

REGIONE SARDEGNA

COMUNE DI SASSARI (SS)

Oggetto:

Progetto Integrato Agricolo-Energia-Ambiente denominato **Agro-voltaico Macciadosa** di riqualificazione di un'area agricola in c.da Macciadosa nel comune di Sassari consistente nella coltivazione dell'intera area agricola attraverso le più moderne tecnologie tipiche della cosiddetta Industria (Agricoltura) 5.0 e nella installazione di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva di 80,88 MWp (lato DC) con struttura ad inseguimento monoassiale da connettere in alta tensione (AT) alla RTN.



Nome Documento:

RELAZIONE CALCOLO ELETTRICO

Proponente:

PACIFICO

PACIFICO CRISTALLO S.R.L.

piazza Walther von der Vogelweide, 8 -
39100 - Bolzano (BZ) P.IVA: 03087880211

Progettista:



Dot. Ing. Pietro ZARBO

Ordine degli Ingegneri di Agrigento n. 1341

Nome Elettronico Documento (file): A.1.4.i Relazione calcolo elettrico

| REV. | DATA | DESCRIZIONE | REDATTO | VERIFICATO | AUTORIZZATO |
|------|------------|-------------|---------------|---------------|---------------------------|
| 00 | 30/07/2021 | 1 Emissione | Ing. P. ZARBO | Ing. P. Zarbo | Pacifico Cristallo s.r.l. |

Sommario

| | |
|---|-----------|
| 1. Scopo Del Documento..... | 4 |
| 2. Valenza Dell'iniziativa | 6 |
| 3. Descrizione Del Sito | 7 |
| 4. Normativa E Leggi Di Riferimento..... | 8 |
| 5. Terminologia Impiegata nel Progetto..... | 11 |
| 6. I Moduli Fotovoltaici | 13 |
| 6.1. <i>Caratteristica elettrica della cella fotovoltaica</i> | <i>13</i> |
| 7. Specifica Tecnica Dei Moduli Fotovoltaici | 16 |
| 7.1. <i>Documenti e normativa di riferimento.....</i> | <i>17</i> |
| 7.2. <i>Definizioni</i> | <i>18</i> |
| 7.3. <i>Caratterizzazione dei moduli.....</i> | <i>19</i> |
| 7.4. <i>Lottizzazione della fornitura.....</i> | <i>21</i> |
| 7.5. <i>Fabbricazione prove e collaudi.....</i> | <i>21</i> |
| 7.6. <i>Prestazioni garantite.....</i> | <i>26</i> |
| 7.7. <i>Responsabilità e interfacce verso le parti di impianto.....</i> | <i>26</i> |
| 7.8. <i>Non conformità</i> | <i>26</i> |
| 7.9. <i>Documentazione richiesta</i> | <i>26</i> |
| 7.10. <i>Imballaggio trasporto magazzinaggio</i> | <i>26</i> |
| 8. Formazione Delle Stringe | 27 |
| 9. Quadri parallelo ed inverter | 29 |
| 9.1. <i>Inverter</i> | <i>29</i> |
| 10. Suddivisione impianto lato ac..... | 36 |
| 10.1. <i>Bassa tensione.....</i> | <i>36</i> |
| 10.2. <i>Trasformatore bt/mt.....</i> | <i>36</i> |
| 10.3. <i>Media tensione.....</i> | <i>37</i> |
| 10.4. <i>Alta tensione</i> | <i>37</i> |
| 11. Organizzazione Del Campo Fotovoltaico..... | 38 |
| 12. Dimensionamento del sistema..... | 42 |
| 12.1. <i>Dimensionamento</i> | <i>42</i> |

| | |
|--|-----------|
| 13. Sistema Di Distribuzione Dell'energia Prodotta..... | 43 |
| 13.1. <i>Tipi di cavi</i> | <i>43</i> |
| 13.2. <i>Caduta di tensione e portata dei cavi</i> | <i>44</i> |
| 13.3. <i>Calcolo cavi.....</i> | <i>45</i> |
| 14. Dettaglio Cavi | 47 |
| 14.1. <i>CAVI BT (lato DC)</i> | <i>47</i> |
| 14.2. <i>Cavi BT (lato AC)</i> | <i>49</i> |
| 14.3. <i>Cavi MT.....</i> | <i>50</i> |
| 14.4. <i>Elettrodotto di collegamento Impianto-Stazione utenza</i> | <i>51</i> |
| 14.5. <i>Cavi AT.....</i> | <i>52</i> |
| 15. Supervisione e controllo | 53 |
| 15.1. <i>Generalità.....</i> | <i>53</i> |
| 15.2. <i>Descrizione.....</i> | <i>53</i> |
| 15.3. <i>Misure analogiche in campo ed in cabina elettrica.....</i> | <i>54</i> |
| 15.4. <i>Data logger di "back up"</i> | <i>55</i> |
| 15.5. <i>Sistema di trasmissione dati.....</i> | <i>55</i> |
| 16. Sistemi Ausiliari | 56 |
| 16.1. <i>Illuminazione</i> | <i>56</i> |
| 16.2. <i>Videosorveglianza</i> | <i>56</i> |
| 16.3. <i>Antintrusione.....</i> | <i>56</i> |
| 16.4. <i>Alimentazione tracker</i> | <i>57</i> |

1. Scopo Del Documento

Il documento ha lo scopo di fornire una descrizione generale del progetto dell'impianto di generazione elettrica da fonte rinnovabile solare, attraverso la conversione fotovoltaica, di potenza nominale **81 MWp** denominato **Agri-Voltaico Macciadosa** da realizzarsi nel comune di Sassari e relative opere di connessione secondo soluzione STMG Terna SpA numero pratica Codice pratica **202002679**.

L'impianto funzionerà in parallelo alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, cedendo l'energia elettrica prodotta alla rete.

Data l'alta specificità e molteplicità degli aspetti complementari alla realizzazione dell'opera, quali accessori di montaggio, particolarità costruttive della struttura, ecc. si precisa che nella fornitura si comprendono tutti i componenti e le opere necessarie alla buona riuscita dell'impianto previsto anche se non espressamente menzionati negli elaborati.

L'impianto sarà realizzato a perfetta regola d'arte conformemente alle vigenti normative nonché alle leggi alle quali si farà riferimento per ogni eventuale contestazione tecnica e in sede di collaudo finale. Gli impianti e le apparecchiature saranno ulteriormente conformi alle prescrizioni degli Enti (TERNA, ecc.) competenti per territorio ed ai quali ci si è rivolti direttamente per assumere tutti quei dati tecnici necessari per la corretta conduzione dei lavori.

Le individuazioni delle forniture e relative componenti identificate quali tipologie particolari, sono da intendersi puramente indicative in quanto saranno ammissibili soluzioni alternative purché equivalenti o migliorative, sia sull'aspetto tecnico che ambientale, di quanto già previsto. In ogni caso i materiali e le apparecchiature previste saranno scelti tra le primarie ditte costruttrici e comunque contraddistinti da marchio CE.

Nel seguito sono raccolte le linee guida generali della progettazione ed in particolare i dati di progetto originali. Si ritiene opportuno evidenziare come l'opera, rientrando negli "impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili", è di pubblica utilità ed indifferibile ed urgente, ai sensi dell'art. 12 del D. Lgs. 387/2003.

2. Valenza Dell'iniziativa

In generale l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- ✓ la produzione d'energia elettrica senza emissione di alcuna sostanza inquinante;
- ✓ il risparmio di combustibile fossile;
- ✓ nessun inquinamento acustico;
- ✓ disponibilità dell'energia anche in località disagiate e lontane dalle grandi dorsali elettriche;
- ✓ riqualificazione dell'attuale Azienda Agricola attraverso una più moderna gestione.

3. Descrizione Del Sito

La superficie complessiva a disposizione del proponente è di **152 ettari circa**.

L'area di intervento è **accessibile direttamente** tramite strada provinciale **SP 18**.

Nella "Relazione Producibilità" facente parte della documentazione di progetto sono specificati i dati climatici e di irraggiamento e la produzione attesa.

4. Normativa E Leggi Di Riferimento

L'impianto è dimensionato per immettere energia nella rete AT da 150 kV dell'ente gestore Terna s.p.a.

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

- ✓ 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: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di 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: 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;

- ✓ CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- ✓ CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- ✓ CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- ✓ CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- ✓ CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- ✓ CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✓ CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;
- ✓ 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;
- ✓ IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- ✓ DPR 547/55 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- ✓ D. Lgs. 81/08 Sicurezza nei luoghi di lavoro;
- ✓ Legge 46/90 e ss.mm.ii. Norme per la sicurezza degli impianti;
- ✓ DPR 447/91 Regolamento di attuazione della legge 5 marzo 1990 in materia di sicurezza degli impianti;
- ✓ ENEL DK 5600 Criteri di allacciamento di clienti alla rete MT di Enel Distribuzione;
- ✓ ENEL DK 5740 Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di Enel Distribuzione;
- ✓ CEI 82-25 Guida alla progettazione degli impianti fotovoltaici;
- ✓ CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica" che effettuerà il monitoraggio della rete.

Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra elencate, i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica. I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme, prescrizioni e deliberazioni in materia, purché vigenti al momento della pubblicazione della presente specifica, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, **si applicheranno le norme più recenti.**

5. Terminologia Impiegata nel Progetto

- a) **Modulo**: insieme definito di celle in serie (generalmente si utilizzano moduli uguali tra loro);
- b) **Pannello**: insieme di moduli montati su una stessa struttura di sostegno;
- c) **Stringa**: insieme di pannelli collegati in parallelo;
- d) **Sottocampo FV**: insieme di stringhe connesse in parallelo, appartenenti ad un unico settore del
campo FV, identificato da un inverter proprio (in presenza di un unico inverter non esistono sottocampi, ma un unico campo fotovoltaico);
- e) **QSC**: quadro dove avvengono il parallelo delle stringhe;
- f) **QPS**: quadro dove avviene il parallelo dei QSC;
- g) **Campo FV**: insieme dei sottocampi FV.
- h) **Impianto o sistema fotovoltaico** è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, uno o più convertitori della corrente continua in corrente alternata e altri componenti minori;
- i) **potenza nominale** (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite alla lettera d);
- j) **energia elettrica prodotta** da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- k) **condizioni nominali** sono le condizioni di temperatura e di irraggiamento solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli fotovoltaici, come definite nelle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;

- l) **punto di connessione** e' il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica.

6. I Moduli Fotovoltaici

Si definisce modulo fotovoltaico l'insieme di un numero di celle collegate tra di loro e facente parte di un'unica struttura di contenimento.

Dunque, la cella rappresenta la base di un sistema fotovoltaico. La superficie di una cella è pari a circa 100 cm² sono anche celle di dimensioni maggiori. Può essere realizzata in diverse forme, ma solitamente è di forma quadrata, anche se sono diversi i materiali di cui può essere costituita, ben l'80% delle celle attualmente disponibili sul mercato sono realizzate in silicio mono o policristallino, l'altro 20% è coperto principalmente dalla tecnologia amorfa.

Le celle costituite da sottili cristalli di silicio sono molto fragili e dunque poco resistenti a sforzi meccanici o deformazioni, per cui sono posate su dei supporti rigidi per poi essere assemblate una accanto all'altra con i relativi collegamenti elettrici in modo da formare un modulo fotovoltaico.

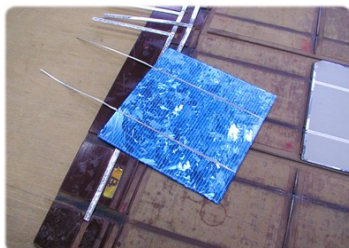


Figura 1: Cella fotovoltaica

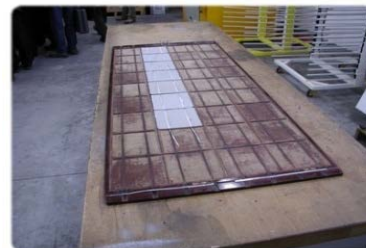


Figura 2: Struttura di protezione dei moduli fotovoltaici

6.1. *Caratteristica elettrica della cella fotovoltaica*

Nella figura sottostante è rappresentata la caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica di silicio cristallino in cui si può notare l'andamento della tensione corrente della cella. Osservando questo diagramma possiamo fare alcune considerazioni. L'area compresa tra l'ascissa e l'ordinata di un punto della curva e gli assi cartesiani rappresenta la potenza erogata in corrispondenza di quei valori di corrente e tensione. In corrispondenza del punto della caratteristica di

ordinata I_M e ascissa V_M , ossia in corrispondenza del ginocchio della curva, si ha la massima potenza ottenibile. In tale punto si hanno le condizioni di lavoro ottimale. Il rapporto tra il prodotto I_M e V_M , e il prodotto tra la corrente di corto circuito I_{sc} e la tensione a vuoto V_{oc} , è chiamato **fill factor** o fattore di riempimento della cella.

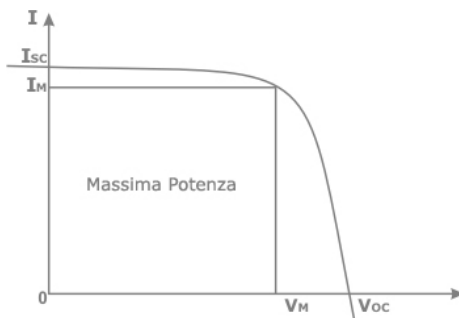


Figura 4: Punto MPPT

Il fill factor dà un'indicazione sulle prestazioni della cella. Nelle celle al silicio cristallino il fill factor assume valori generalmente intorno a 0,75-0,80. Come si può notare dal diagramma la corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente di massima potenza per cui non è necessario utilizzare un dispositivo elettromeccanico della corrente. Nel diagramma sottostante è rappresentata la caratteristica di una cella fotovoltaica in corrispondenza di valori diversi della radiazione solare che investe la cella. Come si può vedere al variare dell'irraggiamento incidente sulla cella la tensione varia di poco mentre la corrente varia in maniera proporzionale alla radiazione.

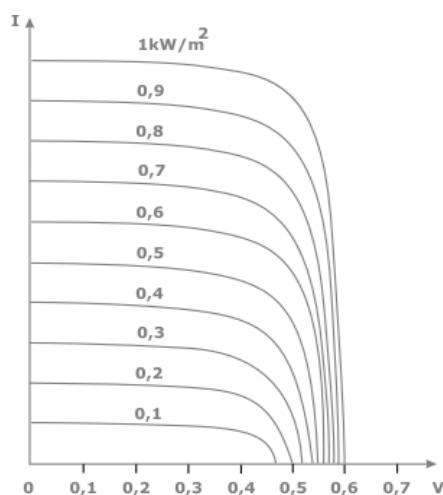


Figura 5: Grafico I/V in base all'irradiazione

Anche per bassi valori della radiazione solare la tensione a vuoto assume valori molto vicini a quelli di tensione massima per cui per evitare la presenza di tensione ai morsetti di un generatore fotovoltaico bisogna oscurarne totalmente la superficie captante.

Analizzando la figura che segue si può notare che le prestazioni di una cella sono influenzate anche dalla temperatura della cella.

Si evince infatti che all'aumentare della temperatura si ottiene una diminuzione della tensione a vuoto V_{OC} in ragione di circa $2,3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ e, un aumento della corrente di corto circuito I_{SC} pari allo $0,2\%$. Queste variazioni possono essere prese come riferimento nell'intervallo di temperatura $0-60^{\circ}\text{C}$.

Tenendo conto delle due influenze opposte che hanno l'irraggiamento e la temperatura sulle prestazioni di una cella possiamo concludere che la combinazione dei due fenomeni comporta una diminuzione della potenza massima del $6 - 7\%$ per ogni aumento di 10° della temperatura delle celle.

Per cui mentre la temperatura influenza la tensione l'irraggiamento determina la corrente del dispositivo fotovoltaico.

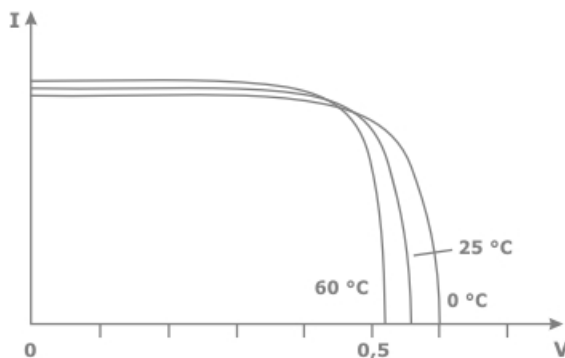


Figura 6: Grafico I/V in base alla temperatura

7. Specifica Tecnica Dei Moduli Fotovoltaici

La presente sezione è finalizzata alla selezione ed al collaudo dei moduli fotovoltaici in silicio cristallino per l'impianto fotovoltaico in oggetto.

Tutte le prescrizioni contenute nella presente specifica e nelle norme di riferimento dovranno essere rispettate e documentate.

7.1. Documenti e normativa di riferimento

| | | | |
|----------|-----------------------|------|---|
| EN (CEI) | 60891 (82-5) | 1998 | Caratteristica I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura ed irraggiamento |
| EN (CEI) | 60904 – 1-(82 – 1) | 1995 | Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione corrente |
| EN (CEI) | 60904 – 2 -(82 – 2) | 1996 | Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: prescrizioni per le celle fotovoltaiche di riferimento |
| EN (CEI) | 60904 – 3 (82-3) | 1996 | Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento |
| EN (CEI) | 60904 – 5 - (82 – 10) | 1999 | Dispositivi fotovoltaici – Parte 5: determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici attraverso il metodo della tensione a circuito aperto |
| EN (CEI) | 61215 (82 – 8) | 1998 | Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto ed omologazione di tipo |
| EN (CEI) | 61227 (82 – 17) | 1999 | Sistemi fotovoltaici di uso terrestre per la generazione di energia elettrica. Generalità e guida |

7.2. Definizioni

| | |
|---|--|
| <u>Cella rotta:</u> | Cella divisa in più parti di cui almeno due presenti all'interno del modulo; |
| <u>Cella sbeccata:</u> qualunque grande; | Cella mancante di una parte |
| <u>Potenza di picco (kWp):</u> | Potenza erogata al punto della caratteristica corrente-tensione dove il prodotto di corrente e di tensione ha il valore numerico massimo rispetto a quello degli altri punti di funzionamento; |
| <u>STC:</u> | Condizioni standard di prova: irraggiamento di 1000 W/m ² , AM 1,5 con distribuzione dello spettro solare di riferimento e temperatura di cella di 25° C. + 2°C; |
| <u>NOCT:</u> | Temperatura nominale di funzionamento, misurata a 800 W/m ² , 1 m/sec di velocità del vento e a temperatura ambiente di 20°C; |
| <u>Potenza totale di un lotto:</u> | Somma delle potenze, misurate in laboratorio, con simulatore solare di classe "A", di ciascun modulo costituente il lotto, nelle condizioni standard STC; |
| <u>Potenza media di un modulo:</u> | E' il valore della potenza totale del lotto diviso il numero dei moduli costituenti il lotto stesso; |
| <u>Lotto:</u> | Un insieme omogeneo di moduli aventi le stesse caratteristiche meccaniche ed elettriche; |
| <u>Modulo fotovoltaico:</u> | Il più piccolo assieme di celle fotovoltaiche elettricamente interconnesse e protette, mediante idoneo involucro, dagli agenti atmosferici. La protezione ambientale è ottenuta con ricoprimenti in vetro e plastica o con doppio vetro; |

| | |
|--|---|
| <u>LQA (Livello di Qualità Accettabile):</u> | Il valore percentuale di moduli non conformi, durante il collaudo di accettazione, oltre il quale il lotto viene scartato; |
| <u>Collaudo per attributi:</u> | Consiste nel classificare conforme o non conforme all'elenco dei tipi di difetto i moduli sottoposti al collaudo; |
| <u>Piano di campionamento semplice:</u> | Livello di collaudo dei moduli da collaudare in base ai criteri espressi nell'elenco dei tipi di difetti; |
| <u>Livello di collaudo:</u> | Relazione tra la numerosità del lotto e quella del campione; |
| <u>Collaudo ordinario:</u> | Indica la procedura di collaudo normale; si differenzia dal collaudo ridotto e collaudo speciale. |
| <u>Delaminazione:</u> | Distacco dell'EVA dal vetro. |
| <u>Non conformità:</u> | Scostamento riscontrato nelle attività esecutive o nelle caratteristiche di una fornitura (d'impianto) o di parte di essa (parte di impianto), rispetto a prescrizioni specificate o carenze nella documentazione, tale da renderne inaccettabile o indeterminate la qualità. |

7.3. Caratterizzazione dei moduli

I moduli fotovoltaici scelti per il progetto Agri-Voltaico **Macciadosa** sono:

- ✓ Marca: **Trina solar**
- ✓ Modello: **Monocristallino Vertex TSM-DE20 da 670 Wp**
- ✓ Caratteristiche:

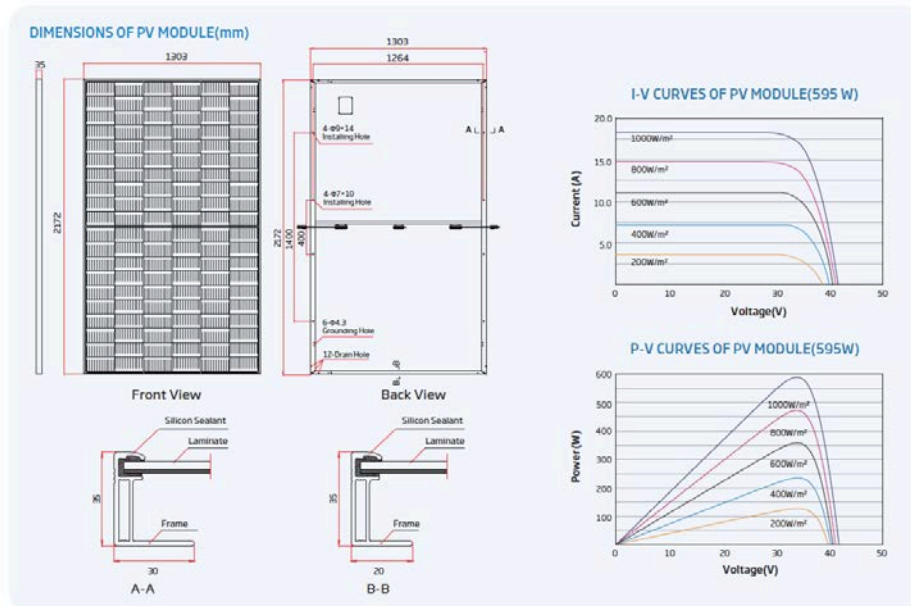
ELECTRICAL DATA (STC)

| | | | | | | | | |
|--------------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)* | 635 | 640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670 |
| Power Tolerance- P_{MAX} (W) | 0 ~ +5 | | | | | | | |
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 36.8 | 37.0 | 37.2 | 37.4 | 37.6 | 37.8 | 38.0 | 38.2 |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 17.26 | 17.30 | 17.35 | 17.39 | 17.43 | 17.47 | 17.51 | 17.55 |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 44.7 | 44.9 | 45.1 | 45.3 | 45.5 | 45.7 | 45.9 | 46.1 |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 18.30 | 18.34 | 18.39 | 18.44 | 18.48 | 18.53 | 18.57 | 18.62 |
| Module Efficiency η_m (%) | 20.4 | 20.6 | 20.8 | 20.9 | 21.1 | 21.2 | 21.4 | 21.6 |

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Nota: I dati di targa sopra citati dovranno essere riportati a STC. Inoltre altre suddivisioni dovranno essere riportate sul modulo stesso oltre che sulla cassa contenente i moduli per la spedizione.

Con le seguenti caratteristiche fisiche:



Questo tipo di modulo permette di avere meno struttura a parità di potenza, meno cavi per cablaggi tra i moduli e meno manodopera e quindi ottimizzare i costi.

7.4. Lottizzazione della fornitura

Ogni fornitura sarà suddivisa in lotti costituiti da un numero di moduli da concordare di volta in volta con il fornitore.

7.5. Fabbricazione prove e collaudi

Premesse

I moduli dovranno essere costruiti in accordo alla certificazione di qualità ISO 9001 e dovranno essere, in tutti i loro componenti, conformi al modello certificato secondo la norma EN 61215.

Si richiede che le prove vengano effettuate nel rispetto della normativa di riferimento applicabile, riportata nel capitolo 8.1:

Dopo il collaudo dovrà essere disponibile la documentazione seguente:

- disegni costruttivi dei moduli costituenti il lotto.

Prove

Le prove di cui al presente capitolo si intendono suddivise nelle seguenti categorie:

- Prove di produzione, eseguite dal fornitore durante la fabbricazione dei moduli.
- Prove di collaudo, eseguite dal committente per l'accettazione dei singoli lotti.

Le prove di produzione dovranno essere eseguite secondo UNI 150 2859 e EN 61215 su tutti i moduli e su tutti i componenti.

Le prove di collaudo dovranno essere eseguite su alcuni moduli rappresentativi della fornitura in accordo alla Norma UNI ISO 2859. L'omologazione è attestata con relativo certificato di laboratorio qualificato.

Dovrà essere verificato se il fornitore ha eseguito, durante la costruzione ed a modulo ultimato, nella propria officina o in quella di eventuali subfornitori, tutte le prove atte a controllare la rispondenza del complesso o delle singole parti della fornitura alla presente specifica ed alle norme in essa citate.

Di tali prove saranno rese disponibili le relative certificazioni.

Prove di produzione

Il fornitore dovrà sottoporre tutti i moduli costituenti il singolo lotto oggetto della fornitura a prove interne di accettazione che dovranno prevedere i seguenti test:

- A. Ispezione visiva
- B. Prova di isolamento
- C. Misura della resistenza di isolamento
- D. Prove dei diodi di by-pass (montati sul modulo) al fine di verificare la funzionalità (conduzione diretta ed inversa)
- E. Misura della massima potenza in condizioni STC
- F. Misura della caratteristica completa corrente - tensione in condizioni STC
- G. Verifica della corretta classificazione del modulo
- H. Verifica della continuità elettrica dei quattro lati della cornice
- I. Verifica delle caratteristiche dimensionali rispetto ai disegni costruttivi

Il risultato delle prove di accettazione, effettuate dal fabbricante, dovrà essere riportato sulla targa riportata nel paragrafo 5 che consente la caratterizzazione dei singoli moduli e su apposito tabulato, relativo all'intero lotto, dal quale risultino anche le caratteristiche complessive del lotto stesso.

Nel particolare, la potenza totale del lotto, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli dovrà risultare corrispondente alla potenza nominale d'ordine del lotto stesso.

Prove di collaudo

Al fine di verificare la rispondenza delle forniture ai requisiti del prodotto, per ogni lotto verranno eseguite su una campionatura di moduli le prove di collaudo; l'accettazione dei singoli lotti da parte del committente sarà subordinata all'esito delle prove di collaudo previste.

Le prove di collaudo consisteranno nell'accertamento della presenza, nella campionatura di moduli rappresentativa del lotto in esame, di difetti secondo la classificazione di cui al successivo punto 7.4.1.

Al momento della presentazione al collaudo dei singoli lotti, il fornitore dovrà rendere disponibili:

- ✓ il data sheet di configurazione, che dimostrino la rispondenza della configurazione a quella sottoposta a prove di certificazione secondo la Norma EN 61215;
- ✓ i data sheet contenenti i risultati delle prove di produzione sui singoli moduli.

Classificazione dei difetti

I difetti riscontrabili nei moduli sottoposti alle prove di collaudo vengono suddivisi in tre classi di difetti in conformità alla Norma UNI ISO 2859 e pertanto definiti in "critici", "importanti" e "secondari":

A) Difetti critici (C) o Classe 1

A1) Rottura meccanica grave in grado di determinare il malfunzionamento del modulo

A2) Rilevamento della potenza minore o uguale a 95% del valore di potenza dichiarata per il modulo in esame.

A3) Mancato superamento della prova di rigidità dielettrica.

A4) Mancato superamento della misura della resistenza di isolamento

A5) Danni all'incapsulante o al retro del modulo tali da mettere in contatto la parte attiva (interna) del modulo con l'ambiente esterno.

B) Difetti importanti (I) o Classe 2

B1) Mancato superamento di uno qualunque dei test D, F, G, e H di cui al paragrafo 7.3.

B2) Cassetta di terminazione difettosa, a causa di pressacavi rotti, morsettiere poco isolate e meccanicamente inconsistenti, dimensioni non a specifiche.

B3) Cassetta di terminazione incollata al modulo non in corrispondenza della foratura del passaggio cavi.

- B4) Bolle o delaminazioni che, formando un percorso continuo fra circuito elettrico e cornice, possano inficiare l'isolamento.
- B5) Bolle o delaminazioni la cui dimensione lineare massima sia maggiore di 40 mm e con superficie totale maggiore di 100 mm².
- B6) Corpi estranei conduttori presenti nel modulo che mettano in contatto due parti del circuito elettrico interno al modulo, oppure due celle.
- B7) Tagli o crepe non passanti nel retro del modulo qualora di materiale plastico.
- B8) Mancato rispetto dei valori contrattuali di cui al data sheet del capitolo 11.
- B9) Cornice metallica incompleta nella lavorazione ed imprecisioni al di là delle tolleranze sugli interassi e nei diametri dei fori.
- C) Difetti secondari (S) o Classe 3
- C1) Presenza di bolle per un'area complessiva maggiore di 40 mm² con singola bolla di area maggiore a 10 mm² (Bolle di superficie inferiore non vanno considerate difetto).
- C5) Delaminazioni la cui dimensione lineare non superi 10 mm.

Metodologia di Collaudo

Il collaudo è previsto per lotti.

Ogni lotto presentato subirà il collaudo statistico per attributi in applicazione delle UNI ISO 2859 con i seguenti parametri di riferimento.

Livello di collaudo generale: II° (ordinario)

Campionamento: semplice

Livello di Qualità accettabile (LQA):

Difetti critici LQA 0%

Difetti importanti LQA 4%

Difetti secondari LQA 10%

Le prove di collaudo saranno eseguite presso lo stabilimento del fornitore; le prove meccaniche e le prove elettriche generiche saranno eseguite con strumentazione standard, messa a disposizione dal fornitore stesso; la verifica

delle prestazioni sarà eseguita con un modulo campione di proprietà del committente.

Procedura operativa nel caso di non conformità

Per quanto riguarda la verifica delle prestazioni in caso di difformità dei risultati da quelli dichiarati dal fornitore si procederà al confronto dei moduli campione utilizzati, in caso il confronto non dia risultati soddisfacenti i moduli costituenti il lotto saranno accettati con riserva e i moduli costituenti la campionatura ed il modulo campione saranno sottoposti a taratura presso un laboratorio qualificato secondo UNI-CEI-EN45011 ovvero UNI-CEI-EN45004.

In caso di difformità dei valori accertati rispetto a quanto dichiarato dal fornitore si darà luogo alla procedura di rifiuto del lotto. Le spese sostenute presso enti esterni rimarranno a carico del committente o del fornitore, a seconda che le prestazioni dichiarate inizialmente da quest'ultimo siano confermate o no. Qualsiasi modulo riscontrato non conforme durante il collaudo deve essere sostituito.

Se la percentuale dei moduli scartati è superiore alla percentuale di LQA determinato in funzione delle classi dei difetti, il lotto può essere rifiutato. Il lotto giudicato non accettabile sarà ripresentato ad un nuovo collaudo solo dopo che tutti i moduli siano stati riesaminati, ricollaudati e tutti i moduli non conformi siano stati eliminati o resi conformi alla specifica. Quindi il lotto sarà presentato al nuovo collaudo ordinario seguendo le modalità richieste per il normale collaudo.

Verifica della potenza totale del lotto

A fine collaudo sarà prodotta, per il lotto in esame, la documentazione contenente il valore della potenza di picco totale dichiarata (kWp), intesa come somma delle potenze dei singoli moduli.

7.6. *Prestazioni garantite*

Le caratteristiche di progetto dei moduli devono essere tali da garantire il funzionamento ad una potenza pari al 90% di quella di picco misurata all'atto delle prove di accettazione in fabbrica, per un periodo minimo di tempo di 12 anni, ed il funzionamento ad una potenza superiore allo 80% per un periodo minimo di 25 anni

Deve essere garantito che la fornitura sarà esente da difetti di fabbricazione per un periodo minimo di 2 anni a partire dalla data ultima di consegna della stessa.

7.7. *Responsabilità e interfacce verso le parti di impianto*

NON APPLICABILE

7.8. *Non conformità*

Ogni non conformità rilevata (vedere capitolo 3), dovrà essere tempestivamente segnalata al Responsabile della Qualità onde consentire l'attuazione delle eventuali azioni correttive, o comunque risoluzioni, atte a ripristinare le condizioni iniziali.

7.9. *Documentazione richiesta*

Copia della documentazione dell'esito delle prove di tipo, eseguite sulla fornitura dovrà essere disponibile. Il certificato attestante che i moduli sono omologati secondo la specifica EN 61215 citata al capitolo 2 dovrà essere consegnato al cliente.

7.10. *Imballaggio trasporto magazzinaggio*

I moduli accettati devono essere imballati in modo da garantire la totale integrità durante tutte le operazioni di trasporto.

8. Formazione Delle Stringe

Nella pratica impiantistica si ha che più moduli fotovoltaici vengono collegati a formare una serie, denominata stringa, in modo da raggiungere la tensione nominale necessaria; più stringhe invece vengono collegate in parallelo tra di loro al fine di raggiungere la potenza che si desidera installare (figura sottostante). E' bene sottolineare come elevate correnti comportano la necessità di adottare cavi di maggiore sezione e dispositivi di manovra più complessi; di contro elevate tensioni richiedono adeguate e costose protezioni.

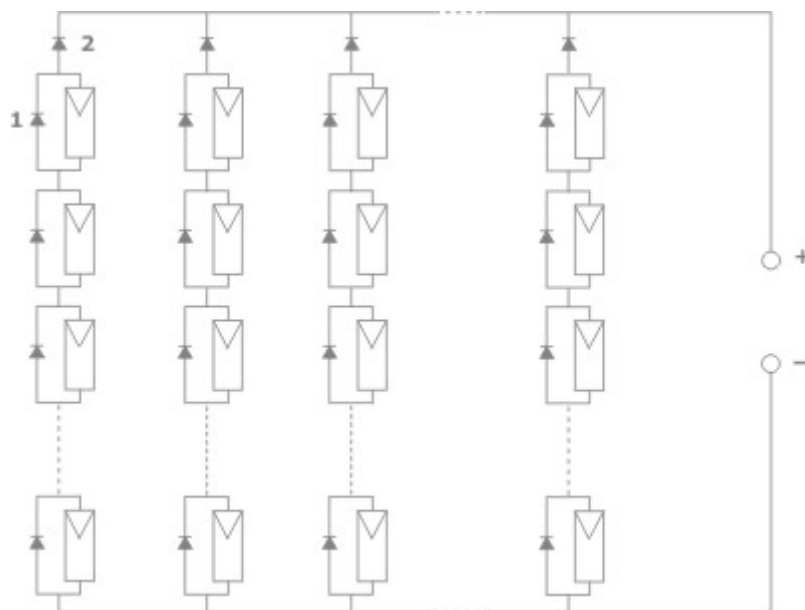


Figura 1: esempio di sottocampo fotovoltaico con stringhe

Le prime protezioni che si incontrano, in un campo fotovoltaico, sono i diodi di bypass e dei diodi di blocco. I diodi di bypass (nella figura sopra sono indicati col numero 1) sono connessi in parallelo ai moduli e generalmente si usa almeno un diodo di bypass per modulo, mentre i diodi di blocco (nella figura sopra sono indicati col numero 2) sono collegati in serie alla stringa e generalmente se ne usano uno per ogni stringa (la posizione dei diodi di blocco sono messi nel quadro parallelo BT e/o negli inverter).

Lo scopo dei diodi è di impedire, qualora si verifichi che l'erogazione di potenza delle singole stringhe non sia bilanciata, che gli squilibri di tensione tra le stesse possano provocare dei ricircoli di corrente verso quelle a tensione minore.

Evitano inoltre eventuali ritorni di corrente alle apparecchiature generatrici poste a valle delle stringhe.

La presenza dei diodi di bypass consente, inoltre, l'isolamento del singolo modulo nel caso di malfunzionamento dovuto a ombreggiamenti, limitando di fatto la riduzione della potenza erogata dal modulo e/o dalla stringa che si manifesterebbe in sua assenza.

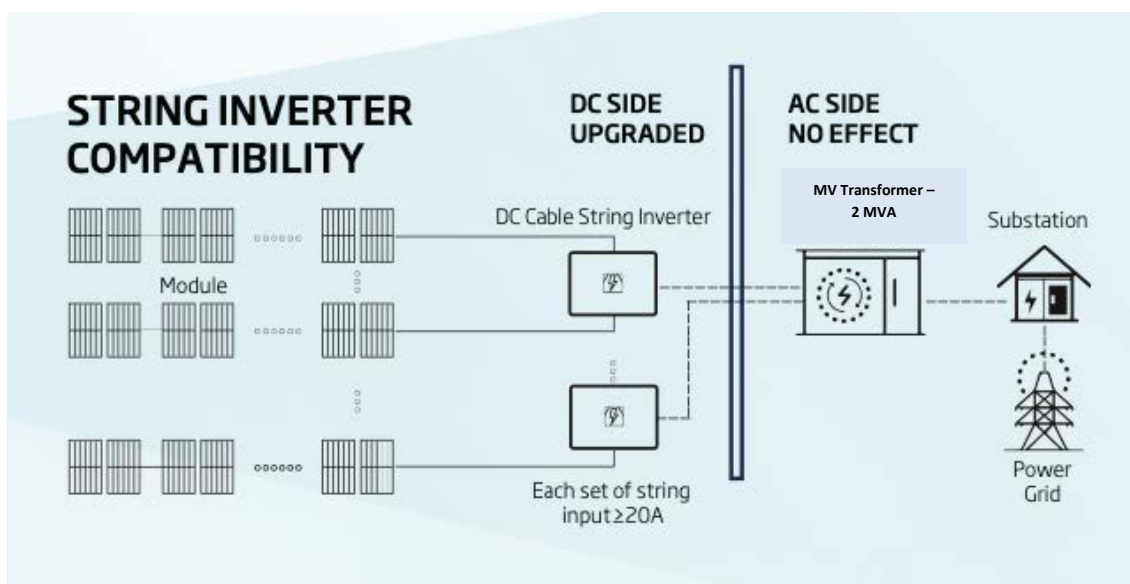
9. Quadri parallelo ed inverter

In questo impianto fotovoltaico la potenza è elevata ed è opportuno suddividere il parallelo delle stringhe in più quadri, questi quadri saranno direttamente gli inverter.

Si fa ciò perché in questa maniera si ha una selettività maggiore del campo fotovoltaico e in più solo dopo l'ultimo parallelo si avranno elevate correnti.

Tutto ciò viene eseguito con i quadri parallelo BT nel seguente modo:

- 1) I moduli vengono collegati in serie tra loro per formare le stringhe (tutte le stringhe devono avere la stessa tensione e quindi stesso numero di moduli per stringa);
- 2) Le stringhe vengono unite in gruppo ne viene eseguito il parallelo direttamente negli inverter;
- 3) Gli inverter vengono posti in parallelo all'interno del quadro parallelo BT inverter.



9.1. Inverter

L'inverter o anche detto convertitore statico è un dispositivo in grado di convertire la corrente continua prodotta da un generatore fotovoltaico in corrente alternata. Al suo ingresso ci sono le stringhe del sottocampo

appartenente all'Inverter di riferimento, dello stesso sottocampo di appartenenza.

Si tratta di un tipo particolare di inverter progettato espressamente per convertire l'energia elettrica sotto forma di corrente continua prodotta da moduli fotovoltaici, in corrente alternata da immettere nella rete elettrica. Queste



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

meteorologica. Questa funzione prende il nome di MPPT, un acronimo di origine inglese che sta per Maximum Power Point Tracker. I moduli fotovoltaici infatti, hanno una curva caratteristica V/I tale che esiste un punto di lavoro ottimale, detto appunto Maximum Power Point, dove è possibile estrarre tutta la potenza disponibile. Questo punto della caratteristica varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce la superficie delle celle. È evidente che un inverter in grado di restare "agganciato" a questo punto, otterrà sempre la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione.

L'inverter previsto nel progetto è del produttore ABB ed il modello è PVS 175 TL avente le seguenti principali caratteristiche:

Alta densità di potenza

Generare fino a 185 kVA a 800 Vac. Ciò consente di massimizzare il ritorno sull'investimento per i grandi impianti a terra, riducendo anche i costi totali del sistema (BoS) degli impianti fotovoltaici di qualsiasi taglia.

Flessibilità di progettazione

I suoi 12 MPPT e il suo design senza fusibili aumentano la flessibilità di progettazione degli impianti fotovoltaici, anche dei più complessi, mantenendone inalterata la resa.

Facilità di installazione

Installazione facile e veloce, con connessione plug and play, direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, con conseguente risparmio di tempo e costi per la preparazione del sito e per la gestione di tutto il sistema nel tempo. La presenza di sezionatori DC integrati e del sezionatore AC (opzionale) elimina la necessità di componenti esterni, come quadri di parallelo DC e AC.

Il suo concetto di raffreddamento avanzato allunga la vita del sistema e minimizza i costi di manutenzione grazie alla presenza di ventole interne ad alta affidabilità.

Queste possono essere facilmente smontate durante i cicli di manutenzione programmata, mentre il modulo di potenza può essere facilmente sostituito senza smontare la scatola di cablaggio.

Comunicazione avanzata per O&M

La connessione wireless da qualsiasi dispositivo mobile rende la configurazione dell'inverter e dell'impianto più facile e veloce. Maggiore facilità di utilizzo grazie all'interfaccia utente che consente di accedere alla funzionalità di configurazione avanzata dell'inverter. La mobile APP per installatori e la procedura guidata permettono una rapida installazione e il commissioning simultaneo di più inverter, risparmiando così i tempi sul sito.

Integrazione di sistema veloce

La presenza di due porte Ethernet garantisce una comunicazione veloce e a prova di futuro per qualsiasi impianto fotovoltaico.

Caratteristiche principali

Fino a 185 kW di potenza

Design all-in-one, senza fusibili

Modulo di potenza e scatola di cablaggio separati per una facile rimozione e ricambio

Facile accesso ai componenti interni

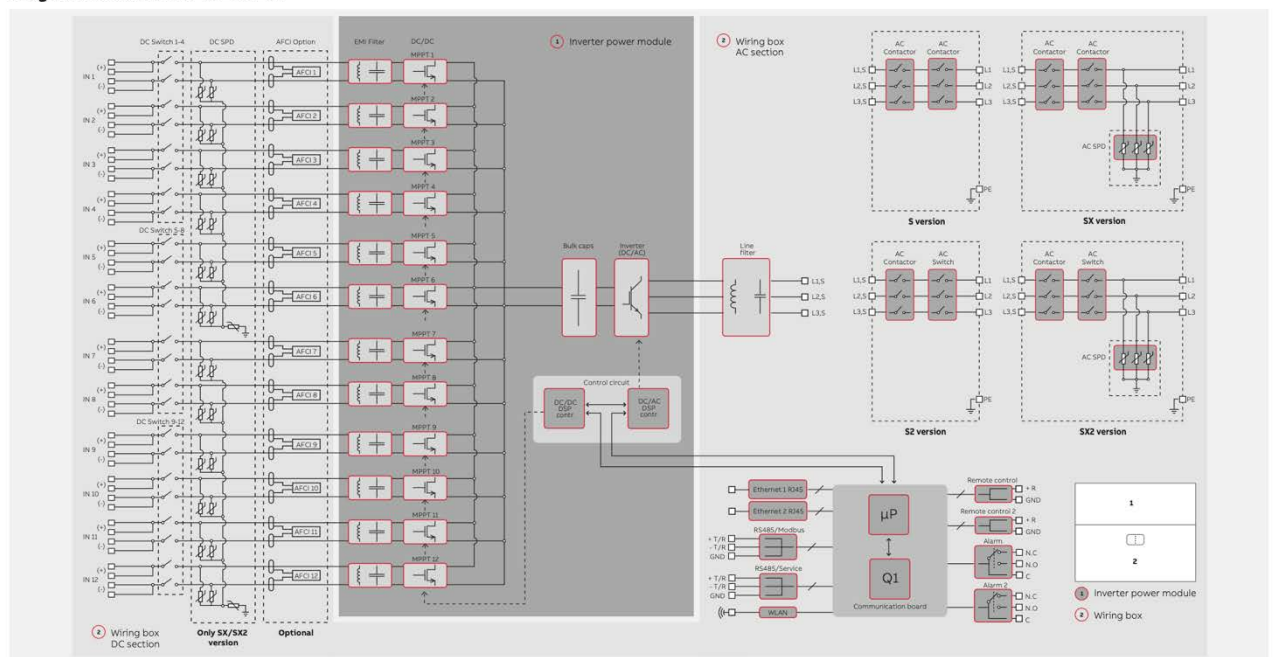
12 MPPT e alta tensione di ingresso

Interfaccia Wi-Fi per commissioning e configurazione

Monitoraggio e aggiornamento firmware da remoto tramite piattaforma cloud di ABB.

lo schema a blocchi è il seguente:

Diagramma a blocchi PVS-175-TL



ed i seguenti valori parametri elettrici:

| Modello | PVS-175-TL |
|---|--|
| Ingresso | |
| Massima tensione assoluta DC in ingresso ($V_{max,abs}$) | 1500 V |
| Tensione di attivazione DC di ingresso (V_{start}) | 750 V (650...1000 V) |
| Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$) | 0.7 x V_{start} ...1500 V (min 600 V) |
| Tensione nominale DC in ingresso (V_{dc}) | 1100 Vdc |
| Tensione nominale DC in ingresso (P_{dc}) | 188 000 W @ 30°C - 177 000 kW @ 40°C |
| Numero di MPPT indipendenti | 12 |
| Intervallo MPPT di tensione DC ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) a P_{acr} | 850...1350 V |
| Corrente massima DC di ingresso per ogni MPPT ($P_{MPPT,max}$) | 22 A |
| Massima corrente DC in ingresso (I_{dcmax}) per ogni MPPT | 30 A |
| Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT | 2 ingressi DC per MPPT |
| Tipo di connessione DC | Connettore PV ad innesto rapido ²⁾ |
| Protezioni di ingresso | |
| Opzione Arc Fault Detection ²⁾ | Tipo I in accordo alla normativa UL 1669B con capacità di rilevamento per singolo MPPT |
| Protezione da inversione di polarità | Si, da sorgente limitata in corrente |
| Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT - varistor | Tipo 2 con monitoraggio (solo per versioni S/S2) |
| Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT - Scaricatore di sovratensione sostituibile | Tipo 2 con monitoraggio (solo per versioni SX/SX2) |
| Controllo di isolamento campo fotovoltaico (resistenza di isolamento) | In accordo alla normativa IEC 62109-2 |
| Unità di monitoraggio correnti residue (protezione dispersione corrente) | In accordo alla normativa IEC 62109-2 |
| Caratteristiche sezionatore DC per ogni MPPT | 20 A/1500 V - 35 A/1250 V - 50 A/1000 V |
| Portata fusibili | Non applicabile |
| Monitoraggio della corrente di stringa | A livello MPPT |
| Uscita | |
| Tipo di connessione AC alla rete | Trifase 3W+PE |
| Potenza nominale AC di uscita ($P_{acr}@\cos\phi=1$) | 175 000 W @ 40°C |
| Potenza massima AC di uscita ($P_{acmax}@\cos\phi=1$) | 185 000 W @ $\leq 30^\circ\text{C}$ |
| Potenza apparente massima (S_{max}) | 185 000 VA |
| Tensione nominale AC di uscita (V_{acr}) | 800 V |
| Intervallo di tensione AC di uscita | (552...960) ³⁾ |
| Massima corrente AC di uscita ($I_{ac,max}$) | 134 A |
| Frequenza nominale di uscita (f) | 50 Hz/60 Hz |
| Intervallo di frequenza di uscita ($f_{min}...f_{max}$) | 45...55 Hz/55...65 Hz ³⁾ |
| Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità | > 0.995, 0...1 induttivo/capacitivo con massima S_{max} |
| Distorsione armonica totale di corrente | < 3% |
| Massima iniezione di corrente DC (% di I_n) | < 0.5% I_n |
| Diametro esterno massimo cavo AC/polo multiplo | 1 x 53 mm (1 x pressacavo M63) |
| Diametro esterno massimo cavo AC/polo singolo | 3 x 32 mm (3 x pressacavo M40) |
| Tipo di connessioni AC ⁴⁾ | Barra prevista per la connessione di ponticelli con dadi M10 |

Dispositivo d'uscita

La sezione d'uscita del convertitore statico, in corrente alternata, dovrà comprendere i circuiti di ricostruzione del segnale a 50 Hz, l'induttanza di rifasamento ed i filtri di armonica. Nella stessa sezione d'uscita, poiché gli inverter dovranno essere predisposti a funzionare in parallelo tra di loro, dovranno essere inclusi i dispositivi di comando del parallelo. L'inverter, inoltre, dovrà essere munito di un proprio dispositivo di interfaccia funzionante su soglie di tensione e frequenza minime e massime, conforme alla norma CEI 11.20 ed alla prescrizione ENEL DK 5740 integrate con la delibera AEEG 786/2016.

Telecomando e telecontrollo

Il convertitore statico deve essere dotato di un sistema di supervisione e controllo che possa rilevare tutti i dati elettrici caratteristici del sistema fotovoltaico e consentire, opzionalmente, la gestione del sistema fotovoltaico da remoto. Il sistema di controllo dovrà essere basato su microprocessore dedicato.

Il convertitore statico deve inoltre essere fornito di memoria interna atta ad immagazzinare i dati di almeno un mese di funzionamento continuo dell'impianto, tale memoria deve anche registrare e mostrare all'operatore i principali allarmi intervenuti nel funzionamento.

L'inverter dovrà rendere disponibili in morsettiera, o su bus 485 o 232, tutti i principali dati di funzionamento, tali dati dovranno poter essere visualizzati su di un display elettronico inserito sul fronte dell'inverter e sullo schermo di un PC dedicato tramite un apposito software disponibile su richiesta.

In particolare dovranno essere misurati, visualizzati e ,se necessario, teletrasmessi i seguenti dati:

- | | |
|--|----------|
| ✓ Tensione in ingresso al convertitore | (V c.c.) |
| ✓ Corrente in ingresso al convertitore | (A c.c.) |
| ✓ Potenza in ingresso al convertitore | (W c.c.) |
| ✓ Tensione in uscita | (V c.a.) |
| ✓ Corrente in uscita | (A c.a.) |
| ✓ Potenza attiva in uscita | (kW) |
| ✓ Potenza reattiva in uscita | (kVAR) |
| ✓ Frequenza | (Hz) |
| ✓ Energia prodotta cumulata | (kWh) |
| ✓ Tempo di funzionamento | (h) |

Il sistema di monitoraggio interno dell'inverter dovrà inoltre rendere visualizzabili e memorizzare i principali segnali ed allarmi legati al funzionamento dell'inverter, ed in particolare:

- ✓ V_{MAX} fuori specifica
- ✓ V_{MIN} fuori specifica

- ✓ F_{MAX} fuori specifica
- ✓ F_{MIN} fuori specifica
- ✓ Intervento del dispositivo di interfaccia
- ✓ Riarmo del dispositivo di interfaccia
- ✓ Guasto verso massa sezione c.c.
- ✓ Allarme sovratemperatura inverter
- ✓ Guasto al sistema di raffreddamento

Opzionalmente dovrà essere possibile dotare l'inverter di convertitori analogico digitali atti ad acquisire alcune misure ambientali da sensori esterni, quali:

- ✓ Temperatura ambiente
- ✓ Temperatura moduli
- ✓ Irraggiamento sul piano dei moduli
- ✓ Irraggiamento sul piano orizzontale
- ✓ Direzione del vento
- ✓ Velocità del vento

Tali misure dovranno poter essere teletrasmesse a richiesta utilizzando il medesimo bus dei dati di impianto.

10. Suddivisione impianto lato ac

La parte dell'impianto elettrico considerato lato AC ha inizio dall'uscita degli inverter fino al punto di consegna. Visto la potenza in gioco, il distributore, eseguirà l'allaccio dell'impianto in AT. Dunque, l'impianto elettrico in AC può essere suddiviso nelle parti delle tensioni in BT, MT e AT. La parte dell'impianto in BT è dall'uscita degli inverter fino alle cabine di campo CCX e fino al parallelo quadri MT, mentre dopo il trafo AT/MT, nella SSE fino allo stallo di consegna Terna è in AT.

10.1. *Bassa tensione*

Si intende circuito in bassa tensione quella parte del campo fotovoltaico che ha inizio dall'uscita dell'inverter fino all'ingresso del trasformatore BT/MT. Già all'interno dell'inverter stesso vi è la possibilità di sezionare parte dell'impianto (quello a cui fa capo l'inverter stesso), attraverso un interruttore.

Ogni inverter ha in uscita un sezionatore. Le uscite dai sezionatori vanno poi collegati alle sbarre di rame che provvederanno ad eseguire il parallelo elettrico delle uscite degli inverter.

10.2. *Trasformatore bt/mt*

Il trasformatore ha il compito di elevare la tensione BT in MT. Si rende necessario ciò per diminuire le perdite dovute alla caduta di tensione sui cavi, avendo il sistema MT correnti minori che nel sistema BT. Inoltre, avendo correnti minori, il cablaggio in MT sarà meno complesso. Considerando la potenza dell'impianto che è di circa **81 MW**, l'impianto è suddiviso in più sezioni, **da 2 MW ciascuna**, che confluiscono nei 4 sottocampi (vedi schema unifilare).

Per questo impianto si è scelto di optare per più trasformatori DYn11 con potenza nominale 2 MVA con tensioni BT/MT di 800/30.000 V.

(vedi elaborato unifilare)

10.3. Media tensione

Si intende circuito in media tensione quella parte del campo fotovoltaico che ha inizio dall'uscita del trasformatore fino al trafo AT/MT della SSE (vedi schema unifilare SSE e schema unifilare impianto).

10.4. Alta tensione

E' la parte dell'impianto che inizia dall'uscita del trafo AT/MT fino allo stallo consegna dell'ente gestore.

11. Organizzazione Del Campo Fotovoltaico

Gli elaborati grafici allegati riportano lo schema a blocchi e lo schema elettrico generale dell'impianto fotovoltaico da cui si evidenziano le principali funzioni svolte dai vari sottocampi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto sono in silicio cristallino con cornice della Trina Solar, modello Vertex TSM-DE20, ed ha una potenza di picco da 670 Wp.

L'architettura elettrica del sistema prevede la conversione su più inverter di stringa, che dividono funzionalmente il generatore in diversi sottocampi. Il sistema in corrente continua è flottante ed è assimilabile ad un sistema IT.

Questo impianto sarà suddiviso in 40 sezioni da 2 MWp circa che confluiscono in 4 sottocampi:

| | Sezione | Potenza uscita [kW] | Cavo MT (mmq) | Destinazione |
|--------------|---------|---------------------|---------------|--------------|
| Sottocampo 1 | CC1.1 | 2.022 | 3x1x95 | CC1.2 |
| | CC1.2 | 4.044 | 3x1x120 | CC1.3 |
| | CC1.3 | 6.066 | 3x1x120 | CC1.4 |
| | CC1.4 | 8.088 | 3x1x240 | CC1.5 |
| | CC1.5 | 10.110 | 3x1x240 | CC1.6 |
| | CC1.6 | 12.132 | 3x1x240 | CC1.7 |
| | CC1.7 | 14.154 | 3x1x240 | CC1.8 |
| | CC1.8 | 16.176 | 3x1x400 | CC1.9 |
| | CC1.9 | 18.198 | 3x1x630 | CC1.10 |
| | CC1.10 | 20.220 | 3x1x630 | SSE MT/AT |
| Sottocampo 2 | CC2.1 | 2.022 | 3x1x95 | CC2.2 |
| | CC2.2 | 4.044 | 3x1x120 | CC2.3 |
| | CC2.3 | 6.066 | 3x1x120 | CC2.4 |
| | CC2.4 | 8.088 | 3x1x240 | CC2.5 |
| | CC2.5 | 10.110 | 3x1x240 | CC2.6 |
| | CC2.6 | 12.132 | 3x1x240 | CC2.7 |
| | CC2.7 | 14.154 | 3x1x240 | CC2.8 |

| | | | | |
|--------------|--------|--------|---------|-----------|
| | CC2.8 | 16.176 | 3x1x400 | CC2.9 |
| | CC2.9 | 18.198 | 3x1x630 | CC2.10 |
| | CC2.10 | 20.220 | 3x1x630 | SSE MT/AT |
| Sottocampo 3 | CC3.1 | 2.022 | 3x1x95 | CC3.2 |
| | CC3.2 | 4.044 | 3x1x120 | CC3.3 |
| | CC3.3 | 6.066 | 3x1x120 | CC3.4 |
| | CC3.4 | 8.088 | 3x1x240 | CC3.5 |
| | CC3.5 | 10.110 | 3x1x240 | CC3.6 |
| | CC3.6 | 12.132 | 3x1x240 | CC3.7 |
| | CC3.7 | 14.154 | 3x1x240 | CC3.8 |
| | CC3.8 | 16.176 | 3x1x400 | CC3.9 |
| | CC3.9 | 18.198 | 3x1x630 | CC3.10 |
| | CC3.10 | 20.220 | 3x1x630 | SSE MT/AT |
| Sottocampo 4 | CC4.1 | 2.022 | 3x1x95 | CC4.2 |
| | CC4.2 | 4.044 | 3x1x120 | CC4.3 |
| | CC4.3 | 6.066 | 3x1x120 | CC4.4 |
| | CC4.4 | 8.088 | 3x1x240 | CC4.5 |
| | CC4.5 | 10.110 | 3x1x240 | CC4.6 |
| | CC4.6 | 12.132 | 3x1x240 | CC4.7 |
| | CC4.7 | 14.154 | 3x1x240 | CC4.8 |
| | CC4.8 | 16.176 | 3x1x400 | CC4.9 |
| | CC4.9 | 18.198 | 3x1x630 | CC4.10 |
| | CC4.10 | 20.220 | 3x1x630 | SSE MT/AT |

- ✓ Ogni sottocampo è composto da:
 - da 1006 stringhe, composte da serie di 30 moduli per stringa e di conseguenza avranno 30.180 moduli;
 - Da 109 inverter, ognuno dei quali accoglie fino a 9 stringhe, marca ABB Modello PVS 175 TL (con potenza Max da 188 kW);
 - la potenza totale del sottocampo è di 20,22 MW (cc);
 - tutti gli inverter del relativo sottocampo confluiscono nelle relative cabine di campo (CCx.x) equipaggiate con un quadro parallelo BT per il parallelo degli inverter ed un trasformatore MT/BT di potenza pari a 2.000 kVA per trasformare la tensione da 800V in uscita degli inverter a 30 kV (quindi per un totale di 10 cabine da 2 MW);

I sottocampi confluiscono nel quadro parallelo MT (Cabina di Campo) per poi confluire nel locale utente della stazione di trasformazione MT/AT.

L'impianto è, quindi, dimensionato in modo tale da costituire un campo fotovoltaico della potenza complessiva di **80.88 kWp**.

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (-10 °C / 70 °C) sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter, che assicura l'inseguimento della massima potenza. Analogamente la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter.

Il sistema di distribuzione dell'energia prodotta è interamente composto da tutti i cavi di collegamento che trasportano l'energia prodotta da ciascun modulo fino alla centrale elettrica del campo fotovoltaico. I cavi che formano tale sistema sono di diverso tipo, a seconda di quello che devono collegare (il tipo di cavo e la sezione è riportato sopra). Il primo collegamento è quello tra modulo e modulo, per effettuare la formazione della stringa.

In ciascun sottocampo le stringhe vengono collegate in parallelo agli inverter con cavi di tipo FG7(O)M2 Solar Energy di sezione 6 mm². Gli inverter, a loro volta, vengono collegati in parallelo sul quadro di parallelo dei sottocampi BT con cavi di tipo FG7(O)M1 di sezione massima (in base alla distanza) pari a 50 mm².

I quadri parallelo degli inverter (QPS) di ciascun sottocampo sono posizionati nel campo fotovoltaico all'interno delle cabine di campo CCx, in maniera tale da semplificare il cablaggio.

Per le 20 sezioni sarà previsto un gruppo di conversione da Bassa Tensione (BT) a Media Tensione (MT) interno alle cabine di campo CCx.

Nella cabina di campo relativa il quadro parallelo BT con cavi in uscita da max 95 mm² per fase confluiranno nel trasformatore MT/BT che a sua volta confluirà

con cavi max 630 mm² di tipo RG7H1R nelle altre cabine per formare il parallelo MT di tutte le sezioni.

La linea MT (dall'uscita dei trasformatori BT/MT) farà capo ad uno scomparto di media che comprenderà l'interruttore tripolare (in SF₆) di uscita e il sezionatore tripolare a monte dell'interruttore stesso.

I sottocampi costituiti confluiscono nel locale parallelo quadri MT da ove partire il cavo che confluisce nel trafo AT/MT.

I cavi saranno dimensionati definitivamente nella fase esecutiva del progetto.

12. Dimensionamento del sistema

12.1. Dimensionamento

Nella seguente tabella è riportata la distribuzione delle stringhe per ogni sottocampo:

| s/campo | n. moduli | Numero inverter | n. str. | n. Inverter / numero di stringhe | | | | | | | | | | | | |
|---------------|----------------|-----------------|--------------|----------------------------------|---|---|---|---|-----|---|----|----|-----|----|-----|---|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | xxx | 9 | xx | 27 | xxx | xx | 109 | |
| 1 | 30.180 | 109 | 1006 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 2 | 30.180 | 109 | 1006 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 3 | 30.180 | 109 | 1006 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 4 | 30.180 | 109 | 1006 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| Totale | 120.720 | 437 | 4.024 | | | | | | | | | | | | | |

13. Sistema Di Distribuzione Dell'energia Prodotta

13.1. Tipi di cavi

I cavi di collegamento del campo fotovoltaico sono importanti nell'economia del campo fotovoltaico in quanto da essi dipende il sistema di distribuzione dell'energia prodotta.

Tale sistema è interamente composto da tutti i cavi di collegamento che trasportano l'energia prodotta da ciascun modulo fotovoltaico fino alla centrale elettrica del campo fotovoltaico.

I cavi che formano tale sistema sono di diverso tipo, a seconda di quello che devono collegare (il tipo di cavo e la sezione è riportato sopra).

Il primo collegamento è quello tra modulo e modulo, per effettuare la formazione della stringa. Questi cavi sono collocati solitamente nella struttura porta-moduli, dove ci sono le passerelle di acciaio zincato forate con coperchio. Tali cavi sono spesso presenti nei moduli fotovoltaici in maniera tale da effettuare un cablaggio rapido e semplice. Comunque, se tali cavi non sono disponibili o vi è necessità di aggiungere cavi, si adoperano i cavi di tipo FG7(O)M2.

I cavi che collegano le stringhe agli inverter sono di solito posti in cavidotto interrato se coinvolgono più file. Anch'essi, visto che fanno parte integrante delle stringhe, saranno del tipo FG7(O)M2.

I cavi che collegano gli inverter ai QPS (quadri BT parallelo inverter) verranno posti in cavidotto interrato. Si adoperano cavi di tipo FG7(O)R.

I collegamenti che riguardano il sistema dell'energia prodotta, lato BT, vanno dall'uscita degli inverter fino agli ingressi dei quadri BT e dalle uscite dei quadri BT fino agli ingressi dei trasformatori MT/BT. Per tali collegamenti verrà impiegato il cavo unipolare di tipo FG7(O)R.

I collegamenti che riguardano il sistema dell'energia prodotta, lato MT, vanno dall'uscita dei trasformatori MT/BT agli ingressi dei quadri MT e dalle uscite dei quadri MT fino ai due trafi AT/MT 150/30 kV (da 40 MVA/CAD) nella sottostazione SSE.

Per la connessione alla RTN. L'elettrodotto dalla SSE alla stazione Terna (anche se si breve distanza essendo adiacenti la SSE e la stazione Terna) a 150 kV sarà realizzato con una terna di cavi unipolari realizzati con conduttore in rame o in alluminio di opportuna sezione, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene.

13.2. Caduta di tensione e portata dei cavi

In generale, la portata nei cavi viene calcolata applicando le seguenti relazioni:

- 1) Determinazione dei coefficienti di correzione k_1 , k_2 , k_3 e k_4 (rispettivamente di temperatura, per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano, per profondità di posa diverse da 0,8 m e per terreni con resistività termica diversa da 2 Km/W) che verranno impiegati nella determinazione della portata dei cavi (in passarella forata, k_3 e k_4 non si considerano);
- 2) $I_Z = I_P * K_1 * K_2 * k_3 * k_4$ [A], dove I_P è la corrente di portata del cavo;
- 3) $I_B = 1,25 * I$ [A], dove I è la massima corrente del sistema;
- 4) Verificare se $I_Z > I_B$, se ciò non è verificato, passare ad una sezione maggiore del cavo o mettere più cavi in parallelo per ciascuna fase.

Invece la caduta di tensione nei cavi viene calcolata applicando le seguenti relazioni:

- 5) $R_{cavo} = (u * L) / 1000$ [Ω], dove L è la lunghezza del cavo;
- 6) $\Delta U = I_B * R_{cavo}$ [V], dove ΔU è la caduta di tensione;
- 7) $\Delta U\% = 100 * \Delta U / U$, dove U è la tensione (preferibilmente nelle condizioni peggiori) del sistema.
- 8)

Per il sistema di distribuzione dell'energia, il $\Delta U\%$ non deve superare la soglia del 2%.

13.3. Calcolo cavi

Il presente paragrafo illustra i criteri di scelta dei cavi del campo fotovoltaico lato C.C. illustrando i metodi di scelta del cavo. I cavi saranno scelti sulla base di due criteri fondamentali: corrente massima (I_Z) che il cavo è in grado di distribuire, e la perdita di potenza per effetto Joule.

Collegamento tra moduli fotovoltaici

Tutti i collegamenti tra i moduli fotovoltaici saranno eseguiti con cavo flessibile unipolare in rame da 6 mm² FG7M2 del tipo "solar grade" ($u = 5,09 \Omega/\text{km}$). Le perdite sono calcolate nelle condizioni di irraggiamento pari a 1000 W ed a 45°C di temperatura ambiente (NOCT dei moduli uguale a 47°C).

Le perdite alla caduta sui cavi di una stringa è data da:

$$\Delta U = (5,09 * I * L) / 1000$$

$$I = I_{MPP} = 9,24 \text{ A, mentre } I_B = 1,25 * I_{SC} = 12,125 \text{ A}$$

Avendo una lunghezza dei cavi media di 40 m si ottiene:

$$\Delta U = 1,88 \text{ V}$$

La caduta percentuale risulta considerando le condizioni peggiori (U_{MPP} a 70°C = 821 V)

$$\Delta U = 0,23\%$$

Per quanto riguarda la portata massima dei conduttori essendo i cavi passanti dietro i moduli, la portata del conduttore risulta in questo caso pari a:

$$I_Z = 55 * 0,57 * 0,8 = 25 \text{ A (considerando che } K_1 = 0,52 \text{ per } 70^\circ\text{C e } K_2 = 0,8 \text{ considerando che al massimo vi saranno 2 cavi per ogni canaletta, mentre } K_3 \text{ e } K_4 \text{ sono uguali ad 1)}$$

Considerato che la corrente di portata (I_B) è data dalla I_{SC} maggiorata del 25% ($I_B = 1,25 * I_{SC} = 10,5 \text{ A}$), la corrente di esercizio risulta essere nettamente inferiore ($I_Z > I_B$) a tale valore per cui il cavo scelto risulta di sezione opportuna.

Collegamento tra inverter ed i QPS

Tutti i collegamenti tra gli inverter e i quadri BT parallelo sottocampi saranno eseguiti con cavo flessibile unipolare in rame da 50 mm² ($u = 0,386 \Omega/\text{km}$) FG7(O)R. Le perdite sono calcolate nelle condizioni di irraggiamento pari a 1000 W ed a 45°C di temperatura ambiente.

La lunghezza media dei cavi di collegamento tra inverter ed i QPS è di 100 m.

Dunque, le perdite alla caduta sui cavi risulta: $\Delta U = (0,386 * I * L) / 1000$; $\Delta U = 7,85V$

La caduta percentuale risulta considerando le condizioni peggiori: $\Delta U\% = 0,96\%$

Caduta di tensione percentuale complessiva

La caduta percentuale (nelle condizioni peggiori) risulta pertanto:

$\Delta U\% = 0,23+0,96= 1,19\%$ inferiore al valore ritenuto il massimo ammissibile.

Nel progetto esecutivo verranno opportunatamente scelte le sezioni dei cavi MT e AT.

14. Dettaglio Cavi

Nel presente paragrafo vengono descritti lunghezze medie dei cavi sia lato corrente continua (solo cavi di stringa) sia lato corrente alternata (si veda anche paragrafo precedente "Sistema di distribuzione energia).

14.1. CAVI BT (lato DC)

I cavi lato corrente continua (DC) sono i cosiddetti cavi di stringa che collegano ogni modulo fino agli inverter.

Nel progetto esecutivo verranno dettagliati le lunghezze precise mentre ai fini della presente relazione vengono elencati principali caratteristiche elettriche e lunghezze medie per ogni stringa costituita da due cavi (polo positivo e polo negativo):

Tensione massima: **PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC)**

Corrente massima: 40 A;

Lunghezza minima-media-massima: 50-100-150 mt;

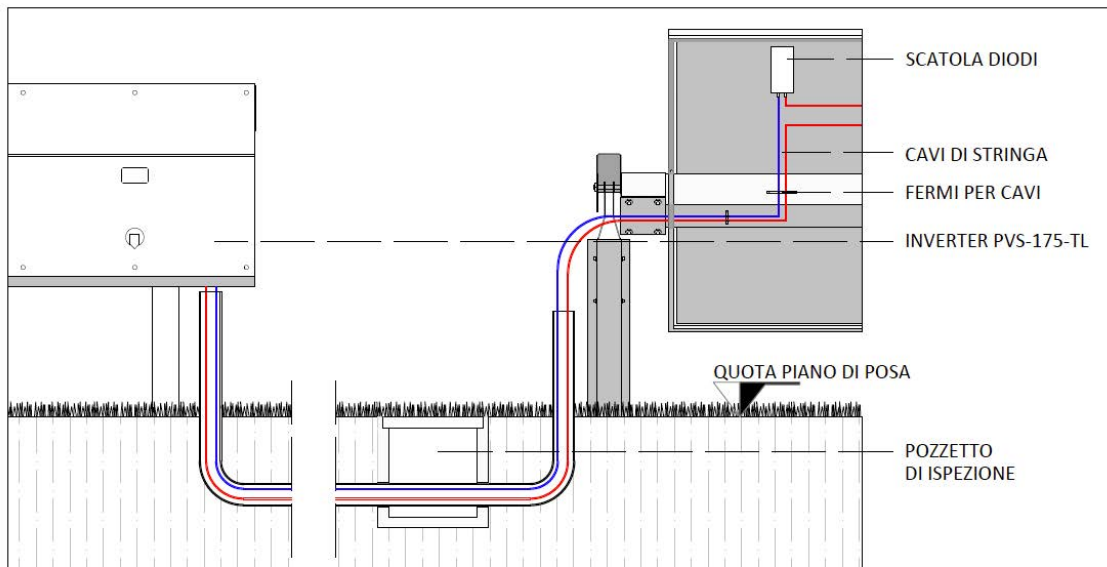
Sezione: 6 mmq;



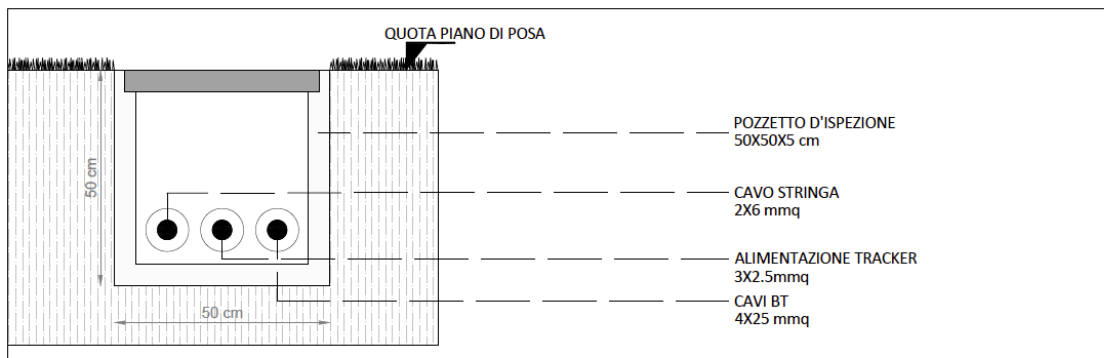
Modalità di posa:

i cavi saranno fissati direttamente nella struttura portamoduli tranne per la parte finale che saranno posati all'interno di uno o più corrugati di opportuna dimensione (75 mmq); ogni corrugato conterrà max 12 cavi (si veda particolare

nella seguente figura); nello stesso scavo saranno posizionati anche i cavi BT in corrente alternata uscenti dagli inverter (vedi seguente paragrafo).



PARTICOLARE TIPO: Collegamento stringa-inverter moduli 1:20



PARTICOLARE TIPO: Cavidotto 1:20

14.2. Cavi BT (lato AC)

Sono i cavi che uscendo dagli inverter trasporto l'energia fino alle cabine di sottocampo (CCx).

I cavi lato corrente alternata (AC) sono i cosiddetti cavi di sottocampo che collegano gli inverter fino al quadro parallelo bassa tensione per poi collegarsi al trasformatore di campo 0,8/30 kV .

Nel progetto esecutivo verranno dettagliati le lunghezze precise mentre ai fini della presente relazione vengono elencati principali caratteristiche elettriche e lunghezze medie per uscita dagli inverter costituita da tre cavi (uno per ogni fase):

Tensione massima: 800 volt (corrente alternata);

Corrente massima: 134 A;

frequenza: 50 Hz;

Sezione: 35-50 mmq (a seconda della distanza);

Lunghezza minima-media-massima: 70-135-200 mt;

La posa sarà in scavi interrato all'interno di corrugati di opportuna sezione;

14.3. Cavi MT

Sono i cavi che escono dalle cabine di campo ove è presente il trasformatore da 2.000 kVA

Sono i cavi che uscendo dalle cabine di sottocampo (CCx) trasportano l'energia fino alla stazione utente di trasformazione 30/150 kV.

I cavi saranno interrati e installati normalmente in una trincea della profondità di 1,00 mt con disposizione delle fasi trifoglio

Nel progetto esecutivo verranno dettagliati le lunghezze precise mentre ai fini della presente relazione vengono elencati principali caratteristiche elettriche e lunghezze medie per uscita dalle cabine costituita da tre cavi (uno per ogni fase):

Tensione nominale: 30.000 volt (corrente alternata);

Corrente massima: 100 A;

frequenza: 50 Hz;

Sezione: 75 -185 mmq;

Lunghezza minima-media-massima: 50-1000-1850 mt;

La posa sarà in cavidotto interrato (si veda elaborato particolari costruttivi posa elettrodotto);

Descrizione

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore interno: estruso
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guainetta: estrusa
- Armatura: due nastri di alluminio, avvolti a coprigiunto
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso



14.4. *Elettrodotto di collegamento Impianto-Stazione utenza*

Scopo del presente paragrafo è quello di indicare le modalità di progettazione, le indicazioni e le prescrizioni per il dimensionamento dei cavi elettrici di media tensione MT da utilizzarsi per il collegamento (dorsale di collegamento tra impianto e stazione utenza MT/AT) tra il campo fotovoltaico e la stazione utente per la cessione dell'energia prodotta dallo stesso.

Per il suddetto collegamento si illustreranno i calcoli di dimensionamento in base alla massima caduta di tensione ammissibile. Si illustrerà inoltre, la verifica delle stesse linee in base alla massima temperatura di esercizio ammissibile dai cavi che costituiscono le linee.

La dorsale di collegamento tra impianto e stazione utenza MT/AT ha una lunghezza di circa **750 mt (vedi elaborato elettrodotto)**.

Tale collegamento sarà fatto da 4 terne di cavi (uno per ogni sottocampo)

14.5. Cavi AT

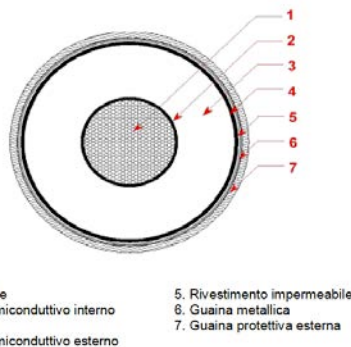
E' il cavo che collegherà la stazione utente di trasformazione 30/150 kV alla stazione dell'ente gestore Terna s.p.a.

Nel seguito si riportano le caratteristiche elettriche e tecniche principali dei cavi e le sezioni tipiche. Tali dati potranno subire adattamenti, comunque, non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

| | |
|---------------------------------|----------------------|
| Frequenza nominale | 50 Hz |
| Tensione nominale | 150 kV |
| Corrente nominale | 1000 A |
| Potenza nominale | 260 MVA |
| Sezione nominale del conduttore | 1600 mm ² |
| Isolante | XLPE |
| Diametro esterno | 106,4 mm |

L'elettrodotto a 150 kV sarà realizzato con una terna di cavi unipolari realizzati con conduttore in rame o in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione indicativa di circa 1000 o 1600 mm² (rispettivamente se in rame o alluminio).

I cavi saranno interrati e installati normalmente in una trincea della profondità di 1,6 mt con disposizione delle fasi trifoglio. Nello stesso scavo a distanza di almeno 30 cm sarà posato un cavo con fibre ottiche per trasmissione dati.



15. Supervisione e controllo

Scopo del capitolo è quello di definire le caratteristiche tecniche del sistema di acquisizione dati, monitoraggio e telecontrollo dedicato al sistema fotovoltaico.

15.1. Generalità

Il sistema rileva i dati caratteristici del sistema fotovoltaico e li trasmette tramite un BUS di comunicazione ad un PC locale con funzioni di supervisore di impianto e di trasmissione a distanza dei dati. Il sistema dovrà permettere il monitoraggio di tutte le principali funzioni dell'impianto e dovrà consentire la gestione, almeno parziale dell'impianto da remoto, da parte di un operatore, permettendo l'esecuzione di alcuni comandi e test di impianto.

La fornitura dovrà comprendere sia lo hardware (inclusa la strumentazione ed i convertitori di segnale) che il software di sistema, nonché la messa in marcia ed il commissioning del sistema stesso. In aggiunta e come "back up" del sistema computerizzato di acquisizione dati, dovrà essere fornita una scheda "data logger" (eventualmente inserita negli inverter) in grado di memorizzare i dati principali di impianto per almeno un mese di funzionamento.

Il sistema dovrà essere collocato nella Cabina Elettrica in apposito locale non condizionato e dovrà poter funzionare in ambiente chiuso, polveroso con temperature massime di 40 °C.

15.2. Descrizione

Il sistema di condizionamento della potenza è costituito dalle seguenti apparecchiature principali:

- ✓ inverter trifasi collegati direttamente al campo fotovoltaico
- ✓ Quadro di parallelo inverter
- ✓ Quadro MT contenente il SPG

Da ciascuna di queste apparecchiature saranno derivate le misure, i segnali e gli allarmi che il sistema di supervisione e telemetria dovrà gestire, ad alcune di queste apparecchiature (principalmente gli inverter ed il dispositivo generale) dovranno anche arrivare dei telecomandi destinati alla gestione e messa in sicurezza dell'impianto.

Il sistema dovrà anche acquisire ed elaborare delle grandezze ambientali acquisite mediante sensori esterni ed inviate in forma analogica ad una scheda di conversione analogico-digitale che potrà essere inclusa sia nel PC locale che all'interno di un cabinet di inverter.

15.3. Misure analogiche in campo ed in cabina elettrica

Le misure analogiche provenienti dal campo fotovoltaico e dalla cabina elettrica dovranno preferibilmente essere convertite per l'acquisizione nella gamma 4÷20 mA, mentre i segnali e gli allarmi dovranno consistere fisicamente in contatti di scambio liberi da tensione.

Si elencano di seguito i convertitori da installare e i segnali che si devono rendere disponibili su una morsettiera di interfaccia da cablare con il sistema di acquisizione dati .

| GRANDEZZA | SIMBOLO | UNITA' |
|---|---------|--------|
| 1) Meteorologici | | |
| Radiazione solare sul piano dei moduli | Rmod | W/mq |
| Radiazione solare sul piano orizzontale | Ror | W/mq |
| Temperatura ambiente (all'ombra) | Tam | °C |
| Direzione del vento | Vd | Rad |
| Velocità del vento | Vv | m/sec |
| 2) Generatore Fotovoltaico | | |
| Temperatura dei moduli | Tm | °C |
| 3) Nodo TRAF0 BT/MT | | |
| Tensione nodo | Vb | V |

| | | |
|------------------------------------|----|------|
| Corrente nodo | Ib | A |
| Potenza attiva nodo | Pb | kW |
| Energia prodotta cumulata | Eb | kWh |
| 4) Nodo Generale MT/AT/rete | | |
| Tensione nodo | Vu | V |
| Corrente nodo | Iu | A |
| Potenza attiva nodo | Pu | kW |
| Potenza reattiva nodo | Pr | KVAR |
| Frequenza | Hu | Hz |
| Energia prodotta cumulata | Eu | kWh |
| Riserva | | |
| Riserva | | |

15.4. Data logger di "back up"

Nel sistema dovrà essere prevista una funzione "data logger" di riserva che permetta, in caso di temporaneo malfunzionamento del sistema di supervisione, di non perdere i dati operativi del sistema, le caratteristiche tecniche del data logger saranno scelte in fase di fornitura.

15.5. Sistema di trasmissione dati

Questo sistema è essenzialmente costituito da un modem telefonico per fibra ottica per linea commutata ed idoneo per essere connesso con il PC di controllo locale. Il modem, di tipo commerciale, sarà scelto tra i prodotti certificati con garanzia di elevate prestazioni ed affidabilità.

16. Sistemi Ausiliari

Si definiscono sistemi ausiliari tutti i sistemi che forniscono illuminazione, videosorveglianza ed antintrusione. Tali sistemi sono necessari per la protezione degli apparati presenti all'interno dell'impianto stesso, sia da manomissioni, che da furti nonché fornisce assistenza agli operatori incaricati della manutenzione.

16.1. Illuminazione

Per il sistema di illuminazione, sono stati impiegati faretti da 500W di potenza e 185x296x145 mm di dimensione, in numero opportuno da avere una sufficiente illuminazione del campo fotovoltaico ma da non disturbare, con troppa illuminazione, il funzionamento delle telecamere.

16.2. Videosorveglianza

Per il sistema di videosorveglianza sono stati impiegati i seguenti elementi:

- ✓ telecamere speed dome da esterno;
- ✓ telecamere fisse;
- ✓ controller;
- ✓ DVD stand alone ed HD;
- ✓ centrale europlus 5 con trasponder;
- ✓ Combinatore GSM con antenna esterna;

16.3. Antintrusione

Per il sistema dell'antintrusione sono stati impiegati i seguenti elementi:

- ✓ sirene esterna;
- ✓ rivelatori da esterno a tripla tecnologia;
- ✓ rivelatori a doppia coppia con snodo;
- ✓ batteria a doppia tecnologia di raggio 100 m;
- ✓ batteria a tripla tecnologia di raggio 100 m;

16.4. Alimentazione tracker

Tramite apposito sistema di cavi corrente alternata saranno alimentati gli attuatori lineari per la rotazione dell'asse complanare ai moduli. In sintesi l'alimentazione tracker è composto da un quadro di controllo ogni 10 file di moduli.