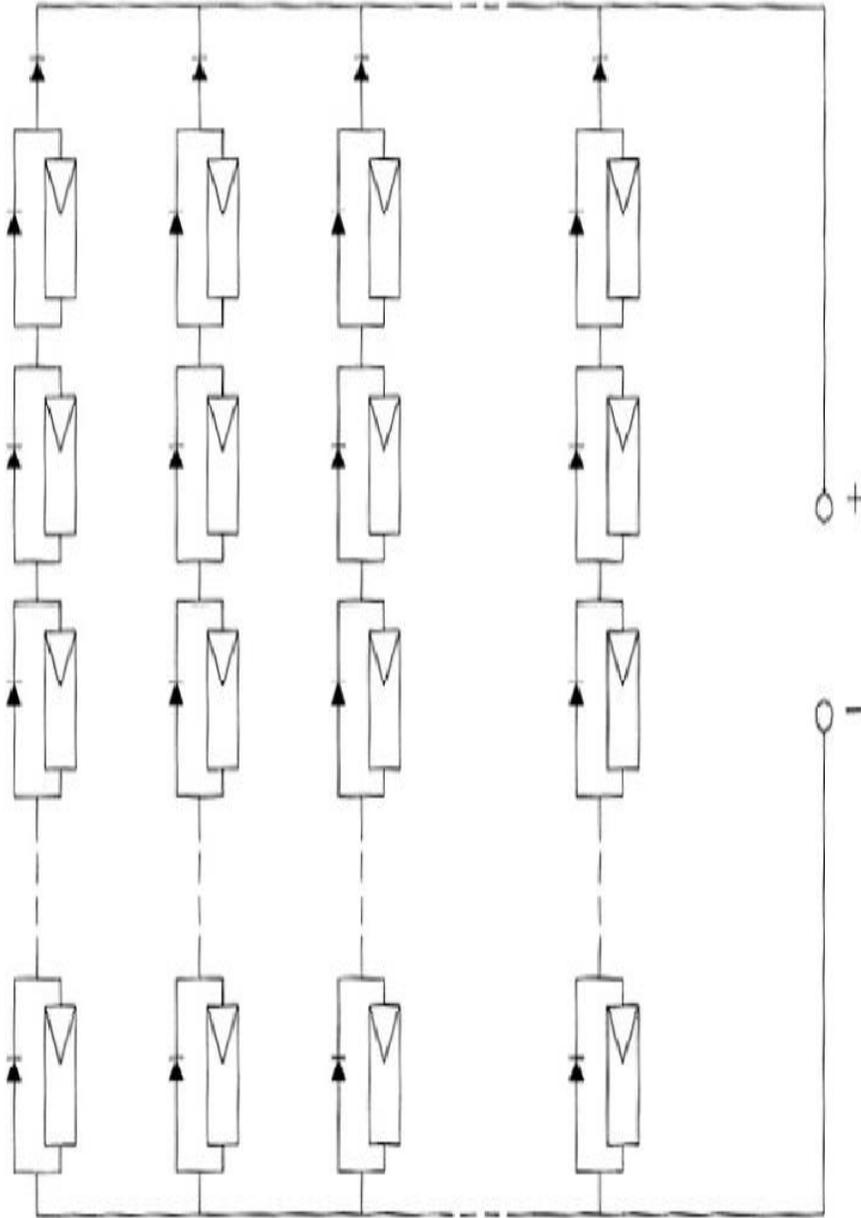
I moduli fotovoltaici possono essere connessi tra loro in serie od in parallelo:

Connettendo in serie più celle o moduli si sommano le tensioni d'uscita dei singoli elementi e si ottiene in uscita dalla serie la stessa corrente del singolo elemento, più moduli in serie formano una **stringa**.

Connettendo in parallelo più moduli si sommano le correnti d'uscita dei singoli elementi, mentre la tensione di uscita rimane invariata.

Poiché le perdite Ohmiche sono funzione della corrente che percorre i cavi e non della differenza di potenziale tra i poli, da un punto di vista energetico sarebbe conveniente connettere tutti i moduli in serie fra di loro;

ciò non è però possibile da un punto di vista tecnologico, in quanto è necessario rispettare le specifiche di voltaggio in ingresso al sistema di conversione.



Il numero dei moduli di un impianto fotovoltaico dipende dalla potenza di picco che si vuole installare e dalla potenza di picco del singolo modulo.

Per una corretta configurazione dell'impianto si procede quindi a definire il numero massimo di pannelli collegabili in serie in funzione delle caratteristiche del gruppo di conversione, per poi collegare in parallelo il numero di stringhe necessario al raggiungimento della richiesta, definendo così il picco di campo fotovoltaico.

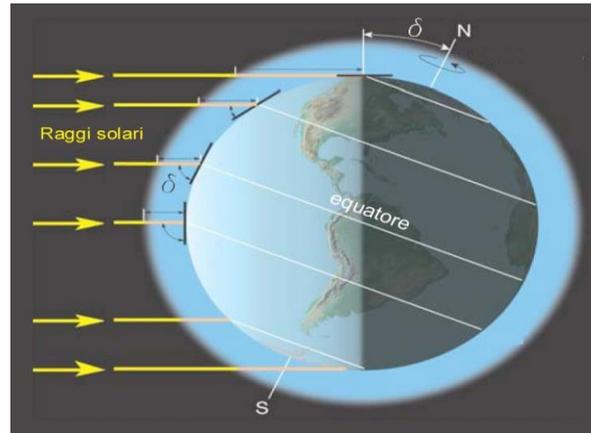
Qualora il campo fotovoltaico sia composto da più di una stringa è necessario installare uno o più *quadri di parallelo delle stringhe* (anche detti *quadri di campo*) ed un **diodo di blocco** per ogni stringa.

Il diodo di blocco provvede ad evitare l'inversione della corrente nella stringa qualora uno o più pannelli della stringa andassero in by-pass per ombreggiamento delle celle

L'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico sarà una frazione di quella irradiata annualmente sul piano dei moduli.

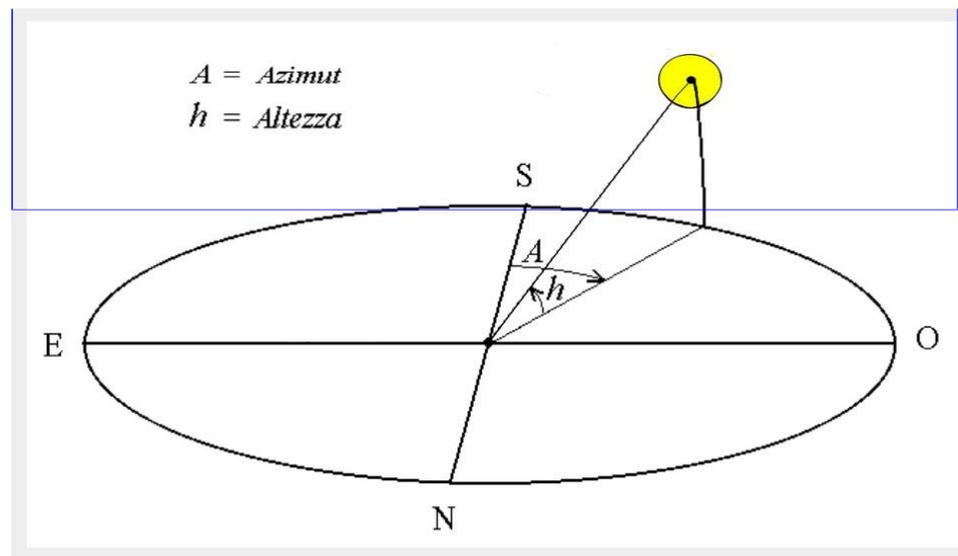
Il problema può essere risolto qualora:

- a) Si conosca la quantità di energia irradiata sul piano dei moduli
- b) Si conosca quanta di questa energia venga effettivamente convertita – ovvero si conosca l'efficienza del sistema



E' possibile definire "angolo di declinazione" δ (o semplicemente "declinazione") quell'angolo formato dall'asse terra-sole con il piano dell'equatore; la declinazione vale $23^{\circ}27'$ al solstizio d'estate, $-23^{\circ}27'$ al solstizio d'inverno e zero agli equinozi.

La localizzazione di tutti i punti sulla terra è definita dalla latitudine L e dalla longitudine, mentre la posizione del sole è definita da due angoli: la sua “altezza” (o “elevazione”) h , l’angolo tra il sole e il piano orizzontale del luogo e il suo “azimut” (o “azimuth”) A , l’angolo con la direzione del sud, positivo nel verso in cui il sole spazza l’orizzonte, ovvero da Est (ove sorge) ad Ovest (ove tramonta).



presentazione grafica azimut ed altezza Ra

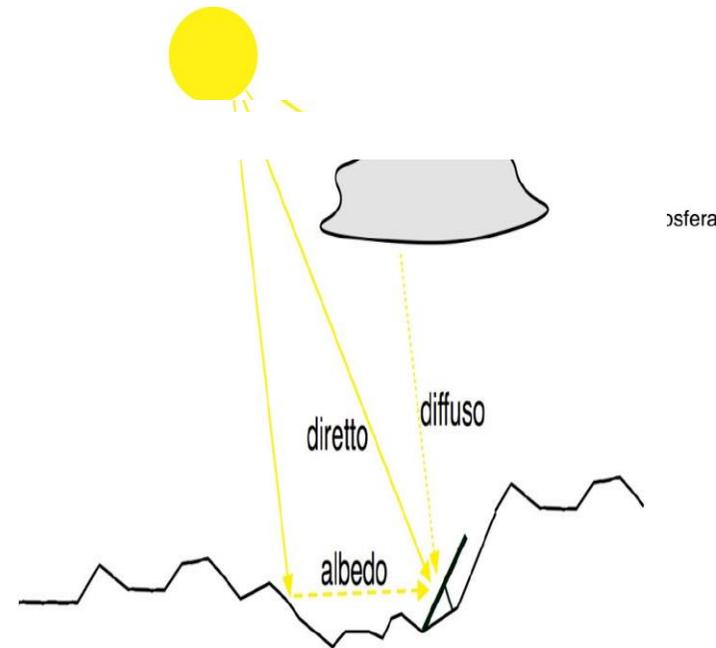
La potenza termica che incide ortogonalmente su di una superficie unitaria posta al di fuori dell'atmosfera, prende il nome di costante solare ed assume il valore medio di 1353 W/m^2 .

Nel passaggio attraverso l'atmosfera l'intensità della radiazione si riduce a causa degli effetti di riflessione, diffusione ed assorbimento dei gas e del vapore d'acqua;

la potenza termica su una superficie ortogonale ai raggi del sole che raggiunge il suolo alle nostre latitudini in una giornata serena è di circa 1000 W/m^2 ed è somma di:

- radiazione diretta
- radiazione diffusa
- radiazione riflessa

Componenti dell'irraggiamento al suolo



I dati meteorologici sull'irraggiamento, deducibili dalle tabelle UNI 10349 o ENEA 94-99, definiscono l'energia disponibile per il piano orizzontale.

I valori della radiazione irraggiata su piani diversamente inclinati ed orientati possono essere ricavati a partire dai dati di irraggiamento diretto e diffuso sul piano orizzontale seguendo la metodologia di calcolo di cui alle norme UNI 8477.

I database UNI 10349 ed ENEA 94-99
integrate con l'algoritmo UNI 8477
all'interno del software ***SOLE Advanced***
Scaricabile all'indirizzo

ing.alessandrocaffarelli.com



La producibilità (*prod* - *kWh*) di *S* metri quadri di pannelli fotovoltaici risulta pari a:

$$\frac{prod}{S} = E_{irraggiata} \cdot \eta_{pannelli} \cdot \eta_{globale}$$

Da cui assumendo valori medi per l'energia irraggiata, l'efficienza dei pannelli e l'efficienza globale dell'impianto ed assumendo che non vi siano ombreggiamenti si ricava che la producibilità specifica media di un impianto fotovoltaico fisso in Italia orientato nella maniera ottimale (Azimut 0°, tilt 30°) è pari a:

$$prod_{spec} = 1750 \frac{kWh}{m^2 anno} \cdot 0.14 \cdot 0.78 = 191 \frac{kWh}{m^2 anno}$$

± 15% in funzione della località.

Riassunto perdite

Perdita	Sistema fisso	Sistema a inseguimento
Temperatura	4 - 7 %	5 - 8 %
Riflessione	3 %	1.5 %
Sporcamento	1 %	1 %
Livello di irraggiamento	2 - 3 %	1 - 2 %
Mismatching	2 - 3 %	2 - 3 %
Ohmiche	1.5 - 3 %	2.5 - 4 %
Inverter	4 - 5 %	4 - 5 %
Totale	17.5 - 25 %	17 - 24.5 %
Efficienza intrinseca	75 - 82.5 %	75.5 - 83 %

Le perdite fin qui elencate sono considerate intrinseche del sistema “impianto” a differenza di quelle relative agli ombreggiamenti, che sono una caratteristica del sito di installazione e per questo verranno trattate in maniera separata.

Campo fotovoltaico: stima delle perdite per ombreggiamento

Le perdite per ombreggiamento sono una caratteristica del sito di installazione e si dividono in due categorie:

Gli ombreggiamenti clinometrici sono dovuti alla presenza di colline, montagne, alberi, edifici, ecc. posti a distanza sufficientemente grande dal campo fotovoltaico, pertanto con buona approssimazione si può ritenere che i loro effetti siano istantaneamente uguali per ogni modulo ed ogni stringa che compone il campo fotovoltaico.

Gli ombreggiamenti locali sono dovuti alla presenza di alberi, edifici, pali, fili, antenne, comignoli, ecc. posti a piccola distanza dal campo fotovoltaico, pertanto l'ombreggiamento non è omogeneo ma va a concentrarsi su pochi moduli o parte di essi.

Ombreggiamenti clinometrici

L'ombreggiamento clinometrico difficilmente non essere evitato o mitigato una volta che il sito di installazione è stato scelto. La stima delle perdite da ombreggiamento clinometrico può essere fatta riportando il profilo dell'orizzonte, misurato con un tacheometro in termini di altezza ed in funzione dell'angolo di azimut, sul diagramma di altezza solare.

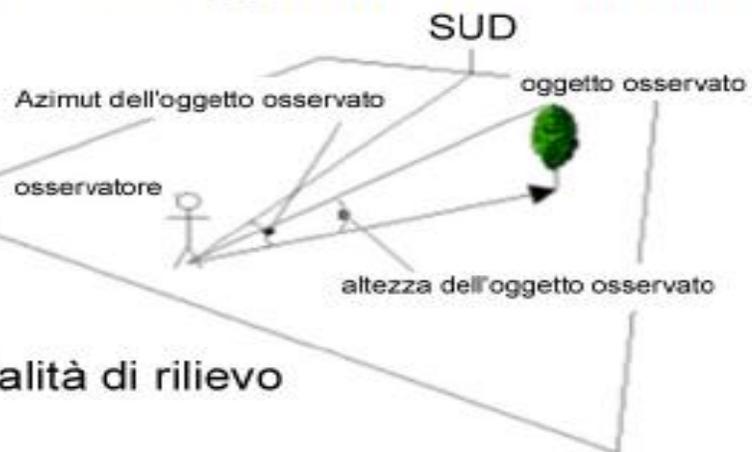
Esempio di calcolo delle perdite – *Orizzonte visto da località Taverne - Guardia Lombardi (AV)*



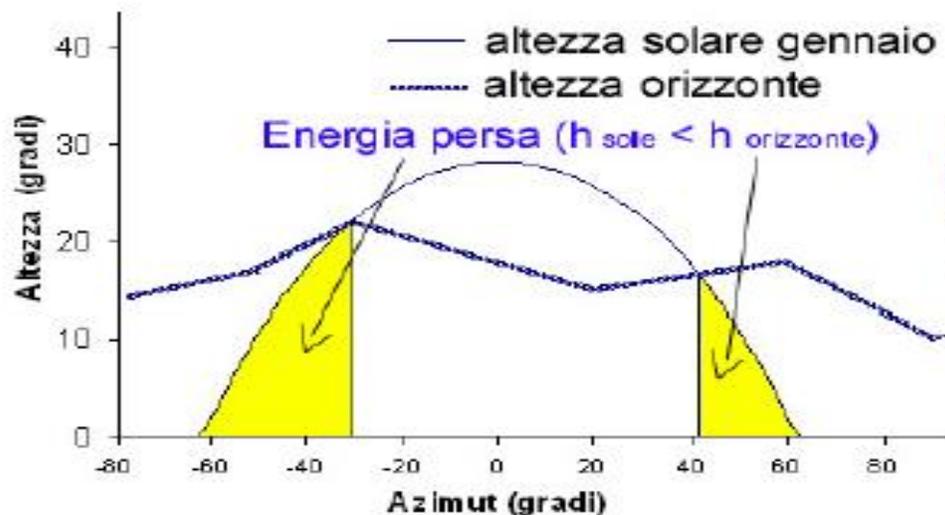
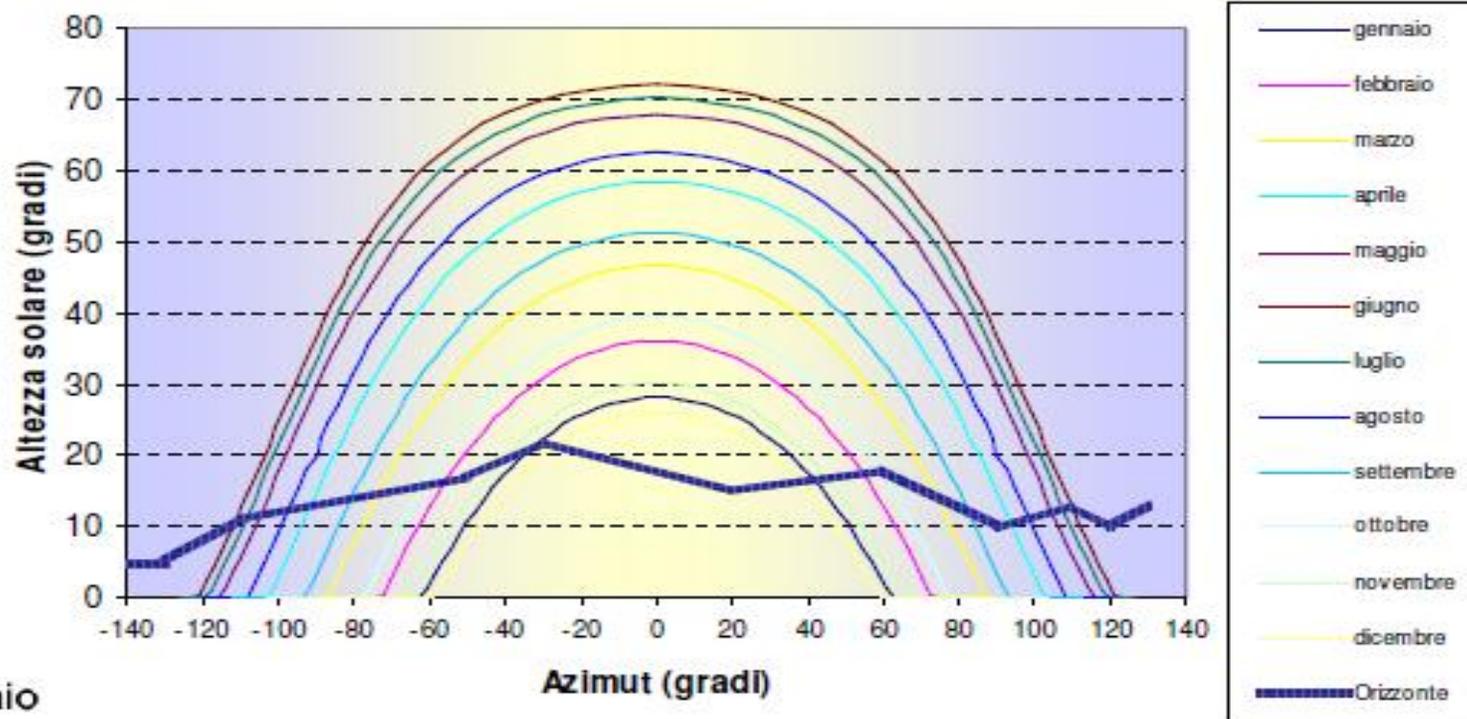
Rilievo altezza orizzonte con tacheometro



Ombreggiamenti clinometrici



Modalità di rilievo



Calcolo di prima approssimazione:
Rapporto fra le aree
Calcolo di seconda approssimazione:
SOLE Advanced



Ombreggiamenti locali

Gli effetti degli ombreggiamenti locali possono essere sensibilmente ridotti o addirittura annullati con una accurata progettazione.



Ombreggiamenti locali



TIPOLOGIA SPECIFICA 1, caso A
(tetto a falda con moduli che coprono una parte della copertura)

Qualora la soluzione proposta fosse simile a quella rappresentata in figura il riconoscimento dell'integrazione totale non sarebbe concesso perché la posizione dei moduli non rispetta la geometria della falda. Inoltre non sarebbe riconosciuta nemmeno l'integrazione parziale in quanto i moduli sporgono rispetto alla falda di copertura.

Ombreggiamenti locali

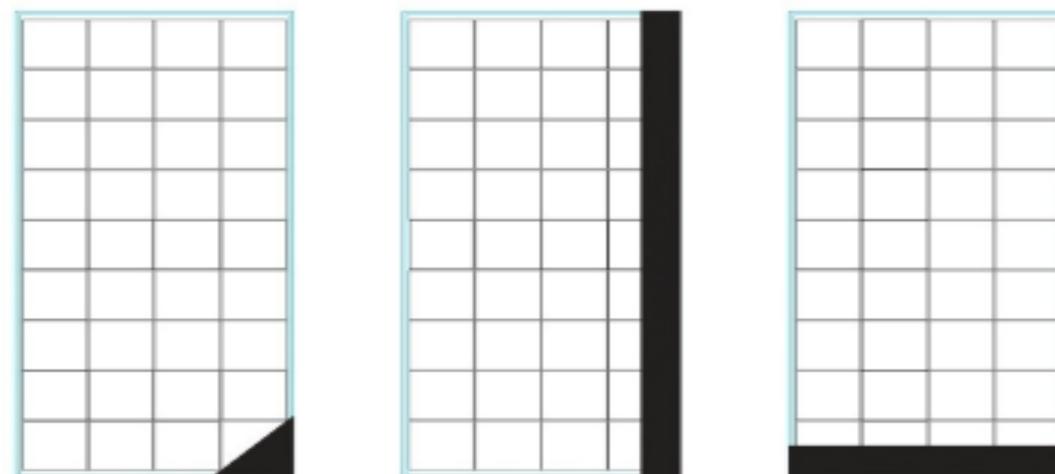
Celle parzialmente oscurate: le altre celle collegate in serie subiscono lo stesso abbassamento di corrente e si portano ad un più basso livello di potenza nonostante siano pienamente irraggiate.

Poiché tutte le celle che compongono un modulo sono fra loro collegate in serie, e lo stesso vale per tutti i moduli che compongono una stringa, la perdita di potenza in percentuale di tutta la stringa è pari alla percentuale di area oscurata della cella più ombreggiata.

Se ad esempio una foglia, di dimensione pari a 20 cmq si deposita su di una cella di 200 cmq, l'intera stringa subisce una perdita di potenza del 10%.

Per questo motivo è consigliabile, quando possibile, di installare i moduli fotovoltaici sempre con un'inclinazione superiore ai 20° così che possano essere considerati autopulenti.

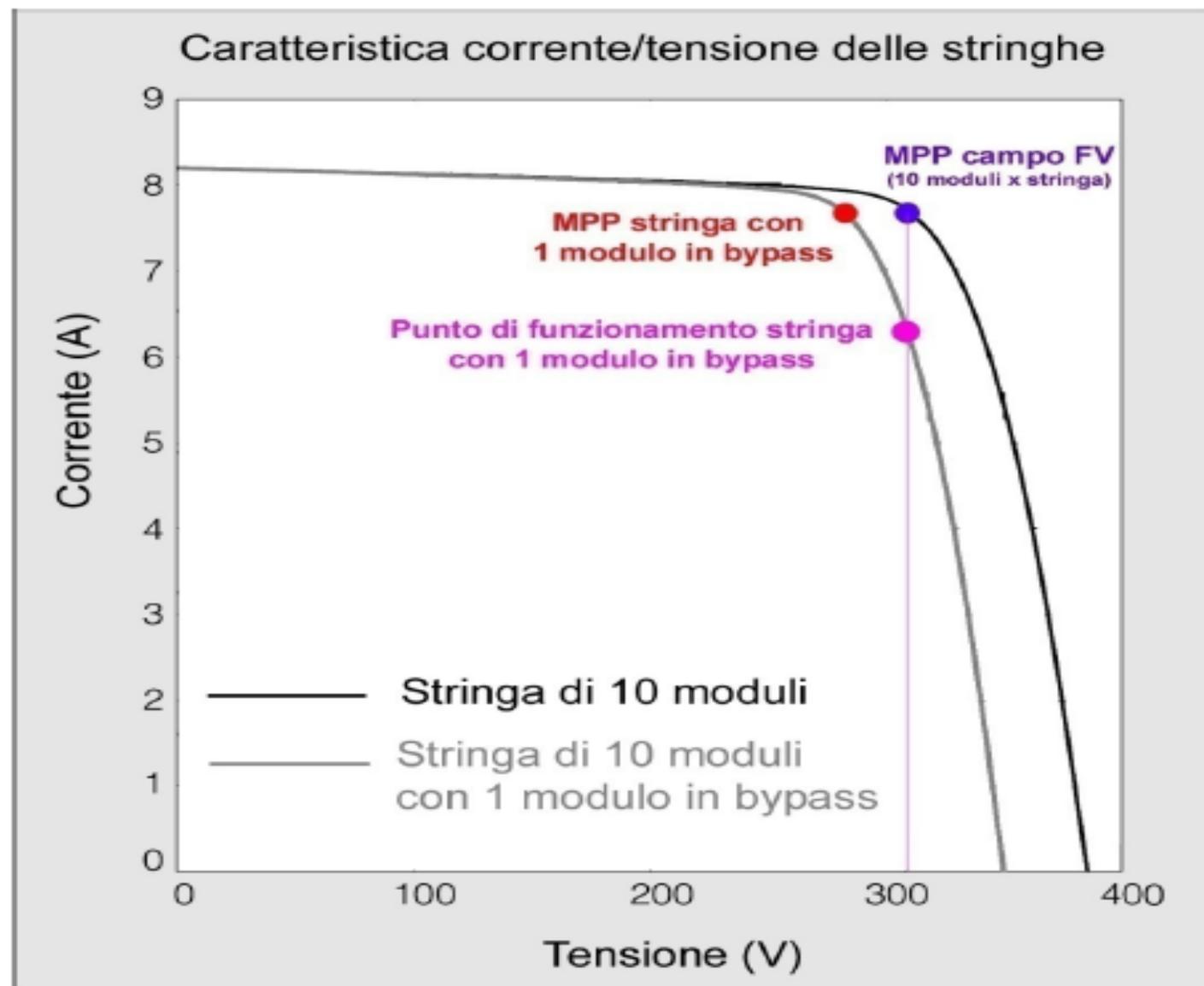
*Esempi di ombreggiamento parziale
delle celle che riducono
la potenza della stringa ad $\frac{1}{2}$*



Ombreggiamenti locali

In questo caso la stringa ombreggiata lavora con un numero di celle inferiore e dunque si genera mismatching tra le stringhe, ovvero, il punto di funzionamento ottimale di una stringa è diverso da quello delle altre stringhe. Poiché tutte le stringhe sono forzate a lavorare alla stessa tensione la corrente erogata dalla *stringa con 1 modulo in bypass* è inferiore di circa il 20% a quella erogata dalle altre stringhe.

Celle totalmente oscurate



Ombreggiamenti locali

Per la stima degli ombreggiamenti locali è possibile utilizzare il software *SOLE Advanced*.



Esempi di applicazione del software:

- Torrino
- Tetto a falda



Un altro metodo per determinare la producibilità di un impianto fotovoltaico è costituito dall'utilizzo dell'applicativo dell'Unione Europea PVGIS

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

Il PVGIS calcola in automatico le perdite per temperatura e riflessione, pertanto le perdite da imporre nella casella “Stima di perdite del sistema (%)” sono:

Perdita	Sistema fisso	Sistema a inseguimento
Sporcamento	1 %	1 %
Livello di irraggiamento	2 - 3 %	1 - 2 %
Mismatching	2 - 3 %	2 - 3 %
Ohmiche	1.5 - 3 %	2.5 - 4 %
Inverter	4 - 5 %	4 - 5 %
Perdite per ombreggiamenti	? (accettabile max 4-8%)	? (accettabile max 6-10%)
Totale	10.5 - ? %	10.5 - ? %

Tecnologia dei sistemi di conversione

Obiettivo:

- Scelta ed il dimensionamento del sistema di conversione.
- Definire i criteri per la connessione.

L'inverter può definirsi come quel componente di sistema, che configura il livello di potenza trasferita dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore elettrico, assolvendo a tre fondamentali funzioni:

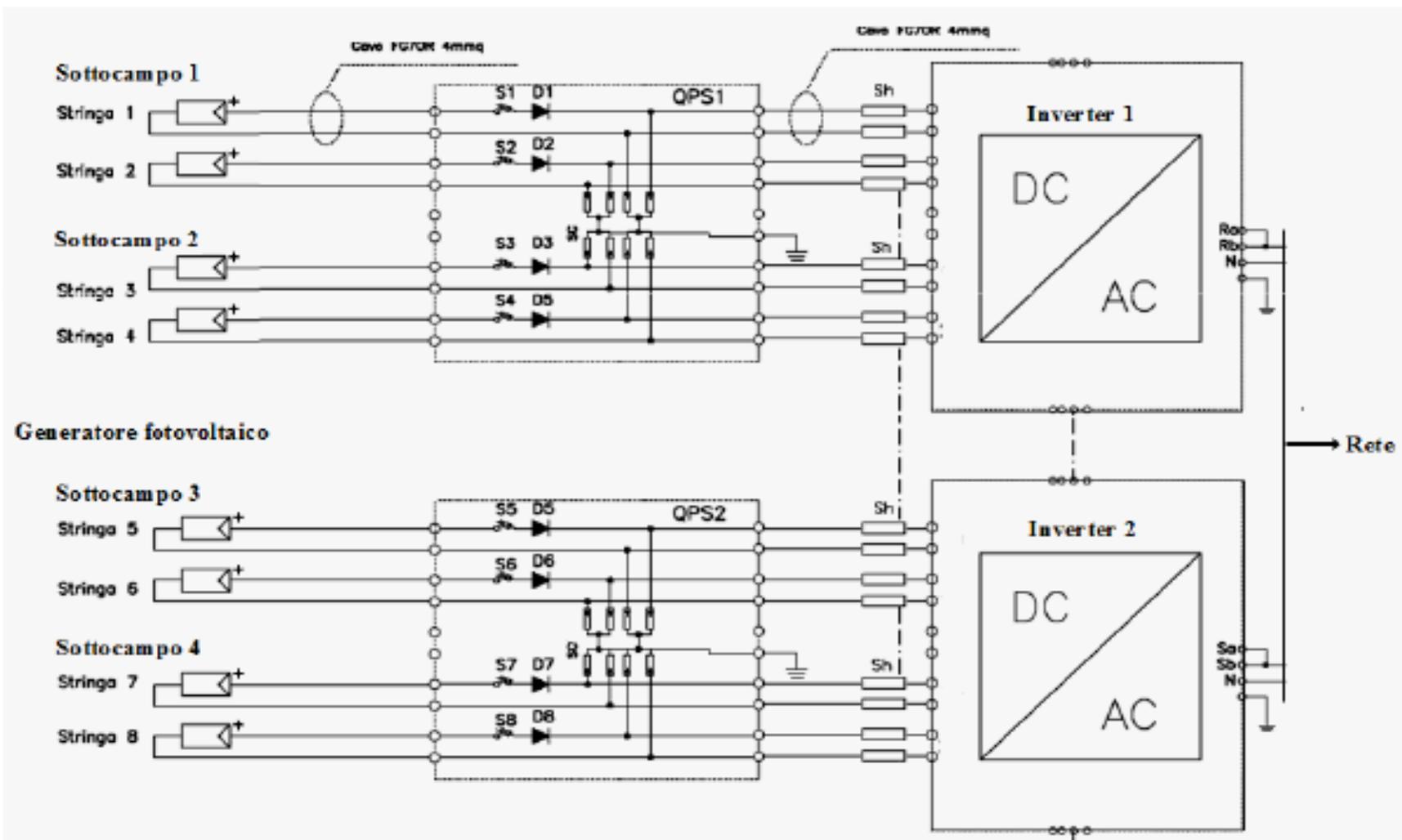
1. trasforma la forma d'onda continua, CC, della corrente elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico, nella forma d'onda CA, ovvero corrente alternata, ad un livello di tensione e frequenza compatibili e in fase con quelli della rete elettrica, a cui viene connesso in parallelo l'impianto solare fotovoltaico;
2. Permette di far funzionare istantaneamente il generatore fotovoltaico, nelle condizioni di massima efficienza, ovvero al punto di massima potenza (MPPT - Maximum Power Point Tracker);
3. Permette il monitoraggio dell'intero sistema, impianto fotovoltaico – rete elettrica, permettendo di operare in condizioni di sicurezza.

Gli inverter possono essere classificati in funzione del tipo di conversione, centralizzata o distribuita, che attuano nel trasferimento di potenza, riconoscendoli in due macro-famiglie:

**Inverter centrali:
conversione centralizzata**

**Inverter parziali:
conversione distribuita**

Inverter parziali → il generatore fotovoltaico è parzializzato su più inverter.



Vantaggi:

- Modularità
- Basso mismatching
- Fermo parziale impianto
- Monitoraggio intrinseco
- Ombreggiamenti locali
- Stringhe non equivalenti

Svantaggi:

- Costo
- Spazio
- Cablaggi

Esempio di conversione distribuita – Inverter di sottocampo

Esiste un'ulteriore classe di distinzione tra gli inverter:

Inverter con trasformatore

Inverter senza trasformatore

Gli inverter senza trasformatore presentano rendimenti superiori e pesi ridotti, ma possono essere utilizzati, senza accoppiamento ad un trasformatore esterno, soltanto in impianti di potenza non superiore a 20 kW, in quanto per potenze superiori è necessario garantire la separazione galvanica tra il lato in corrente continua ed il lato in corrente alternata.

Verifiche di compatibilità lato CC: tensioni ammissibili

Per quanto riguarda la sezione in CC, la tensione in ingresso all'inverter deve essere confrontata con la tensione di stringa del generatore fotovoltaico.

L'interfacciamento, va costruito relazionando la terna-inverter:

V_{max} - tensione massima applicabile in ingresso all'inverter

V_{MPP} min - tensione minima del range cui il convertitore riesce ad inseguire l'MPP

V_{MPP} max - tensione massima del range cui il convertitore riesce ad inseguire l'MPP

ad una terna di parametri caratteristici di funzionamento del generatore fotovoltaico, rispettivamente:

V_{OC} (T_{min}) - tensione a vuoto ottenuta in corrispondenza della temperatura minima

V_{Min} (T_{max}) - livello di tensione nel punto di massima potenza, alla T_{max}

V_{Max} (T_{min}) - livello di tensione nel punto di massima potenza, alla T_{min}

Verifiche di compatibilità lato CC: Fattore di derating

L'adattamento inverter-campo fotovoltaico deve essere anche visto in funzione del livello di potenza nominale fotovoltaica agganciata al convertitore. Per i sistemi fissi, si consiglia un rapporto tra il livello di potenza attiva erogata nella rete del distributore e il livello di potenza di picco del generatore fotovoltaico compresa tra 0,78 e 0,9;

Risulta chiaro che essendo un rapporto che varia in funzione della potenza nominale del generatore fotovoltaico, e risultando la potenza effettivamente erogata dal generatore variabile a seconda del microclima locale (latitudine, condizioni meteo) e del layout di impianto (geometria del campo fotovoltaico, ombreggiamenti, ecc), potrebbe dar luogo a situazioni di potenza generata non compatibili con i livelli erogabili dal convertitore. Per questa ragione, il convertitore è dotato di una limitazione automatica della potenza erogata.

Le verifiche fin qui esposte possono essere effettuate anche con dei software specifici rilasciati dai produttori degli inverters.

COME COLLEGARE IN RETE UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

La connessione di un impianto fotovoltaico alla rete elettrica può avvenire :

- in bassa tensione (BT, 230/400 V),
- in media tensione (MT, tipicamente 15 kV o 20 kV)
- in alta tensione (AT, in genere 132 kV).

La tipologia di connessione fra le tre appena illustrate dipende dalla potenza dell'impianto.

Gli impianti domestici sono normalmente collegati in bassa tensione, come pure tutti gli impianti trifase di potenza inferiore a 100 kW, mentre quelli trifase di potenza superiore a 200 kW sono normalmente da collegare in media tensione.

Il collegamento in rete di impianti monofase è limitato a 6 kW sulle reti a bassa tensione ed a 10 kW sulle reti in media tensione. La norma CEI 0-21 regola la connessione degli utenti alla rete di bassa tensione.

Per gli impianti fotovoltaici dotati di inverter, è necessario limitare la corrente continua eventualmente presente sui morsetti di uscita ad un valore non superiore allo 0,5% della corrente nominale mediante un trasformatore o un'apposita protezione

Come registrare un impianto fotovoltaico su Gaudi

-Se l'impianto PV ha una **potenza complessiva minore a 10 MW**, è sufficiente procedere alla creazione di un nuovo account sul portale Gaudi di Terna (**Gestione Anagrafica Unica Degli Impianti**).

-nel caso in cui l'impianto di produzione di energia elettrica abbia una **potenza maggiore di 10 MW** la procedura è più complessa.

Prima di procedere alla registrazione infatti è necessario ottenere da Terna il rilascio del Certificato Digitale, tramite cui poi verrà effettuato la registrazione .

L'interfacciamento di sistema inverter/rete è regolato dalla norma CEI 0-16 e dalle prescrizioni dei distributori elettrici locali che, nel caso di Enel S.p.A, sono elencate nelle *DK 5940 “Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di Enel distribuzione – Aprile 2007 Ed.2.2”*, nelle *“Guida alle connessioni”*

Dal punto di vista delle prescrizioni è necessario prevedere idonee protezioni di interfaccia (**PIB**) a comando del dispositivo di interfaccia (**DIB**) per scollegare il generatore in caso di mancanza di tensione sulla linea od eventuali anomalie.

Le protezioni di interfaccia sono solitamente realizzate da relé di frequenza e tensione, o dal sistema di controllo inverter.

Il dispositivo di interfaccia è solitamente un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione, ovvero un sistema “a sicurezza intrinseca”.

Sistema	Monofase	Trifase	
Potenza impianto	≤ 6 kW	≤ 20 kW	> 20 kW
Tipologia generatore	Funzioni PIB anche assolte da sistema controllo inverter		Funzioni PIB assolte da dispositivo dedicato (separato dal sistema di conversione)
Impianti collegati tramite sistema di conversione (DC/AC o AC/AC)			

Si distinguono due casi in funzione della potenza complessiva dell'impianto di produzione:

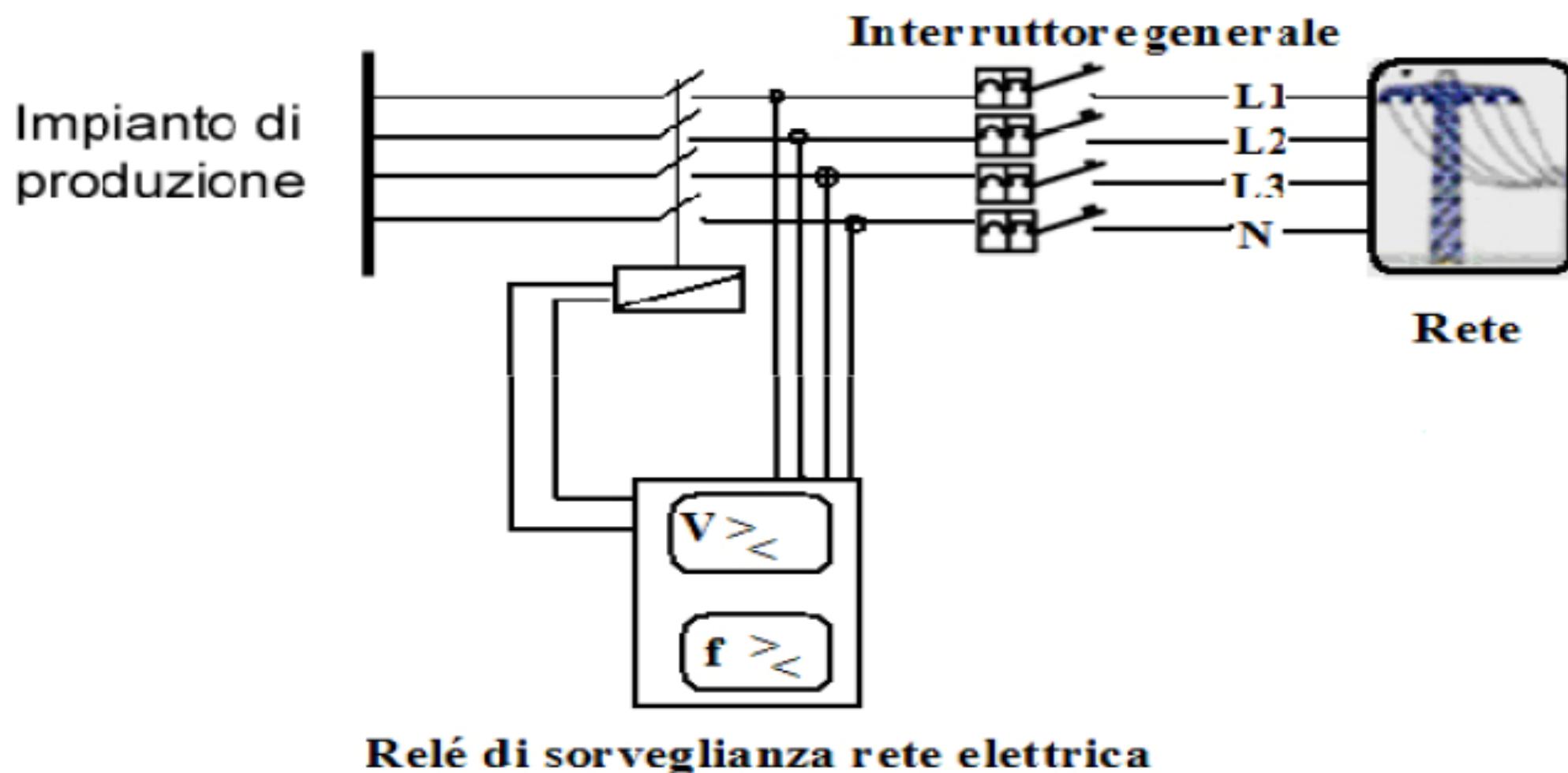
$P \leq 20$ kW

$P > 20$ kW

Nel primo caso, per la protezione di interfaccia è possibile utilizzare la funzione di relé di protezione di min/max tensione, min/max frequenza, integrata nei singoli inverter, fino ad un massimo di 3 inverter.

Nel secondo caso occorre invece installare un dispositivo di protezione esterno (relé di sorveglianza rete).

Lo sganciatore deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8



Schema PIB, DIB ed interruttore generale (Interruttore Magnetotermico).

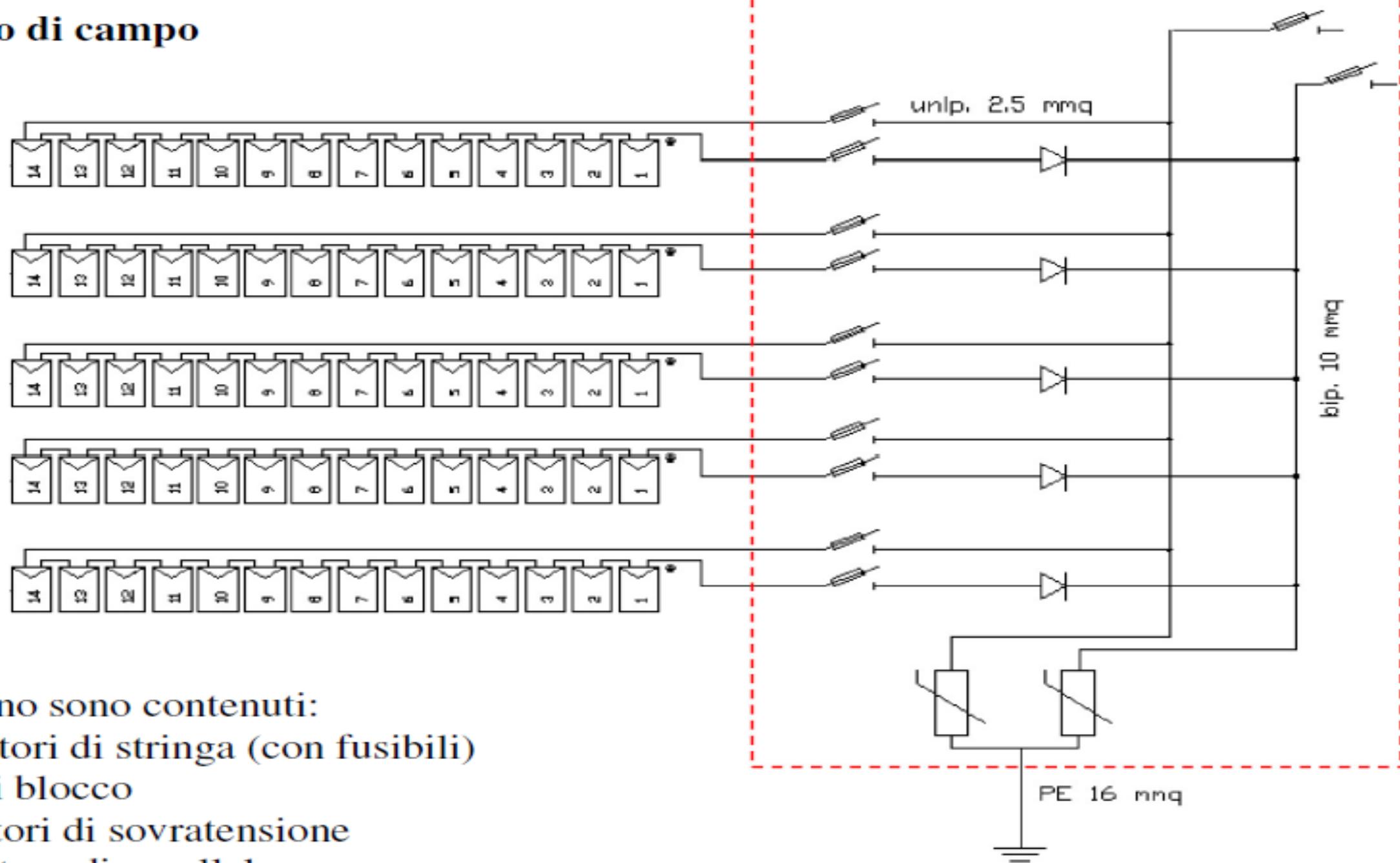
Dal campo FV al punto di consegna

Obbiettivo:

Fornire i criteri per la scelta ed il dimensionamento di tutti i dispositivi presenti all'interno dei quadri e dei cablaggi.

Progettazione dell'impianto di messa a terra

Quadro di campo



All'interno sono contenuti:

- interruttori di stringa (con fusibili)
- diodi di blocco
- scaricatori di sovratensione
- interruttore di parallelo

Interruttori di stringa



I poli (2 per ogni stringa) in ingresso al quadro vanno per prima cosa sezionati.

Gli interruttori consentono di scollegare parte dell'impianto per consentire le operazioni di installazione, manutenzione e dismissione dell'impianto.

I fusibili intervengono in caso del contemporaneo di ombreggiamento di alcuni moduli e rottura del diodo di blocco della stringa.

Dimensionamento interruttore:

Corrente nominale > Corrente di cortocircuito pannelli

Dimensionamento fusibili:

Corrente nominale > Corrente di cortocircuito pannelli

Corrente nominale < Portata massima del cavo

■ Electrical Specifications

MODEL	
Maximum Power	
Tolerance	+10% / -5%
Maximum Power Voltage	26.3Volts
Maximum Power Current	7.61Amps
Open Circuit Voltage	32.9Volts
Short-Circuit Current	8.21Amps
Length	1425mm (56.2in.)
Width	990mm (39.0in.)
Depth	36mm (1.4in.)
Weight	18.5kg (40.7lbs.)

Diodi di blocco



I diodi di blocco provvedono ad evitare l'inversione della corrente nella stringa qualora uno o più pannelli della stringa andassero in by-pass per ombreggiamento delle celle.

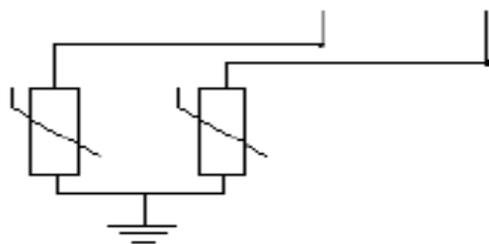
Dimensionamento:

Corrente nominale > Corrente di cortocircuito pannelli
Massima tensione inversa > numero pannelli x tensione a vuoto

■ Electrical Specifications

MODEL	
Maximum Power	
Tolerance	+10% / -5%
Maximum Power Voltage	26.3Volts
Maximum Power Current	7.61Amps
Open Circuit Voltage	32.9Volts
Short-Circuit Current	8.21Amps
Length	1425mm (56.2in.)
Width	990mm (39.0in.)
Depth	36mm (1.4in.)
Weight	18.5kg (40.7lbs.)

Scaricatori di sovratensione

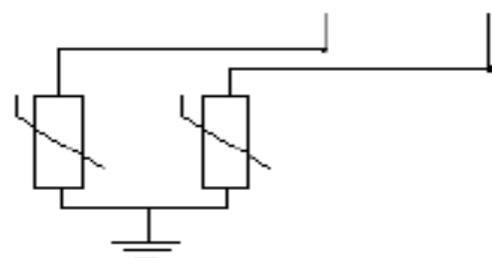


Gli scaricatori di sovratensione (SPD), la cui obbligatorietà d'installazione è stabilita dalla norma CEI 81-1, hanno effetto protettivo in caso di:

- Fulminazione diretta
- Fulminazione su linea aerea
- Fulminazione a distanza
- Fulminazione da nube a nube



Scaricatori di sovratensione

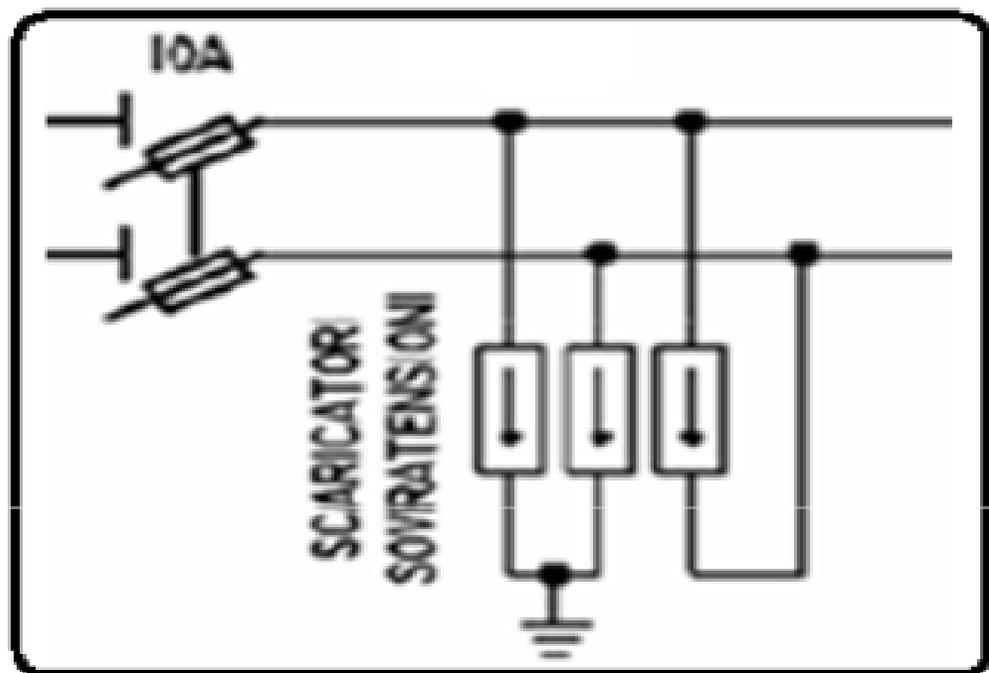


Gli scaricatori vengono distinti in classe in funzione dell'intensità di corrente che sono appunto in grado di scaricare:

- Classe I (Categoria B secondo DIN) - Spinterometri in aria, in gas ed a scarica frazionata;
- Classe II (Categoria C secondo DIN) – varistori;
- Classe III (Categoria D secondo DIN);

Per gli impianti fotovoltaici vengono usati scaricatori di classe II o III.

N.B. Molti inverters hanno già integrati gli scaricatori di sovratensione.



L'inserimento supplementare di un SPD tra i due poli garantisce una maggiore protezione dell'inverter; l'installazione è consigliata in caso di inverter particolarmente costosi (conversione centralizzata).

Dimensionamento:

Scaricatori di classe II o III.

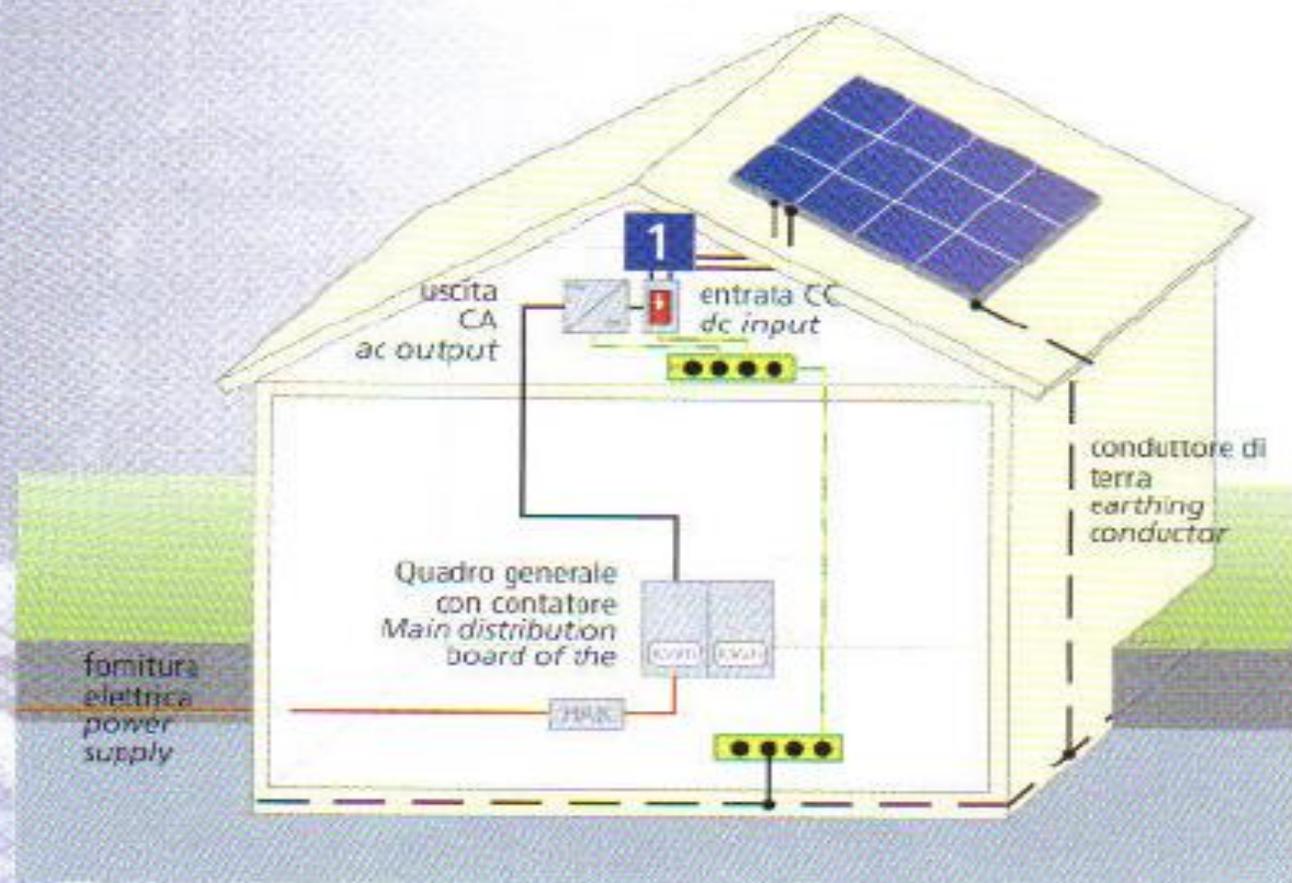
1 coppia di scaricatori ogni 5-10 stringhe

Tensione residua < 3kV

Tensione di innesco > numero pannelli x tensione a vuoto

Estratto catalogo scaricatori DEHN.

Il posizionamento dello
scaricatore è corretto dal
punto di vista elettrico,
ma al quanto discutibile
per la collocazione
all'interno dell'abitazione



1 Limitatore unipolare fotovoltaico Tipo 2
con dispositivo di corto circuito

*Single-pole photovoltaic SPD Type 2
with short-circuiting device*

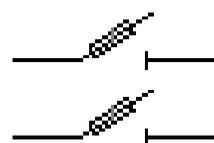
DG PV 500 SCP

Art./Part No. 950 500

DG PV 500 SCP FM

Art./Part No. 950 505

Interruttori di parallelo delle stringhe



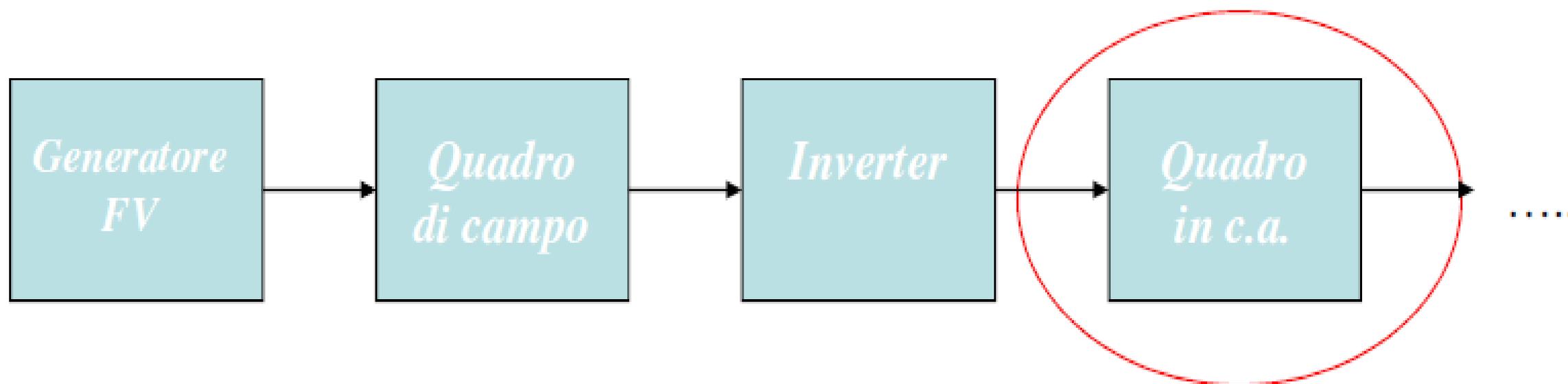
I due poli in uscita al quadro vanno sezionati.

L'utilizzo di fusibili è ridondante.

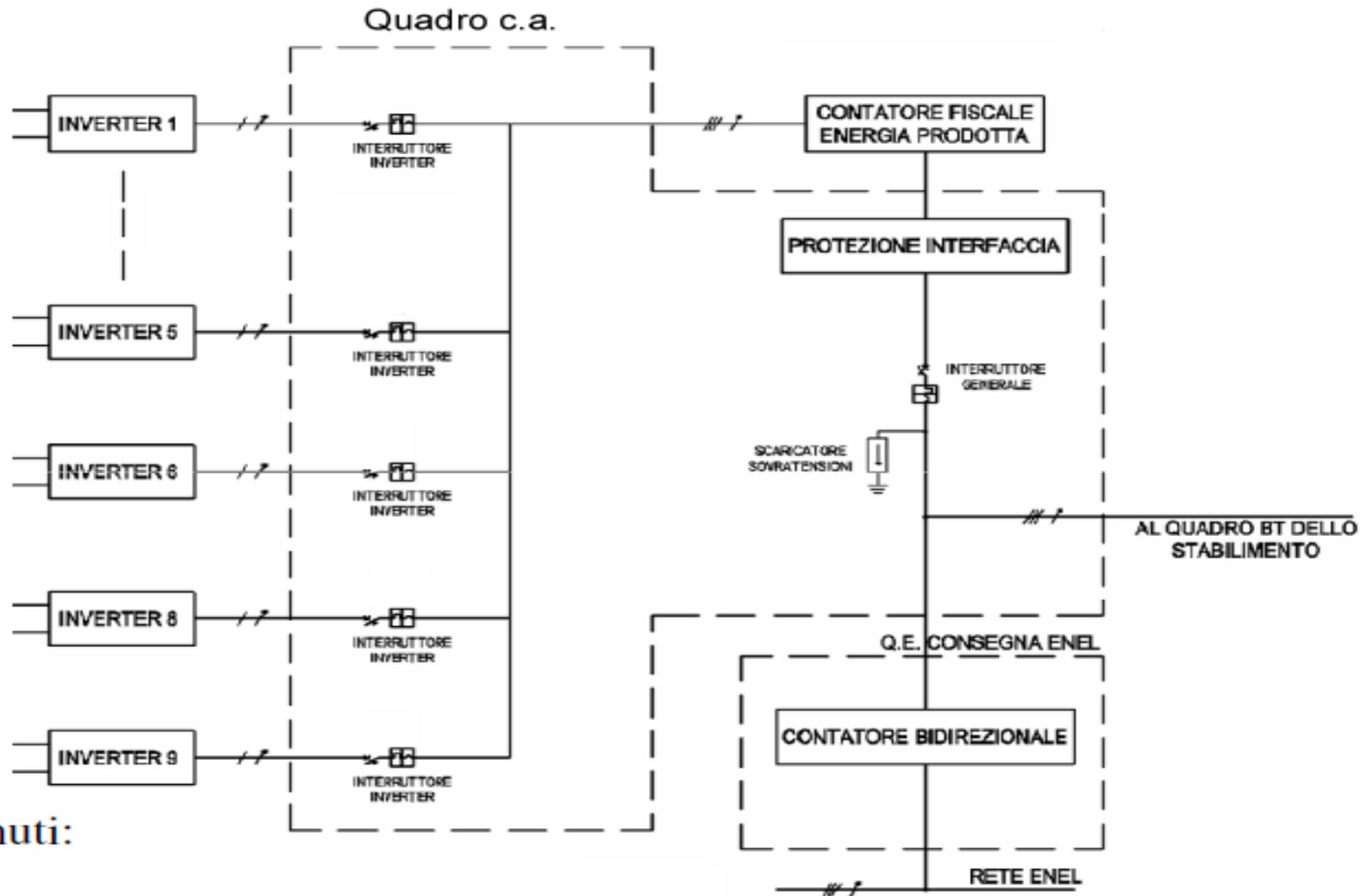
Dimensionamento interruttore:

Corrente nominale > Corrente di cortocircuito pannelli x numero di stringhe in parallelo

Proseguendo secondo l'ordine logico che va dal generatore fotovoltaico al punto di consegna, si incontra il sistema di conversione (già analizzato) ed il quadro in c.a.



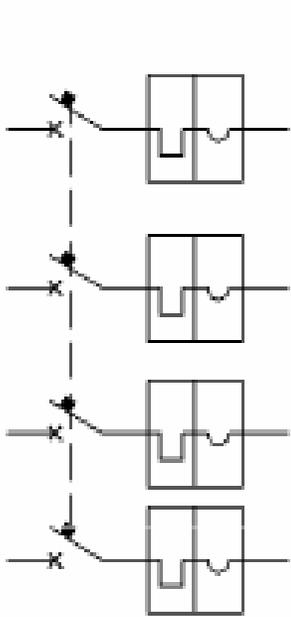
Quadro c.a.



All'interno sono contenuti:

- interruttori inverter
- protezione di interfaccia
- scaricatori di sovratensione
- interruttore generale

Interruttori inverter



Vengono utilizzati *interruttori magnetotermici*

Consento di scollegare l'inverter per consentire le operazioni di installazione, manutenzione e dismissione dell'impianto.

Le protezioni magnetotermiche intervengono in caso di sovraccarico, cortocircuito o altro guasto al sistema di conversione.

Interruttori inverter

Caratteristiche interruttori magnetotermici: (dati dichiarati dal costruttore)

I_n è la corrente nominale del dispositivo

I_f è corrente che provoca il funzionamento in tempo breve (10-20 ms)

I^2t è la massima energia che il dispositivo lascia passare prima di aprire il circuito

Dimensionamento:

Corrente nominale $I_n >$ Corrente massima uscita inverter

Corrente nominale $I_n <$ Portata massima del cavo

Corrente di sicura apertura $I_f < 1.45 \times$ Portata massima del cavo

Massima energia $I^2t <$ massima energia tollerabile dal cavo K^2S^2

K è una costante tipica del materiale con cui è realizzato il cavo.

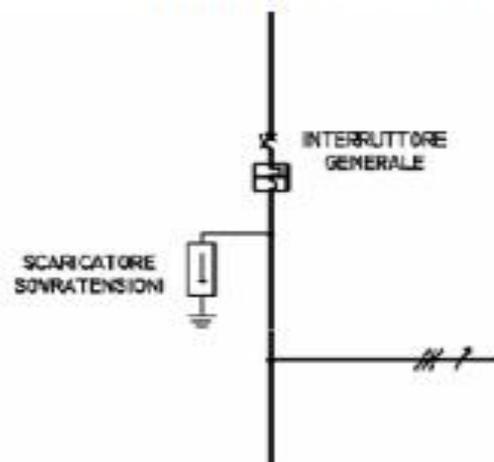
Per conduttori in rame $K=143$

S è la sezione del cavo in mmq

Per la protezione di interfaccia vale quanto già detto nella sezione dedicata.

Scaricatori di sovratensione

La loro installazione non è obbligatoria ma possono contribuire alla salvaguardia dell'inverter in caso di ritorni di tensione sulla rete.



Limitatore di sovratensione modulare
per reti monofase TT 230 V
*Modular surge arrester for single-phase
230 V TT systems*

DG M TT 2P 275

Art./Part No. 952 110

DG M TT 2P 275 FM

Art./Part No. 952 115



Limitatore di sovratensione modulare multipolare
per reti trifase

*Modular multipole surge arrester for
three-phase systems*

DG M TT 275 FM

Art./Part No. 952 315

DG M TNS 275 FM

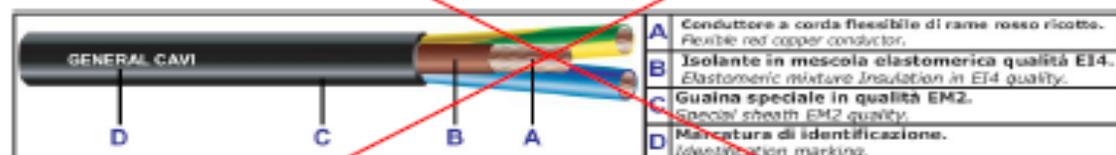
Art./Part No. 952 405

DG M TNC 275 FM

Art./Part No. 952 305

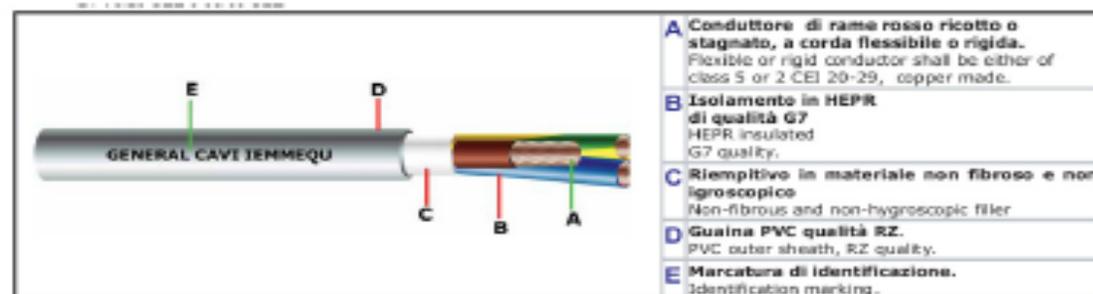
Dimensionamento dei cablaggi

Cavi per esterno: H07RN-F



H07RN-F 450/750 V (Euro/Km)

Cavi per interno: FG 7



FG7(O)R 0,6/1 KV (Euro/Km)

Si utilizza il cosiddetto:
“Cavo solare”
 (non è normato)

S/m	Unipolare	Bipolare	Tripolare	Quadripol.	Pentapol.
1,5	531,00	928,00	1.151,00	1.389,00	1.691,00
2,5	666,00	1.237,00	1.574,00	1.925,00	2.341,00
4	853,00	1.696,00	2.221,00	2.831,00	3.382,00
6	1.097,00	2.302,00	3.088,00	3.949,00	4.839,00
10	1.676,00	3.641,00	4.976,00	6.501,00	8.075,00
16	2.429,00	5.265,00	7.328,00	9.599,00	12.011,00
25	3.620,00	7.884,00	11.155,00	14.439,00	18.081,00
35	4.873,00	10.689,00	15.297,00	18.297,00	25.896,00
50	6.871,00	15.082,00	21.779,00	24.555,00	36.201,00
70	9.505,00	-	29.732,00	34.112,00	-
95	12.416,00	-	38.990,00	45.722,00	-
120	15.825,00	-	48.574,00	59.190,00	-
150	19.876,00	-	61.359,00	73.559,00	-
185	23.933,00	-	75.373,00	86.887,00	-
240	31.571,00	-	97.497,00	117.881,00	-
300	39.089,00	-	-	-	-
400	53.193,00	-	-	-	-

Sezione dei conduttori

Il dimensionamento viene fatto in funzione della corrente nominale che percorre il cavo, imponendo che sia necessario 1 mmq di sezione ogni 4 Ampère per i cavi di piccola sezione (1.5 ÷ 4 mmq) che meglio conducono il calore, fino a 1 mmq ogni 2 Ampère per cavi di sezione maggiore (150 ÷ 185 mmq).

Il dimensionamento va comunque effettuato in modo da contenere le perdite Ohmiche nominali (già analizzate nelle sezioni precedenti) entro valori accettabili (max 3-4%). La guida CEI 82-25 consiglia che la sezione dei cavi di collegamento tra i moduli sia scelta in modo da non superare una densità di corrente di 1 A/mm².

Cablaggi

Lato CC:

Connettori Multicontact serie MC



Grado di protezione	IP 2X _{sconnesso} / 67 _{connesso}
Tensione nominale	1000V (6,6kV 50Hz-1min.)
Portata max.	20A
R _{contatto}	<5mΩ
Range termico	-40°C....+90°C

Lato CA:

Morsetterie standard

Protezione dalle tensioni di contatto

L'impianto deve garantire la protezione delle persone da:

Contatti indiretti: quando si toccano parti non in tensione nel normale regime di funzionamento ma possono trovarsi sotto tensione a valle di un guasto d'isolamento elettrico.

Contatti diretti: quando si toccano parti normalmente in tensione.

Impianto di terra

L'impianto di terra preserva da contatti indiretti con parti conduttrici di componenti elettrici che nel normale regime di funzionamento non sono in tensione, ma a valle di un guasto d'isolamento elettrico possono assumere un potenziale non nullo.

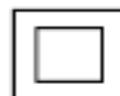
Per la realizzazione dell'impianto di terra si fa riferimento alla *Norma CEI 64-8* (sistemi alimentati a tensione nominale minore di 1000V in CA) e alla *Norma CEI 11-1* (sistemi alimentati a tensione nominale $> 1000V$ in CA).

La Norma CEI 64-8/4 prescrive che l'impianto di terra deve essere unico per masse simultaneamente accessibili. Solo in situazioni particolari, quando esista una incompatibilità fra due diverse funzioni, si possono avere, nello stesso ambiente, due impianti di terra distinti; in tali casi le parti metalliche collegate ai due diversi dispersori, devono essere allontanate tra loro (oltre i 2.5m.), in modo che non possano essere toccate simultaneamente in situazioni di pericolo.

Tutte le masse (quadri metallici, involucro inverter, ecc.) verranno collegate al nodo di terra mediante il conduttore di protezione PE (corda in rame gialloverde).

Non vanno collegate a terra gli involucri delle apparecchiature a “doppio isolamento” o di “classe II”, tra cui (salvo rare eccezioni) i pannelli fotovoltaici.

Le apparecchiature di “classe II”, tra cui i pannelli fotovoltaici, sono contraddistinti dal simbolo:



Cosa dice la guida CEI 82-25 (bozza attualmente sottoposta ad inchiesta pubblica):

Nel caso invece in cui i moduli fotovoltaici siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato (Classe II), la norma CEI 64-8 prevede che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una difficoltà applicativa nel caso in cui le strutture di sostegno dei moduli, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra, giacché se da un lato viene richiesto di isolare le cornici dei moduli dalla struttura (magari, introducendo involucri o barriere che ne impediscano il contatto elettrico), dall'altro l'esperienza acquisita in ambito internazionale nella gestione di impianti fotovoltaici consiglia di rendere equipotenziali le cornici dei moduli con la struttura. Quest'ultima soluzione infatti garantirebbe la sicurezza contro il contatto indiretto nel corso della vita utile dell'impianto fotovoltaico (superiore a 25 anni), nei casi nei quali non si possa escludere a priori l'eventualità che l'isolamento possa decadere nel tempo (ad esempio, moduli installati in località vicino al mare).

Nella valutazione del collegamento a terra delle cornici e le strutture di supporto dei moduli, va anche osservato che le stesse sono **elementi metallici di notevole estensione posti in posizione tale da poter essere interessati in modo diretto o indiretto dai fulmini**, dunque possono essere considerati sistema integrativo all'impianto di protezione da scariche atmosferiche. La sezione minima della calata esterna è di **16 mm²** per evitare la fusione del conduttore in caso di fulmine.

Dimensionamento della sezione dei conduttori di terra:

SEZIONE DEL CONDUTTORE DI FASE IN mm²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
SEZIONE MINIMA DEL CORRISPONDENTE CONDUTTORE DI PROTEZIONE IN mm²	1,5	2,5	4	6	10	16	16	16	25	35	50	70	70	95	120

<i>Conduttori equipotenziali</i>	<i>Sezione del conduttore di protezione principale PE</i>	<i>Sezione del conduttore equipotenziale</i>
	<i>(mm²)</i>	<i>(mm²)</i>
Principale EQP	≤ 10	6
	= 16	10
	= 25	16
	> 35	25

La sezione del PE per il collegamento degli SPD dovrà essere almeno di 16 mm². A causa del collegamento degli SPD, è consigliata una misura della resistenza del sistema disperdente, che deve risultare inferiore ai 20 Ohm.

Unicità dell'impianto di terra

Unicità dell'impianto di terra

Normalmente la messa a terra di protezione di tutte le parti di un impianto e tutte le messe a terra di funzionamento dei circuiti e degli apparecchi utilizzatori devono essere effettuate collegando le parti interessate a un impianto di terra unico.

Per gli impianti utilizzatori con tensione fino a 1000 V in c.a. e 1500 V in c.c. l'unicità dell'impianto di terra è *raccomandata* dalla norma CEI 64-8/5 (art. 541, sezione "commenti").

Per le officine elettriche e negli impianti utilizzatori con tensione nominale superiore a 1000 V, la norma CEI 11-8 prescrive che l'impianto di terra deve essere *normalmente unico*.

Non c'è quindi un obbligo normativo ad avere un impianto di terra unico e pertanto si potrebbero anche adottare impianti di terra distinti; occorre però che le relative masse siano ben separate in quanto potrebbero trovarsi a tensioni diverse, con conseguente pericolo nel caso che due masse collegate a impianti di terra separati fossero contemporaneamente accessibili. Verrebbe a mancare il requisito fondamentale della protezione che è l'equipotenzialità e per tale ragione le masse simultaneamente accessibili devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Protezione dai contatti diretti

Il livello di protezione può essere parziale o totale, a seconda che il layout impiantistico sia accessibile o meno solo da personale che disponga di know-how tecnico affine all'argomento trattato. Nel caso di protezione totale, misure come l'isolamento delle parti attive o la messa in opera di involucri o barriere, impediscono sia il contatto volontario che accidentale.

Lato CC

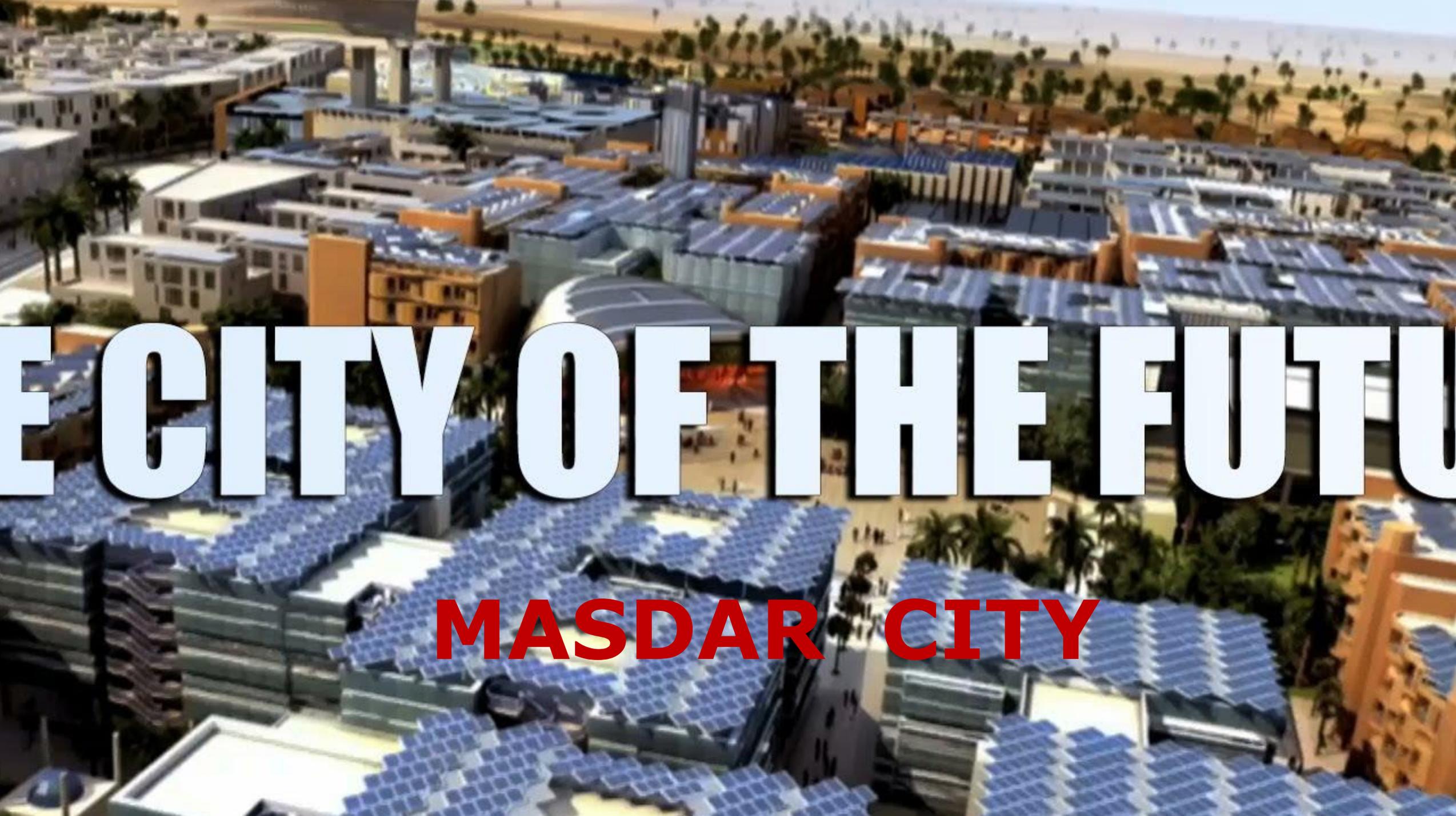
Il generatore fotovoltaico è normalmente gestito come Sistema IT: **I**-isolamento da terra delle parti attive / **T**- collegamento diretto a terra delle masse.

Tale separazione elettrica, ha lo scopo di impedire la richiusura delle correnti di guasto, e non prevede quindi il collegamento a terra del generatore fotovoltaico che sarà quindi di tipo flottante.

Lato CA

Il circuito è normalmente gestito come Sistema TT. Va previsto l'utilizzo dell'interruttore differenziale coordinato con l'impianto di messa a terra è obbligatorio per impianti utilizzatori e raccomandato per gli altri.

E' bene utilizzare differenziali della sensibilità consigliata dal produttore dell'inverter per evitare scatti intempestivi.



E CITY OF THE FUTURE

MASDAR CITY

MASDAR CITY

In pieno deserto, a 15 Km dal centro di Abu Dhabi, è stata costruita

Masdar City la prima città del mondo alimentata da solare per l'80%

a zero emissioni,

(è stata inaugurata anche una **centrale fotovoltaica** che copre 21 ettari

e produce 40.000 MW di energia.

Ampie zone del pianeta sono molto soleggiate e perciò idonee alla costruzioni di impianti solari a concentrazione.
Da ogni metro quadrato di superficie, possiamo ottenere, in un anno,
la stessa quantità di energia che si ricava da un barile di petrolio.



Ipotetica estensione dell'area occupata da impianti solari termodinamici per produrre il fabbisogno mondiale (europeo) di energia elettrica al 2050

Grazie per l'attenzione

nicoladenardi@gmail.com

www.energiacalabria.org