

Ingegnere **BIAGIO D'AMATO**

Via I.Lodato, 9 84025 Eboli (SA) tel 339.2183301 – fax 0828.330614 – biagiodamato@tiscali.it



El. n E03a

LAVORI DI ADEGUAMENTO NORMATIVO E DI EFFICIENZA ENERGETICA

Liceo Scientifico Statale “A.Gallotta”

Via Caduti di Bruxelles - 84025 Eboli (SA)

PON FESR 2007-2013 Asse II

“Qualità degli Ambienti Scolastici”

Obiettivo C “Ambienti per l’Apprendimento” 2007-2013

PROGETTO ESECUTIVO

Sez III Art. 33 DPR 5 Ottobre 2010 N. 207 e s.m.i.

Elaborato E03a

RELAZIONE SPECIALISTICA E DI CALCOLO IMPIANTO FV

Il tecnico progettista

Ing. Biagio D’Amato

Il RUP

Dott. Prof. Scelza Angelo

Rev. 00



Data ____.

PREMESSA

Valenza dell'iniziativa

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "IMPIANTO FV LICEO A. GALLOTTA", si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 122 599.47 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile	
Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	22.93
TEP risparmiate in 20 anni	421.36

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera				
Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	470.0	0.341	0.389	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	57 621.75	41.81	47.69	1.72
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	1 059 024.83	768.36	876.51	31.55

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2011

Normativa di riferimento

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico

La descrizione del sito in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico è la seguente:

Impianto su edificio scolastico con tetto piano

Disponibilità della fonte solare

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349 - Località di riferimento: SALERNO (SA)/AVELLINO (AV)" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di EBOLI (SA) avente latitudine 40°.6208 N, longitudine 15°.0567 E e altitudine di 145 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.67	2.28	3.31	4.36	5.47	6.33	6.61	5.75	4.31	3.08	1.92	1.47

Fonte dati: UNI 10349 - Località di riferimento: SALERNO (SA)/AVELLINO (AV)



Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]- Fonte dati: UNI 10349 - Località di riferimento: SALERNO (SA)/AVELLINO (AV)

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1 419.60 kWh/m²** (Fonte dati: UNI 10349 - Località di riferimento: SALERNO (SA)/AVELLINO (AV)).

Non essendoci la disponibilità, per la località sede dell'impianto, di valori diretti si sono stimati gli stessi mediante la procedura della UNI 10349, ovvero, mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

La località di riferimento N. 1 è SALERNO avente latitudine 40°.6811 N°, longitudine 14°.7611 E° e altitudine di 4 m.s.l.m.m..

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.67	2.28	3.31	4.36	5.47	6.33	6.61	5.75	4.31	3.08	1.92	1.47

Fonte dati: UNI 10349 - Località di riferimento: SALERNO (SA)/AVELLINO (AV)

La località di riferimento N. 2 è AVELLINO avente latitudine 40°.9156 N°, longitudine 14°.7925 E° e altitudine di 348 m.s.l.m.m..

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.50	2.33	3.53	5.03	6.19	6.86	7.47	6.64	4.92	3.33	1.94	1.36

Fonte dati: UNI 10349 - Località di riferimento: SALERNO (SA)/AVELLINO (AV)

Fattori morfologici e ambientali

Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a **0.99**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di EBOLI:

DIAGRAMMA SOLARE

EBOLI (SA) - Lat. 40°.6208 N - Long. 15°.0567 E - Alt. 145 m

Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 0.99

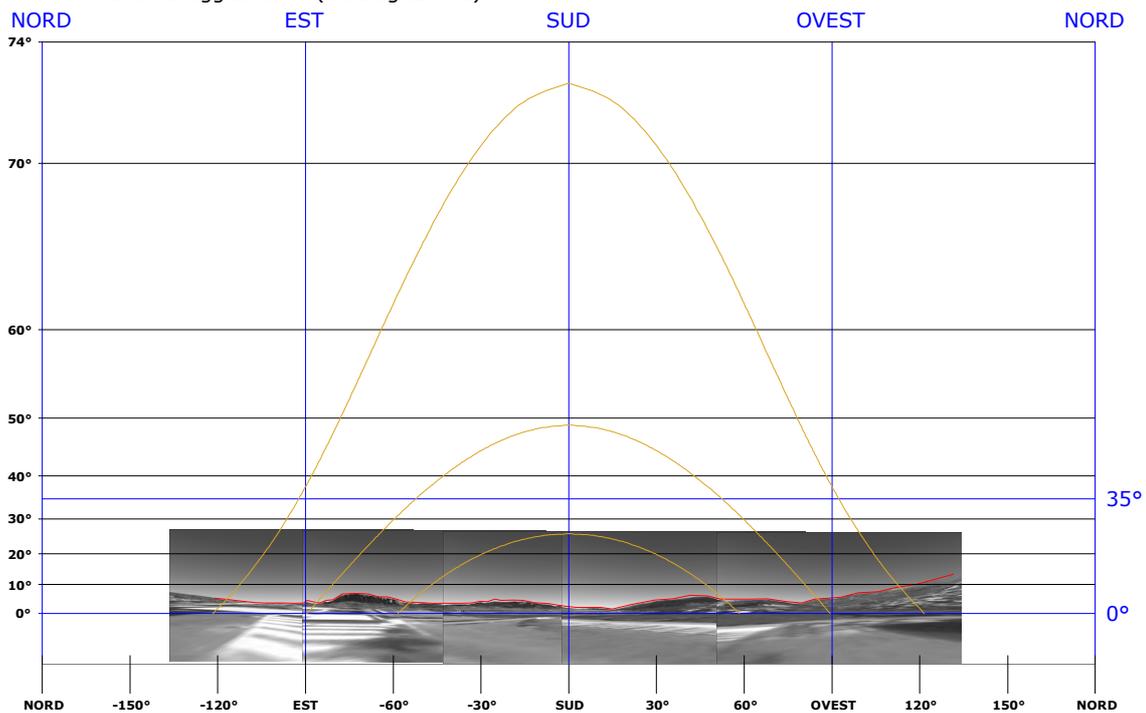


Fig. 2: Diagramma solare

Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477:

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26

L'albedo medio annuo è pari a **0.26**.

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Procedure di calcolo

Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70% e 120%.

Per dimensionamento si intende il rapporto di potenze tra l'inverter e il generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).



Impianto **IMPIANTO FV LICEO A. GALLOTTA**

L'impianto, denominato "IMPIANTO FV LICEO A. GALLOTTA", è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in bassa tensione.

Ha una potenza totale pari a **100.000 kW** e una produzione di energia annua pari a **122 599.47 kWh** (equivalente a **1 225.99 kWh/kW**), derivante da 400 moduli che occupano una superficie di 653.60 m², ed è composto da 2 generatori.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	
Indirizzo	Via Caduti di Bruxelles
CAP Comune (Provincia)	84025 EBOLI (SA)
Latitudine	40°.614221N
Longitudine	15°.04732E
Altitudine	145 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 419.60 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	0.99

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	653.60 m²
Numero totale moduli	400
Numero totale inverter	4
Energia totale annua	122 599.47 kWh
Potenza totale	100.000 kW
Potenza fase L1	33.333 kW
Potenza fase L2	33.333 kW
Potenza fase L3	33.333 kW
Energia per kW	1 225.99 kWh/kW
BOS	80.00 %

Energia prodotta

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è **122 599.47 kWh**.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

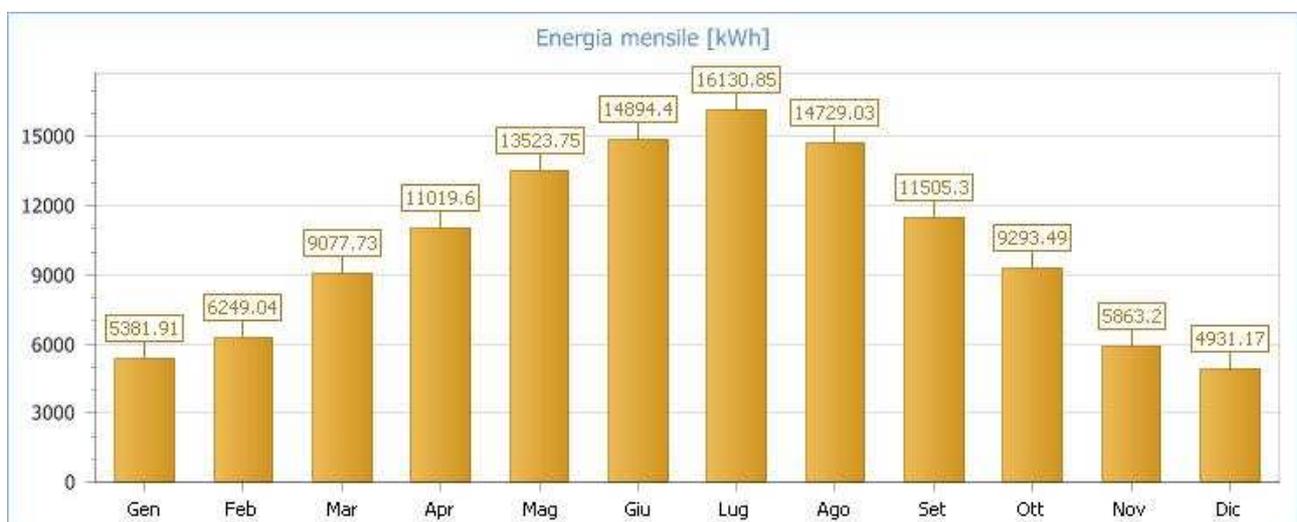


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

Dettagli di installazione

Il posizionamento delle apparecchiature e componenti è riportato nelle tavole allegate E02, E03, E06.

Posizionamento dei moduli

Il campo fotovoltaico sarà esposto, con un orientamento azimutale rispetto al sud e ad un'inclinazione rispetto all'orizzontale (tilt) tale da massimizzare l'energia producibile compatibilmente con i vincoli imposti dal sito di installazione e dall'integrazione dell'impianto che si vuole conseguire.

Il piano dei moduli è inclinato rispetto all'orizzontale di 20° (tilt) e ha un orientamento azimutale a -10° rispetto al sud per il generatore 1 e 0° per il generatore 2. I moduli verranno montati su dei supporti in alluminio che permetteranno ai moduli fotovoltaici un'inclinazione 20° ed avranno tutti la medesima esposizione (tavola E07). Gli ancoraggi della struttura saranno praticati avendo cura di ripristinare la tenuta stagna dell'attuale copertura, e dovranno resistere a raffiche di vento fino alla velocità di 120 km/h. La scelta della tipologia della struttura di sostegno è stata effettuata in funzione dell'ubicazione dei moduli che sarà in Installazione su tetto piano (non integrato architettonicamente).

La copertura della struttura è in cemento. I moduli fotovoltaici sono fissati sul tetto per mezzo di apposite strutture in grado di consentire il montaggio e lo smontaggio per ciascun modulo, indipendentemente dalla presenza o meno di quelli contigui.

La sopraelevazione dei moduli rispetto al manto di copertura del tetto consente il passaggio di aria, favorendo così la ventilazione retrostante dei moduli stessi.

Il sistema di fissaggio scelto è del tipo Fischer Solar-fix (figura 1). Con questo sistema, ognuna delle file su cui sono presenti i moduli fotovoltaici risulterà sorretta da due profili trasversali in alluminio i quali, a loro volta sono vincolati mediante strutture triangolari (con angolo di 20°) al telaio della copertura sottostante per mezzo di opportuni fissaggi alla struttura costituente il tetto (la foratura comporterà dopo il fissaggio di opportuna impermeabilizzazione mediante prodotti specifici).

I moduli sono fissati ai due profili per mezzo di morsetti intermedi.

Tutti i materiali impiegati saranno in alluminio ed in acciaio inox

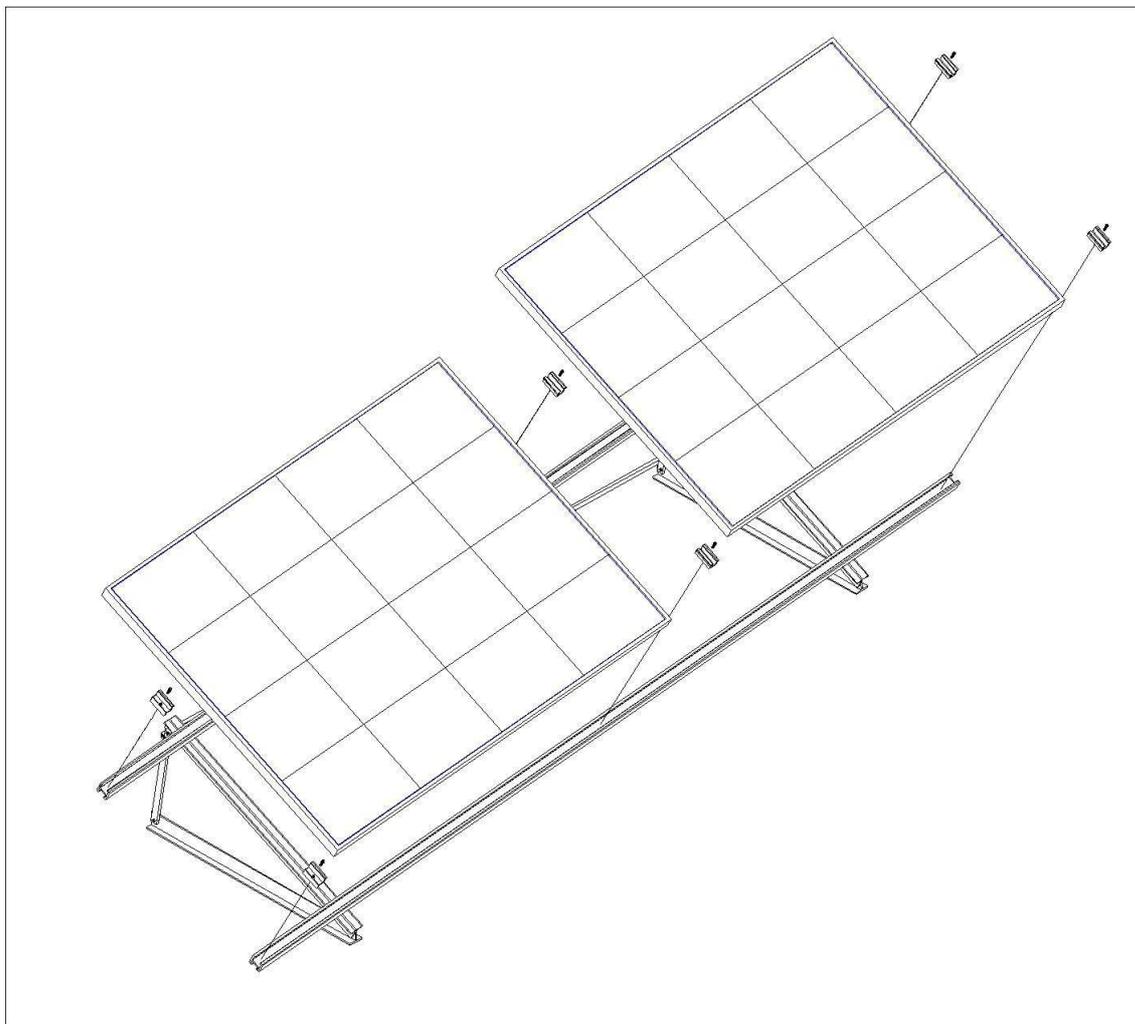


figura 1 - Schema applicativo delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Cablaggio elettrico

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame in ragione di 1,5 mm x 1 A
- Tipo FG7 se in esterno o in cavidotti su percorsi interrati
- Tipo N07V-K se all'interno di cavidotti di edifici
- Tipo FG21 se in esterno o in canalina per circuiti in C.C.

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con “+” e del negativo con “-”

Come è possibile notare dalle prescrizioni sopra esposte, le sezioni dei conduttori degli impianti fotovoltaici sono sicuramente sovradimensionate per le correnti e le limitate distanze in gioco.

Con tali sezioni la caduta di potenziale viene contenuta entro il 2% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione.

Portata dei cavi in regime permanente

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad \text{e} \quad I_f \leq 1,45 \times I_Z$$

Per la parte in corrente continua, protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco mentre I_N e I_f possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Impianto di messa a terra

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti monofase.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra già esistente dell'edificio.

Il conduttore di protezione, collegato alle strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici, ha sezione pari a 6 mm^2 . Il conduttore di protezione verrà a sua volta collegato ad un conduttore di protezione di 6 mm^2 che giungerà alle cassette di terra (quadri campo) dove sono posizionati i scaricatori di sovratensione

A valle degli scaricatori di sovratensione, la sezione del conduttore di protezione è di 16 mm^2 , al fine di assicurare il corretto funzionamento di questi dispositivi.

Protezioni

Misure di protezione contro i contatti diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione. La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portatavi (canali o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazione meccaniche di alcun tipo, ne risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

Misure di protezione contro i contatti indiretti

Sistema in corrente alternata (TT).

Gli inverter e quando contenuto nel quadro elettrico c.a. sono collegati all'impianto elettrico della struttura e pertanto fanno parte del sistema elettrico TT di quest'ultima.

La protezione contro i contatti indiretti è, in questo caso, assicurata dai seguenti accorgimenti:

-collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II;

-verifica, da seguire in corso d'opera o in fase di collaudo, al fine di ottenere un efficace protezione contro i contatti indiretti deve essere soddisfatta la condizione: $R_a \times I_d \leq 50 \text{ V}$

nel quale R_a è la somma della resistenza del dispersore e dei conduttori di protezione, mentre I_d è la corrente che provoca il funzionamento automatico del dispositivo di protezione.

Sistema in corrente continua (IT)

La presenza dei trasformatori di isolamento tra sezione c.c. e sezione c.a. negli inverter consente di classificare come IT il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter. La protezione nei confronti dei contatti indiretti è in questo caso assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

-protezione differenziale

-collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, posizionati sul tetto suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di fissaggio facente capo ad una stringa di moduli fotovoltaici. Il progetto prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale da 6 mm^2 un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tal proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra i moduli fotovoltaici e le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per struttura. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata con uno strumento opportuno.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno, ad un morsetto nella cassetta di terra, contenente anche gli scaricatori di sovratensione.

Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttore che dalla rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-20, con riferimento anche a quanto contenuto nei documenti di unificazione Enel "Guida alle connessioni". L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: dispositivo di generatore; dispositivo di interfaccia; dispositivo generale.

Dispositivo di generatore

L'inverter è internamente protetto contro il corto circuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica. L'interruttore magnetotermico presente sull'uscita di ogni inverter agisce come ricalzo a tale funzione.

Dispositivo di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia è esterno agli inverter e deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica. Il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anomali le condizioni di funzionamento che fuoriescono da una determinata finestra di tensione e frequenza così caratterizzata:

PROTEZIONE	SOGLIA NORMA CEI 0-21	TEMPO NORMA CEI 0-21
59.S1 (max. tensione prima soglia)	1,10 Vn	$\leq 3 \text{ s}$
59.S2 (max. tensione seconda soglia)	1,15 Vn	0,2 s
27.S1 (minima tensione prima soglia)	0,85 Vn	0,4 s
27.S2 (minima tensione seconda soglia)	0,4 Vn	0,2 s
81> S1 (max. frequenza prima soglia)	50,5 Hz	0,1 s
81< S1 (min. frequenza prima soglia)	49,5 Hz	0,1 s
81> S2 (max. frequenza seconda soglia)	51,5 Hz	0,1 s ÷ 1 s
81< S2 (min. frequenza seconda soglia)	47,5 Hz	0,1 s ÷ 4 s
59N (max. tensione omopolare)	5 V	0,04
81V (relè di frequenza a sblocco voltmetrico) come prescritto dall'Allegato A.70 al Codice di rete		

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che gli inverter continuino a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, deve essere assolutamente evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti.

Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per questa tipologia di impianti è sufficiente la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico. Il dispositivo generale è posizionato immediatamente a monte del montante fotovoltaico ed è costituito da un interruttore posto nel quadro di distribuzione al quale il montante fotovoltaico fa capo.

Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria dell'edificio e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sulla struttura.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter. I morsetti degli inverter risultano protette internamente con varistori a pastiglia. Tuttavia, la notevole estensione dei collegamenti ha suggerito, in fase di progetto, di rinforzare tale protezione con l'inserzione di dispositivi SPD a variatore sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.



Generatore *Generatore1*

Il generatore, denominato “Generatore1”, ha una potenza pari a **60.000 kW** e una produzione di energia annua pari a **73 528.47 kWh**, derivante da 240 moduli con una superficie totale dei moduli di 392.16 m². Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	20°
Orientazione dei moduli (Azimut)	-10°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 532.59 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	811.91 m²
Estensione totale utilizzata	811.91 m²
Potenza totale	60.000 kW
Energia totale annua	73 528.47 kWh

Modulo	
Marca – Modello	TIPO BISOL - BMU-250
Numero totale moduli	240
Numero di stringhe per ogni inverter	8
Numero di moduli per ogni stringa	15
Superficie totale moduli	392.16 m²

Il posizionamento dei moduli è mostrato nella tavola E02

Inverter	
Marca – Modello	TIPO AROS - SIRIO K30
Numero totale	2
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	110.00 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Il gruppo di conversione è composto dal convertitore statico (Inverter). Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ❑ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- ❑ Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- ❑ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.

- ❑ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- ❑ Conformità marchio CE.
- ❑ Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- ❑ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- ❑ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- ❑ Efficienza massima dal 90 % al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione oltre alle caratteristiche riportate in precedenza presenterà le ulteriori caratteristiche di seguito riportate.

Protezione di interfaccia interna è regolata in modo coerente con quanto stabilito al par. 8.2 dell'allegato A70 del codice di rete essendo la protezione di interfaccia dell'impianto unica ed esterna ai convertitori:

$$\begin{aligned} \min f &= 47.5 \text{ Hz} \\ \max f &= 51.5 \text{ Hz} \\ \min V &= 0.8 V_n \\ \max V &= 1.2 V_n \end{aligned}$$

Protezioni elettriche:

- corto circuito lato c.a.
- varistori per sovratensioni lato c.c.

Guasto interno: disconnessione automatica dalla rete elettrica

Sovratemperatura interna: limitazione automatica della potenza lato c.a.

Segnalazioni:

- perdita di isolamento verso terra lato corrente continua
- funzionamento in parallelo alla rete
- guasto interno al dispositivo.

Producibilità del generatore

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}_{MODULI} = P_{MODULO} \times 240 = 60.000 \text{ kW}$$

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data da:

$$E \text{ [kWh/anno]} = (I \times A \times K_{ombre} \times R_{MODULI} \times R_{BOS})$$

In cui: I = irraggiamento medio annuo

A = superficie totale dei moduli

K_{ombre} = Fattore di riduzione delle ombre

R_{MODULI} = rendimento di conversione dei moduli

R_{BOS} = rendimento del B.O.S.

Pertanto, applicando la formula abbiamo:

$$E = 73 \text{ 528.47 kWh/anno}$$

Il valore di 73 528.47 kWh è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (375.00 V) maggiore di Vmppt min. (330.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (519.00 V) minore di Vmppt max. (700.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (639.00 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (800.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (639.00 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (69.92 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (105.00 A)	VERIFICATO

Generatore *Generatore2*

Il generatore, denominato “Generatore2”, ha una potenza pari a **40.000 kW** e una produzione di energia annua pari a **49 071.00 kWh**, derivante da 160 moduli con una superficie totale dei moduli di 261.44 m². Il generatore ha una connessione trifase.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	20°
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 533.78 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	483.14 m²
Estensione totale utilizzata	483.14 m²
Potenza totale	40.000 kW
Energia totale annua	49 071.00 kWh

Modulo	
Marca – Modello	TIPO BISOL - BMU-250
Numero totale moduli	160
Numero di stringhe per ogni inverter	5
Numero di moduli per ogni stringa	16
Superficie totale moduli	261.44 m²

Il posizionamento dei moduli è mostrato nella tavola E02

Inverter	
Marca – Modello	TIPO AROS - SIRIO K18
Numero totale	2
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	90.00 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Il gruppo di conversione è composto dal convertitore statico (Inverter). Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ❑ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- ❑ Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- ❑ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.

- ❑ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- ❑ Conformità marchio CE.
- ❑ Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- ❑ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- ❑ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- ❑ Efficienza massima dal 90 % al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione oltre alle caratteristiche riportate in precedenza presenterà le ulteriori caratteristiche di seguito riportate.

Protezione di interfaccia interna è regolata in modo coerente con quanto stabilito al par. 8.2 dell'allegato A70 del codice di rete essendo la protezione di interfaccia dell'impianto unica ed esterna ai convertitori:

$$\begin{aligned} \min f &= 47.5 \text{ Hz} \\ \max f &= 51.5 \text{ Hz} \\ \min V &= 0.8 V_n \\ \max V &= 1.2 V_n \end{aligned}$$

Protezioni elettriche:

- corto circuito lato c.a.
- varistori per sovratensioni lato c.c.

Guasto interno: disconnessione automatica dalla rete elettrica

Sovratemperatura interna: limitazione automatica della potenza lato c.a.

Segnalazioni:

- perdita di isolamento verso terra lato corrente continua
- funzionamento in parallelo alla rete
- guasto interno al dispositivo.

Producibilità del generatore

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}_{MODULI} = P_{MODULO} \times 160 = 40.000 \text{ kW}$$

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data da:

$$E \text{ [kWh/anno]} = (I \times A \times K_{\text{ombre}} \times R_{\text{MODULI}} \times R_{\text{BOS}})$$

In cui: I = irraggiamento medio annuo

A = superficie totale dei moduli

K_{ombre} = Fattore di riduzione delle ombre

R_{MODULI} = rendimento di conversione dei moduli

R_{BOS} = rendimento del B.O.S.

Pertanto, applicando la formula abbiamo:

$$E = 49\,071.00 \text{ kWh/anno}$$

Il valore di 49 071.00 kWh è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (400.00 V) maggiore di Vmppt min. (330.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (553.60 V) minore di Vmppt max. (700.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (681.60 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (800.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (681.60 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (43.70 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (63.00 A)	VERIFICATO

Schema elettrico

Cavi

Posa quadro di campo String Box

I quadri di campo per il parallelo e il controllo remoto di ogni stringa sono costituiti da quadri di stringa intelligenti tipo String Box avente le seguenti caratteristiche: 8 canali di misura; indicazione locale e remota delle condizioni di stato/allarme; comunicazione RS232 e RS485; fusibili di protezione per ciascun ingresso con fusibili da 1000Vdc sul polo positivo e negativo; connessione di cavi fino a 16 mmq per ogni ingresso, sezionatore di uscita per la disconnessione dell'inverter accessorato con bobina di sgancio, azionato da comando di emergenza nel locale inverter; scaricatore contro le sovratensioni monitorato, dotato di protezione contro le sovracorrenti e facilmente ripristinabile grazie alle cartucce removibili, alimentazione diretta dal campo fotovoltaico o a scelta da tensione ausiliaria, ingressi digitali isolati per monitoraggi locali, ingressi analogici isolati per sensori ambientali (2xPT100, 0-10V, 4-20mA), uscite digitali con contatti liberi da tensione configurabili, cassetta in poliestere per esterno con grado di protezione IP65. Essi saranno posizionati all'esterno sulla copertura e permetteranno il sezionamento in continua dei moduli dagli inverter su azione del comando di emergenza posizionato nel locale inverter così come prescritto dai VVFF e dalla CEI 82-25 per impianti soggetti a CPI.

Posa inverter

I 4 inverter sono posizionati nel locale inverter su pavimento. I cavi provenienti dal generatore fotovoltaico devono essere connessi agli inverter per mezzo di opportuni capicorda.

Posa quadro c.a.

Il quadro di parallelo e protezione interfaccia con fissaggio a terra, verrà anch'esso installato nel locale inverter.

Collegamenti elettrici e cavidotti (vedi disegni allegati)

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici in serie dovranno essere effettuati collegando fra loro in serie di 15 moduli per stringa per gli inverter facenti parte del generatore 1 e 16 moduli per stringa per gli inverter facenti parte del generatore 2. Tutti i cavi FG21M21 da 6 mmq per i collegamenti lato c.c (spezzoni terminali delle stringhe) devono essere intestati con terminale tipo multicontact. I cavi provenienti da ciascuna stringa raggiungeranno il rispettivo quadro di campo e dovranno essere posizionati fino a dove possibile all'interno di apposito canale metallico 240x80 installato sul tetto della struttura. Il percorso dalla stringa al canale metallico sarà in guaina spiralata.



figura 2 - Connettori Multicontact PV-KST3III (maschio) e PV-KBT3III (femmina)

Una volta raccolti e collegati al quadro di campo StringBox essi risulteranno in parallelo e i due cavi risultanti da tale parallelo FG21M21 da 35 mmq raggiungeranno il rispettivo inverter. I due cavi saranno a posa in canale metallico 240x80.

Per il collegamento equipotenziale delle strutture di fissaggio, si dovranno collegare tutti i traversi insieme tramite uno spezzone di cavo, fissato con capocorda ad occhiello e bullone in acciaio inox. I fori devono essere fatti in opera. La serie delle strutture deve essere collegata alla terra nel quadro di campo StringBox. Il canale metallico utilizzato per il collegamento stringhe-quadri di campo andrà usato anche per il collegamento degli inverter al quadro di interfaccia. Poi la posa prosegue mediante cavo antifrode multifilare in cavidotto interrato (posato ad 80 cm dalla superficie) fino al quadro generale.

				Risultati		
Descrizione	Designazione	Sezione (mm ²)	Lung. (m)	Corrente (A)	Portata (A)	Caduta di tensione (%)
TR 37: Rete - Quadro generale -	FG7R 0.6/1 kV	95.0	5.00	144.34	233.00	0.08
TR 36: Quadro generale - Quadro di parallelo e protezione interfaccia	FG7R 0.6/1 kV	95.0	110.00	144.34	233.00	1.79
TR 31: Quadro di parallelo e protezione interfaccia - Inverter 1	FG7R 0.6/1 kV	16.0	3.00	43.30	80.00	0.09
TR 27: Inverter 1 - Quadro di campo QC1 String Box1	FG21M21	35.0	70.00	65.84	164.00	1.44
TR 1: Quadro di campo QC1 String Box1 - S 1	FG21M21	6.0	18.00	8.23	178.36	0.06
TR 2: Quadro di campo QC1 String Box1 - S 2	FG21M21	6.0	12.00	8.23	178.36	0.04
TR 3: Quadro di campo QC1 String Box1 - S 3	FG21M21	6.0	8.00	8.23	178.36	0.03
TR 4: Quadro di campo QC1 String Box1 - S 4	FG21M21	6.0	3.00	8.23	178.36	0.01
TR 5: Quadro di campo QC1 String Box1 - S 5	FG21M21	6.0	3.00	8.23	178.36	0.01
TR 6: Quadro di campo QC1 String Box1 - S 6	FG21M21	6.0	8.00	8.23	178.36	0.03
TR 7: Quadro di campo QC1 String Box1 - S 7	FG21M21	6.0	12.00	8.23	178.36	0.04
TR 8: Quadro di campo QC1 String Box1 - S 8	FG21M21	6.0	18.00	8.23	178.36	0.06
TR 32: Quadro di parallelo e protezione interfaccia - Inverter 2	FG7R 0.6/1 kV	6.0	5.00	43.30	80.00	0.14
TR 28: Inverter 2 - Quadro di campo QC2 String Box2	FG21M21	35.0	30.00	65.84	164.00	0.62

TR 9: Quadro di campo QC2 String Box2 - S 9	FG21M21	6.0	18.00	8.23	178.36	0.06
TR 10: Quadro di campo QC2 String Box2 - S 10	FG21M21	6.0	12.00	8.23	178.36	0.04
TR 11: Quadro di campo QC2 String Box2 - S 11	FG21M21	6.0	8.00	8.23	178.36	0.03
TR 12: Quadro di campo QC2 String Box2 - S 12	FG21M21	6.0	3.00	8.23	178.36	0.01
TR 13: Quadro di campo QC2 String Box2 - S 13	FG21M21	6.0	3.00	8.23	178.36	0.01
TR 14: Quadro di campo QC2 String Box2 - S 14	FG21M21	6.0	8.00	8.23	178.36	0.03
TR 15: Quadro di campo QC2 String Box2 - S 15	FG21M21	6.0	14.00	8.23	178.36	0.05
TR 16: Quadro di campo QC2 String Box2 - S 16	FG21M21	6.0	14.00	8.23	178.36	0.05
TR 33: Quadro di parallelo e protezione interfaccia - Inverter 3	FG7R 0.6/1 kV	16.0	7.00	28.87	80.00	0.13
TR 29: Inverter 3 - Quadro di campo QC3 String Box3	FG21M21	35.0	36.00	41.15	164.00	0.43
TR 17: Quadro di campo QC3 String Box3 - S 17	FG21M21	6.0	4.00	8.23	178.36	0.01
TR 18: Quadro di campo QC3 String Box3 - S 18	FG21M21	6.0	2.00	8.23	178.36	0.01
TR 19: Quadro di campo QC3 String Box3 - S 19	FG21M21	6.0	32.00	8.23	178.36	0.11
TR 20: Quadro di campo QC3 String Box3 - S 20	FG21M21	6.0	4.00	8.23	178.36	0.01
TR 21: Quadro di campo QC3 String Box3 - S 21	FG21M21	6.0	6.00	8.23	178.36	0.02
TR 34: Quadro di parallelo e protezione interfaccia - Inverter 4	FG7R 0.6/1 kV	16.0	9.00	28.87	80.00	0.17
TR 30: Inverter 4 - Quadro di campo QC4 String Box4	FG21M21	35.0	20.00	41.15	164.00	0.24
TR 22: Quadro di campo QC4 String Box4 - S 22	FG21M21	6.0	3.00	8.23	178.36	0.01
TR 23: Quadro di campo QC4 String Box4 - S 23	FG21M21	6.0	3.00	8.23	178.36	0.01
TR 24: Quadro di campo QC4 String Box4 - S 24	FG21M21	6.0	32.00	8.23	178.36	0.11
TR 25: Quadro di campo QC4 String Box4 - S 25	FG21M21	6.0	5.00	8.23	178.36	0.02
TR 26: Quadro di campo QC4 String Box4 - S 26	FG21M21	6.0	12.00	8.23	178.36	0.04

Quadri

Il dispositivo di interfaccia è esterno ai convertitori ed è costituito da: Contattore (LOVATO B250)
Nell'impianto è previsto un dispositivo di ricalzo al DDI (dispositivo di interfaccia).

Quadro generale	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico sezionatore - NSX 250 B 25 kA 4P con bobina di minima 220V</i>	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso	Dispositivo
Quadro di parallelo e protezione interfaccia	Interruttore magnetotermico NSX 250 B 25 kA 4P

Quadro di parallelo e protezione interfaccia	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico sezionatore - NSX 250 B 25 kA 4P con bobina di minima 220V</i>	
SPD uscita presente: OBO BETTERMAN V10-C 3+NPE art. 5094 92 0	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso	Dispositivo
I 1	Interruttore magnetotermico 4P CLASSE C 50A
I 2	Interruttore magnetotermico 4P CLASSE C 50A
I 3	Interruttore magnetotermico 4P CLASSE C 50A
I 4	Interruttore magnetotermico 4P CLASSE C 50A

Quadro sezionatore di emergenza	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico sezionatore - NSX 250 B 25 kA 4P con bobina di minima 220V</i>	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso	Dispositivo
Quadro di parallelo e protezione interfaccia	Interruttore magnetotermico NSX 250 B 25 kA 4P

Quadro di campo QC1 String Box1	
<i>Protezione in uscita: Interruttore di manovra sezionatore - 4x160A (ABB T1D 160PV) con bobina di sgancio</i>	
SPD uscita presente: Tipo 2 - Configurazione a tre varistori	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso S 1	
Fusibile presente: 10A 900Vdc	
Ingresso S 2	
Fusibile presente: 10A 900Vdc	
Ingresso S 3	
Fusibile presente: 10A 900Vdc	
Ingresso S 4	
Fusibile presente: 10A 900Vdc	
Ingresso S 5	
Fusibile presente: 10A 900Vdc	
Ingresso S 6	
Fusibile presente: 10A 900Vdc	
Ingresso S 7	
Fusibile presente: 10A 900Vdc	
Ingresso S 8	
Fusibile presente: 10A 900Vdc	

Quadro di campo QC2 String Box2
<i>Protezione in uscita: Interruttore di manovra sezionatore - 4x160A (ABB T1D 160PV) con bobina di sgancio</i>
SPD uscita presente: Tipo 2 - Configurazione a tre varistori
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 9
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 10
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 11
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 12
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 13
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 14
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 15
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 16
Fusibile presente: 10A 900Vdc

Quadro di campo QC3 String Box3
<i>Protezione in uscita: Interruttore di manovra sezionatore - 4x160A (ABB T1D 160PV) con bobina di sgancio</i>
SPD uscita presente: Tipo 2 - Configurazione a tre varistori
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 17
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 18
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 19
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 20
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 21
Fusibile presente: 10A 900Vdc

Quadro di campo QC4 String Box4
<i>Protezione in uscita: Interruttore di manovra sezionatore - 4x160A (ABB T1D 160PV) con bobina di sgancio</i>
SPD uscita presente: Tipo 2 - Configurazione a tre varistori
<i>Protezione sugli ingressi</i>
Ingresso S 22
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 23
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 24
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 25
Fusibile presente: 10A 900Vdc
Ingresso S 26
Fusibile presente: 10A 900Vdc

Schema unifilare

La tavola T10 allegata riporta lo schema unifilare dell'impianto fotovoltaico, attraverso il quale è possibile evidenziare le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

La tavola T11 allegata riporta invece lo schema multifilare dell'impianto.

Riepilogo potenze per fase			
Generatore / sottoimpianto	L1	L2	L3
Generatore1	20.000 kW	20.000 kW	20.000 kW
Generatore2	13.333 kW	13.333 kW	13.333 kW
Totale	33.333 kW	33.333 kW	33.333 kW

La differenza fra la potenza installata sulla fase con più generazione e quella con meno generazione risulta pari a: **0.000 kW**.

Verifica tecnico-funzionale

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

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

L'impianto deve essere realizzato con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

1) condizione da verificare: $P_{cc} > 0.85 * P_{nom} * I / I_{STC}$;

in cui:

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

Tale condizione deve essere verificata per $I > 600 W/m^2$.

2) condizione da verificare: $P_{ca} > 0.9 * P_{cc}$.

in cui:

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%.

La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 W/m^2$.

Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a $40\text{ }^\circ\text{C}$, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione 1) precedente diventa:

$$1') P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0.08) * P_{nom} * I / I_{STC}$$

Ove P_{tpv} indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%.

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico P_{tpv} , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche T_{cel} , possono essere determinate da:

$$\square P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:

$$\square P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * I / 800] * \gamma / 100$$

in cui:

- γ : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino θ tipicamente pari a $0.4\div 0.5\text{ } \%/^\circ\text{C}$).
- NOCT: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a $40\div 50\text{ }^\circ\text{C}$, ma può arrivare a $60\text{ }^\circ\text{C}$ per moduli in vetrocamera).
- T_{amb} : Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.
- T_{cel} : è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

Elenco allegati ed elaborati grafici

TAVOLA E01 – Planimetria generale

TAVOLA E02 – Disposizione topologica componenti

TAVOLA E03 – Disposizione topologica tratte e cavi

TAVOLA E04 – Schema unifilare

TAVOLA E05 – Schemi multifilari

TAVOLA E06 – Schema topografico cablaggio stringhe

TAVOLA E07 – Schema impianto di terra

Varie

Sarà applicata, in fase di lavori, la seguente cartellonistica :

- QUADRO ELETTRICO GENERALE
- PERICOLO



- QUADRO ELETTRICO
- NON USARE ACQUA PER SPEGNERE INCENDI

Conclusioni

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi della legge 37/08, articolo 1, lettera a);
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del convertitore c.c./c.a. alle norme vigenti e, in particolare, alle CEI 11-20 qualora venga impiegato il dispositivo di interfaccia interno al convertitore stesso;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE

NORMATIVA

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

Leggi e decreti

Normativa generale

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 115 del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese

Sicurezza

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Ministero dell'interno

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012".

Legge n. 244 del 24-12-2007 (Legge finanziaria 2008): disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.

Decreto Attuativo 18-12-2008 - Finanziaria 2008

DM 02/03/2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Norme Tecniche

Normativa fotovoltaica

CEI 82-25 Edizione 09-2010: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V2 Edizione 10-2012: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta .

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

UNI/TR 11328-1:2009: "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".

Altra Normativa sugli impianti elettrici

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

Delibere AEEG

Connessione

Delibera ARG-elt n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Delibera ARG-elt n.119-08: disposizioni inerenti l'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

Deliberazione 84/2012/R/EEL: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Deliberazione 344/2012/R/EEL: approvazione della modifica all'allegato A70 e dell'allegato A72 al codice di rete. modifica della deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 8 marzo 2012, 84/2012/R/EEL.

Ritiro dedicato

Delibera ARG-elt n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Delibera 343/2012/R/EFR: definizione delle modalità per il ritiro, da parte del gestore dei servizi energetici S.p.A. - GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione tramite le tariffe fisse onnicomprensive. definizione delle modalità di copertura delle risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi previsti dai medesimi decreti interministeriali.

Servizio di misura

Delibera ARG-elt n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

Deliberazione ARG/elt 199-11: disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Delibera 339/2012/R/EEL: disposizioni urgenti in materia di servizio di misura dell'energia elettrica prodotta e immessa nelle reti e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 88/07 e all'allegato B alla deliberazione ARG/elt 199/11 (TIME).

Tariffe

Delibera ARG-elt n. 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Delibera ARG-elt n.156-07: approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

TIV - Allegato A Delibera n. 156-07 (valido fino al 31-12-2012).

TIV - Allegato A - Deliberazione 19 luglio 2012 301/2012/R/EEL (valido dal 01-01-2013)

Delibera ARG-elt n. 348-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Deliberazione ARG-elt 199-11: disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

TIT - Allegato A Delibera n. 199-11 (2012-2015).

TIME - Allegato B Delibera n. 199-11 (2012-2015).

TIC - Allegato C Delibera n. 199-11 (2012-2015).

Tabelle TIC 2013, TIME 2013, TIT 2013 - Deliberazione 20 dicembre 2012 565/2012/R/EEL - Aggiornamento, per l'anno 2013, delle tariffe e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione e altre disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Deliberazione ARG-elt n. 149-11: attuazione dell'articolo 20 del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

TIS - Allegato A Delibera ARG-elt n. 107-09 : Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (Settlement).

Deliberazione 115-12/R/com: aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2012, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni alla cassa conguaglio per il settore elettrico.

Deliberazione 119-12/R/EEL: aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2012, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela.

Deliberazione 158-12/R/COM: aggiornamento della componente tariffaria A3 dal 1 maggio 2012.

Delibera 292/2012/R/EFR: determinazione della data in cui il costo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6 miliardi di euro e della decorrenza delle modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 5 luglio 2012.

Deliberazione 27 settembre 2012 383/2012/R/COM - Aggiornamento, dall'1 ottobre 2012, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni alla cassa conguaglio per il settore elettrico.

Delibera 12 luglio 2012 292/2012/R/EFR - Determinazione della data in cui il costo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6 miliardi di euro e della decorrenza delle modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 5 luglio 2012.

Deliberazione 28 dicembre 2012 576/2012/R/EEL - Aggiornamento, per l'anno 2013, dei corrispettivi di dispacciamento e modifiche al TIT e al TIS.

Deliberazione 28 dicembre 2012 577/2012/R/EEL - Aggiornamento, per il trimestre 1 gennaio – 31 marzo 2013, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela.

Deliberazione 28 dicembre 2012 581/2012/R/COM - Aggiornamento, dal 1 gennaio 2013, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Modifiche del TIT e della RTDG.

Deliberazione 28 dicembre 2012 583/2012/R/EEL - Aggiornamento delle componenti DISPbt, RCV, e RCVi, del corrispettivo PCV applicato ai clienti finali non domestici del servizio di maggior tutela e modifiche al TIV.

TICA

Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Delibera ARG-elt n. 130-09: Modifiche delle modalità e delle condizioni per le comunicazioni di mancato avvio dei lavori di realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica di cui alla deliberazione ARG-elt 99-08 (TICA).

Deliberazione 22 dicembre 2011 - ARG/elt 187-11 - Testo coordinato con le integrazioni e modifiche apportate dalla deliberazione 226/2012/R/EEL: modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08, in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA), per la revisione degli strumenti al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

Deliberazione ARG-elt 124/10: Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDI) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

Deliberazione ARG-elt 125/10: Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).

Deliberazione ARG-elt n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Delibera ARG-elt n. 225-10: integrazione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, ai fini dell'attivazione degli indennizzi previsti dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 in materia di impianti fotovoltaici.

TISP

Delibera ARG-elt n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/elt 74/08 e ARG/elt 1/09.

Delibera ARG-elt n. 260-06: modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

TISP - Delibera ARG-elt n. 74-08: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

Delibera ARG-elt n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

Deliberazione n. 570/2012/R/efr TISP 2013 - Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.

TEP

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

TIQE

Deliberazione - ARG-elt 198-11: testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

Agenzia delle Entrate

Circolare n. 46/E del 19/07/2007: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

Circolare n. 66 del 06/12/2007: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008: istanza di Interpello– Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.

Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008: istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

Circolare n. 38/E del 11/04/2008: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009: interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9 , DM 2 febbraio 2007.

Circolare del 06/07/2009 n. 32/E: imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.

Risoluzione del 25/08/2010 n. 88/E - Interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - articolo 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244.

Risoluzione del 04/04/2012 n. 32/E - Trattamento fiscale della produzione di energia elettrica da parte dell'ente pubblico mediante impianti fotovoltaici – Scambio sul posto e scambio a distanza.

Risoluzione del 10/08/2012 n. 84/E - Interpello - Art. 28 del DPR 29 settembre 1973, n.600 (Impianti FTV su Condomini).

Risoluzione del 06/12/2012 - Interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - Fiscalità V Conto Energia.

Agenzia del Territorio

Risoluzione n. 3/2008: accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.
Nota Prot. n. 31892 - Accertamento degli immobili ospitanti gli impianti fotovoltaici.

GSE

SSP

Disposizioni Tecniche di Funzionamento

Modalità e condizioni tecnico-operative per il Servizio di Scambio sul Posto (aggiornato al 31 marzo 2012)

Ritiro dedicato

Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato.

Prezzi minimi garantiti.

TERNA

Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.

GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.

FAQ GAUDÌ

Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT (Allegato A.68).

Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A.69).

Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A.70).

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

DEFINIZIONI

Definizioni - Rete Elettrica

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Definizioni - Impianto Fotovoltaico

Angolo di inclinazione (o di Tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

– Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C.

– Irraggiamento: 1000 W/m², con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Condizioni nominali

Sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici, piani o a concentrazione solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo protocolli definiti dalle pertinenti norme CEI (Comitato elettrotecnico italiano) e indicati nella Guida CEI 82- 25 e successivi aggiornamenti.

Costo indicativo cumulato annuo degli incentivi o costo indicativo cumulato degli incentivi

Sommatoria degli incentivi, gravanti sulle tariffe dell'energia elettrica, riconosciuti a tutti gli impianti alimentati da fonte fotovoltaica in attuazione del presente decreto e dei precedenti provvedimenti di incentivazione; ai fini della determinazione del costo generato dai provvedimenti antecedenti al presente decreto, si applicano le modalità previste dal DM 5 maggio 2011; ai fini della determinazione dell'ulteriore costo generato dal presente decreto:

i) viene incluso il costo degli impianti ammessi a registro in posizione utile. A tali impianti, fino all'entrata in esercizio, è attribuito un incentivo pari alla differenza fra la tariffa incentivante spettante alla data di entrata in esercizio dichiarata dal produttore e il prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di richiesta di iscrizione;

ii) l'incentivo attribuibile agli impianti entrati in esercizio che accedono ad incentivi calcolati per differenza rispetto a tariffe incentivanti costanti, ivi inclusi gli impianti che accedono a tariffe fisse onnicomprensive, è calcolato per differenza con il valore del prezzo zonale nell'anno precedente a quello in corso;

iii) la producibilità annua netta incentivabile è convenzionalmente fissata in 1200 kWh/kW per tutti gli impianti.

Data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico

Data in cui si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico, comunicata dal gestore di rete e dallo stesso registrata in GAUDÌ.

Dispositivo del generatore

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Dispositivo di interfaccia

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

Dispositivo generale

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m²), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Impianto fotovoltaico a concentrazione

Un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, su celle fotovoltaiche, da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e da altri componenti elettrici minori; il «fattore di concentrazione di impianto fotovoltaico a concentrazione» è il valore minimo fra il fattore di concentrazione geometrico e quello energetico, definiti e calcolati sulla base delle procedure indicate nella Guida CEI 82-25.

Impianto fotovoltaico integrato con caratteristiche innovative

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici, e che risponde ai requisiti costruttivi e alle modalità di installazione indicate.

Impianto fotovoltaico con innovazione tecnologica

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche.

Impianto fotovoltaico realizzato su un edificio

Impianto i cui moduli sono posizionati sugli edifici secondo specifiche modalità individuate.

Impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE/SEE

A prescindere dall'origine delle materie prime impiegate, sono gli impianti fotovoltaici e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che utilizzano moduli fotovoltaici e gruppi di conversione realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'Unione Europea o che sia parte dell'Accordo sullo Spazio Economico Europeo - SEE (Islanda, Liechtenstein e Norvegia), nel rispetto dei seguenti requisiti:

1. per i moduli fotovoltaici è stato rilasciato l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Attestation, come indicata nella Guida CEI 82-25 e successivi aggiornamenti) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: a) moduli in silicio cristallino: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; b) moduli fotovoltaici in film sottile (thin film): processo di deposizione, assemblaggio/laminazione e test elettrici; c) moduli in film sottile su supporto flessibile: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; d) moduli non convenzionali e componenti speciali: oltre alle fasi di lavorazione previste per i punti a), b) e c), a seconda della tipologia di modulo, anche le fasi di processo che determinano la non convenzionalità e/o la specialità; in questo caso, all'interno del Factory Inspection Attestation va resa esplicita anche la tipologia di non convenzionalità e/o la specialità.

2. Per i gruppi di conversione è stato rilasciato, da un ente di certificazione accreditato EN 45011 per le prove su tali componenti, l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: progettazione, assemblaggio, misure/collauda.

Impianto - Serra fotovoltaica

Struttura, di altezza minima dal suolo pari a 2 metri, nella quale i moduli fotovoltaici costituiscono gli elementi costruttivi della copertura o delle pareti di un manufatto adibito, per tutta la durata dell'erogazione della tariffa incentivante alle coltivazioni agricole o alla floricoltura. La struttura della serra, in metallo, legno o muratura, deve essere fissa, ancorata al terreno e con chiusure fisse o stagionalmente rimovibili;

Impianto fotovoltaico con moduli collocati a terra

Impianto per il quale i moduli non sono fisicamente installati su edifici, serre, barriere acustiche o fabbricati rurali, né su pergole, tettoie e pensiline, per le quali si applicano le definizioni di cui all'articolo 20 del DM 6 agosto 2010.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Energia radiante

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

Irradiazione

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

Irraggiamento solare

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Potenziamento

Intervento tecnologico, realizzato nel rispetto dei requisiti e in conformità alle disposizioni del presente decreto, eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno tre anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di una o più stringhe di moduli fotovoltaici e dei relativi inverter, la cui potenza nominale complessiva sia non inferiore a 1 kW, in modo da consentire una produzione aggiuntiva dell'impianto medesimo, come definita alla lettera l). L'energia incentivata a seguito di un potenziamento è la produzione aggiuntiva dell'impianto moltiplicata per un coefficiente di gradazione pari a 0,8.

Produzione netta di un impianto

Produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica.

Produzione lorda di un impianto

Per impianti connessi a reti elettriche in media o alta tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica; per impianti connessi a reti elettriche in bassa tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore di isolamento o adattamento, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e immessa nella rete elettrica.

Produzione netta aggiuntiva di un impianto

Aumento espresso in kWh, ottenuto a seguito di un potenziamento, dell'energia elettrica netta prodotta annualmente e misurata attraverso l'installazione di un gruppo di misura dedicato.

Punto di connessione

Punto della rete elettrica, come definito dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e sue successive modifiche e integrazioni.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Rifacimento totale

Intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi di almeno tutti i moduli e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

Servizio di scambio sul posto

Servizio di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e successive modifiche ed integrazioni.

Sezioni

"...l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;
- d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile....." (ARG-elt 161/08).

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m², temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Articolo 2, comma 2 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99)

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto.

Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Definizione di Edificio: "...un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente

esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

Definizione di Ente locale: ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.

SCHEDE TECNICHE MODULI

Moduli utilizzati

DATI GENERALI

Codice	TIPO M,U.0418
Marca	TIPO BISOL
Modello	TIPO BMU-250
Tipo materiale	Si policristallino

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	250.0 W
Im [A]	8.23
Isc [A]	8.74
Efficienza [%]	15.30
Vm [V]	30.40
Voc [V]	38.40

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [V/°C]	-0.1200
Coeff. Termico Isc [mA/°C]	5.500
NOCT [°C]	44.0
Vmax [V]	1 000.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	1 649.00
Larghezza [mm]	991.00
Superficie [m ²]	1.634
Spessore [mm]	40.00
Peso [kg]	18.50
Numero celle	60

SCHEDE TECNICHE INVERTER

Inverter utilizzati

DATI GENERALI

Codice	TIPO I.0033
Marca	TIPO AROS
Modello	TIPO SIRIO K30
Tipo fase	Trifase

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

VMppt min [V]	330.00
VMppt max [V]	700.00
Imax [A]	105.00
Vmax [V]	800.00
potenza MAX [W]	36 000
Numero MPPT	1

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	33 000
Tensione nominale [V]	400
Rendimento max [%]	95.80
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	49,7 ÷ 50,3
Rendimento europeo [%]	94.90

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Dimensioni LxPxH [mm]	555x720x1200
Peso [kg]	330.00

DATI GENERALI

Codice	TIPO I.0025
Marca	TIPO AROS
Modello	TIPO SIRIO K18
Tipo fase	Trifase

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

VMppt min [V]	330.00
VMppt max [V]	700.00
Imax [A]	63.00
Vmax [V]	800.00
potenza MAX [W]	20 000
Numero MPPT	1

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	18 000
Tensione nominale [V]	400
Rendimento max [%]	95.80
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	49,7÷50,3
Rendimento europeo [%]	94.80

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Dimensioni LxPxH [mm]	555x720x1200
Peso [kg]	300.00

Verifica dei carichi agenti sul solaio

Il solaio su cui andrà realizzato l'impianto fotovoltaico è stato progettato quale copertura praticabile; la presente analisi viene condotta in termini di carichi e si ipotizza, verosimilmente, che tale solaio sia stato progettato con un sovraccarico variabile pari a 200 Kg/mq.

Considerando che la struttura da realizzare ha un peso complessivo di circa 38,5 Kg (costituito dalla somma dei pesi propri del modulo fotovoltaico (18,5 Kg) e della struttura di sostegno (20 Kg)) distribuito su un'area di circa 1,63 mq ed assumendo una distribuzione uniforme del carico, si ottiene un **carico specifico agente sul solaio pari a 23,62 Kg/mq**.

Declassando la copertura da praticabile ad accessibile per sola manutenzione, i carichi variabili da considerare sono il maggiore tra carico neve (che per il sito in oggetto è pari a 60 Kg/mq) ed il carico variabile per manutenzione (pari a 50 Kg/mq).

Considerato che il sovraccarico variabile di progetto della struttura è pari a 200 Kg/mq e che, dopo l'attuazione del progetto, il massimo carico che graverà sulla struttura sarà dato alla somma del peso dell'impianto fotovoltaico e del carico neve si ottiene:

Sovraccarico di progetto della struttura: 200,00 Kg/mq

Peso impianto fotovoltaico + carico neve: 83,62 Kg/mq

per cui

Peso impianto fotovoltaico + carico neve < Sovraccarico di progetto della struttura

LA VERIFICA RISULTA SODDISFATTA

Verifica di resistenza all'azione del vento

I moduli fotovoltaici saranno installati sulla sommità di un edificio con superficie piana e, considerata la struttura del campo fotovoltaico, sono plausibili le seguenti ipotesi:

per superficie di esposizione con vento da Nord e moduli inclinati di 20° viene considerata la proiezione perpendicolare alla direzione del vento;

no e presente l'effetto dello scivolamento.

La verifica è stata condotta sui moduli fotovoltaici disposti nelle condizioni più sfavorevoli (maggiormente esposti all'azione del vento).

Per ogni modulo si ipotizza l'utilizzo di n.4 tasselli meccanici HSA-K M16 della Hilti ancorati nel calcestruzzo di dimensioni 12 cm, cui corrisponde una resistenza ad estrazione pari a 2150 kg cadauno).

Dati di calcolo:

peso proprio totale: $P_{tot} = \text{modulo} + \text{struttura} = 38,5 \text{ kg}$;

dimensioni modulo: 1,644 m x 0,992 m

inclinazione modulo: 20°;

pressione del vento: $P_v = 119 \text{ Kg/mq}$.

Calcoli:

Azioni Ribaltanti

Forza del vento (applicata al centro del modulo fotovoltaico)

$$\mathbf{F_{vento}} = P_v \times S_{modulo} = 119 \text{ Kg/mq} \times 1,63 \text{ mq} \approx \mathbf{194 \text{ Kg}}$$

Spinta ribaltante dovuta all'azione del vento sul modulo fotovoltaico

$$\mathbf{Spintarib} = F_{vento} \times \sin 20^\circ = 194 \text{ Kg} \times \sin 20^\circ \approx \mathbf{66,35 \text{ Kg}}$$

Braccio ribaltante

$$\mathbf{Brib} = (1 \text{ m} \times 0,5) = \mathbf{0,5 \text{ m}}$$

Momento ribaltante

$$\mathbf{Mrib} = Spintarib \times Brib = 66,35 \text{ Kg} \times 0,5 \text{ m} \approx \mathbf{33,17 \text{ Kgm}}$$

Azioni Stabilizzanti

Braccio stabilizzante (modulo + struttura)

$$\mathbf{Bstab(Mod.+Strutt.)} = 1 \times \cos 20^\circ \times 0,50 \approx \mathbf{0,47 \text{ m}}$$

Braccio stabilizzante (tassello posteriore)

Bstab(tass. post.) \approx 1 m

- Momento stabilizzante (modulo + struttura)

$$\mathbf{Mstab(Mod.+Strutt.) = Carico(Mod.+Strutt.) \times Bstab(Mod.+Strutt.) = 38,5 \times 0,47 \text{ m} \approx \mathbf{18,1 \text{ Kgm}}$$

- Momento stabilizzante (tasselli posteriori)

$$\mathbf{Mstab(Zav. post.) = Trazione(tass. post.) \times Bstab(Zav. post.) = 2150 \times 2 \times 1 \text{ m} \approx \mathbf{4300 \text{ Kgm}}$$

- **Momento stabilizzante totale**

$$\mathbf{Mstab(Tot) = Mstab(Mod.+Strutt.) + Mstab(Zav. post.) = 18,1 + 4300 = \mathbf{4318,1 \text{ Kgm}}$$

Assumendo un **coefficiente di sicurezza S = 1,5** la struttura in esame risulterà verificata solamente nel caso in cui

$$\mathbf{Mstab(Tot) / Mrib > S}$$

Sostituendo nella precedente formula i dati relativi alla struttura in oggetto si ottiene che:

$$\mathbf{4318,1 \text{ Kgm} / 33,17 \text{ Kgm} \approx \mathbf{130,18 > 1,5}}$$

LA VERIFICA RISULTA SODDISFATTA