



FOTOVOLTAICO CAVA RIANO

COMUNI DI RIANO (RM) e ROMA

PROGETTO DEFINITIVO

Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 387/2003 per un impianto fotovoltaico di superficie pari a 48,6 ha costituito da tracker monoassiali, strutture fisse e strutture su parete (37,6 MWp) presso la ex cava di tufo in località "Quadro" nel Comune di Riano (RM) con cavidotto e SEU nel Comune di Roma

CODICE ELABORATO:

R.11

TITOLO ELABORATO:

Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici

SCALA:

-

FORMATO:

A4

PROPONENTE:

CAVA SOLAR s.r.l.s.
Via Salari, 12 Montalto di Castro CAP 01014 (VT)
C.F. e P.IVA 02417800568
mail cavasolar.srls@legalmail.it

AMMINISTRATORE UNICO

Lopez Francesch Jordi

PROGETTISTA:

 **Studio Santi**
Innovation in Energy
We support the Sustainable Development Goals CERTIFIED ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001
Studio Santi srl con socio unico
Via Latina n. 57 - 00058 Santa Marinella (RM)
www.studiosanti.eu - info@studiosanti.eu
tel +39 0766 53 68 98

Ing. Federico Santi
Ordine degli Ingegneri di Roma N. A20930

 **iride**
Istituto per la Ricerca e l'Ingegneria Dell'Ecosostenibilità

Istituto I.R.I.D.E. Srl
Via Cristoforo Colombo 163 - 00147 Roma
www.istituto-iride.com - iride@pec.istituto-iride.com
Tel +39 06 51606033

Ing. Mauro Di Prete
Ordine degli Ingegneri di Roma N. A14624

| REV. | DATA | STATO | PREPARATO | RIESAMINATO | APPROVATO |
|------|------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------|
| 00 | 28-03-2024 | PRIMA EMISSIONE | Fio. CASTELLANI | Fra. CASTELLANI | F. SANTI |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

Questo documento o parte di esso non può essere riprodotto, salvato, trasmesso, riutilizzato in altri progetti in alcuna forma sia essa elettronica, meccanica, fotografica senza la preventiva autorizzazione di Studio Santi srl. Le informazioni contenute nel presente documento sono da intendersi valide limitatamente all'oggetto del documento stesso. Altre informazioni sono da ritenersi non valide ai fini dell'esecuzione. Le informazioni riportate nel presente documento non sono da intendersi "shop drawing" e pertanto l'esecutore delle opere dovrà verificare in campo quanto necessario per l'acquisto dei materiali.

Sommario

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | PREMESSA..... | 3 |
| 2 | DESCRIZIONE SOMMARIA DELL’IMPIANTO | 4 |
| 3 | PRINCIPALI ELEMENTI TECNICI | 5 |
| 3.1 | Moduli fotovoltaici | 5 |
| 3.2 | Convertitori di potenza | 7 |
| 3.2.1 | Inverter di stringa | 7 |
| 3.2.2 | Inverter in Powerstation..... | 9 |
| 3.3 | Centri di trasformazione | 10 |
| 3.3.1 | Trasformatori centralizzati | 10 |
| 3.3.2 | Trasformatori in Powerstation | 11 |
| 3.4 | Power Station..... | 12 |
| 3.5 | Strutture di sostegno | 13 |
| 3.5.1 | Tracker monoassiali | 13 |
| 3.5.2 | Rack fissi..... | 14 |
| 3.5.3 | Strutture su funi su pareti verticali e aree a forte pendenza | 15 |
| 3.6 | Cavi e quadri di campo..... | 16 |
| 3.6.1 | Cavi DC..... | 16 |
| 3.6.2 | Cavi esterni | 16 |
| 3.6.3 | Cavi interrati | 16 |
| 3.6.4 | Cavi AC 0,8 kV | 16 |
| 3.6.5 | Cavi AC 30 kV | 17 |
| 3.6.6 | Quadri di parallelo 0,8 kV | 17 |
| 3.6.7 | Quadri 30 kV | 18 |
| 3.6.8 | Elettrodotto | 18 |
| 3.7 | Protezione contro i contatti diretti | 20 |
| 3.8 | Protezione contro i contatti indiretti | 20 |
| 3.9 | Dispositivo Generale | 21 |
| 3.10 | Dispositivo del Generatore | 21 |
| 3.11 | Gruppi di Misura | 21 |
| 3.12 | Gestione dell’impianto..... | 21 |
| 3.13 | Giunzione cavi | 22 |
| 3.14 | Terminazione ed attestazione cavi | 22 |
| 3.15 | Modalità di posa..... | 23 |
| 3.16 | Collegamento 150 kV a CP Flaminia..... | 25 |
| 4 | ELEMENTI STRUTTURALI..... | 27 |
| 4.1 | Considerazioni generali..... | 27 |
| 4.2 | Opere in Carpenteria Metallica..... | 28 |
| 4.2.1 | Acciaio S 355JR..... | 29 |
| 4.2.2 | Zincatura a caldo dei profili metallici..... | 29 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.2.3 | Acciai S280 GD e S350 GD | 30 |
| 4.3 | Modalità di realizzazione delle strutture di fondazione | 31 |
| 4.3.1 | Strutture di fondazione TRACKER e RACK..... | 31 |
| 4.3.2 | Strutture di fondazione delle cabine | 31 |
| 5 | OPERE COMPLEMENTARI | 32 |
| 5.1 | Viabilità interna..... | 32 |
| 5.2 | Recinzione perimetrali e cancelli di accesso | 32 |
| 5.3 | Videosorveglianza | 32 |
| 5.4 | Illuminazione | 34 |

1 PREMESSA

L'impianto fotovoltaico sorgerà nel Comune di Riano (RM), e verrà allacciato alla Rete di Trasmissione Nazionale tramite CP Flaminia ARETI. L'estensione complessiva del campo fotovoltaico sarà pari a circa 48,6 ha, la potenza di picco dell'impianto sarà 37,6 MWp e la potenza in immissione massima dell'impianto sarà pari a 34,45 MW. L'impianto è composto da 3 sottocampi principali, raccordati ad una cabina di parallelo unica situata nel lotto 13. Il collegamento a stella è definito da linee a 30kV. Ogni sottocampo è associabile ad una delle tre cabine di parallelo secondarie, a sua volta suddiviso in linee secondarie a 30 kV collegate o a Powerstation o a Trasformatori 0,8/30 KV centralizzati. Nel totale saranno installate 11 cabine di campo con trasformatore e 10 Powerstation.

L'impianto sarà collegato alla RTN tramite la SEU 30 kV/150 kV da realizzarsi nelle immediate vicinanze di CP Flaminia nel Comune di Roma.

La presente relazione ha lo scopo di descrivere i principali elementi dell'opera da un punto di vista tecnico e prestazionale, i quali saranno poi approfonditi in sede di progettazione esecutiva.

2 DESCRIZIONE SOMMARIA DELL'IMPIANTO

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto da 37,6 MWp per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, comprensivo di relative opere di connessione ed infrastrutture annesse.

L'impianto è dotato di:

- inseguitori monoassiali 1V14 orientati nord-sud,
- rack 2V14 orientati est-ovest
- strutture per moduli su parete verticale

L'impianto è costituito dai seguenti elementi principali:


- n. 1.524 inseguitori monoassiali da 28 moduli ciascuno;
- n. 360 inseguitori monoassiali da 14 moduli ciascuno;
- n. 108 rack da 28 moduli ciascuno;
- n. 54.479 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino, potenza di picco 690 Wp/cad;
- n. 37 inverter installati di stringa installati in testa ai tracker;
- n. 11 trasformatori 0,8 kV / 30 kV installati nelle cabine di campo;
- n. 10 power station con n.21 inverter;
- n. 4 cabine di campo in parallelo;
- cavidotto interrato a 30 kV di collegamento tra i trasformatori e gli smistamenti;
- cavidotto interrato a 30 kV di collegamento fra il sito e la SEU;
- cavidotto interrato a 150kV di collegamento tra la SEU e CP Flaminia ARETI;
- viabilità interna al sito, in granulare misto stabilizzato, per le operazioni di costruzione e manutenzione dell'impianto e per il passaggio dei cavidotti interrati 0,8 kV e 30 kV;
- rete telematica di monitoraggio interna per il controllo dell'impianto mediante trasmissione dati via modem o tramite comune linea telefonica;
- recinzione e impianto di videosorveglianza perimetrale.

Tutti gli elementi sono ampiamente descritti negli elaborati grafici.

3 PRINCIPALI ELEMENTI TECNICI

3.1 Moduli fotovoltaici

Per la progettazione dell’impianto il modulo fotovoltaico scelto è bifacciale in silicio monocristallino ed ha una potenza di picco di 690 Wp. Il modello preso a riferimento è il Trina Vertex TSM -NEG21C.20 o similari. La scelta è motivata dalla elevata potenza specifica del modulo e dalle ottimali caratteristiche di rendimento in diverse condizioni ambientali e nel tempo; la scelta definitiva sarà effettuata nella fase di avvio della costruzione in base alle disponibilità di mercato del momento ed ai più recenti sviluppi tecnologici.



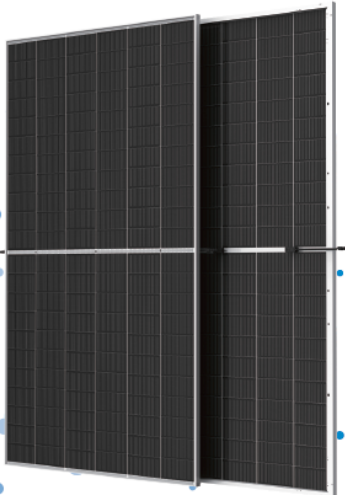
Vertex N
N-type i-TOPCon bifacial dual glass
Monocrystalline module


PRODUCT: TSM-NEG21C.20
PRODUCT RANGE: 675-700W

700W
MAXIMUM POWER OUTPUT


0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

22.5%
MAXIMUM EFFICIENCY




- 


High customer value

 - The star of LCOE (Levelized Cost Of Energy). Higher string power feature effectively reduces BOS (Balance of System) and LCOE
 - More energy harvest with cutting-edge N-type i-TOPCon technology
 - Designed for compatibility with existing mainstream system components
- 

High power up to 700W

 - Up to 22.5% module efficiency with high density interconnect technology
 - SMBB (Super multi-busbar) technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection
- 

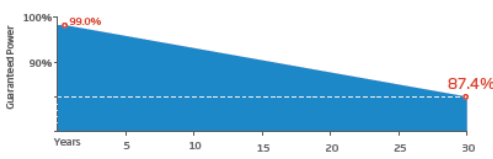
High reliability

 - Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
 - Ensured PID resistance through cell process and module material control
 - Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
 - Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- 

High energy yield





 - Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
 - Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
 - Lower temperature coefficient (-0.30%)
 - Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty




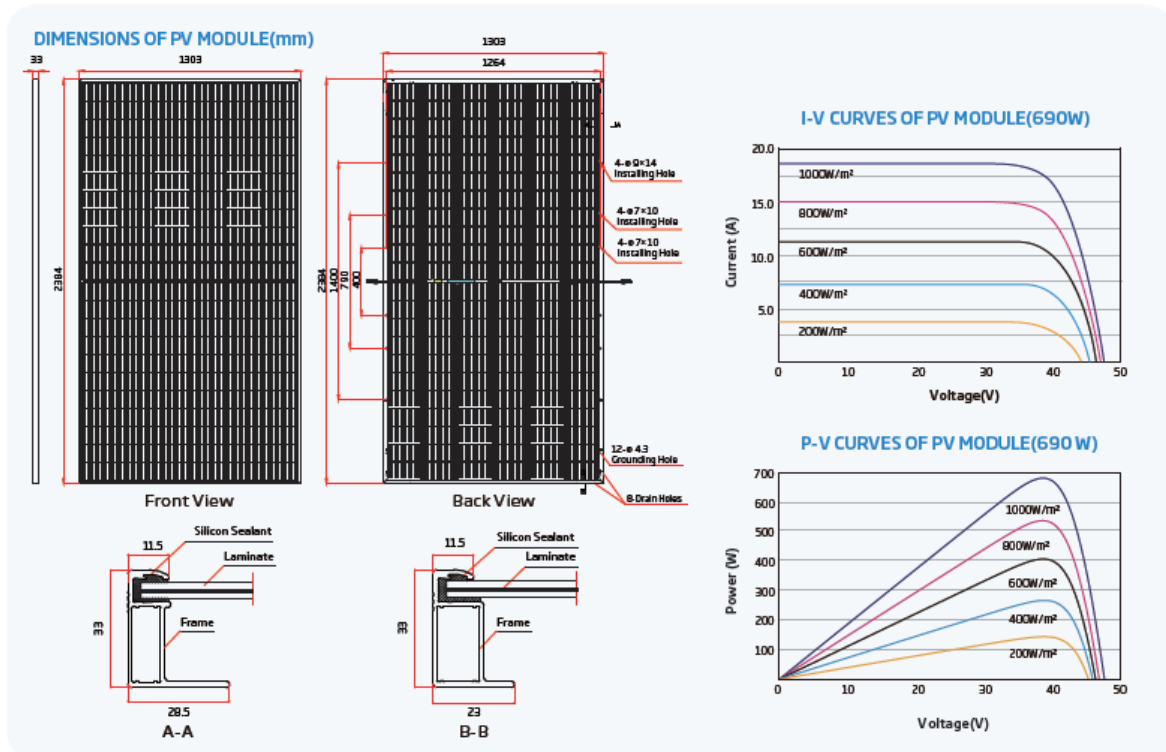
| Years | Guaranteed Power (%) |
|-------|----------------------|
| 0 | 99.0% |
| 30 | 87.4% |

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System





MECHANICAL DATA

| | |
|----------------------|--|
| Solar Cells | N-type Monocrystalline |
| No. of cells | 132 cells |
| Module Dimensions | 2384x1303x33 mm (93.86x51.30x1.30 Inches) |
| Weight | 38.3 kg (84.4 lb) |
| Front Glass | 2.0 mm (0.08 Inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | PQE/EVA |
| Back Glass | 2.0 mm (0.08 Inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass) |

| | |
|-----------|---|
| Frame | 33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy |
| J-Box | IP 68 rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 Inches) Length can be customized |
| Connector | MC4 EV02 / TS4 PLUS / TS4* |

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

| Testing Condition | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT |
|--|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Peak Power Watts-P _{max} (Wp)* | 675 | 514 | 680 | 517 | 685 | 521 | 690 | 526 | 695 | 530 | 700 | 534 |
| Power Tolerance-P _{max} (W) | 0 ~ +5 | | | | | | | | | | | |
| Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V) | 39.4 | 37.0 | 39.6 | 37.2 | 39.8 | 37.3 | 40.1 | 37.7 | 40.3 | 37.8 | 40.5 | 38.0 |
| Maximum Power Current-I _{MPP} (A) | 17.12 | 13.89 | 17.16 | 13.91 | 17.19 | 13.94 | 17.23 | 13.96 | 17.25 | 14.02 | 17.29 | 14.05 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 47.2 | 44.7 | 47.4 | 44.9 | 47.7 | 45.2 | 47.9 | 45.4 | 48.3 | 45.8 | 48.6 | 46.0 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 18.14 | 14.62 | 18.18 | 14.65 | 18.21 | 14.67 | 18.25 | 14.71 | 18.28 | 14.73 | 18.32 | 14.76 |
| Module Efficiency _{STC} (%) | 21.7 | | 21.9 | | 22.1 | | 22.2 | | 22.4 | | 22.5 | |

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

| Backside Power Gain | 5% | 10% | 5% | 10% | 5% | 10% | 5% | 10% | 5% | 10% | 5% | 10% |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total Equivalent power -P _{max} (Wp) | 709 | 743 | 714 | 748 | 719 | 754 | 725 | 759 | 730 | 765 | 735 | 770 |
| Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V) | 39.4 | 39.4 | 39.6 | 39.6 | 39.8 | 39.8 | 40.1 | 40.1 | 40.3 | 40.3 | 40.5 | 40.5 |
| Maximum Power Current-I _{MPP} (A) | 17.98 | 18.83 | 18.02 | 18.88 | 18.05 | 18.91 | 18.09 | 18.95 | 18.11 | 18.98 | 18.15 | 19.02 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 47.2 | 47.2 | 47.4 | 47.4 | 47.7 | 47.7 | 47.9 | 47.9 | 48.3 | 48.3 | 48.6 | 48.6 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 19.05 | 19.95 | 19.09 | 20.00 | 19.12 | 20.03 | 19.16 | 20.08 | 19.19 | 20.11 | 19.24 | 20.15 |

Power Bifaciality: 90±5%

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|---|-------------|
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 43°C (±2°C) |
| Temperature Coefficient of P _{max} | -0.30%/°C |
| Temperature Coefficient of V _{oc} | -0.24%/°C |
| Temperature Coefficient of I _{sc} | 0.04%/°C |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-------------------------|---------------------------------|
| Operational Temperature | -40 ~ +85° C |
| Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) 1500V DC (UL) |
| Max Series Fuse Rating | 35A |

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 1% first year degradation
- 0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 33 pieces
- Modules per 40' container: 594 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2023 Trina Solar Limited, All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2023_C

www.trinasolar.com

3.2 Convertitori di potenza

L'impianto è dotato di un sistema ibrido composto parzialmente da inverter di stringa e parzialmente da powerstation (con inverter quindi integrato).

3.2.1 Inverter di stringa

Gli inverter di stringa sono inverter tipo SUNGROW SG250HX o similari con le caratteristiche elettriche del tipo di seguito elencate:

SG250HX

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc

SUNGROW
Clean power for all



RESA ELEVATA

- 12 MPPT con efficienza massima 99%
- Corrente massima MPPT 30A per compatibilità moduli da 500+Wp
- Funzione anti-PID integrata

BASSI COSTI

- Compatibile con cavi in Alluminio o Rame
- Abilitato per connettori CC 2 in 1
- Power line communication (PLC) opzionale
- Funzione erogazione potenza reattiva notturna

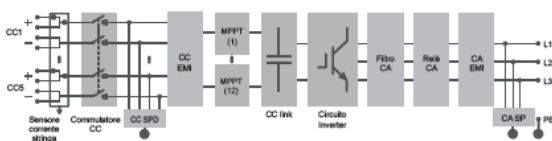
GESTIONE INTELLIGENTE

- Messa in servizio e aggiornamento firmware da remoto
- Funzione scansione curva IV e diagnosi
- Tecnologia senza fusibili con monitoraggio intelligente delle correnti di stringa

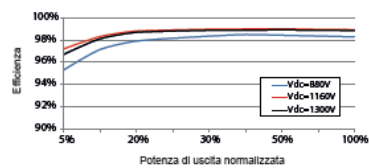
SICUREZZA

- Protezione IP66 e classe C5 anticorrosione
- SPD tipo II sia per CC che CA
- Conforme a norme di sicurezza e codici di rete globali

TOPOLOGIA



CURVA DI EFFICIENZA



SG250HX

| Designazione | SG250HX - VII3 |
|--|--|
| Ingresso (CC) | |
| Tensione fotovoltaica in ingresso max. | 1500 V |
| Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio | 500 V / 500 V |
| Tensione nominale in ingresso | 1160 V |
| Intervallo tensione MPP | 500 V – 1500 V |
| Intervallo di tensione MPP per potenza nominale | 860 V – 1300 V |
| N. di MPPT | 12 |
| Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT | 2 |
| Corrente max. in ingresso | 30 A * 12 |
| Corrente di cortocircuito max. | 50 A * 12 |
| Uscita (CA) | |
| Potenza CA massima in uscita alla rete | 250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C/200 kVA @50°C |
| Potenza CA nominale in uscita | 225kW |
| Corrente CA max. in uscita | 180.5 A |
| Tensione CA nominale | 3 / PE, 800 V |
| Intervallo tensione CA | 680 – 880V |
| Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete | 50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz |
| Distorsione armonica totale (THD) | < 3 % (alla potenza nominale) |
| Iniezione di corrente CC | < 0.5 % In |
| Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile | > 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo |
| Fasi di immissione / fasi di connessione | 3 / 3 |
| Efficienza | |
| Efficienza max. | 99.0 % |
| Efficienza europea | 98.8 % |
| Protezione | |
| Protezione da collegamento inverso CC | Si |
| Protezione corto circuito CA | Si |
| Protezione da dispersione di corrente | Si |
| Monitoraggio della rete | Si |
| Monitoraggio dispersione verso terra | Si |
| Sezionatore CC | Si |
| Sezionatore CA | No |
| Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica | Si |
| Funzione erogazione reattiva notturna | Si |
| Protezione anti-PID e PID-recovery | Si |
| Protezione sovratensione | CC Tipo II / CA Tipo II |
| Dati Generali | |
| Dimensioni (L x A x P) | 1051 * 660 * 363 mm |
| Peso | 99kg |
| Metodo di isolamento | Senza trasformatore |
| Grado di protezione | IP66 |
| Consumo energetico notturno | < 2 W |
| Intervallo di temperature ambiente di funzionamento | da -30 a 60 °C |
| Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa) | 0 – 100 % |
| Metodo di raffreddamento | Raffreddamento ad aria forzata intelligente |
| Altitudine massima di funzionamento | 5000 m (> 4000 m derating) |
| Display | LED, Bluetooth+App |
| Comunicazione | RS485 / PLC |
| Tipo di collegamento CC | MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²) |
| Tipo di collegamento CA | Terminali OT (Max. 300 mm ²) |
| Conformità | IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N, 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, CEI 0-16 |
| Supporto rete | Funzione erogazione potenza reattiva notturna, LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva oltre a controllo velocità rampa di potenza |

3.2.2 Inverter in Powerstation

Le PowerStation in impianto sono tipo SMA MV Power Station o similari, componibili da diversi moduli inverter da 1100kVA ciascuno e un unico trasformatore di diversa taglia a seconda del caso 1100 -2200-3300 kVA.

MV POWER STATION 2200-S2 / 2475-S2 / 2900-S2

| Technical Data | MVPS 2200-S2 | MVPS 2475-S2 |
|---|---|----------------------------|
| Input (DC) | | |
| Available inverters | 1 x SCS 1900 / 1 x SCS 2200 / 1 x SC 2200 | 1 x SCS 2475 / 1 x SC 2475 |
| Max. input voltage | 1100 V | 1100 V |
| Number of DC inputs | Depending on selected inverter | |
| Integrated zone monitoring | o | |
| Output (AC) on the medium-voltage side | | |
| Nominal power SCS (from -25°C to +25°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾ | 1900 kVA / 1710 kVA or 2200 kVA / 2000 kVA | 2475 kVA / 2250 kVA |
| Nominal power SC (from -25°C to +35°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾ | 2200 kVA / 2000 kVA | 2475 kVA / 2250 kVA |
| Typical nominal AC voltages with a tolerance of +/-10% | 10 kV to 35 kV | 10 kV to 35 kV |
| AC power frequency | 50 Hz / 60 Hz | 50 Hz / 60 Hz |
| Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer cooling method | KNAN ²⁾ | KNAN ²⁾ |
| Transformer standby power losses, industry standard / Eco design 1 / Eco design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer short-circuit losses, industry standard / Eco design 1 / Eco design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Max. total harmonic distortion | < 3% | |
| Inverter efficiency | | |
| Max. efficiency ³⁾ / Europ. Efficiency ⁴⁾ | 98.6% / 98.4% | 98.6% / 98.4% |
| Protective devices | | |
| Input-side disconnection point | DC load-break switch | |
| Output-side disconnection point | Medium-voltage vacuum circuit breaker | |
| DC overvoltage protection | Surge arrester, type I | |
| Galvanic isolation | ● | |
| Arc fault resistance medium-voltage control room (according to IEC 62271-202) | IAC A 20 kA 1 s | |
| General data | | |
| Dimensions (W / H / D) | 6058 mm / 2895 mm / 2438 mm | |
| Weight | < 18 t | |
| Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾ | < 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW | |
| Self-consumption (stand-by) ¹⁾ | < 300 W | |
| Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -35°C to +55°C / -40°C to +45°C | ● / ○ / ○ / ○ | |
| Degree of protection according to IEC 60529 | Control rooms IP23D, inverter electronics IP54 | |
| Environment: standard/extreme | ● / ○ | |
| Maximum permissible value for relative humidity | 95% (for 2 months/year) | |
| Max. operating altitude above MSL 1000 m / 2000 m | ● / ○ | |
| Inverter fresh air consumption | 6500 m ³ /h | |
| Equipment | | |
| DC connection | Lug | |
| AC connection | Outer-cone angle plug | |
| Tap changer for MV voltage transformer: without/with | ● / ○ | |
| Shield winding for MV transformer: without/with | ● / ○ | |
| Monitoring package | o | |
| Station enclosure color | RAL 7004 | |
| Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA | ● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| MV switchgear: without / 1 panel / 3 panels | ● / ○ / ○ | |
| 2 cable panels with load-break switch, 1 transformer panel with circuit breaker, arc fault resistance IAC A FL 20 kA 1 s to IEC 62271-200 | ● / ○ / ○ | |
| MV switchgear short-circuit current capability (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s) | ● / ○ / ○ | |
| Accessory for MV switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer panel / cascade control / monitoring | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Integrated oil spill containment: without/with | ● / ○ | |
| Industry standards (other industry standards: see inverter datasheet) | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC certificate | |
| Model type number | MVPS-2200-S2-11 | MVPS-2475-S2-11 |

● Standard features ○ Optional features – Not available

1) Data based on inverter. Further details can be found in the inverter datasheet.

2) KNAN = ester with natural air cooling

3) Efficiency measured at inverter without internal power supply

4) Efficiency measured at inverter with internal power supply

L'impianto fotovoltaico svilupperà una potenza di picco di 37,6 MWp e una potenza di immissione di 34,45 MW.

3.3 Centri di trasformazione

3.3.1 Trasformatori centralizzati

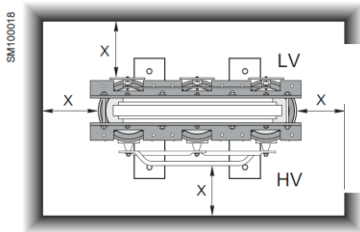
Si trovano all'interno di cabine di campo costituite dalle seguenti componenti principali:

1. Trasformatore;
2. Quadri di bassa tensione;
3. Quadri 30kV e locale misure;
4. Trasformatore per servizi ausiliari;

Tali componenti sono posizionati su una piattaforma in calcestruzzo all'interno di cabine prefabbricate di tipo outdoor ossia non necessitano di essere protetti dalle azioni atmosferiche in quanto presentano un grado di protezione tale da garantirne il funzionamento anche in caso di pioggia diretta.

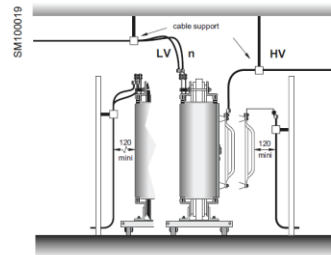
L'impianto è dotato di trasformatori TRIHAL LEESDPM241AI o similari con le caratteristiche elettriche del tipo di seguito elencate:

Distanze di sicurezza minime



| Isolamento (kV) | Dimensione X (mm) | |
|-----------------|-------------------|--------------------|
| | Parete piena | Parete con griglia |
| 7,5 | 90 | 300 |
| 12 | 120 | 300 |
| 17,5-24 | 220 | 300 |
| 36 | 320 | 400 |

Collegamento BT e MT standard



Caratteristiche elettriche per livello d'isolamento: fino a 36 kV

| | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Potenza nominale (kVA) | 250 | 315 | 400 | 500 | 630 | 800 | 1000 | 1250 | 1600 | 2000 | 2500 | 3150 |
| Frequenza nominale (Hz) | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Tensione primaria (V) | 30000 | 30000 | 30000 | 30000 | 30000 | 30000 | 30000 | 30000 | 30000 | 30000 | 30000 | 30000 |
| Livello di isolamento (kV) | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 |
| Tensione secondaria a vuoto (V) | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| Regolazione MT (%) | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 | ± 2 x 2,5 |
| Gruppo vettoriale | Dyn | Dyn | Dyn | Dyn | Dyn | Dyn | Dyn | Dyn | Dyn | Dyn | Dyn | Dyn |
| Perdite (W): perdite a vuoto | 598 | 712 | 862 | 1037 | 1265 | 1495 | 1782 | 2070 | 2530 | 2990 | 3565 | 4370 |
| Perdite (W): perdite a carico a 120°C | 3740 | 4264 | 4950 | 6193 | 7810 | 8800 | 9900 | 12100 | 14300 | 17600 | 20900 | 24200 |
| Tensione di corto circuito (%) | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 |
| Temperatura ambiente max (C) | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Materiale avvolgimenti MT/BT | Al/Al | Al/Al | Al/Al | Al/Al | Al/Al | Al/Al | Al/Al | Al/Al | Al/Al | Al/Al | Al/Al | Al/Al |
| Materiale terminazioni | ALU | ALU | ALU | ALU | ALU | ALU | ALU | ALU | ALU | ALU | CU | CU |
| Materiale nucleo | GO | GO | GO | GO | GO | GO | GO | GO | GO | GO | GO | GO |
| Peso del conduttore degli avvolgimenti (kg) | 225 | 218 | 288 | 283 | 295 | 426 | 495 | 505 | 643 | 1080 | 1143 | 1760 |

I trasformatori con armadio di protezione dedicato hanno:

Classe termica F – Riscaldamento 100 K

Temp. Ambiente < 40°C, altitudine < 1000 m

CEI EN 60076-11, CEI EN 505888-1

Classe climatica C3

Classe ambientale E3

Comportamento al fuoco F1

3.3.2 Trasformatori in Powerstation

Il trasformatore è inserito all'interno delle powerstation sopracitate, del tipo tipo SMA MV Power Station o similari.

| Technical Data | MVPS 2200-S2 | MVPS 2475-S2 |
|---|---|-------------------------------|
| Input (DC) | | |
| Available inverters | 1 x SCS 1900 / 1 x SCS 2200 / 1 x SC 2200 | 1 x SCS 2475 / 1 x SC 2475 |
| Max. input voltage | 1100 V | 1100 V |
| Number of DC inputs | Depending on selected inverter | |
| Integrated zone monitoring | ○ | |
| Output (AC) on the medium-voltage side | | |
| Nominal power SCS (from -25°C to +25°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾ | 1900 kVA / 1710 kVA or 2200 kVA / 2000 kVA | 2475 kVA / 2250 kVA |
| Nominal power SC (from -25°C to +35°C / 40°C; optional 50°C) ¹⁾ | 2200 kVA / 2000 kVA | 2475 kVA / 2250 kVA |
| Typical nominal AC voltages with a tolerance of +/-10% | 10 kV to 35 kV | 10 kV to 35 kV |
| AC power frequency | 50 Hz / 60 Hz | 50 Hz / 60 Hz |
| Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer cooling method | KNAN ²⁾ | KNAN ²⁾ |
| Transformer standby power losses, industry standard / Eco design 1 / Eco design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer short-circuit losses, industry standard / Eco design 1 / Eco design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Max. total harmonic distortion | < 3 % | |

3.4 Power Station

L'impianto è dotato di Power Station del tipo SMA MVPS 2200-S2-11 o similari. Al loro interno sono presenti inverter, trasformatori e cabina di distribuzione in un unico locale compatto, utili nei casi in cui è preferibile utilizzare un sistema centralizzato invece che un sistema con inverter a stringhe.



Esempio Power station

Dal punto di vista costruttivo le PS sono caratterizzate da un design compatto tale da facilitarne il trasporto e minimizzare il lavoro di installazione sul sito.

Costruttivamente presentano un telaio in acciaio adatto per essere posizionato su una soletta in calcestruzzo, prefabbricata da posizionare in opera dopo la realizzazione dello scavo e il compattamento del terreno.

Sono inoltre dotate di trasformatore da 400 V per i servizi ausiliari, di una stazione meteo e di un sistema di comunicazione remota.

3.5 Strutture di sostegno

Le strutture utilizzate nell'impianto sono di tre tipi:

- Tracker monoassiali;
- Rack fissi;
- Tensostrutture su pareti verticali.

3.5.1 Tracker monoassiali

L'impianto fotovoltaico è realizzato mediante sistema ad inseguimento monoassiale nord-sud, o ad azimuth ruotato nei lotti 5,6 e 2, in modo tale da garantire una produzione ottimale. Il sistema di inseguimento è realizzato mediante telai ancorati al suolo tramite pali. In questo modo si evita l'uso di calcestruzzo o plinti di fondazione. I telai di sostegno, realizzati in acciaio e alluminio, sono in grado di sostenere 28 o 14 moduli fotovoltaici, disposti in verticale su unica fila e disposti ad una distanza di 4,1 m l'uno dall'altro in maniera da lasciare spazio libero sufficiente tra una fila e l'altra (circa 1,72 m con inclinazione 0°, circa 2,50 m con inclinazione 55°).

Il tracker è in grado di orientare i moduli in un range da +/- 55° a seconda della posizione del sole e della velocità del vento. I singoli tracker sono dotati di un PLC in grado di autorientarsi, basandosi su orologio astronomico, oltre ad essere programmato con un software in grado di ottimizzare gli ombreggiamenti reciproci dei tracker, tipicamente la mattina e la sera. Si riportano di seguito immagini esemplificative.

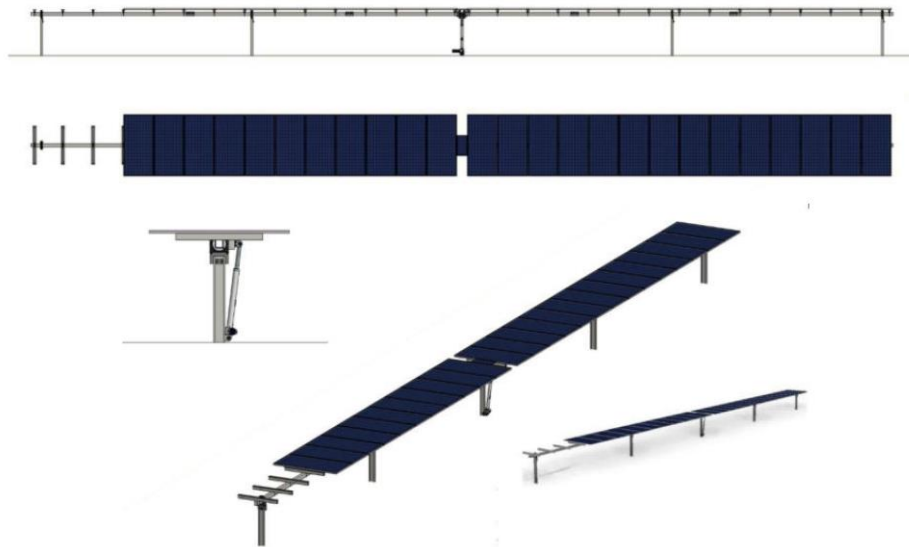
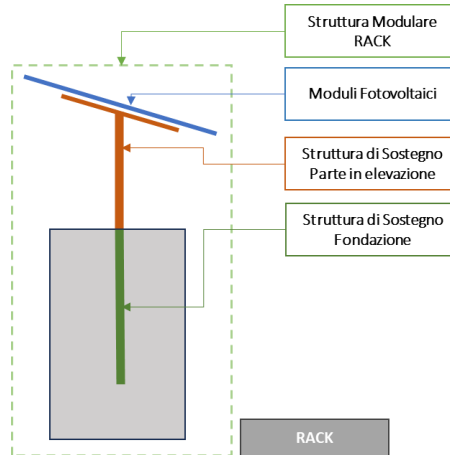


Foto esemplificative di tracker

3.5.2 Rack fissi

I Rack sono delle strutture in acciaio fisse (l'angolo di tilt dei moduli fotovoltaici non cambia) costituite da un graticcio di travi che sostengono i moduli fotovoltaici e una serie di pilastri verticali, per una parte infissi nel terreno, che hanno sia funzione di strutture verticali di supporto delle travi che di fondazioni.



Schema concettuale Rack

Le RACK saranno installate con il lato lungo parallelo alla direzione est-ovest ed inclinazione del piano dei pannelli fotovoltaici lungo la direzione sud, con un angolo di tilt fisso di 20° e configurazione verticale 2V14 (portrait).

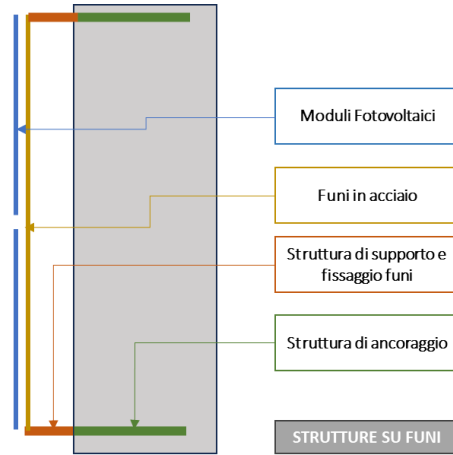
Tutte le strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici saranno realizzate in carpenteria metallica, compresi i pali di fondazione. Quest'ultimi saranno posti in opera per infissione diretta, tranne nei punti in cui la resistenza meccanica del terreno è elevata. In queste zone si procederà da prima ad una preforatura a secco e successivamente alla messa in opera del palo per battitura. Il vuoto tra il palo di fondazione e il preforo sarà riempito con sabbia senza l'utilizzo di leganti (ne cementizi ne chimici).



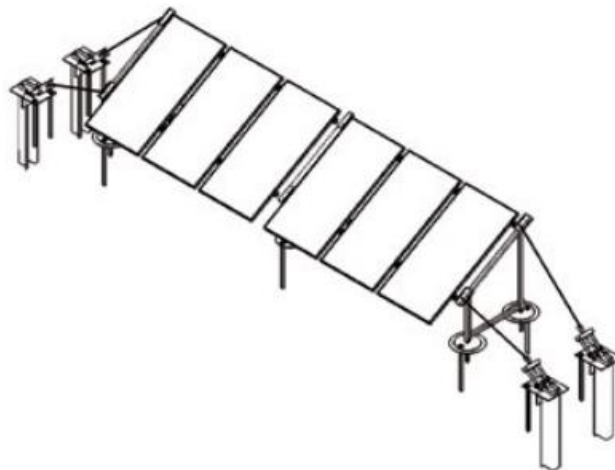
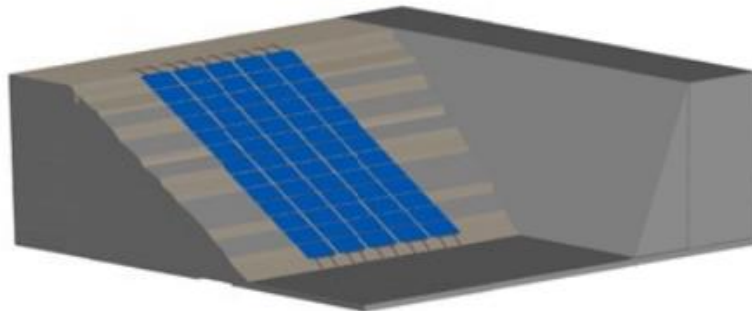
Schema esemplificativo delle RACK

3.5.3 Strutture su funi su pareti verticali e aree a forte pendenza

Sui due fronti di Cava e sulle zone del terreno con forte pendenza, i moduli fotovoltaici saranno installati su tensostrutture costituite da elementi verticali in acciaio con funzione di supporto di funi metalliche; su queste saranno installati i moduli fotovoltaici mediante opportuni sistemi di fissaggio.



Schema concettuale strutture su funi



Immagini esemplificative

3.6 Cavi e quadri di campo

Presso ciascuna cabina di campo sarà installato un quadro di parallelo in bassa tensione per protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore, prefabbricato dal produttore delle cabine.

Il quadro consentirà il sezionamento delle singole sezioni di impianto afferenti al trasformatore e le necessarie protezioni alle linee elettriche.

3.6.1 Cavi DC

Il circuito CC è costituito da una coppia di cavi: un polo positivo ed uno negativo. Tali circuiti saranno realizzati sia in aria che interrati, inseriti in questo ultimo caso in canaline metalliche fissate direttamente alla struttura o mediante tubo isolante in PVC o simile.

In generale, i cavi saranno resistenti all'assorbimento d'acqua, al freddo, ai raggi UV, agli agenti chimici, ai grassi o agli oli, all'abrasione e agli impatti.

Tipicamente la parte di circuito in aria è quella di collegamento fra i moduli e i Quadri di stringa. In questo caso verranno utilizzati cavi di tipo solare in modo tale da garantire la resistenza ai raggi UV.

3.6.2 Cavi esterni

Il cavo di stringa è il cavo CC appositamente progettato per impianti fotovoltaici esterni e verrà utilizzato per cablare le stringhe di moduli fotovoltaici nella scatola di stringhe. I cavi saranno fissati alla struttura per mezzo di canaline metalliche fissate alla struttura. I cavi devono essere conduttori di rame o alluminio single-core da 0,6 / 1 kV ($U_0 = 1,8$ kV), flessibili, privi di fiamme e privi di alogeni, resistenti all'assorbimento d'acqua, ai raggi ultravioletti, agli agenti chimici, ai grassi e oli, all'abrasione ed urti. Inoltre, i cavi CC devono essere prodotti come un cavo flessibile di Classe 5 di 6 mm² con protezione solare speciale UV (ZZ-F).

I cavi a corrente continua (CC) tra i pannelli e le stringhe sono stati progettati con una caduta di tensione media massima dello 0,5% in condizioni STC. Inoltre, i cavi DC proposti soddisfano i criteri di massima intensità.

I componenti elettrici di BT devono essere in grado di resistere alla massima tensione di operazione dell'inverter solare e dell'apparecchiatura a corrente continua (1500 V cc).

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda agli elaborati.

3.6.3 Cavi interrati

Il cavo proveniente da ciascuna scatola di stringhe all'ingresso dell'inverter sarà interrato in trincee e sarà collegato direttamente all'inverter.

Questo tratto di cavo in corrente continua sarà costituito da cavo in rame, isolamento in XLPE e guaina in EPR. Le sezioni tipo da considerare per il cavo interrato saranno 300 mm².

I cavi a corrente continua (CC) tra i pannelli e le cassette di stringhe sono stati progettati con una caduta di tensione massima dell'1% in condizioni STC. Inoltre, i cavi DC proposti soddisfano i criteri di massima intensità.

I componenti elettrici di BT devono essere in grado di resistere alla massima tensione operativa dell'inverter solare e dell'apparecchiatura a corrente continua (1500 V cc).

3.6.4 Cavi AC 0,8 kV

I cavi di AC a 0,8 kV verranno utilizzati per collegare l'inverter al trasformatore. In generale, i cavi saranno resistenti all'assorbimento d'acqua, al freddo, ai raggi UV, agli agenti chimici, ai grassi o agli oli, all'abrasione

e agli urti. Il conduttore sarà in rame, avrà una flessibilità di classe 5, avrà isolamento XLPE o HEPR, schermo metallico e rivestimento esterno in poliolefina, di tipo FG16.

3.6.5 Cavi AC 30 kV

Per consentire la trasmissione della potenza generata da ciascuna stazione di trasformazione, verrà installata una rete a 30 kV formata da cavi in alluminio single-core ad elica visibile. La rete è progettata come un sistema di antenne che collega le piante alla sottostazione dell'impianto. I cavi a 30 kV saranno seppelliti direttamente nei fossati e avranno un isolamento secco.

Il cavo 30 kV sarà un cavo unipolare in alluminio, con strato semiconduttivo estruso, isolamento HEPR, schermo in nastro di rame e letto in poliolefina termoplastica estrusa.

I cavi devono essere conformi agli standard nazionali e internazionali pertinenti. Tipicamente verranno utilizzati cavi di tipo ARG16H1R12.

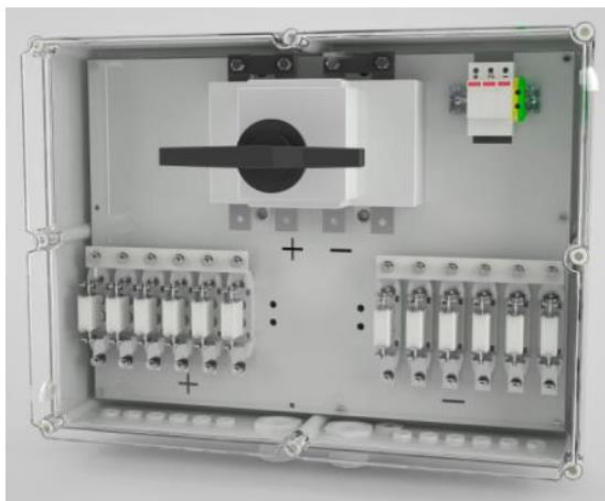
Le sezioni selezionate per questo progetto saranno 240 mm² e 300 mm².

I cavi dai centri di trasformazione alla sottostazione elettrica (all'interno dell'impianto) sono stati calcolati con una caduta di tensione media massima dello 0,5 %.

Tutti i cavi saranno idonei alle tipologie di posa, e conformi alle normative vigenti, con particolare riferimento alle norme CEI e alla direttiva cavi CPR.

3.6.6 Quadri di parallelo 0,8 kV

I quadri di parallelo si troveranno all'interno della cabina del trasformatore, modello Combiner Box Ingeteam o similari, ubicati su appositi supporti alloggiati sotto le strutture, protetti da agenti atmosferici, e saranno realizzati in policarbonato ignifugo, dotato di guarnizioni a tenuta stagna grado isolamento IP65 cercando di minimizzare le lunghezze dei cavi di connessione.



La scatola di stringhe serve anche come protezione contro le sovracorrenti inverse attraverso i fusibili installati sia sul polo positivo che sul polo negativo. Al suo interno sono poi installati gli scaricatori di sovratensioni e un sezionatore del carico all'uscita. Le scatole devono essere dotate di un sistema di monitoraggio della corrente di stringa, che deve rilevare i guasti con i relativi segnali di allarme.

Le caratteristiche principali sono:

- Tensione massima: 1500V

Protezioni:

- Fusibili in polo positivo e negativo.
- Scaricatori di sovratensione di tipo II
- Interruttore di carico

3.6.7 Quadri 30 kV

Gli scomparti di Media Tensione sono collocati nelle cabine di parallelo (o cabine di smistamento), collocate all'interno delle varie aree in punti geometricamente strategici. Gli edifici contenenti i quadri di smistamento sono del tipo prefabbricato della stessa tipologia delle cabine di trasformazione, per ulteriori approfondimenti si rimanda agli elaborati grafici.

In tutti i casi viene utilizzato un quadro metallico gas-isolato, fabbricato secondo la norma IEC 62271-200.

Le principali caratteristiche tecniche, basate sulla tensione di isolamento richiesta, sono le seguenti:

- Capacità di interruzione 16 kA - 1 s.
- Connettori plug-in di tipo C DIN EN 50181.
- Funzionamento a sicurezza intrinseca tramite interblocchi.
- Interblocco aggiuntivo per l'accesso alla stanza del trasformatore.
- Protezione opzionale con fusibile disponibile fino a 2330 kVA (verificare le condizioni climatiche).
- Protezione opzionale dell'interruttore automatico con funzione 50/51 - 50 / 51N e relè di protezione autoalimentato disponibile nell'intera gamma di potenza.
- IP65 per le parti isolate a gas.
- Intervallo di temperatura standard: da -25 ° C a +40 ° C.
- Indicatori di presenza tensione e visualizzazione pressione gas.

3.6.8 Elettrodotto

L'elettrodotto a 30 kV è realizzato in interrato su terreno come meglio specificato nella relativa tavola.

La lunghezza del tratto è pari a circa 13.520 metri.

L'elettrodotto a 150 kV è realizzato in interrato su terreno come meglio specificato nella relativa tavola.

La lunghezza del tratto è pari a circa 420 metri.

Il cavo utilizzato è di tipo XLPE / Composito, largamente usato per sistemi fino a 150 kV che presenta una buona resistenza radiale alla penetrazione di umidità.



Le caratteristiche del conduttore tipo sono riportate nella tabella sottostante

Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 per un impianto fotovoltaico di superficie pari a 48,6 ha costituito da tracker monoassiali, rack e strutture su parete (37,6 MWp) presso la ex cava di tufo nel Comune di Riano (RM) con SEU nel Comune di Roma

R.11 – Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici

| Copper conductor cross-section | | Outer diameter approx. mm | Cable weight approx. kg/m | Capacitance μF/km | Impedance (90°C, 50 Hz) ••• Ω/km | Surge impedance Ω | Min. bending radius mm | Max. pulling force kN |
|--------------------------------|-------|------------------------------|------------------------------|----------------------|--|----------------------|---------------------------|--------------------------|
| mm ² | kcmil | | | | | | | |
| 300 | 600 | 99 | 12 | 0.11 | 0.25 | 59 | 2000 | 18 |
| 500 | 1000 | 99 | 13 | 0.13 | 0.23 | 54 | 2000 | 30 |
| 630 | 1250 | 100 | 15 | 0.15 | 0.22 | 51 | 2000 | 38 |
| 800 | 1600 | 105 | 17 | 0.18 | 0.20 | 46 | 2100 | 48 |
| 1000 | 2000 | 111 | 20 | 0.19 | 0.19 | 44 | 2250 | 60 |
| 1200 | 2400 | 112 | 22 | 0.22 | 0.19 | 41 | 2250 | 72 |
| 1400 | 2750 | 115 | 24 | 0.22 | 0.18 | 40 | 2300 | 84 |
| 1600 | 3200 | 116 | 26 | 0.25 | 0.18 | 38 | 2350 | 96 |
| 2000 | 4000 | 119 | 30 | 0.27 | 0.17 | 36 | 2400 | 120 |
| 2500 | 5000 | 129 | 37 | 0.28 | 0.17 | 34 | 2600 | 150 |

| Load Factor | | Buried in soil ∴ 0.7 | Buried in soil ∴ 1.0 | Buried in soil ••• 0.7 | Buried in soil ••• 1.0 | In free air ∴ - | In free air ••• - |
|-----------------|-------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|------------------------------|-----------------------|-------------------------|
| mm ² | kcmil | A | A | A | A | A | A |
| 300 | 600 | 670 | 571 | 714 | 621 | 707 | 768 |
| 500 | 1000 | 877 | 739 | 945 | 813 | 944 | 1038 |
| 630 | 1250 | 1001 | 838 | 1090 | 930 | 1092 | 1213 |
| 800 | 1600 | 1130 | 939 | 1241 | 1051 | 1252 | 1405 |
| 1000 | 2000 | 1339 | 1106 | 1462 | 1231 | 1508 | 1687 |
| 1200 | 2400 | 1450 | 1192 | 1595 | 1336 | 1651 | 1863 |
| 1400 | 2750 | 1561 | 1280 | 1725 | 1440 | 1791 | 2031 |
| 1600 | 3200 | 1657 | 1353 | 1847 | 1536 | 1919 | 2195 |
| 2000 | 4000 | 1824 | 1482 | 2060 | 1703 | 2147 | 2490 |
| 2500 | 5000 | 2002 | 1618 | 2282 | 1876 | 2397 | 2815 |

3.7 Protezione contro i contatti diretti

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

La protezione contro le sovracorrenti sarà assicurata secondo le prescrizioni della Norma CEI 64-8. In particolare sarà assicurato il coordinamento tra i cavi e i dispositivi di massima corrente installati, secondo le seguenti regole:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_{zt} < K_2 S_2,$$

dove: I_b = corrente di impiego del cavo

I_n = corrente nominale dell'interruttore I_z = portata del cavo

I_{cc} = corrente di cortocircuito

t = tempo di intervento dell'interruttore

K = coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo

S = sezione del cavo

3.8 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

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

In particolare, l'impianto rientra nei sistemi di tipo "TN", saranno installati interruttori differenziali tali da garantire il rispetto della seguente relazione nei tempi riportati in tabella 1:

Tabella 1 Tempi massimi di interruzione per sistemi TN

| $U_0(V)$ | Tempo di interruzione (s) |
|----------|---------------------------|
| 120 | 0,8 |
| 230 | 0,4 |
| 400 | 0,2 |
| >400 | 0,1 |

$Z_s \times I \leq U_0$ dove:

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, la I_a è la corrente differenziale

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantito dalla presenza del trasformatore 0,8 kV / 30 kV. In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità ogni inverter sarà munito di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme sia acustica che visiva (controllo di isolamento).

3.9 Dispositivo Generale

Il dispositivo generale sarà costituito da un interruttore in aria con sganciatore di apertura che verrà installato a monte del trasformatore di utenza. Tale dispositivo è comandato da apposito relè elettronico di massima corrente, implementante principalmente le protezioni previste 50/51 e 50N/51N.

3.10 Dispositivo del Generatore

Il dispositivo del generatore è costituito da (interruttore o contattore) installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione. In condizioni di "aperto", il dispositivo del generatore separa il gruppo dal resto dell'impianto.

3.11 Gruppi di Misura

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo con la rete è necessario misurare:

- L'energia prelevata/immessa in rete;
- L'energia fotovoltaica prodotta.

I sistemi di misura dell'energia elettrica saranno in grado di rilevare, registrare e trasmettere dati di lettura, per ciascuna ora, dell'energia elettrica immessa/prelevata o prodotta in rete nel punto di installazione del contatore stesso.

I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura che negheranno manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

3.12 Gestione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico non richiederà, di per sé, il presidio da parte di personale preposto. La centrale, infatti, verrà esercita, a regime, mediante il sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento e di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature da remoto, o, in caso di necessità, di rilevare eventi che richiedano l'intervento di squadre specialistiche.

Il sistema di controllo dell'impianto avverrà tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto.

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il sistema di controllo con software dedicato permetterà l'interrogazione in ogni istante dell'impianto, al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati, con la possibilità di visionare le funzioni di stato, comprese le eventuali anomalie di funzionamento.

Le principali grandezze controllate dal sistema saranno:

- Potenze dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter;
- Corrente di campo dell'inverter;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Velocità del vento;

La connessione tra gli inverter e il PC avverrà tramite un box acquisizione.

3.13 Giunzione cavi

Per le tratte non coperte interamente dalle pezzature di cavo 30 kV e 150 kV disponibile, si dovrà provvedere alla giunzione di due spezzoni.

Convenzionalmente si definisce "giunzione" la giunzione tripolare dei tre conduttori di fase più schermo; pertanto, ogni giunzione si intende costituita da tre terminali unipolari (connettore di interconnessione) e tre corredi per terminazione unipolare.

Le giunzioni elettriche saranno realizzate mediante l'utilizzo di connettori del tipo diritto, a compressione, adeguati alle caratteristiche e tipologie dei cavi sopra detti. Tutti i materiali occorrenti e le attività di giunzione sono a carico dell'Appaltatore.

Le giunzioni dovranno essere effettuate in accordo con la norma CEI 20-62 seconda edizione ed alle indicazioni riportate dal Costruttore dei giunti.

L'esecuzione delle giunzioni deve avvenire con la massima accuratezza, seguendo le indicazioni contenute in ciascuna confezione. In particolare, occorre:

- prima di tagliare i cavi controllare l'integrità della confezione e l'eventuale presenza di umidità;
- non interrompere mai il montaggio del giunto o del terminale;
- utilizzare esclusivamente i materiali contenuti nella confezione.

Ad operazione conclusa devono essere applicate sul giunto delle targhe identificatrici (o consegnate delle schede) per ciascun giunto in modo da poter individuare: l'Appaltatore, l'esecutore, la data e le modalità di esecuzione. Ciascun giunto sarà segnalato esternamente mediante un cippo di segnalazione.

3.14 Terminazione ed attestazione cavi

Tutti i cavi 30 kV e 150 kV posati in impianto dovranno essere terminati da entrambe le estremità.

I terminali adatti ai tipi di cavi adottati verranno forniti in conto lavorazione dalla ditta appaltatrice incaricata dei lavori.

L'esecuzione delle terminazioni deve essere eseguita esclusivamente da personale specializzato seguendo scrupolosamente le istruzioni fornite dalle ditte costruttrici in merito sia alle modalità sia alle attrezzature necessarie.

Convenzionalmente si definiscono "terminazioni" e "attestazioni" la terminazione ed attestazione tripolare dei tre conduttori di fase più schermo.

Nell'esecuzione delle terminazioni all'interno delle celle dei quadri, l'Appaltatore deve realizzare il collegamento di terra degli schermi dei cavi con trecce flessibili di rame stagnato, eventualmente prolungandole e dotandole di capocorda a compressione completo di relativa bulloneria per l'ancoraggio alla presa di terra dello scomparto.

Ogni terminazione deve essere dotata di una targa di riconoscimento in PVC atta ad identificare: Appaltatore, Esecutore, data e modalità di esecuzione nonché l'indicazione della fase (R, S o T).

La maggior parte dei cavi per l'impianto a 36kV saranno in alluminio di tipo unipolare schermati armati quindi, oltre alla messa a terra dello schermo sopra detta, si dovrà prevedere anche la messa a terra dell'armatura del cavo. Tale armatura, che rimane esterna rispetto al terminale, sarà messa a terra in uno dei seguenti modi:

- tramite la saldatura delle due bande di alluminio della codetta del cavo di rame;
- tramite una fascetta (di acciaio inossidabile o di rame) che stringa all'armatura la codetta di un cavo di rame;
- tramite morsetti a compressione in rame (previo attorcigliamento delle bande di alluminio componenti l'armatura ed unione alla codetta del cavo di rame).

La messa a terra dovrà essere effettuata da entrambe le parti del cavo. Tale messa a terra sarà connessa insieme alla messa a terra dello schermo. Il cavo di rame per la messa a terra sia dell'armatura che dello schermo deve avere una sezione di 35mm².

3.15 Modalità di posa

Tutte le linee elettriche ed in fibra ottica oggetto della presente progettazione saranno posate in cavidotti direttamente interrati o, dove indicato, posati all'interno di tubi. Il tracciato dei cavidotti è riportato nel documento di progetto.

I cavi elettrici, rispetto ai piani finiti di strade o piazzali o alla quota del piano di campagna, saranno posati negli scavi alla profondità di circa 1 m dall'estradosso del cavo stesso. I cavi saranno posati direttamente all'interno di uno strato di materiale sabbioso (pezzatura massima: 5 mm) di spessore variabile, su cui saranno posati i tegoli o le lastre copricavo.

Un nastro segnalatore sarà immerso nel rimanente volume dello scavo riempito con materiale arido.

La posa dei conduttori si articolerà quindi essenzialmente nelle seguenti attività:

- scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità come indicata nel documento di progetto;
- posa dei conduttori e/o fibre ottiche. Particolare attenzione dovrà essere fatta per l'interramento della corda di rame che costituisce il dispersore di terra dell'impianto; infatti, questa dovrà essere interrata in uno strato di terreno vegetale di spessore non inferiore a 20 cm nelle posizioni indicate dal documento di progetto;
- reinterro parziale con sabbia vagliata;
- posa dei tegoli protettivi;
- reinterro con terreno di scavo;
- inserimento nastro per segnalazione tracciato.

La posa dovrà essere eseguita a regola d'arte nel rispetto delle normative vigenti.

I cavi 30 kV dell'impianto saranno allettati direttamente nello strato di sabbia vagliata come descritto nel paragrafo precedente. Nella posa degli stessi cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari per l'esecuzione delle opere secondo la regola dell'arte come di seguito indicati:

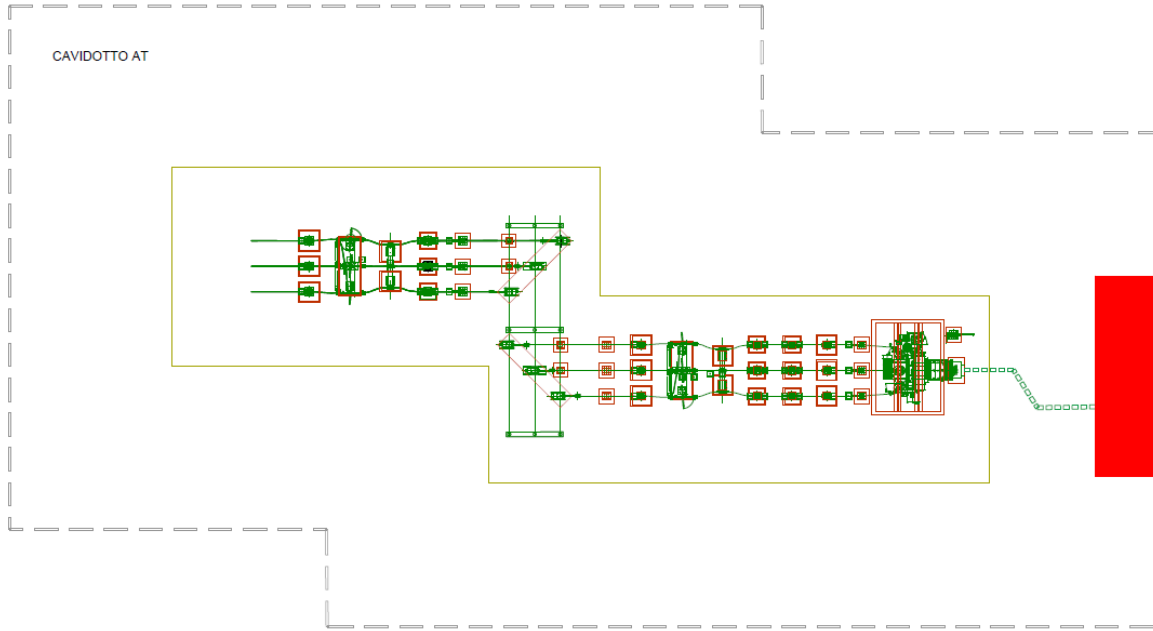
- Tracciato delle linee: Il tracciato delle linee di media tensione dovrà seguire più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d'impianto. In particolare, il tracciato dovrà essere il più breve possibile e parallelo al fronte dei fabbricati dove presenti.
- Posa diretta in trincea: La posa del cavo può essere effettuato secondo i due metodi seguenti:
 - o a bobina fissa: da adottare quando il percorso in trincea a cielo aperto è intercalato con percorsi in tubazioni e quando il percorso è prevalentemente rettilineo o con ampi raggi di curvatura. La bobina deve essere posta sull'apposito alza bobine, con l'asse di rotazione perpendicolare all'asse mediano della trincea e in modo che si svolga dal basso. Sul fondo della trincea devono essere collocati, ad intervalli variabili in dipendenza del diametro e della rigidità del cavo, i rulli di scorrimento. Tale distanza non deve comunque superare i 3 metri.
 - o a bobina mobile: da adottare quando il percorso si svolge tutto in trincea a cielo aperto. Il cavo deve essere steso percorrendo con il carro porta bobine il bordo della trincea e quindi calato manualmente nello scavo. L'asse del cavo posato nella trincea deve scostarsi dall'asse della stessa di qualche centimetro a destra e a sinistra seguendo una linea sinuosa, al fine di evitare dannose sollecitazioni dovute all'assestamento del terreno.
- Temperatura di posa: Per tutto il tempo di installazione dei cavi, la temperatura degli stessi non deve essere inferiore a 0°C.
- Sforzi di tiro per la posa: Durante le operazioni di posa, gli sforzi di tiro che devono essere applicati ai cavi non devono superare i 60 N/mm² di sezione totale per i conduttori in rame e i 50 N/mm² di sezione totale per i conduttori in alluminio.
- Raggi di curvatura: Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a quanto descritto nella seguente tabella:

| Sigle cavi: ARG16H1RNRX ARG16H1RNR RG16H1RNRX RG16H1RNR | Raggio minimo di curvatura per garantire le caratteristiche elettriche del cavo (cm) | | | | | | | |
|---|--|-------|-------|--------|--------|--------|--------|------|
| | x1x50 | x1x70 | x1x95 | x1x120 | x1x150 | x1x185 | x1x240 | |
| Sezione del cavo | x1x50 | x1x70 | x1x95 | x1x120 | x1x150 | x1x185 | x1x240 | |
| Cavo avvolto ad elica | 1 | 7 | 1 | 4 | 8 | 02 | 08 | |
| Sezione del cavo | x120 | x150 | x185 | x240 | x300 | x400 | x500 | x630 |
| Cavo unipolare | 3 | 5 | 8 | 2 | 5 | 0 | 5 | 1 |

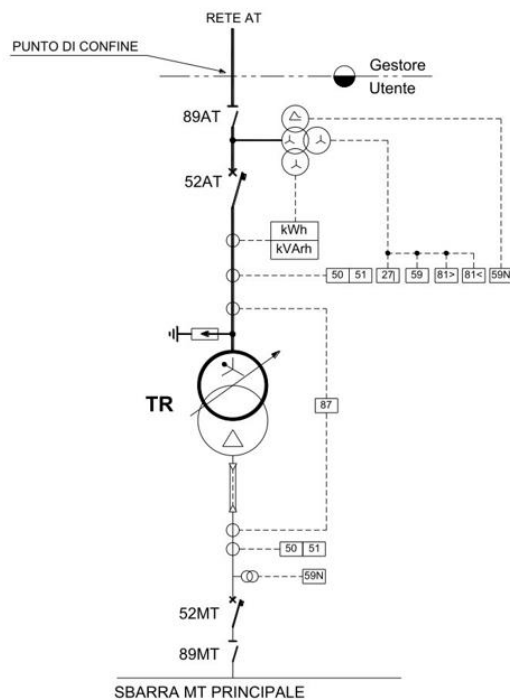
Messa a terra degli schermi metallici: Lo schermo metallico dei singoli spezzoni di cavo dovrà essere messo a terra da entrambe le estremità della linea. È vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.

3.16 Collegamento 150 kV a CP Flaminia

La stazione di elevazione di utenza viene realizzata nelle immediate adiacenze della SE CP Flaminia ARETI e tramite un elettrodotto, di nuova realizzazione, si collegherà alla SE a circa 400 m di distanza, nel Comune di Roma (RM).



La stazione di stazione di elevazione di utenza si compone del trasformatore media/alta tensione 30 kV/150 kV, della necessaria componentistica elettromeccanica, degli impianti, e dei box dedicati al controllo della stazione e viene realizzata secondo lo schema seguente:



L'area sulla quale sono installate le componenti elettromeccaniche ed il trasformatore sono pavimentate in cemento mentre sotto il trasformatore di alta tensione in olio vi è realizzata la vasca di raccolta dell'eventuale perdita di olio.

Ai fini di quanto indicato in materia di regolazione e protezione delle reti RTN, lo schema d'inserimento e di connessione, nonché la struttura dell'impianto, presenta le seguenti caratteristiche:

1. L'impianto è dotato di un interruttore che realizza la separazione funzionale fra le attività di competenza del TSO/DSO e quelle di competenza del titolare dell'impianto di produzione;
2. L'impianto di produzione dispone di un trasformatore AT/MT con i relativi sistemi di protezione e comando;
3. gli avvolgimenti AT del trasformatore AT/MT sono collegati a stella, ad isolamento uniforme, con terminale di neutro accessibile e predisposto per l'eventuale connessione a terra, invece gli avvolgimenti MT sono collegati a triangolo;
4. gli avvolgimenti AT del trasformatore AT/MT sono dotati di un commutatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra 12% della tensione nominale.

4 ELEMENTI STRUTTURALI

4.1 Considerazioni generali

Le strutture devono essere progettate in modo da garantirne la durabilità durante tutta la loro vita nominale.

Si intende per durabilità delle strutture la caratteristica della stessa per il quale un eventuale degrado che si dovesse riscontrare durante la vita nominale di progetto, non riduca le prestazioni della costruzione al di sotto del livello previsto. Tale livello di durabilità è garantito attraverso:

- a) La scelta opportuna dei materiali;
- b) Il dimensionamento opportuno delle strutture;
- c) La scelta opportuna dei dettagli costruttivi;
- d) L'adozione di tipologie costruttive e strutturali che consentano l'ispezionabilità delle parti strutturali;
- e) La pianificazione di misure di protezione e manutenzione;
- f) L'impiego di prodotti e componenti chiaramente identificati in termini di caratteristiche meccanico-fisico-chimiche, indispensabili alla valutazione della sicurezza, e dotati di idonea qualificazione;
- g) L'applicazione di sostanze o ricoprimenti protettivi dei materiali, soprattutto nei punti non più visibili o difficilmente ispezionabili ad opera completata;
- h) L'adozione di sistemi di controllo, passivi o attivi, adatti alle azioni e ai fenomeni ai quali l'opera può essere sottoposta.

La vita nominale di progetto V_N di un'opera è convenzionalmente definita come il numero di anni nel quale è previsto che l'opera, purché soggetta alla necessaria manutenzione, mantenga specifici livelli prestazionali. Nel caso specifico si è fissato il valore della Vita Nominale della struttura in 30 anni.

Il valore di 30 anni della Vita Nominale della struttura è da considerarsi esclusivamente per la definizione dei livelli di durabilità delle strutture.

4.2 Opere in Carpenteria Metallica

Il campo fotovoltaico sarà realizzato con moduli fotovoltaici installati in configurazione unifilare e bifilare, su strutture metalliche fisse e ancorate al suolo mediante pali di fondazione in acciaio. Nello specifico si prevede di utilizzare tre tipologie strutturali, di tipo modulare, denominate TRACKER e RACK con le seguenti caratteristiche:

Rack tipo A:

- Numero dei moduli installati sulla struttura: 28;
- Angolo di tilt: 20°;
- Dimensione dei moduli fotovoltaici: 1303X2384 mm;
- Superficie totale coperta dai pannelli per ogni rack: 91,6 mq;
- Elementi strutturali in acciaio S355 JR con trattamento superficiale anticorrosione;
- Tipologia di fondazione: palo in acciaio infisso nel terreno.

Tracker tipo 1:

- Numero dei moduli (inseguitori) installati sulla struttura: 28;
- Angolo di inseguimento: $\pm 55^\circ$;
- Dimensione dei moduli fotovoltaici: 1303X2384 mm;
- Superficie totale coperta dai pannelli per ogni tracker: 91,6 mq;
- Elementi strutturali in acciaio S355 JR con trattamento superficiale anticorrosione;
- Tipologia di fondazione: palo in acciaio infisso nel terreno.

Tracker tipo 2:

- Numero dei moduli (inseguitori) installati sulla struttura: 14;
- Angolo di inseguimento: $\pm 55^\circ$;
- Dimensione dei moduli fotovoltaici: 1303X2384 mm;
- Superficie totale coperta dai pannelli per ogni tracker: 45,8 mq;
- Elementi strutturali in acciaio S355 JR con trattamento superficiale anticorrosione;
- Tipologia di fondazione: palo in acciaio infisso nel terreno.

La tabella seguente indica la tipologia di acciaio di cui dovranno essere costituiti i vari elementi strutturali che compongono i TRACKER.

| | RACK | TRACKER 28 | TRACKER 14 |
|-------------------------|-------------|-------------------|-------------------|
| Pilastrini | S355 JR | S355 JR | S355 JR |
| Trave Principale | S350 GD | S355 JR | S355 JR |
| Trave Secondaria | S355 JR | S355 JR | S355 JR |
| Diagonali | S280 GD | | |

Tabella 2 Quadro topologico materiali.

4.2.1 Acciaio S 355JR

Con la sigla S355 JR si indicano gli acciai per uso strutturale con resilienza migliorata. La nomenclatura utilizzata ha il seguente significato:

1. "S": Il prefisso "S" indica che si tratta di un acciaio strutturale.
2. "355": Il numero "355" si riferisce alla resistenza minima alla trazione misurata in Mega Pascal (MPa). In questo caso, il valore è di 355 MPa, il che indica che si tratta di un acciaio ad alta resistenza.
3. "JR": Il suffisso "JR" indica che si tratta di un acciaio di qualità da costruzione con una resistenza agli urti migliorata a una temperatura di prova di 20 gradi Celsius. La designazione "JR" deriva dalla frase "Joule Regular", che è una misura dell'energia di impatto che l'acciaio può assorbire prima di fratturarsi.

Gli elementi realizzati in acciaio S 355 JR dovranno avere una resilienza minima di 27J a 20°C. Le principali caratteristiche meccaniche dell'acciaio S355 JR sono riportate nelle tabelle seguenti:

| Norme e qualità degli acciai | Spessore nominale "t" dell'elemento | | | |
|------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | t ≤ 40 mm | | 40 mm < t ≤ 80 mm | |
| | fyk [N/mm ²] | ftk [N/mm ²] | fyk [N/mm ²] | ftk [N/mm ²] |
| UNI EN 10025-2 | | | | |
| S 355 JR | 355 | 510 | 335 | 470 |

Tabella 3 Laminati a caldo con profili a sezione aperta piani e lunghi.

| Norme e qualità degli acciai | Spessore nominale "t" dell'elemento | | | |
|------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | t ≤ 40 mm | | 40 mm < t ≤ 80 mm | |
| | fyk [N/mm ²] | ftk [N/mm ²] | fyk [N/mm ²] | ftk [N/mm ²] |
| UNI EN 10025-2 | | | | |
| S 355 JR | 355 | 510 | 335 | 490 |

Tabella 4 Laminati a caldo con profili a sezione aperta piani e lunghi.

4.2.2 Zincatura a caldo dei profili metallici

Tutti gli elementi in acciaio S355 JR che saranno utilizzati dovranno essere soggetti a processi certificati di zincatura a caldo secondo quanto indicato dalla norma UNE-EN/ISO 1461. Lo spessore del rivestimento deve essere verificato in conformità alla norma UNE-EN/ISO 14713 e consentire una durabilità coerente con la vita nominale dell'opera.

Lo spessore minimo della zincatura è stato determinato seguendo le fasi progettuali descritte di seguito:

1. Determinazione la vita utile della struttura;
2. Identificazione della durabilità dei sistemi di protezione alla corrosione (UNI EN ISO 14713:2010 zincatura);
3. Identificazione e classificazione della corrosività dell'ambiente nella zona in cui la struttura sarà ubicata (UNI EN ISO 14713:2010 zincatura);
4. Identificazione di eventuali condizioni di corrosione particolari;
5. Progettazione della struttura in modo da garantire adeguata accessibilità per i lavori di protezione dalla corrosione (UNI EN ISO 14713:2010 in caso di zincatura);

6. Identificazione del trattamento che offre la durabilità richiesta per l'ambiente in questione (UNI EN ISO 14713:2010 zincatura), in base alle prove di laboratorio previste dalla ISO 12944-6:2001;
7. Definizione di un programma di manutenzione esteso a tutta la durata in servizio della struttura;
8. Verifica che siano ridotti al minimo i danni all'ambiente e tutti i rischi per la salute e la sicurezza di operatori e utilizzatori UNI EN ISO 12944-1:2001 e UNI EN ISO 12944-8:2002.

La vita nominale della struttura è già stata definita nei paragrafi precedente, mentre per definire la corrosività dell'ambiente si è fatto riferimento alla tabella seguente.

| Classe di corrosività | Perdita massa (g/mm ²) spessore (um) | | | | Esempi di ambienti tipici in un clima temperato | |
|-----------------------|--|---------|--------|---------|---|---|
| | Acciaio a basso C | | Zinco | | All'esterno | All'interno |
| massa | spess. | massa | spess. | | | |
| C1 molto bassa | < 10 | < 1,3 | < 0,7 | < 0,1 | - | Edifici riscaldati con atmosfera pulita |
| C2 bassa | 10-200 | 1,3 -25 | 0,7-5 | 0,1-0,7 | Ambienti con basso livello di inquinamento | Edifici non riscaldati dove può verificarsi condensa |
| C3 media | 200-400 | 25 -50 | 5-15 | 0,7-2,1 | Ambienti con modesto inquinamento | Locali di produzione con alta umidità ed inquinamento |
| C4 alta | 400-650 | 50 -80 | 15-30 | 2,1-4,2 | Aree industriali e zone costiere | Impianti chimici, piscine, cantieri costieri |
| C5-I molto alta | 650-1500 | 80 -200 | 30-60 | 4,2-8,4 | Aree industriali con umidità e atmosfera aggressiva | Condensa quasi permanente e inquinamento |
| C5-M marina | 650-1500 | 80 -200 | 30-60 | 4,2-8,4 | Zone costiere e offshore con alta salinità | Condensa permanente e alto inquinamento |

Tabella 5 Spessore minimo della zincatura.

La normativa vigente individua, inoltre, lo spessore minimo della zincatura in funzione dello spessore del metallo degli elementi che costituiscono il manufatto (si veda tabella seguente).

| Spessore dell'acciaio che costituisce il manufatto | Valore medio minimo di lega di zinco-acciaio |
|--|--|
| < 1,5 mm | 45 µm (micron) |
| ≥ 1,5 mm ≤ 3 mm | 55 µm (micron) |
| > 3 mm ≤ 6 mm | 70 µm (micron) |
| > 6 mm | 85 µm (micron) |

Tabella 6 Valore minimo dello spessore della lega di zinco.

Nel caso specifico si è ritenuto che il sito di costruzione sia classificabile come C3 rispetto alla corrosione a cui corrisponde una perdita della zincatura compresa tra 0,7 e 2,1 µm (perdita media annua 1.4 µm). Si deduce quindi che per garantire la durabilità di 25 anni lo spessore della zincatura deve essere di 35,0 µm. Lo spessore totale della zincatura di ogni profilato metallico deve essere il maggiore tra 35,0 µm e i valori indicati nella *Tabella 6 Valore minimo dello spessore della lega di zinco*. dati in funzione dello spessore del profilato stesso.

Sono ammessi spessori di zincatura diversa purché sia certificata la durabilità dell'opera per un periodo di tempo pari alla vita nominale della struttura.

4.2.3 Acciai S280 GD e S350 GD

Il progetto prevede l'utilizzo di elementi in acciaio S280GD o S350GD con rivestimento di lega Zinco – Magnesio del tipo Magnelis® ZM, conforme alla norma UNE-EN/ISO 10346.

Questo tipo di rivestimento metallico per gli elementi in acciaio è composto da zinco con il 3,5% di alluminio e il 3% di magnesio. Il rivestimento fornisce protezione delle superfici degli elementi metallici contro la

corrosione secondo la norma UNE-EN 10346. È applicato con un processo industriale di zincatura a caldo per immersione in un bagno fuso della miscela sopra indicata.

Le caratteristiche meccaniche degli acciai S280 GD e S350 GD sono riportate nella tabella seguente (estratto tabella C11.3.4.11.2.I).

| Norme e qualità degli acciai | f_{yk} [N/mm²] | f_{tk} [N/mm²] |
|-------------------------------------|--|--|
| S280 GD | 280 | 360 |
| S350 GD | 350 | 420 |

Tabella 7 caratteristiche meccaniche acciai S280 GD e S350 GD.

Tutti gli elementi strutturali realizzati in acciaio protetto con sistema Magnelis® ZM devo essere certificati per una vita nominale non inferiore a 20 anni.

4.3 Modalità di realizzazione delle strutture di fondazione

4.3.1 Strutture di fondazione TRACKER e RACK

Tutte le strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici saranno realizzate in carpenteria metallica, compresi i pali di fondazione. Quest'ultimi saranno posti in opera per infissione diretta nel terreno mediante battitura. Nei punti in cui la resistenza meccanica del terreno è elevata, si procederà da prima ad una preforatura a secco e successivamente alla messa in opera del palo per battitura. Il vuoto tra il palo di fondazione e il preforo sarà riempito con sabbia senza l'utilizzo di leganti (ne cementizi ne chimici).

4.3.2 Strutture di fondazione delle cabine

Le strutture di fondazione delle power station, delle cabine di parallelo e dei locali trasformatori sono del tipo a platea in cemento armato prefabbricate. Saranno eseguite con le seguenti fasi:

1. Scavo di splateamento e livellamento del terreno fino alla quota di imposta della fondazione;
2. Posa in opera su tutto lo scavo di un telo in materiale plastico impermeabile;
3. Posa degli elementi prefabbricati.

L'utilizzo del telo impermeabile eviterà che gli elementi prefabbricati vengano a contatto del terreno escludendo possibili contaminazioni. Il calcestruzzo sarà completamente separato dal terreno naturale. In fase di dismissione delle opere sarà sufficiente rimuovere i blocchi della platea di fondazione e trasportarli dal terreno all'esterno dell'area.

5 OPERE COMPLEMENTARI

5.1 Viabilità interna

Per la realizzazione della viabilità interna saranno eseguite le seguenti lavorazioni:

- Scavo superficiale di pulizia;
- Scavo di sbancamento a sezione aperta fino alla quota di imposta della fondazione stradale;
- Posa in opera e compattamento dello strato di fondazione realizzato in misto granulare di natura calcarea con granulometria di 60-80 mm – spessore dello strato di fondazione 40 cm;
- Realizzazione dello strato superiore di pavimentazione realizzato in misto stabilizzato non legato con granulometria di 0 -30 mm – spessore dello strato di pavimentazione 20 cm.

Ai lati della carreggiata stradale saranno realizzate due cunette drenanti realizzate in terra inerbita. Sul fondo della cunetta sarà posto in uno strato di materiale di drenaggio circondato esternamente da un telo geotessile con all'interno una tubazione drenante asolata.

5.2 Recinzione perimetrali e cancelli di accesso

Per l'accesso al parco fotovoltaico è prevista la realizzazione di passi carrai della larghezza di 6 m ciascuno, dotati di cancelli in ferro scorrevoli ad una sola anta con a lato un cancello pedonale.

I cancelli saranno sorretti da colonne in acciaio fondate su plinti in calcestruzzo, collegati da un cordolo anch'esso in c.a., che avrà anche la funzione di supporto alla guida per la movimentazione del cancello.

Tutti gli elementi metallici dovranno essere realizzati in profili di acciaio zincati a caldo e successivamente verniciate.

La gestione dell'apertura e chiusura dei cancelli sarà automatizzata gestibile anche dalla stazione di videosorveglianza

Il parco fotovoltaico sarà recintato con rete di acciaio zincato plastificata di colore verde, di altezza pari a 2 m dal piano campagna, fissata su pali in legno di castagno alti 3,00 m, infissi nel terreno fino alla profondità di 0,60 m. I pali dovranno essere realizzati in legno stagionato; la parte a contatto con il terreno dovrà essere trattata al fine di evitare fenomeni di marcescenza.

Tutta la recinzione avrà uno spazio libero di 30cm dal piano di campagna per permettere il passaggio della fauna.

5.3 Videosorveglianza

Verrà installato un Sistema di videosorveglianza (CCTV) che in tempo reale rileverà ogni presenza in campo. Questo sistema sarà autonomo e sarà gestito da un server web integrato o da un sistema equivalente. Tutti i canali TVCC verranno registrati sul disco rigido e la connessione dei registratori sarà IP. Le videocamere saranno di tipo termico analogico, che diventerà digitale per essere in grado di trasmettere il segnale attraverso la fibra ottica. Saranno per uso esterno e con raggio massimo 200 metri. Saranno idonee per installazioni esterne, a prova di corrosione, acqua, polvere e annabbamento della lente.

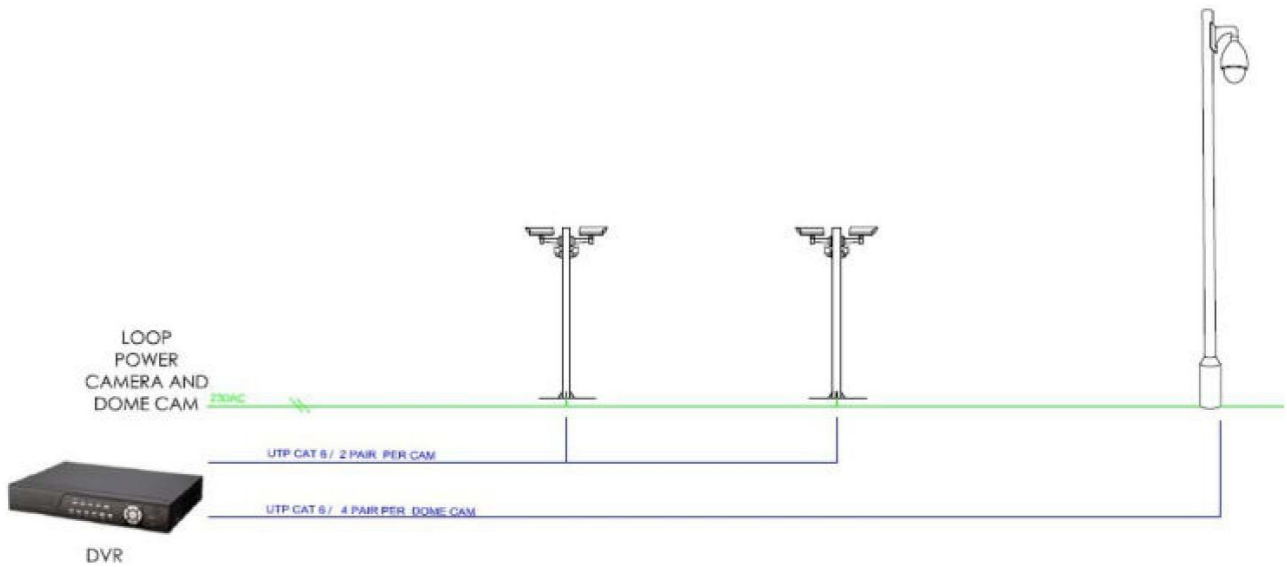
Le telecamere saranno installate su pali ad una altezza sul livello del terreno tale da evitare ostacoli. Permetteranno anche il cambio automatico del colore in bianco e nero quando le condizioni di luce sono basse.

Gli obiettivi delle telecamere garantiranno immagini chiare e ben delineate, in modo che i sistemi di lenti siano progettati, dimensionati e configurati per operare nelle aree in cui saranno posizionate le telecamere, tenendo conto della luminosità del luogo, dello zoom e le distanze minima e massima tra gli oggetti da registrare e la fotocamera.

Durante la costruzione sono considerate necessarie misure di sicurezza aggiuntive, nonostante la recinzione di sicurezza perimetrale, attraverso la sorveglianza permanente.

Si riporta di seguito uno schema esemplificativo.

TVCC DIAGRAM



5.4 Illuminazione

Dove è necessario utilizzare gli apparecchi saranno installati almeno due punti luce in grado di fornire un livello sufficiente di illuminazione per il controllo e la manovra delle apparecchiature. Il livello medio sarà di almeno 150 lux. Inoltre, le luci di emergenza verranno installate in base alle seguenti specifiche:

- Tipo: non permanente
- Autonomia: 1 ora
- Flusso luminoso: 150 lm
- Batteria Ni-Cd: 3,6 V - 1,5 A/h
- Involucro conforme alla norma UNE-EN 60598-1: 2015
- Indicatore di carica della batteria a LED
- Batterie al nichel-cadmio ad alta temperatura protette contro le sovracorrenti
- Rete 230V-50Hz
- Connessione del telecomando protetta, con possibilità di test con tensione e reset e riaccensione senza rete
- Adatto per il montaggio su superfici infiammabili.

Sarà realizzata una illuminazione esterna, perimetrale e in corrispondenza delle apparecchiature, su appositi pali, da attivare solo in caso di necessità (normalmente spenta).