REGIONE ABRUZZO
PROVINCIA REGIONALE DE L'AQUILA
COMUNE DI AVEZZANO

Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico su strutture fisse installate su terreno, avente potenza nominale complessiva pari a 1.938,3 kWp, nel Comune di Avezzano .
Riferimento Catasto Terreni
Foglio 38 – Particelle 270 – 271

COMMITTENTE:

REGESTA S.R.L.
VIA FILIPPO TURATI, 9
67039 – SULMONA (AQ)

ELABORATI:

- *Relazione tecnica.*

DATA	*IL TECNICO*

Art. 1
Oggetto dei lavori

La presente relazione di progetto definitivo descrive le opere e lavorazioni necessari alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, installato su strutture fisse direttamente su terreno, avente una potenza di picco pari a 1.938.300 Wp, compresi tutti gli impianti e componenti elettrici necessari alla distribuzione, trasformazione e cessione mediante connessione alla Rete del Distributore, dell'energia elettrica prodotta.
Per le definizioni relative agli elementi costitutivi e funzionali degli impianti elettrici suindicati, valgono quelle stabilite dalle vigenti Norme CEI.
Definizioni particolari, ove ritenuto necessario ed utile, sono espresse in corrispondenza dei vari articoli della presente relazione.

Art. 2
Generalità

2.1 Iscrizione all'albo delle Ditte

La ditta installatrice incaricata alla realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica di cui in oggetto, con esclusione delle opere e lavorazioni di tipo edile e strutturale, deve essere regolarmente iscritta nel registro delle imprese di cui al decreto del Presidente della Repubblica 7 dicembre 1995, n. 581 e successive modificazioni o nell'Albo provinciale delle imprese artigiane di cui alla legge 8 agosto 1985, n. 443, iscrizione subordinata al possesso dei requisiti tecnico-professionali di cui all'articolo 4 del DM 37/08, richiesti per i lavori da realizzare
Il Committente può, prima dell'affidamento dei lavori, richiedere alla Ditta il certificato di riconoscimento, secondo i modelli approvati con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato del 11 giugno 1992, rilasciato dalle competenti commissioni provinciali per l'artigianato, di cui alla legge 8 agosto 1985, n. 443, e successive modificazioni, o dalle competenti camere di commercio, di cui alla legge 29 dicembre 1993, n. 580, e successive modificazioni

2.2 Dichiarazione di conformità

Al termine dei lavori, previa effettuazione delle verifiche previste dalla normativa vigente, comprese quelle di funzionalità dell'impianto, l'impresa installatrice rilascia alla Committente la dichiarazione di conformità degli impianti realizzati nel rispetto delle norme di cui all'articolo 6 del DM 37/08. Di tale dichiarazione, resa sulla base del modello di cui all'allegato I, fanno parte integrante la relazione contenente la tipologia dei materiali impiegati, nonché il progetto di cui all'articolo 5 del suddetto DM 37/08.

2.3 Progetto delle opere elettriche

Il presente progetto è redatto secondo la Guida CEI 0-2 seconda edizione, utilizzando:

- per i formati della carta le norme UNI 923, 924, 936, 8187;
- per le unità di misura ed i simboli letterali la norma CEI 24-1;
- per la terminologia il Glossario 1 "Elenco dei termini" del CEI;
- per i segni grafici, i codici di identificazione dei componenti materiali) e la preparazione dei documenti, le norme CEI del Comitato Tecnico 3.

Art. 3
Rispondenza a norme, leggi e regolamenti

Gli impianti di cui nel presente progetto devono essere realizzati a regola d'arte, giusta prescrizione della Legge 1 marzo 1968 nr. 186 e del DM 37/08.
Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché di loro componenti, devono corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti alla data di esecuzione dei lavori, tra i quali:
- 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 11-20 e varianti: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi i continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1 : 4;
- Decreto 28 Luglio 2005 “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”, modificato ed integrato con il Decreto ministeriale 6 febbraio 2006 e dal DM del 19 febbraio 2007.

Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori per sovratensioni;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-10: "Protezione delle strutture contro i fulmini";
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 64-57 Impianti di piccola produzione distribuita;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

Inoltre:
- conformità alla marcatura CE per i moduli fotovoltaici e per il convertitore c.c. / c.a. ;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici.
- norme CEI 110-31,28 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal convertitore c.c. / c.a. ;
- norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:
- il D.Lgs. 81/08 per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- il DM 37/08, per la sicurezza elettrica.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l’esercizio dell’impianto, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:
- norma CEI 0-16 per il collegamento alla rete pubblica;
- delibere dell’AEEG applicabili;
- guide tecniche specifiche emanate da ENEL per la connessione di utenti passivi ed attivi alle reti AT e MT di distribuzione.

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.

Art. 4
Dati di progetto

4.1 Dati generali

Dati relativi al committente	
Committente:	REGESTA S.r.l.
Indirizzo:	Via Filippo Turati, 9 – 67039 SULMONA (AQ)
Recapito telefonico:	0864-587818

Località di realizzazione dell'intervento	
Indirizzo:	REGIONE ABRUZZO PROVINCIA REGIONALE DE L'AQUILA COMUNE DI AVEZZANO Rif. Catasto Terreni Foglio 38 Particelle: 270 – 271

Dati relativi al posizionamento del generatore FV	
Posizionamento del generatore FV:	Integrazione a terra
Angolo di azimut del generatore FV:	0°
Angolo di tilt del generatore FV:	30°
Fattore di albedo:	Suolo (creta, marme)
Fattore di riduzione delle ombre K_{ombre}:	0,95

Caratteristiche elettriche del generatore FV nel punto di connessione alla Rete	
Potenza nominale del generatore FV:	1.938,3 kWp
Tensione nominale del generatore FV:	20 kV
Fattore di potenza nominale del generatore FV (cosfì):	1
Contributo alla potenza di corto circuito sul lato Rete (in media tensione):	62,6A

L'impianto di cui in oggetto sarà installato in un terreno, attualmente adibito ad uso agricolo, non soggetto a vincoli paesaggistici, sito nel Comune di Avezzano (AQ), individuato al Catasto Terreni al foglio 38, particelle 270 - 271.
I moduli fotovoltaici verranno montati su una struttura in acciaio zincato composta da moduli strutturali realizzati per portare 26 colonne di 3 pannelli fotovoltaici montati in verticale; tale struttura è fissata al suolo per mezzo di viti sempre in acciaio zincato, lunghezza di circa 1,60m. La struttura così realizzata permette di installare i pannelli con la medesima esposizione, consentendo di superare i problemi dovuti alle variazioni di quota del terreno.
I dati relativi al posizionamento dei moduli sono rilevabili dai disegni planimetrici e costruttivi allegati al presente progetto.

4.2 Radiazione solare e analisi delle ombre

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze del sito di installazione.
In base alla Norma UNI 10349 la località che meglio identifica quanto sopra esposto è **L'AQUILA**.
Il campo fotovoltaico sarà esposto con un orientamento azimutale a 0° rispetto al sud e avrà un'inclinazione rispetto all'orizzontale di 20° (tilt). Tale esposizione è la più idonea al fine di massimizzare l'energia producibile.
E' stato scelto un fattore di riduzione delle ombre del 0,95, garantendo così che le perdite di energia derivanti da fenomeni di ombreggiamento non siano superiori al 5% su base annua.

Irraggiamento solare a L'AQUILA

in base alla norma UNI 10349 e calcolato su moduli esposti a 0° rispetto al Sud ed inclinati rispetto all'orizzontale di 30°
Fattore di albedo scelto: Suolo (creta, marne)

Mese	***Giornaliero***				***Mensile***
	Radiazione Diretta (Wh/m²)	*Radiazione Diffusa (Wh/m²)*	*Radiazione Riflessa (Wh/m²)*	**TOTALE** (Wh/m²)	**TOTALE** (kWh/m²)
Gennaio	1910	726	16	**2651**	**82**
Febbraio	2217	985	22	**3224**	**90**
Marzo	2577	1374	31	**3982**	**123**
Aprile	2457	1788	39	**4283**	**129**
Maggio	3025	2073	50	**5149**	**160**
Giugno	3182	2177	55	**5414**	**162**
Luglio	4102	1996	61	**6159**	**191**
Agosto	3814	1814	52	**5681**	**176**
Settembre	3523	1477	41	**5041**	**151**
Ottobre	2856	1089	28	**3972**	**123**
Novembre	1913	778	17	**2707**	**81**
Dicembre	1661	648	13	**2322**	**72**
Tot. annuale					**1541**

Art. 5
Descrizione del campo fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico di cui in oggetto è composto dai moduli fotovoltaici, dai convertitori statici CC/CA, dai quadri elettrici di campo, di distribuzione e di protezione, dai trasformatori elevatori da bassa tensione a media tensione, dai componenti in media tensione per il sezionamento, la protezione generale e per l'interfaccia con la rete del Distributore Pubblico, etc.
La potenza complessiva da raggiungere sarà di 1.938.300Wp e pertanto verranno utilizzati un totale di 11.076 moduli fotovoltaici aventi potenza massima a STC pari a 175W. Inoltre si prevede di adottare una conversione di stringa e quindi di utilizzare un numero di convertitori statici pari a 142 ad ognuno dei quali saranno collegate 6 stringhe da 13 moduli cadauno.
Il campo fotovoltaico sarà così configurato:

Numero di moduli FV da 175Wp	11076
Numero di stringhe totali	852
Numero di moduli per stringa	13
Numero di convertitori CC/CA	142
Tensione ai morsetti CC del singolo convertitore V_{MP} a 25°C	465 V
Corrente ai morsetti CC del singolo convertitore I_{MP} a 25°C	4,89 A x 6 = **29,34 A**
Superficie complessiva moduli	1580 mm x 808 mm x 11076 = 14140,1 **m².**

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.
I moduli saranno forniti di diodi di by-pass. Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.
L'intero campo fotovoltaico è stato suddiviso in 13 sottocampi ognuno dei quali comprende 936 moduli fotovoltaici afferenti a 12 convertitori statici, compresi il relativo quadro di campo lato CC (sigla di progetto QCCxx) e quadro di parallelo lato CA (sigla di progetto QCAxx). Ciascun sottocampo scarica l'energia elettrica prodotta ad uno dei due quadri elettrici di bassa tensione (sigla di progetto QBTx), posti all'interno delle cabine di trasformazione MT-BT denominate CB1 e CB2. I quadri di bassa tensione QBTx provvedono al parallelo dei vari sottocampi e sono elettricamente collegati ciascuno ad un trasformatore di potenza che provvede ad elevare la tensione del sistema da 400V, forniti dai convertitori, a 20kV per la successiva immissione nella rete MT del Distributore Pubblico. Nella cabina CB1 è prevista l'installazione di quadri elettrici in media tensione, Vn=20kV, i quali conterranno tutte le apparecchiature necessarie a realizzare il Dispositivo Generale con la relativa Protezione Generale (SPG), il Dispositivo di Interfaccia con la relativa Protezione di Interfaccia (SPI) ovvero i quadri contenenti le protezioni per il trasformatore di potenza e i TA, TO e TV necessari alle protezioni associate ai dispositivi generale e di interfaccia e al sistema di misura dell'energia elettrica prodotta e prelevata. Di tutti i vari componenti elettrici costituenti il campo fotovoltaico di cui in oggetto, saranno specificate le caratteristiche tecniche, costruttive e di installazione nei vari paragrafi della presente relazione.

Art. 6
Dimensionamento del campo fotovoltaico

In base alle norme UNI 8477-1 e UNI 10349, l'irraggiamento calcolato su moduli esposti a 0° rispetto al Sud ed inclinati rispetto all'orizzontale di 30° con un fattore di albedo scelto: Suolo (creta, marne) risulta essere pari a 1541 kWh/m².
La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N°_{MODULI} = 175 \times 11076 = 1938300 \text{ Wp}$$

Considerando un'efficienza del B.O.S. (Balance of system) del 85% che tiene conto delle perdite dovute a diversi fattori quali: maggiori temperature, superfici dei moduli polverose, differenze di rendimento tra i moduli, perdite dovute al sistema di conversione la potenza sul lato c.a. sarà uguale a:

$$P_{CA} = P_{STC} \times 85\% = 1647555 \text{ Wp}$$

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

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

In cui: I = irraggiamento medio annuo = 1541 kWh/m²
A = superficie totale dei moduli = 14140,1 m²

K_{ombre} = Fattore di riduzione delle ombre = 0,95.
R_{MODULI} = rendimento di conversione dei moduli = 13,8%
R_{BOS} = rendimento del B.O.S. = 85%

Pertanto, applicando la formula abbiamo:

E = (1541 x 14140,1 x 0,95 x 13,8% x 85%) = 2428248 kWh/anno

Il valore di 2428248 kWh/anno è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio.

Art. 7
Protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che, per cedimento dell'isolamento o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione.
L'impianto fotovoltaico in oggetto si configura come sistema TN ovvero sistemi che hanno un punto collegato direttamente a terra (il centro stella degli avvolgimenti lato BT dei trasformatori di potenza MT-BT) e tutte le masse dell'impianto collegate a quel punto per mezzo del conduttore di protezione, in quanto gli inverter utilizzati sono senza trasformatore interno.
Pertanto, per la protezione contro i contatti indiretti, si farà ricorso ad una delle misure di seguito indicate, da scegliere caso per caso in funzione delle caratteristiche del circuito:

a) Protezione mediante doppio isolamento: la protezione delle persone dai contatti indiretti sarà assicurata con l'utilizzo di apparecchi e componenti aventi doppio isolamento delle parti attive (componenti in Classe II). Detti apparecchi saranno contrassegnati dal doppio quadrato concentrico e non dovranno avere nessuna loro parte collegata all'impianto di terra;

b) Interruzione automatica dell'alimentazione: subito a valle di ogni singolo inverter ovvero sul lato corrente alternata, sarà installato un interruttore automatico differenziale in grado di interrompere il parallelo dell'inverter con la rete in caso di cedimento dell'isolamento nella sezione in corrente continua. Tale interruttore differenziale deve essere di tipo **[B]**, realizzato secondo la Norma IEC 60755-2, in quanto deve interrompere un guasto con presenza di componente continua originata da un guasto di un tiristore o di un IGBT;

c) Realizzazione dell'impianto di messa a terra: l'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le masse metalliche, le masse estranee, il centro stella del lato BT dei trasformatori MT-BT e gli schermi metallici dei cavi di media tensione.
L'impianto deve soddisfare le prescrizioni delle vigenti Norme CEI 64-8 e CEI 11-1 e dovrà essere realizzato in maniera da permette le verifiche periodiche di efficienza;

d) Equipotenzialità delle masse estranee: tutte le masse estranee che possono introdurre o trasportare il potenziale di terra, entranti e/o presenti all'interno del campo fotovoltaico, devono essere elettricamente collegate all'impianto di messa a terra generale.
Il conduttore equipotenziale principale che collega le tubazioni suddette deve avere una sezione non inferiore a metà di quella del conduttore di protezione di sezione più elevata presente nell'impianto, con un minimo di 6 mmq.

Art. 8
Protezione contro i contatti diretti

La protezione delle persone contro i contatti diretti con parti attive in tensione sarà assicurata tramite isolamento delle parti medesime. L'isolamento dovrà essere in grado di sopportare una tensione di prova di 500V in c.a. per un minuto, così come certificato da istituto di controllo o dichiarato dal costruttore stesso. Per l'isolamento applicato durante l'installazione, si farà uso di nastri isolanti a marchio IMQ in quantità e nel modo più opportuno a conservare le caratteristiche di isolamento dei materiali costruiti in fabbrica. Tutte le parti in tensione dovranno essere contenute entro involucri aventi grado di protezione minimo IPXXB (Norma CEI 70-1) apribili solo mediante attrezzo.

Art. 9
Protezione delle condutture elettriche

I conduttori che costituiscono gli impianti devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti.
In particolare i conduttori devono essere scelti in modo che la loro portata (Iz) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego (Ib) (valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da trasmettere in regime permanente). Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione devono avere una corrente nominale (In) compresa fra la corrente di impiego del conduttore (Ib) e la sua portata nominale (Iz) ed una corrente di funzionamento (If) minore o uguale a 1.45 volte la portata (Iz).
In tutti i casi devono essere soddisfatte le seguenti relazioni:

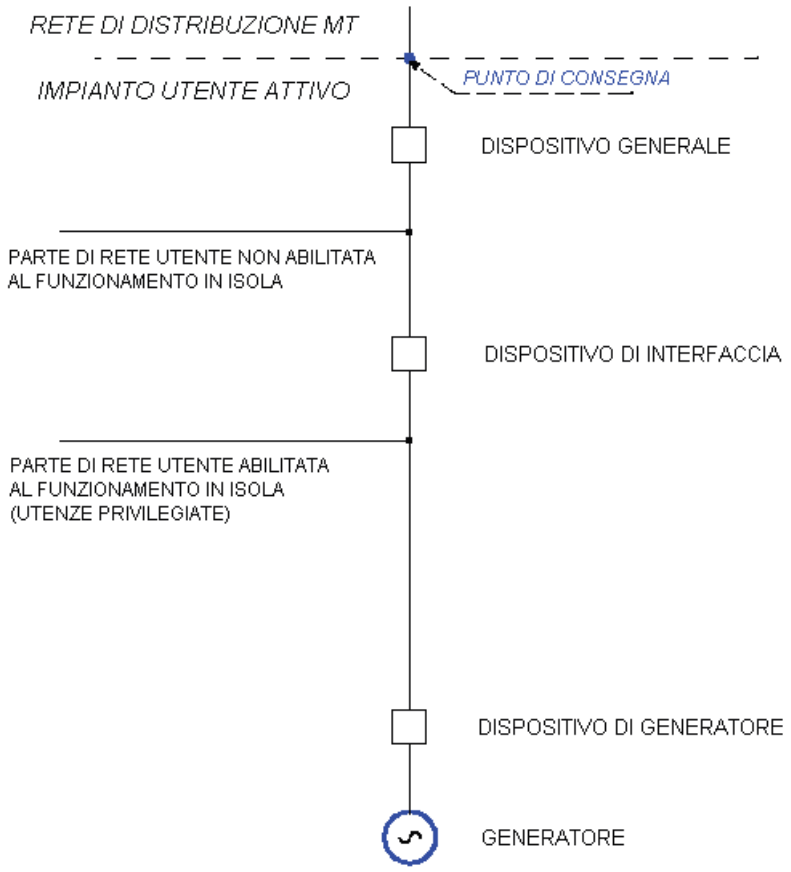
$$I_b < I_n < I_z \qquad\qquad I_f < 1.45\, I_z$$

Il potere di interruzione degli interruttori è superiore a quello calcolato nel punto di installazione, in modo da garantire che nei conduttori non vengano mai a verificarsi valori di temperatura pericolosi. Gli interruttori sono dimensionati per garantire una buona selettività.

Art. 10
Parallelo con la rete pubblica del Gestore

10.1 Generalità

L'impianto fotovoltaico di cui in oggetto, è progettato per il funzionamento in parallelo con la rete pubblica (grid connected); in funzione della potenza nominale e del tipo di installazione è previsto il collegamento alla rete MT a 20kV del Distributore. La parte di impianto di utenza per la connessione deve essere realizzata secondo le prescrizioni della Norma CEI 0-16 II edizione e secondo le prescrizioni tecniche previste da ENEL e dall'AEEG.
Gli impianti d'utenza per la connessione debbono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione, così come indicato nella figura di seguito riportata (Norma CEI 0-16).
In particolare, sono sempre necessari i dispositivi di seguito elencati; in funzione del tipo di impianto da connettere (impianto attivo o passivo) sono necessari ulteriori dispositivi specificati di seguito (vedere figura allegata).
– *Sezionatore generale*, posto immediatamente a valle del punto di consegna e destinato a sezionare l'impianto di utenza dalla rete;
– *Interruttore generale*, posto immediatamente a valle del sezionatore generale e in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione l'intero impianto di utenza.
L'impianto di Utente deve essere costruito a regola d'arte e rispondere alla vigente legislazione in materia di sicurezza e igiene del lavoro, tenendo in debito conto lo stato del neutro indicato dal Distributore.
Il cavo di collegamento MT, comprese le due terminazioni, deve essere il più corto possibile (massimo 20 m) e di sezione almeno equivalente a 95 mmq di rame.
Le caratteristiche elettriche (corrente ammissibile di breve durata, potere di interruzione, tensione nominale, livello dell'isolamento, ecc.) dei componenti (interruttori, interruttori di manovra-sezionatori, cavi, isolatori ecc.) costituenti l'impianto devono essere adeguate al tipo di installazione e alle indicazioni fornite dal Distributore.



10.2 Locali

L'Utente è tenuto a mettere a disposizione del Distributore un locale per l'impianto di rete per la consegna (locale di consegna) ed un locale per i complessi di misura (locale di misura), entrambi sempre accessibili al Distributore con mezzi adatti ad effettuare gli interventi necessari, senza necessità di preavviso nei confronti dell'Utente e senza vincoli o procedure che regolamentino gli accessi. A tal fine è prevista la realizzazione all'interno della cabina CB1, due vani indipendenti da adibire a locale consegna e locale misure.
Tali locali hanno adeguate dimensioni e sono posti al margine dell'area su cui insiste il campo fotovoltaico, così come individuato nei disegni planimetrici allegati; inoltre presentano caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (ad es., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al loro impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore.
Il locale ospitante i complessi di misura deve essere sempre accessibile all'Utente ed al Distributore.
La misura dell'energia prelevata da un Utente attivo deve avvenire in prossimità del punto di connessione in MT attraverso trasformatori di tensione e di corrente di misura di competenza dell'Utente stesso, così come prescritto dalla Delibera AEEG 5/04, 182/06 e s. m. i. e dalla Norma CEI 0-16.
Tutti i locali saranno dotati di un adeguato impianto d'illuminazione, realizzato a regola d'arte, alimentato dall'impianto BT dell'Utente e predisposto a cura del medesimo.
Il locale di consegna presenta i requisiti di comportamento al fuoco previsti dalla Norma CEI 11-1.
I locali di consegna sono corredati di porta, fornita dall'Utente, mentre la serratura è fornita e installata a cura del Distributore.
Altri locali, di esclusiva pertinenza dell'Utente, presenti nel campo fotovoltaico sono rappresentati dalla cabina di trasformazione e distribuzione indicata in progetto come Cabina CB1 e la cabina di trasformazione e distribuzione indicata in progetto come Cabina CB2. Entrambe le cabine saranno realizzate con una struttura in elementi prefabbricati in CLS e conterranno i trasformatori MT-BT con i relativi dispositivi di sezionamento e protezione lato MT, i quadri elettrici di bassa tensione per il parallelo dei 13 sottocampi e i quadri elettrici di bassa tensione per i servizi di cabina e del campo fotovoltaico, quest'ultimi alimentati da una fornitura in bassa tensione avente potenza contrattuale pari a 4,5kW.

10.3 Limiti sulle sezioni di trasformazione MT/BT

Il Distributore, all'atto della richiesta di connessione, deve comunicare il limite alla potenza massima del singolo trasformatore e/o di più trasformatori in parallelo sulla stessa sbarra BT riferita alle tensioni di cortocircuito tipiche riportate nella Norma CEI EN 60076-5 (*u*cc = 6% per trasformatori con potenza nominale maggiore di 630 kVA), che l'Utente può installare nel proprio impianto al fine di evitare l'intervento della protezione di massima corrente installata sulla linea MT che lo alimenta in caso di cortocircuito sulle sbarre BT del trasformatore.
Tale limite alla potenza massima (comunicato dal Distributore) non deve essere generalmente inferiore a 2.000 kVA (reti a 20 kV) e 1.600 kVA (reti a 15 kV)(67).
Nell'impianto in oggetto sono previsti due trasformatori MT-BT aventi potenza nominale pari a 800kVA e 1.600kVA; i trasformatori non sono previsti per il funzionamento in parallelo sul lato BT in quanto ognuno gestisce una singola porzione di campo fotovoltaico.

10.4 Limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati

E' previsto dalla Norma CEI 0-16 che l'Utente non può installare trasformatori per una potenza complessiva superiore a tre volte i limiti indicati nel paragrafo 10.3 della presente relazione, per ciascun livello di tensione, anche se con sbarre BT separate. In caso di installazione di trasformatori di potenza complessiva eccedente la predetta potenza limite, si devono prevedere nel proprio impianto opportuni dispositivi al fine di evitare la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni suddette. Tali dispositivi devono intervenire in caso di mancanza di tensione superiore a 5 s e provvedere alla rienergizzazione dei trasformatori secondo quantità complessive non superiori ai limiti sopra determinati, con tempi di rientro intervallati di almeno 1 s.
Nell'impianto di cui in oggetto tale prescrizione sarà ottemperata mediante i relè elettronici posti a protezione dei singoli trasformatori i quali prevedono una programmazione software per i contatti in uscita tale da gestire l'energizzazione dei trasformatori ad intervalli preimpostati dall'Utente.

10.5 Dispositivo e Protezione di Interfaccia

Il dispositivo di interfaccia (DDI), installato sul livello MT dell'impianto, deve essere unico per l'intero insieme dei generatori fotovoltaici presenti. Il dispositivo di interfaccia deve essere costituito da un un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e un sezionatore installato a monte o a valle dell'interruttore.
Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relé di frequenza, di tensione, ed eventualmente di tensione omopolare.
Devono essere previste le seguenti protezioni:
1. massima tensione (senza ritardo intenzionale);
2. minima tensione (ritardo tipico: 300 ms);
3. massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
4. minima frequenza (senza ritardo intenzionale);
5. massima tensione omopolare V_0 lato MT (ritardata);

Qualora l'Utente attivo intenda migliorare le prestazioni del dispositivo di interfaccia nei riguardi di guasti polifasi sulla rete del Distributore tali da non essere individuati dal dispositivo di minima tensione di cui al punto 2), può installare una protezione di massima corrente ritardata che agisca sul DDI.
Le protezioni di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali ad almeno due tensioni concatenate MT che quindi possono essere prelevate:
– dal secondario di TV collegati fra due fasi MT;
– direttamente da tensioni concatenate BT.
Le regolazioni dovranno tenere conto del livello di tensione a cui le grandezze sono rilevate.
Il SPI deve essere realizzato secondo le modalità previste nell'Allegato E della Norma CEI 0-16 seconda edizione.
La protezione di massima tensione omopolare è prevista, su richiesta del Distributore, solo per gli impianti in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione) con potenza complessiva ≥ 400 kVA. L'intervento di un qualsiasi relé deve determinare l'apertura del dispositivo di interfaccia. Le regolazioni delle protezioni avviene sotto la responsabilità dell'Utente sulla base del piano di regolazione predisposto dal Distributore.

10.6 Sistemi di misura dell'energia prodotta e prelevata

I sistemi di misura da utilizzare presso Utenti attivi, connessi a reti di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 150 kV, devono essere connessi nell'impianto di utenza per la connessione, immediatamente a valle del DG.
Tutti i componenti del sistema di misura devono fare riferimento allo stesso impianto di terra.
Le caratteristiche ed i requisiti funzionali del sistema di misura indicati qui di seguito devono intendersi integrati dalle eventuali ulteriori prescrizioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG).
Le modalità di installazione ed i requisiti antifrode devono essere rispondenti:

- alle indicazioni della casa costruttrice ed alle Norme CEI di prodotto, per i singoli componenti;
- alla Norma CEI 13-4 "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica".

Il sistema di misura è del tipo ad inserzione indiretta, composto da:

1. trasformatori di tensione (TV), con classe di precisione migliore o uguale a 0,5;
2. trasformatori di corrente (TA), con classe di precisione migliore o uguale a 0,5;
3. contatore statico trifase, per la misura bidirezionale dell'energia attiva e dell'energia reattiva, collegato in inserzione indiretta mediante i TA e TV, ed avente, per la misura di energia attiva, classe di precisione migliore o uguale a 0,5 S, con riferimento alla Norma CEI EN 62053 – 22, e/o indice di classe migliore o uguale a C, con riferimento alla Norma CEI EN 50470-3, e per la misura di energia reattiva una classe di precisione migliore o uguale a 2 secondo la Norma CEI EN 62053-23;
4. eventuale morsettiera di sezionamento e raccolta cavi ed eventuale dispositivo di protezione del circuito voltmetrico, montati su cabinet sigillabile;
5. cavi di tipo schermato per la connessione dei circuiti secondari voltmetrici ed amperometrici dei TV e TA, rispettivamente, al contatore;
6. eventuali apparati di alimentazione ausiliaria;
7. dispositivi per la connessione del contatore ai sistemi di acquisizione remota delle misure, finalizzati alla trasmissione dei dati (per es. modem).

I relativi componenti dovranno essere anche conformi alle seguenti norme ed alle eventuali varianti ed aggiornamenti:

- Guida CEI 13-35;
- Norma CEI EN 62052 – 11 "Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni generali, prove e condizioni di prova – Parte 11: Apparato di misura";
- Norma CEI EN 62053 – 22 "Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni particolari – Parte 22: Contatori statici di energia attiva (classi 0,2S e 0,5S)";
- Norma CEI EN 62053 – 23 "Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni particolari – Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classi 2 e 3)";
- Norma CEI EN 60044 -1 "Trasformatori di misura – Parte 1: trasformatori di corrente" (TA);
- Norma CEI EN 60044 -2 "Trasformatori di misura – Parte 2: trasformatori di tensione induttivi" (TV);
- Norme armonizzate CEI EN serie 50470, ove richiesta la conformità alla Direttiva 2004/22/CE 31 marzo 2004 del Parlamento europeo e del Consiglio; tale riferimento può essere in tal caso alternativo alla Norma indicata ai punti 2) e 3), relativamente alla misura di energia attiva;
- Norma CEI 13-4 – "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica".

I TA e TV di misura devono essere dotati di avvolgimenti secondari dedicati esclusivamente alla connessione del contatore e di eventuali componenti accessori; è vietato il cablaggio di ulteriori circuiti per i sistemi di protezione a tali avvolgimenti secondari dedicati. Previa autorizzazione del Distributore, è consentito l'utilizzo degli stessi avvolgimenti secondari per il prelievo di segnali finalizzati a eventuali dispositivi per la rilevazione della qualità del servizio elettrico (dispositivi nella disponibilità del Distributore).
L'installazione del sistema di misura deve rispondere alle modalità indicate nella Norma CEI 13-4, con riferimento anche ai requisiti antifrode. In particolare, si richiamano le prescrizioni qui di seguito riportate.
I cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura devono essere adeguatamente protetti, lungo tutto il percorso, utilizzando un tubo per installazioni elettriche, conforme alle Norme CEI EN 61386-1 e CEI EN 61386-23.

Ogni tubo deve avere alle estremità opportuni raccordi filettati, sigillabili, atti ad assicurare la connessione delle diverse sezioni tra loro e ad impedire lo sfilamento dal contenitore cui il tubo stesso è collegato.
I cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura ed il relativo tubo flessibile di protezione devono transitare in apposite tubazioni o cunicoli, con percorso ispezionabile mediante opportuni pozzetti.
All'interno del locale di misura, per la connessione al complesso di misura, ed in prossimità dei TA e TV, per la connessione dei cavi sui morsetti secondari dei trasformatori di misura, i tubi devono essere fissati a vista.
I cavi di misura non devono percorrere vie in comune con i cavi di potenza, né devono correre paralleli ad essi; i cavi medesimi non devono essere utilizzati per scopi diversi dalla realizzazione del complesso di misura, salvo quanto sopra disposto circa la rilevazione della qualità del servizio elettrico.
Lo schermo dei cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura e la parte metallica dei tubi flessibili di protezione devono essere collegati a terra ad entrambe le estremità ad un unico impianto di terra.
Il contatore e l'eventuale quadro devono essere collocati in un locale di misura, appartenente all'impianto di utenza per la connessione, preferibilmente dedicato all'installazione del contatore o quadro di misura; il locale ed il contatore installato devono essere usualmente accessibili, al Distributore e all'Utente, senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali. Il locale deve essere inoltre adeguatamente illuminato, provvisto di alimentazione elettrica BT per l'uso di dispositivi e attrezzature per la verifica, privo di ostacoli per l'esecuzione in sicurezza delle operazioni di manutenzione o verifica del contatore o quadro di misura.
I dati di misura di energia elettrica devono essere accessibili ai diversi soggetti autorizzati dall'AEEG. Allo scopo di garantire i dati di misura da eventuali alterazioni, le morsettiere del sistema di misura devono essere dotate di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari). Per quanto riguarda i cablaggi esterni ai quadri elettrici ed alle apparecchiature di misura, essi devono essere eseguiti con cavi schermati, oppure con cavi a neutro concentrico, oppure ancora mediante tubazioni metalliche dedicate e sigillate. I requisiti di garanzia da manomissioni o alterazioni si devono estendere anche alle porte ed ai dispositivi di trasmissione dei dati (porta ottica, porta seriale, modem e collegamenti) per evitare connessioni non autorizzate. In alternativa alla sigillatura dei dispositivi di trasmissione dei dati, le caratteristiche costruttive del misuratore devono garantire l'implementazione di tecniche di protezione dei dati di misura e di elaborazione, nonché delle funzionalità medesime del misuratore. Devono inoltre essere garantiti gli accessi in sicurezza, con modalità autorizzata, ai dati di misura e di elaborazione sia in lettura che scrittura, onde evitare alterazioni dei dati deliberate o accidentali.
Le eventuali deroghe devono essere motivate da esigenze particolari, devono comunque assicurare la correttezza della misura e non devono portare a discriminazioni tra Utenti e tra Distributori.
Il contatore del sistema di misura deve consentire:

1. la misurazione e la relativa registrazione dell'energia attiva e reattiva (capacitiva e induttiva) prelevata e immessa nelle diverse condizioni di carico (attiva prelevata ed immessa, reattiva misurata nei quattro quadranti) ogni 15 minuti, nonché la rilevazione di tutti i parametri necessari alla identificazione e corretta gestione dei dati di misura;
2. la misurazione e la relativa registrazione dei valori massimi di potenza attiva (intesa come media nei 15 minuti) e la corrispondente data e ora;
3. l'impostazione da remoto delle fasce orarie;
4. l'impostazione automatica dell'ora legale/solare;
5. la rilevazione delle segnalazioni diagnostiche;
6. la sincronizzazione oraria in locale e da remoto;
7. la memorizzazione dei dati di misura di energia (attiva e reattiva) registrati, come descritto al punto 1), per un periodo temporale di almeno 60 giorni.

L'orologio interno del contatore deve avere i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari. Il contatore deve essere identificato, mediante un codice anagrafico riportato in una distinta memoria interna riservata e non modificabile. Il contatore deve essere predisposto per lo scambio dati, sia in locale che in remoto (deve quindi essere predisposto per la telelettura) conformemente alle Norme CEI EN serie 62056; deve inoltre essere dotato di dispositivi per l'interrogazione e l'acquisizione per via telematica delle misure da parte del Distributore, secondo le disposizioni stabilite dall'AEEG. Deve essere previsto un piano di verifiche periodiche, da eseguire a cura del responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, conformemente alla Norma CEI 13-4. I risultati delle verifiche sono resi disponibili ai soggetti autorizzati dall'AEEG. Detto contatore, infine, deve essere scelto tra le marche, i modelli e i tipi approvati dal Distributore la cui gestione è integrata nel sistema di acquisizione e validazione dei dati di misura del medesimo.
Il modulo di comunicazione del sistema di misura deve essere tale da garantire che la modalità di connessione e le logiche di comunicazione tra il centro e la periferia siano approvate dal Distributore.

Art. 11
Qualità e caratteristiche dei materiali

11.1 Generalità

Tutti i materiali e gli apparecchi impiegati negli impianti elettrici devono essere adatti per l'ambiente in cui sono installati e devono avere caratteristiche tali da resistere alle azioni meccaniche, corrosive, termiche o dovute all'umidità alle quali possono essere esposti durante l'esercizio.
I componenti elettrici devono essere preferibilmente muniti di marchio dell'Istituto Italiano del Marchio di Qualità (IMQ) o di altro marchio di conformità alle norme di uno dei Paesi della Comunità Economica Europea. In assenza di marchio o di attestato/relazione di conformità rilasciato da un organismo autorizzato ai sensi dell'articolo 7 della legge 791/77, i componenti devono essere dichiarati conformi alle rispettive norme, dal costruttore. E' allo scopo sufficiente che la conformità alla relativa norma sia dichiarata in catalogo. Tutti i componenti elettrici devono inoltre essere conformi a quanto previsto dalle Direttive emanate dalla Comunità Europea e recepite dagli stati membri, in materia di sicurezza e di immunità dai radiodisturbi. Tale rispondenza è comprovata dal marchio "CE" impresso sui componenti stessi.

11.2 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico si comporrà di moduli della SKY GLOBAL S.p.A. modello “SGM72/175W” con garanzia della produzione certificata pari al 90% per i primi 10 anni e 80% entro i primi 25 anni di vita, rispondente alle Norme IEC 61215 2° ed. e EN 61215 2° ed., così come certificato da Istituto di prova (TÜV Spec TZE/2.572.09).
Le altre caratteristiche del generatore fotovoltaico sono:

Potenza nominale	175 Wp
Tolleranza	± 3%
Celle:	N°72 in silicio monocristallino alta efficienza
Tensione circuito aperto V_{OC}	42,6 V
Corrente di corto circuito I_{SC}	5,52 A
Tensione V_{MP}	35,5 V
Corrente I_{MP}	4,93 A
Tensione massima di sistema	1.000Vcc
Coefficiente di temperatura (Voc)	-0,34 %/°C
TONC	48°C
Grado di efficienza:	13,8 %
Dimensioni:	1580 mm x 808 mm x 40 mm

I moduli sono dotati di diodo di by-pass per evitare fenomeni di inversione della circolazione di corrente dovuti a gusto o ombreggiamento parziale sulla superficie del modulo. La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

11.3 Convertitori statici – 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 11-20 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 ≥ 90 % al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione sarà composto da n° 142 inverter della "AURORA POWER ONE" modello "PVI-12.5-OUTD-FS-IT".

Le caratteristiche tecniche degli inverter scelti sono le seguenti:

PVI-12.5-OUTD-FS-IT	
Potenza CC max.	14300 W
Tensione CC max.	900 V
Range di tensione FV, MPPT	360 V – 750 V
Corrente max. d'ingresso	(2x)18 A
Numero di inseguitori MPP	2
Numero max. stringhe (parallele)	(2x)3
Uscita (CA)	
Potenza nominale CA	12500 W
Potenza CA max.	13800 W
Corrente max. d'uscita	44A
Tensione nominale CA / range	3x400 / 311-456 V
Frequenza di rete CA (autoregolante) / range	50 Hz
Fattore di potenza (cos _)	1
Grado di rendimento	
Grado di rendimento max.	97,7 %
Rendimento europeo	97,25 %
Dispositivi di protezione	
Dati generali	
Dimensioni (L x A x P) in mm	650/ 620 / 200
Peso	ca 38 Kg
Spettro di temperature di funzionamento	–25 °C ... +60 °C
Autoconsumo: funzionamento (standby) / notte	10 W / 2 W
Luogo di montaggio:	interno / esterno (parti elettroniche protette come da IP65)
Dotazione	
Collegamento CC:	(12x)MC4
Collegamento CA:	morsetto a vite
Display LCD	●

Interfacce: RS485 / radio	●

● Dotazione di serie

11.4 Cavi e condutture

11.4.1 Tipologia dei cavi

I cavi da utilizzare per posa entro tubi protettivi rigidi a parete all'interno delle cabine di trasformazione, saranno del tipo unipolare flessibile in rame con isolamento in PVC non propagante la fiamma, tensione nominale di isolamento (Uo/U) non inferiore a 450/750V, simbolo di designazione N07V-K, conformi alle norme CEI 20-22 II. I cavi da utilizzare per posa entro cavidotti interrati e per i collegamenti lato CA e lato CC tra moduli e inverter, dovranno essere in rame, isolati in gomma etilenpropilenica, sottoguaina in PVC, tensione nominale di isolamento 0,6/1kV, sigla di designazione FG7(O)R. I cavi di media tensione previsti per posa direttamente interrrata al suolo o entro cunicoli ricavati nei basamenti delle cabine di trasformazione, sono cavi in rame rosso a corda rotonda compatta, semiconduttivo interno in elastomerico estruso, isolante in mescola di gomma ad alto modulo G7, semiconduttivo esterno in elastomerico estruso, schermatura in filo di rame rosso, guaina in PVC di qualità Rz, colore rosso, sigla standard RG7H1R, tensione nominale di isolamento 12/20kV, costruiti secondo le Norme CEI 20-35.

11.4.2 Colori distintivi dei cavi

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalla vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. 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 "–"

11.4.3 Sezioni minime e cadute di tensione ammesse

Le sezioni dei conduttori sono calcolate in funzione della potenza trasportata e della lunghezza dei circuiti. Le sezioni sono scelte tra quelle unificate in base ai valori delle portate di corrente massime ammesse per i diversi tipi di conduttori e riportate nelle tabelle di unificazione CEI-UNEL. Le cadute di tensione lungo l'intero tratto delle linee costituenti i circuiti non superano il valore del 4% della tensione nominale. In ogni caso le sezioni minime dei conduttori non sono inferiori a quelle previste dalle norme CEI per il tipo di impianto realizzato.

11.4.4 Sezione minima dei conduttori di neutro

La sezione dei conduttori di neutro non deve essere inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase tranne che per i circuiti polifase con sezione superiore a 16mmq per i quali la sezione del conduttore di neutro può essere ridotta alla metà di quella dei corrispondenti conduttori di fase, col minimo tuttavia di 16mmq e purché rimangano soddisfatte le condizioni di cui nella norma CEI 64-8/5.

11.4.5 Sezione dei conduttori di terra e di protezione

La sezione dei conduttori di protezione non deve essere inferiore a quella indicata nella tabella 54F della norma CEI 64-8/5, di seguito riportata. I conduttori di terra devono avere sezione non inferiore a quella specificata nella tabella 54A della norma CEI 64-8/5 di seguito riportata. Le sezioni scelte devono comunque essere verificate ai fini del dimensionamento termico in quanto non si debbono mai verificare temperature superficiali superiori ai limiti massimi ammessi in relazione alle sostanze pericolose previste nello stabile.

Tabella 54A - Sezioni convenzionali minime dei conduttori di terra

	Protetti meccanicamente	Non protetti meccanicamente
Protetti contro la corrosione	In accordo a 54F	16 mmq se in rame 16 mmq se in Fe zincato
Non protetti contro la corrosione	25 mmq se in rame 50 mmq se in Fe zincato	

Tabella 54F - Relazione tra le sezioni dei conduttori di protezione e dei conduttori di fase

Sezione dei conduttori di fase dell'impianto (S)	Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione (Sp)
S < o = 16 mmq	Sp = S
16 < S < 35 mmq	Sp = 16 mmq
S > 35 mmq	Sp = S/2

11.4.6 Condutture a vista

Le tubazioni da installare a vista dovranno essere realizzate mediante tubi in materiale termoplastico autoestinguente tipo pesante, autoestinguenza V2 secondo UL 94 e provati al filo incandescente a 650°C secondo IEC 695-2-1.
Il diametro interno dei tubi deve essere pari ad 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuti e comunque non inferiore a 13 mm (Dn=16 mm).
I tubi devono essere corredati di accessori quali raccordi, manicotti e curve dello stesso materiale e diametro al fine di realizzare condutture con grado di protezione non inferiore a IP4X. Per le derivazioni da linea principale a secondaria, le tubazioni devono essere interrotte con cassette di derivazione in materiale termoplastico autoestinguente del tipo da parete, stagne, grado di protezione IP55, complete di raccordi tubo-scatola e coperchio con viti.
Le tubazioni dovranno essere installate alle pareti e al soffitto mediante collari in acciaio zincato, con 2 viti fissati con tasselli in nylon con viti di diametro 6 mm o con sistemi equivalenti.
Le derivazioni e le giunzioni dei conduttori devono essere eseguite nelle cassette di derivazione impiegando opportuni morsetti aventi grado di protezione non inferiore a IPXXB.

11.4.7 Cavidotti interrati

I cavidotti interrati da utilizzare negli impianti di cui in oggetto, dovranno essere realizzati mediante tubi interrati direttamente nel suolo e pozzetti rompitratta o di derivazione.

I tubi dovranno essere lisci all'interno e corrugati all'esterno, a doppia parete, in materiale termoplastico serie Media (Resistenza allo schiacciamento Rs = 450N) rispondenti alle Norme CEI EN 50086-2-4 / CEI 23-46 e Variante A1. Il diametro nominale dei tubi deve essere non inferiore ad 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuto al fine di consentire l'infilaggio e lo sfilamento senza compromettere l'integrità dei cavi stessi e comunque non inferiore a quanto prescritto in progetto.
I tubi devono essere interrati ad una profondità di almeno 0,5mt. tra il piano di appoggio dei tubi stessi ed il piano di calpestio, entro scavo privo di spigolature e sporgenze; pertanto sarà predisposto un letto di sabbia di almeno 10cm. sul quale appoggiare i tubi, i quali saranno poi ricoperti da uno strato di calcestruzzo di almeno 5cm sopra il quale verrà riversato il materiale per il reintegro dello scavo.
Ad ogni brusca deviazione resa necessaria dalla disposizione dei tubi, ad ogni derivazione da linea principale a secondaria e comunque ogni 10 m circa di tubazione rettilinea devono essere installati pozzetti in vetroresina completi di chiusino carrabile (R > 12 Kg/cm²). Tali pozzetti saranno provvisti di fori predeterminati con anello di guida e fissaggio per tubi di diametro adeguato e dovranno essere interrati ad una profondità tale da mantenere il chiusino all'altezza del piano carrabile. Le eventuali giunzioni o le derivazioni dovranno essere eseguite entro i pozzetti a mezzo di adeguati connettori in rame stagnato, a crimpare, da isolare con nastro agglomerante e nastro isolante al fine di mantenere le stesse caratteristiche di isolamento elettrico e protezione meccanica dell'isolante dei cavi giuntati.

11.5 Quadri elettrici di distribuzione

11.5.1 Generalità

I quadri di distribuzione previsti per il livello BT devono essere realizzati secondo le prescrizioni delle Norme EN 60439 (CEI 17/13) in vigore dal 1° Marzo 1995 e riguardanti "apparecchiature assiemate di protezione e di manovra aventi tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua". In funzione del luogo di installazione e del grado di addestramento del personale addetto all'uso del quadro, si può ritenere necessario e sufficiente la realizzazione di quadri di tipo AS e ANS (norme EC 60439-1).
Il costruttore del quadro, in relazione a tutte le informazioni che può assumere dal presente progetto, ha il compito di:

- progettare e costruire il quadro tenendo conto delle sollecitazioni meccaniche e termiche;
- scegliere gli apparecchi incorporati con riferimento sia al comportamento termico (correnti nominali) sia al cortocircuito (poteri di interruzione);
- indicare le eventuali protezioni da porre a monte del quadro e che condizionano la tenuta al cortocircuito del quadro stesso;
- adottare le soluzioni idonee che consentono di rispettare tutte le prescrizioni normative e in particolare i limiti di sovratemperatura;
- definire le caratteristiche nominali del quadro;
- eseguire tutte le prove di tipo richieste dalle norme per il tipo di quadro e fornirne i risultati.

Per la formazione dei quadri fare riferimento agli schemi unifilari allegati al presente progetto definitivo.

11.5.2 Caratteristiche generali riguardanti i quadri di campo lato CC

Si prevede di installare un quadro sul lato DC per ogni singolo convertitore, per il sezionamento e la protezione delle stringhe di moduli fotovoltaici afferenti allo stesso inverter, denominato “QUADRO DI CAMPO – QCCxx”, il quale conterrà sezionatori di stringa, limitatori di sovratensione (SPD) e diodi di blocco per il sezionamento e la protezione delle stringhe di moduli fotovoltaici. I quadri di campo QCC saranno realizzati con una struttura in materiale termoplastico autostinguente, adatta per l’installazione all’aperto, grado di protezione IP65, completo di guide DIN 46277 per alloggiamento degli interruttori e delle altre apparecchiature modulari e saranno installati direttamente sulla struttura portamoduli.

11.5.3 Caratteristiche generali riguardanti i quadri di campo la CA

Si prevede di installare un quadro di parallelo sul lato AC, all’uscita del convertitore statico, per la protezione ed il sezionamento dello stesso, all’interno del quale saranno installati i fusibili di protezione del dispositivo di interfaccia interno all’inverter e un interruttore automatico differenziale di tipo [B]. E’ inoltre prevista l’installazione di 13 quadri denominati “QUADRO DI CAMPO QCAxx” per il parallelo di ogni 12 inverter e successivo collegamento al quadro generale di bassa tensione QBTx, contenenti sezionatori per ogni singolo inverter e un interruttore automatico magnetotermico di parallelo. I quadri di campo saranno

realizzati con una struttura in vetroresina, adatta per l'installazione all'aperto, grado di protezione IP44, completo di guide DIN 46277 per alloggiamento degli interruttori e delle altre apparecchiature modulari, installati su piastre di fondo in lamiera, e saranno installati direttamente a pavimento. I quadri saranno dotati di porta frontale cieca completa di serratura tipo "Cremonese" a tre punti, azionabile con chiave di sicurezza Y12 e pomolo con rotazione a folle antivandalica in posizione di chiusura.

11.5.4 Caratteristiche generali riguardanti i quadri di bassa tensione

Per il parallelo dei sottocampi SC1 ÷ SC13 e il collegamento degli stessi ai due trasformatori MT-BT, dovranno essere installati all'interno delle cabine di trasformazione, due quadri elettrici di distribuzione generale, sigla di progetto "QBTx" realizzati in "Forma di segregazione F.2" per garantire una maggiore continuità di esercizio del campo fotovoltaico anche in caso di interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria all'interno dei quadri stessi.
I quadri elettrici previsti sono quadri di distribuzione in kit componibile tipo costituiti ciscuno da:

- montanti in lamiera di acciaio zincato preforata e pressopiegata spessore 15/10;
- testate in lamiera di acciaio verniciato con epossipoliestere RAL 7035 bucciato, dotate di flange asportabili per l'ingresso cavi;
- zoccolo pallettizzabile di altezza 100mm in lamiera di acciaio verniciato formato da quattro angolari e da quattro flange di copertura di colore grigio RAL 7012
- pannelli sfinestrati 45mm dello spessore di 12-15/10 per installazione di apparecchiature modulari su guida DIN costituita da un profilato di alluminio ad alta resistenza, con la possibilità di agganciare supporti della canalina nella parte posteriore del profilo. Deve essere possibile installare una canalina verticale per lato della misura di almeno 60x80mm e una orizzontale tra ogni singola guida DIN della misura di 60x80mm. I pannelli, dovranno inoltre essere incernierabili (indifferentemente a destra o a sinistra) dotati di sistema di messa a terra automatica;
- kit per installazione di interruttori scatolati con segregazione fino a forma 4;
- segregazioni interne verticali in lamiera di acciaio zincato preforata e pressopiegata;
- piastre di chiusura in lamiera di acciaio zincato spessore 20-25/10.

Il quadro deve essere predisposto per alloggiare sistemi di cablaggio rapido per correnti nominali fino a 400A.
La struttura dovrà inoltre poter essere equipaggiata con sistemi di barre a profilo certificati fino a 36kA nel caso delle derivazioni e di 50kA nel caso delle barre omnibus.
La sezione delle barre in funzione del grado di protezione IP41 deve essere almeno pari a: 200mmq per In< 400A, 283mmq per In< 800A, 603mmq per In< 1250A, 703mmq per In< 1600A, 2000mmq per In< 3200A. Esse si dovranno poter installare indifferentemente sul fondo o sul fianco della struttura e all'interno del vano cavi.
Caratteristiche elettriche e meccaniche della struttua prevista:

- *portata di corrente massima delle barre: 3200 A*
- *tensione nominale di impiego: 690 V*
- *tenuta ad impulso: 8 kV*
- *corrente nominale di corto circuito Icw: 105 kA per 1 s*
- *corrente max di picco Ipk 254 kA*
- *grado di protezione: IP 41*
- *larghezza utile per struttura: 600/800mm (effettiva 538/748)*
- *profondità utile per struttura: 800mm (funzionale 800mm effettiva 837mm)*
- *altezza utile: 2000 mm (effettiva 2231)*
- *n° moduli DIN a pannello: 24*
- *predisposizione passaggio cavi: basso*
- *affiancabilità strutture: laterale e posteriore*
- *forme di segregazione: 2*

Il quadro dovrà essere montato e cablato come da schemi elettrici di progetto, realizzato e collaudato conforme alle normative vigenti e corredato di accessori e oneri relativi per renderlo installato a regola d'arte.

11.5.5 Caratteristiche generali dei quadri per servizi ausiliari

Nella cabina di trasformazione CB1 è previsto un quadro elettrico per il sezionamento e la protezione delle linee elettriche che alimentano i vari servizi ausiliari della cabina stessa e dell'intero campo fotovoltaico, così come meglio descritti negli schemi elettrici facenti parte dei documenti di progetto.
Il quadro elettrico di distribuzione, sigla di progetto SQS, è definito dalle norme come quadro secondario di distribuzione di tipo chiuso.
Le principali caratteristiche necessarie per la realizzazione del quadro sono:

- Tensione nominale: 400 V ± 10%;
- Tensione di isolamento: 400 V (max. 1.000 V);
- Frequenza nominale: 50/60 Hz;
- Corrente di c.c. calcolata nel punto di installazione: 10 kA;
- Condizioni di installazione: a parete;
- Grado di protezione: IP65;
- Forma di segregazione: 1.

Il quadro inoltre, deve essere tale da poter operare in condizioni ambientali di servizio normali.
Altre informazioni inerenti le correnti nominali degli interruttori, le portate nominali e le correnti di impiego delle linee dei singoli circuiti in uscita dal quadro e il valore del coefficiente di contemporaneità, possono essere desunte dagli schemi facenti parte dei documenti di progetto.
Il cassone del quadro sarà in lamiera di acciaio verniciata, completo di piastre frontali sempre in lamiera, fissate mediante viti e completate con otturatori in modo da non lasciare spazi vuoti tra gli apparecchi. Il quadro sarà completato con porta frontale trasparente con serratura a chiave, morsetti per l'allacciamento delle linee entranti ed uscenti e di ogni altro accessorio di cablaggio. Il cablaggio dei quadro potrà essere realizzato con sistema di sbarre in rame orizzontali, predisposte per alloggiamento di basi per apparecchiature modulari da scegliere in funzione del numero di poli e della fase da prelevare. Nel montaggio del sistema di cablaggio ed in genere di tutta la carpenteria, la Ditta installatrice dovrà seguire scrupolosamente le indicazioni della Ditta produttrice.

11.5.6 Caratteristiche generali riguardanti i quadri di media tensione

Sempre all'interno delle due cabine di trasformazione CB1 e CB2, saranno installati sul livello MT a 20kV, due blocchi di quadri elettrici per assolvere alle funzioni di sezionamento, protezione e distribuzione dell'energia elettrica, dal punto di consegna da parte del Distributore fino ai trasformatori MT-BT. I due blocchi, individuati in progetto con le sigle "QMT1" e "QMT2", saranno del tipo prefabbricato con le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale:	24kV
- Tensione di prova a frequenza industriale:	50kV rms
- Tensione di tenuta ad impulso (1.2/50 micro-sec. onda):	125kV picco
- Tensione di servizio:	20kV
- Frequenza nominale:	50Hz
- Corrente nominale delle sbarre principali:	630A
- Corrente nominale di breve durata:	12,5kA rms
- Durata della corrente nominale di breve durata:	0,5s
- Corrente di cresta:	31,5kA picco
- Tipo di Quadro:	IP30
- Colore della verniciatura:	RAL 7035
- Temperatura ambiente massima:	+40°C
- Temperatura ambiente minima:	-5°C
- Fissaggio a pavimento:	Tasselli ad espansione
- Pannelli di chiusura laterali	Galvanizzata
- Resistenza anticondensa :	Si

- Illuminazione interna cella MT:	Si
- Tensione ausiliaria di segnalazione e controllo:	220VAC50
- Tensione ausiliaria motore carica molle interruttori:	220VAC50
- Tensione ausiliaria circuiti anticondensa ed illuminazione:	220VAC50
- Sezione dei circuiti voltmetrici e di controllo:	1.5mm^2
- Sezione dei circuiti amperometrici:	2.5mm^2
- Tipologia cavi dei circuiti ausiliari:	Standard
- Tensione nominale cavi circuiti ausiliari:	Standard (0.45/0.75)kV
- Colore cavi circuiti ausiliari:	Nero

Gli interruttori previsti all'interno dei quadri devono utilizzare il gas esafluoruro di zolfo come mezzo di estinzione dell'arco elettrico. La tecnica di interruzione utilizzata deve assorbire una ridotta quantità di energia, favorire l'interruzione spontanea dell'arco senza causare reinnesco e garantire sovratensioni ridotte, brevi tempi di durata dell'arco e il rapido ripristino dell'isolamento. Il gas impiegato deve essere conforme alle prescrizioni delle norme IEC 60376.
Il comando degli interruttori deve essere del tipo ad accumulo di energia mediante molle di chiusura precaricate. Le manovre di apertura e chiusura devono essere indipendenti dall'operatore.
Ogni interruttore sarà provvisto di contatti ausiliari per indicare lo stato aperto/chiuso (devono essere previsti nello specifico almeno cinque contatti ausiliari). La dotazione standard deve inoltre includere i seguenti dispositivi:
- comando manuale;
- indicatore meccanico dello stato carico/scarico delle molle di chiusura e apertura;
- indicatore meccanico dello stato aperto/chiuso dell'interruttore;
- valvola di riempimento del gas SF6/controllo della pressione del gas SF6;
- sganciatore di apertura;
- maniglia di carica delle molle.

Inoltre, in funzione delle esigenze impiantistiche specifiche legate al tipo di impianto da realizzare, l'interruttore dovrà essere equipaggiato, così come indicato in progetto, dei seguenti dispositivi adeguatamente combinati:
- sganciatore di chiusura;
- motoriduttore per carica delle molle;
- interruttore magnetotermico del motoriduttore;
- contatto di segnalazione dell'interruttore magnetotermico del motoriduttore;
- sganciatore di minima tensione;
- contatto di segnalazione dello sganciatore di minima tensione eccitato/diseccitato;
- esclusore meccanico per sganciatore di minima tensione;
- temporizzatore elettronico per sganciatore di minima tensione.

Il comando deve essere a sgancio libero per consentire l'apertura dei contatti principali anche se il comando di apertura viene trasmesso dopo l'inizio della manovra di chiusura.

11.5.7 Interruttori automatici di bassa tensione

Gli interruttori previsti per i quadri elettrici di bassa tensione, sono interruttori automatici del tipo modulare o scatolato, magnetotermici e magnetotermici differenziali.
Gli interruttori modulari saranno del tipo per aggancio su guida DIN 46277, rispondenti alle Norme CEI 23-3 IV ed. e EN 60947-2, con morsetti a gabbia e viti imperdibili.
Il relè differenziale ove previsto sarà di **tipo [AC] o [A]** di tipo **istantaneo** tranne per l'interruttore automatico differenziale posto subito a valle di ogni singolo inverter il quale sarà di **tipo [B]**. Gli interruttori sono scelti e calcolati per ottenere una buona selettività di tipo amperometrico a tre livelli. Le caratteristiche nominali degli interruttori sono riportate negli schemi elettrici riportati negli allegati di progetto.

L'interruttore generale di ogni quadro QBTx è un interruttore automatico aperto con struttura portante realizzata in lamiera di acciaio, tetrapolare conforme alle norme IEC 60947-2 ed alla direttiva CE, per impiego in BT, avente le seguenti caratteristiche costruttive:

- In 8/3200A a 40°C;
- poli di potenza reciprocamente isolati e segregati, isolati con caratteristica di doppio isolamento rispetto al vano di alloggiamento ausiliari;
- camere d'arco e contatti fissi e mobili ispezionabili con rimozione del coperchio;
- altezza e profondità costante per tutte le taglie della gamma;
- accessori ausiliari alimentabili sia in cc che in ca;
- relè di protezione elettronico a 16 bit con rating plug da 2000A, non escludibile, regolabile a gradini (funzione L 0.4-1 In, funzione S 1-10 In con caratteristica I^2t ON-OFF e tempo regolabile da 0.05 a 0.5s, funzione I 1,5-15 In, funzione G 0.2-1 In con caratteristica I^2t ON-OFF e tempo regolabile da 0.1 a 0.8s;
- ingresso 15Vcc per unità di test esterna;
- protezione del neutro impostabile al 50%, 100% e 200% In.

Il relè di protezione può memorizzare gli eventi di guasto e le informazioni di stato, che deve poter comunicare in locale con unità accessoria per dialogo wireless.
L'interruttore è previsto per esecuzione fissa - terminali posteriori e sarà accessoriato con bobina di apertura, segnalazione elettrica e contatti aux.
Caratteristiche elettriche:

- Tensione nominale di impiego : 690 Vac
- Tensione nominale di isolamento : 1000Vac
- Tensione nominale di tenuta ad impulso : 12 kV
- Potere di interruzione limite a 380/415V : 65 kA
- Potere di interruzione di servizio a 380/415V : 85 kA
- Frequenza di esercizio : 50-60 Hz
- Categoria di utilizzazione : B
- Corrente di breve durata ammissibile Icw per 1" : 75 kA

Gli interruttori automatici magnetotermici installati sempre all'interno di quadri di bassa tensione sono interruttori automatici in scatola isolante e struttura portante tri/tetrapolare conforme alle norme IEC 60947-2 ed alla direttiva CE, per impiego in bt, Iu=250A a 40°C, con coprimorsetti isolanti, dotati di sganciatore elettronico a microprocessore accessoriato con la soglia di protezione contro sovraccarico e con la soglia di protezione contro corto circuito. La soglia di protezione contro il sovraccarico è regolabile da 0,4 a 1 volta la taratura nominale (I1=0,4÷1 xIn) con due possibili curve di intervento selezionabili, mentre la soglia di protezione contro il corto circuito (selezionabile dall'utente se di tipo ritardato S o istantaneo I) è regolabile da 1 a 10 volte la taratura nominale (I2=1÷10 xIn due possibili curve di intervento selezionabili; I3=1÷10 xIn). Le taglie previste sono: In=100÷320A.
Esecuzione (fissa) / terminali posteriori in piatto orizzontali e verticali, multicavo.
Il meccanismo di comando dell'interruttore è di tipo a sgancio libero indipendente dalla forza esercitata sulla leva di comando e dalla velocità dell'operatore.
L'interruttore è caratterizzato dal doppio isolamento che garantisce il massimo grado di sicurezza per l'operatore durante l'accessoriamento interno dell'interruttore.
Caratteristiche elettriche:

- Contenitore isolante con caratteristica di doppio isolamento
- Attitudine al sezionamento
- Tensione nominale di impiego : 690 V
- Tensione nominale di isolamento : 1000 V
- Tensione di prova a frequenza industriale per 1 min. : 3500 V
- Tensione nominale di tenuta a impulso : 8 kV
- Potere di interruzione limite a 380/415 V (Icu) : 50kA
- Potere di interruzione di servizio a 380/415 V (Ics) : 100%Icu
- Potere di chiusura su c.c. a 380/415 V : 75,6 kA
- Frequenza di esercizio : 50/60 Hz
- Categoria di utilizzazione : A

11.5.8 Targhette identificatrici

I quadri di distribuzione devono essere completati con targhette identificatrici recanti per ogni interruttore, la descrizione del circuito protetto. Le targhette dovranno essere preferibilmente in laminato plastico, nere con lettere bianche, serigrafate al pantografo usando caratteri in stile standardizzato.

11.6 Unità di protezione a microprocessore

La funzione di Protezione Generale accoppiata al Dispositivo Generale è svolta dal relè di protezione elettronico della ABB, modello REF601 CEI 0-16, completo di TA e TO, così come richiesto dalla Norma CEI 0-16. Le altre unità funzionali quali il Dispositivo di interfaccia e il dispositivo per la protezione del trasformatore MT-BT, saranno equipaggiate con relè elettronici della ABB, modello REF542 Plus.
Le unità di cui sopra sono dispositivi integrati con microprocessori in grado di eseguire funzioni di comunicazione, controllo, misura e protezione. Ogni unità funzionale provvista di relè elettronico può formare un modulo in grado di gestire ed eseguire indipendentemente e con grande flessibilità le principali funzioni di protezione, misura, diagnosi, monitoraggio, comunicazione e automazione, consentendo la gestione centralizzata del quadro.
Le diverse unità presenti nel quadro di media tensione QMT presentano lo stesso tipo di hardware base. Questo hardware è costituito da un'unità centrale alloggiata all'interno dell'unità funzionale e da un'interfaccia uomo-macchina posizionata sulla porta dell'unità stessa. Le due parti dell'apparecchiatura sono collegate fra loro mediante un cavo di comunicazione. L'interfaccia è inoltre dotata di un LED ausiliario in grado di segnalare allarmi riguardanti le protezioni, la diagnostica e, in termini più generali, lo stato di eventuali unità esterne collegate all'unità stessa.
L'interfaccia è in grado in particolare di visualizzare sul display alfanumerico sia informazioni (stato delle unità esterne, allarmi, protezioni, autodiagnostica, ecc.) sia lo schema unifilare della parte dell'impianto in cui è inserita l'unità, indicando la posizione degli apparecchi di manovra dell'unità in tempo reale.
L'unità REF542 Plus, come specificato di seguito nella descrizione delle singole unità che costituiscono il quadro, deve essere in grado di eseguire le seguenti funzioni di misura, adeguatamente combinate secondo i requisiti di installazione:
- correnti di fase;
- correnti di guasto a terra;
- tensione di fase;
- tensioni fase-fase;
- tensione residua;
- valori medi della corrente trifase (calcolati in un intervallo temporale regolabile fra 1 e 30 minuti);
- valore massimo registrato;
- potenza attiva;
- potenza reattiva;
- fattore di potenza;
- frequenza;
- energia attiva;
- energia reattiva;
- energia calcolata mediante impulsi esterni (max. 15);
- ore d'esercizio;
- cicli di manovra;
- sommatoria delle correnti interrotte.

L'unità REF542 Plus è in grado di eseguire, inoltre, eseguire importanti funzioni di automazione delle unità funzionali del quadro, in modo da consentire all'utilizzatore di effettuare operazioni di manutenzione, come il collegamento a terra di un tratto di linea oppure lo scollegamento di una data utenza, in condizioni di massima sicurezza.
L'unità è soprattutto in grado di controllare gli interblocchi fra i diversi apparecchi di manovra, manovrabili elettricamente, per impedire manovre non ammesse dalla tipologia dell'impianto. La definizione della logica di interblocco può essere modificata secondo i requisiti dell'utilizzatore semplicemente variando il software di configurazione. Si possono utilizzare unità REF542 Plus anche qualora si renda necessaria la commutazione automatica e manuale fra due diverse unità arrivo. Il tempo necessario per la commutazione può variare fra 190 e 300 millisecondi (inclusi i tempi d'esercizio degli interruttori). In seguito a interruzione dell'alimentazione o a caduta provvisoria della tensione di rete, l'unità REF542 Plus è in grado di supervisionare autonomamente lo scollegamento dei motori e, se necessario, eseguire controlli tesi ad effettuare un ricollegamento automatico.

L'unità REF542 Plus può essere inoltre impiegata per realizzare protezioni dl tipo logico in grado di differenziare il guasto, localizzandolo e isolandolo mediante apertura del minor numero possibile di interruttori.
Gli eventi acquisiti e i relativi dati possono essere trasferiti ad un sistema di controllo centralizzato. Nello specifico, gli eventi memorizzati possono essere:
- attivazione ed eventuale sgancio delle funzioni di protezione;
- modifica dello stato delle uscite e degli ingressi binari;
- controllo locale e remoto;
- modifica dello stato degli interruttori e dei sezionatori;
- accensione e spegnimento dell'unità centrale;
- eventuali tentativi di impartire un comando non ammesso dagli interblocchi;
- allarmi trasmessi dalla diagnostica;
- valore effettivo delle correnti di fase e delle correnti di terra omopolari (in caso di guasto);
- tensione di fase e di linea (in caso di guasto).

L'unità REF542 Plus integrata è inoltre in grado di monitorare ed elaborare i seguenti parametri:
- unità di autodiagnostica ;
- continuità dell'avvolgimento della bobina di apertura;
- stato di carica delle molle di chiusura/apertura dell'interruttore;
- numero di cicli di manovra;
- pressione del gas (per gli interruttori in SF_6).

La comunicazione con eventuali sistemi di controllo centrali può essere realizzata utilizzando uno dei seguenti protocolli:
- ABB SPA-bus;
- LON-bus secondo la Lon Application Guide (LAG 1.4) di ABB;
- IEC 60870-5-103 (in conformità con le specifiche VDEW);
- MODBUS RTU.

11.7 Sistema di protezione di interfaccia

Il Dispositivo di Interfaccia deve essere equipaggiato con un Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) rispondente alle prescrizioni della Tabella E della Norma CEI 0-16 seconda edizione ed alle specifiche richieste di ENEL Distribuzione S.p.A.
Il sistema previsto nell'impianto in oggetto è il modello "NV10P" della "THYTRONIC" rispondente alla Norma EN 50263 e conforme alle specifiche della Norma CEI 0-16.
Il rele di protezione tipo NV10P comprende tre circuiti di misura per le tre tensioni di linea con possibilità di collegamento sia a stella sia a triangolo; comprende inoltre un circuito di misura per la tensione residua.
Il relè è impiegabile:

- Come protezione di interfaccia degli utenti allacciati alla rete di distribuzione MT in accordo alle prescrizioni delle Norme CEI 0-16 e CEI 11-20. Esso comprende in un'unica apparecchiatura tutte le protezioni che ogni utente autoproduttore deve installare per interrompere il funzionamento in parallelo alla rete di distribuzione pubblica in occasione di guasti o di funzionamenti anomali di quest'ultima. In tal modo viene impedito che, per mancanza di alimentazione dalla rete di distribuzione, l'autoproduttore continui ad alimentare la rete stessa con valori di tensione e frequenza non consentiti, che in caso di guasto sulla rete di distribuzione l'autoproduttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso e che in caso di richiusure automatiche o manuali di interruttori del Distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete di distribuzione;
- Nella protezione di generatori e motori;
- Come controllo voltmetrico nei sistemi di distacco, trasferimento automatico di alimentazione o rialimentazione automatica dei carichi;
- Ad integrazione delle funzioni di minima e massima tensione (27, 59), di massima tensione residua (59N), di minima e massima frequenza (81<, 81>), sono presenti le funzioni di presenza e mancanza tensione (59T, 27T), derivata di frequenza (81R), salto di fase (DPHI) e mancata apertura interruttore (BF).

Le modalita di taratura, programmazione e lettura delle misure e delle registrazioni sono attuabili attraverso
Personal Computer con supporto Software fornito a corredo oppure attraverso seriale di comunicazione ModBus RS485; tutte le operazioni sopra indicate sono possibili mediante tastiera frontale.
Le caratteristiche circuitali piu significative sono:

- Assenza di qualsiasi dispositivo di taratura di tipo meccanico tradizionale, in quanto tutti i coefficienti di taratura sono conservati nella memoria non volatile;
- Circuiti d'entrata e d'uscita isolati galvanicamente (compresi i circuiti di comunicazione e d'entrata digitale);
- Misura dei segnali d'entrata mediante campionamento e conversione con 32 campioni per periodo (periodo di campionamento di 625 µs alla frequenza nominale di 50 Hz o 521 µs alla frequenza nominale di 60 Hz);
- Campionamento dello stato degli ingressi digitali ad ogni ciclo di elaborazione (1...2 ms);
- Filtraggio ottimale dei segnali d'entrata mediante l'utilizzo congiunto di filtri analogici e digitali;
- Contatti finali d'uscita di tipo elettromeccanico tradizionale;
- Alimentazione ausiliaria realizzata mediante un circuito stabilizzatore a commutazione, avente un campo d'impiego particolarmente ampio e una dissipazione di potenza molto ridotta;
- Uno oppure tre ingressi voltmetrici di fase con le seguenti caratteristiche:
  - Tensione nominale di fase Un di 100 V oppure 400 V;
  - Frequenza nominale 50 o 60 Hz;
- Un ingresso voltmetrico di tensione residua con le seguenti caratteristiche:
  - Tensione nominale Uen di 100 V;
  - Frequenza nominale 50 o 60 Hz.

Le caratteristiche di funzionamento piu significative sono:

- Le operazioni di modifica delle caratteristiche non interrompono il normale funzionamento del rele;
- Impossibilita di programmare valori dei parametri inaccettabili, grazie alla limitazione automatica d'inizio e fondo scala dei rispettivi campi di taratura;
- Nel campo fn ± 12%fn (44...56 Hz con fN =50 Hz, 53...67 Hz con fN =60 Hz), un algoritmo di inseguimento di frequenza provvede a variare la frequenza di campionamento in modo da mantenere costante il numero di campioni in un periodo; cio garantisce la precisione delle misure anche in presenza di variazioni di frequenza. Per valori di frequenza esterni al campo nominale di impiego (30...70Hz, 40...80 Hz), tutte le funzioni di protezione sono disabilitate.

Tutte le funzioni di protezione sono disabilitate quando viene attivato l'ingresso logico DIGIN1 programmato
per la funzione "Blocking"; tale funzione puo essere utilmente impiegata, ad esempio nel caso di generatore, in condizioni di avviamento oppure fermata del medesimo.
I trasformatori di tensione per protezioni di massima/minima tensione o frequenza, collegati fra le fasi, devono avere una classe di precisione 3P, fattore di tensione 1,3 per 30 s ed una prestazione nominale di almeno 5 VA.
I trasformatori di tensione per la protezione di massima tensione omopolare sono costituiti da una terna di TV collegati fase-terra con le seguenti caratteristiche:

- classe 0,5, 3P;
- fattore di tensione 1,9 per 30 s;
- prestazione nominale 50 VA, e potenza termica adeguata ad alimentare un'opportuna resistenza di smorzamento antiferrorisonanza fornita dal costruttore di TV di opportuno valore (tipicamente ≥100 Ohm) sul triangolo aperto;
- valore di induzione di lavoro non superiore a 0,7 T;
- rapporto di trasformazione tale da produrre una tensione secondaria sul circuito del triangolo aperto pari a 100 V in caso di guasto monofase franco a terra sulla rete MT.

11.8 Trasformatori di potenza MT-BT

Per l'elevazione della tensione di esercizio sul livello BT, ovvero in uscita dagli inverter, al livello MT per il successivo collegamento alla rete del Distributore, gestita alla tensione nominale di 20kV, saranno installati due trasformatori di potenza trifase, isolati in resina epossidica tipo TTARES, aventi le seguenti caratteristiche:

Caratteristiche elettriche

- Potenza nominale in servizio continuo (KVA)	800 - 1.600
- Frequenza (Hz)	50
- Tensione nominale primaria (V)	20.000 ± 2x2,5%
- Tensione secondaria a vuoto (V)	400 + N
- Collegamento primario	Triangolo
- Collegamento secondario	Stella + N
- Gruppo vettoriale	DYN 11

- Tensione di riferimento A.T. (kV)	24
- Tensione di riferimento B.T. (kV)	1,1 – 3
- Installazione	Interno
- Raffreddamento	Naturale
- Tipo di protezione	IP 30
- Classe di isolamento (kV)	24

Classe termica e isolamenti

- Avvolgimenti primari	F
- Avvolgimenti secondari	F
- Sovratemperatura nucleo (°C)	100
- Sovratemperatura avv. A.T.-B.T. (°C)	100
- Classi ambientali	E1, C1, F1
- Rumorosità	67 dB (A)
- Scariche parziali	< 20

Garanzie

- Perdite a vuoto (W)	2.100
- Perdite a carico a 75 °C / 120 °C (W)	11.600 / 13.000
- Tensione di cto-cto a 75 °C (%)	6
- Corrente a vuoto (%)	0,7

Dimensioni di ingombro e peso (di massima)

- Lunghezza (mm)	1.850
- Larghezza (mm)	1.040
- Altezza (mm)	2.230
- Interasse ruote (mm)	850 ± 50
- Peso totale (Kg)	3.900

I trasformatori saranno equipaggiati con isolatori portanti A.T., piastre di attacco B.T., morsettiera variazione rapporto, targa caratteristiche, golfari di sollevamento, carrello con ruote orientabili, attacchi per traino, morsetti di terra, centralina elettronica con contatti allarme e sgancio, N°1 terna di sonde PT100 per colonna B.T. cablata in cassetta di centralizzazione con grado di protezione IP55.
Il collegamento tra il singolo trasformatore e il relativo quadro QBT, sarà realizzato con l'impiego di un sistema di blindo sbarra a doppia barratura (sui conduttori di fase) con conduttori in rame elettrolitico, portata nominale a 40°C pari a 4.000 - 3.200A, posti entro involucro realizzato con profilati in acciaio zincato a caldo, isolamento in materiale plastico non igroscopico, il tutto completo di accessori quali attacco lato trasformatore, attacco quadro, elementi per variazione di percorso e dispositivi di fissaggio, da costruire in fabbrica.

11.9 Gruppo di misura dell'energia elettrica

Il gruppo di misura dell'energia elettrica prodotta e prelevata da impiegare nell'impianto in oggetto è un misuratore della "LANDIS&GYR" modello "ZMD 405 CR 44 2407" completo di cabinet con modem, morsettiera di prova e alimentatore (Sigla del gruppo di misura GME DH 1113/13 GSM), da installare a parete nel locale misure ricavato nella cabina di ricezione posta in prossimità della cabina CB1.
I GME stipo DH 1113/13, sono complessi di misura a 2 sistemi destinati all'installazione presso utenti multiorari MT e AT. Essi contengono il contatore statico (conforme alla tabella ENEL DH1112 – Ed. V) e le apparecchiature necessarie alla lettura, al collegamento per la verifica e all'emissione dei segnali per l'Utente attivo.
I GME sono costituiti dai seguenti elementi:
1. Contatore statico trifase di energia attiva e reattiva a tre sistemi di misura;
2. Alimentatore per modem di telelettura;
3. Scheda relè per l'emissione di segnali verso l'utente;
4. Morsettiera di collegamento delle cavetterie secondarie dei riduttori di misura e dei circuiti ausiliari;
5. Morsettiera di verifica;
6. Contenitore;
7. Connessioni.

Il GME ha la funzione di supporto per le apparecchiature di misura e di telelettura, e consente una agevole verifica del misuratore tramite l'apposita morsettiera. Nei GME puo inoltre essere inoltre inserito il modem di telelettura, alimentato dalla scheda citata al punto 2.
La scheda emissione segnali (ES) consente l'emissione di impulsi di energia e dello stato di tariffa verso l'utente. Un'apposita finestra sul frontale del GME consente la lettura del contatore senza apertura dello sportello anteriore, su cui viene apposto il sigillo antieffrazione. Lo scorrimento del display del contatore viene effettuato senza pressione di tasti, tramite segnale luminoso che attiva il ricevitore previsto nel contatore stesso.
Il contenitore e costruito in modo da proteggere le parti attive, nelle ordinarie condizioni di impiego, ed assicurare un grado di protezione IP40 contro la penetrazione di corpi solidi estranei.
Per i GME, ai fini installativi, vale la classificazione indicata nella tab.ENEL DH 1111:
Il contatore statico, l'alimentatore, la scheda ES ed il modem sono allocati nella parte superiore del contenitore. Tutti questi elementi sono facilmente rimovibili senza scollegare il contatore.
La morsettiera di verifica e quella per i collegamenti delle cavetterie accessorie sono allocate nella parte inferiore del contenitore.

11.10 Impianto di messa a terra

L'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le parti metalliche così come all'articolo 7 comma c.
L'impianto dovrà essere realizzato con i seguenti elementi:

a) dispersori naturali, costituiti dai ferri d'armatura dei plinti di fondazione delle strutture per serra, aventi caratteristiche meccaniche e dimensionali valide per l'utilizzo come dispersore. Ai ferri d'armatura sarà saldata una bandella in acciaio zincato a caldo per il collegamento del dispersore orizzontale;

b) dispersori di fatto; i dispersori di fatto saranno realizzati con treccia di rame nudo, sezione pari a 35mmq, interrata direttamente al suolo ad una profondità di 50cm dal piano di calpestio. In prossimità delle cabine di trasformazione sarà realizzato un anello intorno al basamento della cabina stessa, così come indicato nei disegni planimetrici allegati ai documenti di progetto. La treccia sarà integrata con dispersori verticali in acciaio zincato, sezione a croce 50x50mm, spessore 5mm, lunghezza 1,50m, posti sul perimetro della cabina stessa;

c) conduttore di terra, non in intimo contatto con il terreno, che collega il collettore principale di terra ai dispersori, costituito da conduttore in rame isolato in PVC di sezione pari a 50mmq installato entro tubo di materiale isolante di diametro 32 mm;

d) conduttore di protezione, uno per ogni circuito, in rame isolato in PVC e di sezione come da tabella 54F (articolo 11.4.5), che collega le masse di tutti gli apparecchi utilizzatori di classe I e il polo di terra di tutte le prese a spina, ai collettori di terra;

e) all'interno delle cabine di trasformazione, saranno predisposti per ogni vano interno, dei collettori di terra da realizzare con bandella di rame di sezione non inferiore a 50mmq, fissati a parete per mezzo di isolatori. Ai collettori di terra andranno collegati, per mezzo di conduttori di terra e di protezione opportunamente dimensionati, gli schermi metallici dei cavi di media tensione, il centro stella del trasformatore lato secondario, le carcasse metalliche dei quadri di bassa e media tensione e del trasformatore nonchè tutte le masse metalliche ed estranee presenti all'interno delle cabine stesse. I collettori di terra possono essere utilizzati come punto di sezionamento per le prove e misure previste dalle vigenti normative in materia; pertanto, tutti i conduttori di terra e di protezione, dovranno essere collegati al collettore per mezzo di capicorda in ottone stagnato e bulloni in acciaio inox. Tutti i conduttori di terra e di protezione dovranno essere dotati, in prossimità del collettore, di targhetta con scritte indelebili, indicanti la provenienza e la funzione del conduttore stesso;

f) conduttori equipotenziali, per il collegamento di tutte le masse estranee all'impianto di terra, costituiti da conduttori in rame isolati in PVC di sezione non inferiore a 6 mmq (Art. 7 comma e).

Art. 12
Verifica iniziale degli impianti

12.1 Collaudo definitivo degli impianti

Il collaudo definitivo dovrà eseguirsi entro e non oltre trenta giorni dalla data di ultimazione dei lavori, data entro la quale dovrà essere anche compilata e inviata la dichiarazione di conformità.
Il collaudo definitivo dovrà accertare che gli impianti ed i lavori, per quanto riguarda i materiali impiegati, l'esecuzione e la funzionalità, siano in tutto corrispondenti a quanto precisato nel progetto definitivo, tenuto conto di eventuali modifiche concordate in corso d'opera.
Ad impianto ultimato si dovrà provvedere alle seguenti verifiche di collaudo:

- rispondenza alle disposizioni di legge;
- rispondenza a prescrizioni particolari indicate nel presente progetto definitivo;
- rispondenza alle Norme CEI relative al tipo di impianto, come di seguito descritto.

In particolare, nel collaudo definitivo si dovrà controllare:

- lo stato di isolamento dei circuiti;
- la continuità elettrica dei circuiti;
- il grado di isolamento e le sezioni dei conduttori;
- l'efficienza dei comandi e delle protezioni nelle condizioni di massimo carico previsto;
- l'efficienza delle protezioni contro i contatti indiretti.

Il collaudo definitivo ha lo scopo di consentire, in caso di esito favorevole, l'inizio del funzionamento degli impianti all'uso a cui sono destinati.

12.2 Esame a vista

Deve essere eseguita una ispezione visiva per accertarsi che gli impianti siano realizzati nel rispetto delle prescrizioni delle Norme particolari riferite a quel tipo di impianto. Detto controllo deve accertare che i materiali costituenti l'impianto, siano conformi alle relative Norme, siano scelti ed installati in modo conforme alle prescrizioni normative, non presenti danni visibili che possano compromettere la sicurezza.
Tra i controlli a vista devono essere effettuati quelli relativi a:

- sistemi di protezione, distanze di isolamento e altre misure di precauzione contro i contatti diretti ed indiretti;
- scelta della sezione dei conduttori per quanto concerne la portata a regime e in caso di sovraccarico e/o cortocircuito e caduta di tensione, e delle tarature dei dispositivi di protezione;
- presenza di adeguati dispositivi di sezionamento, comando ed interruzione, identificazione dei conduttori di neutro e di protezione, identificazione dei circuiti;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità a tutte le parti di impianto per manutenzione;
- presenza dei contrassegni di omologazione sui materiali;
- rispetto delle distanze e del tipo di impianto previsto per i vari ambienti particolari presenti nello stabilimento.

E` inoltre opportuno che questi esami siano effettuati anche durante l'esecuzione dei lavori.

12.3 Misura della resistenza di isolamento

Si deve eseguire con l'impiego di un ohmetro la cui tensione continua sia di 500V, tra i conduttori attivi collegati tra loro e il circuito di terra e tra ogni coppia di conduttori. Durante la misura gli apparecchi utilizzatori fissi e a spina devono essere disinseriti; la misura è relativa ad ogni circuito intendendosi per tale la parte di impianto elettrico protetto dallo stesso dispositivo di protezione. I valori minimi di isolamento ammessi sono dell'ordine dei 500 Mohm. Tale prova dovrà essere eseguita anche in corso d'opera.

12.4 Verifica delle protezioni contro i cortocircuiti e sovraccarichi

Si deve controllare che il potere di interruzione degli apparecchi di protezione contro i cortocircuiti sia adeguato alle condizioni dell'impianto e della sua alimentazione.
Si deve inoltre controllare che la taratura degli apparecchi di protezione contro i sovraccarichi sia correlata alla portata dei conduttori protetti dagli stessi in funzione di quanto prescritto nel presente progetto.

12.5 Verifica della protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione

La verifica dell'efficacia delle misure di protezione contro i contatti indiretti mediante interruzione automatica dell'alimentazione dovrà essere effettuata mediante esame a vista e prove di funzionamento su tutti gli interruttori differenziali installati nell'impianto. Queste ultime dovranno essere eseguite con l'impiego di opportuno strumento omologato per la misura dei tempi e della corrente di intervento, preceduta da una prova sul relativo tasto (TEST).

12.6 Verifica delle protezioni contro i contatti indiretti

Devono essere eseguite le verifiche dell'impianto di terra descritte dalle Norme CEI 64-8/6 e CEI 11-1.
Le verifiche da effettuarsi sono:

- Esame a vista dei conduttori di terra, di protezione ed equipotenziali, controllando le sezioni, i materiali usati e le modalità di posa degli stessi, nonché lo stato di conservazione sia dei conduttori che delle giunzioni. Si deve inoltre controllare che i conduttori di protezione assicurino il collegamento tra il nodo equipotenziale e i morsetti di terra delle prese a spina e/o con le masse degli apparecchi fissi;

- Misura del valore di resistenza di terra dell'impianto, utilizzando un apposito strumento di misura omologato (ad es. con il marchio IMQ). Il metodo di misura da impiegare sarà quello della misura dell'impedenza dell'anello di guasto (Loop Test) in quanto la norma prescrive che il valore di resistenza di terra da prendere in considerazione sia quello riferito all'impianto nelle ordinarie condizioni di esercizio, compresi quindi i collegamenti equipotenziali;

- Verifica del coordinamento del valore di resistenza di terra con il valore della corrente di intervento a 5 secondi del dispositivo di protezione posto a monte dell'impianto (Id=30mA);

- Verifica della continuità dei collegamenti equipotenziali principali e supplementari nonché tra i collegamenti equipotenziali ed il nodo equipotenziale.

12.7 Verifica tecnico-funzionale sul generatore fotovoltaico

Al termine dei lavori sovranno essere effettuate 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;

Dovrano inoltre essere verificate le due seguenti condizioni:

a) $\mathbf{P_{cc} > 0{,}85 * P_{nom} * I / I_{STC}}$**;**

in cui:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del ± 2%;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/m²] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del ± 3%;
- I_{STC}, pari a 1000 W/m², è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

Tale condizione deve essere verificata per I > 600 W/m².

b) $\mathbf{P_{ca} > 0{,}9 * P_{cc}}$**.**

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/m².

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

a') $P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0{,}08) * P_{nom} * I / I_{STC}$

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:

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

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

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

in cui:

- γ: Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a 0,4÷0,5 %/°C);
- NOCT: Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a 40÷50°C, ma può arrivare a 60 °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.