



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.8

TITOLO ELABORATO:

Relazione tecnica impianti elettrici,
linee elettriche e connessioni

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:



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	C. SERVI	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.....	2
2	NORMATIVE E LEGGI DI RIFERIMENTO.....	3
3	DEFINIZIONE	5
4	DATI DI PROGETTO	6
5	ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO.....	7
6	CRITERI DI PROGETTO.....	8
7	MODULI FOTOVOLTAICI	9
8	INVERTER	10
8.1	Inverter di stringa.....	10
8.2	Powerstation	11
9	CENTRI DI TRASFORMAZIONE	12
9.1	Trasformatori centralizzati.....	12
9.2	Trasformatori in Powerstation.....	13
10	CABINA DI PARALLELO.....	14
10.1	Locale misure	14
10.2	Locale gruppo di emergenza	14
10.3	Locale trasformatore per servizi ausiliari.....	14
11	CABINA DI CONTROLLO	15
11.1	Control room dell'impianto.....	15
11.2	Magazzino, spogliatoio, servizi igienici	15
12	TENSIONE 30 kV.....	16
12.1	Cavidotti	16
12.2	Sistemi di monitoraggio e controllo.....	16
12.3	Teleinformazioni	16
12.4	Sistemi di regolazione e servizi di rete.....	17
12.5	Sistemi di registrazione oscillografica.....	17
12.6	Qualità dell'alimentazione della rete.....	17
12.7	Controllo della produzione	18
12.8	Regolazione della potenza reattiva.....	18
12.9	Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza	19
12.10	Inserimento graduale della potenza immessa in rete	20
12.11	Insensibilità agli abbassamenti di tensione	20
12.12	Sistemi di teledistacco della produzione	21
12.13	Elettrodotto di connessione alla RTN	22

1 PREMESSA

La presente relazione tecnica ha come fine la descrizione dell'impianto fotovoltaico da realizzare presso la ex cava di tufo nel Comune di Riano (RM) con connessione a 150 kV alla CP Flaminia ARETI nel Comune di Roma di cui si attende STMG da ARETI come previsto da prot. TERNA/A20230108514-25/10/2023 (Codice Pratica 202203388).

Prima della connessione a 150 kV si realizzerà un cavidotto a 30 kV dall'impianto fotovoltaico fino alla SEU 30/150 kV da realizzarsi nelle immediate vicinanze di CP Flaminia nel Comune di Roma.

La titolarità dell'impianto è della CAVA SOLAR s.r.l.s., società con sede in Via Salari, 12, Montalto di Castro (VT), 01014, C.F. e P.Iva 02417800568 .

2 NORMATIVE E LEGGI DI RIFERIMENTO

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato in conformità alle vigenti Leggi/Normative tra le quali si segnalano le seguenti principali:

NORMATIVA FOTOVOLTAICA

CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;

UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;

UNI 8477: Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta; CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici – Serie;

CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;

CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove;

CEI EN 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo;

CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;

EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;

CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;

CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove; CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;

CEI EN 50530 (CEI 82-35) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;

EN 62446 (CEI 82-38) Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection;

CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

ALTRA NORMATIVA SUGLI IMPIANTI ELETTRICI

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-UNEL 35027: Dimensionamento cavi in Media Tensione

CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione;

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 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;

CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;

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 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;

CEI EN 61000-3-2 (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);

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);

CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato; 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 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

NORMATIVA A CARATTERE GENERALE

DM 81/08 sulla sicurezza nei cantieri mobili D.Lgs. 380/01 Testo Unico sull'edilizia

D.Lgs. 285/92 Codice della Strada e Regolamento attuativo D.Lgs. 152/01 Testo Unico sull'ambiente

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:

Norma CEI 11-20 e CEI 11-20;V1 per il collegamento alla rete pubblica

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

3 DEFINIZIONE

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio. Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza. Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza), da un sistema di controllo e condizionamento della potenza. Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

4 DATI DI PROGETTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto si trova nel comune di Riano, altitudine media sul livello del mare è di circa 138 metri. L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente, i moduli saranno orientati, in funzione dell'orografia sottostante, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno. Questo sarà garantito grazie alla diversa distribuzione di strutture differenti:

- Rack ad asse fisso con tilt 20° e disposizione dei pannelli 2V lungo le aree più scoscese esposte a sud;
- Tracker monoassiali orientamento EST/OVEST e tilt variabile nelle aree a minore pendenza;
- Tracker monoassiali ad orientamento misto nelle zone più scoscese, seguendo con terrazzamenti le curve di livello;
- Strutture su funi: i moduli fotovoltaici sono ancorati a funi di acciaio fissate nel terreno mediante strutture metalliche a ridosso delle pareti in tufo esposte a sud.

Oltre alla radiazione solare diretta e diffusa è stata considerata anche una componente di albedo. Le tavole allegare riportano lo schema a blocchi e lo schema elettrico generale dell'impianto fotovoltaico da cui si evidenziano le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

Con riferimento all'area disponibile del sito individuato, l'impianto è dimensionato in modo tale da costruire un campo fotovoltaico della potenza complessiva di 37,6 MWp (PSTC). Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto è in silicio monocristallino con cornice, ed ha una potenza di picco di 690 Wp. I moduli sono disposti secondo file parallele, la distanza tra le stringhe (4,10m per i tracker, 7m per i rack) è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi sostanzialmente la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.

Le stringhe sono costituite da 28 moduli connessi in serie. Il generatore fotovoltaico è composto complessivamente da 54.479 moduli. La superficie captante dei moduli è di circa 16,9 ha.

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

I gruppi di conversione sono anche qui concepiti al fine di ottimizzare le differenze geometriche e orografiche tra i diversi lotti. Sono stati individuati quindi differenti sistemi di trasformazione: mediante Powerstation e mediante inverte di stringa + trasformatore centralizzato.

Le Powerstation si trovano dislocate nelle aree più vaste e hanno una potenza di inverter variabile 1100-2200-3300 kVA. Sono collegati in parallelo sul lato di bassa tensione al trasformatore adiacente, avente potenza variabile in funzione della potenza di inverter, 1100 – 2200 - 3300 kVA.

Gli inverter di stringa si trovano in testa ai tracker e hanno una potenza di 150 - 250 kVA. Sono collegati in parallelo sul lato AC per formare un sistema trifase a 0,8 kV. Tale parallelo elettrico sarà collegato sul lato di bassa tensione ai trasformatori 0,8 kV / 30 kV di cui è dotata ogni singola cabina di campo. La potenza del singolo trasformatore sarà da 2000 kVA.

L'uscita dei trasformatori a 30 kV trifase sarà collegata a sua volta alle apparecchiature di manovra e sezionamento alla rete di raccolta energia che convoglierà tutta l'energia alla stazione di elevazione utenza 30/150kV collocata all'esterno dell'area di impianto da cui partiranno elettrodotti interrati fino alla CP Flaminia nel Comune di Roma.

5 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO

L'impianto si compone di 54.479 moduli fotovoltaici bifacciali a tecnologia monocristallina, ciascuno della potenza di 690 Wp per una potenza nominale totale di 37,6 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.

LOTTO	n. Moduli	n. Powerstation	n. inverter PS	id cabina	n. inverter di stringa	n. trasformatori	id cabina	kW AC da inverter
1	1316				3	1	T.1	750
2	924				2	1	T.2	500
3	4396				10	2	T.3-T.4	2500
4	1232				3	1	T.5	750
5	2492				6	1	T.6	1500
6	1148				3	1	T.7	750
8	1792				4	1	T.8	1000
9	280				1	1	T.9	150
7	1316	5	10	PS.1- PS.2- PS.3- PS.4- PS.5				11.000
10	1428							
11	12656							
12	672							
13	10696	2	6	PS.6- PS.7				6.600
14	1876				5	1	T.10	1250
15	6048	3	5	PS.8- PS.9- PS.10				5.500
16	2268							
17	196							
Pareti verticali	3743					1	T.11	2.200
Total	54.479	10			37	11		34.450

Per i collegamenti elettrici si rimanda all'elaborato "Schema a blocchi e schema unifilare generale impianto fotovoltaico"

6 CRITERI DI PROGETTO

Dal punto di vista elettrico il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico si sviluppa su diversi livelli.

1. Un primo livello è inerente al dimensionamento della parte di impianto in corrente continua, dalla generazione all'inverter, che si occupa della conversione in energia elettrica in corrente alternata, siano essi di stringa o collocati in powerstation.
2. Il secondo livello è legato alla parte di trasformazione 0,8 kV / 30 kV e al trasporto fino alla stazione di elevazione SEU collocata vicino alla CP Flaminia della RTN.
3. Il terzo livello di progettazione è quello di connessione fisica dell'impianto alla rete elettrica nazionale sopraccitata a 150kV.

7 MODULI FOTOVOLTAICI

Le grandezze elettriche della parte di generazione sono dettate dalle caratteristiche del modulo fotovoltaico scelto. È stato scelto un modulo fotovoltaico a tecnologia cristallina le cui grandezze elettriche sono riportate di seguito. Si tenga presente che tali valori possono essere suscettibili di variazione da qui alla costruzione dell'impianto. Questo a causa della particolare velocità con il quale si evolve la tecnologia costruttiva dei moduli fotovoltaici.

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 η_m (%)	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%.

8 INVERTER

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

8.1 Inverter di stringa

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

SG250HX

Designazione	SG250HX - V113
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

La potenza nominale dei 37 inverter di stringa è di 250 kVA in modo di rispettare il rapporto DC/AC 1,2.

8.2 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	< 8 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (standby) 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.

9 CENTRI DI TRASFORMAZIONE

9.1 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:

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

9.2 Trasformatori in Powerstation

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

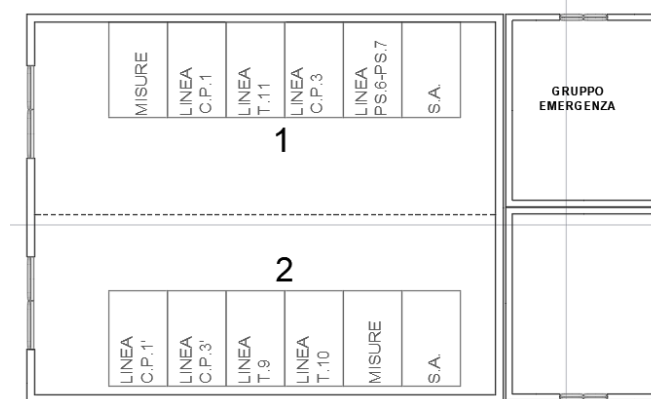
Technical Data	MVPS 2200-S2	MVPS 2475-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SCS 1900 / 1 x SCS 2200 / 1 x SC 2200	1 x SCS 2475 / 1 x SC 2475
Max. input voltage	1100 V	1100 V
Number of DC inputs	Depending on selected inverter	
Integrated zone monitoring	○	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Nominal 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 %	

10 CABINA DI PARALLELO

I raggi della stella di ogni linea sottocampo confluiscono nelle cabine di parallelo o edifici di smistamento posti all'interno dell'area di impianto. Queste sono posizionate nei punti ove occorre raggruppare varie linee per connetterle ad altre cabine di parallelo o alla SE.

Nella cabina sono alloggiati:

- Scomparto di arrivo/partenza dell'anello aperto 1
- Scomparto di arrivo/partenza dell'anello aperto 1'
- Scomparto di parallelo anello aperto 1 – anello aperto 1' per partenza elettrodotto verso altre cabine di parallelo o SE
- Scomparto per il trasformatore dei servizi ausiliari di cabina
- Scomparto per trasformatori di tensione per protezioni e misure



10.1 Locale misure

Il locale misure è dedicato ad accogliere i misuratori di energia prodotta dall'impianto. Anche se questi non hanno un valore fiscale, vengono installati al fine di monitorare la produzione e, confrontando le letture con quelli dei misuratori nelle singole cabine e le perdite di energia a monte e a valle. I segnali di tensione e di corrente sono prelevati direttamente dai TV e TA del quale sono dotati gli scomparti di media tensione.

10.2 Locale gruppo di emergenza

Qualora dovesse presentarsi la necessità di operare per operazioni di manutenzione straordinaria in assenza di tensione tale da non avere disponibile l'energia fornita dal trasformatore dei servizi ausiliari, è presente un gruppo di emergenza alloggiato nel locale dedicato. Il gruppo di emergenza ha una potenza elettrica indicativa di circa 16 kW

10.3 Locale trasformatore per servizi ausiliari

Il locale accoglie il trasformatore di MT/BT che trasforma la tensione da 30.000 V a 400 V. Tale trasformatore si rende necessario per alimentare gli apparati di controllo e di gestione dell'intero impianto presenti in cabina. Il trasformatore è di tipo in resina e ha una potenza indicativa di circa 50 kVA.

11 CABINA DI CONTROLLO

All'interno dell'impianto fotovoltaico è presente una cabina prefabbricata dedicata alla gestione dell'impianto. Questa si trova immediatamente nei pressi della cabina di parallelo a 30 kV nella quale sono convogliate tutte le linee dell'impianto e dalla quale parte l'elettrodotto a 30 kV che collega l'impianto alla SEU.



Le cabine, realizzate in box prefabbricati in Cemento Armato Alleggerito e box metallici, costituiscono i seguenti locali:

- Locale trasformatore servizi ausiliari
- Control room
- Magazzino
- Spogliatoio e servizi igienici

11.1 Control room dell'impianto

La control room è dedicata alla gestione dell'impianto. In particolare, nella cabina trova alloggio il sistema accentrato dei segnali di controllo del funzionamento dell'impianto: produzione, dati meteo, dati allarme, segnali videosorveglianza, antintrusione. Sono inoltre qui posizionati i quadri elettrici di bassa tensione di alimentazione di tutti i locali del centro di controllo.

11.2 Magazzino, spogliatoio, servizi igienici

Tenendo presente che, anche se l'impianto fotovoltaico non necessita di essere presidiato in maniera continuativa, ci sia necessità comunque di presenza umana. Per questo motivo sono previsti uno spogliatoio e dei servizi igienici idonei alle esigenze del personale. È presente inoltre un locale dedicato a contenere quei componenti di riserva necessari alla ordinaria manutenzione dell'impianto (p.es. Fusibili, interruttori BT, cavi, utensileria ecc ecc).

12 TENSIONE 30 kV

L'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico viene trasportata attraverso linee BT DC interrate fino agli inverter distribuiti, o le PowerStation, per la conversione DC/AC, dunque alle Cabine di Trasformazione 0,8kV/30kV o al trasformatore all'interno della powerstation; qui la tensione di uscita dall'inverter viene innalzata da 0,8 kV alla tensione di 30 kV, livello di tensione di rete di trasporto interna dell'impianto Fotovoltaico nonché della Stazione Elettrica di Utente.

12.1 Cavidotti

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 di media tensione 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 di media tensione 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 del 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.

Il dimensionamento dei cavi verrà eseguito in fase di progettazione esecutiva.

Si rimanda all'allegato relativo agli scavi e alle lunghezze dei tratti per tutte le informazioni principali.

12.2 Sistemi di monitoraggio e controllo

L'impianto di produzione deve essere integrato nei processi di controllo del gestore della rete, sia in tempo reale sia in tempo differito, per consentire:

- nel primo caso, attraverso la visibilità di telemisure e telesegnali, l'attuazione da parte del gestore della rete di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico;
- nel secondo caso, attraverso i sistemi di monitoraggio, le analisi dei guasti compresa la verifica del corretto funzionamento delle protezioni e del comportamento atteso dall'impianto fotovoltaico durante le perturbazioni di rete.

12.3 Teleinformazioni

L'invio delle teleinformazioni che devono pervenire al sistema di controllo del TSO/DSO è necessario per integrare l'impianto nei processi di controllo. Sia il set di dati che la modalità sono stabilite in accordo con il gestore così come i criteri di connessione degli stessi.

Il Gestore richiede inoltre all'Utente la disponibilità delle seguenti ulteriori informazioni:

- Irraggiamento [W/m²]
- Irraggiamento piano orizzontale [W/m²]
- Temperatura moduli [°C]
- Temperatura ambiente [°C]

12.4 Sistemi di regolazione e servizi di rete

I servizi di rete richiesti agli impianti fotovoltaici possono essere classificati in servizi di regolazione in condizioni di rete ordinarie e servizi di rete in condizioni eccezionali, vale a dire prescrizioni circa il comportamento degli impianti in presenza di perturbazioni di rete.

Fanno parte della prima categoria i seguenti servizi:

1. Controllo della produzione
2. Teledistacco (nel funzionamento in modalità lenta per la risoluzione delle congestioni)
3. Regolazione della potenza reattiva

Fanno parte della seconda categoria i seguenti servizi:

1. Insensibilità agli abbassamenti di tensione
2. Regolazione della potenza attiva
3. Teledistacco (utilizzato in modalità rapida come sistema di difesa)

12.5 Sistemi di registrazione oscillografica

La funzione di monitoraggio con l'installazione nell'impianto di utenza di sistemi di registrazione oscillografica si applica a tutti gli impianti di produzione di taglia non inferiore a 50 MW (potenza nominale dell'impianto 37,6 MWp, quindi al di fuori dell'obbligo) in conformità e secondo le specifiche del distributore. In particolare, è prescritta la registrazione delle tensioni e delle correnti più prossime al punto di connessione alla rete e l'acquisizione dei segnali relativi alle protezioni per guasti interni ed esterni all'impianto dell'Utente.

In considerazione della potenza dell'impianto, qualora valuti l'impianto di particolare importanza, anche in considerazione della connessione, il TSO/DSO potrebbe richiedere il sistema di registrazione oscillografica. Sono comunque installati, come richiesto da TSO/DSO, sistemi di protezione dotati di sistemi di oscillografia interni in grado di registrare perturbazioni di durata pari al massimo tempo di intervento dei relè e di restituire le registrazioni effettuate in formato COMTRADE.

12.6 Qualità dell'alimentazione della rete

Il funzionamento di un fotovoltaico può essere assimilato ad un generatore di corrente realizzato con dispositivi a semiconduttori che commutano ad alta frequenza. Per tale motivo possono essere causa di interferenza e/o disturbo alle utenze.

Nel rispetto della qualità dell'alimentazione prevista dal Codice di Rete, la centrale di produzione fotovoltaica garantirà che il massimo livello di distorsione armonica totale (THD) nel punto di connessione della Centrale rispetti i valori del Codice di Rete.

In considerazione poi del fatto che il TSO/DSO si riserva di chiedere, qualora l'impianto non sia in produzione e sia causa di degradi della rete, la disconnessione temporanea fino al momento in cui l'impianto sarà in

grado di produrre, è necessario che l'impianto sia in grado di garantire l'alimentazione dei propri servizi essenziali da una fonte secondaria, oltre a quella in AT. A tale scopo è quindi installato un gruppo di emergenza.

12.7 Controllo della produzione

L'impianto deve essere in grado di funzionare a potenza ridotta. Al solo fine di garantire la sicurezza della il TSO/DSO può, nei casi sotto indicati, 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.

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
- Rischi potenziali di instabilità del sistema elettrico
- Rischio che si verifichi un regime di sovralfrequenza tale per cui venga minacciata la stabilità del sistema elettrico

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposta dal TSO/DSO.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo dei gradini di ampiezza almeno pari al 10% della potenza installata.

L'ordine di riduzione da parte del TSO/DSO verrà inviato attraverso via telematica o per il tramite di procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. Sarà poi l'Utente ad eseguire l'ordine.

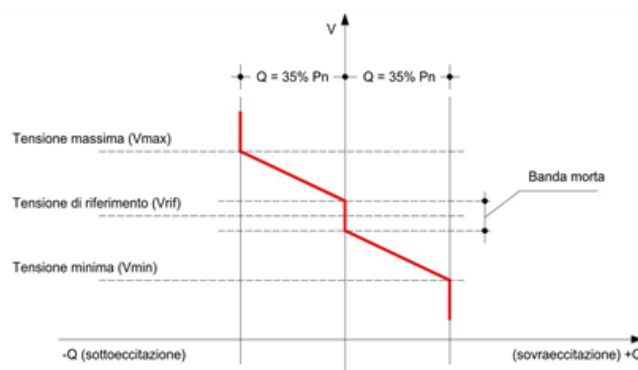
Infine, è possibile l'invio diretto da parte del TSO/DSO di un telesegnale (setpoint) che impone all'impianto il valore massimo di potenza immessa in rete. Tale modalità non è obbligatoria ma può essere prevista in accordo con l'Utente.

12.8 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 dell'impianto di utenza. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato TSO/DSO e dovrà essere modificato dall'Utente, se necessario, in tempo reale (logica locale); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché la potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante un telesegnale di regolazione inviato da un centro remoto dal TSO/DSO (logica centralizzata).

La massima capacità di erogazione o assorbimento di potenza reattiva da parte della Centrale deve essere sempre pari ad almeno il 35% della Potenza nominale dei convertitori dell'impianto fotovoltaico lato corrente alternata secondo la caratteristica rappresentata in figura 3. La Centrale deve essere in grado di variare in maniera continuativa la potenza reattiva all'interno dell'area di colore blu, a seconda delle necessità della rete.

L'erogazione o l'assorbimento di potenza reattiva dovrà avvenire secondo la curva caratteristica $Q=f(V)$ seguente:



La curva caratteristica è definita dai seguenti parametri:

- Tensione di riferimento (V_{rif}) regolabile almeno tra il 90% e il 110% della tensione nominale
- Tensione massima (V_{max}) regolabile almeno tra il 100% e il 110% della V_{rif}
- Tensione minima (V_{min}) regolabile almeno tra il 90% e il 100% della V_{rif}
- Banda morta regolabile da 0 (zero) ad almeno il $\pm 2\%$ della V_{rif}
- Potenza reattiva massima $\pm Q$ pari ad almeno il 35% della Potenza nominale dei convertitori dell'impianto fotovoltaico lato corrente alternata

La regolazione della potenza reattiva scambiata tra la Centrale e la rete deve essere attivabile su indicazione del TSO/DSO anche in condizioni di produzione di potenza attiva nulla (ad esempio in orario notturno), agendo direttamente sugli inverter.

12.9 Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

Il presente servizio è necessario 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 non possono essere effettuate manualmente dall'operatore ma devono essere attuate da sistemi automatici che monitorano la frequenza di rete.

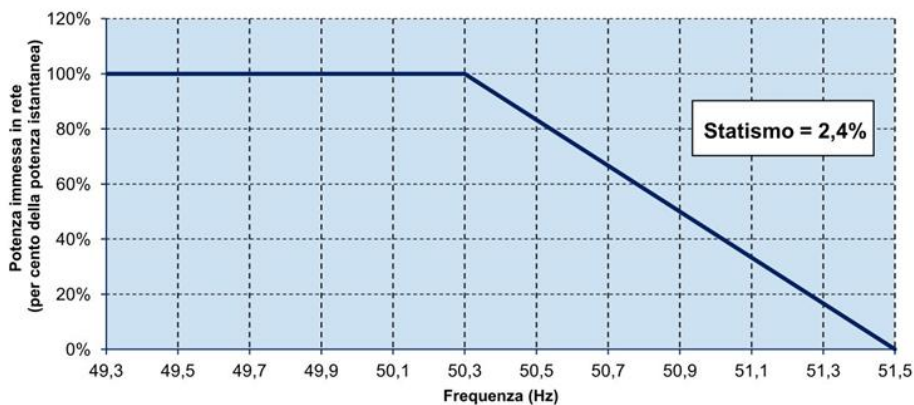
In particolare, durante un transitorio di frequenza, la Centrale deve essere in grado di:

1. Non ridurre la potenza immessa in rete nei limiti previsti, per frequenze comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, salvo che per motivi legati alla disponibilità della fonte primaria;
2. Ridurre la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore di frequenza positivo per frequenze comprese tra 50,3 Hz e 51,5 Hz, secondo uno statismo compreso tra il 2% e il 5%; di norma verrà impostato un valore pari al 2,4%;
3. Non riconnettersi alla rete e non aumentare il livello di produzione minimo raggiunto in caso di ridiscesa della frequenza dopo un aumento della stessa oltre il valore di 50,3 Hz (a meno che la frequenza non si attesti per almeno 5 minuti primi ad un valore minore o uguale a 50,05 Hz), salvo diversa indicazione da parte del TSO/DSO.

In relazione al punto 1 ed in considerazione delle caratteristiche tecniche dell'impianto di produzione fotovoltaico la riduzione della potenza immessa in rete al variare in aumento della frequenza avviene in modo lineare e con tempi inferiori a 2 s.

In relazione al punto 3, al ritorno della frequenza di rete al valore nominale, l'aumento del livello di produzione avviene comunque in maniera graduale.

La banda morta del regolatore deve essere di valore non superiore a 50 mHz. Quindi l'impianto fotovoltaico è dotato di un sistema di regolazione automatica della potenza immessa in rete in funzione del valore della frequenza, compatibilmente con le potenzialità correnti della fonte primaria. La relazione tra potenza e frequenza è rappresentata dalla caratteristica della figura seguente, in cui la variazione di potenza segue uno statismo del 2,4% (annullamento dell'intera potenza prodotta per una variazione di frequenza di 1,2 Hz a partire da 50,3 Hz).



12.10 Inserimento graduale della potenza immessa in rete

In presenza di condizioni meteorologiche idonee l'impianto fotovoltaico si sincronizza con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente con un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della potenza erogabile dal campo fotovoltaico.

L'entrata in servizio dell'impianto con immissione di potenza è comunque condizionata ad una frequenza di rete non inferiore a 49,9 Hz e non superiore a 50,1 Hz.

12.11 Insensibilità agli abbassamenti di tensione

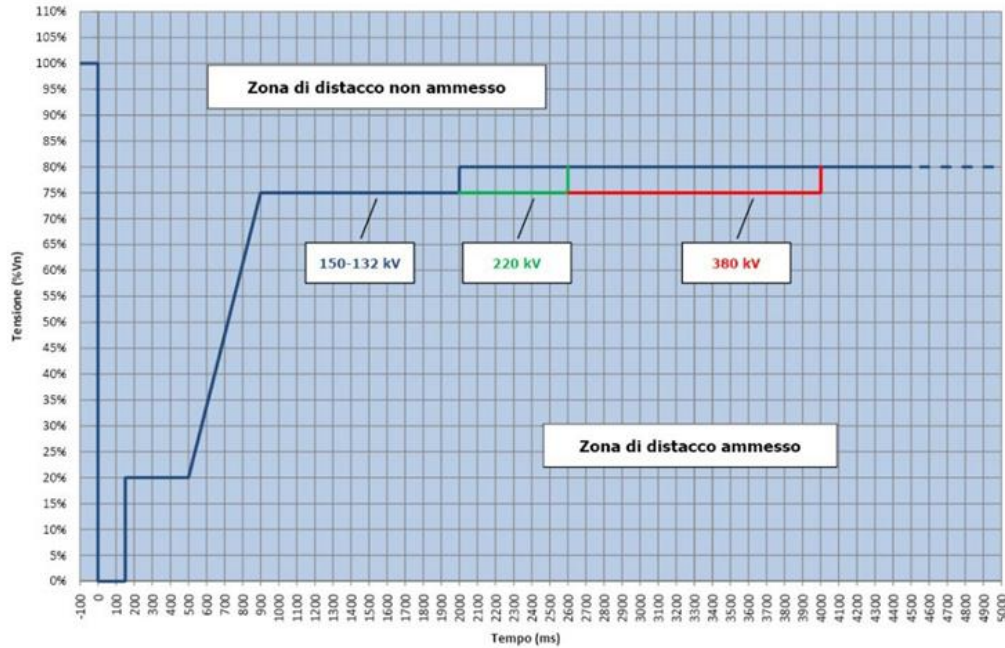
Il presente requisito del TSO/DSO rappresenta una necessità non solo per il sistema elettrico ma determina un beneficio anche all'impianto di produzione poiché, in caso di perturbazioni che coinvolgano la rete afferente all'impianto, si richiede che lo stesso non debba disconnettersi istantaneamente durante l'abbassamento di tensione conseguente ad un cortocircuito esterno. L'impianto pertanto rimane connesso alla rete AT a seguito di un qualsiasi tipo di guasto, monofase e polifase (con e senza terra), secondo le ampiezze della tensione ed i tempi indicati nella curva sottostante.

In particolare è garantita la connessione alla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica (V-t) indicata, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione.

Tali valori sono indicati in percentuale della tensione nominale. La logica di funzionamento deve essere del tipo "1 su 3", ovvero è sufficiente che sia rilevato l'abbassamento di una sola delle tre tensioni per garantire il comportamento previsto dalla curva.

Nell'intervallo di durata dell'abbassamento di tensione l'impianto rimarrà connesso alla rete anche se non garantirà il valore di potenza immessa nell'istante immediatamente precedente al guasto.

Al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria ed in un tempo non superiore a 200 ms.



12.12 Sistemi di teledistacco della produzione

I sistemi di teledistacco consentono la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale 9 inviato da un centro remoto del TSO/DSO.

I dispositivi di teledistacco sono necessari a fronteggiare due tipologie di criticità: il sovraccarico dei collegamenti della rete ed i transitori di frequenza.

Si distinguono pertanto due modalità di funzionamento dell'apparato: una modalità lenta ed una modalità rapida.

Il teledistacco lento viene adottato per gestire tempestivamente il verificarsi dei sovraccarichi di rete.

Tutti gli impianti si devono dotare di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atte 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: logica centralizzata. Il sistema, la cui installazione ed il mantenimento in perfetta efficienza dell'apparato sono a cura dell'Utente, deve essere in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del TSO/DSO. Pertanto sarà a cura dell'Utente anche la predisposizione dei necessari canali di comunicazione per la trasmissione dati tra l'apparato UPDM e detti sistemi di controllo.

In parallelo al sistema di difesa basato sulle UPDM il TSO/DSO potrà richiedere l'attuazione di una logica di difesa locale basata sull'utilizzo delle protezioni di impianto come i relè di frequenza che in modo automatico distaccano in successione i vari sottocampi fotovoltaici (distacco parzializzato) o al limite l'intera Centrale, a seconda delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico in dipendenza delle caratteristiche di impianto. Il distacco per massima frequenza può essere alternativo alla UPDM, sempre che l'area in cui è inserita la Centrale fotovoltaica non sia soggetta a telescatto: in questo caso l'UPDM è obbligatoria.

12.13 Elettrodotto di connessione alla RTN

Le stazioni di smistamento presenti nell’impianto si connettono a 30 kV alla SEU, successivamente a RTN presso CP Flaminia nel Comune di Roma.

La lunghezza del tratto a 30 kV è pari a circa 13.520 metri, nel comune di Riano e parzialmente nel comune di Roma (RM) mentre il tratto a 150 kV è pari a circa 420 metri nel comune di Roma (RM)

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

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