



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI FOGGIA



COMUNE DI LUCERA

AGROVOLTAICO "VACCARELLA"

Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agrovoltaiico per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e delle relative opere ed infrastrutture connesse, della potenza elettrica di 44,5056 MW DC e 36,0000 MW AC, con contestuale utilizzo del terreno ad attività agricole di qualità, apicoltura e attività sociali, da realizzare nel Comune di Lucera (FG) in località "Vaccarella"

PROGETTO DEFINITIVO

Proponente dell'impianto FV:

ILOS

INE VACCARELLA S.R.L.
A Company of ILOS New Energy Italy

INE VACCARELLA S.r.l.

Via C. D'Ambrosio n. 6, 71016, San Severo (FG)

PEC: inevaccarellasrl@legalmail.it

Gruppo di progettazione:

Ing. Giovanni Montanarella - progettazione generale e progettazione elettrica

Arch. Giuseppe Pulizzi - progettazione generale e coordinamento gruppo di lavoro

Ing. Salvatore Di Croce - progettazione generale, studi e indagini idrologiche e idrauliche

Dott. Arturo Urso - studi e progettazione agronomica

Ing. Angela Cuonzo - studio d'impatto ambientale e analisi territoriale

Geom. Donato Lensi - studio d'impatto ambientale e rilievi topografici

Dott. Geologo Baldassarre Franco La Tessa - studi e indagini geologiche, geotecniche e sismiche

Dott.ssa Archeologa Paola Guacci - studi e indagini archeologiche

Ing. Silvio Galtieri - valutazione d'impatto acustico

Proponente del progetto agronomico e
Coordinatore generale e progettazione:

**m2
energia**
ENERGIE
RINNOVABILI

M2 ENERGIA S.r.l.

Via C. D'Ambrosio n. 6, 71016, San Severo (FG)

m2energia@gmail.com - m2energia@pec.it

+39 0882.600963 - 340.8533113

Elaborato redatto da:

Arch. Giuseppe Pulizzi

Ordine degli Architetti PPC - Provincia di Potenza - n. 1016

Spazio riservato agli uffici:

PD	Titolo elaborato:					Codice elaborato
	Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici					PD01_31
N. progetto: FG0Lu01	N. commessa:	Codice pratica:	Protocollo:	Scala: -	Formato di stampa: A4	
Redatto il: 13/09/2021	Revis. 01 del: 11/10/2021	Revis. 02 del:	Revis. 03 del:	Verificato il: 20/10/2021	Approvato il: 20/10/2021	Nome_file o Identificatore: FG0Lu01_PD01_31

SOMMARIO

PREMESSA	3
1. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI.....	3
1.1 Moduli fotovoltaici.....	3
1.2 Convertitori di potenza.....	5
1.3 Trasformatore.....	8
1.4 Struttura di support - tracker.....	8
1.5 Gestione dei tracker e movimentazione	10
1.6 Cavi e quadri di Campo e di Parallelo Stringhe	11
1.7 Quadro MT	12
1.8 Elettrodotto in cavo interrato a 30 kV.....	13
2. SICUREZZA ELETTRICA.....	15
2.1 Protezione dalle sovracorrenti	15
2.2 Protezione contro i contatti diretti	15
2.3 Protezione contro i contatti indiretti.....	15
3. COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE	17
3.1 Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete	17
3.2 Dispositivo del generatore	18
3.3 Gruppi di misura	18
3.4 Cabine inverter	19
4. STAZIONE UTENZA	22
4.1 Interruttore tripolare in SF6.....	23
4.2 Scaricatori di sovratensione	23
4.3 Trasformatore AT/MT	23
4.4 Conduttori, morse e collegamenti AT	23
4.5 Apparecchiature a MT	23
4.6 Rete di terra	24
4.7 Illuminazione esterna ed impianto FM - RTN e cliente	24
4.8 Protezione lato MT	24
4.9 Protezione di interfaccia	25
4.10 Protezione del trasformatore MT/AT.....	25
4.11 Sistema di protezione e controllo SCADA	25
4.12 RTU della sottostazione	25
4.13 Unità di controllo dello stallo AT	26
4.14 SCADA.....	26
4.15 RTU della cabina di smistamento.....	26
5. APPARECCHIATURE DI MISURA DELL'ENERGIA.....	27
Specifiche generali.....	27
5.1 AdM su consegna 150 kV	27
5.2 AdM a bocca di centrale.....	28
5.3 AdM su servizi ausiliari	28

6. GESTIONE IMPIANTO..... 29

PREMESSA

Il presente disciplinare ha ad oggetto il Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico che la società INE VACCARELLA S.r.l. intende realizzare nell'agro del Comune di Lucera (FG), in località "Vaccarella", di potenza complessiva pari a 44,5056 MWp DC – 36,0 MW AC.

Il progetto prevede, inoltre, la realizzazione del cavidotto MT di collegamento dall'impianto fotovoltaico alla sottostazione di consegna e trasformazione 30/150 kV, da realizzare e da collegare in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Foggia – Larino".

Il cavidotto suddetto, della lunghezza di circa 10.950 metri, sarà realizzato in cavo interrato alla tensione di 30 kV ed interesserà oltre al territorio del Comune di Lucera anche quello del Comune di Foggia.

Lungo il percorso del cavidotto MT di collegamento dell'impianto fotovoltaico alla sottostazione di consegna e trasformazione 30/150 kV, in considerazione della sua lunghezza, sarà posizionata una cabina di sezionamento della linea elettrica 30 kV, a circa 5.800 m dalla cabina di consegna interna all'impianto.

La sottostazione di consegna e trasformazione 30/150 kV verrà realizzata in prossimità della stazione di Terna S.p.A., ed occuperà un'area di 1.280 m² sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Lucera (FG), al Foglio 38, particella 74.

Come previsto nella STMG di Terna, codice pratica 201901073, la sottostazione di consegna e trasformazione 30/150 kV, sarà collegata, tramite cavidotto interrato, in antenna a 150 kV con la stazione 150/380 kV di Terna S.p.A.

Per quanto riguarda il tipo di collegamento, le specifiche tecniche e dimensionali delle linee e delle protezioni sul lato AT di consegna, saranno indicate nella STMG fornita da Terna SpA.

Per quanto riguarda il cavidotto di collegamento, il tipo di collegamento e i relativi tracciati, si rimanda alla tavole specifiche.

1. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

1.1 Moduli fotovoltaici

I moduli previsti per la realizzazione del generatore fotovoltaico sono da 610 Wp della JA Solar, modello – tipo Monocristallino da 6x26 celle. (Misurazioni effettuate a condizioni standard 1000 W/m², 25° C, AM 1.5G).

Sul prodotto è realizzato con celle ad alta efficienza, con garanzia di 12 anni sul prodotto e di 25 anni sulla produzione.

Le caratteristiche del pannello sono:

Dati caratteristici del Pannello: Mod. JAM78S30-610/GR

Potenza nominale – Pmax: 610 W

Efficienza: 21,8

Garanzia sul prodotto: 12 anni.

Struttura portante in alluminio.

Ricopertura con vetro temperato ad alta trasparenza ed in grado di resistere alla grandine (norma CEI/EN 61215).

Terminali d'uscita cavi pre-cablati a connessione rapida MC4.

Si riporta di seguito la scheda tecnica del modulo fotovoltaico.

MECHANICAL DIAGRAMS

Remark: customized frame color and cable length available upon request

JAM78S30 585-610/GR Series

SPECIFICATIONS

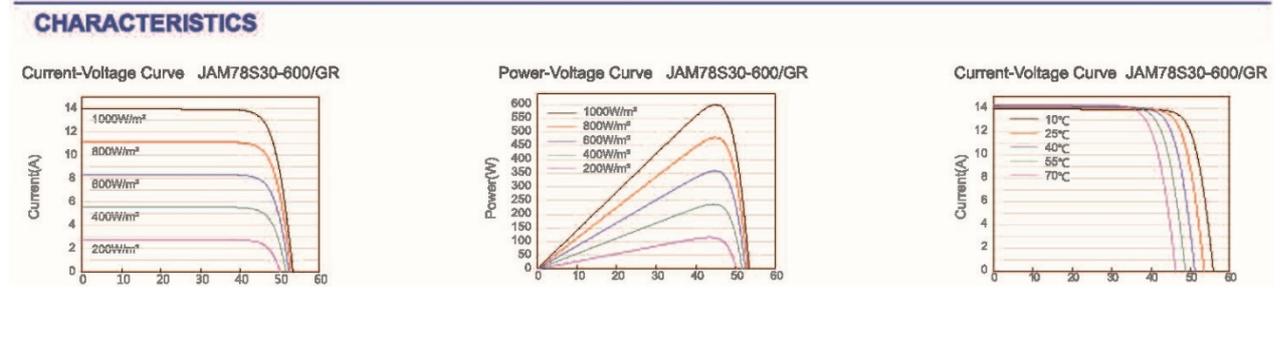
Cell	Mono
Weight	31.1kg±3%
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 496pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S30 -585/GR	JAM78S30 -590/GR	JAM78S30 -595/GR	JAM78S30 -600/GR	JAM78S30 -605/GR	JAM78S30 -610/GR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	585	590	595	600	605	610
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61	53.73
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53	45.77
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08	14.13
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29	13.33
Module Efficiency [%]	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6	21.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT							OPERATING CONDITIONS	
TYPE	JAM78S30 -585/GR	JAM78S30 -590/GR	JAM78S30 -595/GR	JAM78S30 -600/GR	JAM78S30 -605/GR	JAM78S30 -610/GR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	442	446	450	454	458	462	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.59	50.72	50.86	51.01	51.17	51.33	Maximum Series Fuse Rating	25A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.69	42.82	42.94	43.07	43.21	43.34	Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.07	11.13	11.19	11.25	11.30	11.35	Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	10.36	10.42	10.48	10.54	10.60	10.66	NOCT	45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class	Class II
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.							Fire Performance	UL Type 1



Caratteristiche elettriche

Potenza elettrica nominale: 610W
Tolleranza rispetto alla Pmax: 0 ÷ +5 W
Tensione a circuito aperto Voc: 53,73 V
Tensione alla max potenza Vmpp: 45,77 V
Corrente di cortocircuito Isc: 14,13 A
Corrente alla max Potenza Imp: 13,33 A
Dimensione esterne: 2465x1134x35 mm
Peso: 31,1 kg
Tensione massima di lavoro: 1500 Vdc
Massima corrente inversa Ir: 25 A
Conforme a IEC 61730, IEC 61215, IEC 61730
Scatola di giunzione: IP 68

Altre informazioni, dettagliate, su caratteristiche operative ed elettriche relative alla capacità di produzione in funzione dei valori fisici esterni, quali temperature, umidità, irraggiamento, sono riportate nella scheda tecnica del pannello fornita dal costruttore ed allegata al presente progetto.

1.2 Convertitori di potenza

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter centralizzati da 4000 kW nominali. La configurazione fra inverter e pannelli fotovoltaici è rilevabile dagli elaborati grafici.

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello SUNNY CENTRAL SC 4000 UP della SMA, stabilendo fin da adesso la possibilità di sostituire gli stessi con altri simili per caratteristiche elettriche e dimensionali, in caso di indisponibilità sul mercato e/o in base a valutazioni di convenienza tecnico-economica al momento della realizzazione della centrale.

Nelle posizioni indicate nelle tavole di progetto, saranno posizionati locali tecnici delle Cabine di Campo contenente:

- La protezione del trasformatore tramite interruttore, il sezionamento e la messa a terra della linea MT;
- Il trasformatore MT/BT 20/0,690 kV, di potenza nominale 4000 kVA;
- L'inverter Centralizzato da 4000 kW nominali;
- Il trasformatore BT/BT 0.800/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;
- Il quadro ausiliari (condizionamento, illuminazione e prese di servizio, ecc.)
- Un gruppo di continuità (UPS) per alimentazione di servizi ausiliari e protezioni di cabina elettrica.

Il dispositivo generale posizionato nel vano utente della cabina di ricezione sarà costituito da un interruttore MT automatico, equipaggiato con circuito di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui agisce la protezione generale (PG); l'interruttore sarà di tipo fisso, abbinato ad un sezionatore tripolare lato rete.

L'energia derivata dalla trasformazione dell'irraggiamento solare verrà trasformata da continua in alternata mediante l'impiego di macchine statiche, l'inverter, necessarie a realizzare la trasformazione dell'energia prodotta da c.c. in c.a. ed eseguire, in automatico, il parallelo con la rete

adeguando i propri parametri a quelli di rete, indipendentemente dalla quantità di energia prodotta e dalle condizioni meteo, per la successiva immissione nella rete elettrica.

La scelta dell'inverter per i sistemi fotovoltaici avviene in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra i pannelli fotovoltaici ed il dispositivo di conversione della potenza da c.c. in c.a. (l'inverter appunto).

Nell'impianto saranno presenti diversi tipi di tensione, in particolare sarà in c.c. all'uscita delle varie stringhe con un valore prossimo a 1290 Voc, quindi operante in bassa tensione (essendo 1500 Voc il limite normativo), quindi a seguito della conversione eseguita dagli inverter di stringa, la tensione sarà di 690 Vca, in corrente alternata.

Ogni inverter avrà una potenza complessiva nominale di 4000 kWp, valore raggiungibile attraverso il collegamento di stringhe come indicato nelle tavole di progetto.

Tutti gli inverter sono dotati di sistema per seguire il punto di massima potenza dell'ingresso corrispondente alla/e stringhe su ciascun ingresso indipendente della curva caratteristica I-V (ovvero la funzione MPPT) e costruire l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori assimilabili, migliorando l'efficienza di conversione in funzione dei dati di ingresso dovuto all'irraggiamento solare.

Di seguito sono riportati i parametri tecnici dell'inverter rilevati dalla scheda tecnica fornita dal costruttore.

Potenza attiva nominale AC: 3400 kVA a 50°C

Potenza apparente nominale AC: 4000 kVA a 25°C

Potenza attiva nominale: 4000 kW a 25°C

Rendimento europeo max: 98,6

Tensione di uscita nominale – Umpp: 690 V

Tensione max – Umpp: 1500 VDC

Frequenza di rete nominale AC: 50/60 Hz

Tensione di avvio: 1030 V

MPPT Range operativo di tensione: 880 V – 1325 V

Massima corrente DC per MPPT: 4750 A

Massima corrente AC: 3850 A

Dimensioni: 2815x2318x31588 mm

Peso: 3700 kg

Si riporta di seguito la scheda tecnica dell'inverter utilizzato:

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 25 °C / at 50 °C)	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Nominal AC power at $\cos \phi = 0.8$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 kW / 2720 kW	3360 kW / 2856 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3850 A / 3273 A	3850 A / 3273 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾⁸⁾	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ⁸⁾¹⁰⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional — not available * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

1.3 Trasformatore

Il sistema di conversione prevede cabine inverter in posizione baricentriche, per ogni sottocampo, con installazione quadri di parallelo distribuiti nel campo.

Nell'cabina inverter in un apposito vano è posizionato il trasformatore, utilizzato per elevare il livello di tensione da 690V a 30kV.

Trasformatore trifase immerso in olio minerale:

Gruppo Vettoriale: Dyn11

Frequenza: 50Hz

Tipo di raffreddamento ONAN

Massima potenza in AC: 4000kVA

Tensione nominale: 30/33 kV

Massima corrente ingresso nominale: 86 A

Massima tensione di ingresso: 800 V

Collegamento Trasformatore: Stella+Triangolo

Classe di isolamento: 34kV

Classe ambientale, clim, comp.al fuoco E2-C2-F1

Tensione di c.c.: 6%

Norme: IEC 60076

1.4 Struttura di support - tracker

Il progetto prevede l'installazione di 72.960 moduli fotovoltaici, ognuno di potenza pari a 610 Wp, da installare su apposite strutture di sostegno costituite dagli inseguitori fotovoltaici monoassiali, denominati tracker.

I tracker sono stati opportunamente dimensionati per consentire la coltivazione del terreno al di sotto degli stessi.

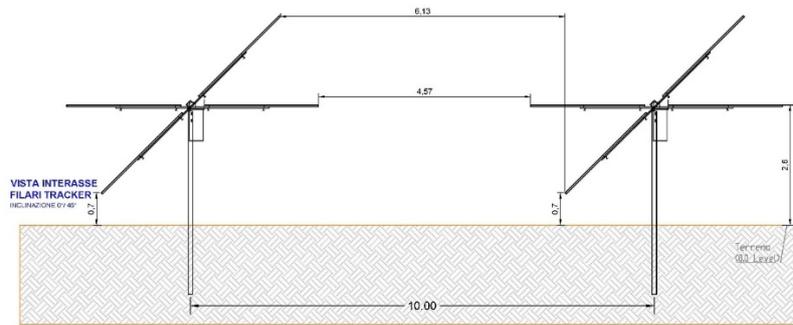
I tracker considerati nel progetto definitivo dell'impianto sono prodotti dalla CONVERT e sono del tipo orizzontale monoasse motorizzati, ovvero aventi asse di rotazione orizzontale e mossi da attuatori lineari.

I tracker suddetti verranno installati disposti sul terreno in file parallele con un'unica configurazione, indicata con 2Px24 (n. 1520 tracker), ove 2P sta ad indicare che su ciascuna struttura verranno installate due file parallele di moduli e X24 sta ad indicare che ogni fila sarà composta da 24 moduli fotovoltaici.

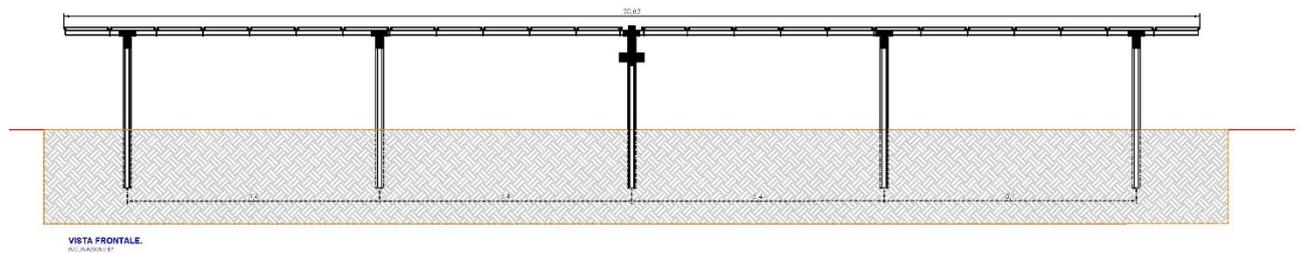
Il tracker può essere strutturalmente suddivisibile in 3 elementi principali:

- I montanti, che sorreggono l'intera struttura e trasmettono i carichi della stessa al terreno;
- L'asse di rotazione orizzontale, che consente il movimento della struttura ed alla quale è ancorata la struttura della vela;
- La struttura della vela, che costituisce la superficie sulla quale vengono disposti i moduli fotovoltaici.

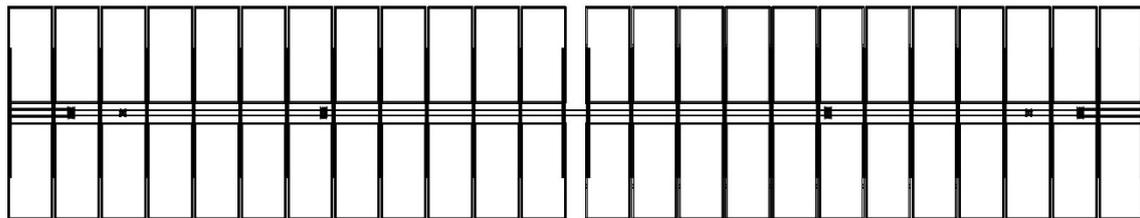
Nelle figure seguenti si riportano i disegni che mostrano le caratteristiche geometriche e strutturali dei tracker nella configurazione 2PX24.



Vista laterale dei tracker con inclinazione 0° e 45°



VISTA FRONTALE



VISTA DALL'ALTO

Vista frontale e vista dall'alto dei tracker con inclinazione 0°

Il tracker, nella configurazione 2PX24, ha una lunghezza di 28,82 m ed è sorretto da 5 montanti, realizzati con profili in acciaio S 355 JR zincato a caldo, infissi nel terreno ad una profondità variabile tra 1,5 metri e 2,0 metri, a seconda della pendenza del terreno e delle caratteristiche geomorfologiche del terreno.

La profondità di infissione nel terreno sarà valutata per ogni singola struttura e verrà definita in fase di progettazione esecutiva, in seguito alle prove di carico ed alle verifiche di tenuta allo sfilaggio dei montanti.

Per ciò che concerne l'ancoraggio dei montanti al terreno si precisa che il progetto non prevede la realizzazione di fondazioni in calcestruzzo armato o di altro tipo.

I montanti verranno infissi nel terreno mediante l'impiego di attrezzature battipalo; in alternativa possono essere utilizzati quali montanti pali del tipo "a vite".

Il sistema di ancoraggio al terreno previsto riduce al minimo l'impatto ambientale generato dal sistema di fondazione; inoltre con tale tecnica si semplificano e si facilitano le operazioni di dismissione delle strutture.

L'asse di rotazione orizzontale del tracker, realizzata con profili in acciaio zincati a caldo, è ancorata ai montanti tramite un apposito sistema "poli – cuscinetto" che le consente il movimento monoassiale e sostiene la struttura della vela.

L'asse di rotazione è molto vicino all'asse del baricentro della struttura; ciò consente di ridurre la coppia sulla struttura e il carico sull'attuatore.

Il dimensionamento torsionale della struttura è realizzato al fine di evitare fenomeni di instabilità dovuti all'aumento del coefficiente del "fattore di forma".

I poli sono realizzati in acciaio S 355 JR, mentre la giunzione ed il supporto del cuscinetto sono realizzati rispettivamente in acciaio S 355 JR ed in acciaio S 275 JR.

L'asse di rotazione è realizzata in acciaio S 355 JR (file esterne) ed in acciaio S 275 JR (file interne).

La struttura costituente la vela è anch'essa realizzata con profilati, gli arcarecci, in acciaio S 355 JR zincati a caldo e sezione ad omega, per consentire il bloccaggio dei moduli fotovoltaici.

Il fissaggio dei pannelli fotovoltaici viene effettuato con viti in acciaio inossidabile e rondella in acciaio inossidabile per evitare fenomeni di accoppiamento galvanico e corrosione.

Per ciò che concerne la protezione superficiale dei profili in acciaio costituenti l'intera struttura del tracker, la stessa, come detto, avviene mediante zincatura a caldo secondo la norma UNI-EN-ISO1461.

Come precedentemente scritto, i tracker si muovono lungo un'asse orizzontale, orientato nella direzione Nord –Sud.

Il sistema di movimentazione del tracker ha il compito di predisporre in maniera ottimale l'inclinazione della vela nella direzione della radiazione solare.

In relazione al movimento "basculante" che il tracker compie nell'arco di un periodo, la vela avrà un'altezza variabile da 0,70 m a 4,55 m rispetto al piano di campagna.

Il movimento della vela nell'arco di un periodo viene determinato da un algoritmo che fornisce una fase di backtracking mattutino da +45° a 0° (ove 0° costituisce la posizione della vela parallela al terreno) e una fase di backtracking pomeridiana da 0° a -45°.

1.5 Gestione dei tracker e movimentazione

Ogni fila è dotata di un attuatore lineare ed un inclinometro elettronico.

L'attuatore lineare viene mosso da un motore a 24 Vc.c. con un assorbimento di corrente di 6 A; la movimentazione del sistema è ottenuta mediante un motore in corrente continua, c.c. ad alta efficienza, basso riscaldamento, senza condensatore elettrolitico. Nella versione cablata, il controllo è alimentato dalla rete elettrica. Nella versione wireless, il controllo è autoalimentato direttamente dal pannello delle stringhe.

Nella versione cablata proposta, l'alimentazione del tracker è monofase 230 AC.

La classe di isolamento è: Classe II.

Il dispositivo elettronico di controllo è una scheda elettronica protetta da una scatola di plastica, il materiale è PC + ABS resistente ai raggi UV, grado IP 65.

Ogni tracker è dotato di una scheda elettronica alimentata direttamente dai pannelli delle stringhe. L'algoritmo Sun tracker è un algoritmo astronomico con strategia di backtracking e calendario

perpetuo.

Il controllo dell'algorithm fornisce una fase di backtracking mattutino da -45° a 0° e analogamente una fase pomeridiana di backtrack da 0° a -45° ; in questa fase il sistema calcola l'angolo ottimale evitando l'ombreggiatura dei pannelli.

Durante la fase centrale "tracking diretto" da $+45^\circ$ a -45° , il sistema insegue l'angolo ottimale per il localizzatore con un errore massimo pari al valore impostato.

Più piccolo è l'errore di tracciamento, maggiore è il numero di stop and go dell'attuatore durante il giorno.

Il programma riguarda la funzione di localizzazione, ogni singola unità di controllo può funzionare autonomamente senza essere connessa allo SCADA.

1.6 Cavi e quadri di Campo e di Parallelo Stringhe

I quadri di parallelo stringhe (di seguito denominati per brevità QP) sono gli elementi dell'impianto che effettuano la connessione in parallelo delle stringhe e le collegano all'inverter.

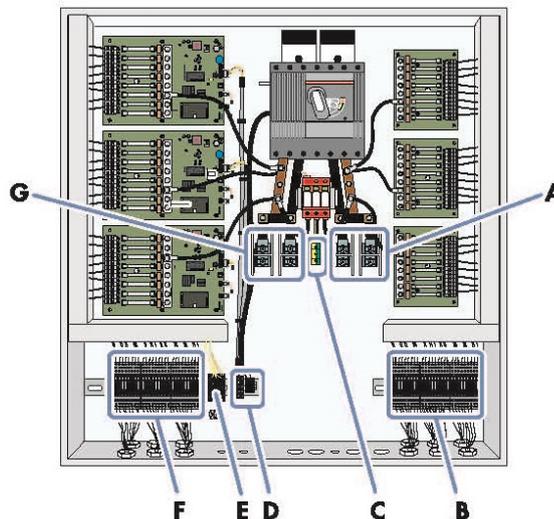


Figure 10: Terminals for connections

Position	Designation
A	Main DC cable connection, - pole
B	DC-string connections - pole
C	Grounding cable connection
D	Connection for remote tripping *
E	Data cable connection
F	DC-string connections, +pole
G	Main DC cable connection, +pole

* optional

L'insieme delle stringhe collegate in parallelo tramite apposito QP costituisce un sottocampo.

I QP sono dispositivi che oltre alla funzione principale sono in grado anche di svolgere la funzione di protezione contro scariche o sovratensioni.

Ciascuna stringa sarà collegata ad un quadro di parallelo stringhe (QP) idoneo al collegamento fino ad un massimo di 12 stringhe, adatto per l'installazione all'esterno (grado di protezione IP54).

Il collegamento tra le stringhe ed il QP sarà essere realizzato con cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV di sezione 6 mm² per limitare le perdite nei cavi.

Ogni QPS sarà dotata dei seguenti dispositivi di sezionamento e protezione:

- un interruttore di manovra-sezionatore generale di corrente nominale idonea,
- fusibile da 10 A, tipo gG, idonei all'uso fino a 1500 V DC, per ogni stringa;
- SPD idoneo all'uso in DC, che garantiscono una tensione di scarica minore o uguale alla tensione di tenuta degli inverter indicata dal costruttore degli stessi (2,3 kV in assenza di indicazioni);

Ogni QPS sarà collegato al corrispondente inverter come riportato nelle tavole di progetto.

Le linee in uscita da ogni QPS saranno realizzate con cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV, di sezione adeguata per limitare le perdite nei cavi.

Le linee suddette saranno posate in cavidotti di idoneo diametro (vedi tavole di progetto).

L'ubicazione indicativa del posizionamento delle canaline è desumibile dagli elaborati grafici di progetto.

1.7 Quadro MT

La connessione alla rete elettrica, di ogni sezione dell'impianto, è prevista tramite linea interrata, in entrata da ciascuna cabina di conversione con all'interno il trasformatore per innalza la tensione a 30 kV, fino alla cabina di consegna, sita nel punto di accesso all'impianto, da cui partirà la linea di consegna alla stazione primaria e quindi la connessione alla stazione di Terna.

Le linee di collegamento tra le varie cabine di campo e la cabina di consegna, saranno realizzate in cavo interrata alla tensione di 30kV, in modo da ridurre le perdite lungo il tracciato.

Nella cabina di consegna posta all'ingresso dell'impianto fotovoltaico, saranno ubicati i quadri di sezionamento e di protezione delle varie sezioni di impianto.

A partire dalla cabina di consegna del campo fotovoltaico e fino alla cabina di consegna utente, realizzata in prossimità della sottostazione di Terna, sarà realizzato un cavidotto interrato con tensione di consegna a 30kV, che opportunamente trasformata nella cabina di consegna, dopo l'elevazione da 30kV a 150 kV, mediante trasformatore, sarà collegata alla rete nazionale di Terna – RTN.

Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico, sono previste n.9 sezioni ciascuna costituita da n.1 cabine di campo.

A ciascuna sezione faranno capo i vari sotto-campi, in cui è suddiviso l'impianto fotovoltaico.

Per ciascuna sezione saranno presenti n.1 trasformatori da 4000 kVA.

Ad ogni cabina saranno collegati le varie linee in BT derivate da i quadri di campo di campo, che opereranno la trasformazione della potenza da continua, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in alternata.

1.8 Elettrodotta in cavo interrato a 30 kV

All'interno dell'impianto fotovoltaico i collegamenti tra le varie cabine di campo e la cabina di consegna, saranno realizzate in cavo interrato, con tensione di esercizio di 30kV.

Le n. 9 cabine di trasformazione saranno collegate anello, mediante cavidotto interrato ad una profondità superiore a 1,30 m, lungo la viabilità interna del campo, alla stazione di consegna.

La linea ad anello deve trasferire una potenza nominale di 36 MVA, innalzata dai trasformatori alla tensione di 30,0 kV ed una corrente di linea pari a circa 694 A, in condizioni ottimali di irraggiamento.

La sezione utilizzabile per tali linee sarà di un cavo per fase da 630 mm².

In cabina di consegna, in cui giungeranno i cavidotti di collegamento delle cabine di campo, una volta sezionati e protetti, dovranno collegare la stazione di campo con quella di utenza posta in prossimità della stazione di Terna.

Tale cavidotto, sarà interrato ad una profondità non inferiore a 1,50 m e seguirà il tracciato riportato nella planimetria, per una lunghezza complessiva di circa 10.950 m.

La portata che tale cavo dovrà garantire, considerando i 36000 kVA di potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, sarà data di circa 694 A, per cui la sezione indicativa più adatta è una doppia linea, con un cavo per fase in alluminio da 630 mm².

Tale valore di corrente è stato calcolato considerando nulle tutte le perdite di conversione, di trasmissione, di collegamento, ed inoltre, sapendo che il rendimento dell'impianto fotovoltaico è sempre inferiore rispetto al valore nominale di circa il 20%, con una riduzione significativa anche sulla corrente erogata.

L'ultimo tratto di cavo, sempre interrato, dovrà essere scelto in funzione delle specifiche fornite da Terna Spa.

Le linee MT, che hanno una tensione nominale di 30 kV, una frequenza nominale di 50 Hz, con una corrente massima di esercizio variabile in funzione dell'irraggiamento solare, saranno realizzate cercando di minimizzare le perdite di linea e la caduta di tensione, data la potenza da trasportare e la lunghezza della stessa linea.

I cavi utilizzati saranno di tipo ARG7H1(AR)EX unipolare ad isolamento solido estruso, con conduttori di alluminio della sezione nominale di 630 mm²; l'isolamento sarà costituito da una miscela a base di polietilene reticolato (XLPE) oppure da una miscela elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica (HEPR), rispondente alle norme CEI, lo schermo elettrico sarà in semiconduttore estruso isolante, lo schermo fisico in alluminio, a nastro, con o senza equalizzatore, e la guaina protettiva in polietilene o PVC.

La portata richiesta di 694 A per singolo cavo è garantita dalla specifica del cavo ARG7H1EX scelto, la cui massima di 706 A è relativa alla posa a trifoglio nelle condizioni di terreno peggiori, inoltre considerando la doppia linea, questo garantisce una continuità di funzionamento anche nel caso di un guasto su uno dei 2 cavi, ed inoltre garantisce nel normale funzionamento una bassissima caduta di tensione garantendo poche perdite nel tratto di trasmissione dell'energia.

I cavi interrati, considerando il tipico, sono alloggiati in uno scavo che ha forma rettangolare con larghezza di 0,35 m e altezza (profondità) di 1,50 metri; lo strato inferiore, di circa 0,30 m, dove sono posati i cavi elettrici ed anche il cavo in fibra ottica per la trasmissione dei dati, è formato da terreno sabbia vagliata,

per ottenere l'idonea resistenza termica, mentre lo strato superiore, di 0,90 - 1,00 m, è costituito da materiale arido di riempimento ovvero da terreno recuperato dal precedente scavo.

In casi particolari, di attraversamento od intersezione con altre condutture interrato, potrà essere adottata una soluzione di alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od anche in tubazioni di PVC o di metallo.

Si prevede la realizzazione di giunti ispezionabili, a distanze di circa 600 m, la cui posizione sarà definita in relazione alle interferenze in sottosuolo.

I cavi ARG7H1(AR)EX, nuovi, di tipo Air-bag possono essere posati direttamente in scavo senza letto di sabbia e tegolo di protezione. Per la loro posa è previsto l'utilizzo di corrugato pesante e un nastro monitore che ne rilevi la posizione per le successive eventuali lavorazioni.

Caratteristiche tecniche

Le principali caratteristiche tecniche del cavo interrato a 30 kV sono di seguito riportate:

Materiale conduttore "anima": corda rotonda compatta rame rosso

Materiale isolante: miscela di gomma ad alto moduli G7

Schermo metallico: fili di rame

Guaina esterna: elastomero estruso

Tensione nominale (Uo/U): 12/20/30 kV

Frequenza nominale: 50 Hz

Temperatura di funzionamento: 90°C

Temperatura cortocircuito: 250°C

NORME CEI (Principali): 20-13 // 20-35

Sigla: RG7H1R

Tipologia di sezioni utilizzabili: 70/ 95/ 185/ 240/ 300 /400/ 630

Nello scavo di posa dei cavi a 30 kV saranno interrati, ad una profondità variabile di circa 0,9 - 1,3 m, che potrà variare in relazione al tipo di terreno attraversato e al luogo di installazione, i cavi di segnale o fibra ottica, necessari alla trasmissione dei segnali tra le cabine, la cabina di consegna di campo e quella di utenza.

In particolare, per le linee di segnale da installare all'interno dell'impianto fotovoltaico, la profondità potrà essere di 0,9 m, lungo la viabilità interna, mentre per il collegamento tra le due cabine, esterne all'impianto, la profondità dovrà essere di circa 1,30 m per evitare fenomeni di schiacciamento.

I cavi saranno posati all'interno di un letto di sabbia compatta in cui saranno previsti opportuni nastri di segnalazione.

Per incroci e parallelismi con altri servizi (cavi di telecomunicazione, tubazioni ecc) saranno rispettate le distanze previste dalle norme, tenendo conto delle prescrizioni che saranno dettate dagli Enti proprietari delle opere interessate.

2. SICUREZZA ELETTRICA

2.1 Protezione dalle sovracorrenti

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

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_{cc} t \leq K S$$

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

2.2 Protezione contro i contatti diretti

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

2.3 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

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

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

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

Dove:

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a

corrente differenziale, la I_a è la corrente differenziale $I_{\Delta n}$.

U_0 è la tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase – terra) in Volt

Tab. I Tempi massimi di interruzione per sistemi TN

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

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra.

La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantito dalla presenza del trasformatore BT/MT.

In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo.

Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

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

3. COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE

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

L'impianto agrovoltaiico in progetto da realizzare in località "Vaccarella" del comune di Lucera (FG) verrà allacciato tramite cavidotto interrato alla futura Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Foggia – Larino". (da realizzare).

L'impianto mediante un cavidotto MT, interrato, della lunghezza di 10.950 metri e uscente dalla cabina di impianto alla tensione di 30 kV, sarà collegato alla cabina di consegna 30/150 kV; da questa, mediante linea in AT completamente interrata si collegherà alla Stazione elettrica RTN AT/AAT a costruirsi che a sua volta è collegata in entra-esci sulla linea a 380 kV "Foggia – Larino".

La sottostazione di consegna e trasformazione 30/150 kV verrà realizzata in prossimità della stazione di Terna S.p.A., ed occuperà un'area di 1.280 m² sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Lucera (FG), al Foglio 38, particella 74.

L'impianto risulta equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli: dispositivo generale; dispositivo di interfaccia; dispositivo del generatore. Al dispositivo generale + interfaccia non può essere infatti associata anche la funzione di dispositivo di generatore (in pratica fra la generazione e la rete TERNA saranno sempre presenti interruttori in serie tra loro).

3.1 Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete

Il dispositivo di interfaccia (DI) determina la sconnessione dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete TERNA evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione TERNA, il Cliente Produttore possa alimentare la rete TERNA stessa;
- in caso di guasto sulla rete TERNA, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete TERNA prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
- in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori TERNA, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete TERNA con possibilità di rotture meccaniche.

Le protezioni di interfaccia sono costituite essenzialmente da relé di frequenza, di tensione ed, eventualmente, di massima tensione omopolare.

PROTEZIONE
Massima tensione
Minima tensione
Massima frequenza
Minima frequenza
Massima tensione omopolare V_0
Tensione direzionale di terra

Per la sicurezza dell'esercizio della rete di Trasmissione Nazionale è prevista la realizzazione di un rinalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rinalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra.

Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato MT del trasformatore di utenza. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. In caso di mancata apertura di uno degli stalli di produzione il Dispositivo di Interfaccia comanda l'apertura del Dispositivo Generale che distacca l'impianto fotovoltaico dalla rete di TERNA, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

3.2 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.

3.3 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.

L'impianto fotovoltaico in esame essendo costituito da 9 campi avrà 9 gruppi di misura dell'energia prodotta, entrambi collocati il più vicino possibile all'inverter.

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

I sistemi di misura 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 garantiranno manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

3.4 Cabine inverter

L'impianto sarà costituito da numero 9 sezioni, suddivise in sottocampi da circa 4 MW. Ciascun sottocampo sarà costituito da n. 1 trasformatore della potenza di 4000 kVA.

Negli elaborati è riportata la suddivisione delle varie sezioni in cui verrà diviso l'impianto per ragioni di gestione e monitoraggio.

La suddivisione è stata fatta per ragioni orografiche simili e per ridurre al minimo il sistema di cablaggio, inserendo baricentricamente le cabine di campo.

La scelta progettuale è stata quella di ottimizzare le fasi installative e ridurre al minimo gli impatti sul territorio, per cui le cabine di campo saranno realizzate mediante box, nel quale saranno alloggiati le apparecchiature elettriche.

Si riportano di seguito l'immagine e la scheda tecnica del modello 4000-S2, prodotta da SMA.

MV POWER STATION
4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



MV POWER STATION

4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP (-US) or 1 x SCS 3450 UP (-US)	1 x SC 4200 UP (-US) or 1 x SCS 3600 UP (-US)
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Max. input current	4750 A	4750 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at 1000 m and cos phi = 1 (at -25°C to +25°C / at 40°C / at 45°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA / 0 kVA	4200 kVA / 3570 kVA / 0 kVA
Optional: rated power at 1000 m and cos phi = 1 (at -25°C to +25°C / at 50°C / at 55°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA / 0 kVA	4200 kVA / 3570 kVA / 0 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Max. output current at 33 kV	70 A	74 A
Transformer no-load losses Standard / Ecodesign at 33 kV	4.0 kW / 3.1 kW	4.2 kW / 3.1 kW
Transformer short-circuit losses Standard / Ecodesign at 33 kV	40.0 kW / 29.5 kW	41.0 kW / 32.5 kW
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.7% / 98.6% / 98.5%	98.7% / 98.6% / 98.5%
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	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions equal to 20-foot HC shipping container (W / H / D)	6058 mm / 2896 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⁾	< 370 W	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	
Features		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / ○	
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / ○	
Monitoring package	○	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Medium-voltage switchgear: without / 3 feeders	● / ○	
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Integrated oil containment: without / with	● / ○	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1 IEEE C37.100.1, IEEE C57.12, UL 1741 listed, CSC Certificate	
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Type designation	MVPS-4000-S2 (-US)	MVPS-4200-S2 (-US)

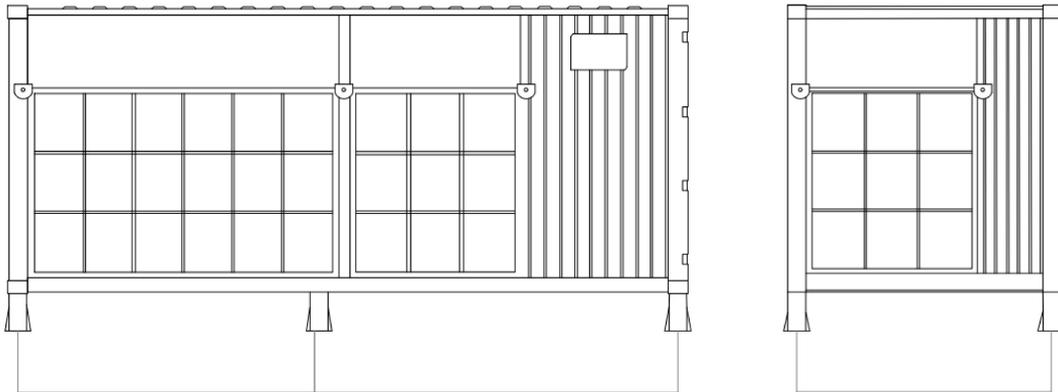
Scheda tecnica del modello 4000-S2

Tali cabine-box, contenute in container, saranno posizionate su apposite platee predisposte nei punti indicati in planimetria.

Ciascuna platea sarà realizzata per contenere tutti i cavidotti di collegamento all'impianto e per cavidotto di consegna in MT.

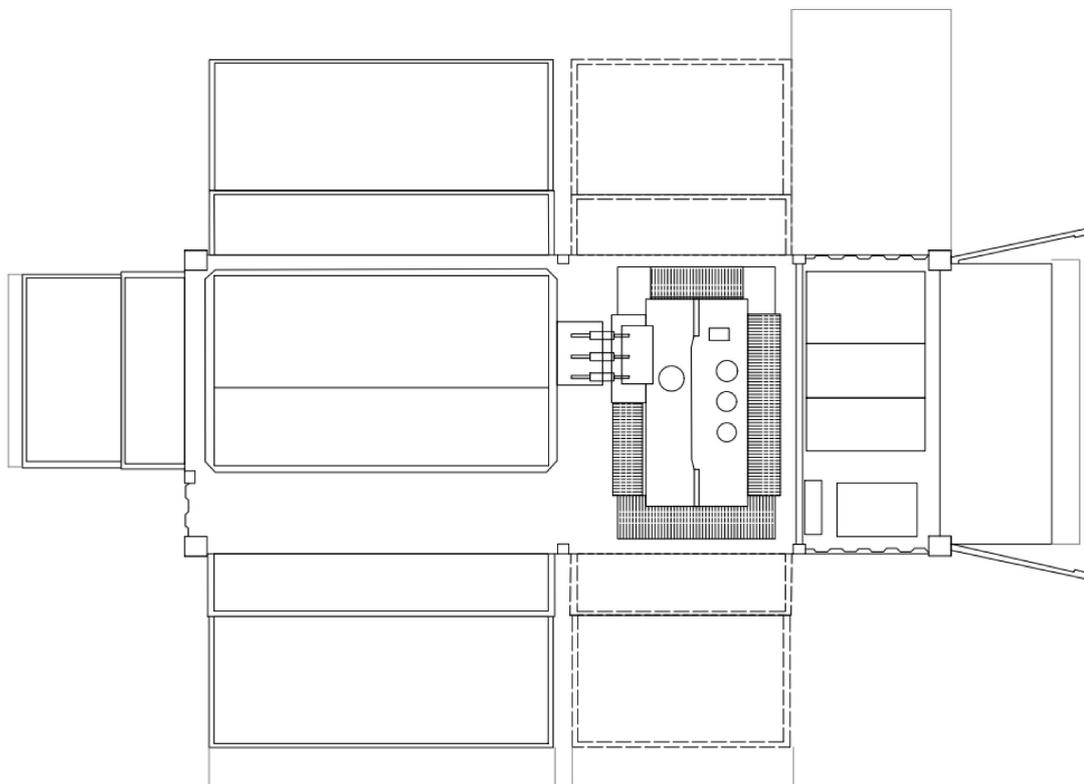
Ogni platea sarà attrezzata per il posizionamento di un box, e predisposto per la realizzazione un cavidotto in MT di collegamento tra le cabine di campo e la cabina di consegna, posta all'ingresso del campo fotovoltaico.

Si riportano di seguito i disegni architettonici della Cabine Inverter e di Trasformazione.



PROSPETTO LONG.

PROSPETTO TRASVERSALE



PIANTA

4. STAZIONE UTENZA

La sottostazione (di cui si riportano planimetria e particolari elettromeccanici ed elettrici negli elaborati grafici allegati) è il punto di connessione della centrale fotovoltaica con la rete di trasmissione nazionale. Essa riceve l'energia prodotta dalla centrale attraverso la rete di vettoriamento. Nella sottostazione la tensione viene innalzata da 30 kV a 150 kV e consegnata alla rete tramite un collegamento in cavo a tensione 150 kV con uno stallo a 150 kV della stazione a costruirsi della RTN.

Le linee di connessione alla rete elettrica, le apparecchiature ed il macchinario AT saranno dimensionati per sopportare la tensione massima nominale a frequenza industriale della sezione a 150 kV nel rispetto delle specifiche Terna e delle norme CEI.

Il valore previsto, in base al quale verranno dimensionate tutte le apparecchiature e componenti AT, della corrente nominale di corto circuito trifase, per le diverse sezioni di impianto, è di 31,5 kA.

La durata nominale di corrente corto circuito trifase prevista è di 1 s.

Dal punto di vista meccanico, le apparecchiature e linee AT saranno dimensionate in modo da poter sopportare in sicurezza le sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti da correnti di corto circuito, in conformità a quanto indicato nella Norma CEI 99_3.

La sottostazione sarà composta in linea di massima da:

- 1 montante di trasformazione AT/MT;
- un edificio utente in cui sono ricavati: magazzino, locali MT, locale BT, magazzino, locale misure e locali servizi igienici.
- un edificio utente in cui sono ricavati :telecontrollo, locale MT, locale misure, locale utente.

Il lato AT del montante trasformatore-sbarre è costituito da:

- N. 1 terna di trasformatori di tensione capacitivi per esterno;
- N. 1 terna di trasformatori di tensione induttivi per esterno;
- n. 1 sezionatore di linea tripolare rotativo, con terna di lame di messa a terra, completo di comando motorizzato;
- N. 1 interruttore tripolare per esterno in SF6;
- N. 1 terna di trasformatori di corrente unipolari isolati in gas SF6;
- N. 1 terna di scaricatori di sovratensione per esterno ad ossido di zinco;
- N. 1 trasformatore MT/AT isolato in olio minerale.

In linea generale, tutte le apparecchiature ed i componenti AT di stazione sono progettati per sopportare la tensione massima nominale a frequenza di rete a 150 kV, cui si collegano e devono essere conformi alla specifica tecnica Terna "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN" del 30.10.2006 dove sono riportate le caratteristiche più in dettaglio.

Le apparecchiature AT saranno posizionate in accordo con la norma CEI 99-2 e con le specifiche Terna, rispettando in particolare i seguenti requisiti:

- altezza minima da terra delle parti in tensione: 4500 mm
- distanza tra gli assi delle fasi delle apparecchiature: 2500 mm

Riguardo agli interblocchi, questi saranno definiti in fase esecutiva dal progettista in accordo con l'Appaltatore.

4.1 Interruttore tripolare in SF6

L'interruttore deve essere conforme alle prescrizioni dei D.M. del 1.12.80 e del 10.9.81 relativi alla "Disciplina dei contenitori a pressione a gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche", e alle specifiche tecniche contenute nel documento "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN" di Terna S.p.A.

4.2 Scaricatori di sovratensione

Per il montante AT, la protezione dalle sovratensioni di origine atmosferico viene assicurata facendo ricorso a degli scaricatori ad ossido di zinco.

Questi potranno essere composti da uno o più elementi collegati in serie, ciascuno di essi costituito da un involucro, contenete una o più colonne di resistori di ossido di zinco collegate in parallelo.

I resistori ad ossido di zinco devono essere in grado di garantire i livelli di protezione richiesti, di assorbire l'energia associata alle diverse tipologie di sovratensioni e di sopportare la tensione di servizio continuo, in assenza di fenomeni di fuga termica per la vita stimata dell'apparecchio, anche in presenza di scariche parziali all'interno del dispositivo.

Gli scaricatori saranno provvisti di basi isolate e dispositivo contascariche su ciascuna fase.

4.3 Trasformatore AT/MT

Per la trasformazione 150/30 kV si impiega un trasformatore trifase in olio minerale per installazione all'esterno, con raffreddamento naturale dell'aria e dell'olio (ONAN), con radiatori addossati al cassone, completo di serbatoio dell'olio per il funzionamento e di serbatoio dell'olio di riserva.

4.4 Conduttori, morse e collegamenti AT

Le connessioni tra le varie apparecchiature AT a partire dal sezionatore di ingresso zona utenti fino al trasformatore di potenza dovranno essere realizzate con conduttori in lega di alluminio in tubo P - Al Mg Si UNI 3569-66.

Le giunzioni lungo il sistema di sbarre dovranno consentire le normali espansioni e contrazioni dei tubi, previste con il variare della temperatura; i morsetti destinati allo scopo non dovranno trasmettere, durante le oscillazioni dei tubi, alcun momento sugli isolatori portanti del sistema di sbarre.

La morsetteria utilizzata dovrà essere di tipo monometallico in lega di alluminio a profilo antieffluvio con serraggio a bulloni in acciaio inox.

Nell'accoppiamento eventuale alluminio-rame si utilizzerà pasta antiossidante per impedire la corrosione galvanica tra i due metalli.

Gli isolatori utilizzati per le sbarre e per le colonne portanti dovranno essere realizzati in conformità alle Norme CEI 36-12 e CEI EN 60168 e costituiti da colonnini in porcellana di supporto sbarre AT costituiti da isolatori portanti per esterno a nucleo pieno per il sostegno delle sbarre e assemblati su sostegni tripolari.

4.5 Apparecchiature a MT

La sezione a MT della sottostazione include il montante MT del trasformatore MT/AT in uscita al proprio quadro elettrico MT di sottostazione, così composto:

- quadro elettrico MT di stazione con arrivi linea, una partenza verso il trasformatore AT/MT di SSE, una a protezione del TV di sbarra;
- n. 1 terna di scaricatori di sovratensione, per esterno, ad ossido di zinco, completi di dispositivo contascariche, attestati sulle sbarre a MT del trasformatore;
- n. 1 apparato per la connessione ai morsetti del trasformatore AT/MT, costituito da n. 3 sbarre in rame, sorrette mediante isolatori da un castelletto in acciaio zincato a caldo per la risalita cavi e la connessione alle suddette sbarre.

4.6 Rete di terra

La rete di terra sarà realizzata all'interno del recinto della sottostazione mediante una maglia in corda di rame nuda.

L'impianto di terra sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI 99-3 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11-37, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 63-125 mmq, interrati ad una profondità di almeno 0.7 m.

Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione pari a 185 mm².

Sarà posata nello scavo degli elettrodotti una corda di terra in rame elettrolitico di sezione di 35/50/70 mmq per collegare l'impianto di terra della sottostazione con gli impianti di terra della centrale.

4.7 Illuminazione esterna ed impianto FM - RTN e cliente

L'impianto di illuminazione esterno sarà realizzato con corpi illuminanti opportunamente distanziati dalle parti in tensione ed in posizione tale da non ostacolare la circolazione dei mezzi.

I proiettori saranno del tipo con corpo di alluminio, a tenuta stagna, grado di protezione IP65, con lampade a led e verranno montati su pali in vetroresina di altezza adeguata, aventi alla base una cassetta di derivazione.

Il valore medio di illuminamento minimo in prossimità delle apparecchiature AT sarà di 30 lux.

Sarà inoltre previsto l'utilizzo di un interruttore crepuscolare per l'accensione/spegnimento automatico dei corpi illuminanti.

Dovrà essere installata l'illuminazione interna dei locali in modo tale che sia garantito all'interno un illuminamento medio di 100 lux con organi di comando indipendenti per singoli locali.

Tutte queste utenze saranno alimentate da una linea derivata dal quadro BT dei servizi ausiliari della sottostazione.

4.8 Protezione lato MT

La sottostazione, come precedentemente descritto, sarà dotata di interruttori automatici MT, sezionatori di terra, lampade di presenza rete ad accoppiamento capacitivo, trasformatori di misura.

Gli interruttori MT (con azionamento motorizzato) forniranno tramite relè indiretto la protezione dai corto circuiti, dai sovraccarichi, dai guasti a terra.

Sarà presente anche un trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari di sottostazione.

4.9 Protezione di interfaccia

La protezione di interfaccia ha lo scopo di separare i gruppi di generazione a MT dalla rete di trasmissione ad alta tensione in caso di malfunzionamento della rete; sarà realizzata tramite rilevatori di minima e massima tensione, minima e massima frequenza, minima tensione omopolare.

La protezione agirà sugli interruttori delle linee in partenza verso le zone della centrale fotovoltaica.

4.10 Protezione del trasformatore MT/AT

La protezione di macchina è costituita da due interruttori automatici, uno sul lato MT, l'altro sul lato AT, corredati di relativi sezionatori e sezionatori di terra, lampade di presenza tensione ad accoppiamento capacitivo, scaricatori di sovratensione, trasformatori di misura e di rilevazione guasti.

Sarà così realizzata sia la protezione dai corto circuiti e dai sovraccarichi che la protezione differenziale.

4.11 Sistema di protezione e controllo SCADA

Il sistema di protezione e controllo deve assicurare affidabilità e continuità di esercizio, contribuendo alla massimizzazione della produzione della centrale fotovoltaica.

Il sistema svolge principalmente i seguenti compiti:

- garantisce protezione contro guasti elettrici;
- supporta l'esercizio locale e da remoto;
- acquisisce dati utili per l'esercizio, la manutenzione, le analisi e l'ottimizzazione.

La comunicazione avviene attraverso una rete Ethernet con velocità di trasferimento fino a 100 MB/s. Il protocollo impiegato, specificatamente sviluppato per applicazioni di controllo di reti e stazioni elettriche, deve essere conforme alla norma internazionale EN60870-5-104.

4.12 RTU della sottostazione

Tale sistema deve rispondere alle specifiche Terna Spa contenute nel documento DRRTX04092 Rev. 02.

Le caratteristiche degli apparati periferici RTU devono essere tali da rispondere ai requisiti di affidabilità e disponibilità richiesti e possono variare in funzione della rilevanza dell'impianto:

- L'apparato RTU dovrà essere equipaggiato con CPU ridondate;
- Considerando che il Committente deve potere connettere l'apparato RTU anche ai propri sistemi, il firmware in esso installato dovrà poter gestire le connessioni multiple (multisessione IEC104) : quelle del Committente e quelle dedicate ai sistemi Terna, con separazione logica dei dati e dei relativi identificatori IEC 60870-5-104.
- Se l'apparato RTU è predisposto per gestire il riconoscimento del centro chiamante (master IEC104) attraverso l'indirizzo IP dello stesso, si richiede che ogni sessione dovrà poter gestire almeno 4 indirizzi IP da utilizzare alternativamente in funzione del centro Terna chiamante.

La RTU dovrà svolgere i seguenti compiti:

- Interrogazione delle protezioni della sottostazione, e della cabina di smistamento per l'acquisizione di segnali e misure attraverso le linee di comunicazione;
 - Comando della sezione AT e MT della sottostazione e della cabina di smistamento;
 - Acquisizione di segnali generali di tutta la rete elettrica;
-

- Trasmettere a Terna S.p.A. i dati richiesti dal Regolamento di Esercizio, secondo i criteri e le specifiche dei documenti Terna DRRTX04092 e DRRTX02034. La fornitura dei collegamenti fisici CDN e Frame relay è di competenza del Committente.

L'unità dovrà consentire di sviluppare logiche di interblocco e di automazione, per soddisfare le esigenze di sicurezza operativa e di risposta automatica ad eventi di impianto.

Si evidenzia, il raggiungimento di condizioni certe in seguito a black-out della rete AT, il ripristino della connessione ed ogni altra automazione che sarà prevista e regolata nel Regolamento di esercizio.

La connessione con le protezioni a MT dovrà avvenire su linee seriali ottiche, passando per un concentratore ottico. Si utilizzerà, pertanto, un canale trasmissivo ottico della rete a fibra ottica che collega la sottostazione con la cabina di smistamento.

La RTU sarà comandabile in locale dalla sottostazione tramite un quadro sinottico che riporterà lo stato degli organi di manovra di tutta la rete MT e AT, i comandi, gli allarmi, le misure delle grandezze elettriche.

4.13 Unità di controllo dello stallo AT

Lo stallo AT dovrà essere gestito e protetto da un unico componente dotato di doppia CPU in grado di assicurare sia le funzioni protezione elettrica che quelle di controllo dello stato AT, assicurando la sopravvivenza di una delle due funzioni in caso di guasto hardware.

L'apparato dovrà essere dotato di display grafico per la rappresentazione della posizione degli organi di stallo ed il comando locale, subordinatamente alle opportune abilitazioni.

Tra le informazioni gestite si evidenziano le posizioni degli organi AT dello stallo, i relativi comandi ed allarmi, gli allarmi del trasformatore, gli allarmi del Variatore Sotto carico, le misure delle grandezze elettriche.

4.14 SCADA

Lo SCADA deve essere modulare e configurabile secondo le necessità e configurazione basata su PC locale con WebServer per l'accesso remoto.

La struttura delle pagine video del sistema SCADA deve includere:

- Schema generale di impianto;
- Pagina allarmi con finestra di pre-view;
- Schemi dettagliati di stallo.

Lo SCADA dovrà acquisire, gestire e archiviare ogni informazione significativa per l'esercizio e la manutenzione, nonché i tracciati oscillografici generati dalle protezioni.

4.15 RTU della cabina di smistamento

Il controllo della cabina di smistamento sarà realizzato con una RTU installata in cabina che comunicherà con la RTU di sottostazione tramite collegamento in fibra ottica su rete Ethernet TCP/IP con protocollo EN60870-5-104. La RTU sarà in grado di acquisire misure e stati logici dei dispositivi di comando e RGDAT ed effettuare il comando da remoto.

La RTU dovrà essere in grado di sviluppare logiche di interblocco e di automazione.

5. APPARECCHIATURE DI MISURA DELL'ENERGIA

Specifiche generali

L'apparecchiatura di misura (AdM) è costituita da:

- un complesso di misura, composto da:
 - trasformatori di tensione induttivi;
 - trasformatori di corrente;
 - armadi
 - cablaggi, collegamenti e vie cavi
 - morsettiere
 - contatore
- un dispositivo di comunicazione.

A seconda del tipo, della tensione nominale e della funzione dell'apparecchiatura di misura potranno essere assenti alcuni elementi:

AdM solo UTF: non è presente il dispositivo di comunicazione;

Tutti i punti di misura previsti sono fiscali e quindi sottoposti al controllo e suggellamento dell'ex Ufficio Tecnico di Finanza (UTF), ora Agenzia delle Dogane.

Per la realizzazione e la prova delle apparecchiature di misura dovranno essere rispettate tutte le normative e circolari dell'UTF, nonché le specifiche tecniche Terna INSPX3, INSPX7 e INSPX9 per la misurazione sulla consegna a 150 kV.

A tali documenti tecnici si rimanda per le specifiche delle vie cavi, dei collegamenti, degli armadi di smistamento, di misura, per i carichi zavorra, i dispositivi di protezione, la messa a terra dei riduttori e degli schermi dei cavi, etc.

5.1 AdM su consegna 150 kV

L'AdM sarà ad utilizzo, oltre che del Committente anche di Terna SpA e dall'UTF.

Il contatore, conforme a quanto previsto dal par. 13 della specifica Terna INSPX3, sarà statico multifunzione GSE teleleggibile, completo di modem PSTN, avente le seguenti caratteristiche generali:

- misura dell'energia attiva in due direzioni e reattiva in quattro quadranti;
- classe di precisione energia attiva 0,2s e reattiva 0,5s;
- periodo di integrazione programmabile per intervalli fino a 15 minuti, programmato per periodi di integrazione di 15 minuti con termine di ciascun periodo coincidente con 00, 15, 30, 45, di ogni ora.
- accessibilità ed integrazione con il SAPR Terna;

Sarà previsto un armadio di smistamento sigillabile direttamente sotto lo stallo AT, contenente un interruttore tetrapolare automatico per la protezione del TV e le morsettiere del TV e del TA e un armadio di misura all'interno del locale misure contenente la morsettiera sigillabile antisfilamento, il contatore e il dispositivo di comunicazione.

La cassetteria dei circuiti di misura sarà realizzata con cavo schermato e protetta, lungo tutto il percorso, con tubo flessibile in acciaio zincato rivestito esternamente con guaina in PVC.

Ogni tubo dovrà avere alle estremità opportuni raccordi filettati atti ad impedire lo sfilamento dal

contenitore a cui è connesso. All'interno del locale misure i tubi devono essere fissati a vista sulle pareti.

5.2 AdM a bocca di centrale

Nella cabina di smistamento dovrà essere predisposto, un apparecchiatura di misura al solo fine UTF per la linea in partenza verso la sottostazione.

Lo schema di inserzione è quello Aron con l'utilizzo di 2 TA e 2 TV.

Il contatore sarà statico multifunzione, avente le seguenti caratteristiche generali:

- misura dell'energia attiva in due direzioni;
- classe di precisione energia attiva 0,5s;
- periodo di integrazione programmabile per intervalli fino a 15 minuti, programmato per periodi di integrazione di 15 minuti con termine di ciascun periodo coincidente con 00,15, 30, 45, di ogni ora.

All'interno della cabina di smistamento sarà ubicato l'armadio di misura che ospiterà i contatori e le morsettiere sigillabili. Non è previsto l'utilizzo di un armadio di smistamento.

5.3 AdM su servizi ausiliari

E' prevista l'installazione di contatori del Gestore locale in corrispondenza delle forniture BT richieste per le varie ubicazioni dei servizi ausiliari: sottostazione, cabina di sezionamento, cabina di smistamento e uffici.

6. GESTIONE IMPIANTO

Il sistema di controllo dell'impianto potrà avvenire tramite due tipologie di controllo: locale e/o remoto:

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale e locale, da ubicarsi nella cabina di impianto, con personale in grado di operare con controlli in campo munito di apposite attrezzature in loco, per il controllo di eventuali anomalie presenti;
- 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;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La connessione tra gli inverter e il PC avverrà tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS).