

**REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO A
TERRA DA 24,49 MW IN IMMISSIONE,
TIPO AD
INSEGUIMENTO MONOASSIALE
“SAM-SE”
COMUNI DI SAMASSI E SERRENTI (SU)**

Relazione Descrittiva Impianto Elettrico

Committente: ENERGYSAMSE SRL

Località: COMUNI DI SAMASSI E SERRENTI

CAGLIARI, 08/2022

STUDIO ALCHEMIST

Ing.Stefano Floris – Arch.Cinzia Nieddu

Via Isola San Pietro 3 - 09126 Cagliari (CA)

Via Semplicio Spano 10 - 07026 Olbia (OT)

stefano.floris@studioalchemist.it

cinzia.nieddu@studioalchemist.it

www.studioalchemist.it



Sommario

1. Premessa ed inserimento urbanistico	3
2. Impianto Fotovoltaico da 24.492 kW	4
3. Moduli fotovoltaici.....	5
4. Inverter	7
5. Strutture di sostegno pannelli fotovoltaici: TRACKER	8
9. Criterio di calcolo delle cadute di tensione	11
10. Procedimento di calcolo	12
11. Protezione delle condutture	12
12. Vano inverter	13
13. Cabine di Trasformazione	13
14. Impianto BESS da 15.000 kW	14
15. Batterie al litio	14
16. Sistema di conversione	15
17. Architettura	16
18. Connessione alla rete RTN	18
19. Sistema di monitoraggio e informazione.....	18
20. Canala metallica contenimento cavi	19
21. Protezione contro le sovratensioni - lato c.a.	19

1. Premessa ed inserimento urbanistico

La presente relazione fa parte del progetto esecutivo “**REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA DA 24,49 MW IN IMMISSIONE - TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE “SAM-SE” – COMUNI DI SAMASSI E SERRENTI (SU)**”.

La società proponente del progetto è la **ENERGYSAMSE SRL**, con sede legale Via Semplicio Spano 10, Olbia (SS), Codice Fiscale: 02902560909, di proprietà di Alchemist SRL che opera nel settore della progettazione di impianti per lo sfruttamento delle energie rinnovabili.

L'area di intervento è ubicata all'interno di terreni siti nei Comuni di Samassi e Serrenti, localizzati nella *ZONA AGRICOLA E* del comune di Samassi e nella *ZONA AGRICOLA E1 – Aree caratterizzate da una produzione piccola e specializzata* del comune di Serrenti, secondo quanto documentano i Certificato di Destinazione Urbanistica (CDU).



Fig. 1: Area di intervento.

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto, si trova ad un'altitudine media di 112 m s.l.m. e ricopre un'area lorda di 41 Ha.

L'intervento contempla la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale in immissione pari a **24.492,3 kW** di picco per la produzione di energia elettrica posato sul terreno livellato mediante l'istallazione di inseguitori solari.

Le distanze definite dal piano sono state rispettate, sia nel caso di confine con strada che con altri lotti; l'impianto è stato posizionato mantenendo le fasce di rispetto lungo tutti i suoi confini.

Il passaggio all'interno dell'area è possibile sia lungo i confini, in quanto è stata definita una distanza di 12 metri, sia all'interno dell'area in quanto la distanza tra i pannelli è 4,40 m. Sono state previste delle stradine per facilitare la percorrenza del sito, che permettono il raggiungimento di tutte le cabine di campo.

Nella progettazione è stata inserita anche un'opera di mitigazione dell'impatto visivo e inserimento di essenze arboree lungo tutta la superficie a confine (aree di rispetto) e le aree non utilizzate per l'impianto o le strutture strettamente connesse.

L'obiettivo è, non solo mitigare, ma apportare un miglioramento sostanziale in termini di superfici, e della qualità degli interventi stessi.

Attraverso lo studio di una nuova componente di verde si vuole arricchire la presenza delle essenze per tipologie e quantità con l'uso esclusivo di essenze autoctone, caratterizzate principalmente da vegetazione a macchia, da boschi e da praterie.

2. Impianto Fotovoltaico da 24.492 kW

L'impianto sarà costituito da 44.492 moduli fotovoltaici marca JA SOLAR da 545 W, organizzati in stringhe e collegati in serie tramite 27 inverter HUAWEI SUN2000 da 215 kVA vincolati alle strutture di supporto dei pannelli.

L'impianto verrà connesso alla rete mediante una linea di media tensione aerea di lunghezza di circa 1 km, che verrà realizzata dal gestore della rete. La cabina di trasformazione e consegna sarà posizionata a bordo lotto come risulta dalle tavole grafiche.

La connessione dell'impianto avverrà attraverso 8 cabina di trasformazione di nuova realizzazione, costituita da n° 1 interruttore MT, posizionati in 8 containers diversi contenenti ognuna un trasformatore in olio o resina da 3250 KVA, in, un quadro generale completo di interruttore sezionatore ed un quadro di distribuzione con le varie utenze, posizionati nella cabina elettrica a nord dell'impianto.

Le strutture di fissaggio sono state conteggiate in fase esecutiva e dal computo metrico emergono le quantità puntuali.

Per quanto riguarda i calcoli di producibilità, le dimensioni dei cavi e le verifiche elettriche si rimanda alla relazione tecnica di calcolo allegata.

Sono stati eseguiti dei sopralluoghi allo scopo di definire le modalità di installazione e individuare le soluzioni più idonee alla connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete pubblica di distribuzione dell'energia elettrica. Nel corso di questi ultimi, sono scaturite le scelte che hanno portato a ridefinire il numero di pannelli da installare e le modalità di riqualificazione ambientale.

Di seguito la descrizione generale dell'installazione.

I moduli fotovoltaici costituenti l'impianto andranno posizionati su strutture su pali, come individuato nell'elaborato *Planimetria Generale Impianto*.

Il criterio di posizionamento si è basato sull'utilizzo di strutture quali i tracker monoassiali, disposte con orientamento est-ovest, e concepite per ruotare durante il giorno e seguire il tragitto del sole in maniera tale da ottenere un irraggiamento massimo per più ore possibili.

Nell'intorno del campo fotovoltaico vengono lasciati idonei spazi per effettuare le manutenzioni.

I moduli verranno vincolati al solaio tramite apposita struttura di fissaggio di tipo tracker.

I calcoli strutturali vengono definiti nella apposita relazione.

~~All'interno della cabina elettrica verrà realizzato il quadro elettrico nel quale verranno installati gli~~

interruttori di sezionamento.

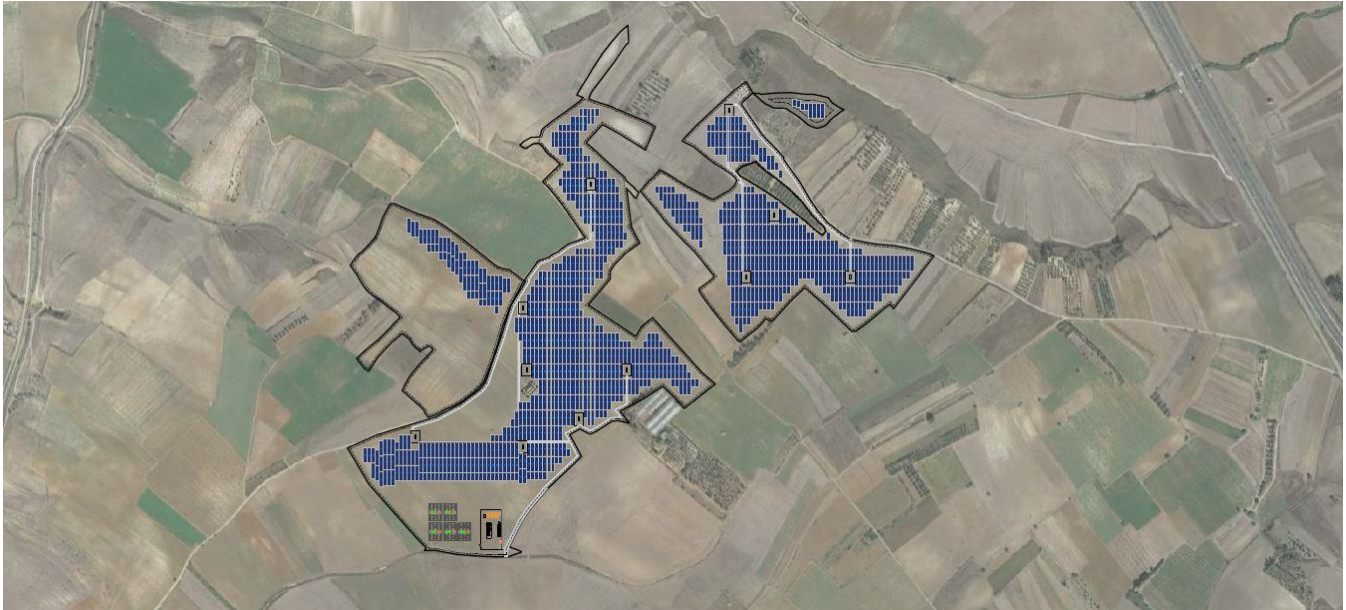


Fig. 3: Posizionamento impianto su ortofoto.

La linea in corrente continua 2*6mmq tipo FG21M21, che dai moduli arriva all'inverter, verrà posizionata all'interno di una canale metallica con fissaggi ogni 2m e fissata direttamente alla struttura di supporto dei pannelli quando possibile;

Dal quadro elettrico la linea in cavo 3*240mmq +1*35mmq tipo FG16(0)R16 verrà collegata al quadro generale posizionato di fronte allo stesso quadro FTV.

Caratteristiche Cluster di Impianti Fotovoltaici	
Numero di impianti in cui si compone il cluster	8
Potenza installata impianto fotovoltaico	24.492 kWp
Potenza nominale impianto fotovoltaico	20000 kWp
Numero di moduli installati	44.492
Superficie complessiva lorda disponibile nel sito di installazione	41.000m2

3. Moduli fotovoltaici

Nel presente progetto si utilizzeranno dei moduli fotovoltaici tipo JA SOLAR JAM72D30-545/MB, da 545 W, tra i più recenti disponibili in commercio, le cui caratteristiche di massima sono riportate nelle schede tecniche allegate.

I moduli sono costituiti da 144 celle, incapsulate tra due strati di EVA e protetti frontalmente da una lastra di vetro antiriflesso.

La cornice di fissaggio è in robusti profilati di alluminio anodizzato di colore chiaro.

Per le terminazioni elettriche è presente una scatola di collegamento a tenuta stagna, dotata di connettori (collegabili a) MC4, cavo: 2 x 1 m / 4 mm².

I moduli previsti avranno certificazione secondo la UNI 9177 di classe 1 di reazione al fuoco.

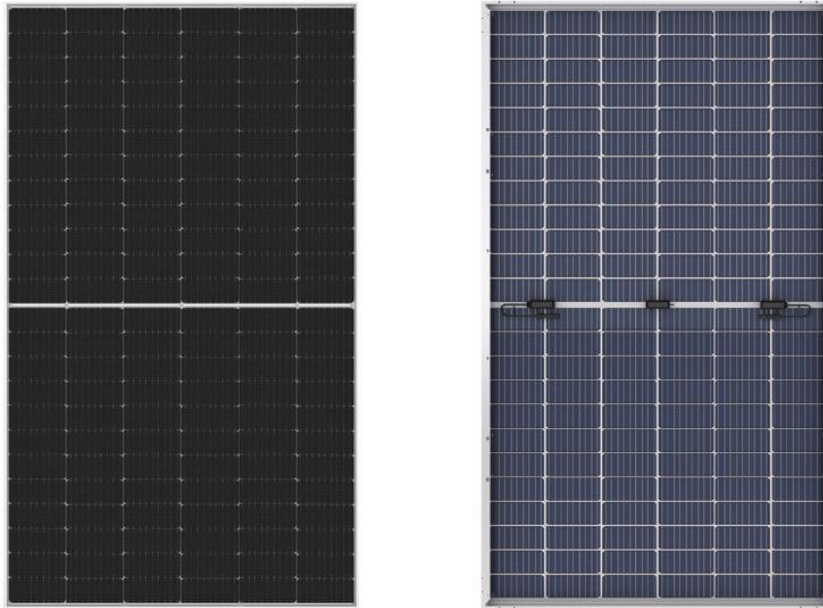


Fig. 3: Pannelli LONGI HI-MO5 LR5-72HBD da 545 W.

Ogni impianto fotovoltaico di potenza nominale 1MW sarà costituito da 4 generatori fotovoltaici, corrispondenti ad altrettanti sottocampi nei quali è scomposto il campo fotovoltaico, che concorrono ad una unica sbarra di allacciamento alla MT, ogni generatore fotovoltaico corrisponderà ad un sottocampo come descritto nella tabella che segue.

Caratteristiche Impianto Fotovoltaico	
Potenza nominale impianto fotovoltaico	24.492,3 kWp
Numero di sottocampi	16
Numero di stringhe per sottocampo	470
Numero di moduli per stringa	28
Numero totale di moduli	44.940
Tensione max. a circuito aperto (T=-10°)	877,2 V
Tensione alla massima potenza (25°C)	672,0 V
Tensione min. alla massima potenza (T=70°)	610,8 V
Corrente di corto circuito - Inverter lato bt	2730 A
Corrente di corto circuito riferita in MT=15kV	414 A
Superficie totale moduli sottocampo	7.599 m2
Superficie totale moduli	30,40 m2

Tabella 3 Caratteristiche impianto

4. Inverter

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno n°100 HUAWEI SUN 2000 - 215 KTL, specificamente ottimizzato per connessione in rete. (fonte HUAWEI)



Fig. 4: Inverter Huawei SUN 2000 215KTL.

Il SUN2000 è un inverter a stringa collegato alla rete elettrica FV che converte l'alimentazione CC generata dalle stringhe FV in alimentazione CA e immette l'elettricità nella rete elettrica.

- Nove circuiti di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT) indipendenti e 18 ingressi di stringa FV.
- 12 linee di monitoraggio smart ad alta precisione delle stringhe FV: Aiuta a identificare e correggere le eccezioni in modo tempestivo.
- Rete MBUS: Utilizza la linea elettrica esistente per la comunicazione e non richiede un cavo di comunicazione aggiuntivo, il che riduce i costi di costruzione e manutenzione e migliora l'affidabilità e l'efficienza della comunicazione.
- Diagnosi curva Smart I-V: Implementa la scansione I-V e la diagnosi di integrità per le stringhe FV. In questo modo, potenziali rischi e guasti possono essere rilevati in tempo, migliorando la qualità di funzionamento e manutenzione dell'impianto.

Il parallelo delle stringhe sarà effettuato all'interno dell'inverter adatto a sopportare la corrente totale in arrivo dal campo FV.

L'inverter sarà equipaggiato in ingresso lato CC, scaricatori di tipo II e riconoscimento guasto di stringa.

Inoltre, l'inverter sarà protetto riguardo alle anomalie di funzionamento che si possono verificare: sovracorrenti, sovratensioni, sovratemperature, corto circuiti in ingresso o in uscita.

L'inverter dovrà altresì essere corredato di una porta di comunicazione per segnalare eventuali allarmi verso un sistema di acquisizione remoto tipo RS485.

L'inverter sarà alloggiato sulla struttura di fissaggio dei pannelli fotovoltaici in posizione NORD, per cui riparato dalla radiazione solare diretta; sarà dotato di lamiera di copertura coibentata, e sarà installato nel rispetto delle distanze minime indicate nel manuale d'uso.

In prossimità dell'inverter saranno apposti i cartelli monitori di pericolo previsti dalle normative.

5. Strutture di sostegno pannelli fotovoltaici: TRACKER

La struttura di fissaggio di tipo TRACKER monoassiale sarà orientata con asse NORD/SUD come indicato nelle tavole grafiche e con inseguimento solare EST-OVEST. Sarà del tipo SUNHUNTER 18AB, della marca COMAL.

L'inseguitore solare è un dispositivo che funziona mediante un sistema automatico e meccanico che permette di orientare i pannelli fotovoltaici rispetto ai raggi del sole seguendone il suo percorso apparente.

Tale percorso assume due valori caratteristici, in termini di altezza del sole, in due date precise dell'anno:

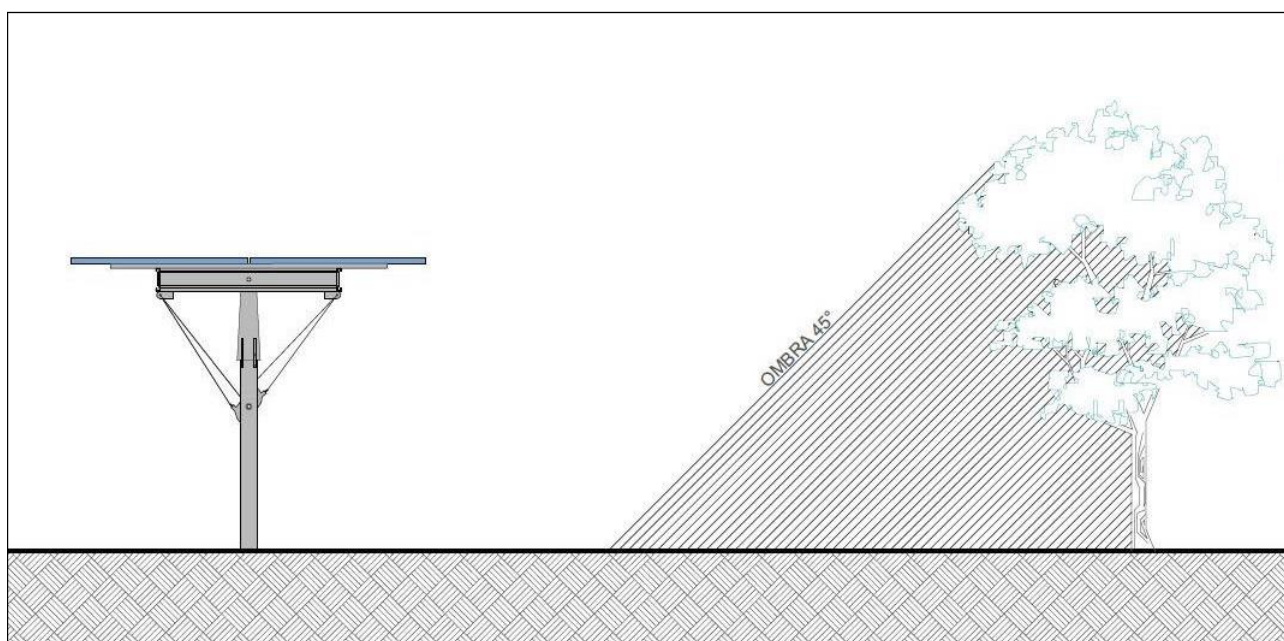
- il **21 giugno** (solstizio di estate), assume l'altezza massima per un angolo di azimuth pari a 180° (direzione Sud);
- il **21 dicembre** (solstizio di inverno), assume l'altezza minima per il medesimo valore dell'angolo di azimuth.

Questo sistema permette di **catturare maggiore energia solare**, in questo modo quella captata durante un'intera giornata è superiore rispetto all'impiego di normali pannelli fotovoltaici.

L'inseguitore solare fotovoltaico quindi ha lo scopo di inseguire i raggi del sole e di massimizzare al contempo l'efficienza dell'intero sistema di pannelli solari. Grazie all'inseguitore è possibile durante la giornata mantenere in modo costante il punto di fuoco che viene generato dal sole. L'allineamento con i raggi solari permette dunque di ottenere una maggiore efficienza per la conversione in energia elettrica a parità di superficie.

Il movimento degli inseguitori è garantito da appositi motori fissati direttamente alla struttura di tipo monofase che attraverso un sistema di riduttori e paranchi assicurano il movimento delle vele da est ad ovest.

L'intero sistema garantisce una certa resistenza al vento, in maniera da evitare spostamenti indesiderati.



Generalmente è necessaria una maggiore manutenzione rispetto a un rack fisso tradizionale, sebbene i progressi tecnologici e l'affidabilità in elettronica e meccanica hanno drasticamente ridotto i problemi a lungo termine per i sistemi di tracciamento.

6. Cavi elettrici

I cavi di interconnessione tra i moduli fotovoltaici, saranno di tipo “solare” FG21M21 1500V di sezione 4 mmq, e 6 mmq, così come quelli colleganti le stringhe all’inverter. I cavi a valle dell’inverter (lato AC) saranno del tipo FG7OR 0,6/1kV, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia.

Le terminazioni sui quadri saranno debitamente segnalate ed etichettate.

I cavi saranno alloggiati entro canale metallica, tipo “Bocchiotti”.

I canali saranno a sezione circolare, la stessa è stata sarà dimensionata in modo che sia pari a due volte la sezione realmente occupata dai cavi.

Le giunzioni e derivazioni saranno realizzate solo all'interno di quadri o scatole di parallelo. L'ingresso ai quadri avverrà mediante passacavo a tenuta stagna.

La dimensione dei tubi sarà tale da risultare pari a 1,3 volte il diametro del fascio dei cavi in esso posati. È prevista la posa di opportune tubazioni di riserva.

Le condutture saranno interrotte ogni 20-25 m da pozzetti giunti rompitratta.

Le linee verranno dimensionate prevedendo una caduta massima totale pari al 2%.

Si realizzeranno con l'impiego di cavi unipolari e multipolari con conduttori in corda di rame, isolati in PVC con guaina in EPR, non propaganti l'incendio e a bassa emissione di gas corrosivi, tipo FG7 0.6-1kV, in riferimento alle norme CEI20-13 e 20.-22II.

7. Protezione contro i contatti diretti

Le parti attive sono previste completamente ricoperte con isolamento che ne impedisce il contatto e può essere rimosso solo mediante distruzione ed è in grado di resistere agli sforzi meccanici, termici ed elettrici cui può essere soggetto nell'esercizio.

Le parti attive sono comunque racchiuse entro involucri o dietro barriere orizzontali a portata di mano come prescritto nella Norma CEI 64-8 Sez. 412 Art. 412.2, tali involucri e barriere devono garantire rispettivamente un grado di protezione minimo di IP 2X (oppure IP XX B) e IP 4X (oppure IP XX D); se all'esterno grado di protezione minimo IP55. In ogni caso il grado di protezione deve essere idoneo al luogo di utilizzo.

8. Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti viene assicurata mediante interruzione automatica della alimentazione e mediante l'utilizzo di componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente. Affinché possa avvenire l'interruzione automatica della alimentazione, Art. 413.1 Sez. 413 Norma CEI 64-8,

l'impianto deve avere le seguenti caratteristiche:

Le masse devono essere collegate ad un conduttore di protezione che deve venire poi collegato a terra nelle condizioni previste per i vari sistemi, nel nostro caso TT; le masse simultaneamente accessibili devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Si devono collegare al collettore (detto anche nodo) principale di terra che diventa il collegamento equipotenziale principale i seguenti elementi metallici:

I conduttori di protezione

I conduttori di terra

I tubi alimentanti servizi (acqua, ecc..) se, praticamente possibile, le armature principali del cemento armato si deve effettuare il collegamento equipotenziale supplementare che collega tutte le masse e le masse estranee simultaneamente accessibili con resistenza verso terra inferiore a 1000Ω.

Dopodiché vengono impiegati idonei interruttori differenziali posti a monte delle parti da proteggere. Il dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione al circuito o al componente elettrico in modo che in caso di guasto tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione non possa persistere, per una durata sufficiente a causare un rischio di effetti fisiologici dannosi in una persona in contatto con parti simultaneamente accessibili, una tensione di contatto presunta superiore a 50V.

Le protezioni dovranno essere coordinate in modo tale da soddisfare la condizione prescritta dalle Norme CEI 64-8, la condizione è la seguente:

$$R_A \times I_a \leq 50$$

dove:

RA = somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse espressa in ohm.

la = corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione. Se si utilizzano interruttori

differenziali, la la rappresenta il valore più elevato tra la somma delle correnti differenziali nominali $\sum I_{\Delta n}$ degli interruttori differenziali installati su ciascuna fase. Se si utilizzano interruttori automatici o fusibili la la rappresenta la corrente che provoca l'intervento entro 5 s.

La somma $\sum I_{\Delta n}$ nel nostro caso è pari a $1 \times 0,5A = 0,5A$ laddove è prevista l'installazione di due inverter in parallelo e $1 \times 0,3A$ per un unico inverter pertanto la resistenza RA dovrà essere obbligatoriamente inferiore a 100 ohm nel primo caso e 166 ohm nel secondo.

9. Criterio di calcolo delle cadute di tensione

La scelta delle sezioni di ciascuna linea è stata fatta utilizzando come base il criterio della massima caduta di tensione ammissibile e procedendo poi alla verifica della massima temperatura ammissibile.

Mentre la tipologia delle condutture è stata identificata sulla base delle disposizioni contenute nelle relative Norme CEI in considerazione delle caratteristiche degli ambienti di installazione ed è riportata sugli elaborati grafici di progetto. I cavi costituenti l'impianto saranno essenzialmente di tre tipi:

In rame isolati in PVC qualità R2 del tipo N07V-K, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabella UNEL 35752, questi nelle installazioni non interrate.

In rame isolati in gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7 del tipo FG16(O)R16 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-13, 20-37 pt.2, 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabelle UNEL 35375 – 35376 – 35377, questi nelle installazioni interrate.

In rame isolati in HEPR ad alto modulo di qualità G21 del tipo FG21M21 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali CEI 20-91 febbraio 2010; V1 ottobre 2010 e V2 marzo.

In riferimento alle indicazioni riportate nella Guida CEI 82-25, ne deriva che, per la massima caduta di tensione ammessa, in condizioni regolari di esercizio, si può utilizzare il valore fissato del 2% totale, pertanto possiamo dimensionare, per dove possibile, la caduta di tensione per l'1% lato alternata e l'altro 1% lato continua.

10. Procedimento di calcolo

Le formule assunte a base dei calcoli sono:

$$\Delta V_T = k(rI' + xI'')L$$

per le condutture percorse da un'unica corrente, o per la valutazione maggiorativa di carico totale concentrato all'estremità;

$$\Delta V_T = k(\Delta V_r + \Delta V_x) = k[r(\sum_i L_i I'_i) + x(\sum_i L_i I''_i)] = k(r\Gamma I' + x\Gamma I'')$$

per le condutture alimentanti carichi distribuiti lungo linea; la formula fornisce la caduta di tensione nel punto più sollecitato;

Con il seguente significato dei simboli:

r	Resistenza unitaria chilometrica a 80 °C [ohm/km]
x	Reattanza unitaria chilometrica [ohm/km], nulla per la parte in corrente continua
$I'_i = I_i \cos\varphi$	Componente della corrente in fase con la tensione [A]
$I''_i = I_i \sin\varphi$	Componente della corrente in quadratura con la tensione [V]
L_i	Distanza di ciascuna erogazione dall'origine della conduttura a sezione costante espressa in chilometri [km]
ΔV_r	Caduta di tensione assoluta resistiva [V]
ΔV_x	Caduta di tensione assoluta reattiva [V]
ΔV_T	Caduta di tensione assoluta complessiva [V]
k	Vale 1.73 per linee trifasi, 2 per linee monofasi
$\Gamma = \frac{\sum_j L_j I'_j}{\sum_j I'_j}$	Distanza baricentrica per carichi uniformemente distribuiti espressa in chilometri [km]

Calcolando alla piena potenza e alla temperatura di esercizio i calcoli hanno fornito sempre valori massimi al disotto dei limiti imposti.

11. Protezione delle condutture

Per ciò che attiene alla scelta della protezione delle condutture dalle sovracorrenti, si è proceduto seguendo le indicazioni delle Norme CEI 64-8/4.

Le caratteristiche degli interruttori, riportate sugli elaborati di progetto, previsti a monte di ciascuna dorsale e linea terminale sono state scelte utilizzando i valori ottenuti dal calcolo, nel rispetto delle prescrizioni imposte dal cap. 43 della Norma CEI 64-8/4, risultando sempre:

Contro il sovraccarico:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1,45 I_z$$

dove I_b è la corrente d'impiego, I_n è la corrente nominale dell'apparecchio, I_z è la portata del conduttore e I_f è la corrente che assicura il sicuro intervento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale.

Contro il cortocircuito:

al fine di assicurare la protezione contro il cortocircuito il potere di interruzione dei dispositivi di protezione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione, in particolar modo nel punto di consegna del Distributore si deve tener conto della convenzione riportata nella norma CEI 0-21 art. 5.1.3 che prevede un valore convenzionale della corrente di cortocircuito trifase in funzione della potenza

impegnata.

E l'energia lasciata passare dal dispositivo di protezione ($I2t$), data dal quadrato della corrente effettiva di cortocircuito per la durata dell'evento, deve essere inferiore o uguale a quella massima consentita per non portare la conduttura alla temperatura limite ammissibile ($K2S2$), data dal prodotto fra il quadrato di un coefficiente funzione del tipo di isolante del cavo e il quadrato della sezione del cavo stesso, secondo la relazione:

$$I2t < K2S2$$

Cio deve essere verificato, qualunque sia il punto della conduttura interessato.

La protezione contro il cortocircuito deve essere sempre posizionata all'origine della linea.

12. Vano inverter

L'inverter sarà posizionato sulle strutture di sostegno dei pannelli, come indicato nelle tavole grafiche. Dovrà garantire una idonea schermatura dalla radiazione solare.

Considerando che gli inverter dissipano circa il 2% della potenza, per cui il generatore inverter da 100 kW alla massima potenza, avrà una dissipazione in calore di circa 2kWt, si ritiene sufficiente che la ventilazione naturale sia ampiamente sufficiente a dissipare l'energia termica ed a far funzionare in modo corretto le apparecchiature elettriche in esso installate.

13. Cabine di Trasformazione

Gli inverter saranno ripartiti su numero 8 cabine di trasformazione e sezionamento di media tensione del tipo Huawei STS-3000K-H1 in container

STS-3000K-H1
Smart Transformer Station

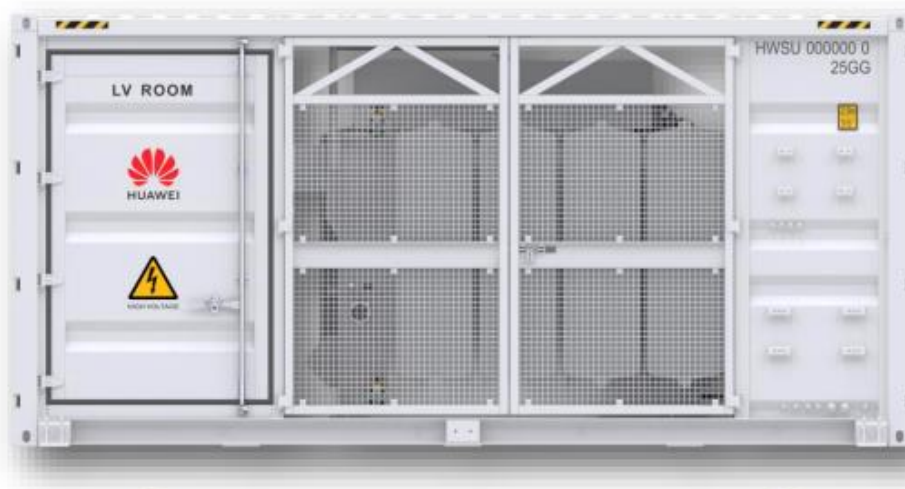
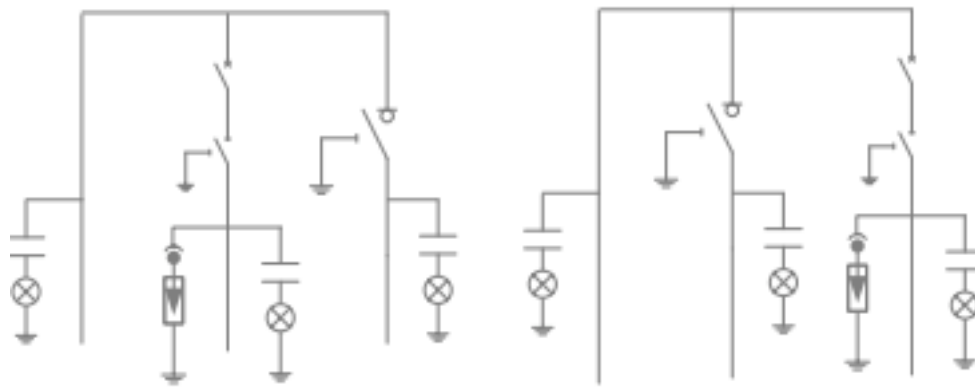


Fig. 6: Trasformer cabinS STS-3000K-H1.

Ogni cabina sarà equipaggiata con un trasformatore da 3250 kVA. e da quadri MT di sezionamento tali da consentire la connessione in entra esce.



Single Line Diagram of MV Switchgear

Fig. 7: Schema quadro sezionamento MT.

14. Impianto BESS da 15.000 kW

L'impianto BESS sarà realizzato da numero 5 sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia ed alla conversione bidirezionale della stessa in energia elettrica in media tensione.

Di seguito è riportata la lista dei componenti principali del sistema di accumulo BESS:

- Celle elettrochimiche assemblate in moduli e racks
- Sistema bidirezionale di conversione dc/ac (PCS)
- Cavi BT e MT
- Trasformatori di potenza MT/BT
- Quadri Elettrici di potenza BT e MT
- Sistema di gestione e controllo batterie, Battery Management System (BMS)
- Sistema locale di gestione e controllo integrato dell'energia chiamato EMS (Energy Management System)
- Sistema Centrale di Supervisione (SCADA) che consente, mediante apposite interfacce il controllo ed il monitoraggio dell'intero impianto
- Servizi Ausiliari (ventilazione e condizionamento aria, rilevazione e spegnimento incendi, illuminazione, tvcc, antintrusione)
- Protezioni elettriche
- Container atti al contenimento dei rack batterie
- Cavi di potenza e di segnale
- Trasformatore di potenza AT/MT
- Apparecchiature AT

15. Batterie al litio

La tecnologia degli accumulatori al Litio è basata su celle elettrochimiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in appositi armadi, detti racks, in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente.

Ogni “assemblato batterie” è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema BMS.

Figura 1: Esempio di cella al litio



Figura 2: Esempio di modulo batteria



Figura 3: Esempio di rack batterie



I rack batterie sono installati all'interno di container contenenti anche i sistemi ausiliari quali ventilazione, condizionamento d'aria, rilevazione e spegnimento incendi.

16. Sistema di conversione

Il sistema di conversione, anche detto PCS (Power Conversion System) è basato su inverter elettronici bidirezionali che consentono la carica e la scarica delle batterie convertendo la corrente continua in alternata e scambiando energia attiva e reattiva con la rete elettrica.

Fanno parte del sistema di conversione anche i quadri elettrici MT e BT e i trasformatori che consentono l'elevazione della tensione dal livello BT dell'inverter (600V) al livello MT (30kV).

Tutti i containers delle batterie saranno dotati di rivelatori incendi. I container batterie saranno equipaggiati con relativo sistema di estinzione automatico. Estintori portatili e carrellati saranno, inoltre, posizionati in prossimità delle aree a rischio specifico.

La Media tensione verrà elevata al livello di Alta Tensione della Rete di Trasmissione Nazionale mediante apposito trasformatore MT/AT collocato nella Sottostazione Utente. La sottostazione Utente sarà poi collegata alla Sottostazione AT di Terna mediante apposito cavo AT interrato.

17. Architettura

I container Batterie, i PCS, l'RMU e il trasformatore sono raccolti in piazzole. La dimensione di una piazzola è pari a circa 12.5x28 m. In impianto sarà inoltre presente un ulteriore cabinato contenente la sala controllo e il trasformatore ausiliario.

Figura 4: Disposizione dei container su una piazzola

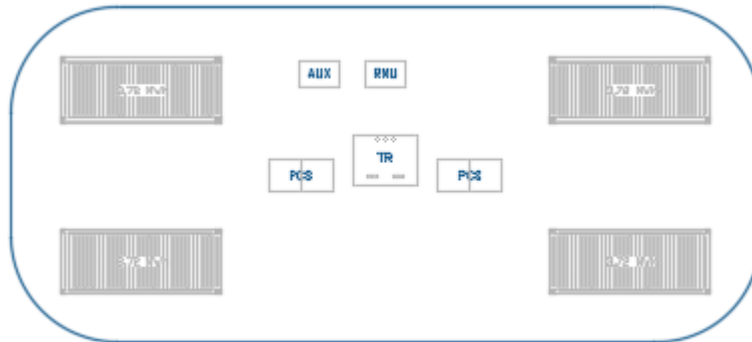
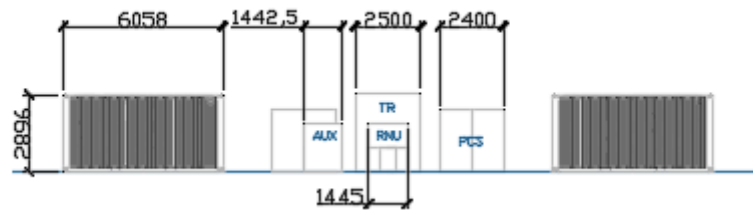


Figura 5: Prospetto container sulla piazzola



Oltre al PCS, ogni piazzola BESS sarà dotata di un trasformatore MT/BT e di un quadro MT detto RMU (Ring Main Unit) che consente l'interconnessione in media tensione dei blocchi e lo scambio di energia con i quadri MT della sottostazione. Maggiori dettagli sull'architettura elettrica del sistema sono disponibili sullo schema unifilare.

Figura 6: Trasformatore MT/BT



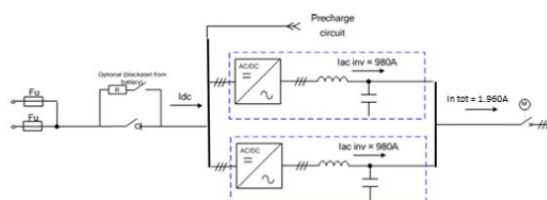
Figura 7: RMU



Figura 8: Inverter



Figura 9: Schema inverter



Cavi

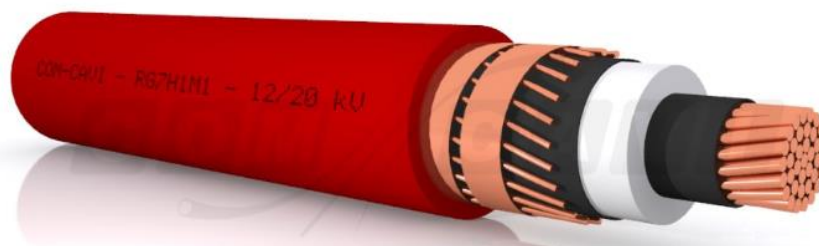
Le sezioni dei conduttori saranno calcolate in funzione della corrente trasportata e della lunghezza dei circuiti. Le sezioni saranno scelte tra quelle unificate in base ai valori delle portate di corrente massime ammesse e del tipo di posa per i diversi tipi di conduttori e riportate nelle tabelle di unificazione CEI-UNEL. Le cadute di tensione lungo l'intero tratto delle linee costituenti i circuiti non dovranno superare il valore del 2% della tensione nominale. In ogni caso le sezioni minime dei conduttori non sono inferiori a quelle previste dalle norme CEI per il tipo di impianto realizzato.

I conduttori BT impiegati nell'esecuzione degli impianti dovranno essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74, CENELEC HD 308 52 e CEI EN 50334, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone / nero
- Conduttore per circuiti in DC: rosso per il polo positivo(+), nero per il polo negativo(-)

I cavi MT collegano i quadri MT dei container PCS con i quadri MT in sottostazione e saranno di tipo unipolare in rame. Sezione e tensione di isolamento saranno scelti in base alla corrente trasportata e il livello di tensione MT di progetto (30kV).

Figura 10: Cavo MT in rame



18. Connessione alla rete RTN

Per il collegamento degli impianti Fotovoltaico +BESS alla rete Nazionale nel punto di connessione definito nella soluzione di connessione rilasciata da Terna S.p.A. quale TSO nella STMG Codice Pratica: 202103025 rilasciata in data 13/05/2022.

La soluzione prevede gli impianti fotovoltaico * BESS vengano collegati in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV di una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN 380 kV “Ittiri -Selargius”.

Le opere di rete sono descritte nel progetto specifico da sottoporre a Terna SPA per il benessere tecnico hai fini autorizzativi.

19. Sistema di monitoraggio e informazione

Al fine di mantenere sotto controllo l’impianto di produzione si prevede di installare un sistema di misura e controllo in grado di fornire in tempo reale, e mantenere in memoria per un tempo prestabilito, tutti i parametri di funzionamento dell’impianto.

Il sistema individuato sarà quello interno agli inverter, che permette di misurare tutti i parametri di producibilità, con l’aggiunta del dispositivo denominato SMART METER, dotato di TA, collegato agli inverter tramite cavo RS485, **posizionato in cabina elettrica e collegato con i TA (posizionati in corrispondenza del punto di consegna mediante cavo FG16OR16 6*1*0.5mmq, che misura l’energia immessa e prelevata dalla rete.**

I parametri principali controllati sono:

- Potenza prodotta e consumata (kW)
- Energia prodotta (kWh) per fascia oraria
- Energia acquistata (kWh) per fascia oraria
- Energia venduta (kWh) per fascia oraria
- Energia consumata (kWh) per fascia oraria
- Energia autoconsumata (kWh) per fascia oraria
- Indicatore di ottimizzazione dei consumi (indica quando l’utente è in autoconsumo o in scambio)
- Incentivo (Euro)
- Datalog illimitato delle misure
- Analisi dello storico misure

Si prevede quindi di rendere disponibile mediante rete internet i parametri di funzionamento dell’impianto. Si prevede di utilizzare il sistema 4G, provvisto di scheda SIM adatta alla trasmissione dei dati rilevati dal sistema.

Gli impianti saranno accessibili da remoto.

Comando di sgancio Emergenza VVF

Al fine di adempiere alle prescrizioni di cui al D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151, recepiti dalla Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici edizione 7 Febbraio 2012, si deve prevedere l'installazione di un comando di sgancio di emergenza.

Tale dispositivo di comando, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, deve consentire il sezionamento dell'impianto elettrico.

Il pulsante di sgancio agirà sulla bobina di minima tensione, con batteria tampone, che comanderà lo sgancio dell'interruttore magnetotermico installato nel QAC.

Nelle tavole esecutive viene indicata la posizione del pulsante di sgancio; in corrispondenza del pulsante dovrà essere installata idonea cartellonistica recante le scritte: "IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN TENSIONE DURANTE LE ORE DIURNE 400V" "DISPOSITIVO DI EMERGENZA".

20. Canala metallica contenimento cavi

La canala metallica per il contenimento dei cavi sarà come indicato nel progetto definitivo di tipo e sarà fissata alla struttura del tracker.

La tubazione dovrà essere certificata norma CEI 23-31 e CEI EN 61537.

Considerando le sezioni dei cavi che passeranno all'interno della canala si è considerato di standardizzare la distanza tra gli appoggi a circa 2m.

21. Protezione contro le sovratensioni - lato c.a.

Secondo la norma, la massima corrente di fulmine (impulso 10/350 micro secondi) ammissibile espressa in kA per una linea isolata in PVC deve soddisfare la seguente relazione:

I_f minore/uguale a $8 S$ dove S è la sezione del conduttore espressa in mm^2

pertanto la sezione del conduttore deve essere:

S maggiore/uguale a $I_f/8$, nel nostro caso la I_f è pari a 12,5 kA e la $I_f=I_{imp}=12,5kA$

$S=1,56 mm^2$

quindi il conduttore deve avere la sezione minima di 2,5 mm^2 .

Verrà comunque utilizzato un conduttore da 6 mm^2 .

Di seguito la verifica effettuata.

1. CONTENUTO DEL DOCUMENTO

Questo documento contiene le indicazioni per scegliere e installare SPD (Surge Protective Device) al fine di proteggere l'impianto fotovoltaico (lato c.a.) contro le sovratensioni (la struttura in esame non richiede un impianto di protezione contro i fulmini).

2. NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO

Questo documento è stato elaborato con riferimento alle seguenti norme:

- CEI EN 62305-1: "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali"
Febbraio 2013;
- CEI EN 62305-2: "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio"
Febbraio 2013;
- CEI EN 62305-3: "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone"
Febbraio 2013;
- CEI EN 62305-4: "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture"
Febbraio 2013;
- CEI 81-3: "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per kilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico."
Maggio 1999.

3. CONCLUSIONI

L'installazione degli SPD sopraindicati garantisce la protezione contro le sovratensioni secondo la regola dell'arte.

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

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