

UPV S.r.l.

AREZZO (AR), VIA CRISPI 54 – CAP 52100,
P.IVA 02468910514
REA AR - 218024
upvsrl@pec.it

R08

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA 34.769 KWp LOCALITÀ VILLAMUSCAS COMUNE DI UTA

Relazione elettrica

PROGETTAZIONE

Ing. Luca Demontis (coordinamento)
Ing. Sandro Catta (coordinamento)

Arch. Valeria MASALA (consulenza ambientale)
Arch. Alessandro MURGIA (consulenza urbanistica)
Geol. Andrea SERRELI (consulenza geologica)
Agronomo lunor Dott. Francesco MATTA (consulenza agronomica)
Archeol. Maria Luisa SANNA (consulenza archeologica)

INDICE

INDICE 2

1. PREMESSA..... 4

2. DEFINIZIONI E TERMINOLOGIA 6

3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO 7

4. DATI GENERALI DI PROGETTO..... 9

 4.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE 9

5. SISTEMA ELETTRICO 13

 5.1 DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO 13

 5.2 ARCHITETTURA DEL PARCO 13

 5.3 MODULI FOTOVOLTAICI 14

 5.3.1 Recinzione e fascia di mitigazione perimetrale 16

 5.4 SCELTA DELL’INVERTER..... 16

 5.5 SCELTA DELL’INTERASSE TRA LE STRINGHE 17

 5.6 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI 18

 5.7 ASSETTI DI FUNZIONAMENTO E STATO DEL NEUTRO 18

 5.8 SISTEMA ELETTRICO IN CORRENTE CONTINUA 18

 5.9 STAZIONI DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE E SISTEMA ELETTRICO IN CORRENTE ALTERNATA . 18

 5.10 SISTEMA DI MISURE DELL’ENERGIA ELETTRICA PER FINI FISCALI E TARIFFARI 21

 5.12 SERVIZI AUSILIARI 22

 5.13 ELETTRODOTTI INTERRATI..... 22

 5.14 CAVIDOTTI INTERRATI MT E A 36KV 23

 5.14.1 Composizione tipica di un elettrodotto interrato in cavo 23

 5.14.2 Conduttore di energia..... 24

 5.14.3 Giunti tra cavi MT e tra cavi a 36kV 25

 5.14.4 Terminali dei cavi 36kV..... 26

 5.14.5 Opere per la posa dei cavi MT e a 36kV 27

 5.14.6 Directional Drilling (T.O.C.) 28

 5.14.7 Configurazioni di posa 28

 5.14.8 Modalità di collegamento degli schemi metallici 29

 5.15 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE DEL PARCO 29

 5.16 SISTEMA DI SUPERVISIONE..... 30

 5.17 IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA 32

6. SISTEMI DI PROTEZIONE E SICUREZZA ELETTRICA..... 34

 6.1 PROTEZIONI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA CONTRO I GUASTI ESTERNI 34

6.2	PROTEZIONI DI RETE NELLA SEZIONE 36KV	34
6.3	PROTEZIONE CONTRO I GUASTI INTERNI	35
7.	SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO DELL’IMPIANTO	36
7.1	CONTROLLO DELLA PRODUZIONE DI POTENZA.....	36
7.2	MODALITÀ DI AVVIAMENTO E RICONNESSIONE ALLA RETE	36
7.3	REGOLAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA.....	37
7.4	REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA.....	37
7.5	TELESEGNALE.....	37
8.	OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE.....	38
8.1	INQUADRAMENTO CAVIDOTTI 36KV.....	38
8.2	INQUADRAMENTO SE UTENTE.....	38
8.3	INQUADRAMENTO OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE	38
8.4	SOTTOSTAZIONE UTENTE (SSE UTENTE)	39
8.4.1	<i>Sistema a 36 kV</i>	<i>39</i>
8.5	STALLO PRODUTTORE (OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE).....	39
8.6	SOTTOSERVIZI INTERRATI	40

1. PREMESSA

La presente relazione tecnica illustra il progetto denominato “**Impianto agrivoltaico Uta**” presentato dalla società **SC UPV S.R.L.** per la realizzazione e gestione di un nuovo impianto agrivoltaico di potenza pari a circa **34,769 MWp**, da realizzarsi nel Comune di Uta (CA), in località “Villamuscas” in un’area agricola che risulta idonea per l’installazione di impianti fotovoltaici secondo l’Art.20 comma 8 lettera c-quater del D.Lgs. 199/2021.

Il progetto prevede l’installazione di 59.948 moduli in silicio monocristallino con tecnologia half-cell, della potenza di picco totale di 580 Wp cad., che saranno posizionati a terra tramite tracker mono-assiali, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e rotazione massima variabile tra -55° (est) e +55° (ovest), per una superficie captante di circa 154.860,79 m².

L’impianto sarà connesso alla rete di distribuzione elettrica nazionale in AT tramite un collegamento in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV “Rumianca – Villasor”, gestita da TERNASpA. La produzione energetica annuale dell’impianto è prevista pari a circa 64.550 MWh/anno.

All’interno dell’impianto sono previste:

- opere di mitigazione come fasce arboree/arbustive lungo il perimetro esterno dell’impianto
- opere civili ed elettriche a servizio dell’impianto fotovoltaico

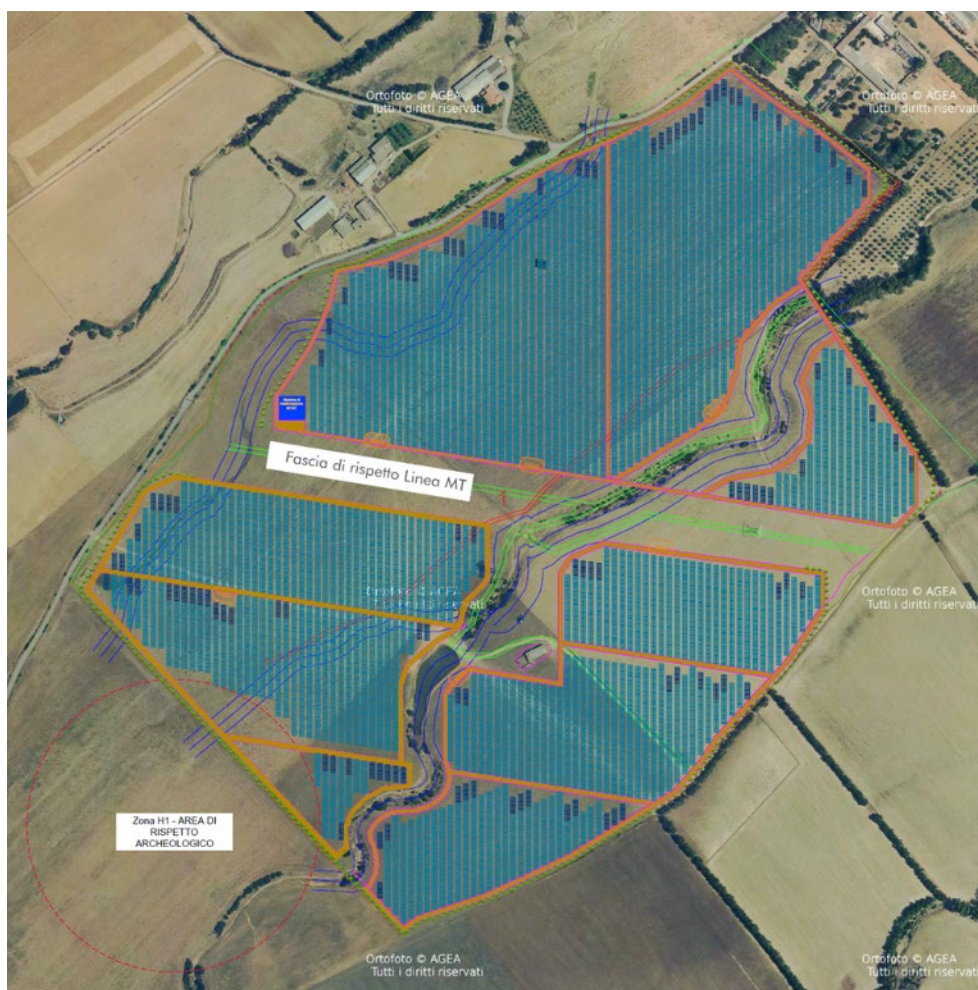


Figure 1- Inquadramento delle aree di progetto su Ortofoto.

Da un punto di vista elettromeccanico l’impianto è costituito da 6 sottocampi e per ogni sottocampo è previsto un sistema di conversione e trasformazione su stazioni SUNGROW SG3125HV-MV e SG6250HV-MV.

La conversione DC/AC all'interno delle stazioni SUNGROW avverrà con uno o due inverter (a seconda del modello di stazione SUNGROW) di grande taglia installati in modo centralizzato di modello SUNGROW SG3125HV-30. La trasformazione dei livelli di tensione avverrà con un trasformatore 30/0,6 kV della taglia di 3,125 MVA e 6,250 MVA ubicato all'interno delle stazioni SUNGROW. L'intero impianto è suddiviso in 2 dorsali, ognuna delle quali conta 3 sottocampi. La singola dorsale ha 3 cabine di sottocampo (stazioni SUNGROW), collegate tra loro con connessione entra-esce. Entrambe le dorsali confluiscono nella cabina di raccolta, dalla quale partiranno i cavidotti MT verso la sottostazione utente.

I cavidotti MT interrati interni al sito collegheranno le due dorsali alla cabina di raccolta, che a sua volta sarà collegata alla sottostazione utente. Verranno utilizzati cavi unipolari adatti alla posa direttamente interrata.

I cavidotti interrati esterni al sito da 36 kV saranno utilizzati per il collegamento della Sottostazione Utente SSEU allo stallo 36 kV della nuova Futura Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Rumianca - Villazor", previo:

- riclassamento a 380 kV della linea RTN 220 kV "Rumianca - Villazor";
- ampliamento della sezione 380 kV della esistente SE RTN 380/220/150 kV di Rumianca;
- realizzazione della sezione 380 kV della SE RTN 220/150 kV di Villazor, da raccordare alla linea RTN 380 kV "Ittiri - Selargius".

All'interno della sottostazione Utente SSEU, ci saranno i quadri e opere accessorie elettriche necessarie per la raccolta dei cavidotti MT provenienti dalla cabina di raccolta del parco fotovoltaico; dopo opportuna trasformazione MT/AT (30/36kV) partirà un successivo cavidotto per il collegamento in antenna all'ampliamento 36 kV della stazione elettrica di trasformazione Terna.

La connessione alla RTN è basata sulla soluzione tecnica minima generale per la connessione STMG, con codice pratica 202201373, ricevuta per l'impianto in oggetto da Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A. Il documento si propone di fornire una descrizione generale completa del progetto definitivo volto al rilascio da parte delle Autorità competenti, delle autorizzazioni e concessioni necessarie alla sua realizzazione.

2. DEFINIZIONI E TERMINOLOGIA

- **Impianto fotovoltaico:** è un sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in energia elettrica (effetto fotovoltaico). Tale impianto rientra pertanto nella categoria degli impianti "alimentati da fonti rinnovabili non programmabili" (cioè la cui produzione di energia elettrica risulta aleatoria e in funzione del regime meteorologico istantaneo). L'impianto è schematicamente costituito dal campo fotovoltaico, dal gruppo di conversione c.c./c.a. e dal sistema di interfacciamento alla rete elettrica di distribuzione.
- **Modulo fotovoltaico:** Un modulo - o più comunemente pannello - fotovoltaico è un dispositivo optoelettronico, composto da celle fotovoltaiche, in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica in corrente continua mediante l'effetto fotovoltaico.
- **Stringa fotovoltaica:** insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere una determinata tensione ai suoi morsetti (maggiore di quella del singolo modulo).
- **Generatore fotovoltaico (FV):** insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere una potenza desiderata.
- **Inverter:** Un inverter è un apparato elettronico di ingresso/uscita in grado di convertire una corrente continua in ingresso in una corrente alternata in uscita e di variarne i parametri di ampiezza e frequenza.
- **Gestore della Rete:** è il soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti utilizzatori;
- **Potenza massima o di picco Wp:** Potenza generata da un dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa o generatore) in condizioni di prova definite "standard" (abbreviato STC) che risultano le seguenti: Air Mass=1.5, irraggiamento solare sul piano dei moduli pari a 1 kW/m², temperatura di lavoro della cella fotovoltaica pari a 25°C;
- **Tensione a vuoto Voc:** tensione generata ai morsetti del modulo a circuito aperto, ad una particolare temperatura e radiazione solare;
- **Tensione alla massima potenza Vmpp:** tensione ai capi dei morsetti del modulo generata nelle condizioni di massima potenza erogata.
- **Corrente di corto circuito Isc:** corrente erogata dal modulo in condizioni di corto circuito, ad una particolare temperatura e radiazione solare;
- **Corrente alla massima potenza Impp:** corrente generata dal modulo nelle condizioni di massima potenza erogata
- **Angolo di tilt:** angolo che la superficie esposta forma con l'orizzonte, positivo dal piano orizzontale verso l'alto.
- **Angolo di Azimut α :** Posizione della superficie rispetto all'asse N-S; vale 0° quando la superficie è rivolta a sud, -90° quando è rivolta ad est e 90° se rivolta a Ovest. Il simbolo utilizzato è α (alfa).
- **Angolo di Incidenza:** Angolo che un raggio luminoso, che colpisce una superficie, forma con la perpendicolare della superficie stessa.

3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990, gli impianti elettrici devono essere realizzati a regola d'arte. Per quanto riguarda l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato ad essere adoperato entro taluni limiti di tensione si fa riferimento a quanto prescritto dal D.lgs. 81/2008 "Il Testo Unico sulla Sicurezza nei luoghi di lavoro e Norme complementari" e dal sindacato dei medici italiani e dal D.lgs.86/2016, ovvero l'attuazione della direttiva 2014/35/UE. Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti l'impianto, dovranno essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizioni ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Norme e guide tecniche:

- **CEI 0-2:** Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- **CEI 0-16:** Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica;
- **CEI 11-17, V1:** Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- **CEI 11-27:** Lavori su impianti elettrici;
- **CEI 13-4:** Sistema di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica;
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2):** Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- **CEI EN 61439-1:** Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- **CEI 20-13:** Cavi con isolamento estruso. In gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- **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 20-24:** Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
- **CEI 20-56:** Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) W a 20,8/36 (42) kV inclusi;
- **CEI 22-2:** Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione;
- **CEI 23-46:** Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Prescrizioni particolari per sistemi in tubi interrati;
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- **CEI 64-8:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** Protezione contro i fulmini;
- **CEI EN 61936-1 (CEI 99-2):** Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni comuni;
- **CEI EN 50522 (CEI 99-3):** Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.;
- **CEI EN 61000-3-2/A1 (CEI 110-31):** Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso <= 16 A per fase);
- **UNI 10349:** Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- GUIDA PER LE CONNESSIONI ALLA RETE DI ENEL DISTRIBUZIONE

- TICA - Testo integrato delle connessioni attive di ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)

Disposizioni legislative:

- **D.M. 37/2008** e successive modificazioni per la sicurezza elettrica.
- **D. Lgs. 09/04/08 n° 81 e s.m.i.**, "Attuazione dell'art. 1 della legge 3 agosto 2007, n° 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro."
- **D. Lgs. 19/05/16 n° 86**, "Attuazione della direttiva 2014/35/UE concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato ad essere adoperato entro taluni limiti di tensione."

4. DATI GENERALI DI PROGETTO

Caratteristiche tecniche dell'impianto in progetto:

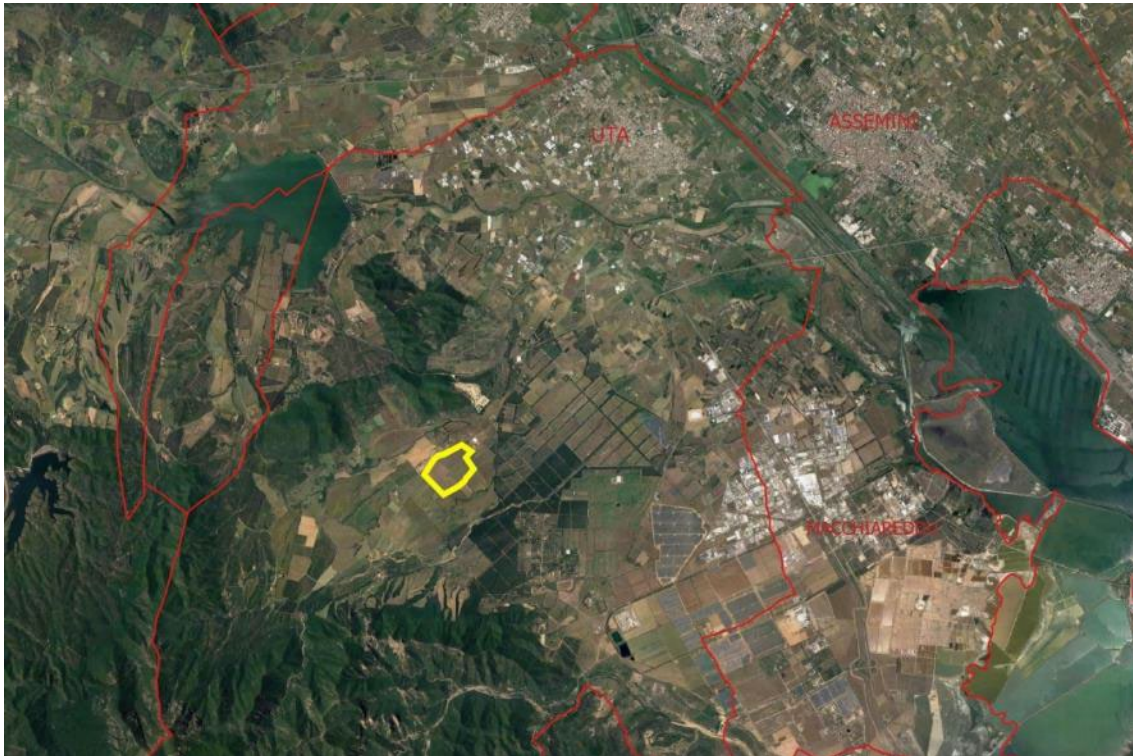
Luogo di installazione	Località "Villamuscas", Comune di UTA (Città Metropolitana di Cagliari)
Denominazione impianto	Impianto agrivoltaico Uta
Dati area di progetto	Comune di Uta (Città Metropolitana di Cagliari)
Informazioni generali del sito	Zona agricola
Potenza (MW)	34,76984
Superficie totale	45,42 ha
Superficie agricola	40 ha
Superficie dei moduli	15,49 ha
Sup. Agricola/Sup. Totale > 70%	88,1%
LAOR (Sup. Moduli/Sup. Totale) < 40%	34,1%
Producibilità elettrica minima ($FV_{agri} \geq 0,6$ x $FV_{standard}$)	64.550 MWh/anno
Tipo strutture di sostegno	Strutture in materiale metallico ad inseguimento solare mono-assiali
Rete di collegamento (Connessione)	Connessione ad uno stallo a 36kV della futura Stazione Elettrica della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Rumianca – Villasor", gestita da TERNA Spa.
Coordinate Parco fotovoltaico Lotto A	39°14'20.02"N - 8°54'53.32"E

Tabella 1 - Caratteristiche generali dell'impianto.

4.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'intervento in oggetto riguarda la realizzazione delle opere di connessione a servizio dell'impianto agrivoltaico da realizzarsi in zona agricola in località "Villamuscas" nel Comune di Uta (Città Metropolitana di Cagliari).

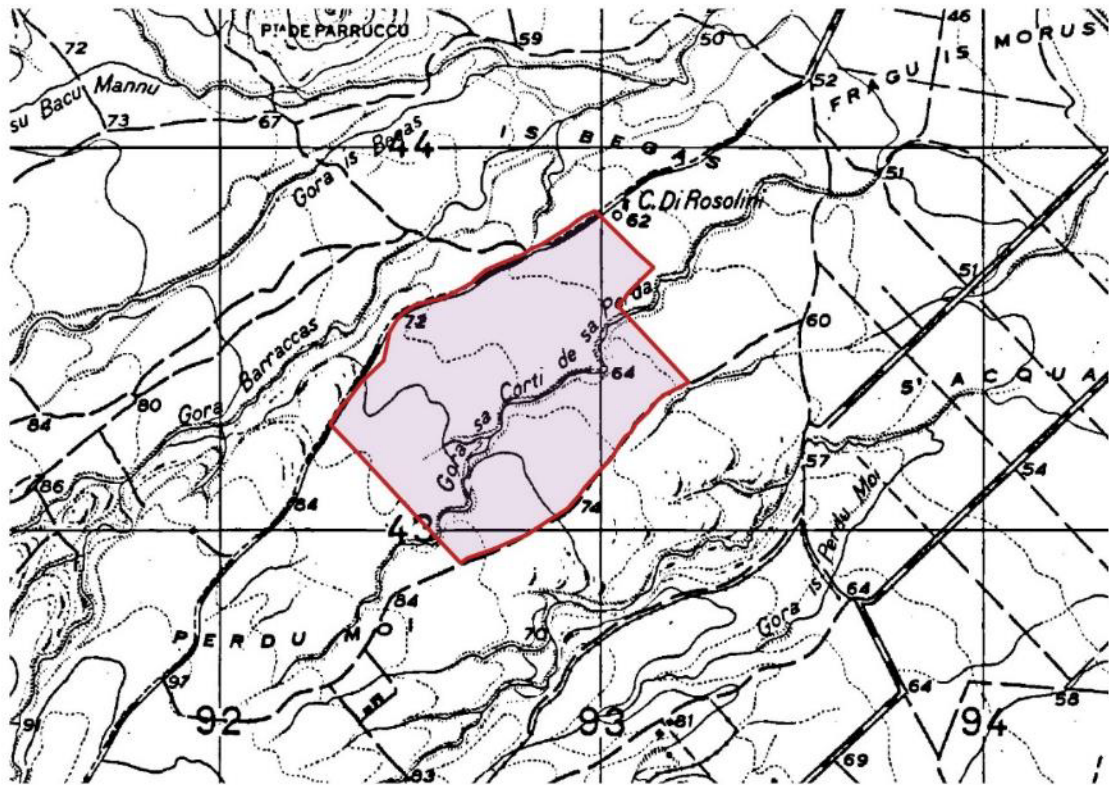
Il sito è ubicato in un terreno in zona agricola limitrofa alla Zona Industriale di interesse Regionale di Macchiareddu.



Inquadramento delle aree di progetto su OFC – limiti comunali.

I dati per l'individuazione sono i seguenti:

- Latitudine di 39°14'20.02"N e Longitudine 8°54'53.32"E.
- Altezza media di 73 m s.l.m.
- Carta d'Italia in scala 1:25.000 edita dall'IGM fogli n° 556 sez. II Assemini
- Carta Tecnica Regionale della Sardegna in scala 1:10.000 foglio 556 – 160 e 150.



Inquadramento delle aree di progetto su IGM - Foglio 556 sez.II Assemini_ scala 1:25.000.



Inquadramento delle aree di progetto su OFC.



Layout di progetto su ortofoto.

5. SISTEMA ELETTRICO

5.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico in oggetto sarà costituito dai seguenti elementi principali:

- **Modulo fotovoltaico dalla potenza nominale di 580 W** composto da moduli in silicio monocristallino, bifacciali, installati su strutture metalliche monoassiali infisse nel terreno;
- **Inverter** da 3125 kW AC installati all'interno delle stazioni di conversione e trasformazione SUNGROW
- **Trasformatori elevatori 30/0,6 kV** da 3125 kVA e da 6250 kVA installati all'interno delle stazioni di conversione e trasformazione SUNGROW
- **Cavidotti di media e bassa tensione**
- **Impianti di illuminazione viabilità**
- **Impianto per la videosorveglianza**
- **Viabilità ausiliaria interna al sito**
- **Fasce di mitigazione**
- **Recinzione**

5.2 ARCHITETTURA DEL PARCO

L'area identificata per la realizzazione del parco nella località "Villamuscas" si presenta con forma abbastanza regolare. Questo permette un'ottimale distribuzione dei moduli fotovoltaici e quindi una buona producibilità energetica. Il campo agrivoltaico sarà costituito complessivamente da **59.948** moduli da **580 W** per una potenza totale in uscita dai moduli fotovoltaici di **34,76984 MW** ed una corrispondente potenza in immissione (AC) di **34,375 MW**. Le stringhe del tipo monoassiale ad inseguimento solare, costituite dalla serie di **n. 24 o 26** moduli saranno **2.398** stringhe (di cui 1.200 da 24 moduli e 1.198 da 26 moduli).

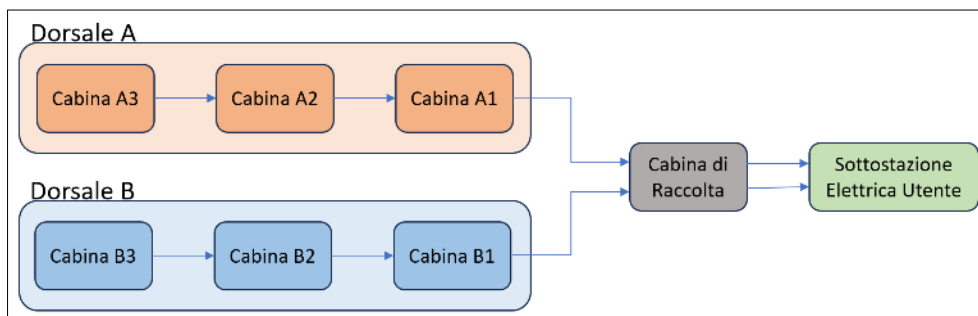
Il campo agrivoltaico sarà suddiviso in sei sottocampi (A1, A2, A3, B1, B2, B3) di dimensioni variabili a seconda delle condizioni orografiche e catastali. Ogni sottocampo sarà dotato di una stazione di conversione e trasformazione di marca SUNGROW contenente uno o due inverter SUNGROW SG3125HV-30 e un trasformatore elevatore 30/0,6 kV. I sottocampi A1, A2 e A3 formano la "Dorsale A" mentre i sottocampi B1, B2 e B3 formano la "Dorsale B". Ogni cabina (stazione) SUNGROW verrà connessa in modalità entra-esce con la precedente/successiva cabina SUNGROW della dorsale di appartenenza. I cavidotti derivanti dal collegamento in entra-esce delle cabine di campo delle due dorsali verranno raccolti in una cabina di raccolta comune CR da cui partirà il cavidotto MT verso la sottostazione utente SSEU. Come già anticipato, verranno utilizzati inverter del tipo SunGrow SG3125HV-30. Nella tabella seguente è descritto brevemente ciascun sottocampo, il corrispondente numero di moduli, il numero di stringhe, e la potenza prodotta sia in AC sia in DC.

SOTTOCAMPO	TIPOLOGIA STAZIONE SUNGROW	N.STRIGHE MONOASSIALI	N. MODULI	POT. DC MODULI [kW]	POT. INVERTER AC [kVA]
A1	SG6250HV-MV	218 da 24 moduli 218 da 26 moduli	10.900	6.322	6.250
A2	SG6250HV-MV	218 da 24 moduli 218 da 26 moduli	10.900	6.322	6.250

A3	SG6250HV-MV	218 da 24 moduli 218 da 26 moduli	10.900	6.322	6.250
B1	SG6250HV-MV	218 da 24 moduli 218 da 26 moduli	10.900	6.322	6.250
B2	SG6250HV-MV	218 da 24 moduli 218 da 26 moduli	10.900	6.322	6.250
B3	SG3125HV-MV	110 da 24 moduli 108 da 26 moduli	5.448	3159,84	3125
	TOT. STAZIONI SUNGROW	TOT. STRINGHE	TOT. MODULI	POT. TOTALE MODULI [kW]	POT. TOTALE INVERTER [kW]
	n.5 SG6250HV-MV n.1 SG3125HV-MV	1.200 da 24 moduli 1.198 da 26 moduli	59.948	34.769,84	34.375

Tabella 2 - Caratteristiche elettriche impianto agrivoltaico.

Nell'immagine seguente è mostrato graficamente lo schema di collegamento MT tra le cabine di campo e infine alla cabina di raccolta CR.



Schema di collegamento tra le cabine del parco.

5.3 MODULI FOTOVOLTAICI

Il modulo scelto per la realizzazione dell'impianto è in silicio monocristallino tipo ASTRO N5, mod. CHSM72N(DG)/F-BH BIFACIAL SERIES 182, di potenza 580 Wp e dimensioni 2278x1134x30 mm. installato su tracker monoassiali disposti lungo l'asse geografico nord-sud. Ogni singolo tracker ospita n. 28 o 56 moduli disposti in doppia fila verticale; si formano strutture indipendenti di lunghezza rispettivamente pari a 16,29m e 32,91m e larghezza pari a 4,86 m.



Peak Power Watt- P_{max} (Wp)	560-580 Wp
Power Output Tolerance- P_{max} (W)	0 - + 5
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	43,11
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13,45
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	51,30
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14,28
Module Efficiency η_m (%)	22,50

Figura 4a – Caratteristiche elettriche moduli fotovoltaici ASTRO N5, mod. CHSM72N(DG)/F-BH BIFACIAL SERIES 182.

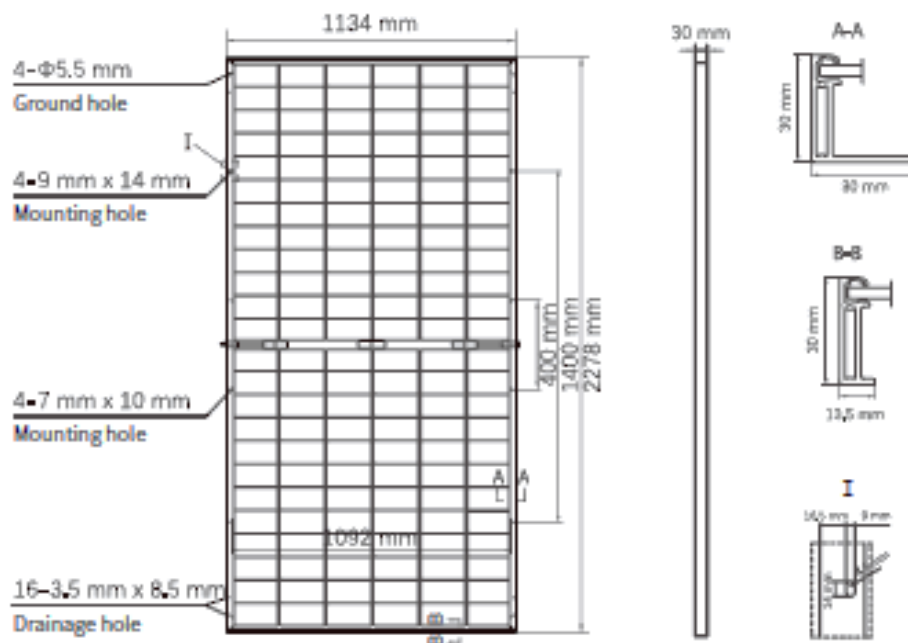


Figura 4b – Caratteristiche dimensionali moduli fotovoltaici ASTRO N5, mod. CHSM72N(DG)/F-BH BIFACIAL SERIES 182.

La scheda tecnica sopra riportata va considerata esemplificativa ma non vincolante ai fini della realizzazione dell’impianto.

L’impianto in oggetto prevede l’installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico). Per l’installazione di tutte le strutture descritte non necessitano opere civili di alcun genere, dato che l’interfaccia struttura-terreno sarà costituita dai soli profilati in acciaio zincato con riferimento ai quali si procederà alla opportuna verifica della resistenza del terreno e dello sfilamento degli ancoraggi.

I telai di supporto dei pannelli saranno “struttura o tracker con inseguitore monoassiale in area ad attività colturale”, sarà formata da pilastri in profilati di acciaio con sezione a omega infissi direttamente nel terreno per una profondità di circa 1,70 m, oltre i 40 cm di terreno agrario e collegati tra loro da una trave sommitale anch’essa in profilato di acciaio.

Queste strutture hanno lo sviluppo longitudinale lungo l’asse Nord-Sud ed esposizione dei moduli fotovoltaici variabile da Est a Ovest.

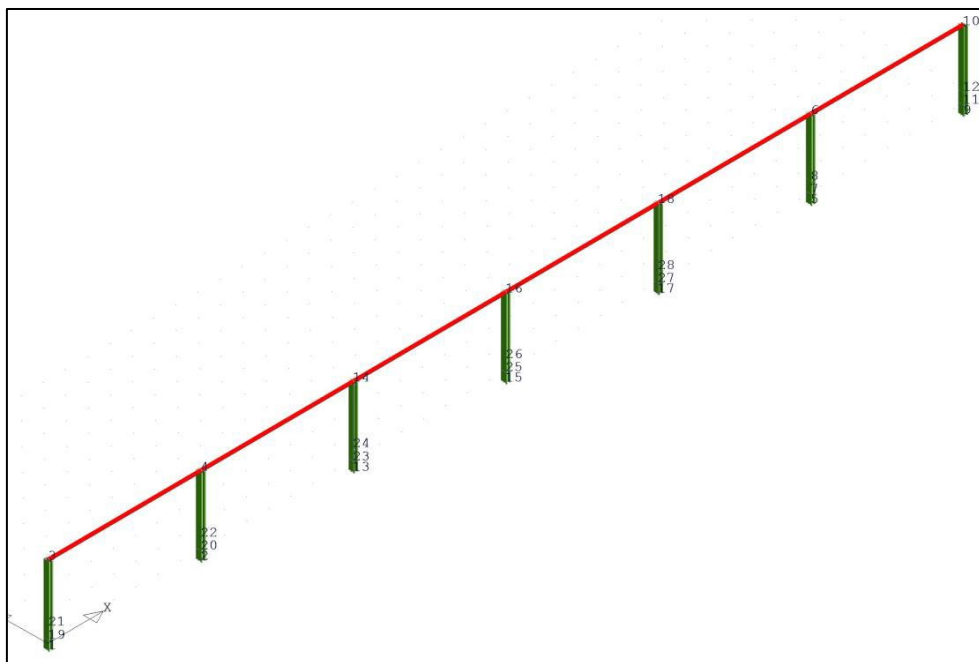


Figura 5 - Strutture tracker.

Lo spazio libero minimo tra una fila e l'altra di moduli, quando questi sono disposti parallelamente al suolo (ovvero nelle ore centrali della giornata), risulta di circa 3,42 m per i tracker mono-assiali. Per quanto riguarda le altezze invece, i moduli dovranno avere un'altezza minima dal terreno (alla massima inclinazione di 55°) pari a 1,30m; con questa configurazione si raggiunge un'altezza massima (alla massima inclinazione di 55°) pari a 5,20m

Il layout dell'impianto tiene conto delle tolleranze di installazione delle strutture di supporto e localizza i tracker solo dove le naturali pendenze del terreno e dello stato dei luoghi ne consentono la effettiva realizzazione.

5.3.1 Recinzione e fascia di mitigazione perimetrale

A perimetrazione dell'impianto sarà prevista secondo normativa una **fascia di mitigazione perimetrale** con duplice attitudine: produttiva e di schermatura paesaggistica dell'impianto in essere. La fascia è caratterizzata da vegetazione arbustiva tipica della macchia mediterranea.

5.4 SCELTA DELL'INVERTER

Per il presente progetto si prevede di utilizzare n.11 inverter del tipo Sungrow SG3125HV-30 installati all'interno di n.6 stazioni di conversione e trasformazione SUNGROW. Gli inverter selezionati offrono un'elevata efficienza di conversione, con un rendimento massimo di conversione del 99%.

Gli inverter Sungrow da 3125 kW AC presentano un'architettura hardware modulare con n. 2 canali indipendenti Maximum Power Point Tracking (MPPT) ed una elevata velocità di ricerca del punto di massima potenza. Nella figura seguente è mostrato l'andamento dell'efficienza degli inverter scelti in funzione della potenza in output normalizzata per diversi valori di tensione DC ai suoi capi.

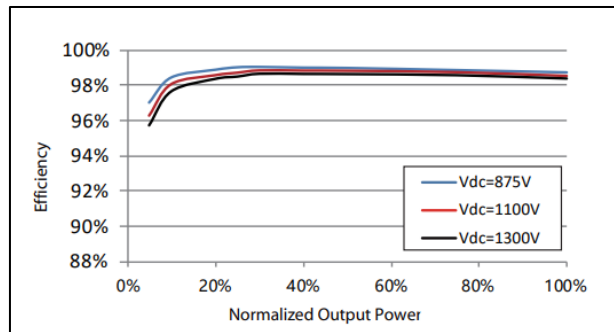


Figura 6 - Curva d'efficienza Sungrow SG3125HV-30.

Dal montaggio in serie di 24 e 26 moduli fotovoltaici in serie risulta una tensione (in condizioni STC) ai capi della stringa rispettivamente pari a di 1034,64 V_{DC} e 1120,86 V_{DC}; motivo per cui è plausibile assumere un andamento dell'efficienza dell'inverter mostrato dalla curva in rosso. È stato assunto come valore intermedio di efficienza degli inverter dell'impianto del 99%. Nella tabella seguente è riportata la scheda tecnica dell'inverter Sungrow da 3125 kVA (SG3125HV-30).

Type designation	SG3125HV-30	SG3400HV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V (875 V – 1300V settable)	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	18 (optional: 22/24 inputs negative grounding or floating; 28 inputs negative grounding)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
Output (AC)		
AC output power	3437 kVA @ 45 °C / 3125 kVA @ 50 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. AC output current	3308 A	
Nominal AC voltage	600 V	
AC voltage range	510 – 660 V	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % I _n	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	99.0 % / 98.7 %	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
AC output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	2280 * 2280 * 1600 mm	
Weight	3.2 T	
Topology	Transformerless	
Degree of protection	IP55 (optional: IP65)	
Night power consumption	< 200 W	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Figura 7 - Specifiche tecniche Sungrow SG3125HV-30.

5.5 SCELTA DELL'INTERASSE TRA LE STRINGHE

Per la valutazione del pitch, ovvero la distanza minima di installazione tra file parallele di pannelli fotovoltaici, si sono effettuati ragionamenti tecnico/economici al fine di massimizzare la resa generale dell'impianto agrivoltaico in termini di produzione energetica rispettando i vincoli di produzione agricola. L'impianto in

oggetto prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico) disposte approssimativamente in direzione Nord-Sud, su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti. Come appena accennato, l'aspetto considerato per la valutazione delle interdistanze tra le stringhe monoassiali è l'ombreggiamento. Come già detto si è adottata la tecnologia ad inseguimento solare, dove l'inseguitore solare è un dispositivo meccanico automatico il cui scopo è quello di inclinare la superficie superiore dei moduli affinché questa risulti perpendicolare ai raggi solari durante la giornata, ottimizzando così la produzione energetica. Per evitare eccessivi ombreggiamenti nelle ore iniziali e finali della giornata (alba e tramonto) viene si ricorre al backtracking: in queste ore i moduli non sono orientati perpendicolarmente rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tecnica del backtracking). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, visto che è possibile installare più vicine tra loro le file dei tracker mantenendo sotto controllo i fenomeni di ombreggiamento e trovando un compromesso ottimale tra la mancata produzione dovuta alla non perfetta ortogonalità dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari e l'ombreggiamento derivante dalla maggior vicinanza delle file stesse.

È stata considerata un'interdistanza (distanza di pitch) pari a 8m tra gli assi dei tracker monoassiali.

5.6 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

L'impianto in oggetto prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse 8 m per i tracker del tipo mono-assiale).

Le strutture di supporto del tipo mono-assiale ad inseguimento solare sono costituite essenzialmente dalle componenti seguenti:

- palo in acciaio zincato, direttamente infisso nel terreno;
- struttura porta moduli, composta da profili in acciaio, sulla quale verranno posate due file da 14 o 28 moduli fotovoltaici (in totale 28 o 56 moduli per struttura);

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per supportare il peso dei moduli fotovoltaici e resistere agli eventi climatici estremi.

5.7 ASSETTI DI FUNZIONAMENTO E STATO DEL NEUTRO

Lo stato del neutro dell'impianto in oggetto verrà realizzato tramite sistema IT; ovvero con il neutro isolato o collegato a terra tramite impedenza, mentre le masse sono collegate ad una terra locale (il neutro deve essere sempre sezionabile). Per quanto riguarda l'assetto di funzionamento, l'impianto in oggetto sarà predisposto per il solo funzionamento in parallelo con la rete, per cui non potrà funzionare in isola.

5.8 SISTEMA ELETTRICO IN CORRENTE CONTINUA

Il sistema elettrico dedicato alla sezione in corrente continua comprenderà il collegamento in serie dei singoli moduli fotovoltaici al fine di realizzare la tensione desiderata ai capi della stringa e il successivo collegamento di queste ultime agli inverter. Più stringhe verranno collegate in parallelo tra loro attraverso dei quadri di parallelo di sottocampo.

Il collegamento tra le stringhe e gli inverter sarà realizzato tramite cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV AC (1500V DC) con sezione tale da contenere le perdite per effetto joule all'interno del parco entro il 2%.

5.9 STAZIONI DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE E SISTEMA ELETTRICO IN CORRENTE ALTERNATA

Come già accennato, gli inverter e i trasformatori sono compresi nelle stazioni SUNGROW, nello specifico i modelli SG3125HV-MV e SG6250HV-MV. All'interno di ogni stazione di conversione e trasformazione sopracitate è presente:

Stazione SUNGROW - SG3125HV-MV	Stazione SUNGROW - SG6250HV-MV
---------------------------------------	---------------------------------------

<ul style="list-style-type: none"> • Sezione di raccolta cavi DC • n. 1 Inverter Sungrow SG3125HV-30 • Quadro BT • n.1 trasformatore BT/BT da 40kVA per i S.A. • n.1 trasformatore MT/BT da 3125kVA • Quadro MT 	<ul style="list-style-type: none"> • Sezione di raccolta cavi DC • n. 2 Inverter Sungrow SG3125HV-30 • Quadro BT • n.1 trasformatore BT/BT da 40kVA per i S.A. • n.1 trasformatore MT/BT da 6250kVA • Quadro MT
---	---

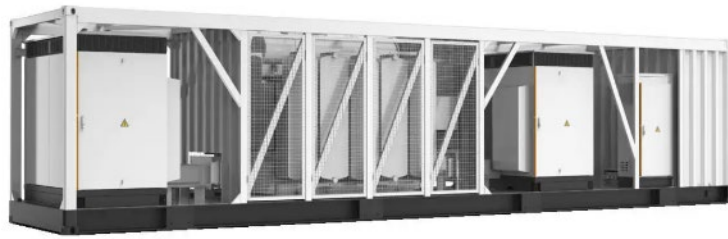
Le stazioni SUNGROW di ogni dorsale verranno collegate tra di loro in entra-esce e infine con la cabina di raccolta CR mediante cavidotto MT interrato. Dalla cabina di raccolta partiranno due cavidotti MT opportunamente dimensionati che collegheranno le due dorsali alla sottostazione utente SSEU.

Di seguito le schede tecniche delle due stazioni SUNGROW:



Type designation	SG3125HV-MV-30
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V
MPP voltage range	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	2
No. of DC inputs	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)
Max. PV input current	3997 A
Max. DC short-circuit current	10000 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
Output (AC)	
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A
AC voltage range	20 kV – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
Efficiency	
Inverter max. efficiency	99.0%
Inverter Euro. efficiency	98.7%
Transformer	
Transformer rated power	3125 kVA
Transformer max. power	3437 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection & Function	
DC input protection	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker
AC MV output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Optional
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm
Weight	15 T
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Immagine e caratteristiche tecniche indicative della cabina di campo SG3125HV-MV-30.



Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 4 8 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
Max. AC output current	199 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Immagine e caratteristiche tecniche indicative della cabina di campo SG6250HV-MV

5.10 SISTEMA DI MISURE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER FINI FISCALI E TARIFFARI

A valle del quadro di parallelo in corrente alternata QPCA sarà installato un sistema di misura dell'energia elettrica prodotta che sarà conforme ai requisiti espressi nel Dlgs 22/2007 attuativo della direttiva 2004/22/CE (MID – Measuring Instruments Directive). Esso sarà costituito da un contatore e relativi TA marcato CE e certificato UTF, e sarà dotato di dispositivi per l'interrogazione e l'acquisizione per via telematica delle misure da parte del gestore di rete.

5.11 TRASFORMATORI ELEVATORI 30/0,6KV

I trasformatori elevatori installati nelle cabine di campo avranno le seguenti caratteristiche principali di progetto:

Transformer	
Transformer rated power	3125 kVA
Transformer max. power	3437 kVA
LV / MV volatage	0.6 kV / (20 – 35) kV
Trnsformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request

Caratteristiche tecniche indicative del trasformatore trifase (contenuto nella cabina SG3125HV-MV).

Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power		6874 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	

Caratteristiche tecniche indicative del trasformatore trifase (contenuto nella cabina SG6250HV-MV).

5.12 SERVIZI AUSILIARI

Un trasformatore installato all'interno di ogni stazione SUNGROW con rapporti 600/400 V e della potenza di 40kVA alimenterà il sistema di supervisione e controllo del campo fotovoltaico, l'impianto di videosorveglianza, l'impianto di illuminazione del campo ed infine gli impianti ausiliari dei locali tecnici.

Verranno utilizzate tubazioni e scatole di derivazione in PVC posate a vista, con grado di protezione minimo IP54, e conduttori tipo FG16R16 / FS17. In ogni cabina elettrica sarà previsto un quadro di distribuzione destinato all'alimentazione dei servizi ausiliari della cabina stessa e dei relativi servizi di campo (illuminazione, rack dati, tvcc). Tale quadro sarà installato a parete, ed avrà lo stesso grado di protezione dell'impianto. Esso potrà essere realizzato in materiale isolante (soluzione preferibile) oppure metallico. Per l'illuminazione ordinaria dei locali tecnici sarà previsto un impianto costituito da plafoniere LED 30W, grado di protezione minimo IP54, fissate a soffitto, che garantirà un illuminamento minimo di 150 lux. Sarà previsto inoltre un impianto di illuminazione di emergenza che interverrà automaticamente al mancare dell'energia elettrica. Sarà costituito da plafoniere LED autonome da 4,2W, grado di protezione IP54, autonomia minima 1 ora, installate a soffitto o a parete in modo da garantire un illuminamento di almeno 10 lux. Sarà realizzato inoltre un impianto per l'illuminazione esterna, composto da plafoniere LED 30W, fissaggio a sospensione con corpo in materiale isolante, con grado di protezione non inferiore a IP55. Il cablaggio delle stesse sarà realizzato in cavo multipolare tipo FG16R16 formazione 3G1,5 mmq; per i tratti posati in altezza dal piano di calpestio inferiore a 2,5 m il cavo sarà posato all'interno di tubi protettivi di tipo rigido posati a vista. L'accensione dei corpi illuminanti sarà di tipo a comando centralizzato dal quadro elettrico, con interruttore crepuscolare.

5.13 ELETTRODOTTI INTERRATI

Come già accennato il collegamento fra la cabina di raccolta CR e la SSEU avverrà per mezzo di elettrodotti interrati formati da terne di cavidotto unipolare in formazione a trifoglio. La norma tecnica italiana che fa da riferimento al corretto dimensionamento dei cavi elettrici interrati è la CEI 20-21. Secondo norma il dimensionamento è stato eseguito in base ad una conduttività termica media. La geometria e le dimensioni dello scavo nell'intorno del cavo influenzano la capacità di smaltimento del calore disperso per effetto Joule dai cavi stessi. Sempre secondo norma CEI 20-21, per la valutazione del calore smaltibile dai cavidotti, e quindi il loro corretto dimensionamento, è stato utilizzato un valore medio di resistività termica specifica del terreno, compreso tra gli 0,7 (°C m)/W ed i 3,0 (°C m)/W consigliati dalla norma stessa.

Per quanto riguarda la protezione meccanica dei cavidotti MT e a 36 kV è stata usata una guaina maggiorata, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 11-17.

I cavidotti principali MT e a 36kV sono:

- Cavidotto MT interno al parco agrivoltaico per il collegamento in entra-esce tra le cabine della dorsale A e tra quelle della dorsale B;
- Cavidotto MT interno al parco agrivoltaico per il collegamento della dorsale A (cabina A1) e della dorsale B (cabina B1) con la cabina di raccolta CR;
- Cavidotto MT interno al parco agrivoltaico per il collegamento tra la cabina di raccolta CR e la SSE Utente;
- Cavidotto 36kV interno ed esterno al parco fotovoltaico per il collegamento tra la SSE Utente e la futura Stazione Elettrica gestita da Terna Spa.

In caso di tragitto comune dei cavidotti 36 kV, essi saranno posizionati nella medesima trincea ad una opportuna distanza.

5.14 CAVIDOTTI INTERRATI MT E A 36KV

Le cabine (stazioni SUNGROW) di ogni dorsale sono collegate fra loro in entra-esce ed infine alla cabina di raccolta CR da cui partirà il cavidotto verso la SSEU.

La tabella seguente descrive le principali informazioni dei cavi impiegati per l’impianto in oggetto.

Tratta Cavidotto		Lunghezza Tratta	P	Vn	In	N° Terne	Sez. Cavi
-		[m]	[kW]	[kV]	[A]	-	[mm ²]
Dorsale A - CR	A3 – A2	225	6250	30	120,3	1	400
	A2 – A1	172	12500	30	240,6	1	400
	A1 – CR	85	18750	30	360,9	1	400
Dorsale B - CR	B3 – B2	340	3125	30	60,2	1	240
	B2 – B1	298	9375	30	180,4	1	400
	B1 – CR	413	15625	30	300,7	1	400
CR – SSEU		20	34375	30	661,6	2	630
SSEU – SE36kV		8.730	34375	36	551,3	2	630

Tabella 3: Cavidotti MT e a 36kV del parco agrivoltaico.

Il collegamento della SSEU alla futura Stazione Elettrica avverrà mediante due terne di cavidotto a 36 kV RG7H1R 26/45kV della sezione di 630 mm² della lunghezza approssimativa di 8.730 m.

5.14.1 Composizione tipica di un elettrodotto interrato in cavo

Per l’elettrodotto in cavo sono solitamente previsti i seguenti componenti:

- Conduttori di energia;
- Giunti;
- Terminali;
- Casette di sezionamento;
- Casette unipolari di messa a terra;

- Termosonde.

5.14.2 Conduttore di energia

Il cavo impiegato per la veicolazione dell'energia elettrica in MT nel presente progetto è lo ARE4H5E 18/30kV. La figura seguente mostra schematicamente la struttura costruttiva del cavo in esame.


<p>APPLICAZIONI In reti di distribuzione di energia MV per sistemi di tensione fino a 36kV. Adatto per installazione fissa all'interno o all'esterno posa in aria o direttamente o indirettamente sepolto, anche in posizione umida.</p>													
<p>CARATTERISTICHE FUNZIONALI</p> <table border="0"> <tr> <td>Tensione nominale U0/U:</td> <td>18/30 kV</td> </tr> <tr> <td>Tensione massima Um:</td> <td>36 kV</td> </tr> <tr> <td>Tensione di prova:</td> <td>3,5U0</td> </tr> <tr> <td>Temperatura massima di funzionamento del conduttore:</td> <td>90 °C</td> </tr> <tr> <td>Temperatura massima di cortocircuito:</td> <td>250 °C (durata massima 5 s)</td> </tr> <tr> <td>Temperatura massima di cortocircuito (schermo):</td> <td>150 °C</td> </tr> </table>		Tensione nominale U0/U:	18/30 kV	Tensione massima Um:	36 kV	Tensione di prova:	3,5U0	Temperatura massima di funzionamento del conduttore:	90 °C	Temperatura massima di cortocircuito:	250 °C (durata massima 5 s)	Temperatura massima di cortocircuito (schermo):	150 °C
Tensione nominale U0/U:		18/30 kV											
Tensione massima Um:	36 kV												
Tensione di prova:	3,5U0												
Temperatura massima di funzionamento del conduttore:	90 °C												
Temperatura massima di cortocircuito:	250 °C (durata massima 5 s)												
Temperatura massima di cortocircuito (schermo):	150 °C												
<p>COSTRUZIONE</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Conduttore <i>trifolato, compatto, tondo in alluminio classe 2acc. secondo IEC 60228</i> 2. Schermo conduttore <i>composto semiconduttore estruso</i> 3. Coibentazione <i>estruso XLPEcompound</i> 4. Schermo isolante <i>composto semiconduttore estruso - completamente incollato</i> 5. Nastro di blocco acqua <i>semiconduttore tenuta longitudinale</i> 6. Schermo metallico e barriera radiale <i>alluminio applicato longitudinalmente (spessore nominale = 0,20 mm)</i> 7. Guaina esterna <i>PEcompound estruso - colore: rosso</i> 													

Figura 2 – Caratteristiche e parti costituenti il cavo ARE4H5E 18/30kV


Il cavo impiegato per la veicolazione dell'energia elettrica in AT nel presente progetto è lo RG7H1R 26/45kV. La figura seguente mostra schematicamente la struttura del cavo in esame.

RG7H1R 1.8/3 kV - 26/45 kV

MEDIA TENSIONE - SENZA PIOMBO
MEDIUM VOLTAGE - LEAD-FREE

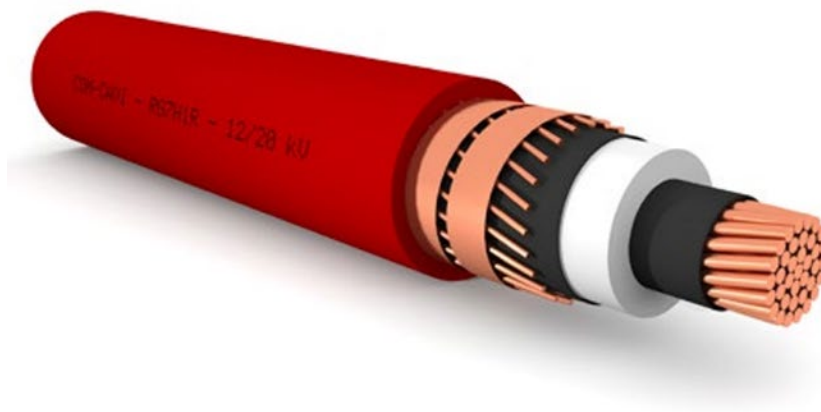


NON PROPAGANTE
LA FIAMMA
FLAME RETARDANT



SENZA PIOMBO
LEAD-FREE

RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE	
Costruzione e requisiti/Construction and specifications	IEC 60502 CEI 20-13
Misura delle scariche parziali/Measurement of partial discharges	CEI 20-16 IEC 60885-3
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2



DESCRIZIONE:

Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_0/U : 1,8/3 + 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo.
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

DESCRIPTION:

Single-core cables, insulated with HEPR rubber of G7 quality, under PVC sheath.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U_0/U : 1,8/3 + 26/45 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Min. operating temperature: -15°C (without mechanical shocks)
- Minimum installation temperature: 0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Recommended minimum bending radius: 12 times the cable diameter.
- Recommended maximum tensile stress: 60 N/mm² of the cross-section of the copper

USE AND INSTALLATION

Suitable for energy transmission between transformer rooms and big power users. For laying on air, into tube or open pass. Can be laid underground, also if not protected, complying with art. 4.3.11 of CEI 11-17 standard.

5.14.3 Giunti tra cavi MT e tra cavi a 36kV

I giunti servono per collegare i terminali di due cavi contigui al fine di unire due o più conduttori in un unico conduttore.

Una giunzione deve quindi assicurare il corretto collegamento tra le parti costituenti il conduttore mostrate nel paragrafo precedente e garantire allo stesso tempo la medesima protezione da e verso l'esterno.

Un giunto effettuato a regola d'arte deve garantire:

- Connessione metallica tra i conduttori interni dei 2 terminali.
- Continuità del semiconduttore interno per la schermatura del campo elettrico.
- Continuità dell'isolamento interno del cavo.
- Continuità del semiconduttore esterno.
- Continuità dello schermo metallico esterno.

- Protezione meccanica e di impermeabilità da e verso l'esterno.

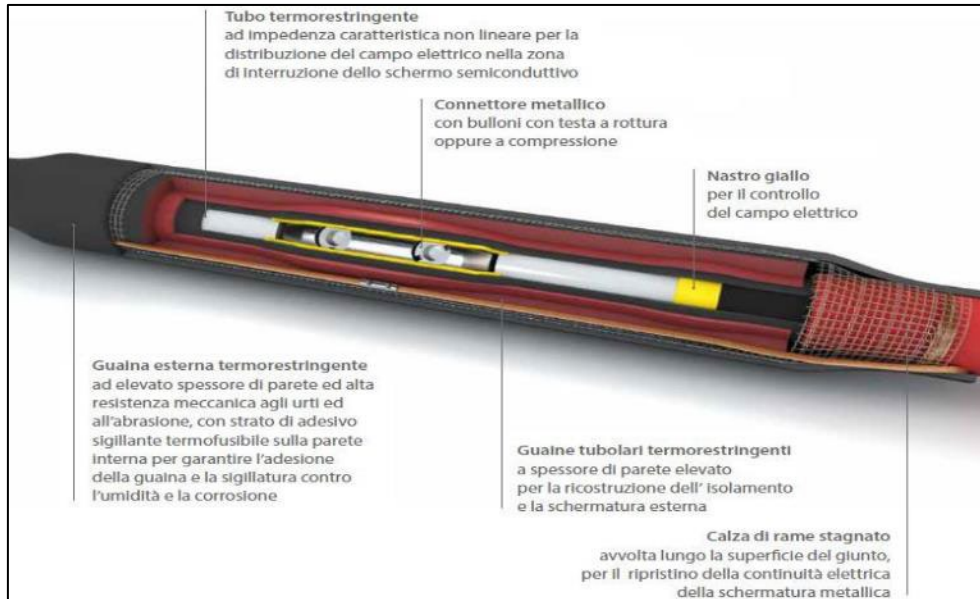


Figura 3 - Giunto per due cavi.

5.14.4 Terminali dei cavi 36kV

I terminali rappresentano uno fra le componenti e i dispositivi che realizzano il collegamento dei cavi fra loro e quello dei cavi con le apparecchiature elettriche e gli altri componenti di un impianto.

Questi sono utilizzati per collegare l'estremità di un cavo ad altri componenti dell'impianto come trasformatori o apparecchiature di comando. Essi sono stati scelti secondo quanto indicato dalla norma CEI 20-62/1.

I terminali considerati per il presente progetto sono dei terminali auto restringenti per media tensione TAMT-36 della Etelec (conformi alla Norma CEI 20-62/1).

Essi sono composti dai seguenti elementi principali:

- Unico corpo autorestringente in gomma siliconica che assolve sia al controllo del campo elettrico che alla funzione antitraccia
- Alette integrate, nelle versioni TAMT-I da interno e TAMT-E da esterno, consentendo l'installazione del terminale anche in ambienti inquinati o ad elevata presenza di umidità.
- Nastro sigillante e riempitivo in gomma siliconica per il riempimento degli spazi vuoti e la protezione dall'umidità degli elementi metallici.
- Lubrificante siliconico liquido per agevolare l'installazione del corpo sul cavo.

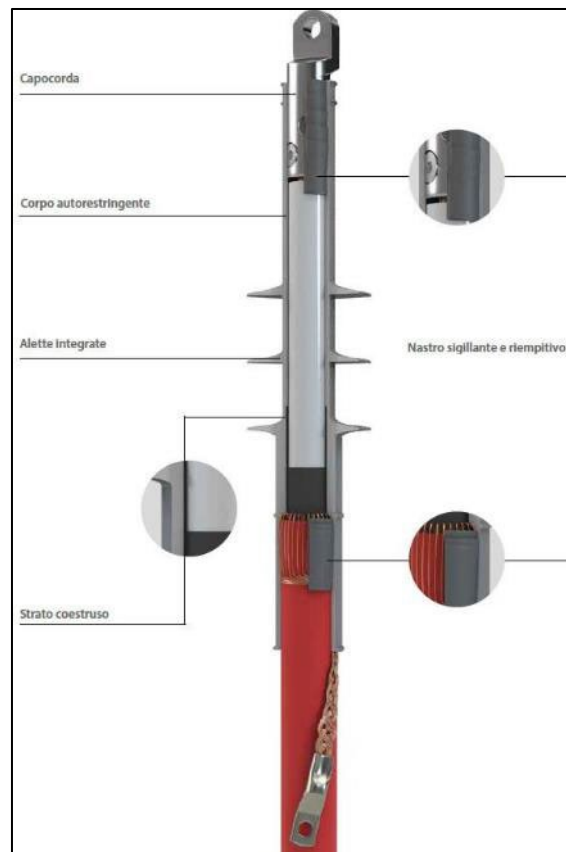


Figura 4 - Terminale per cavi 36 kV.

5.14.5 Opere per la posa dei cavi MT e a 36kV

Per cavidotto si intende il tubo interrato (o l'insieme di tubi) destinato ad ospitare i cavi di media e/o bassa tensione, compreso il regolare ricoprimento della trincea di posa (reinterro), gli elementi di segnalazione e/o protezione (nastro monitore, cassette di protezione o manufatti in cls.) e le eventuali opere accessorie (quali pozzetti di posa/ispezione, chiusini, ecc.).

La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno **1,0 m** misurato dall'estradosso superiore del tubo, con posa su di un letto di sabbia o di cemento magro, dello spessore di circa 5 cm. Va tenuto conto che detta profondità di posa minima deve essere osservata, in riferimento alla strada, tanto nella posa longitudinale che in quella trasversale.

Laddove le amministrazioni competenti non diano particolari prescrizioni in merito alle modalità di ricoprimento della trincea, valgono le seguenti indicazioni:

- la prima parte del reinterro del cavo sarà effettuata con il medesimo materiale usato per la realizzazione del letto di posa (sabbia o cemento magro) per uno spessore maggiore di 30 cm
- la restante parte della trincea (esclusa la pavimentazione) dovrà essere riempita a strati successivi utilizzando il materiale di risulta dallo scavo (i materiali utilizzati dovranno essere fortemente compressi ed eventualmente irrorati al fine di evitare successivi cedimenti).

All'interno della trincea è prevista l'installazione di un tubo di segnale rigida da diametro di 50 mm entro il quale potranno essere posti cavi a fibra ottica e di segnalamento.

Al di sopra dei cavidotti ad un'altezza compresa tra i 35 e i 50 cm dall'estradosso del tubo stesso (a seconda del tipo di posa), sarà collocato un nastro di segnalazione cavi in P.V.C. di colore rosso.

Per la realizzazione delle canalizzazioni MT e a 36kV sono da impiegare tubi in materiale plastico conformi alle Norme CEI 23-46 (CEI EN 50086-2-4), tipo 450 o 750 come caratteristiche di resistenza a schiacciamento, nelle seguenti tipologie:

- rigidi lisci in PVC (in barre)
- rigidi corrugati in PE (in barre)

- pieghevoli corrugati in PE (in rotoli)

I tubi corrugati devono avere la superficie interna liscia.

Per quanto riguarda la coesistenza tra cavidotti e condutture di altri servizi del sottosuolo si è fatto riferimento alle Norme CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”.

Nello specifico le Norme CEI 11-17 precisano le distanze minime da mantenere tra i cavidotti MT e le linee di telecomunicazione, le tubazioni metalliche in genere e i serbatoi contenenti liquidi o gas infiammabili.

5.14.6 Directional Drilling (T.O.C.)

La tecnica della trivellazione orizzontale controllata (TOC) appartiene alle tecnologie “guidate” e rappresenta un metodo estremamente versatile per la posa di sottoservizi con un limitato o nullo ricorso agli scavi a cielo aperto. Questa tecnologia, come quasi tutte le tecnologie definite “No-Dig”, ha un elevato contenuto tecnologico e richiede pertanto un alto livello di professionalità da parte di chi le utilizza. La TOC consiste in perforazioni guidabili e direzionabili da una postazione remota, che consentono di superare ostacoli naturali ed artificiali nella posa di tubazioni e cavi o semplicemente di evitare lo scavo a cielo aperto per la posa di servizi interrati di qualsiasi genere. Questo sistema consente di realizzare installazioni di condotte con un intervallo dei diametri di perforazione compreso tra 0,2 m e 1,8 m e lunghezze fino a 2000 m.

Un progetto in TOC prevede un sito di lancio in cui le aste sono installate e posizionate per eseguire un foro pilota lungo un percorso pianificato fino a una fossa di uscita in cui l'alesatore viene collegato e tirato indietro attraverso il foro pilota. L'angolo di entrata e di uscita delle trivellazioni orizzontali deve essere correlato al diametro e alle specifiche dei materiali della tubazione da installare.

Indicativamente, l'angolo di entrata dovrebbe essere compreso tra 6° e 15°.

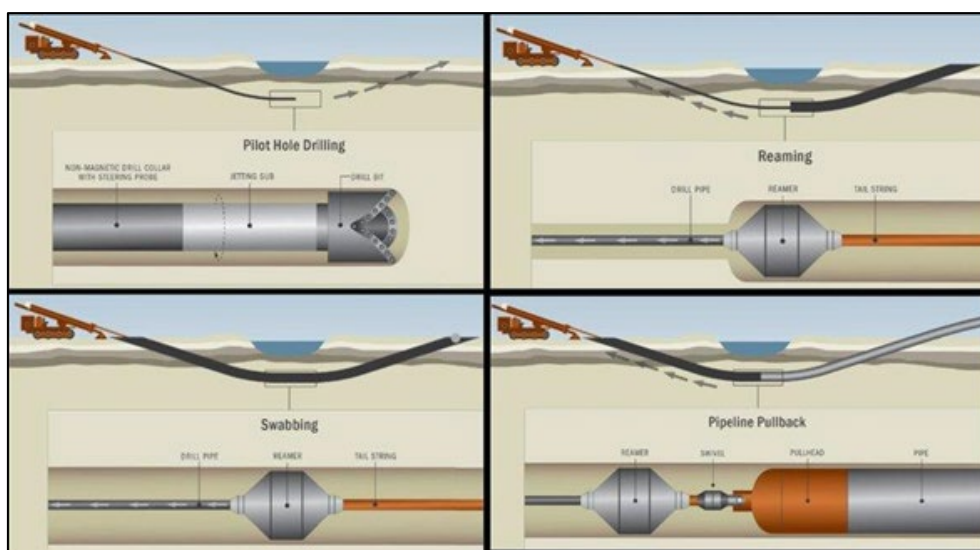


Figura 5 - Tecnica di trivellazione T.O.C.

5.14.7 Configurazioni di posa

Gli schemi tipici di posa di un elettrodotto sono a trifoglio o in piano, come rappresentato nella figura seguente:

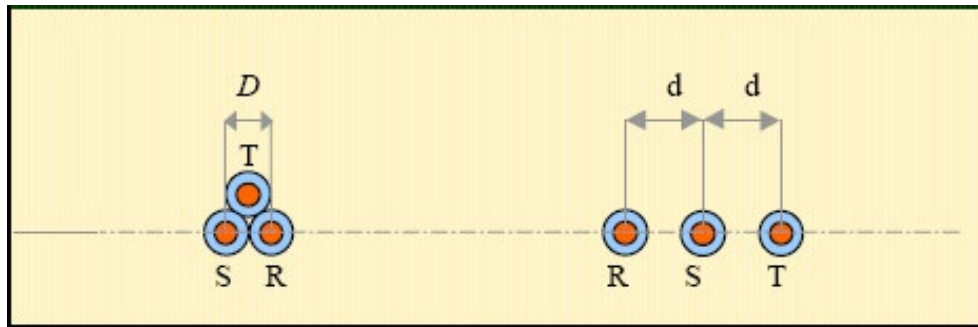


Figura 6: Schemi tipici di posa di un elettrodotto a trifoglio e in piano.

La posa a trifoglio riduce la portata di corrente ammissibile del cavo dovuta al regime termico che si instaura a causa della vicinanza dei cavi. Al contrario la posa in piano presenta livelli di portata in corrente proporzionali alla distanza "d" di interasse dei cavi. Per tale motivo la posa a trifoglio è utilizzata per i livelli di tensione più bassa (fino a 150-220 kV) mentre la posa in piano è utilizzata per i livelli di tensione più alta (220-380kV).

5.14.8 Modalità di collegamento degli schemi metallici

Gli schermi metallici degli elettrodotti a 36 kV verranno messi a terra con il sistema Solid Bonding. Questo sistema è il più semplice di tutti gli schemi di connessione degli schermi metallici dei cavi. Consiste nella cortocircuitazione ed il collegamento efficacemente a terra degli schermi metallici ad entrambe le estremità del collegamento. Per collegamenti di grande lunghezza è raccomandabile la messa a terra degli schermi metallici in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km in maniera tale da evitare eccessivi innalzamenti della tensione a metà tratta.

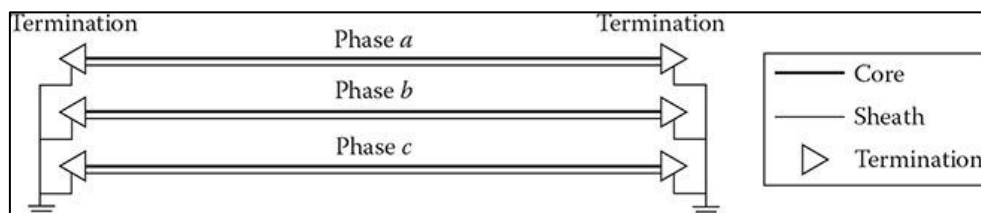


Figura 7: Schema Solid Bonding.

Esso è generalmente utilizzato per correnti di esercizio indicativamente fino a 500 A. Tuttavia, anche per valori di corrente inferiori al già menzionato, altre considerazioni di natura economica, legati ad esempio alla capitalizzazione delle perdite, potrebbe far preferire l'impiego di un sistema con connessioni speciali degli schermi metallici (isolati o trasposti). La disposizione dei cavi per questo tipo di connessione è generalmente a trifoglio. L'assenza di scaricatori di tensione richiede controlli periodici sul sistema meno frequenti e meno complessi rispetto a sistemi con connessioni speciali degli schermi metallici. Si evidenzia il fatto che ogni incremento nella separazione tra le fasi genera uno squilibrio magnetico con il conseguente aumento della circolazione di corrente negli schermi metallici ed una riduzione nelle prestazioni termiche del circuito.

5.15 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE DEL PARCO

Nell'ambito delle opere sarà previsto un impianto di illuminazione esterna dedicato all'illuminazione di sicurezza dell'impianto fotovoltaico, conforme a quanto previsto in materia di contenimento dell'inquinamento luminoso.

L'impianto è essenzialmente costituito da punti luce equipaggiati di corpi illuminanti con lampada LED 71W installati su sostegni di altezza inferiore a 8 m fuori terra, comunque in maniera tale da non provocare fenomeni di ombreggiamento al generatore fotovoltaico.

Si è scelto un apparecchio illuminante di tale potenza in modo da utilizzare l'impianto come deterrente contro le effrazioni e per illuminare le aree sottoposte ad eventuale effrazione.

L'impianto di illuminazione, infatti, sarà strettamente interconnesso con l'impianto di videosorveglianza: nel caso in cui l'impianto di videosorveglianza rilevi un tentativo di effrazione, il sistema di supervisione acquisirà l'allarme ed attiverà al 100% la tratta di impianto di illuminazione di competenza. Normalmente, gli apparecchi di illuminazione saranno accesi al 20% della potenza totale.

L'impianto sarà attivo in orario notturno o per garantire illuminazione in caso di guasto o manutenzione notturna. Sarà completamente regolabile come orari di funzionamento e sarà sempre possibile, attraverso il sistema di supervisione, impostare sia gli orari che la percentuale di accensione delle lampade per illuminazione notturna.

5.16 SISTEMA DI SUPERVISIONE

Al fine di permettere il controllo completo sull'impianto da una postazione centralizzata sarà previsto un sistema di controllo e supervisione ad alto grado di informatizzazione. In particolare saranno richieste al sistema le seguenti caratteristiche:

- elevate prestazioni ed affidabilità;
- tecnologia avanzata e standardizzata;
- diffusione non marginale nel mercato;
- bassi costi esercizio e manutenzione;
- rapida e facile individuazione dei problemi;
- ridotto numero di componenti;
- protocolli di comunicazione aperti;
- ampie possibilità di espansione.

Saranno inoltre richieste espressamente le seguenti funzioni:

- comando;
- protezione;
- regolazione (automatica);
- supervisione;
- gestione allarmi;
- storicizzazione di eventi e variabili;
- interfaccia altri sistemi (sia a livello controllo che a livello gestionale).

In generale un sistema di supervisione e controllo centralizzato è funzionale ai seguenti scopi:

- controllare da una postazione unica l'intero impianto in tutti i sistemi e sottosistemi;
- consentire la replicabilità della postazione via rete Ethernet in qualunque luogo dell'impianto o anche in remoto mediante
- connessione ADSL o UMTS;
- rapida individuazione dei guasti o delle anomalie;
- esecuzione di manovre manuali senza il rischio di incorrere in errori in quanto il sistema di supervisione non permette manovre al di fuori dei valori di sicurezza;
- archiviazione automatica di tutti gli eventi ed allarmi su database;
- registrazione in continuo delle variabili dell'impianto, permettendo una analisi mensile su rendimenti e punti critici.

Per assolvere alle funzioni richieste si prevede l'utilizzo di un sistema di controllo e supervisione costituito da una architettura suddivisa in tre livelli verticali, ognuno occupato da determinate apparecchiature di seguito descritte:

Livello	Livello	Tipo di rete	Apparecchiature
---------	---------	--------------	-----------------

ALTO	Informativo	Ethernet	Stazioni operatore SCADA
MEDIO	Controllo	BUS di controllo	Controllori (PLC/ DSC)
BASSO	Bordo Macchina	BUS di Campo	Strumenti, Sensori, Input/Output

Tabella 4 - Architettura di controllo e supervisione basata su tre livelli.

Il sistema di supervisione (SdS) è il complesso delle apparecchiature che interfacciano i sistemi di regolazione e controllo con gli operatori, tramite mezzi informatici. È composto da un sistema hardware computerizzato, un software SCADA (Supervision, Control And Data Acquisition) e sistema operativo standardizzato.

Dalle postazioni gli operatori, oltre che visualizzare tutte le variabili di funzionamento, potranno effettuare comandi e controlli in dettaglio, visionare grafici, dati storici ed allarmi.

Tra le funzionalità di un SdS, oltre a garantire un sistema di interfaccia con il sistema, vi è quello di archiviare i dati di funzionamento dell’impianto e di coordinare le comunicazioni tra sistemi diversi.

Il sistema sarà composto da stazioni “Server”, nelle quali risiede il database con tutte le variabili dell’impianto ed i dati storicizzati, e da postazioni “Client”, interconnesse in una rete Ethernet locale.

Questo sistema, individuato dalla sigla PCS (Process Control System), è il complesso formato dalle apparecchiature atte a comandare e regolare tutti gli attuatori di un processo o di un impianto, sia in modo automatico, che in modo manuale, ossia tramite comandi impartiti da un operatore.

Il sistema di regolazione e controllo è tipicamente composto da apparecchiature quali PLC o DCS, a stretto contatto con il processo, e quindi collocate direttamente all’interno di macchinari e quadri elettrici. Il funzionamento automatico è normalmente eseguito da appositi software, personalizzati per l’impianto, ad eccezione per le funzioni di sicurezza che devono essere svolte da logiche cablate o da unità certificate SIL3.

Dato che anche il funzionamento in manuale deve avvenire sempre entro limiti di sicurezza prestabiliti, il sistema PCS deve sorvegliare anche le azioni compiute dagli operatori. L’impianto è suddiviso in aree funzionali, sia per ragioni di affidabilità che per semplicità di gestione, quindi il sistema di controllo è ad Architettura Distribuita. Ciascuna area funzionale è gestita da un processore locale denominato “CPU”, nel quale sono memorizzate tutte le logiche di funzionamento della propria area.

Ogni CPU potrà acquisire segnali dall’impianto sia direttamente (ingressi locali), che attraverso dei moduli di acquisizione remoti (unità “slave”) collegati alla CPU attraverso un apposito Bus di Campo (ad es. Profibus, Devicenet, Modbus, ecc). I processori invece colloquieranno tra loro attraverso un bus ad alte prestazioni denominato “Control Bus”, il quale è anche connesso con il Sistema di Supervisione. Questa comunicazione è di tipo orizzontale, e permette alle interfacce operatore (Stazioni SCADA) di accedere direttamente alle CPU attraverso il Bus. Ogni CPU, singola o ridondata, costituisce un “nodo” nella rete di controllo.

Caratteristiche generali del sistema:

- Distribuzione dell’intelligenza del sistema per effettuare logiche di controllo e/o blocco al livello delle schede di I/O, switch a caldo in caso di fault di una scheda di I/O alla scheda di backup. Nei Rack principali possono essere installate “n” CPU, sia dedicate a processi separati che in funzionamento ridondante;
- Ampia scelta di CPU a seconda della potenzialità di elaborazione richiesta e del tipo di impianto da gestire.
- Possibilità di gestire protocolli bus di mercato come Devicenet, Profibus, Controlnet, modbus;
- Possibilità di gestione fino a 65000 variabili di I/O per ogni CPU.

Ciascuna CPU, a prescindere dal modello, gestisce schede di I/O locali, ossia nel proprio rack, e/o remote, ossia raggiungibili attraverso una linea Bus di Campo.

Questo tipo di architettura consente al sistema di essere aperto verso connessioni dirette a trasmettitori di segnale o a qualsiasi dispositivo di terze parti che disponga di porta Bus.

Il sistema di controllo è suddiviso in aree funzionali, a seconda della composizione dell’impianto da controllare. Ogni unità monta il

software di controllo che gestisce gli impianti direttamente ad essa collegati, ossia dell'area di propria pertinenza.

Nella cabina principale di parco sarà installata la postazione per la supervisione delle varie sezioni, le quali costituiscono il punto di interfaccia tra operatori e macchine. Inoltre, per ogni sottocampo, nelle cabine di conversione e trasformazione saranno previste delle Stazioni Operatore che saranno dotate di software di supervisione di tipo SCADA, ossia nello standard industriale più avanzato, e basate su sistemi operativi di ultima generazione (ad es. Windows 10 – Windows 7).

Il sistema è previsto con le seguenti caratteristiche:

- struttura Client – Server;
- nessun limite sul numero delle variabili da gestire;
- capacità di creare pagine di trends e di comando (Faces Plate) personalizzate;
- personalizzazione dei menù di controllo dal linguaggio standard (inglese) alla lingua voluta (es. Italiano);
- acquisizione di periferiche di terze parti con protocolli OLE PC;
- gestione integrata degli allarmi ed archivio storico con possibilità di esportare tutti i dati e gli eventi, attraverso la rete Ethernet a qualsivoglia applicativo (DDE, OLE, Excel, SQL, SAP);
- possibilità di teleassistenza sulla stazione operatore di sviluppo, attraverso software di gestione remota.

Le stazioni Client-Server si integrano tra loro in modo che si possa compiere qualsiasi operazione di comando/gestione da ognuna di esse. Le stazioni Server sono quelle che oltre all'interfaccia “uomo-macchina” curano anche il collegamento con le CPU di processo, indicate al capitolo “Sistema di Controllo”, e nelle quali si trova il database dei segnali gestiti dall'impianto.

Le stazioni Client sono invece destinate alla sola interfaccia uomo-macchina, e ricavano i dati di funzionamento dell'impianto dalle stazioni Server attraverso la rete Ethernet che le interconnette. Le Workstation, Server o Client, avranno caratteristiche quali:

- PC CPU Quad Core, 16 GB RAM, HD 1TB SSD, masterizzatore, scheda ethernet 100 Mbit/s, unità disco estraibile per Backup dati;
- monitor LCD colori 27”;
- stampante laser colori A4 per report;
- modem ADSL o UMTS per telegestione;
- licenza software SCADA tipo Runtime.

5.17 IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA

Nel perimetro dell'impianto, in corrispondenza degli accessi, incroci e punti critici dell'impianto, sarà installato un sistema di videosorveglianza con funzioni di antintrusione a protezione dell'impianto stesso.

L'impianto sarà costituito da una serie di telecamere, installate nei sostegni degli apparecchi di illuminazione, di tipo IP tradizionale e di tipo termico. Le ottiche delle telecamere saranno dimensionate e scelte in funzione delle distanze da coprire.

Le telecamere saranno interconnesse alla rete per mezzo di media converter rame/fibra ottica installati su palo, e saranno connessi agli anelli in fibra perimetrali previsti all'interno dei cavidotti interrati.

Il sistema di gestione delle telecamere sarà in grado, non solo di registrare le immagini, ma anche di discriminare i vari allarmi. Per mezzo di personalizzazioni del campo visivo di ogni telecamera, sarà possibile identificare, all'interno del campo visivo ripreso, sia le aree non interessate da allarme, che le Ogni gruppo di telecamere farà parte, sia come alimentazione elettrica che come connessione in fibra, ad ogni singola Power Station (ognuna per le tratte di competenza). Il sistema sarà poi gestito dalla control room dell'impianto e sarà possibile visualizzare le stesse anche da remoto.

In caso di effrazione, il sistema di videosorveglianza provvederà a dare segnale di effrazione al personale preposto mediante l'invio di una mail con il fotogramma interessato, nonché attiverà la modalità "follow" per seguire la sagoma nei suoi spostamenti.

Contemporaneamente, il sistema di videosorveglianza, per mezzo di un'interfaccia a contatti, darà il segnale di allarme della zona interessata, al sistema di supervisione, che provvederà ad attivare l'impianto di illuminazione di tale area al 100%.

Il sistema di sorveglianza sarà quindi costituito da:

- Telecamere IP bullet con sensore CMOS da 5MPx;
- Telecamere Speed Dome 30x con sensore CMOS 2MPx;
- Telecamere Termiche Obiettivo fisso da 15/25/35/50mm;
- Supporti da palo per telecamere;
- Switch SFP Gigabit;
- Media converters fibra/rame;
- Server TVcc (Processore E5-2620 v4 – 16GB RAM – 2xssd 120GB + 2x4TB storage – WIN 2012 R2);
- Workstation I7-8GB Memory – Nvidia Ge Force GTX 1060 4GB Ram;
- n. 4 Monitor Industriale LCD 32";
- Software di videosorveglianza VMS Next Axxon multipiattaforma;
- Cavi Ethernet Cat. 6a;
- Cavi F.O. 9/125 armata da esterno antiroditore.

6. SISTEMI DI PROTEZIONE E SICUREZZA ELETTRICA

Come previsto dal Codice di Rete ed in particolare dalla Guida Tecnica A.68 - CENTRALI FOTOVOLTAICHE - Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT Sistemi di protezione regolazione e controllo, il sistema di protezione della centrale fotovoltaica dovrà includere tutti gli apparati di norma dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni che per i guasti esterni.

La centrale fotovoltaica sarà pertanto in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto deve comportare la perdita della connessione.

Gli inverter saranno in grado di sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a Pn2s.

La centrale fotovoltaica contribuirà all'eliminazione dei guasti in rete nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni saranno definite dal gestore di rete e saranno impostate sugli apparati a cura del titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, saranno concordate con il gestore di rete in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio della centrale fotovoltaica.

In ogni caso, il gestore di rete potrà richiedere giustificate modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare, il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio, caratteristici della rete nel punto di connessione.

Alle centrali fotovoltaiche è richiesto di sostenere richiuse rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

6.1 PROTEZIONI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA CONTRO I GUASTI ESTERNI

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura tipici da installare nella sezione 36kV della Centrale Fotovoltaica.

- Protezione di minima tensione rete (27);
- Protezione di massima tensione rete (59);
- Protezione di minima frequenza rete (81<);
- Protezione di massima frequenza rete (81>);
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N).

Sarà predisposto il sistema per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT. Le tarature saranno stabilite dal gestore (TERNA) in accordo ai criteri stabiliti nell'allegato A.68 al Codice di Rete e, in relazione alle esigenze del sistema elettrico a cui è connessa la centrale fotovoltaica, le tarature potranno anche essere discordanti da quelle indicate nei paragrafi successivi.

6.2 PROTEZIONI DI RETE NELLA SEZIONE 36KV

Le tarature di riferimento delle protezioni di rete sensibili ai guasti esterni da impostare sul montante d'interfaccia con la rete AT sono descritte di seguito, con riferimento alle configurazioni di connessione alla rete in accordo a quanto previsto nell'Allegato A.68 al Codice di Rete "CASO A": Centrale connessa ad Impianto di Consegna in entra esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente.

Centrale Fotovoltaica – Protezioni contro i guasti esterni - Sezione AT						
PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE		TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27)	$0,3 \div 1,0 V_{IR}^{(1)}$	$0,0 \div 10,0$ s	Unica	$80 \% V_{IR}^{(1)}$	A) $2,0 + 2,8$ s B) 0,6 s	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.
Massima tensione (59)	$1,0 \div 1,5 V_{IR}^{(1)}$	$0,0 \div 10,0$ s	Unica	$115 \% V_{IR}^{(1)}$	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	$0,05 + 1,5 V_{RES_MAX}^{(2)}$	$0,0 \div 10,0$ s	1ª soglia	$10 + 20\% V_{RES_MAX}^{(2)}$	A) $2,0 + 2,8$ s B) 1,2 s	
			2ª soglia ⁽⁴⁾	$70\% V_{RES_MAX}$	0,1 s	
Minima frequenza (81<) ⁽⁵⁾	$45,0 + 50,0$ Hz	$0,0 \div 10,0$ s	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
			2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s	
Massima frequenza (81>) ⁽⁶⁾	$50,0 + 53,0$ Hz	$0,0 \div 10,0$ s	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2ª soglia	52,5 Hz	0,1 s	

Note:
⁽¹⁾ V_{IR} è la tensione nominale della rete;
⁽²⁾ Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;
⁽³⁾ $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra. I valori di taratura più bassi della 1ª soglia sono associati ai casi di Centrali con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT. In tale caso infatti la tensione residua massima (V_{RES_MAX}) può arrivare fino a 3 volte la tensione nominale di fase. Viceversa i valori più elevati sono associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT in cui la tensione residua massima (V_{RES_MAX}) su guasto monofase a terra assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.
⁽⁴⁾ Soglia applicata ai soli impianti di produzione con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT
⁽⁵⁾ Tensione operativa $0,2 V_{IG}$
⁽⁶⁾ Tensione operativa $0,8 V_{IG}$

Figura 8 - Protezioni contro i guasti esterni.

6.3 PROTEZIONE CONTRO I GUASTI INTERNI

Le linee Sottocampo in partenza dalla sbarra 36 kV dovranno essere protette con:

- Protezione a massima corrente di fase (50/51).
- Protezione a massima corrente direzionale di terra (67N).

7. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO DELL'IMPIANTO

Come previsto dal Codice di Rete le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono le seguenti:

- Controllo della produzione;
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete;
- Regolazione della potenza reattiva;
- Regolazione della potenza attiva;
- Sistemi di teledistacco della produzione.

7.1 CONTROLLO DELLA PRODUZIONE DI POTENZA

Le caratteristiche costruttive della centrale fotovoltaica e dei sistemi di gestione della potenza devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il gestore di rete può, nei casi sottoindicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi, ovvero entro un massimo di 15 minuti dall'invio della comunicazione.

Le cause della limitazione della produzione dovute a motivi di sicurezza si possono, a titolo esemplificativo e non esaustivo, così riassumere:

- congestione di rete in atto e/o rischio di sovraccarico sulla RTN;
- problematiche di adeguatezza del sistema elettrico;
- possibili problemi di tensione;
- rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico.

Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal gestore di rete, ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata.

L'ordine di riduzione verrà inviato per via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'utente ad eseguire l'ordine.

L'utente può richiedere al gestore di rete l'invio diretto, con modalità indicate dal medesimo gestore, di un tele-segnale (set-point) che imponga all'impianto il valore di potenza immessa in rete ai fini dell'erogazione di eventuali servizi di rete (ad esempio la regolazione secondaria di frequenza).

7.2 MODALITÀ DI AVVIAMENTO E RICONNESSIONE ALLA RETE

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete delle centrali fotovoltaiche queste si devono sincronizzare con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente.

Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della potenza nominale (P_n) del campo fotovoltaico.

Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5% P_n . Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza. La connessione con la rete può avvenire, previo consenso del gestore di rete all'interno del range di funzionamento di tensione e frequenza.

In caso di disservizi in corso o condizioni non favorevoli per il parallelo con la rete, il gestore di rete potrà non consentire il rientro in servizio e la centrale dovrà mantenere aperti gli interruttori AT di separazione dalla rete, anche in presenza di valori di tensione e frequenza interni agli intervalli indicati sopra.

In ogni caso l'entrata in servizio della centrale fotovoltaica con immissione di potenza è condizionata ad una frequenza di rete non superiore a 50.2 Hz. A ciò deve conformarsi il sistema di controllo della centrale e degli inverter.

7.3 REGOLAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

La centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT della centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal gestore e dovrà essere applicato dall'utente (logica locale), anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta dal gestore); inoltre il sistema di controllo della centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele- segnale di regolazione inviato da un centro remoto del gestore (logica remota).

7.4 REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA

Tale regolazione è necessaria ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico. In considerazione dei tempi di risposta necessari al contenimento del degrado di frequenza, le azioni descritte saranno attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

Considerando la potenza erogabile (P_e) tale valore non dovrà ridursi a fronte di transitori di sotto-frequenza di durata inferiore a 1 minuto. La curva di regolazione della potenza attiva sarà conforme a quanto indicato nella Allegato A.68 del Codice di Rete.

7.5 TELESEGNALE

I sistemi di teledistacco consentono la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale inviato da un centro remoto del gestore.

L'impianto sarà dotato di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atta ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

L'installazione ed il mantenimento in perfetta efficienza dell'apparato UPDM sono a cura dell'Utente.

L'UPDM sarà in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del Gestore e pertanto deve appartenere alla classe degli apparati descritta nell'allegato A.52 del Codice di Rete.

Sarà a cura dell'utente anche la predisposizione dei necessari canali di comunicazione con i sistemi di controllo del gestore secondo i criteri prescritti nell'allegato A.69 del Codice di Rete.

Affinché possa modificare la potenza immessa in rete, come richiesto, la centrale fotovoltaica sarà dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un telesegnale inviato dal gestore di rete. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

8. OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE

8.1 INQUADRAMENTO CAVIDOTTI 36KV

Il parco agrivoltaico Uta verrà connesso alla sezione 36 kV della futura Stazione Elettrica per mezzo di un elettrodotto in doppio cavo interrato da 36 kV. Il tracciato degli elettrodotti interrati è stato studiato al fine di assicurare il minor impatto possibile sul territorio, prevedendo il percorso all'interno delle sedi stradali esistenti. I cavi transiteranno all'interno dei comuni di Uta (Città Metropolitana di Cagliari) e Assemini (Città Metropolitana di Cagliari). Si prevede di utilizzare cavi unipolari RG7H1R 26/45kV da 630 mm² in quanto la loro guaina maggiorata funge da protezione meccanica per la posa interrata come previsto dalla norma CEI 11-17.

Nel caso di coesistenza di più cavidotti all'interno nel medesimo percorso si prevede di ubicare tutte le linee necessarie all'interno della medesima trincea in maniera tale da minimizzare l'impatto sul territorio e sui costi di scavo. Le terne saranno inoltre opportunamente distanziate in maniera tale da diminuire, per quanto possibile, la mutua influenza termica delle medesime.

Nello stesso scavo verrà steso anche un ulteriore tri-tubo in PVC di sezione minima 50 mm per la posa di Fibre ottiche a servizio dell'impianto.

Il percorso si sviluppa su strade provinciali e strade comunali e come tali non dovrebbero presentare particolari problemi nella realizzazione dello scavo. In caso di interferenza con infrastrutture di una certa entità, si dovrà prevedere il loro superamento per mezzo di Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.).

Le strade attraversate dalla connessione 36kV sono le seguenti:

CAVIDOTTO 36 kV	
COMUNE DI APPARTENENZA	STRADE PERCORSE
COMUNE DI UTA	STRADE COMUNALI (LOCALI)
	STRADA PROVINCIALE PEDEMONTANA N.2
	STRADA COMUNALE (EXTRAURBANA SECONDARIA) – DORSALE CONSORTILE
COMUNE DI ASSEMINI	STRADA COMUNALE – VI STRADA EST

Tabella 5: Strade attraversate dal cavidotto 36kV.

8.2 INQUADRAMENTO SE UTENTE

La Sottostazione Utente sarà realizzata all'interno della proprietà dell'impianto fotovoltaico nel comune di Uta (Città Metropolitana di Cagliari).

All'interno della suddetta area saranno ubicate:

- Scomparto misure.
- Trasformatore servizi ausiliari di sottostazione 30/0,4kV da 1.250 kVA
- Trasformatore AT/MT 36/30 kV da 40MVA
- Partenza della linea 36 kV verso lo stallo della stazione RTN.
- Dispositivo di interfaccia per la linea in partenza verso la stazione RTN.
- Interruttori di linea relativi alle linee in arrivo dai sottocampi del parco agrivoltaico.
- Sistema di rifasamento.

8.3 INQUADRAMENTO OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE

Dalla stazione Utente partiranno 2 terne di cavidotto 36 kV con cavi RG7H1R 26/45kV da 630 mm² per il collegamento della SSEU appena descritta con la futura Stazione Elettrica per mezzo di uno stallo a 36 kV da prevedersi al suo interno. L'impianto di rete per la connessione a cura dell'impianto Uta origina dalla partenza della linea a 36 kV nella Cabina utente (di proprietà del proponente) e termina presso i terminali del cavo nella sbarra a 36 kV della stazione futura Stazione Elettrica. Lo schema di questo stallo può essere desunto da quelli presenti dell'allegato A.2 e dell'allegato A.17 (rev 03) del Codice di Rete Terna.

8.4 SOTTOSTAZIONE UTENTE (SSE UTENTE)

La Sottostazione Utente sarà costituita da:

- **Edificio utente:** presso il quale verranno ubicati i quadri 36 kV e i sistemi di rifasamento.
- **Trasformazione:** elevazione 30/36kV.

8.4.1 Sistema a 36 kV

Il sistema è costituito dagli elementi necessari a connettere la rete del parco agrivoltaico allo stallo a 36 kV della futura Stazione Elettrica e ad alimentare i Servizi Ausiliari (SS.AA.).

Nel sistema a 36 kV posto all'interno della SSE Utente si utilizzano cavi isolati e celle prefabbricate certificati dal produttore, avendo superato le prove di tipo corrispondenti ed essendo sottoposti a prove specifiche ad ogni fornitura per assicurare che si il livello di isolamento sia assicurato.

Il sistema a 36 kV comprende l'edificio utente, nel quale sarà installato un quadro 36 kV di tipo protetto in apposito locale, costituito da:

- Comparto misure;
- Partenza della linea 36 kV verso lo stallo della futura Stazione Elettrica;
- Dispositivo di interfaccia per la linea in partenza verso la futura Stazione Elettrica
- Interruttori di linea relativi alle linee in arrivo dai sottocampi del parco agrivoltaico;
- Sistema di rifasamento.

Oltre agli apparati principali sopra menzionati, si prevedono i corrispondenti apparati di misura, comando, controllo e protezione necessari per la corretta funzionalità dell'impianto installati all'interno dell'edificio di controllo.

Come dati di progetto per la protezione di rete sulla sbarra 36 kV dell'Utente si adottano i seguenti valori:

CARATTERISTICHE ELETTRICHE	
Tensione nominale di esercizio [kV]	36
Tensione massima [kV]	41,4
Frequenza nominale [Hz]	50
Minima frequenza [Hz] (1 ^a soglia)	47,5
Massima frequenza [Hz] (1 ^a soglia)	51,5

Tabella 6 - Caratteristiche elettriche limite.

8.5 STALLO PRODUTTORE (OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE)

Verrà realizzato uno stallo produttore 36 kV per il collegamento in antenna della Sottostazione Elettrica Utente, il quale si configura come opera di rete per la connessione. Lo schema di inserimento in stazione può essere dedotto dall'allegato A.17 (rev.03 del Maggio 2022) del Codice di rete Terna per il nuovo standard di connessione ad uno stallo a 36 kV.

Nella figura seguente è rappresentato un tipico stallo di trasformazione 150/36 kV, mentre nella tabella seguente sono elencati i componenti elettromeccanici presenti in un tipico stallo trasformatore 150/36 kV.

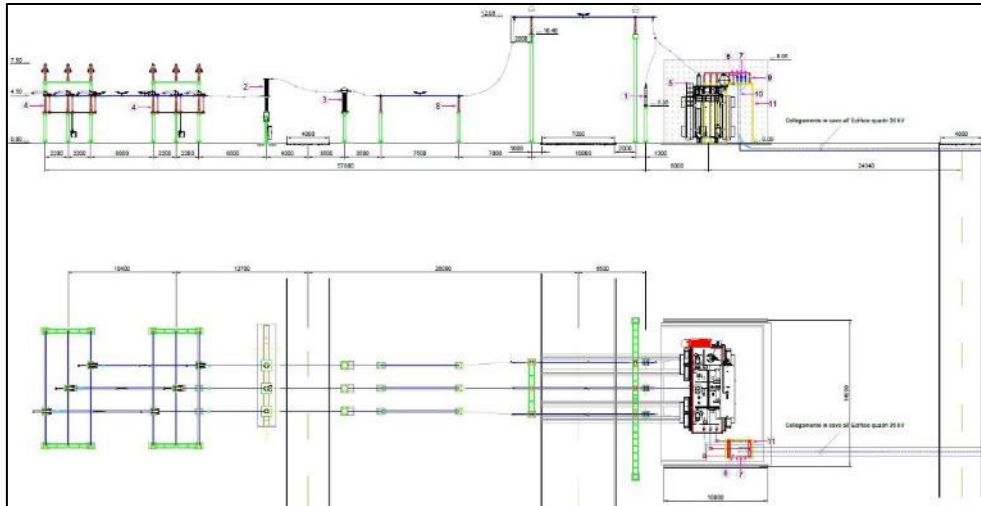


Figure 9 - Tipico stallo di trasformazione 150/36 kV.

Elenco componenti	
rif.	descrizione
1	Scaricatore 132-150kV
2	Interruttore 132-150kV
3	TA 132-150kV
4	Sezionatore verticale
5	Trasformatore 132-150/36 kV
6	Scaricatore 36kV
7	Terminali cavo 36kV
8	Isolatore 150 kV
9	Isolatore 36 kV
10	Cavi 36 kV
11	Castelletto distribuzione cavi 36 kV

Tabella 7 - Elenco componenti stallo trasformatore 150/36 kV.

8.6 SOTTOSERVIZI INTERRATI

Il parco agrivoltaico "Uta" attraversa per lo più zone rurali in cui è improbabile la presenza di sottoservizi interrati. Tuttavia gli stessi potrebbero essere presenti ed interferire con il percorso del cavidotto, è dunque necessario contattare gli enti dei suddetti sottoservizi interrati inoltrando loro comunicazione PEC del progetto e la richiesta se lo stesso interferisca con i loro sottoservizi interrati.

Ente	PEC
E-distribuzione S.p.A.	e-distribuzione@pec.e-distribuzione.it
Anas S.p.A.	anas.sardegna@postacert.stradeanas.it
Telecom Italia	telecomitalia@pec.telecomitalia.it
Abbanoa S.p.A.	protocollo@pec.abbanoa.it
Comune di Uta	comune.uta@legalmail.it
Comune di Assemini	protocollo@pec.comune.assemini.ca.it

Tabella 8 - Contatti Enti per individuazione e risoluzione di eventuali interferenze.

Gli enti riportati nella tabella precedente devono tutti essere contattati al fine di individuare e risolvere eventuali interferenze con le opere di connessione.