REGIONE SICILIA

PROVINCIA DI ENNA

COMUNE DI AIDONE

OGGETTO

Progetto di un Impianto Agro-fotovoltaico denominato "Aidone-Giresi" da realizzarsi nel Comune di Aidone (EN) e delle relative opere di connessione nei Comuni di Aidone (EN), Raddusa e Ramacca (CT)

PROPONENTE

Edison Rinnovabili S.p.A.

Foro Buonaparte, 31

20121 Milano

TITOLO

RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO

PROGETTISTA

Pietro ing. Zarbo

Via Giovanni XXIII, 12

92100 Agrigento

p.iva: 02302580846

CODICE ELABORATO

REL 11

SCALA

n°.Rev.	DESCRIZIONE REVISIONE	DATA	ELABORATO	VERIFICATO	APPROVATO
0	Prima emissione	28 / 06 /23	Arch S.Lo Bello	Ing. P. Zarbo	*Edison Rinnovabili S.p.A.*

Rif. PROGETTO

N.

NOME FILE DI STAMPA

SCALA DI STAMPA DA FILE

Sommario

1. Scopo Del Documento 4
2. Valenza Dell'iniziativa 6
3. Normativa E Leggi Di Riferimento 7
4. Terminologia Impiegata nel Progetto 10
5. I Moduli Fotovoltaici 12
5.1. Documenti e normativa di riferimento 12
5.2. Definizioni 13
5.3. Caratterizzazione dei moduli 15
5.4. Lottizzazione della fornitura 16
5.5. Fabbricazione prove e collaudi 16
5.6. Prestazioni garantite 21
5.7. Non conformità 21
5.8. Documentazione richiesta 21
5.9. Imballaggio trasporto magazzinaggio 22
6. Formazione delle Stringe 23
7. Quadri parallelo ed inverter 25
7.1. Inverter 25
8. Suddivisione impianto lato AC 31
8.1. Bassa Tensione 31
8.2. Alta tensione 31
9. Organizzazione Del Campo Fotovoltaico 33
9.1. Cabine di campo 34
9.2. Stazione utenza e partenza RTN 35
10. Dimensionamento del sistema ..... Error! Bookmark not defined.
*10.1. Dimensionamento ..... **Error! Bookmark not defined.***
1. Sistema Di Distribuzione Dell'energia Prodotta 37
1.1. Tipi di cavi 37
1.2. Caduta di tensione e portata dei cavi 38
1.3. Calcolo cavi 39

2. Dettaglio Cavi 41
2.1. CAVI BT (lato DC) 41
2.2. Cavi BT (lato AC) 43
2.3. Cavi AT 44
2.4. Elettrodotto di collegamento Impianto 45
2.5. Cavi AT 49
3. Impianto di terra 50
4. Collegamento alla RTN 51
4.1. Gruppi di Misura 51
5. Supervisione e controllo 53
5.1. Generalità 53
5.2. Descrizione 53
5.3. Misure analogiche in campo ed in cabina elettrica 54
5.4. Data logger di "back up" 55
5.5. Sistema di trasmissione dati 55
6. Sistemi Ausiliari 56
6.1. Illuminazione 56
6.2. Videosorveglianza 56
6.3. Antintrusione 56
6.4. Alimentazione tracker 57
7. Sicurezza Elettrica 58
7.1. Protezioni dalle sovracorrenti 58
7.2. Protezione contro i contatti diretti 58
7.3. Protezione contro i contatti indiretti 59

1. Scopo Del Documento

Il documento ha lo scopo di fornire una descrizione generale dell'architettura elettrica del progetto dell'impianto di generazione elettrica da fonte rinnovabile solare, attraverso la conversione fotovoltaica, di potenza nominale **30.018,68 kWp** denominato **AIDONE GIRESI** da realizzarsi nel comune di Aidone (EN), in un'area individuata catastalmente nel N.C.T. del comune al foglio 51 particelle 67, 68 e 122 e foglio 52 particelle 25, 27 e relative opere di connessione secondo soluzione STMG Terna SpA numero pratica Codice pratica **202002137**.

L'impianto funzionerà in parallelo alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, cedendo totalmente l'energia elettrica prodotta alla rete, al netto dei consumi dei sistemi ausiliari.

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, rientrante 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.

3. 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.***

4. 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.

5. 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.

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.

5.1. 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

5.2. Definizioni

Cella rotta: Cella divisa in più parti di cui almeno due presenti all'interno del modulo;

Cella sbeccata: Cella mancante di una parte qualunque grande;

Potenza di picco (kWp): 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;

STC: Condizioni standard di prova: irraggiamento di 1000 W/m2, AM 1,5 con distribuzione dello spettro solare di riferimento e temperatura di cella di 25° C. + 2°C;

NOCT: Temperatura nominale di funzionamento, misurata a 800 W/m2, 1 m/sec di velocità del vento e a temperatura ambiente di 20°C;

Potenza totale di un lotto: Somma delle potenze, misurate in laboratorio, con simulatore solare di classe "A", di ciascun modulo costituente il lotto, nelle condizioni standard STC;

Potenza media di un modulo: E' il valore della potenza totale del lotto diviso il numero dei moduli costituenti il lotto stesso;

Lotto:	Un insieme omogeneo di moduli aventi le stesse caratteristiche meccaniche ed elettriche;
Modulo fotovoltaico:	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;
LQA (Livello di Qualità Accettabile):	Il valore percentuale di moduli non conformi, durante il collaudo di accettazione, oltre il quale il lotto viene scartato;
Collaudo per attributi:	Consiste nel classificare conforme o non conforme all'elenco dei tipi di difetto i moduli sottoposti al collaudo;
Piano di campionamento semplice:	Livello di collaudo dei moduli da collaudare in base ai criteri espressi nell'elenco dei tipi di difetti;
Livello di collaudo: del campione;	Relazione tra la numerosità del lotto e quella
Collaudo ordinario:	Indica la procedura di collaudo normale; si differenzia dal collaudo ridotto e collaudo speciale.
Delaminazione:	Distacco dell'EVA dal vetro.
Non conformità:	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.

5.3. *Caratterizzazione dei moduli*

I moduli fotovoltaici scelti per il progetto sono:

- ✓ Marca: **Trina solar**
- ✓ Modello: **Monocristallino Vertex da 670 Wp**
- ✓ Caratteristiche secondo la seguente scheda tecnica del modulo (estratto):

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	650	655	660	665	670
Power Tolerance-PMAX (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current-IMPP (A)	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage-VOC (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-ISC (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η m (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-PMAX (Wp)	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current-IMPP (A)	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage-VOC (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-ISC (A)	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

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:

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	33.3 kg (73.4 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

5.4. Lottizzazione della fornitura

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

5.5. 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:

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.

5.6. 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.

5.7. Non conformità

Ogni non conformità rilevata, dovrà essere segnalata al Responsabile della Qualità onde consentire l'attuazione delle eventuali azioni correttive, o comunque risoluzioni, atte a ripristinate le condizioni iniziali.

5.8. 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.

5.9. Imballaggio trasporto magazzinaggio

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

6. 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 protezione.

Nell'impianto in oggetto saranno presenti **1600 stringhe** da **28** moduli e quindi ogni stringa avrà la seguente caratteristica:

STRINGHE DA 28 MODULI (lato DC @STC)

- Potenza stringa: 18.760 Wp;
- Tensione a V_{MPP}: 1.069 V;
- Corrente I_{MPP}: 17,55;
- Tensione a circuito aperto: 1.291 V_{OC};
- Corrente di SC: 18,62 ISC (A).

STRINGHE DA 28 MODULI (lato DC @NOCT)

- Potenza stringa: 14.224 Wp;
- Tensione a V_{MPP}: 996,8 V;
- Corrente I_{MPP}: 14,26;
- Tensione a circuito aperto: 1.215 V_{OC};
- Corrente di SC: 15,01 ISC (A).

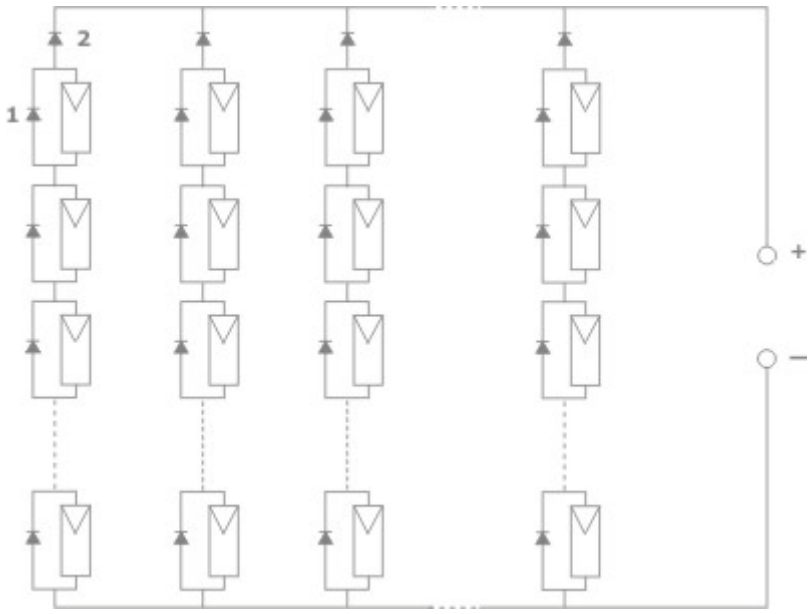


Figura 1: esempio di sottocampo fotovoltaico con stringhe

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 come nel caso dell'impianto in oggetto).

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.

7. Quadri parallelo ed inverter

In questo impianto fotovoltaico la potenza è elevata ed è opportuno suddividere il parallelo delle stringhe in più quadri, nel nostro caso tali 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, allo stesso MPPT dell'inverter, 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.

7.1. 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.

Nel presente impianto sono previsti 3 tipologie di inverter centralizzati del produttore **SMA** con i seguenti dettagli:

- n. 4 modello **SC4000 UP** dalla potenza nominale di 4 MW/cad
- n. 2 modello **SC4200 UP** dalla potenza nominale di 4,2 MW/cad
- n. 2 modello **SC4400 UP** dalla potenza nominale di 4,4 MW/cad

Facilità di installazione

Installazione facile e veloce, con connessione plug and play, direttamente nello skid fornito precabblato, 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 elimina la necessità di componenti esterni salvo dei quadri parallelo stringhe in BT in corrente continua (DC)

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

Caratteristiche principali

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1000 V	1003 to 1325 V / 1040 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	

Nella seguente tabella è rappresentata la composizione, a livello elettrico, dell'impianto:

Modello Inverter	Potenza nominale AC [kW]	n. Inverter	n. Stringhe / inverter	Totale Stringhe	Numero Moduli	Potenza
SC 4000 UP	4.000	4	190	760	21.280	14.257,6
SC 4200 UP	4.200	2	205	410	11.480	7.691,6
SC 4400 UP	4.400	2	215	430	12.044	8.069,48
				1.600,00	44.804,00	30.018,68

Dispositivo d'uscita

L'uscita degli inverter in corrente alternata confluirà nei quadri parallelo BT parallelo inverter.
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.

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.

8. Suddivisione impianto lato AC

8.1. Bassa Tensione

La parte dell'impianto elettrico lato AC (corrente alternata) ha inizio dall'uscita degli inverter fino al punto di consegna.

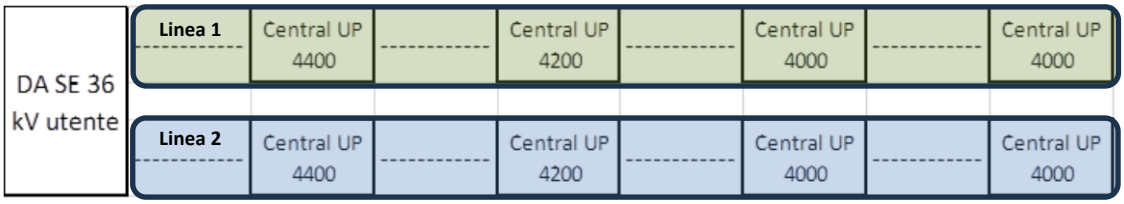
Visto la potenza in gioco, il distributore eseguirà l'allaccio dell'impianto in AT* (alta tensione a 36 kV). Dunque, l'impianto elettrico in AC può essere suddiviso nelle parti delle tensioni in BT (bassa tensione < 1500 V) e AT. La parte dell'impianto in BT è dall'uscita degli inverter fino ai quadri parallelo BT. Dopo il trafo BT/AT sempre nelle stesse cabine di campo fino allo stallo di consegna Terna la parte della linea elettrica è definita convenzionalmente in AT (Alta tensione, nel nostro caso a 36 kV).

**Dato il livello di tensione di consegna alla RTN a 36 kV i trasformatori di elevazione di potenza saranno con secondario pari alla tensione di uscita dell'inverter (in questo caso a 800 V) e primario.*

8.2. Alta tensione

Si intende circuito in alta tensione quella parte del campo fotovoltaico che ha inizio dall'uscita del trasformatore fino al punto di consegna.

Il trasformatore ha il compito di elevare la tensione BT in AT. Si rende necessario ciò per diminuire le perdite dovute alla caduta di tensione sui cavi, avendo nel sistema AT correnti minori che nel sistema BT. Inoltre, avendo correnti minori, il cablaggio in AT sarà meno complesso. Considerando la potenza dell'impianto che è di circa 30 MW, l'impianto è suddiviso in 8 sezioni che confluiscono in 2 sottocampi, che confluiscono nella stazione utente a 36 kV, identificati come Linea 1 e Linea 2 ripartiti come nel seguente schema:



Per questo impianto sono previsti **8 trasformatori** DYn11 con potenza nominale da circa 4 MVA (nel dettaglio n. 4 da 4MVA, n. 2 da 4,2 MVA e n. 2 da 4,4 MVA) con tensioni BT/AT di 36.000/800 V (V1/V2).

La cabina raccolta è prevista prefabbricata cav dalle dimensioni di 9x2,5 mt ed altezza 2,9 mt circa.

9. 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.

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

	Totale Impianto	**Sottocampo_1**	**Sottocampo_2**
Numero Moduli [n]	**44.804**	**21.280**	**23.524**
Potenza Modulo [Wp]	**670**	670	670
Moduli per stringa [n]	**28**	28	28
Potenza Stringa [kWp]	**18,76**	18,76	18,76
Numero Stringhe	**1.600**	760	840
Potenza Campo (kWp)	**30.018,68**	14.257,6	15.761,08

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 di sezione 6 mm2. Gli inverter, a loro volta, vengono

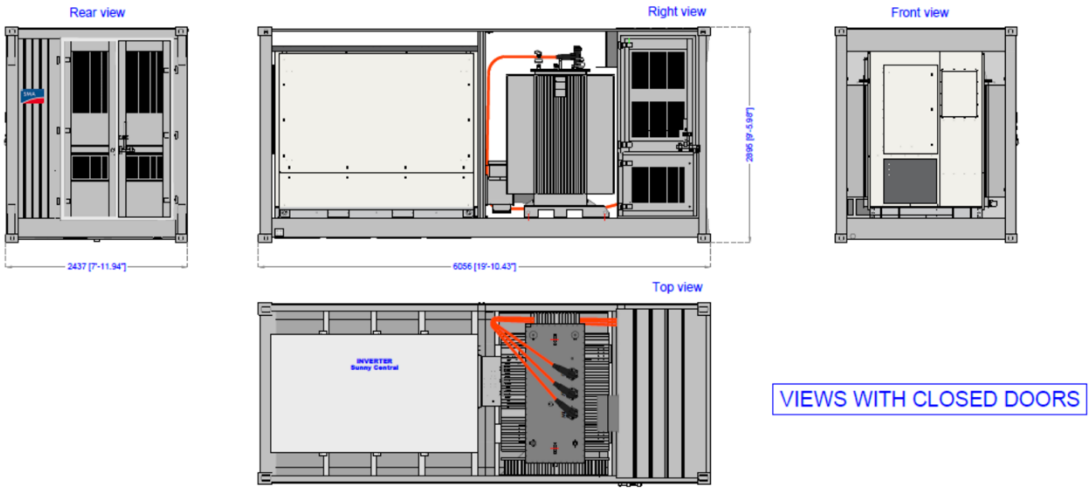
collegati in parallelo sul quadro di parallelo dei sottocampi BT con cavi di tipo FG7(O)M1 di sezione massima (in base alla distanza) pari a 70 mm2.

La linea AT (dall'uscita dei trasformatori BT/AT) farà capo ad uno scomparto in alta tensione a 36 kV che comprenderà l'interruttore tripolare (in SF6) di uscita e il sezionatore tripolare a monte dell'interruttore stesso.

I cavi saranno dimensionati definitivamente nella fase esecutiva del progetto.

9.1. Cabine di campo

Come sopra dimensionato le cabine di campo ricevono tutto il sistema di trasporto di energia della relativa sezione e sono previste del tipo cabina prefabbricata. In fase realizzativa dell'intervento si può optare per una soluzione su Skid non aumentando le volumetrie autorizzate anzi le diminuiscono.



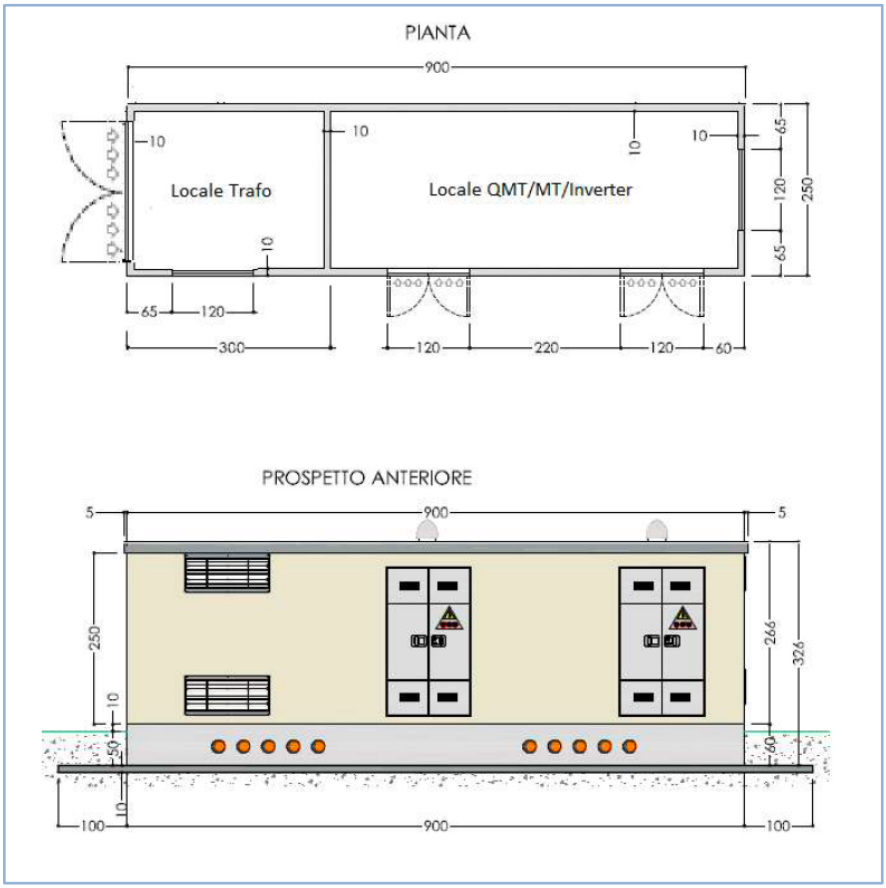
Le cabine di campo, lato 36 kV, saranno equipaggiate di equipaggiate di inverter, di trasformatore BT/AT e di scomparti RMU (switchwear di n,1 per le cabine inizio linea AT n. 2 per le cabine con arrivo e partenza alla successiva cabina o alla stazione utenza), scomparto partenza linea per trasformatore servizi ausiliari.

Adiacente ad ogni cabina di campo sarà posata una "cabina di raccolta" atte ad ospitare il trasformatore BT/bt 50kVA dei servizi ausiliari, le apparecchiature bt ed i sistemi di continuità.

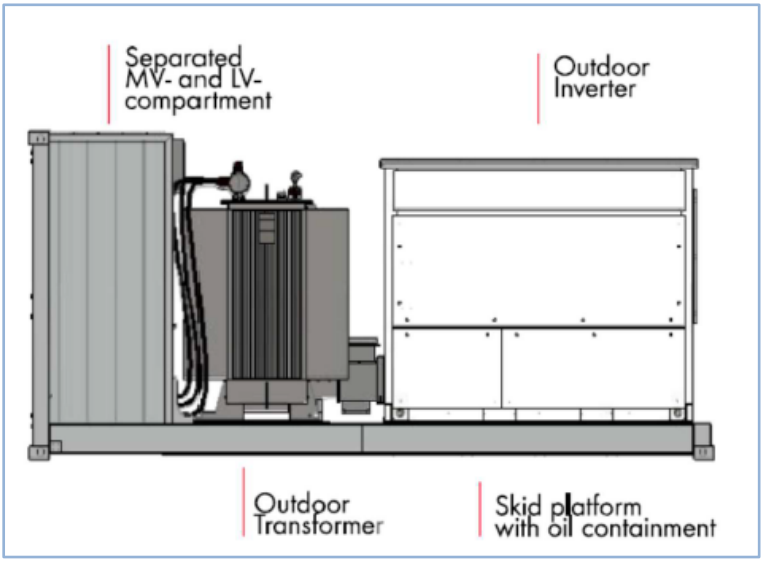
9.2. Stazione utenza e partenza RTN

Si veda anche "Relazione opere di connessione" per una più chiara esposizione, qui si sintetizza dicendo cha questa parte della linea a 36 kV (Um 40,5 kV) composta da un quadro generale costituito dai seguenti scomparti:

- Scomparto partenza linea RTN
- Scomparto Misure/TV
- Scomparto alimentazione Trasformatore Servizi Ausiliari
- Scomparto Arrivo linea sottocampo L1
- Scomparto Arrivo linea sottocampo L2
- Scomparto reattanza Shunt impianto FV (da confermare in fase di progetto esecutivo).



Es. Cabina di Campo CCx



Es. MV SKID completo di TRF

1. Sistema Di Distribuzione Dell'energia Prodotta

1.1. *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 AT/BT. Per tali collegamenti verrà impiegato il cavo unipolare di tipo FG7(O)R.

I collegamenti che riguardano il sistema dell'energia prodotta, lato AT, vanno dall'uscita dei trasformatori AT/BT agli ingressi dei quadri AT e dalle uscite dei quadri AT fino alla sottostazione SSE. Per tali collegamenti verrà impiegato il cavo unipolare di tipo RG7H1R.

Per la connessione alla RTN l'elettrodotto stazione utente (interna al sito a 36 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.

1.2. 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 k1, k2, k3 e k4 (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, k3 e k4 non si considerano);
2) IZ = IP * K1 * K2 * k3 * k4 [A], dove IP è la corrente di portata del cavo;
3) IB = 1,25 * I [A], dove I è la massima corrente del sistema;
4) Verificare se IZ > IB, 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) Rcavo = (υ * L) / 1000 [Ω], dove L è la lunghezza del cavo;
6) ΔU = IB * Rcavo [V], dove ΔU è la caduta di tensione;
7) ΔU% = 100 * ΔU/U, dove U è la tensione (preferibilmente nelle condizioni peggiori) del sistema.
8)

Per il sistema di distribuzione dell'energia, il ΔU% non deve superare la soglia del 2%.

1.3. 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 (IZ) 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" (ρ = 5,09 Ω/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 sono date da:

ΔU =(5,09 * I * L)/1000

I = I_{MPP} = 14,26 A (a NOCT), mentre la I_B = 1,25 * I_{SC} = 18,76 A

Avendo una lunghezza dei cavi media di 100 m si ottiene:

ΔU = 7,56 V

La caduta percentuale risulta considerando le condizioni peggiori (U_{MPP} a 70°C = 800 V)

ΔU = 0,91%

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:

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

Considerato che la corrente di portata ($\mathbf{I_B}$) è data dalla $\mathbf{I_{SC}}$ maggiorata del 25% ($\mathbf{I_B}$ = 1,25 * I_{SC} = 10,5 A), la corrente di esercizio risulta essere nettamente inferiore ($\mathbf{I_Z > I_B}$) 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 mm^2 (u = 0,386 Ω/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, con I= 14,6*10=146 A sui cavi risulta: **ΔU** = (0,386 * I * L) / 1000; **ΔU** = 5,63V

La caduta percentuale risulta considerando le condizioni peggiori: **ΔU%** = 0,70%

Caduta di tensione percentuale complessiva

La caduta percentuale (nelle condizioni peggiori) risulta pertanto:

ΔU% = 0,91+0,70= 1,19% inferiore al valore ritenuto il massimo ammissibile.

Nel progetto esecutivo verranno opportunatamente scelte le sezioni dei AT.

2. Dettaglio Cavi

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

2.1. CAVI BT (lato DC)

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

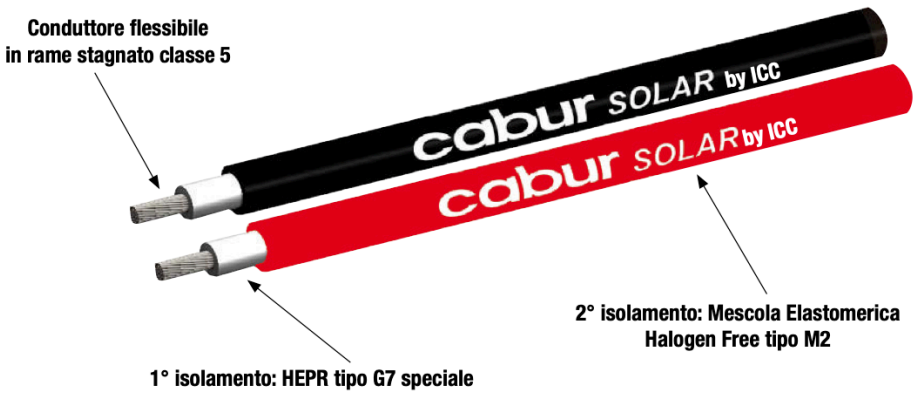
Nel progetto esecutivo verranno dettagliati le lunghezze precise mentre ai fini della presente relazione vengono elencati principali caratteristiche elettriche e lunghezze medie per ogni stringa costituita da due cavi (polo positivo e polo negativo):

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;

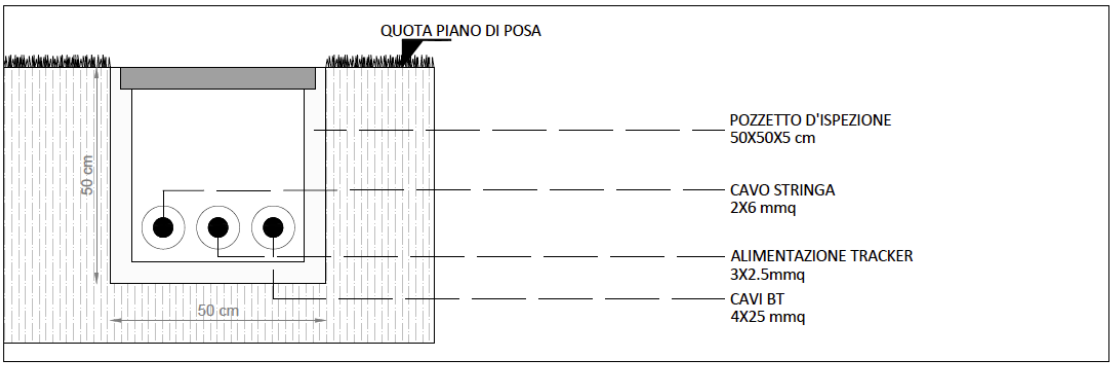
Sezione: 6 mmq;



<u>Modalità di posa:</u>

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: Cavidotto 1:20

2.2. *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 0,8/36 kV .

Nel progetto esecutivo verranno dettagliati le lunghezze esatte 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;

2.3. *Cavi AT*

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 esatte 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: 36.000 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: mescola a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso

2.4. *Elettrodotto di collegamento Impianto*

Scopo del presente paragrafo è quello di indicare le modalità di progettazione, le indicazioni e le prescrizioni per il dimensionamento dei cavi elettrici di alta tensione da utilizzarsi per il collegamento (dorsale di collegamento tra stazione utente impianto e stazione del DSO).

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 utenza AT ha una lunghezza di circa 12.000 mt.

Caratteristiche funzionali

Tipologie ed impiego dei cavi

I cavi impiegati saranno cavi unipolari di tipo CEI UNEL RG7H1M1, ossia cavi unipolari con corda rotonda compatta di rame rosso, isolato con mescola di gomma ad alto modulo G7, schermo a fili di rame rosso, guaina esterna in PVC, con tensione Uo/U pari a 24/36 kV.

Il sistema trifase di AT nelle cabine di partenza ed arrivo ha le seguenti caratteristiche elettriche nominali:

- Tensione nominale: 36 kV;
- Frequenza nominale: 50 HZ
- Tensione di isolamento: 45 kV;

I cavi impiegati saranno cavi unipolari di tipo CEI UNEL RG7H1M1, ossia cavi unipolari con corda rotonda compatta di rame rosso, isolato con mescola di gomma ad alto modulo G7, schermo a fili di rame rosso, guaina esterna in PVC, con le seguenti caratteristiche generali:

- Tensione Isolamento Uo/U pari a 26/45 kV;
- Formazione: Unipolare;
- Tipo di posa: a Trifoglio;
- Sezione: 300 mmq;

Quindi, i cavi impiegati saranno cavi unipolari di tipo CEI UNEL RG7H1R-26/45 kV, ossia:

- R: cavi unipolari con corda rotonda compatta di rame rosso, con semiconduttore interno in elastomerico estruso;
- G7: isolante in mescola di gomma ad alto modulo, semiconduttore esterno in elastomerico estruso pelabile a freddo;
- H1: schermatura a fili di rame rosso;
- M1: guaina esterna termoplastica a basso sviluppo di fumi e gas tossici corrosivi; 18/36kV: tensione Uo/U.

Tipo di posa

E' prevista la posa interrata.

Le modalità tipiche della posa sono definite nel documento "Caratteristiche costruttive posa cavi".

Dimensionamento cavi MT

Sezione minima del cavo

La sezione dei cavi elettrici a 36 kV è calcolata, in accordo con la norma CEI 11 – 17, in modo che risultino soddisfatte le seguenti condizioni:

1. $I_b \leq I'_z$
2. $\Delta V \leq 4\%$
3. $\Delta P \leq 5\%$

dove:

- Ib rappresenta la corrente di impiego, ovvero l'intensità di corrente massima all'interno della linea di cavo.

- I'z rappresenta la portata effettiva del cavo e dipende dalla portata nominale del cavo stesso e dalle relative condizioni di posa.

- ΔV rappresenta la massima caduta di tensione su ogni sottocampo ed è valutata a partire dalla cabina d'impianto fino all'aerogeneratore più lontano.

- ΔP rappresenta la perdita di potenza per ognuno dei sottocampi.

La sezione minima immediatamente superiore che è possibile scegliere è di 185 mmq.

Portata del cavo

Per il dimensionamento in corrente la portata del cavo è presa direttamente dalla scheda tecnica del produttore considerando le condizioni di posa (interrato a trifoglio).

Nel caso del cavo in oggetto si ha:

- Pn = 30.018 kVA

Quindi:

- In = Pn/(√3*Un) = 30018680/(√3*36000) = ~482 A

Per la corrente in oggetto, e con il limite imposto dalla sezione minima, si ipotizza l'utilizzo di una terna di cavi di sezione minima 95 mmq con una portata pari 240 A.

Temperatura del cavo

Per il dimensionamento alla temperatura di funzionamento si utilizza la seguente formula:

Tf = [(In /(Iz * N))2 * (Te - Ta)] + Ta

Dove:

- Tf: temperatura di funzionamento;
- In corrente nominale di linea A;
- Iz: portata nominale del cavo A;
- N: numeri di conduttori per fase;
- Te: temperatura di esercizio;
- Ta: temperatura ambiente;

ed i seguenti dati del cavo:

- Iz = 954 A
- In = 250 A
- N= 3
- Te = 105°C (temperatura massima di esercizio per conduttori in gomma G7)
- Ta = 30°C (temperatura per cavi interrati in cunicoli)

E quindi:

Tf = [(In / (Iz * N))Ç * (Te - Ta)]+ Ta = [(250/(954*3))^2*(105-30)]+30 = 30,6°C.

Ben inferiore alla temperatura massima di funzionamento per il cavo in oggetto.

Caduta di tensione:

- Con i seguenti dati:
- Tensione: 36.000 V;
- Potenza: 30 MW;
- sezione cavi: 500 mmq;
- Lunghezza: 12.000 m;
- Corrente: trifase alternata;

si ha una caduta di tensione di circa 316 V pari a circa 1 %, ritenuta accettabile.

2.5. *Cavi AT*

E' il cavo unico che collegherà la stazione utente 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.

L'elettrodotto a 36 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.

3. Impianto di terra

L'impianto di terra sarà progettato e realizzato in accordo con la norma CEI 11-1 partendo dai dati di resistività del terreno, corrente di guasto sul nodo elettrico e tempo di eliminazione del guasto che saranno riportati nel documento di progetto.

L'impianto di terra sarà costituito essenzialmente da un dispersore intenzionale interrato ad una profondità di circa 1 mt.

La maglia verrà realizzata con corda in rame nudo, di sezione adeguata alla corrente di guasto da disperdere, mentre tutti i collegamenti di terra saranno realizzati con cavi rispondenti alle norme CEI 7-4, 7-1 di sezione adeguata.

4. Collegamento alla RTN

I criteri e le modalità per la connessione alla RTN saranno conformi a quanto prescritto dalle normative CEI 11-20, CEI 0-16, CEI 82-25 e dalle prescrizioni TERNA (TICA), per clienti produttori dotati di generatori che entrano in parallelo continuativo con la rete elettrica.

Il parco fotovoltaico, mediante un cavidotto interrato della lunghezza di circa 12km uscente dalla cabina d'impianto alla tensione di 36 kV, sarà collegato in antenna su unico stallo della sezione a 36 kV della futura stazione elettrica della RTN a 220/150/36 kV.

L'impianto risulta equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli: dispositivo generale; dispositivo di interfaccia; dispositivo del generatore. Al dispositivo generale + interfaccia (se unico) non può essere infatti associata anche la funzione di dispositivo di generatore.

Dispositivo del generatore (DDG) che fungerà anche da dispositivo di rincalzo - DDR) dispositivo generale (DG) e dispositivo interfaccia (DDI) e relativi sistemi di protezioni (SPG, SPI e relativi trasduttori) saranno conformi e collegati secondo quanto prescritto nella norma CEI-016 (si veda schema unifilare).

4.1. Gruppi di Misura

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo con la rete è necessario misurare l'energia prelevata/immessa in rete (e se ritenuto necessario/opportuno) anche l'energia fotovoltaica prodotta.

L'impianto fotovoltaico in esame essendo costituito da 6 sezioni avrà 6 gruppi di misura dell'energia prodotta, entrambi collocati il più vicino possibile all'inverter.

Il gruppo di misura, ad inserzione indiretta con TA e TV, dell'energia prelevata/immessa in rete sarà ubicato nel locale misure della cabina di consegna a valle del Dispositivo Generale.

I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi

meccanici di sigillatura che garantiranno manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

5. 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.

5.1. 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.

5.2. 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.

5.3. 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 TRAFO 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		

5.4. 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.

5.5. 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.

6. 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.

6.1. *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.

6.2. *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;

6.3. *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;

6.4. *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.

7. Sicurezza Elettrica

7.1. Protezioni dalle sovracorrenti

La protezione contro le sovracorrenti sarà assicurata secondo le prescrizioni della Norma CEI 64-8.

In particolare, sarà assicurato il coordinamento tra i cavi e i dispositivi di massima corrente installati, secondo le seguenti regole:

$$Ib <= In <= Iz$$

$$Icc^2t <= K2S2$$

dove:

Ib = corrente di impiego del cavo

In = corrente nominale dell'interruttore

Iz = portata del cavo

Icc = corrente di cortocircuito

t = tempo di intervento dell'interruttore

K = coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo

S = sezione del cavo

7.2. Protezione contro i contatti diretti

Le varie sezioni dell'impianto sono costituite da sistemi di Categoria I. Non essendo presenti circuiti a bassissima tensione di sicurezza (SELV) né a bassissima tensione di protezione (PELV), la protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento completo delle parti attive, sia per la sezione in corrente continua che per quella in corrente alternata.

7.3. Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

- messa a terra delle masse e delle masse estranee;
- scelta e coordinamento dei dispositivi di interruzione automatici della corrente di guasto, in conformità a quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8.
- ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra.

In particolare, l'impianto rientra nei sistemi di tipo "TN", saranno installati interruttori differenziali tali da garantire il rispetto della seguente relazione nei tempi riportati in tabella I:

$$Z_S \times I_a <= U_0$$

dove:

- Z_S è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente;
- I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, la I_a è la corrente differenziale;
- U_0 tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase –terra) in Volt.

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantito dalla presenza del trasformatore BT/MT. In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità ogni inverter sarà munito di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.