

ERG Solar Holding S.r.l.

Via De Marini 1 – 16149 Genova - Italy

Realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale DC pari a 60,58 MWp, da realizzarsi nel comune di Poggio Imperiale (FG) in località Zancardi e delle relative opere di connessione anche nel comune di Apricena (FG).



Tecnico

ing. Danilo POMPONIO

Via Degli Arredatori, 8
70026 Modugno (BA) - Italy
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net
tel. (+39) 0805046361

Azienda con Sistema di Gestione Certificato
UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
UNI ISO 45001:2018

Collaborazioni

ing. Milena MIGLIONICO
ing. Giulia CARELLA
ing. Valentina SAMMARTINO
ing. Alessia NASCENTE
ing. Roberta ALBANESE
ing. Tommaso MANCINI
ing. Fabio MASTROSERIO
ing. Martino LAPENNA
Per.ind. Lamberto FANELLI
ing. Carlo TEDESCO

Responsabile Commessa

ing. Danilo POMPONIO

ELABORATO		TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA	
E01		CALCOLI PRELIMINARI DEGLI IMPIANTI	22150	D	
			CODICE ELABORATO		
			DC22150D-E01		
REVISIONE		Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l. e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA	
00			-	-	
			NOME FILE	PAGINE	
			DC22150D-E01.doc	24 + copertina	
REV	DATA	MODIFICA	Elaborato	Controllato	Approvato
00	31/03/23	Emissione	Mastroserio	Mancini	Pomponio
01					
02					
03					
04					
05					
06					

INDICE

1. OGGETTO DEL DOCUMENTO	2
2. DATI DI PROGETTO	3
3. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI	4
4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	5
4.1 Configurazione dell'impianto	5
4.2 Moduli fotovoltaici.....	6
4.3 Cabine di conversione e trasformazione (PCU).....	7
4.4 Scelta del tipo di cavi BT	10
4.5 Elettrodotti MT	12
4.6 Scelta del tipo di posa	12
4.7 Scelta del tipo di cavi MT	12
4.8 Temperatura di posa	14
4.9 Segnalazione della presenza dei cavi	14
4.10 Prova di isolamento.....	14
4.11 Impianti illuminazione, videosorveglianza e antintrusione.....	14
4.12 Cabina di controllo, monitoraggio e magazzino (CC e MAG)	15
5. SICUREZZA ELETTRICA DELL'IMPIANTO	16
5.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto	16
5.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.	16
5.3 Protezione dalle fulminazioni	16
5.4 Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto.....	17
5.5 Impianto di messa a terra.....	17
6. SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE E IMPIANTO DI CONSEGNA	19
6.1 Premessa	19
6.2 Descrizione generale.....	19
6.3 Rete di terra	20
6.4 RTU della sottostazione e dell'impianto at di consegna	20
6.5 SCADA	20
6.6 Apparecchiature di sottostazione	21
6.7 Protezione lato MT	21
6.8 Protezione di interfaccia	21
6.9 Protezione del trasformatore MT/AT.....	21
7. CRITERI DI COSTRUZIONE	22
7.1 Esecuzione degli scavi	22
7.2 Esecuzione di pozzetti e camerette	22
7.3 Esecuzione delle giunzioni e delle terminazioni a MT	22
7.4 Messa a terra dei rivestimenti metallici	23
8. ALLEGATO – CALCOLI ELETTRICI MT	24

1. OGGETTO DEL DOCUMENTO

La presente relazione è relativa al progetto di un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza nominale DC di 60,58 MWp e potenza AC (a $\cos\phi=1$) pari a 55,727 MW da realizzarsi nel comune di Poggio Imperiale (FG), in Località Zancardi, e delle relative opere connesse da realizzarsi anche nel comune di Apricena (FG).

In particolare il progetto riguarda anche gli impianti necessari per permettere il collegamento in antenna a 150 kV della centrale agrivoltaica, mediante sottostazione elettrica, alla stazione elettrica della RTN a 150 kV, quest'ultima da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Apricena-S. Severo" (STMG prot. P20230018506 del 17\02\2023).

Nel seguito sono raccolte le linee guida generali della progettazione ed in particolare i dati di progetto. Si ritiene opportuno evidenziare come l'opera, rientrando negli "impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili", autorizzata tramite procedimento unico regionale è dichiarata di pubblica utilità ed indifferibile ed urgente, ai sensi dell'art. 12 del D. Lgs. 387/2003. Tutti i calcoli di seguito riportati e la relativa scelta di materiali, sezioni e dimensioni andranno verificati in sede di progettazione esecutiva e potranno pertanto subire variazioni anche sostanziali per mantenere i necessari livelli di sicurezza.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati.



2. DATI DI PROGETTO

DATI TECNICI	
Potenza nominale dell'impianto	60,5814 MWp
Range di tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione	<1500 V
Tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di conversione	<1000 V
Tipo di intervento richiesto: Nuovo impianto Trasformazione Ampliamento	SI NO NO
Dati del collegamento elettrico Descrizione della rete di collegamento Tensione nominale (Un) Vincoli della Società RTN	MT con collegamento in AT tramite Sottostazione utente Trasporto 30.000 V Codice di rete Terna
Misura dell'energia	Contatore in AT nel punto di consegna per misure UTF e Terna Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione (eventualmente anche sulla BT)
Punto di Consegna	Nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 150 kV "Apricena-S.Severo"

3. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Nella redazione del presente progetto sono state e dovranno essere osservate anche in fase di esecuzione dei lavori di installazione, le disposizioni di legge vigenti in materia e le norme tecniche del CEI. In particolare, si richiamano le seguenti Norme e disposizioni di legge:

- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale (in particolare CEI 0-16, CEI 64-8, CEI 99-3, CEI 81-10);
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici (in particolare CEI EN 60904, 61215)
- conformità al marchio CE per tutti gli apparati di bassa tensione;
- UNI 10349 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici e per le opere civili;

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- il D. Lgs 81/2008 "Testo Unico della sicurezza" e s.m.i.
- il D.M. 37/2008 e s.m.i per la sicurezza elettrica.

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 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;
- norma CEI 99-3 per le sezioni MT ed AT e per il collegamento alla rete pubblica, la CEI EN 61727 e le disposizioni del documento Terna "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN" per il collegamento alla rete ad alta tensione di Terna S.p.A.;
- norme CEI EN 61724 per la misura e acquisizione dati;
- norme CEI 82-1; CEI 82-25 per i sistemi fotovoltaici;

Dovranno essere inoltre rispettate tutte le leggi in materia fiscale ed in materia di edilizia e realizzazione di strutture.

4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

4.1 Configurazione dell'impianto

L'impianto sarà di tipo ad inseguimento monoassiale, ovvero con pannelli fotovoltaici posizionati su tracker infissi nel terreno. La superficie occupata dall'impianto si svilupperà su più aree distinte, di diverse dimensioni e forme irregolari; a causa dell'atipicità di tale configurazione, l'ottimizzazione del numero di moduli, e quindi delle stringhe installabili, prevede l'installazione di n. 19 inverter centralizzati in soluzione di power skid con potenza nominale di 2933 kW (a $\cos\phi=1$) settati in modo che la potenza AC in uscita non superi il valore autorizzato. La tipologia di struttura utilizzata sarà costituita da una stringa di 30 moduli.

Di seguito è riportata la tabella delle potenze.

Tabella delle potenze impianto fotovoltaico Poggio Imperiale																											
Potenza nominale impianto AC @35°C (kW)	Potenza reattiva impianto AC @35°C (kVAr)	Potenza nominale impianto AC Inverter @35°C (kW)	Potenza totale DC (kWp)	Totale rapporto DC/AC ($\cos\phi=1$)	Totale rapporto DC/AC ($\cos\phi=0,944$)	Rapporto DC/AC ($\cos\phi=0,944$)	Rapporto DC/AC ($\cos\phi=1$)	Potenza nominale inverter AC @35°C (kW)	Potenza nominale inverter AC @35°C (kW)	Potenza totale DC (kWp)	ID Inverter	N. totale stringhe per inverter	N. totale String Box	N. 5 Box	Potenza DC per ogni String Box (kWp)	Stringhe per ogni String Box	Potenza stringhe (kWp)	Moduli per stringa	Potenza moduli (Wp)	ID Area							
52.606,29	18.389,91	55.727,00	60.581,40	109%	115%	129,9%	122,7%	2768,752	2933	3597,9	PCU1.1	179	16	8	241,2	12	20,10	30	670	Area 1							
						128,5%	121,3%	2768,752	2933	3557,7	PCU1.2	177	15	14	241,2	12	20,10	30	670								
						124,1%	117,2%	2768,752	2933	3437,1	PCU1.3	171	15	1	180,9	9	20,10	30	670								
						124,1%	117,2%	2768,752	2933	3437,1	PCU1.4	171	16	2	221,1	11	20,10	30	670								
						111,80%	105,54%	2768,752	2933	3.095,40	PCU2.1	154	14	3	140,7	7	20,10	30	670								
						109,62%	103,48%	2768,752	2933	3.035,10	PCU2.2	151	13	1	160,8	8	20,10	30	670								
						108,17%	102,11%	2768,752	2933	2.994,90	PCU2.3	149	13	2	241,2	12	20,10	30	670								
						114,70%	108,28%	2768,752	2933	3.175,80	PCU2.4	158	14	10	241,2	12	20,10	30	670								
						119,06%	112,39%	2768,752	2933	3.296,40	PCU2.5	164	14	1	160,8	8	20,10	30	670								
						116,88%	110,33%	2768,752	2933	3.236,10	PCU2.6	161	14	1	180,9	9	20,10	30	670								
						109,62%	103,48%	2768,752	2933	3.035,10	PCU2.7	151	13	1	140,7	7	20,10	30	670								
						110,35%	104,17%	2768,752	2933	3.055,20	PCU2.8	152	13	12	241,2	12	20,10	30	670								
						111,80%	105,54%	2768,752	2933	3.095,40	PCU3.1	154	14	1	160,8	8	20,10	30	670								
						112,52%	106,22%	2768,752	2933	3.115,50	PCU3.2	155	14	4	241,2	12	20,10	30	670								
						122,69%	115,82%	2768,752	2933	3.396,90	PCU3.3	169	16	3	221,1	11	20,10	30	670								
						100,91%	95,26%	2768,752	2933	2.793,90	PCU3.4	139	13	5	241,2	12	20,10	30	670								
						115,43%	108,96%	2768,752	2933	3.195,90	PCU4.1	159	15	2	221,1	11	20,10	30	670								
						108,17%	102,11%	2768,752	2933	2.994,90	PCU4.2	149	15	1	180,9	9	20,10	30	670								
						109,62%	103,48%	2768,752	2933	3.035,10	PCU4.3	151	16	2	180,9	9	20,10	30	670								
														6	160,8	8	20,10	30	670								
														N. Inverter	N. Inverter	19											
														N. Stringhe	N. Stringhe	3.014											
														N. Moduli	N. Moduli	90.420											

Tabella 1 Tabella delle potenze dell'impianto

Tali numeri potranno variare a seconda delle caratteristiche tecniche dei convertitori scelti in fase esecutiva.

4.2 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici che saranno installati, in stringhe da 30, avranno una potenza di picco di 670 Wp ciascuno e caratteristiche simili a quelle riportate nella seguente specifica tecnica:

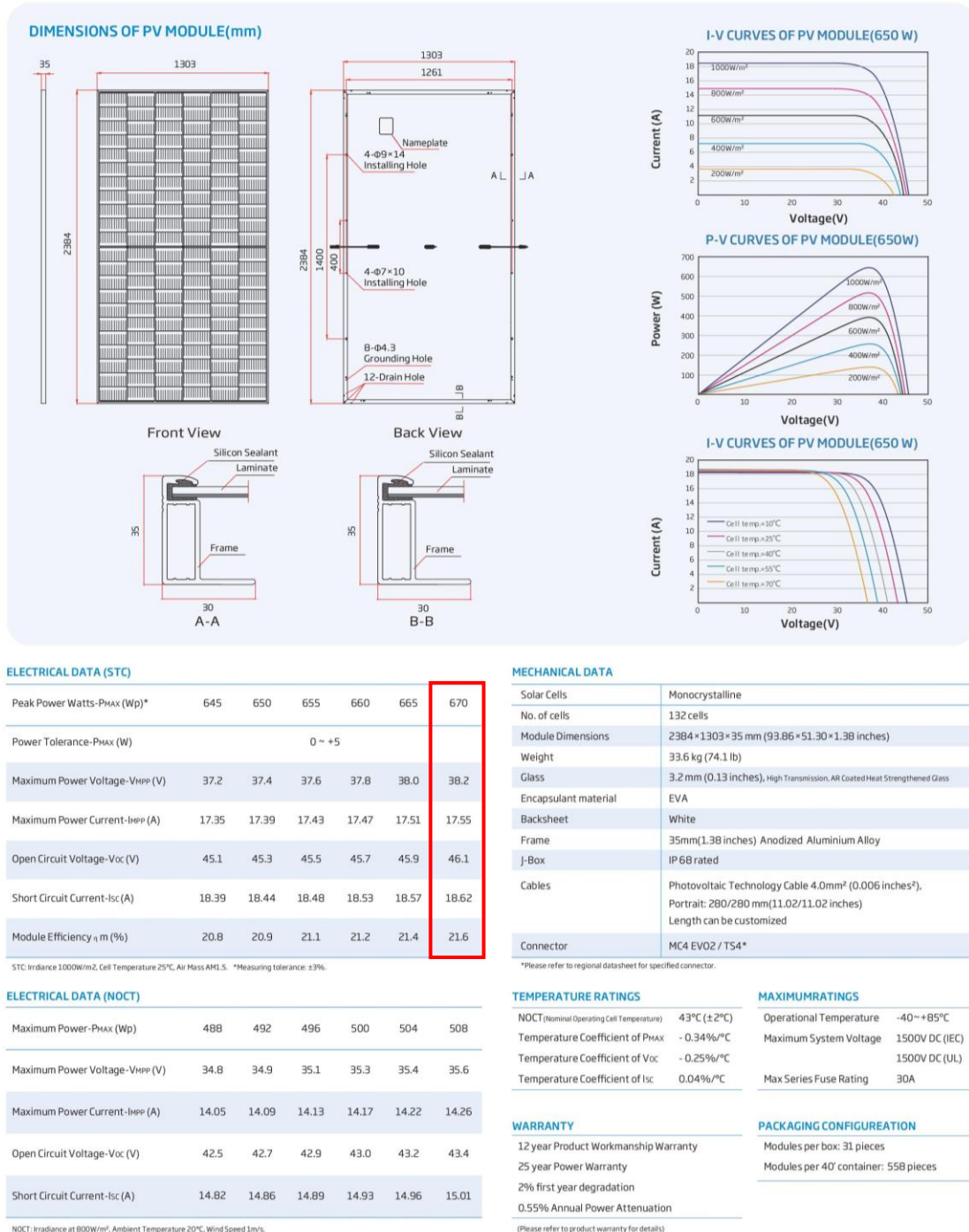


Figura 1 - Scheda tecnica modulo fotovoltaico

A seguito delle verifiche di compatibilità inverter-stringa si è individuato un numero di moduli per stringa pari a 30.

Le verifiche effettuate al fine di coordinare inverter e stringa fotovoltaica sono le seguenti:

- 1) La massima tensione a vuoto del generatore PV, corrispondente alla minima tensione ipotizzabile, non deve superare la massima tensione di ingresso tollerata dall'inverter;
- 2) La minima tensione MPP del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli (70 °C) con un irraggiamento di 1000 W/m², non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'inverter;
- 3) La massima tensione MPP del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura di installazione dei moduli (-8°C) con un irraggiamento di 1000 W/m², non deve superare la massima tensione di funzionamento dell'MPP dell'inverter;
- 4) La massima corrente del generatore fotovoltaico nel funzionamento MPP non superi la massima corrente di ingresso tollerata dall'inverter.

4.3 Cabine di conversione e trasformazione (PCU)

All'interno dei locali di conversione avverrà il passaggio da corrente continua a corrente alternata per mezzo di convertitori statici trifase da 2933 kW (a $\cos\phi=1$), tipo SMA Sunny Central 2930 Up o similare, con caratteristiche idonee alla scelta dei pannelli fotovoltaici costituenti i singoli sottocampi. Tali apparecchi saranno dotati di idonei dispositivi atti a sezionare e proteggere sia il lato in corrente continua che il lato in corrente alternata.

A tal proposito, si fa presente che l'inverter verrà scelto in funzione delle tecnologie disponibili sul mercato europeo al momento della costruzione, e quindi, poiché la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, si presume che dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione, tali tecnologie potrebbero cambiare; pertanto gli inverter che verranno presi in considerazione saranno ovviamente quelli di ultima generazione.

Dall'analisi effettuata risultano richieste le seguenti caratteristiche principali:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- disponibilità di informazione di allarme e di misura sul display integrato;
- funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati (interfaccia seriale RS485).

L'inverter sarà certificato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica.

Le cabine saranno del tipo power skid, ovvero preassemblate con inverter, trasformatori MT/BT e quadri di media tensione, posate su un magrone di sottofondazione in cemento. Le cabine avranno dimensioni pari [6,058 x 2,438 x 2,896 m (lung. x larg. x alt.)] e saranno internamente suddivise nei seguenti tre vani:

- il vano conversione, in cui è alloggiato l'inverter centralizzato;
- il vano trasformazione, in cui è alloggiato il trasformatore BT/MT 0,8/30 kV;
- il vano quadri di media tensione, in cui sono alloggiati i quadri elettrici di media tensione.

All'interno di tali cabine, avverrà l'elevazione di tensione a 30.000 V in corrente alternata, così da poter convogliare l'energia prodotta dal campo fotovoltaico verso la sottostazione elettrica per essere ceduta alla RTN.

Di seguito è riportata la specifica tecnica del convertitore:

Technical data*	SC 2930 UP-US	SC 3060 UP-US
Input (DC)		
MPP voltage range V_{DC} (at 35 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1100 V	1003 to 1325 V / 1100 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	
Max. input current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	6400 A	
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupling of battery	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV, 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 DC-DC converter fuse size (per input)	750 A	
Output (AC)		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2933 kVA / 2640 kVA	3067 kVA / 2760 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2346 kW / 2112 kW	2454 kW / 2208 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	2566 A / 2309 A	
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 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 ^{1) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	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	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection	NEMA 3R	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 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 ⁷⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	67.0 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	● / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
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	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	UL 62109-1, UL 1741 (Chapter 31, CDR 61), UL 1741-SA, UL 1998 IEEE 1547, MIL-STD-810G	
EMC standards	FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional * preliminary		

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion

2) Efficiency measured without internal power supply

3) Efficiency measured with internal power supply

4) Self-consumption at rated operation

5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C

6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C

7) Sound pressure level at a distance of 10 m

8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.

9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA

10) Depending on the DC voltage

Figura 2 - Scheda tecnica convertitore

Per ulteriori dettagli tecnici si faccia riferimento allo schema elettrico unifilare.

Tutte le parti attive del generatore fotovoltaico saranno isolate da terra, mentre le masse metalliche saranno collegate all'impianto di terra di protezione; a protezione dei contatti indiretti, in ottemperanza alla norma CEI 64-8/4, l'impianto disporrà di un dispositivo di controllo dell'isolamento che indicherà il verificarsi del primo guasto a terra, interrompendo il circuito e quindi il servizio. La protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento delle parti attive o con l'utilizzo di involucri e barriere; in ogni caso il contatto verrà

impedito in modo totale. L'impianto sarà realizzato con grado di protezione complessivo IP65. La protezione contro i contatti indiretti nella sezione bassa tensione, in corrente alternata alla frequenza di rete, si attuerà mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione, soddisfacendo la prescrizione:

$$R_t \times I_d \leq 50 \text{ V}$$

dove:

- R_t è la resistenza del dispersore al quale sono collegate le masse
- I_d è la corrente di 1° guasto
- 50 V è il valore di tensione verso massa.

4.4 Scelta del tipo di cavi BT

Per il collegamento tra i moduli fotovoltaici e tra i moduli e gli string box saranno utilizzati cavi del tipo **H1Z2Z2-K** o similare¹, costituito da conduttore in rame stagnato, formazione flessibile, classe 5, isolati in mescola speciale reticolata HT-PVI (LS0H), guaina in mescola speciale reticolata HT-PVG (LS0H), conforme alle norme CEI EN 50618, CEI EN 60332-1-2, CEI EN 50525-1, CEI EN 61034-2, CEI EN 50289-4-17 (A), CEI EN 50396, CEI EN 60216-1/2, CEI EN 50575:2014+A1:2016; conforme ai requisiti previsti dalla Normativa Europea Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), classe di reazione al fuoco "Eca", tensione di esercizio 1,0/1,0 kV in c.a. e 1,5/1,5 kV in c.c., tensione massima di esercizio 1,8 kV in c.c..

Per il collegamento tra gli string box e gli inveter centralizzati presenti all'interno delle aree di impianto, dovranno essere impiegati cavi del tipo **ARG16R16** o similare¹, di sezione pari a 185, 240 e 300 mm².

Il suddetto cavo è costituito da conduttore in alluminio, corda rigida compatta, classe 2, isolati in Gomma di qualità G16, che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche, riempitivo termoplastico penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari), guaina in PVC speciale di qualità R16, conforme alle norme CEI 20-13, IEC 60502-1, CEI UNEL 35318, EN 50575:2014+A1:2016, conforme ai requisiti previsti dalla Normativa Europea Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), classe di reazione al fuoco "Cca-s3,d1,a3", tensione di esercizio 0,6/1 kV in c.a. e 1,5 kV in c.c., tensione massima di esercizio 1,2 kV in c.a. e 1,8 kV in c.c..

La scelta dell'alluminio come materiale conduttore del cavo è stata determinata dalla più ampia reperibilità sul mercato e dal più basso costo, ma soprattutto da considerazioni di sicurezza tipicamente legate ad eventi locali.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando:

¹ Per quanto riguarda i cavi non "CPR", se immessi sul mercato dopo il 01/07/2017, dovranno essere sostituiti con cavi "CPR" corrispondenti, qualora disponibili sul mercato prima dell'esecuzione dell'impianto (**D.lgs n 106 del 16/06/2017**)

- le correnti di impiego determinate dalla potenza nominale che i moduli FV riescono a produrre e gli inverter a convertire;
- le portate dei cavi per la tipologia di posa (norma CEI 20-21);
- il contenimento delle perdite di linea.

I coefficienti di calcolo per la portata dei cavi (profondità di posa, condizioni termiche, ecc.) sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a $2,0^{\circ}\text{K m/W}$ (in fase di progettazione esecutiva si procederà ad effettuare delle misure di resistività termica del terreno);
- temperatura terreno pari a 25°C (CEI 20-21 A.3);
- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti condutture affiancate;
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

La scelta della sezione dei cavi è stata effettuata considerando le seguenti equazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

dove:

I_b = Corrente d'impiego del circuito in condizioni ordinarie

I_n = Corrente nominale del dispositivo di protezione

I_z = Portata della conduttura

I_f = Corrente convenzionale d'intervento del dispositivo di protezione



4.5 Elettrodotti MT

La potenza elettrica raccolta dalle aree di produzione sarà trasferita in elettrodotto MT interrato al punto di consegna.

L'elettrodotto si comporrà delle seguenti sezioni fondamentali:

- collegamenti a 30 kV tra le cabine di conversione e trasformazione;
- collegamenti a 30 kV tra le cabine di conversione e trasformazione e la sottostazione utente MT/AT 30/150 kV;

Per il collegamento delle cabine di conversione e trasformazione si prevede la realizzazione di linee MT costituite da collegamenti del tipo entra-esci.

Il percorso di collegamento della centrale fotovoltaica alla sottostazione elettrica AT/MT è stato scelto tenendo conto della necessità di utilizzare quanto più possibile la viabilità esistente; il risultato progettuale è che tutto l'elettrodotto sarà per la maggior parte su strada comunale.

Il tracciato dei cavidotti dovrà essere quanto più rettilineo possibile e parallelo all'asse della strada.

4.6 Scelta del tipo di posa

I cavi MT saranno direttamente interrati mentre per tutti gli altri tipi di circuiti, all'interno dei campi, saranno utilizzati tubazioni in PVC. Le tubazioni saranno a loro volta rinfiancate con sabbia (o terra vagliata) e lo scavo sarà riempito con materiale di risulta (salvo diversa prescrizione dell'Ente Proprietario della strada).

L'impiego di pozzetti o camerette dovrà essere limitato ai casi di reale necessità, ad esempio per facilitare la posa dei cavi lungo un percorso tortuoso o per la ispezionabilità dei giunti.

4.7 Scelta del tipo di cavi MT

I cavi impiegati per l'impianto fotovoltaico saranno del tipo unipolari **ARE4H5E 18/30 KV** o similari con posa a "trifoglio" ad una profondità di circa 120 cm dal piano campagna, direttamente interrati e protetti con protezione meccanica tramite lastre o tegoli.

Il conduttore sarà in alluminio a corda rotonda compatta di alluminio e tra il conduttore e l'isolante in mescola in polietilene reticolato (qualità DIX8), è interposto uno strato di semiconduttore estruso. Tra l'isolante e lo schermo metallico invece è interposto uno strato di semiconduttore a mescola estrusa che, a sua volta è coperto da un rivestimento protettivo costituito da un nastro semiconduttore igroespandente. La schermatura sarà fatta mediante un nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale. Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi, dovrà essere posato sotto la pavimentazione,

a non meno di 20 cm dal tegolino di protezione o dalla tubazione, un nastro di segnalazione in polietilene.

Il cavo suddetto è definito a campo radiale in quanto, essendo ciascuna anima rivestita da uno schermo metallico, le linee di forza elettriche risultano perpendicolari agli strati dell'isolante.

La scelta dell'alluminio come materiale conduttore del cavo è stata determinata dalla più ampia reperibilità sul mercato e dal più basso costo, ma soprattutto da considerazioni di sicurezza tipicamente legate ad eventi locali. Infatti, l'esperienza in altri cantieri ha evidenziato l'improponibilità dell'utilizzo di cavi in rame a causa dei ripetuti furti e danneggiamenti subiti dai cavi in fase di posa che hanno reso estremamente difficoltoso il normale svolgimento della costruzione degli elettrodotti.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando:

- le correnti di impiego pari alle correnti massime generate dall'impianto fotovoltaico. Tali valori di corrente risultano sovradimensionati e quindi di tipo conservativo in quanto i valori massimi reali, comunque inferiori ai valori indicati, si otterranno solo in determinate condizioni di funzionamento, funzione di diversi parametri quali per esempio le condizioni atmosferiche, rendimento delle apparecchiature ecc.
- le portate dei cavi per la tipologia di posa (norma CEI 20-21);
- il contenimento delle perdite di linea.

In allegato alla presente relazione sono riportati i risultati della scelta delle sezioni e la portata dei cavi MT per la posa in tubo interrato.

I coefficienti di calcolo per la portata dei cavi (profondità di posa, condizioni termiche, ecc.) sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a $2,0^{\circ}\text{K m/W}$ (in fase di progettazione esecutiva sarà effettuata una misura di resistività termica del terreno lungo il tracciato previsto, in modo tale da effettuare una correzione del valore se risultasse più alto);
- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti condutture affiancate;
- temperatura terreno pari a 25°C (CEI 20-21 A.3);
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

La scelta della sezione è stata effettuata considerando che il cavo deve avere una portata I_z uguale o superiore alla corrente di impiego I_b del circuito.

Sono stati così dimensionati i vari tratti di elettrodotto in base al numero di terne affiancate nello stesso scavo.

4.8 Temperatura di posa

Durante le operazioni di installazione la temperatura dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venir piegati o raddrizzati, non deve essere inferiore a quanto specificato dal produttore del cavo.

4.9 Segnalazione della presenza dei cavi

Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi dovrà essere posato sotto la pavimentazione un nastro di segnalazione in polietilene.

Nell'attraversamento di aree private fino all'imbocco delle strade pubbliche dovrà essere segnalata la presenza dell'elettrodotto interrato posizionando l'opportuna segnaletica.

4.10 Prova di isolamento

Successivamente alle operazioni di posa e comunque prima della messa in servizio, l'isolamento dei cavi a MT, dei giunti e dei terminali, sarà verificato attraverso opportune misurazioni secondo le CEI 11-17. La tensione di prova dell'isolamento in corrente continua dovrà essere pari a quattro volte la tensione nominale stellata.

4.11 Impianti illuminazione, videosorveglianza e antintrusione

Le aree dell'impianto fotovoltaico saranno dotate di impianto di antintrusione, videosorveglianza e illuminazione.

Il sistema di antintrusione previsto sarà abbinato al sistema di videosorveglianza e installato lungo tutto il perimetro delle aree d'impianto. I dispositivi di videosorveglianza, saranno scelti in fase esecutiva in funzione della tecnologia disponibile e comunicherà con il sistema di antintrusione. Ciò consentirà di attivare e azionare le telecamere presenti nella zona di intervento dell'antintrusione in caso di allarme.

L'integrazione del sistema di antintrusione con quello di videosorveglianza sarà garantita tramite l'utilizzo di un unico sistema sfruttando delle telecamere intelligenti aventi analisi video.

Si prevede l'installazione di un impianto di illuminazione a led perimetrale. Esso sarà normalmente spento. Verrà programmato per attivarsi nel solo caso in cui scatti l'allarme antintrusione e nei casi di interventi di manutenzione straordinaria sull'impianto che necessitino una maggiore visibilità degli operatori. L'accensione e lo spegnimento dell'apparecchiatura possono avvenire in manuale o in automatico, con o senza cicli di lavoro. Il dimensionamento con la relativa verifica illuminotecnica sarà effettuato nella fase esecutiva secondo la legge regionale contro l'inquinamento luminoso.

Tutti gli impianti suddetti verranno alimentati dallo scomparto dedicato ai servizi ausiliari presente nelle cabine di conversione e trasformazione. In fase esecutiva si valuterà la fornitura dedicata in BT per l'alimentazione di tutti i servizi ausiliari.

4.12 Cabina di controllo, monitoraggio e magazzino (CC e MAG)

All'interno delle aree di impianto, sarà presente una cabina di controllo e monitoraggio e un magazzino. All'interno della cabina di controllo e monitoraggio saranno installati i seguenti dispositivi:

- Workstation
- Armadio rack per il monitoraggio
- Quadro elettrico BT
- Sistema di controllo dell'impianto

Il quadro elettrico BT, che fornirà la forza motrice e l'illuminazione al fabbricato, sarà alimentato dai servizi ausiliari di una delle cabine di conversione e trasformazione presenti.

5. SICUREZZA ELETTRICA DELL'IMPIANTO

5.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiori, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nominale e questo conferisce una certa sicurezza intrinseca alle stringhe stesse.

5.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione di oltre 500 V. c.c., valore certamente superato dalle stringhe, può avere conseguenze letali. 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 garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT.

In tal modo affinché 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 gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

5.3 Protezione dalle fulminazioni

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceramico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per

ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

5.4 Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter.

Eventi di corto circuito sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata.

L'interruttore MT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

5.5 Impianto di messa a terra

All'interno del campo fotovoltaico sarà realizzata una rete di terra costituita da dispersori in corda di rame nudo della sezione minima di 35 mm², interrati ad una profondità di almeno 0,5 m. A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e la recinzione.

La maglia di terra afferente alle cabine (di conversione e trasformazione "PCU"), rispetterà rigorosamente la normativa, in particolare la Norma CEI EN 50522 e alle prescrizioni della Guida CEI 99-5, che dettano le prescrizioni da seguire per realizzare un impianto di terra a regola d'arte, in modo da attenersi a quanto segue:

- Avere sufficiente resistenza meccanica ed alla corrosione;
- Essere in grado di sopportare da un punto di vista termico le correnti di guasto prevedibili;
- Evitare danni ai componenti elettrici;
- Garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni presenti sull'impianto di terra per effetto delle elevate correnti di guasto a terra.

L'impianto di dispersione per la messa a terra delle cabine sarà realizzato mediante anello di rame nudo avente sezione pari a 50 mm², interrato alla profondità di almeno 80 cm dal piano di calpestio, integrato da n. 4 picchetti in acciaio di sezione minima 50 mm² a lunghezza 1,5 m, installati uno per ogni angolo in opportuni pozzetti prefabbricati.

Le giunzioni tra i conduttori costituenti la maglia di dispersione e tra questi ultimi e i conduttori di terra saranno realizzate mediante morsetti a compressione in rame.

Il collegamento del conduttore di terra alle strutture metalliche sarà realizzato mediante capicorda a compressione diritti, in rame stagnato con bullone in acciaio zincato.

L'efficienza di tale impianto verrà verificata attraverso apposita misura della resistenza di terra ed eventualmente delle tensioni di passo e di contatto.

Il collegamento interno-esterno della rete di terra sarà realizzato con connettori in acciaio inox.

L'impianto di dispersione, attraverso conduttori di terra, fa capo a collettori posti all'interno delle cabine, attraverso i quali si effettua il collegamento a terra tutte le masse presenti nel locale, nonché tutti gli schermi dei cavi entrati ed uscenti.

Tutti gli inserti metallici previsti saranno connessi elettricamente all'armatura del manufatto.

6. SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE E IMPIANTO DI CONSEGNA

6.1 Premessa

La sottostazione MT/AT rappresenterà sia il punto di raccolta dell'energia prodotta dal campo agrivoltaico che il punto di trasformazione del livello di tensione da 30 kV a 150 kV, per consentire il trasporto dell'energia prodotta fino al punto di consegna della rete di trasmissione nazionale. Quest'ultimo corrisponderà alla stazione elettrica della RTN, nella quale, la linea in cavo interrato a 150 kV proveniente dall'adiacente sottostazione MT/AT, si attesterà ad uno stallo di protezione AT.

6.2 Descrizione generale

La sottostazione MT/AT comprenderà un montante AT, che sarà principalmente costituita da uno stallo trasformatore, da una terna di sbarre e uno stallo linea.

Lo stallo trasformatore MT/AT sarà composto da:

- trasformatore di potenza MT/AT $150 \pm 10 \times 1.5\% / 30$ KV 55-70 MVA ONAN-ONAF;
- terna di scaricatori AT ZnO ($U_m = 170$ kV)
- terna di TA in AT isolato in SF₆;
- interruttore tripolare AT con comando a molla tripolare ($I_n = 1250$ A $U_m = 170$ kV);
- terna di TV induttivi AT isolato in SF₆
- sezionatore tripolare AT orizzontale con lame di terra motorizzate ($I_n = 1250$ A $U_m = 170$ kV);

Lo stallo di linea condivisa invece sarà formato da:

- terna di TA in AT isolato in SF₆ ($U_m = 170$ kV 200-400-800/5A);
- interruttore tripolare AT con comando a molla tripolare ($I_n = 2000$ A $U_m = 170$ kV);
- terna di TV induttivi AT isolato in SF₆ ($150 : \sqrt{3} / 0,1 : \sqrt{3}$ kV / $0,1 : \sqrt{3}$ kV / $0,1 : 3$ kV)
- sezionatore tripolare AT orizzontale con lame di terra motorizzate ($I_n = 2000$ A $U_m = 170$ kV);
- terna di scaricatori AT ZnO ($U_m = 170$ kV)
- terminali AT per la consegna in stazione TERNA.

All'interno dell'area recintata della sottostazione elettrica sarà ubicato un fabbricato suddiviso in vari locali che a seconda dell'utilizzo ospiteranno i quadri MT, gli impianti BT e di controllo, gli apparecchi di misura, il magazzino, i servizi igienici, ecc.

In ottemperanza alle indicazioni TERNA la sottostazione prevederà anche l'aggiunta di un ulteriore stallo produttore per un eventuale nuovo utente futuro.



6.3 Rete di terra

L'impianto di terra di sottostazione sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della CEI 99-5, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 120 mm² interrati ad una profondità di almeno 0,7 m. Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione pari a 70 mm². La scelta finale deriverà dai calcoli effettuati in fase di progettazione esecutiva.

In base alle prescrizioni di TERNA potrà essere necessario anche un collegamento dell'impianto di terra della sottostazione con quello della stazione RTN.

6.4 RTU della sottostazione e dell'impianto at di consegna

Tale sistema deve rispondere alle specifiche TERNA S.p.A. 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.

La RTU dovrà svolgere i seguenti compiti:

- Interrogazione delle protezioni della sottostazione, per l'acquisizione di segnali e misure attraverso le linee di comunicazione;
- Comando della sezione AT e MT della sottostazione;
- 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.

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.

6.5 SCADA

Il sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) 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.



6.6 Apparecchiature di sottostazione

La misura dell'energia avverrà:

- sul lato AT (150 kV) in sottostazione di trasformazione
- nel quadro MT in sottostazione
- sul lato BT in corrispondenza dei servizi ausiliari in sottostazione.

6.7 Protezione lato MT

La sottostazione sarà dotata di interruttori automatici MT per le linee di vettoriamento, 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. L'energia assorbita da tali utenze sarà misurata attraverso apposito misuratore ai fini fiscali.

6.8 Protezione di interfaccia

Tale protezione ha lo scopo di separare i gruppi di generazione MT dalla rete di trasmissione AT 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 i gruppi di generazione e sarà realizzata anche una protezione di ricalzo nei confronti dell'interruttore MT del trasformatore MT/AT (protezione di macchina) per mancato intervento dei primi dispositivi di interfaccia.

6.9 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.



7. CRITERI DI COSTRUZIONE

7.1 Esecuzione degli scavi

Per i cavi interrati la Norma CEI 11-17 prescrive che le minime profondità di posa fra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo sono rispettivamente di:

- 0,5 m per cavi con tensione fino a 1000 V;
- 0,8 m per cavi con tensione superiore a 1000 V e fino a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 0,6 m)
- 1,2 m per cavi con tensione superiore a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 1,0 m)

In caso di attraversamenti sia longitudinali che trasversali di strade pubbliche con occupazione della carreggiata devono essere applicate in generale le prescrizioni dell'art. 66 del Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo Codice della Strada (DPR 16/12/92, n. 945) e, se emanate, le disposizioni dell'Ente proprietario della strada.

In base alle precedenti considerazioni, si giustificano le sezioni adottate per gli scavi, rappresentate nelle Tavole allegate. Le sezioni di scavo includono oltre ai cavi a MT, anche altre tubazioni opzionali per il passaggio di eventuali cavi a BT o di segnale che dovessero rendersi necessarie, su richiesta del Committente, per il monitoraggio e la corda di terra.

Canalizzazioni ad altezza ridotta su strada pubblica sono ammesse soltanto previa accordo con l'Ente proprietario della strada ed a seguito di comprovate necessità di eseguire incroci e/o parallelismi con altri servizi che non possano essere realizzati aumentando la profondità di posa dei cavi.

7.2 Esecuzione di pozzetti e camerette

Per la costruzione ed il dimensionamento di pozzetti e camerette occorre tenere presente che:

- si devono potere introdurre ed estrarre i cavi senza recare danneggiamenti alle guaine;
- il percorso dei cavi all'interno deve potersi svolgere ordinatamente rispettando i raggi di curvatura.

7.3 Esecuzione delle giunzioni e delle terminazioni a MT

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

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



7.4 Messa a terra dei rivestimenti metallici

Ai sensi della CEI 11-17, gli schermi dei cavi MT saranno sempre atterrati alle estremità di ogni linea e possibilmente in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km. È vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.

8. ALLEGATO – CALCOLI ELETTRICI MT

Linea MT				Parametri elettrici				Cavo										Calcolo della portata del cavo						Caduta di tensione FV
Linea	Origine	Destinazione	Distanza (m)	S (kVA)	cosφ	U (V)	I (A)	Sezione (mm²)	N° Cond.	Caratteristiche del cavo				Tipo inst.	Formazione della linea	Iz (A)	K1 (Temp)	K2 (Group)	K3 (Depth)	K4 (Th R)	I'z (A)	Fattore di carico del cavo (Ib/Iz)	ΔV (%)	
Ln.PCU2.8.PCU2.7	PCU2.8	PCU2.7	590	2.933	1,00	30.000	56,4	95	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x95 mm²	217,0	1	1,000	0,964	0,890	186,2	30,32%	0,088%
Ln.PCU2.7.PCU2.4	PCU2.7	PCU2.4	1005	5.866	1,00	30.000	112,9	185	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x185 mm²	314,0	1	0,830	0,964	0,740	185,9	60,72%	0,152%
Ln.PCU2.4.PCU2.3	PCU2.4	PCU2.3	280	8.799	1,00	30.000	169,3	185	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x185 mm²	314,0	1	0,830	0,964	0,880	221,1	76,59%	0,062%
Ln.PCU2.3.PCU2.2	PCU2.3	PCU2.2	178	11.732	1,00	30.000	225,8	300	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x300 mm²	411,0	1	1,000	0,954	0,880	345,0	65,44%	0,033%
Ln.PCU2.2.SSE	PCU2.2	SSE	8795	14.665	1,00	30.000	282,2	630	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x630 mm²	620,0	1	0,680	0,954	0,880	353,9	79,74%	1,098%
Ln.PCU1.2.PCU1.3	PCU1.2	PCU1.3	115	2.933	1,00	30.000	56,4	95	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x95 mm²	217,0	1	0,830	0,964	0,890	154,5	36,53%	0,017%
Ln.PCU1.3.PCU1.4	PCU1.3	PCU1.4	435	5.866	1,00	30.000	112,9	95	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x95 mm²	217,0	1	0,830	0,964	0,890	154,5	73,06%	0,124%
Ln.PCU1.4.PCU1.1	PCU1.4	PCU1.1	874	8.799	1,00	30.000	169,3	185	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x185 mm²	314,0	1	1,000	0,964	0,880	266,4	63,57%	0,198%
Ln.PCU1.1.SSE	PCU1.1	SSE	9232	11.732	1,00	30.000	225,8	630	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x630 mm²	620,0	1	0,680	0,954	0,880	353,9	63,79%	0,944%
Ln.PCU3.2.PCU3.1	PCU3.2	PCU3.1	288	2.933	1,00	30.000	56,4	95	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x95 mm²	217,0	1	0,830	0,964	0,890	154,5	36,53%	0,043%
Ln.PCU3.1.PCU2.6	PCU3.1	PCU2.6	855	5.866	1,00	30.000	112,9	95	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x95 mm²	217,0	1	0,830	0,964	0,890	154,5	73,06%	0,243%
Ln.PCU2.6.PCU2.5	PCU2.6	PCU2.5	647	8.799	1,00	30.000	169,3	185	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x185 mm²	314,0	1	0,830	0,964	0,880	221,1	76,59%	0,144%
Ln.PCU2.5.PCU2.1	PCU2.5	PCU2.1	950	11.732	1,00	30.000	225,8	300	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x300 mm²	411,0	1	0,830	0,954	0,880	286,4	78,84%	0,175%
Ln.PCU2.1.SSE	PCU2.1	SSE	8592	14.665	1,00	30.000	282,2	630	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x630 mm²	620,0	1	0,680	0,954	0,880	353,9	79,74%	1,073%
Ln.PCU3.3.PCU4.3	PCU3.3	PCU4.3	608	2.933	1,00	30.000	56,4	95	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x95 mm²	217,0	1	0,830	0,964	0,890	154,5	36,53%	0,090%
Ln.PCU4.3.PCU4.2	PCU4.3	PCU4.2	546	5.866	1,00	30.000	112,9	95	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x95 mm²	217,0	1	0,830	0,964	0,890	154,5	73,06%	0,155%
Ln.PCU4.2.PCU4.1	PCU4.2	PCU4.1	486	8.799	1,00	30.000	169,3	185	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x185 mm²	314,0	1	1,000	0,964	0,880	266,4	63,57%	0,110%
Ln.PCU4.1.PCU3.4	PCU4.1	PCU3.4	150	11.732	1,00	30.000	225,8	300	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x300 mm²	411,0	1	1,000	0,954	0,880	345,0	65,44%	0,028%
Ln.PCU3.4.SSE	PCU3.4	SSE	10688	14.665	1,00	30.000	282,2	630	1	XLPE or EPR	1-CORE	NON-ARM	AI	3F	Grounded	3x1x630 mm²	620,0	1	0,680	0,954	0,880	353,9	79,74%	1,334%