

Committente

X-ELIO+

X-ELIO ITALIA 4 S.R.L.

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA

Tel.+39 06.8412640 - Fax +39 06.8551726

Partita IVA n° 15361381005



AS S.r.l.: Viale Jonio 95 - 00141 Roma - info@architetturasostenibile.com

PROGETTO AGROVOLTAICO "ORDONA"

Progetto per la realizzazione di un impianto Agrovoltaico di potenza pari a 63,623 MWp e relative opere di connessione alla RTN

Località

REGIONE PUGLIA – COMUNE DI FOGGIA, ASCOLI SATRIANO (FG) e ORDONA (FG)

Titolo

RELAZIONE ELETTRICA

Data di produzione : 10/2023

Codice Pratica: 201800591

Codice elaborato

AS_ORD_R_PTO

X-ELIO ITALIA S.r.l si riserva tutti i diritti su questo documento che non può essere riprodotto neppure parzialmente senza la sua autorizzazione scritta.

Revisione n. 00 del 10/2023

Timbro e firma Autore



Timbro e firma Responsabile AS



Timbro e firma Xelio

Sommario

Sommario

1 Inquadramento del progetto	5
2. Impianto FV e Linea di connessione MT.....	7
2.1 Rete di media tensione	7
2.2 Cabine MT/BT.....	8
3 Stazione di Consegna e Trasformazione “Xelio 4” (SSU-XELIO).....	9
3.1 Premessa.....	9
3.2 Stazione Elettrica Xelio 4.....	9
3.3 Criteri di coordinamento dell’isolamento	11
3.4 Livelli di corto circuito e correnti di guasto a terra	11
3.5 Correnti termiche nominali.....	12
3.6 Interruttori.....	12
3.7 Sezionatori	12
3.8 Macchinario	12
3.9 Isolatori passanti	12
3.10 Trasformatori di corrente (TA).....	12
3.11 Trasformatori di tensione (TV).....	13
3.12 Scaricatori	13
3.13 Batterie di condensatori di rifasamento.....	13
3.14 Bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento.....	13
3.15 Sostegni per apparecchiature di stazione e sostegni portale	13
3.16 Isolatori portanti e di manovra	13
3.17 Morsetteria AT di stazione.....	14
3.18 Sistema di sbarre e conduttori di collegamento	14
3.19 Cavi AT.....	15
3.20 Impianto di terra	15
3.21. Linee elettriche	15
3.21.1 Altezza dei conduttori sul terreno e su acque non navigabili	16
3.21.2 Attraversamento	17
3.21.3 Distanze di rispetto	17
3.21.4 Distanze di rispetto dai fabbricati	18
3.21.5 Angolo di incrocio tra linee elettriche ed opere attraversate.....	18
3.22 Standard tecnici per la esecuzione della Stazione elettrica	18
3.23 Classificazione sismica.....	18

3.24 Rumore	19
3.25 Effetto corona e compatibilità elettromagnetica	19
3.26 Campi elettrici e magnetici, radiofrequenze.....	19
3.27 Misure relative alla scelta delle apparecchiature	19
3.28 Altre misure possibili per ridurre gli effetti delle interferenze	20
3.29 Opere Civili ed Edifici	20
3.29.1 Dimensionamento delle opere	20
3.29.2 Caratteristiche antisismiche.....	21
3.29.3 Edifici Servizi Ausiliari e Sala Quadri	21
3.29.4 Chioschi.....	22
3.30 Servizi ausiliari.....	22
3.30.1 Prescrizioni generali di sicurezza.....	22
3.30.2 Servizi generali	22
3.30.3 Servizi ausiliari (SA)	22
3.30.4 Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.a.....	23
3.30.5 Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.c.....	23
3.30.6 Criteri generali per il dimensionamento del sistema di alimentazione in c.c.	24
3.30.7 Disposizioni di sicurezza.....	24
3.30.8 Disposizioni di sicurezza per i locali gruppo elettrogeno.....	24
3.31 Collegamenti MT/BT	24
3.32.1 Sala controllo locale	25
3.32.2 Teleconduzione e automatismo di impianto	25
3.32.3 Telecontrollo.....	26
3.32.4 Protezioni.....	26
3.32.5 Apparecchiatura di monitoraggio	26
3.33 Disposizione elettromeccanica	26
4 Stazione Utenti Condivisa (SSU-CONDIVISA)	29
5 Ampliamento della SE Terna denominata “SE DELICETO”	30
5.1 Premessa.....	30
6 Criteri di connessione alla rete	32
6.1 Prescrizioni generali.....	32
6.2 Limiti di funzionamento	32
6.3 Distorsione armonica.....	34
6.4 Criteri di protezione e taratura della centrale fotovoltaica	34
6.5 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni.....	35
6.5.1 Protezioni di rete nella sezione AT.....	36
6.5.2 Protezioni degli inverter.....	37

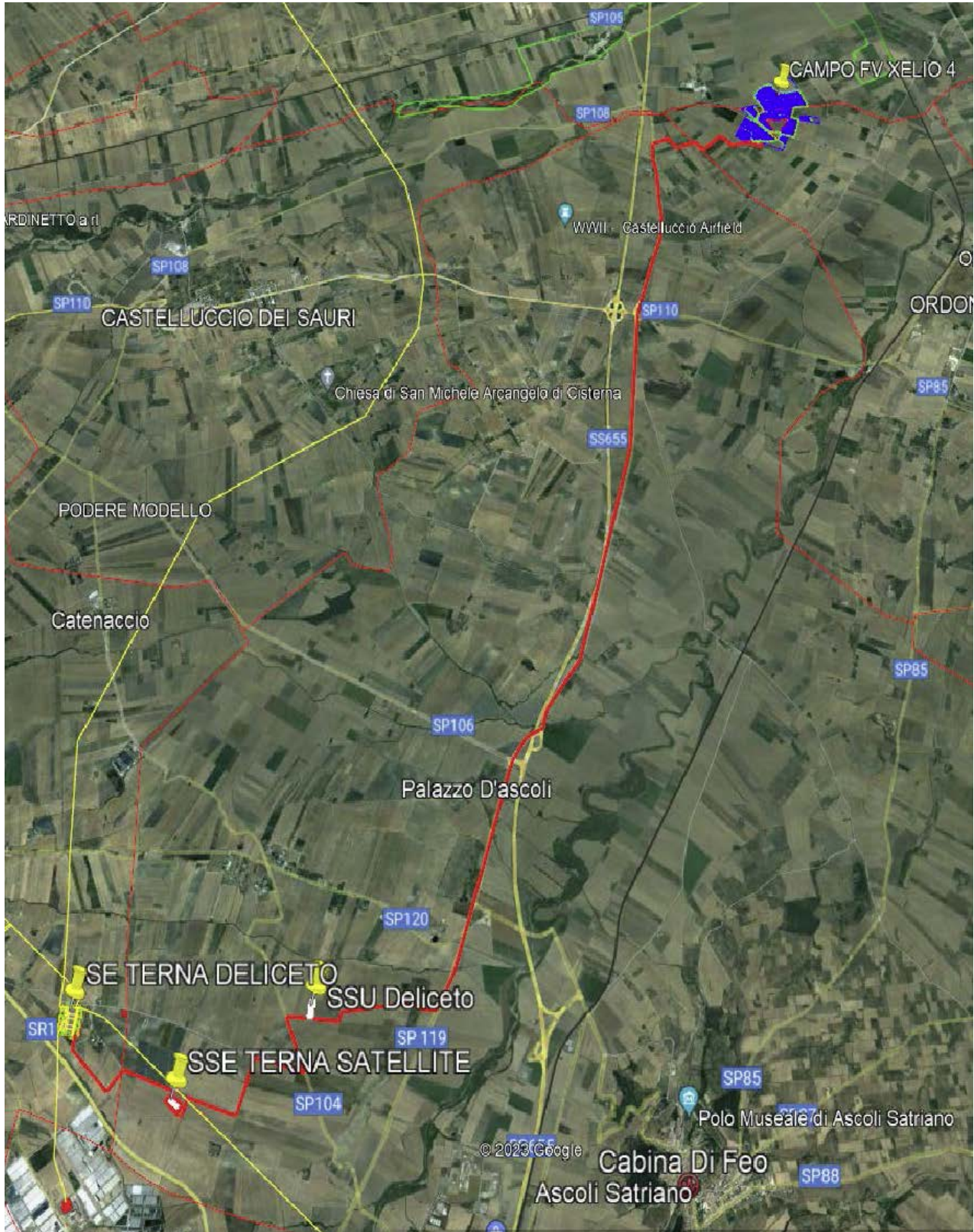
6.5.3	Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni	37
6.5.4	Protezioni del trasformatore AT/MT.....	38
6.5.5	Protezioni installate nella sezione MT	38
6.6	Calcoli delle potenze e delle correnti di corto circuito	38
6.7	SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO	40
6.7.1.	Controllo della produzione	40
6.7.2.	Modalità di avviamento e riconnessione alla rete.....	40
6.7.3	Regolazione della potenza reattiva.....	40
6.7.3.1.	Curve di Capability al Punto di Connessione.....	40
6.7.4	Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione.....	41
6.8	Monitoraggio e scambio dati con il sistema di controllo di TERNA	42
6.8.1	Teleinformazioni	42
6.8.2	Sistemi di registrazione oscillografica.....	42
6.9	Dati e modelli	42
6.10	Prove	43
6.11	Elenco apparecchiature	43
6.12	Impianto di terra	44
6.12.1	Criteri di sicurezza	44
6.12.2	Prescrizioni funzionali	46
6.12.3	Impianti di terra di alta e bassa tensione.....	47
6.12.3.1	Alimentazione BT solo all'interno di cabine AT.....	47
6.12.3.2	Alimentazione BT uscente o entrante in una cabina AT	47
6.12.4	Progetto dell'impianto di terra	48
6.12.4.1	Generalità	48
6.12.4.2	Guasti dell'impianto elettrico.....	50
6.12.4.3	Sovratensioni atmosferiche e transitori.....	50
6.12.4.4	Misure	50
6.12.4.5	Manutenibilità	50
6.12.4.5.1	Ispezioni.....	50
6.12.4.5.2	Misure	50
6.12.5	Esecuzione degli impianti di terra	52
6.12.6	Impianto di terra della centrale fotovoltaica Ordona	53
Appendice -	Elenco delle leggi e norme di riferimento.....	54

1 Inquadramento del progetto

Il progetto in esame ha per oggetto la realizzazione di una centrale di produzione elettrica da fonte solare denominata "Centrale agrovoltica Ortona", con tracker ad inseguimento monoassiale, ad asse inclinato con rotazione assiale ed azimut fisso, che alloggeranno 110.650 moduli fotovoltaici da 575 W, con potenza complessiva di 63.623,75 kWp, collegati a 40 inverter con $P_{nom} = 1,64$ MW ciascuno, con potenza nominale dell'impianto $P_n = 1,64 * 40 = 65,6$ MW e delle relative opere di connessione.

Dal punto di vista elettrico le opere possono essere suddivise come da elenco a seguire:

- Impianto fotovoltaico e Linea di connessione MT (30kV) di lunghezza pari a 17,3 km che collega i lotti di impianto alla Sottostazione di trasformazione MT/AT denominata SSU-XELIO;
- Sottostazione di trasformazione MT/AT (30kV/150kV) dell'impianto in oggetto denominata SSU-XELIO;
- Stazione Utenti Condivisa (SSU CONDIVISA). E' la stazione in AT che permette di condividere lo stallo di connessione di Terna oltre che al presente impianto ad altri tre impianti di produzione (WPD Daunia S.r.l., BGC Consulting S.r.l., E-WAY FINANCE S.P.A). Tale soluzione condivisa è stata richiesta da Terna al fine di ottimizzare le sue opere di rete. Oltre alle sbarre e agli organi di manovra è previsto anche un elettrodotto interrato AT della lunghezza di 3,4 km;
- Ampliamento della Stazione di Trasformazione di Terna "Deliceto" (SE DELICETO). La soluzione di connessione rilasciata da Terna (STMG) prevedeva la connessione in uno stallo del futuro ampliamento della SE DELICETO. Come previsto dal TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive di cui alla Delibera ARERA 99/08), la progettazione e l'autorizzazione delle nuove opere della RTN necessarie al fine di connettere nuovi impianti di produzione è a carico dei richiedenti, pertanto tale ampliamento fa parte integrante del presente progetto (ed anche di tutti i progetti dei produttori che ivi si allacceranno).



ORTOFOTO DELLA LINEA DI CONNESSIONE

2. Impianto FV e Linea di connessione MT

2.1 Rete di media tensione

La rete di media tensione collegherà i due campi fotovoltaici alla sottostazione elettrica Utente, con un percorso in parte attraverso strade pubbliche, in parte all'interno dei due campi fotovoltaici.

In totale la interconnessione MT collegherà tra loro dodici cabine:

1. N. 1 cabina di Sottostazione utente,
2. N. 1 cabina di smistamento,
3. N. 5 cabine di trasformazione poste in entra esci nel campo Nord, ciascuna con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 kV;
4. N. 5 cabine di trasformazione poste in entra esci nel campo Sud, ciascuna con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 kV;

La tensione della rete MT sarà di 30 kV, con la seguente configurazione:

1. N. 2 linee interrate di circa 17.300 m, poste interamente su strade pubbliche, con cavo del tipo ARP1H5(AR)E 18/30 kV 2x3x(1x630) mmq, che collegano la Cabina di smistamento posta nella SSE Utente (CS-SSE) alla "Cabina di Smistamento" (CSM-CS), posta nel Campo fotovoltaico Sud ;
2. N. 2 linee interrate di circa 17.300 m, poste interamente su strade pubbliche, con cavo del tipo ARP1H5(AR)E 18/30 kV 2x3x(1x630) mmq, che collegano la Cabina di smistamento posta nella SSE Utente (CS-SSE) alla "Cabina di Smistamento" (CSM-CN), posta nel Campo fotovoltaico Nord ;
3. due linee interrate interne ai due campi fotovoltaici, di varie sezioni, che collegano rispettivamente la cabina di smistamento del campo sud a 5 cabine MT/BT con trafo da 6,56 MVA e la cabina di smistamento del campo nord ad altre 5 cabine MT/BT con trafo da 6,56 MVA.

Le 4 linee descritte ai punti 1. e 2. porteranno ciascuna il 25 % della potenza totale (12,5 MVA) in normali condizioni di esercizio (circa 316 A).

I cavi in MT dovranno essere collegati in cavidotti interrati posti, di norma, a – 1 m dal piano di calpestio, e comunque con modalità di posa di tipo O come da art. 4.3.6 e 4.3.11 della norma CEI 11-17 ed. 2006-07, disponendo lo scavo con sufficiente distanza tra i singoli cavidotti.

La caduta di tensione totale dell'intera rete MT non dovrà essere superiore al 2% max.

La tabella 1 riassume i collegamenti in media tensione dell'impianto.

CSM-SSE: Cabina di smistamento Sottostazione elettrica;

CSM-CN: Cabina di smistamento campo nord;

CSM-CS: Cabina di smistamento campo sud;

CT1-CN ÷ CT5-CN: Cabina di trasformazione 1 campo nord ÷ Cabina di trasformazione 5 campo nord;

CT1-CS ÷ CT5-CS: Cabina di trasformazione 1 campo sud ÷ Cabina di trasformazione 5 campo sud.

ZONA	RAMO	Denominazione linea MT	PARTENZA	ARRIVO	Identificazione	Lunghezza a cavo (km)	Potenza moduli campo fotovoltaico [kW]
	Linea A	MT_CS_CT1	CSM-CS	CT1-CS verde	Cabina 1 SUD	0,220	6.325,00
		MT_CS_CT1-2	CT1-CS verde	CT2-CS rossa	Cabina 2 SUD	0,540	6.310,625
	Linea B	MT_CS_CT3	CSM-CS	CT3-CS blu	Cabina 3 SUD	0,540	6.267,500
		MT_CS_CT3-4	CT3-CS blu	CT4CS viola	Cabina 4 SUD	0,200	6.296,250
	Linea C	MT_CS_CT5-CT5	CSM-CS	CT5CS grigia	Cabina 5 SUD	1,000	6.051,875
Elettrodotto Campo SUD	C-SMCS > CSM-SSE	MT_CSA	CSM-CS	C_SM-SSE	Linea 1 SUD	21,000	
		MT_CSB	CSM-CS	C_SM-SSE	Linea 2 SUD	21,000	
Campo Nord Ortona	Linea D	MT_CN_CT1	CSM-CN	CT1-CN gialla	Cabina 1 NORD	0,700	6.368,125
	Linea E	MT_CN_CT2_CT3	CSM-CN	CT2-CN verde	Cabina 2 NORD	1,100	6.353,750
			CT2-CN verde	CT3-CN blu	Cabina 3 NORD	0,250	6.353,750
	Linea F	MT_CN_CT4_CT5	CSM-CN	CT4-CN grigia	Cabina 4 NORD	1,350	6.339,375
			CT4-CN grigia	CT5-CN magenta	Cabina 5 NORD	0,200	6.051,875
Elettrodotto campo NORD	CSMCN > CSM-SSE	MT_CNA	CSM-CN	SSE	Linea 1 NORD	21,000	
		MT_CNB	CSM-CN	SSE	Linea 2 NORD	21,000	
Sottostazion e Xelio	C_SM-SSE > TRAFO MT/AT	MT_LO_A	C_SM-SSE	Trafo AT/MT		0,050	
		MT_LO_B	C_SM-SSE	Trafo AT/MT		0,050	
		MT_LO_C	C_SM-SSE	Trafo AT/MT		0,050	
		MT_LO_D	C_SM-SSE	Trafo AT/MT		0,050	

Tabella 1: cabine elettriche e linee in media tensione della centrale FV Ortona

2.2 Cabine MT/BT

Le dieci cabine di smistamento e trasformazione dovranno essere realizzate utilizzando un sistema del costruttore Ingeteam, che propone, appositamente per il mercato fotovoltaico, un complesso di apparecchiature in esecuzione da esterno, denominato SHE8 - Double Dual Inverter, comprendenti:

1. N. 1 quadro di media tensione con due sezionatori in entra esci e protezione trafo, provvista di protezioni 50, 51, 51N;
2. Cavi di collegamento tra quadro MT e trafo attraverso cunicolo predisposto;
3. N. 1 trasformatore in olio in esecuzione esterna con S=6,56 MVA, 30/0,63 kV, con doppio avvolgimento lato BT;
4. Sistema di blindosbarra per collegamento a 630 V degli inverter fotovoltaici;
5. N. 4 inverter fotovoltaici in esecuzione esterna, ciascuno con potenza di 1473 kVA a 50°C, con potenza complessiva del sistema di 5892 kVA (@ 50°C);
6. N. 1 Trasformatore 630/400 V da 40 kVA a servizio delle utenze ausiliarie in campo, quali motori dei tracker, illuminazione delle strade di accesso, servizi per la supervisione dell'impianto, videosorveglianza, pompe pozzo, ecc.

In prossimità di ciascuna cabina di smistamento/trasformazione è prevista la installazione di un locale prefabbricato di dimensioni 2,5x5x2,5 m, per l'alloggiamento del quadro BT servizi ausiliari, delle apparecchiature informatiche e di supervisione, di eventuale videoregistratore, centrale antintrusione, ecc.. Il locale sarà provvisto di punto luce in esecuzione stagna e gruppo prese elettriche di servizio monofase per eventuali pc, ecc.

Tutte le opere relative alla costruzione delle cabine elettriche dovranno essere realizzate in conformità alla norma CEI 0-16 ed. 2022-03: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica", alla norma CEI EN 61936-1 - Class. CEI 99-2 Anno 2014: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni", alla norma CEI EN 50522 - Class. CEI 99-3 Anno 2011: "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.", alla Guida CEI 99-4, 2014-09: "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale", alla Guida CEI 99-5, 2015-07: "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.", alla norma CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo", alla norma CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria", alla norma CEI 82-25 (2010): "Guida alla generazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione".

3 Stazione di Consegna e Trasformazione "Xelio 4" (SSU-XELIO)

3.1 Premessa

Nella esecuzione dei lavori di realizzazione della Stazione Elettrica Xelio 4 dovranno essere rispettate le prescrizioni contenute nelle norme tecniche del CEI e di TERNA.

3.2 Stazione Elettrica Xelio 4

Come premesso, per la esecuzione della SSU Xelio 4 sarà necessario realizzare una Sottostazione elettrica di condominio (SSU-CONDIVISA), che ospiterà anche altri produttori, collegando tale SSU di condominio ad uno stallo da realizzare nel futuro ampliamento della SE "Deliceto" di TERNA a tensione di 150 kV, che si trova nel Comune di Ascoli Satriano, mentre il cavidotto che la ricollega alla SE Deliceto si trova in parte nel Comune di Ascoli Satriano e in parte nel comune di Deliceto (FG)

Ciascuno dei produttori di energia elettrica deriverà la propria Stazione di Trasformazione dalla SSE di condominio, formata da un sistema di sbarre comuni in AT, da un sistema di Protezione Generale e da un sistema di misure comune in AT.

La Sottostazione Elettrica "Xelio 4" occuperà una superficie complessiva di $27 \times 32 = 864$ mq.

La figura 4 riporta una visione d’insieme della SSU di Condominio e della SSU Xelio 4, comprensiva della partenza della linea in alta tensione in cavo di connessione tra la SE TERNA e la SSU di condominio.

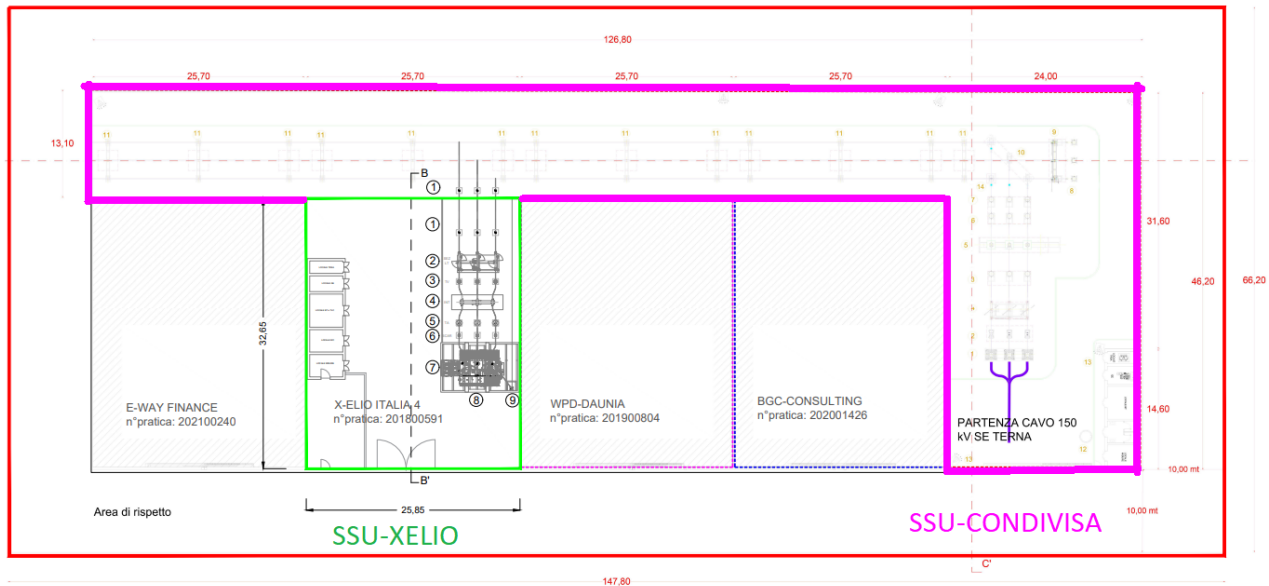


Fig.4: SSU-XELIO; SSU-CONDIVISA (“condominio”)

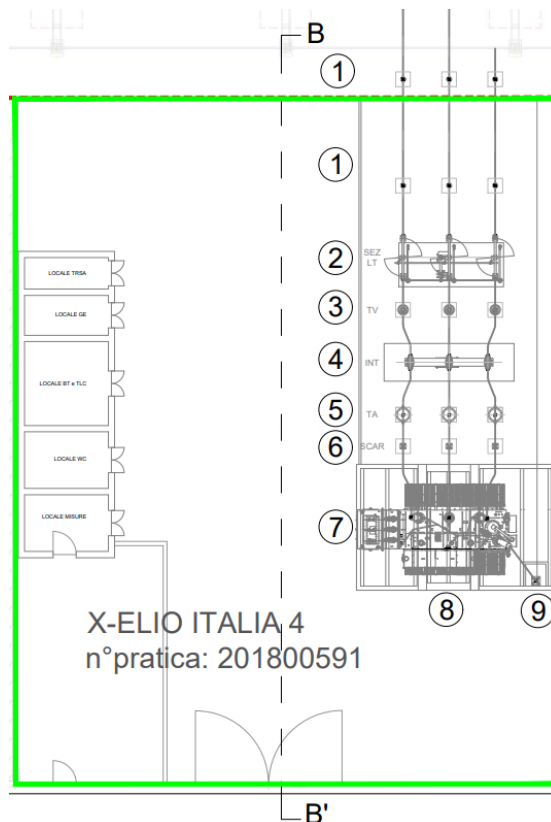


Fig. 5: Sottostazione Xelio 4

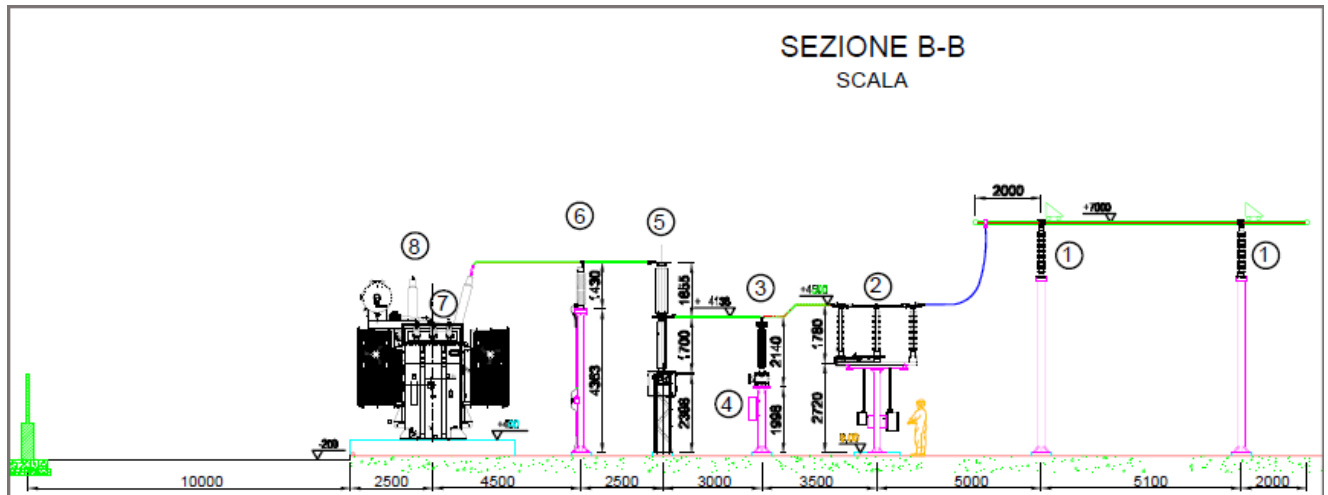


Figura 6: vista in sezione della SSU “Xelio 4”

- 1: Isolatori unipolari e tripolari
- 2: sezionatore
- 3: trasformatori voltmetrici
- 4: interruttore
- 5: trasformatori amperometrici
- 6: scaricatori
- 7: uscita cavi MT
- 8: Trasformatore AT 80 MVA
- 9: Centro Stella AT

3.3 Criteri di coordinamento dell'isolamento

I criteri di coordinamento dell'isolamento sono riportati nell'allegato A1 al Codice di Rete "Criteri di coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV". Sono inoltre riportati, nelle tabelle dell'Allegato A3 al Codice di Rete" Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN", i valori di prova (kV) per le apparecchiature e il macchinario di stazione.

3.4 Livelli di corto circuito e correnti di guasto a terra

L'impianto della SSU “Xelio 4” dovrà essere costruito ed installato in modo da sopportare in sicurezza le sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti da correnti di corto circuito in conformità a quanto indicato nei paragrafi 4.2.4 e 4.3.7 della Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2).

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

Di seguito si riportano i valori previsti dall'allegato A3 del “Codice di Trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete” di Terna, per le diverse sezioni di impianto, delle correnti nominali di corto circuito trifase, in base ai quali saranno dimensionati i componenti ed il macchinario AT:

Valore efficace della corrente di corto circuito trifase	Tensione nominale 380 kV	Tensione nominale 220 kV	Tensione nominale 132-150 kV
Icc (kA)	63-50	50-40	40-31,5

Tabella 3: valori efficaci della Icc trifase

In considerazione delle definizioni della Norma CEI EN 61936-1 e in funzione del tempo di eliminazione di un ipotetico guasto a terra pari a 0,5 s, si riportano di seguito i valori previsti per le suddette correnti di guasto a terra:

Valore efficace della corrente di guasto a terra	Tensione nominale 380 kV	Tensione nominale 220 kV	Tensione nominale 132-150 kV
I_g (kA)	63-50	50-40	40-31,5

Tabella 4: Valori efficaci della I_g fase/terra

Nel progetto in esame, il riferimento della I_{cc} e della I_g sarà di 31,5 kA.

3.5 Correnti termiche nominali

La sottostazione “Xelio 4” sarà dimensionata per i valori di correnti termiche nominali della tabella seguente, relativi alla colonna delle tensioni 132-150 kV:

	380 kV	220 kV	132-150 kV
Stallo linea	3150 A	2000 A	1250 A
Sbarre	4000 A	3150 A	2000 A
Stallo di parallelo sbarre	3150 A	2000 A	2000 A
Stallo Trasformatore	2000 A	1450 A	2000 A

Tabella 5: correnti termiche nominali

N.B. - STALLO: Insieme di impianti di potenza e di impianti accessori asserviti ad una linea elettrica o ad un trasformatore che collegano la linea o il trasformatore con il sistema di sbarre di una stazione elettrica.

E' facoltà di TERNA poter richiedere, ai fini del transito dell'energia elettrica, valori superiori di correnti termiche nominali.

3.6 Interruttori

Gli interruttori dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.1 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

3.7 Sezionatori

I sezionatori dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.2 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

3.8 Macchinario

Il macchinario dovrà essere conforme alle tabelle di cui al paragrafo 9.7 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA. Macchinari contenenti un quantitativo di olio isolante superiore a 1 m³ dovranno essere soggetti a prevenzioni incendi secondo il DPR 1 agosto 2011 nelle modalità prescritte dal DM 15 luglio 2014.

3.9 Isolatori passanti

Gli isolatori passanti dovranno essere conformi alle tabelle di cui ai paragrafi 9.7.12 e 9.7.13 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

3.10 Trasformatori di corrente (TA)

I trasformatori di corrente dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.3 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA. L'eventuale utilizzo di TA combinati con trasformatori di tensione (TV) deve essere preventivamente concordato con TERNA.

3.11 Trasformatori di tensione (TV)

I trasformatori di tensione dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.4 (trasformatori di tensione capacitivi) e 9.5 (trasformatori di tensione induttivi) dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

L'eventuale utilizzo di TV combinati con TA deve essere preventivamente concordato con TERNA.

3.12 Scaricatori

Gli scaricatori dovranno essere conformi alle tabelle di cui al paragrafo 9.6 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

3.13 Batterie di condensatori di rifasamento

I condensatori di rifasamento dovranno essere conformi alla tabella di cui al paragrafo 9.8 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

3.14 Bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento

Il dispositivo di accoppiamento e gli organi di sbarramento, laddove necessari, dovranno consentire l'iniezione nella linea elettrica di segnali ad alta frequenza provenienti dall'apparato ad onde convogliate, senza che ciò possa indurre rischi per il personale e per gli stessi apparati, nonché con le minime perdite possibili.

Gli apparati ad onde convogliate per la realizzazione delle comunicazioni ad alta frequenza, installati nell'edificio comando e controllo, dovranno essere due, uno di riserva all'altro.

L'organo di sbarramento da installare dovrà essere fornito completo di dispositivi di protezione e di dispositivi di accordo.

E' opportuno dotare il suddetto organo (se di tipo aperto) di barriere di protezione antivoltale. L'organo di sbarramento potrà essere installato sospeso (in amarro su traliccio) o su sostegno portante (trasformatore di tensione o isolatore dedicato). L'organo di sbarramento dovrà essere rispondente alla Norma CEI 57-2.

Le bobine dovranno essere dimensionate in maniera tale da sopportare senza danni il passaggio della corrente permanente, della corrente transitoria e della corrente di corto circuito prevista nel nodo.

Le caratteristiche tecniche e funzionali dei dispositivi di accoppiamento dovranno essere rispondenti alla Norma CEI 57-3.

Il condensatore che si utilizzerà per l'accoppiamento (che può far parte del trasformatore capacitivo dello stallo linea) dovrà essere adeguatamente dimensionato in funzione della tensione di esercizio della linea elettrica.

Il contenitore del dispositivo di accoppiamento dovrà essere di tipo metallico reso resistente alla corrosione ed avere un grado di protezione non inferiore a IP 54 secondo la Norma CEI EN 60529.

3.15 Sostegni per apparecchiature di stazione e sostegni portale

I sostegni saranno del tipo tubolare per le apparecchiature e del tipo tralicciato per il sostegno portale (o traliccio di arrivo linea).

I sostegni delle apparecchiature di stazione devono essere verificati a corto circuito in accordo alle norme CEI EN 60865-1, CEI EN 61938-1 e CEI 11-4, ed al carico sismico in base alle NTC del 14/01/2008. Va tenuto conto anche dell'Eurocodice 3 per le formulazioni di dettaglio riguardanti strutture di acciaio.

Le condizioni ambientali considerate per il dimensionamento sono quelle riportate nel paragrafo 6.1 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

L'altezza dei sostegni dovrà essere determinata in base a quanto indicato al paragrafo 7.18 "Disposizione elettromeccanica" dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

3.16 Isolatori portanti e di manovra

Gli isolatori utilizzati per le sbarre, per i sezionatori (isolatori portanti e di manovra) e per i colonnini portanti rompi tratta dovranno essere realizzati in porcellana in modo conforme alle Norme CEI 36-12 e IEC TS 60815-2. Gli isolatori dovranno essere provati in accordo alla norma CEI EN 60168.

Tutti gli isolatori, nel loro dimensionamento, dovranno comunque rispettare quanto indicato nell'Allegato A1 al Codice di Rete "Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV".

L'altezza degli isolatori da terra dovrà essere determinata in base a quanto prescritto al paragrafo 7.18 "Disposizione elettromeccanica di stazione" dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA.

Per gli isolamenti superficiali degli isolatori portanti, delle apparecchiature e degli isolatori passanti dei trasformatori si raccomanda un valore di salinità di tenuta pari a:

- 14 g/l e 40 g/l rispettivamente per installazioni in atmosfera normale e inquinata (per i livelli di tensione 380 kV e 220 kV);
- 14 g/l e 56 g/l rispettivamente per installazioni in atmosfera normale e inquinata (per i livelli di tensione 150 kV e 132 kV).

Valori di salinità diversi dovranno essere concordati con Terna.

3.17 Morsetteria AT di stazione

Deve essere prevista una morsetteria AT di stazione, che comprende tutti i pezzi adottati per le connessioni delle sbarre, tra le apparecchiature e tra apparecchiature e sbarre.

La morsetteria dovrà essere provvista anche dei giunti di dilatazione termica per consentire la dilatazione delle sbarre.

3.18 Sistema di sbarre e conduttori di collegamento

Il sistema di sbarre dovrà essere realizzato con profilo tubolare in lega di alluminio, con dimensioni come da tabella sottostante, relativa alla tensione di 150 kV.

I collegamenti al di sotto delle sbarre dovranno essere realizzati in profilo tubolare, mentre i collegamenti tra le apparecchiature dovranno essere realizzati in corda.

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.

Nella tabella a seguire sono elencati i diametri normalmente usati per le sbarre ed i collegamenti delle stazioni elettriche:

SBARRE		
TENSIONE	DIAMETRO INTERNO	DIAMETRO ESTERNO
132-150 kV	86 mm	100 mm
220 kV	140 mm	150 mm
380 kV	207 mm	220 mm
COLLEGAMENTI SOTTO LE SBARRE		
132-150 kV	86 mm	100 mm
220 kV	86 mm	100 mm
380 kV	80mm	100 mm
COLLEGAMENTI DI STALLO TRA LE APPARECCHIATURE		
132-150 kV	1 corda di alluminio di diametro $\varnothing 36$ mm per lo stallo linea, lo stallo batterie di condensatori e trasformatore AT/MT, 2 corde di alluminio da $\varnothing 36$ mm per lo stallo parallelo, lo stallo congiuntore sbarre e lo stallo trasformatore AAT/AT	
220 kV	1 corda di alluminio di diametro $\varnothing 36$ mm per lo stallo trasformatore, lo stallo reattore e lo stallo batterie di condensatori, 2 corde di alluminio $\varnothing 36$ mm per lo stallo linea e 3 corde di alluminio $\varnothing 36$ mm per lo stallo parallelo.	
380 kV	2 corde di alluminio di diametro $\varnothing 41,1$ mm per lo stallo linea, lo stallo trasformatore e lo stallo parallelo sbarre, 1 corda di alluminio di diametro $\varnothing 41,1$ mm per stallo reattore di rifasamento.	

Tabella 6: sistemi di sbarre AT

3.19 Cavi AT

Si fa riferimento al par 8.3 dell'Allegato A.3 al Codice di Rete TERNA ed al par. 6.2.9 della Norma CEI EN 61936-1.

3.20 Impianto di terra

L'impianto di terra deve essere rispondente alle prescrizioni del Cap. 10 della Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2), alla Norma CEI EN 50522 (CEI 99-2 ed. 2011-07: "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.") ed alle prescrizioni della Guida CEI 99-5. Ed. 2015-07: "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.".

La maglia di terra della SSE Ortona 150 dovrà essere realizzata con conduttori di rame nudi di adeguata sezione, interrati ad una profondità di almeno 0,70 metri.

La maglia deve essere realizzata con lato di 10 m, conduttori di rame nudo di 70 mm² e deve essere collegata alle apparecchiature mediante almeno due conduttori da 150 mm². Intorno agli edifici di stazione è prevista la posa di un anello perimetrale costituito da conduttore da 150 mm². Al di sotto degli edifici ed all'interno del suddetto anello perimetrale sarà realizzata una maglia più fitta (3 x 3 m) con conduttore da 70 mm².

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale (portali, TA, TV, scaricatori) le dimensioni della maglia di terra devono essere opportunamente diminuite (lato 1 m).

Precauzioni particolari devono essere prese in presenza di tubazioni metalliche, cavi MT o AT schermati ed ogni altra struttura metallica interrata in vicinanza o interferente con l'area di stazione. Inoltre si dovrà ricomprendere nella maglia di terra il cancello di ingresso e gli edifici di consegna MT posti al confine dell'impianto, vicino al cancello e si dovrà fare in modo che le tensioni di passo e contatto siano al di sotto di quanto prescritto dalle norme sia all'interno che all'esterno della recinzione di stazione.

Qualora, per la realizzazione della stazione elettrica siano previste opere di riempimento per il raggiungimento della quota di imposta, la maglia di terra dovrà essere comunque posata su un letto di terreno vegetale.

Nel caso in esame, essendo la SSE "Xelio 4" nelle immediate vicinanze della Stazione di Utenza, i rispettivi impianti di terra devono essere tra loro collegati galvanicamente mediante collegamenti ispezionabili e sezionabili (in pozzetti).

Se dovessero esserci aree con tensione di passo e contatto superiori a quanto previsto dalla norma, si potranno effettuare modifiche al progetto, quali:

- infittimento locale della maglia di terra;
- utilizzo di dispersori orizzontali e/o verticali per il controllo del potenziale;
- realizzazione di superfici ad elevata resistenza (stesura di ghiaia o asfalto);
- segregazione delle aree critiche.

Infine, nel progetto dell'impianto di terra si dovrà considerare l'estensione della maglia di terra anche nelle aree destinate alle eventuali future espansioni d'impianto.

3.21. Linee elettriche

Le condizioni ambientali di riferimento per la progettazione delle linee elettriche sono definite nella norma CEI 11-4 (1998) - par. 1.2.08 che individua due zone di sovraccarico:

- Zona A: comprendente le località ad altitudine non superiore agli 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale ed insulare;
- Zona B comprendente tutte le località dell'Italia settentrionale e le località ad altitudine superiore a 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale ed insulare.

Le ipotesi di calcolo per le linee nelle suddette zone sono definite al par. 2.2.04 della suddetta norma e sono:

Linee in zona (1.2.08)	Temperatura °C	Vento orizzontale agente in direzione normale alla linea km/h	Manicotto di ghiaccio (densità 0,92) dello spessore di mm
A	-5	130	-
B	-20	65	12

Tabella 7: dimensionamento linee elettriche aeree

La stessa norma riporta tutti i valori di riferimento per la verifica di stabilità dei sostegni (par. 2.4.04) nelle due zone ambientali.

Per il progetto in esame andranno presi come riferimento i valori stabiliti dalla norma per la fascia A.

3.21.1 Altezza dei conduttori sul terreno e su acque non navigabili

Al fine di evitare i rischi di scarica e i possibili effetti causati dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici, i conduttori delle linee, nelle condizioni riportate nelle ipotesi di carico MFA o MFB della tabella sotto, non devono avere una distanza verticale, in ogni punto, dal terreno o dagli specchi lagunari o lacuali non navigabili minore di:

a)

- **(5,5 + 0,006 U) m e, in ogni caso, non inferiore a 6 m per linee con tensione U < 300 kV;**
- la maggiore tra (5,5 + 0,006 U) m e 0,0195 U m, per tensioni 300 kV < U < 800 kV;
- (15,6 + 0,01 (U - 800)) m, per tensioni U > 800 kV.

Le distanze di rispetto specificate in a) si riferiscono a conduttori integri in tutte le campate e devono essere misurate prescindendo sia dall'eventuale manto di neve, sia dalla vegetazione e dalle ineguaglianze del terreno dovute alla lavorazione.

Non è richiesta la verifica delle distanze di rispetto nel caso di conduttori rotti o disuniformemente caricati.

È ammesso derogare dalle prescrizioni suddette quando si tratti di linee sovrappassanti i terreni recintati con accesso riservato al personale addetto all'esercizio elettrico.

Ipotesi di carico	Zona	Temp.	Velocità del vento	Carichi verticali
		[°C]	[km/h]	
EDS	A, B	15	-	Cond. Peso proprio
MSA	A, B	- 5	130	Cond. Peso proprio
MSB	B	- 20	65	Cond. Peso proprio + peso ghiaccio
MFA	A	55	-	Cond. Peso proprio
MFB	B	40	-	Cond. Peso proprio
MPA	A	- 5	-	Cond. Peso proprio
MPB	B	- 20	-	Cond. Peso proprio
CVS1	A, B	0	28	Cond. Peso proprio
CVS2	A, B	15	130	Cond. Peso proprio

Tabella 8: Tabella 4.3.10.3 / IT.1 di CEI EN 50341-3 (CEI 11-4/1-3 ed. 2005-07): Ipotesi di carico sui conduttori

3.21.2 Attraversamento

Secondo la Norma CEI EN 50341-3, si ha attraversamento di una data opera allorché la proiezione verticale di almeno uno dei conduttori della linea elettrica, nelle condizioni indicate nell'ipotesi di carico MFA o MFB di 4.3.10.3 / IT.1, e con piano della catenaria supposto inclinato di 30° sulla verticale, interseca l'opera stessa.

3.21.3 Distanze di rispetto

I conduttori e le funi di guardia delle linee aeree, nelle condizioni riportate nelle ipotesi di carico MFA or MFB di 4.3.10.3/IT.1, sia con catenaria verticale, sia con catenaria inclinata di 30° sulla verticale, non devono avere in alcun punto una distanza, minore di:

- (7 + 0,015 U) m dal piano di autostrade, strade statali e provinciali (e loro tratti interni agli abitati), dal piano delle rotaie di ferrovie, tranvie, funicolari terrestri e dal livello di morbida normale di fiumi navigabili di seconda classe (regio Decreto 8 giugno 1911, n. 823 e regio Decreto 11 luglio 1913 n. 959).
Per le zone lacuali o lagunari con passaggio di natanti, l'altezza dei conduttori è prescritta dall'autorità competente;
 - (5,50 + 0,015 U) m dal piano delle rotaie di funicolari terrestri in servizio privato per trasporto esclusivo di merci;
 - (1,50 + 0,015 U) m, col minimo di 4 m, dall'organo più vicino (o dalla sua possibile più vicina posizione), quando l'organo è mobile, di funivie, sciovie e seggiovie in servizio pubblico o privato, palorci, fili a sbalzo o telefori; la prescrizione non si applica alle linee di alimentazione ed alle linee di telecomunicazione al servizio delle funivie, per le quali valgono le prescrizioni dei seguenti commi d), ed e);
 - (1,50 + 0,015 U) m dai conduttori di altre linee elettriche o di telecomunicazione (essendo U la tensione nominale della linea a tensione maggiore). Tale minimo è ridotto a (1 + 0,015 U) m per le funi di guardia o quando ambedue i conduttori considerati sono fissati ai sostegni mediante isolatori rigidi o isolatori sospesi disposti in amarro. Negli attraversamenti di linee elettriche con qualsiasi altra, si deve tener conto separatamente, ma non simultaneamente, tanto dell'inclinazione della campata inferiore quanto di quella della campata superiore;
 - (3 + 0,015 U) m dai sostegni di altre linee elettriche e di telecomunicazione (U = tensione nominale della linea il cui conduttore si avvicina ai sostegni di altre linee). Tale minimo può essere ridotto a (1 + 0,015 U) m per i cavi aerei e, quando ci sia l'accordo fra i proprietari delle due linee, anche per i conduttori nudi.
- e bis) di ferrovie, tranvie, filovie, funicolari terrestri. La prescrizione non si applica:

- alla distanza tra conduttori di linee di trazione elettrica e conduttori di linee elettriche poste in sede ferroviaria;
 - alle linee elettriche in cavo aereo.
- Queste prescrizioni si applicano alle distanze dalle antenne radiotelevisive riceventi delle utenze private.
- f) $3 + 0,010 U$ m da tutte le posizioni praticabili delle altre opere o del terreno circostante, esclusi i fabbricati.
 - g) $(0,50 + 0,010 U)$ m da tutte le posizioni impraticabili delle altre opere o del terreno circostante, esclusi i fabbricati, e dai rami degli alberi.

È da considerare praticabile una posizione nella quale una persona normale può stare agevolmente in piedi, anche se per raggiungerla bisogna superare posizioni impraticabili.

Le distanze di cui sopra devono essere verificate con conduttori integri in tutte le campate e devono essere misurate prescindendo sia dell'eventuale manto di neve, sia dalla bassa vegetazione, sia dalle ineguaglianze del terreno dovute alla lavorazione.

Non è richiesta la verifica delle distanze di rispetto con conduttori rotti o disuniformemente caricati.

È ammesso derogare dalle prescrizioni del presente articolo quando si tratti di linee sovrappassanti terreni recintati con accesso riservato al personale addetto all'esercizio elettrico.

3.21.4 Distanze di rispetto dai fabbricati

Tenuto conto sia del rischio di scarica sia dei possibili effetti provocati dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici, i conduttori delle linee, nelle condizioni indicate nell'ipotesi di carico MFA o MFB di 4.3.10.3/IT.1, non devono avere alcun punto a distanza dai fabbricati minore di:

- $(3 + 0,010 U)$ m, con catenaria verticale;
- $(1,5 + 0,006 U)$ m (col minimo di 2 m) con catenaria supposta inclinata di 30° sulla verticale.

Inoltre, nelle condizioni sopra menzionate, i conduttori delle linee con $U < 300$ kV e con catenaria verticale non devono avere un'altezza su terrazzi e tetti piani minore di 4 m, e per i conduttori con tensioni $U > 300$ kV la medesima altezza non può essere inferiore all'altezza specificata.

3.21.5 Angolo di incrocio tra linee elettriche ed opere attraversate

Quando una linea elettrica attraversa una ferrovia o una tranvia in sede propria, esclusi i binari morti ed i raccordi a stabilimento, o una funicolare terrestre in servizio pubblico o una funivia, sciovia o seggiovia in servizio pubblico o una strada statale o una autostrada, l'angolo di incrocio tra la linea e l'asse dei binari o della funivia o della strada non deve essere minore di 15°

In casi eccezionali quando, per le particolari condizioni locali, l'angolo di incrocio non può essere mantenuto nei limiti sopraindicati, può essere consentita dall'ente proprietario o concessionario dell'opera attraversata una deroga alla disposizione di cui sopra.

Negli attraversamenti di opere diverse da quelle sopra elencate l'angolo di incrocio non è soggetto ad alcuna limitazione.

3.22 Standard tecnici per la esecuzione della Stazione elettrica

La stazione elettrica in esame dovrà essere realizzata in conformità alle prescrizioni della Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2 ed. 2014-09).

3.23 Classificazione sismica

Le prove sismiche, le modalità di prova, la scelta delle assegnate severità delle apparecchiature, dei componenti di impianto e del macchinario di stazione devono essere rispondenti alla Norma CEI EN 60068-3-3 ed.1998-05 (CEI 50-6/15): "Prove climatiche e meccaniche fondamentali. Parte 3: Guida- Metodi di prova sismica per apparecchiature".

3.24 Rumore

In merito alla emissione di rumore, vanno rispettati i limiti più severi tra quelli riportati al DPCM del 1 marzo 1991, al DPCM del 14.11.1997 e secondo le indicazioni della legge quadro sull'inquinamento acustico (legge n.447 del 26/10/1995).

3.25 Effetto corona e compatibilità elettromagnetica

Si applicano il par. 4.2.6. ed il par. 9.6 della Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2), nonché gli ulteriori suggerimenti illustrati all'art. 13.6 della Guida CEI 99-5.

3.26 Campi elettrici e magnetici, radiofrequenze

Per le linee in ingresso alle stazioni elettriche devono essere rispettati i limiti di campo magnetico ed elettrico indicati dal DPCM del 8/07/03 e successive modifiche ed integrazioni.

Per la protezione contro le interferenze a bassa frequenza è necessario:

- Ridurre la penetrazione di campi elettromagnetici all'interno delle apparecchiature;
- Realizzare la equipotenzialità tra ogni apparecchio e l'impianto di terra.

Per ridurre gli effetti dell'interferenza elettromagnetica a bassa frequenza dovranno inoltre essere presi i seguenti accorgimenti:

a) Misure relative alla posa dei cavi:

- separazione dei cavi di comando dai cavi di potenza mediante distanze o percorsi diversi;
- preferire cavi di potenza con formazione a trifoglio rispetto a quelli disposti in piano;
- per quanto possibile, cavidotti non paralleli alle sbarre o a cavi di potenza;
- cavi di comando posati lontano da induttanze e da trasformatori monofasi.

b) Misure inerenti la disposizione dei circuiti:

- evitare la formazione di anelli;
- per i circuiti ausiliari in corrente continua, preferire la configurazione radiale rispetto a quella ad anello;
- evitare la protezione di due diversi circuiti in corrente continua mediante lo stesso interruttore;
- evitare il collegamento in parallelo di due bobine situate in armadi separati;
- mettere tutti i fili dello stesso circuito nello stesso cavo. Quando si debbano utilizzare cavi diversi, seguire lo stesso percorso.

c) Per i segnali di basso livello, si raccomandano cavi a coppie intrecciate, se diversi dai cavi in fibra ottica.

3.27 Misure relative alla scelta delle apparecchiature

L'impianto deve essere diviso in zone diverse, ognuna delle quali corrispondente ad una specifica classe ambientale (vedere capitolo 4.4 di CEI 99-2).

Nel caso in esame la temperatura ambiente non deve superare 40 °C e il suo valore medio, misurato per un periodo di 24 h, non deve superare 35 °C.

Per apparecchiature installate all'interno la temperatura ambientale minima è -5 °C (Classe "-5° all'interno").

Per apparecchiature installate all'esterno la temperatura ambientale minima è -10 ° (Classe "-10 all'esterno").

In ogni zona, l'apparecchiatura deve essere scelta in conformità con la classe ambientale di zona associata.

Nei circuiti interni, dove è necessario, si devono adottare le seguenti misure:

- a) separazione metallica dei circuiti di segnali I/O ;
- b) installazione di filtri sui circuiti di alimentazione ausiliari;
- c) installazione di dispositivi limitatori di tensione come:
- d) condensatori o circuiti RC;
- e) scaricatori di tensione di bassa tensione;
- f) diodi Zener o varistori;
- g) diodi Transzorb.

I suddetti dispositivi devono essere installati all'interno delle apparecchiature di protezione e di comando.

Misure aggiuntive riguardanti le apparecchiature isolate in gas.

- h) Collegamento dei ferri di armatura del cemento armato in vari punti all'impianto di terra, specie nel pavimento (vedere art. 10 CEI 99-2).
- i) Adeguata messa a terra per gli effetti della frequenza e dei transitori ai GIS/passanti in aria e GIS-involucro (GIS: apparecchiature con involucro metallico isolate in aria). Ciò si ottiene per mezzo di collegamenti multipli tra l'involucro e la parete dell'edificio (ai ferri o al rivestimento metallico) e collegamenti multipli tra la parete e l'impianto di terra;
- j) Adeguato progetto e prova dei componenti elettrici secondari ai fini della loro resistenza alle sollecitazioni elettriche transitorie.

3.28 Altre misure possibili per ridurre gli effetti delle interferenze

Bisognerà inoltre prevedere, ove possibile:

- installazione di cavi di comando in canalizzazioni metalliche. La continuità e la messa a terra delle canalizzazioni dovrà essere assicurata per tutta la loro lunghezza;
- installazione dei cavi lungo superfici metalliche, dove è possibile;
- uso di cavi in fibra ottica e apparecchiature corrispondenti.

3.29 Opere Civili ed Edifici

La progettazione e realizzazione delle opere civili degli impianti appartenenti alla RTN, ed in particolare alla stazione elettrica in esame, dovranno essere eseguite conformemente a quanto prescritto dalla legislazione di riferimento, quali le Norme tecniche per la costruzione (NTC 2008 e ss.mm.ii.) e nel pieno rispetto della Normativa in materia di sicurezza sul lavoro (D.lgs. 81/08 e ss.mm.ii.) vigenti al momento della costruzione dell'impianto.

Dovranno essere realizzate le seguenti opere civili:

- Fondazioni di apparecchiature AT, fondazioni macchinario, fondazioni edifici e chioschi ed eventuali relative sottofondazioni;
- Cunicoli e vie cavo;
- Edificio Comandi, Edificio S.A., Edificio Integrato, Edificio Consegna MT e TLC e Magazzino;
- Chioschi per apparecchiature;
- Recinzione di stazione;
- Piazzali di stazione;
- Vasche olio e acqua;
- Rete idrica e fognaria;
- Opere varie di sistemazione area ed opere di contenimento;
- altre opere di completamento.
-

3.29.1 Dimensionamento delle opere

Il dimensionamento di tutte le opere dovrà essere effettuato con i metodi prescritti dalle Norme Tecniche delle per le Costruzioni e in accordo alla norme e leggi vigenti all'Atto della realizzazione. Il progetto dovrà essere adeguato in

funzione della sismicità del sito definita ai sensi del D.M. del 14/01/08. Le strutture e le fondazioni dovranno essere calcolate in ottemperanza alle “Norme tecniche per le costruzioni D.M. del 14/01/08”.

3.29.2 Caratteristiche antisismiche

La verifica sismica andrà eseguita in accordo con quanto descritto nelle NTC 2008.

La verifica andrà condotta calcolando lo Spettro di risposta elastico in accelerazione della componente verticale e di quella orizzontale (Spettro di progetto elastico SLE).

Parametri di calcolo:

- Stato limite: SLO;
- Fattore di struttura per la componente verticale: 1.5;
- Vita nominale della struttura: ≥ 100 anni;
- Classe d'uso: IV;
- Categoria del suolo: D;
- Fattore per smorzamenti viscosi: 5%;
- Caratteristiche della superficie topografica: T1;
- TR: 2475.

I parametri di seguito riportati dovranno essere scelti in modo da consentire l'installazione sull'intero territorio nazionale:

- Accelerazione orizzontale massima A_g ;
- Valore massimo del fattore di amplificazione dello spettro in accelerazione orizzontale F_0 ;
- Periodo di inizio del tratto a velocità costante dello spettro in accelerazione orizzontale T_c^* .

3.29.3 Edifici Servizi Ausiliari e Sala Quadri

Gli edifici Servizi Ausiliari (cfr. SA) e Sala Quadri (cfr. SQ), le cui strutture di norma sono del tipo prefabbricato, dovranno avere dimensioni sufficienti, rispettivamente per l'alloggiamento di tutte le apparecchiature necessarie all'alimentazione ausiliaria delle apparecchiature e quanto altro necessario a garantire il corretto e sicuro funzionamento dell'impianto e al comando e controllo della SE, compresi gli eventuali stalli futuri.

La realizzazione di entrambi gli edifici (SA e SQ) è prevista qualora nella stazione elettrica siano previsti un numero di stalli dedicati alla trasformazione superiore a due, diversamente, per le SE di Smistamento o per le SE di trasformazione con al massimo due trasformatori, potranno essere riuniti in un unico edificio integrato comprendente indicativamente:

- sala quadri per il comando e controllo dell'impianto;
- sala controllo con parete vetrata verso la sala quadri;
- locale teletrasmissioni (batteria TLC e apparati TLC);
- due locali quadri MT;
- due locali quadri BT in c.a. e c.c. e batterie di tipo ermetico (locali Servizi Ausiliari);
- Servizi igienici;
- Ufficio;
- deposito

Il posizionamento in pianta degli edifici deve essere fatto tenendo conto dell'esigenza che l'edificio SQ (o se del caso integrato) deve essere sempre posizionato nei pressi dell'ingresso alla SE, mentre nel caso di presenza dell'edificio SA questo dovrà essere ubicato in posizione baricentrica alla SE.

Per tutti gli ambienti dove saranno installati i quadri elettrici, tranne per i locali MT, dovrà essere previsto il pavimento modulare sopraelevato.

Nei locali nei quali sono previsti quadri o componenti elettrici devono essere previste opportune segregazioni tra un locale e l'altro tramite muri e porte resistenti al fuoco

3.29.4 Chioschi

I chioschi sono degli elementi prefabbricati a struttura portante metallica, per l'alloggiamento delle apparecchiature dei sistemi di protezione, comando e controllo (SPCC) delle SE.

Di seguito vengono richiamate le dimensioni vincolanti ai fini del dimensionamento del chiosco; in particolare si precisa che le dimensioni esterne dovranno consentire:

- L'installazione dei telai e pannelli nella massima configurazione del sistema SPCC;
- Il rispetto delle distanze, dalle parti attive AT della stazione, previste dal PU;
- Il trasporto su strada con modalità ordinarie (trasporto non "eccezionale").

Dimensioni interne:

- Larghezza minima netta pari a 2200 mm,
- Lunghezza minima netta pari a 4600 mm;
- Altezza minima netta pari a 2450 mm.

3.30 Servizi ausiliari

In generale, per i circuiti di alimentazione in c.c. e c.a., per i raddrizzatori e le batterie valgono i requisiti specificati al par. 9.2 della Norma CEI EN 61936-1.

3.30.1 Prescrizioni generali di sicurezza

Il sistema di messa a terra generale degli impianti ausiliari BT deve essere TN-S con neutro franco a terra.

Ogni cavo di alimentazione dei diversi impianti tecnologici, dei servizi generali etc. e/o di alimentazione di parte di essi deve essere protetto con un interruttore magnetotermico ed un interruttore differenziale (rispettivamente conformi alle Norme CEI EN 60898-1 e 61009-1).

3.30.2 Servizi generali

Impianto luce e forza motrice (f.m.) di stazione

L'impianto di illuminazione sarà realizzato conformemente a quanto indicato nel par. 7.1.5 della Norma CEI EN 61936-1 e dovrà garantire:

- livelli di illuminazione medi tali da consentire operazioni di esercizio, pronto - intervento e messa in sicurezza anche di notte;
- l'illuminazione dell'ingresso e delle aree esterne agli edifici (piazzale);
- illuminazione interna degli edifici di stazione;
- l'illuminazione di sicurezza delle strade interne e periferiche della stazione, nonché per i locali degli edifici dove è prevista la presenza di personale.

Ai fini della sicurezza, oltre all'illuminazione privilegiata, deve essere prevista un'illuminazione di emergenza per gli edifici comandi e servizi ausiliari e per le strade principali.

L'illuminazione di emergenza dovrà entrare in funzione automaticamente al mancare dell'alimentazione normale.

3.30.3 Servizi ausiliari (SA)

Al fine di garantire la continuità dell'alimentazione dei servizi ausiliari anche in condizioni di funzionamento anomalo della stazione (black out), il sistema dovrà sempre assicurare almeno il funzionamento dei dispositivi di protezione, degli automatismi e la manovra degli organi di sezionamento e di interruzione.

L'alimentazione in corrente continua dovrà essere realizzata mediante gruppi raddrizzatori-carica batteria.

In caso di mancanza della sorgente alternata, la capacità della batteria/e dovrà essere tale da assicurare il corretto funzionamento dei circuiti alimentati almeno per il tempo necessario affinché il personale possa intervenire.

Si riporta di seguito un elenco generale delle principali utenze privilegiate di una stazione elettrica; queste dovranno essere alimentate, in caso di black-out totale, tramite il gruppo elettrogeno (commutato automaticamente, con disinserimento delle utenze non essenziali per il funzionamento dell'impianto).

Corrente alternata (c.a.)

- raddrizzatori;
- illuminazione e f.m. privilegiata (sia in campo che nell'edificio SA/SQ);
- motori di manovra dei sezionatori (se alimentati in c.a.);
- motori per il comando degli interruttori;
- motori degli aerotermini degli autotrasformatori (se presenti);
- raddrizzatori delle teletrasmissioni.

Corrente continua (c.c.)

- protezioni elettriche;
- comando e controllo delle apparecchiature e macchinario principale, misure;
- motori di manovra dei sezionatori;
- pannelli vari (in sala retroquadro, sala controllo, chioschi ecc.).

3.30.4 Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.a.

Lo schema di alimentazione dei S.A. in c.a. sarà composto da:

- n. 1 linea MT di alimentazione;
- n. 1 trasformatore MT/BT con S=100 kVA;
- n. 1 quadro MT di distribuzione dimensionato come da schemi unifilari allegati;
- n. 1 gruppo elettrogeno (cfr. G.E.) con S=60 kVA e con un'autonomia non inferiore a 10 ore, munito di serbatoio di servizio e di stoccaggio; il GE dovrà essere del tipo per esterno provvisto di adeguata cofanatura;
- n. 1 quadro BT (costituito da due semiquadri) di distribuzione opportunamente dimensionato ed equipaggiato con dispositivo di scambio automatico delle fonti d'alimentazione. Di norma è prevista l'alimentazione ad "anello" per i motori degli interruttori e per i motori dei sezionatori (se previsti in c.a.), mentre le restanti utenze vengono alimentate in modo tradizionale ("radiale").

3.30.5 Composizione dello schema di alimentazione dei S.A. in c.c.

L'alimentazione dei S.A. in sarà 110 V con il campo di variazione compreso tra +10%,-15%.

Lo schema di alimentazione dei S.A. in c.c. sarà composto da:

- 2 complessi raddrizzatore/batteria in tampone, dimensionati in modo tale da poter svolgere ognuno funzione di riserva in caso di avaria di un complesso (previo commutazione automatica). Ogni raddrizzatore dovrà avere la capacità di erogare complessivamente la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente della batteria in fase di ricarica (sia di conservazione che rapida). La batteria dovrà assicurare la manovrabilità dell'impianto, in assenza d'alimentazione in c.a., per un'autonomia di 4 ore e dovrà essere in grado di erogare eventuali picchi di corrente richiesti dal carico c.c. durante il normale funzionamento dei raddrizzatori. Le batterie dovranno essere del tipo ermetico.
- n. 1 quadro BT (suddiviso in due semiquadri) di distribuzione opportunamente dimensionato ed equipaggiato con dispositivo di scambio automatico delle fonti di alimentazione. Si precisa che le protezioni elettriche

“principali” e le protezioni elettriche “di riserva” devono essere alimentate da circuiti di alimentazione distinti; deve essere prevista per tutte le utenze in c.c. l'alimentazione di tipo radiale con la possibilità (a livello di singolo chiosco) di un interruttore di “soccorso alimentazioni” lucchettabile.

3.30.6 Criteri generali per il dimensionamento del sistema di alimentazione in c.c.

Ai fini del dimensionamento del sistema c.c. si dovrà ipotizzare il verificarsi contemporaneo delle seguenti condizioni:

- a) guasto su una batteria, resta quindi una sola batteria in servizio che alimenta l'intero impianto;
- b) mancanza dell'alimentazione in c.a. per 4 ore;
- c) apertura contemporanea di tutti gli interruttori di una sezione, considerando la peggiore delle seguenti ipotesi:
 1. Sezione 150 kV, si considera tutta la sezione riferita ad una sbarra e l'intervento della mancata apertura dell'interruttore (MAI): in questo caso la protezione MAI aprirà tutti gli interruttori della sezione (escluso l'interruttore di parallelo); nel caso di doppia sezione 150 kV con congiuntore va considerata solo la sezione più consistente;
 2. Sezione 380 kV e 220 kV, si considera tutta la sezione riferita ad una sbarra e l'intervento della protezione differenziale di sbarra (PDS). In questo caso la protezione di sbarra aprirà tutti gli interruttori della sezione (escluso l'interruttore di parallelo) e gli interruttori relativi all'altro avvolgimento degli autotrasformatori.

Durante la fase di scarica, le batterie dovranno essere in grado di fornire la corrente permanente richiesta dal sistema in c.c. per la durata di 4 ore, nonché di fornire, per la durata convenzionale di trenta secondi e dopo le assunte quattro ore, la corrente transitoria richiesta dal sistema in c.c., relativa alla peggiore delle ipotesi di cui sopra. Durante il funzionamento delle batterie è opportuno che la tensione misurata ai morsetti non scenda mai al di sotto di 99 V.

3.30.7 Disposizioni di sicurezza

La stazione elettrica deve essere dotata dell'impianto di rilevazione incendio, realizzato secondo le normative e le leggi vigenti, nelle aree di presidio o comunque a maggior rischio d'incendio, quali:

- edificio/i SA/SQ;
- cunicoli cavi;
- locale gruppo elettrogeno;
- chioschi e locali con particolare macchinario elettrico.

3.30.8 Disposizioni di sicurezza per i locali gruppo elettrogeno

Gli impianti elettrici e di ventilazione devono avere grado di protezione non inferiore a IP65 secondo le prescrizioni della Norma CEI EN 60529.

Si ricorda che il locale del gruppo dovrà essere sottoposto ai controlli ed alla certificazione prevista dai Vigili del Fuoco ($S > 25$ kVA), ai sensi delle leggi vigenti.

3.31 Collegamenti MT/BT

Le caratteristiche tecniche, i materiali ed i metodi di prova relativi a tutti i cavi BT per circuiti di potenza e controllo, cavi unipolari per cablaggi interni dei quadri, cavi MT e per impianti luce e f.m. dovranno essere rispondenti alle Norme CEI, alle tabelle CEI UNEL di riferimento in materia ed al Regolamento Europeo CPR sui cavi. Tutti i cavi dovranno essere del tipo non propaganti l'incendio secondo quanto indicato dalla Norma CEI 20-22; i cavi per i collegamenti interni agli edifici dovranno essere rispondenti anche alle Norme CEI 20-37. I cavi di comando e controllo dovranno essere di tipo schermato, con lo schermo opportunamente collegato a terra. I cavi di comando e controllo ed i cavi di potenza, durante i loro percorsi, dovranno essere sempre tra loro segregati. Ulteriori suggerimenti inerenti la posa, la

possibilità di installare impianti antincendio nelle gallerie dei cavi ecc. sono illustrati al par. 8.7.3 della Norma CEI EN 61936-1.

L'impianto dovrà essere dotato di una sala quadri locale e di un adeguato automatismo, tali da poter governare l'impianto stesso sia "in locale" che "in remoto".

La conduzione locale dovrà essere sia manuale che automatizzata e inoltre, dovrà prevedere la manovrabilità degli organi sul campo.

Per sistema di protezione comando e controllo si intende il complesso degli apparati e circuiti predisposti ai fini di:

- comando degli organi di protezione,
- registrazione eventi locale e remota,
- misura,
- rilevazione di segnali di stato,
- segnali di anomalia,
- registrazione di perturbazione,
- segnali di sintesi degli allarmi,
- segnalazione sui quadri locali di comando,
- interfacciamento con gli apparati di teleoperazioni.

Al par. 9 della Norma CEI EN 61936-1 sono indicati alcuni requisiti generali del sistema di protezione, comando e controllo.

Il sistema di protezione comando e controllo dovrà utilizzare apparati di protezione certificati Terna.

3.32.1 Sala controllo locale

La sala di controllo locale dovrà consentire di operare in autonomia per la messa in sicurezza dell'impianto, di attuare manovre opportune in situazioni di emergenza nonché di completare le azioni delle protezioni.

A tale proposito la prevista interfaccia MMI (Man Machine Interface) della sala controllo dovrà consentire una visione schematica generale dell'impianto, nonché consentirne la manovrabilità; dovrà inoltre presentare in maniera riassuntiva le informazioni relative alle principali anomalie d'impianto e grandezze elettriche quali tensioni, frequenza di sbarra, correnti dei singoli stalli, ecc. I requisiti richiesti per l'interfaccia MMI dovranno essere gli stessi elencati successivamente per la Teleconduzione.

Per quanto concerne la protezione dei circuiti di comando contro l'interferenza elettromagnetica si applica il par. 9.6 della Norma CEI EN 61936-1.

3.32.2 Teleconduzione e automatismo di impianto

L'automatismo di impianto e le interfacce con la postazione dell'operatore remoto dovranno essere tali da garantire un'elevata efficienza della Teleconduzione.

Pertanto sono richieste:

- semplicità nei sistemi di automazione;
- omogeneità del tipo di informazione/comandi da inviare in remoto con quelli inviati dagli altri impianti telecondotti;
- capacità di avvertire in maniera precisa ed inequivocabile l'operatore in remoto della presenza di anomalie al fine di ottimizzare le attività di pronto intervento e di manutenzione;
- facilità di comprensione delle segnalazioni tramite segnali di sintesi che facciano particolare riferimento alle azioni che l'operatore deve conseguentemente intraprendere;
- numero delle misure ridotto a quelle indispensabili;
- ridondanza delle misure e segnalazioni (ove necessaria);
- affidabilità delle misure;

- possibilità di utilizzare contemporaneamente due tipi di conduzione (ad esempio uno stallo in conduzione manuale in locale e tutti gli altri in conduzione centralizzata automatizzata);
- condizionamento delle manovre da parte di interblocchi che impediscano l'attuazione di comandi non compatibili con lo stato degli organi di manovra e di sezionamento;
- per i soli sezionatori di linea-terra deve essere previsto il "Dispositivo di Blocco Sezionatori" (DBS), al fine di lucchettare da remoto il "sezionatore di terra";
- utilizzazione di dispositivi di parallelo automatici (escludibili a richiesta dell'operatore) per la chiusura volontaria degli interruttori AT.

3.32.3 Telecontrollo

Il tipo di comandi attualmente usato per gli impianti TERNA adeguati all'esigenza della Teleconduzione è "sintetico" (cioè comandi di sequenze) ed applicato sia al controllo remoto che quello della sala controllo locale di impianto. Le segnalazioni di stato e le misure riportate presso i centri di conduzione Terna assicurano l'osservabilità in remoto della stazione elettrica.

3.32.4 Protezioni

La parte del sistema di controllo riguardante le protezioni dovrà essere conforme all'allegato A4 al Codice di Rete "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV".

3.32.5 Apparecchiatura di monitoraggio

Il documento di riferimento è l'allegato A7 al Codice di Rete "Specifica funzionale per sistemi di monitoraggio per le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV".

3.33 Disposizione elettromeccanica

Vengono di seguito elencati alcuni criteri generali circa la disposizione elettromeccanica dell'impianto, in aggiunta a quanto previsto dalla Norma CEI EN 61936-1.

Nelle stazioni elettriche, come nel caso in esame, deve essere evitata per quanto possibile la presenza di edifici, componenti e macchinario al di sotto dei conduttori aerei AT. Applicazioni non standard devono essere validate da TERNA.

Ove i vincoli di terreno lo consentano, dovranno essere evitati i sovrappassi sulle sbarre dei conduttori attivi AT. Pertanto, gli interruttori e le altre apparecchiature AT (sezionatori, trasformatori di misura, ecc.) dovranno sempre essere disposti dallo stesso lato del rispettivo arrivo linea e/o di installazione degli autotrasformatori (soluzione ad interruttori sfalsati).

Per la connessione di impianto di utenza, la soluzione impiantistica in esame prevede lo stallo utente da un lato delle sbarre e gli stalli linea RTN dall'altro lato delle sbarre.

Allo stesso modo, per stazioni di trasformazione, lo stallo autotrasformatore è posizionato normalmente da un lato delle sbarre, mentre gli altri stalli linea sono posizionati dall'altro lato delle sbarre.

La soluzione da adottare per il parallelo sbarre dovrà essere quella ad "U" (senza sovrappasso delle sbarre); tale soluzione consente inoltre la disposizione generica dei conduttori solamente su due livelli.

Negli impianti facenti parte della RTN, non è ammessa la soluzione impiantistica a stalli contrapposti.

La tipologia dei sezionatori di sbarra da utilizzare è, a meno di vincoli particolari, quella verticale per i seguenti motivi:

- sicurezza durante le operazioni di manutenzione;

- chiara visibilità dello stato dell'impianto (visibilità dei sezionatori aperti e/o chiusi);
- risparmio di spazi in senso longitudinale.

Negli impianti con doppio sistema di sbarre la distanza tra una terna e l'altra di sbarre (ved. successiva tabella) è determinata dalla possibilità di operare manutenzione alle apparecchiature afferenti ad un sistema di sbarre, con l'altro in tensione.

Per i conduttori di stallo al di sotto del sistema di sbarre, è da ritenersi sempre preferibile la soluzione con profilo tubolare, anziché in corda.

L'impianto deve essere dotato di strade interne e perimetrali, larghe quattro metri (sette metri per la strada di fronte agli ATR) e con raggio di curvatura di almeno cinque metri, opportunamente delimitate al fine di evitare il transito e/o la sosta di mezzi di trasporto nelle immediate vicinanze delle parti in tensione. Le strade devono a loro volta essere opportunamente distanziate dalle parti in tensione, al fine di rispettare le distanze che limitano la zona pericolosa (DL), la zona prossima (DV), l'altezza minima delle parti attive sopra le aree accessibili (H) e la distanza minima di protezione per i veicoli (T), di cui alla Norma CEI EN 61936-1.

La viabilità interna deve comunque essere realizzata al fine di consentire tutte le normali operazioni di esercizio e manutenzione dell'impianto.

E' richiesta la presenza di almeno una strada che passi lungo lo spazio previsto tra gli interruttori ed i trasformatori di corrente dei diversi stalli, in modo da rendere più semplice l'accesso alle apparecchiature AT per la manutenzione.

Per l'ingresso in stazione dovranno essere previsti un cancello carrabile di 7 metri di tipo scorrevole ed un cancello pedonale.

Non è consentita la soluzione impiantistica su diversi livelli e/o terrazzamenti; l'impianto dovrà inoltre essere orientato in modo da ottimizzare l'ingresso delle linee afferenti la stazione.

Ogni sistema di sbarre deve essere dotato di due terne di sezionatori di terra sbarre, disposte sulle estremità terminali delle sbarre stesse.

Per quanto possibile, a meno di vincoli particolari, l'edificio comando/controllo deve essere collocato in prossimità dell'ingresso principale in modo da evitare che in caso di emergenza il personale autorizzato sia costretto a passare in vicinanza della zona apparecchiature e macchinario. Tale accorgimento è previsto anche per l'edificio integrato SA/SQ. E' opportuno posizionare l'edificio servizi ausiliari a non meno di 10 metri da qualsiasi parte in tensione.

In merito al posizionamento dell'edificio servizi ausiliari e comando/controllo, dei trasformatori MT/BT, la soluzione impiantistica prescelta deve essere tale da minimizzare i percorsi delle vie cavi tra di essi.

Dovrà essere sempre preventivamente consultata TERNA in merito agli spazi da riservare per l'ampliabilità futura della stazione elettrica.

L'impianto dovrà essere opportunamente recintato. Per le dimensioni della recinzione, il tipo (parete piena o rete metallica), nonché per le distanze d'isolamento di confine si rimanda a quanto indicato agli art. 7.2.3 e 7.2.6. della Norma CEI EN 61936-1.

Dovranno essere previste strade di accesso opportunamente dedicate di collegamento alla viabilità ordinaria.

Si ricorda che, nel caso in esame in cui l'impianto dell'Utente è previsto a ridosso della stazione elettrica, deve essere prevista una separazione fisica (recinzione) tra la proprietà RTN e la proprietà dell'Utente; nel caso in cui venga concesso il collegamento dell'Utente tramite l'utilizzo di uno stallo di tipo ridotto senza interruttore, il sezionatore di sbarra dello stallo di Utente appartiene comunque alla RTN, mentre gli ultimi colonnini di sostegno verso l'esterno dell'impianto rappresentano il limite di proprietà funzionale tra RTN e l'Utente stesso. Il tratto di recinzione al di sotto delle parti attive del suddetto stallo uscente, di proprietà dell'Utente, deve essere opportunamente realizzato in materiale isolante (provvedimento M 2.1 Allegato E Norma CEI EN 50522).

Vale inoltre quanto segue:

- al fine di ridurre il rischio d'estensione dei danni causati da incendio od esplosione, la disposizione dei trasformatori di potenza richiede la realizzazione di muri tagliafiamma sui lati corti dei trasformatori e comunque si devono rispettare i valori di riferimento delle distanze indicati nella Tabella 3 della Norma CEI EN 61936-1 e le ulteriori prescrizioni aggiuntive indicate nel par. 8.7 della Norma CEI EN 61936-1;
- la disposizione dei chioschi dovrà essere nelle immediate vicinanze dei trasformatori di corrente e degli interruttori.

Di seguito sono riportate le distanze minime di progetto consigliate, anche al fine di ridurre al minimo le indisponibilità per manutenzione. Ove sussistano problematiche relative allo spazio, si può prendere in esame, previo accordo con

Terna, la possibilità di ridurre alcune distanze, pur nel rispetto delle distanze di sicurezza e di quelle strettamente necessarie previste per le operazioni di manutenzione (CEI EN 50110).

PRINCIPALI DISTANZE DI PROGETTO	Sez.380 kV (m)	Sez.220 kV (m)	Sez.132-150 kV (m)
Distanza tra le fasi per le sbarre e le apparecchiature	5,50	3,20	2,20
Distanza tra le fasi nei conduttori in sorpasso alle sbarre (se del caso)	5,50	3,50	3,00
Distanza tra le fasi per l'amarro linee	6,25	3,50	3,00
Larghezza degli stalli	22,00	14,00	11,00
Larghezza complessiva dello stallo parallelo (del tipo ad U senza sorpasso sbarre)	44,00	28,00	22,00
Distanza tra le fasi adiacenti di due sistemi di sbarre	11,00	7,60	6,00
Altezza dei conduttori di stallo (asse morsetti sezionatori di sbarra)	6,50	5,30	4,50
Quota asse sbarre	11,80	9,30	7,50
Quota amarro linee (ad interruttori "sfalsati")	14,00 (21,00)	16,00 (12,00)	15,00
Sbalzo sbarre per i TV di sbarra (3)	5,50	4,00	3,30
Sbalzo senza TV di sbarra	4,00	3,00	2,00
Distanza tra l'asse del TV di sbarra ed l'asse strada (larghezza strada 4 metri)	6,70	5,00	4,00
DISTANZE LONGITUDINALI TRA LE PRINCIPALI APPARECCHIATURE AT DI STALLO			
Distanza tra le sbarre e l'interruttore	10,00	7,00	6,50
Distanza tra l'interruttore ed il TA (1)	10,00	8,00	7,50
Distanza tra il TA ed il sezionatore di linea (1)	5,10	5,00	3,50
Distanze tra il sezionatore di linea ed il TV (1)	5,90 (9,90)	5,00	3,00
Distanza tra il TV ed il traliccio/portale di amarro (2)(5) (caso di stallo senza scaricatore di arrivo linea)	-	-	4,50
Distanza tra TV e scaricatore di arrivo linea(4)(6)	2,50	2,50	1,50
(1): le distanze sono da intendersi tra le mezzerie della apparecchiature. (2): il TV ed il traliccio possono anche essere allineati. (3): distanza da intendersi tra l'asse dell'ultimo sostegno e l'asse del TV di sbarra. (4) Si veda il paragrafo 7.18.1 (5) Nel caso di stallo linea 380 kV con portale H21 senza scaricatori di arrivo linea, la BOC è posta su sostegno dedicato a 5,90 m dal sezionatore orizzontale ed a 4,00 m dal TV (6) Nel caso di stallo linea 380 kV con portale H21 con scaricatori di arrivo linea, la BOC è posta su sostegno dedicato a 5,40 m dal sezionatore orizzontale ed a 3,50 m dal TV			

Tabella 9: distanze in aria

4 Stazione Utenti Condivisa (SSU-CONDIVISA)

Al fine di ottimizzare le opere di connessione alla rete, Terna SPA ha richiesto alla X-ELIO ITALIA 4 srl di condividere lo stallo di connessione sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV denominata "Deliceto" con i seguenti produttori:

- WPD Daunia S.r.l. STMG codice pratica 201900804 rilasciata da TERNA in data 01/10/2019 prot. TERNA/P2019 0067838 che prevede il collegamento del proprio impianto di produzione di energia elettrica di tipo eolico, di potenza pari a 58 MW, previsto nel comune di Ascoli Satriano (FG) **[ID MASE: 7525]**;
- BGC Consulting S.r.l., STMG codice pratica 202001426 rilasciata da TERNA in data 11/12/2020 prot. TERNA/P20200080471 che prevede il collegamento del proprio impianto di produzione di energia elettrica di tipo fotovoltaico, di potenza pari a 34,92 MW, previsto nel comune di Candela (FG)
- E-WAY FINANCE S.P.A., STMG codice pratica 202100240 rilasciata da TERNA in data 23/06/2021 prot. 20210050126 che prevede il collegamento del proprio impianto di produzione di energia elettrica di tipo agro-fotovoltaico, di potenza pari a 56,12 MW, previsto nel comune di Ascoli Satriano (FG) **[ID MASE 8045]**.

La società X-ELIO ITALIA 4 srl ha quindi concordato con i suddetti produttori una soluzione tecnica che permette di collegare i quattro impianti di produzione in parallelo allo stallo che Terna ha loro dedicato sul futuro ampliamento della SE Deliceto attraverso una Stazione Utenti Condivisa (opere comuni ai quattro produttori). A valle dell'accordo tecnico è seguito un accordo scritto che regola i reciproci rapporti in relazione alla condivisione della progettazione e della realizzazione della Stazione Utenti Condivisa. Per i dettagli della Stazione Utenti si rimanda alla lettura degli elaborati relativi al PTO (Piano Tecnico delle Opere) della SSU CONDIVISA.

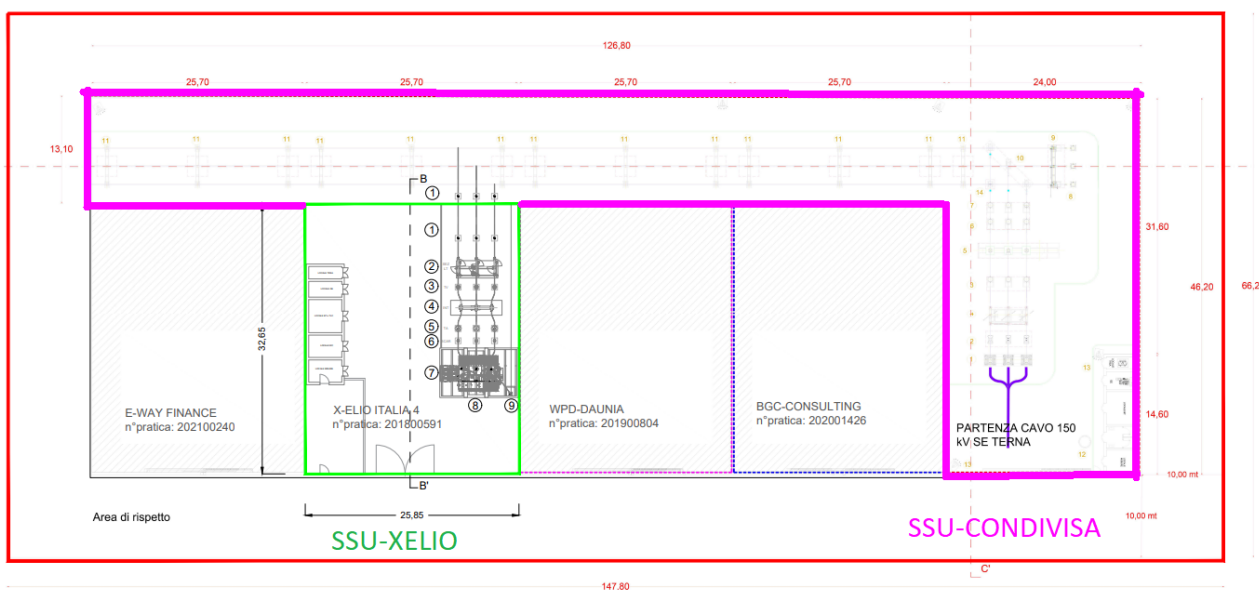


Fig. SSU-XELIO; SSU-CONDIVISA ("condominio")

5 Ampliamento della SE Terna denominata "SE DELICETO"

5.1 Premessa

La STMG fornita da Terna Spa in data 03/06/2020 assegna all'impianto di oggetto il Codice Pratica 201800591 e prevede che la centrale di produzione venga collegata in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Deliceto".

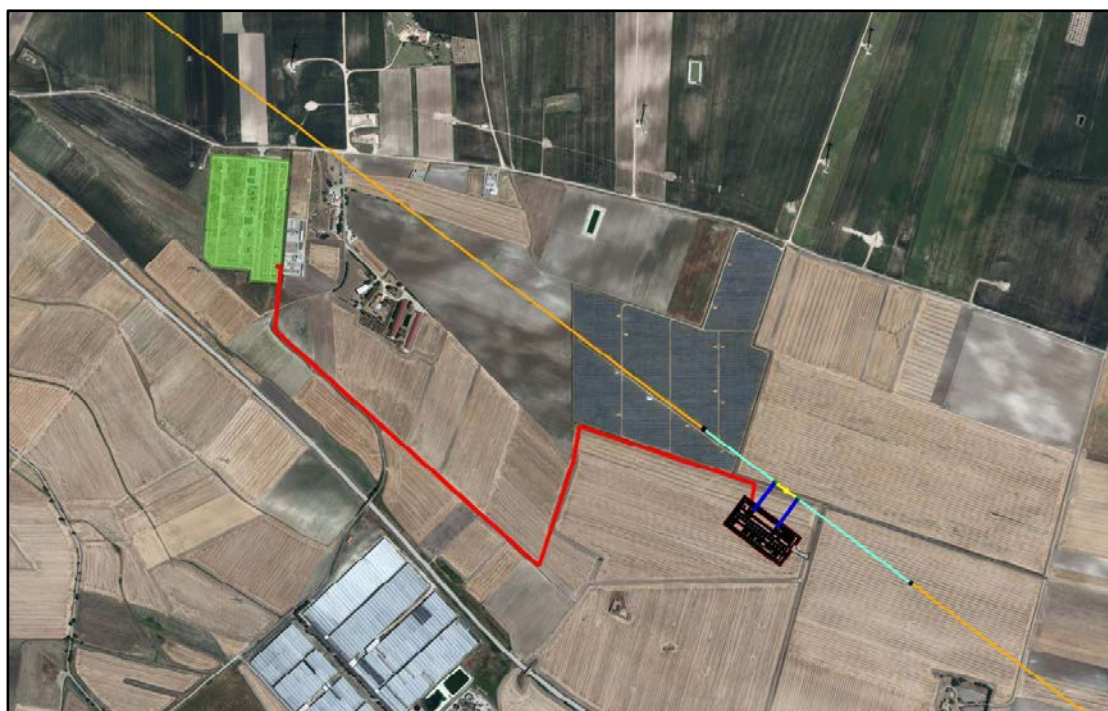
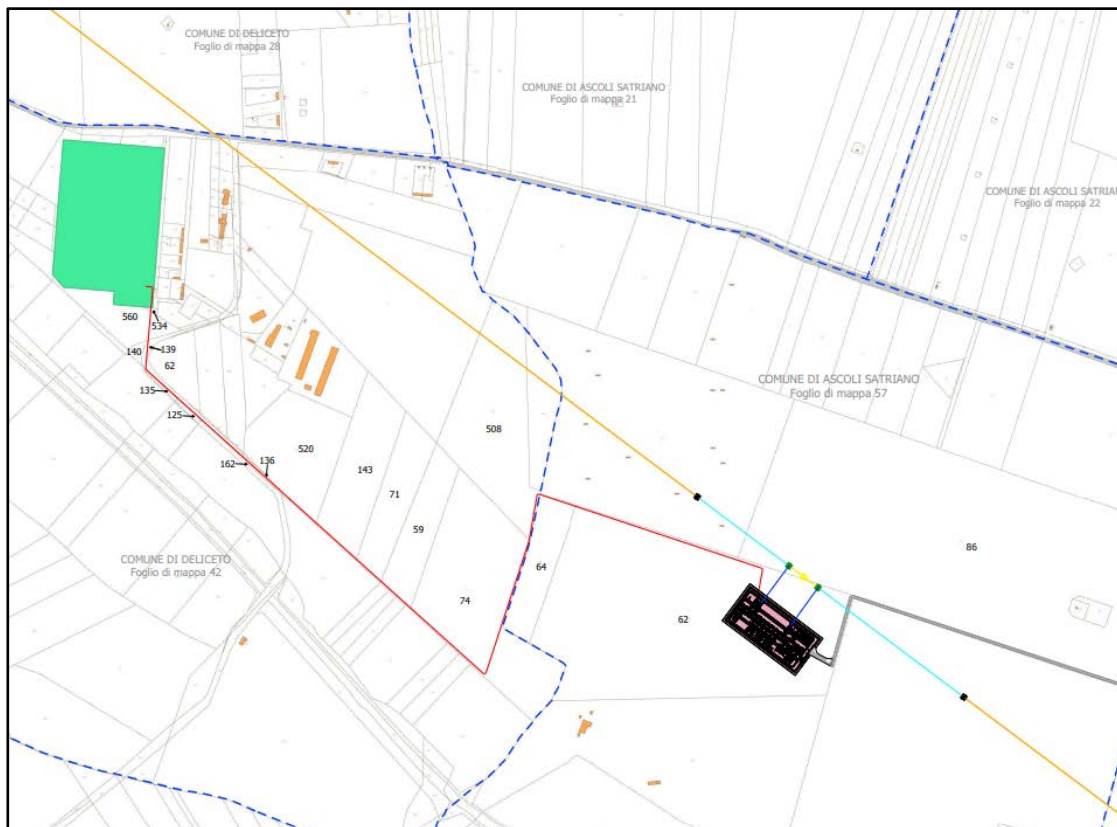
Trattandosi di una nuova opera della RTN, Terna Spa ha aperto un tavolo tecnico con tutti i produttori la cui soluzione di connessione prevede come punto di allaccio alla RTN proprio il futuro ampliamento della SE "Deliceto". Durante il tavolo tecnico Terna ha fornito le indicazioni tecniche necessarie alla redazione del progetto dell'ampliamento della Rete. Come previsto dal TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive di cui alla Delibera ARERA 99/08), la progettazione e l'autorizzazione delle nuove opere della RTN necessarie al fine di connettere nuovi impianti di produzione è a carico dei richiedenti, previo benessere del progetto da parte di Terna Spa stessa.

I partecipanti al tavolo tecnico dell'ampliamento della SE Deliceto hanno presentato il progetto dell'ampliamento della SE Deliceto è stato presentato preliminarmente su un terreno che poi si è scoperto essere stato precedentemente contrattato (ancorché in forma di scrittura privata non notarile e pertanto non rilevabile da ispezioni ipocatastali) dalla società Whysol-E Sviluppo srl, la quale aveva sottoposto, in data 02/08/2021, a valutazione VIA al MASE (ID_VIP_7387) ed avviato un procedimento di Autorizzazione Unica (Cod. ID 828BKAH2) di un progetto agrivoltaico denominato "Ascoli Satriano Masseria San Potito". È stato pertanto necessario sottoporre nuovamente il progetto Terna ad approvazione, ubicando l'opera in un nuovo sito. Il benessere al nuovo progetto è stato accordato da Terna in data 21/06/2023.

Gli elaborati approvati da Terna relativi all'ampliamento della SE Deliceto sono allegati alla documentazione consegnata alla quale si rimanda per approfondimenti

I partecipanti al tavolo Tecnico per l'ampliamento della SE Terna Deliceto sono stati:

POTENZE (MW)	Codice Pratica	POTENZA	REGIONE	PROVINCIA	Ragione Sociale	REFERENTE	EMAIL	STALLO
276,95	226,95	202100644	55000	PUGLIA	FOGGIA	CATENACCIO SOLAR PARK SRL	MARSICANO GIOVANNI mefreeinfo@gmail.com	11
		201901026	30000	PUGLIA	FOGGIA	SR TARANTO S.R.L.	MARSICANO GIOVANNI mefreeinfo@gmail.com	
		202000228	35000	PUGLIA	FOGGIA	SR TARANTO S.R.L.	MARSICANO GIOVANNI mefreeinfo@gmail.com	
		202000061	45000	PUGLIA	FOGGIA	SR TARANTO S.R.L.	MARSICANO GIOVANNI mefreeinfo@gmail.com	
		202000063	24000	PUGLIA	FOGGIA	SR TARANTO S.R.L.	MARSICANO GIOVANNI mefreeinfo@gmail.com	
		202002126	37950	PUGLIA	FOGGIA	INE MEZZANA GRANDE S.R.L.	CHERICONI SERGIO labelia@ilos-energy.com	
	202001410	50000	PUGLIA	FOGGIA	RINNOVABILI SUD TRE SRL	D'OPPIDO DANIELE connessioni@vsb.energy		
261,338	252,338	202001426	34920	PUGLIA	FOGGIA	BGC CONSULTING SRL	BRACCIA GERARDO CARMINE studiobraccia@gmail.com	9
		201900804	58000	PUGLIA	FOGGIA	WPD DAUNIA SRL	DELLI PRISCOLI GIUSEPPE g.dellipriscoli@wpd-italia.it	
		201800591	50000	PUGLIA	FOGGIA	X-ELIO ITALIA 4 SRL	MEMOLI GIANFRANCO RAFAEL gianfranco.memoli@x-elio.com	
		202100240	56120	PUGLIA	FOGGIA	E-WAY FINANCE S.P.A.	TIZZANO ANDREA cessato_a.tizzano@ewayfinance.it	
		201901225	53298	PUGLIA	FOGGIA	E-WAY FINANCE S.P.A.	CONIO GASPARE conio_g.conio@ewayfinance.it	
	202102680	9000	PUGLIA	FOGGIA	MARGHERITA S.R.L.	MESCIA GIACOMO PIETRO PAOLO margheritasrl@arubapec.it		
268	130	202001480	60000	PUGLIA	FOGGIA	HF SOLAR 8 SRL	COSTANTINO AGOSTINO hfsolar8.srl@gmail.com	6
		202000365	70000	PUGLIA	FOGGIA	SOLARFIELDS SETTE SRL	MANENTI MAURIZIO maurizio.manenti@gmail.com	
		202001451	130000	PUGLIA	FOGGIA	URBA-I 130108 SRL	SALEHI AZARI FARSA tso_it@expo-solar.com	
		202100408	8000	PUGLIA	FOGGIA	DEL ENERGY S.R.L.	MORO SARA gestione.manet@whysol.it	
274,09528	203,84028	202001418	50715	PUGLIA	FOGGIA	IBERDROLA RENEWABLES ITALIA SPA	PAVIN GIUSEPPE gpavin@iberdrola.es	12
		202000604	54405	PUGLIA	FOGGIA	IBERDROLA RENEWABLES ITALIA SPA	PAVIN GIUSEPPE gpavin@iberdrola.es	
		202000316	35736,48	PUGLIA	FOGGIA	GRM GROUP S.R.L.	GRAMEGNA SAVERIO tecnico@grmgroup.srl	
		201901113	62983,8	PUGLIA	FOGGIA	HYDRA GROUP SRL	GRAMEGNA MARIANGELA connessioni@grmgroup.srl	
		202100301	70255	PUGLIA	FOGGIA	TEMI RINNOVABILI	LAZZARIN ANTONIO FEDERICO antonio.lazzarin@bawwa-re.it	
274,2	202,20	6011817	60000	PUGLIA	FOGGIA	ECOENERGIA S.R.L.	VITAGLIANO SAVERIO ingvitagliano@alice.it	8
		5036431	60000	PUGLIA	FOGGIA	ECOENERGIA S.R.L.	VITAGLIANO SAVERIO ingvitagliano@alice.it	
		201900291	48000	PUGLIA	FOGGIA	RWE RENEWABLES ITALIA SRL	BIGI GIOVANNI giovanni.bigi@rwe.com	
		201901619	34200	PUGLIA	FOGGIA	RWE RENEWABLES ITALIA SRL	RAINÀ ANTONIA antonia.raino@rwe.com	
		201700265	72000	PUGLIA	FOGGIA	WIND ENERGY CASTELLUCCIO SRL	MARESCA FABIO francesco.gramazio@lpholdingsrli.com	
280,24	280,24	202100246	115000	PUGLIA	FOGGIA	EDIS S.R.L.	CONTINANZA ALESSANDRO continanza@projea.it	7
		202002592	72000	PUGLIA	FOGGIA	AEP SRL	DI GIANVITO EUGENIO atsing@atsing.eu	
		201900905	93236	PUGLIA	FOGGIA	HERGO RENEWABLES SPA	FILOTICO LEONARDO a.guida@infrastrutture.eu	



SATELLITE DELLA SE TERNA "DELICETO" COLLEGATO CON UN CAVIDOTTO INTERRATO (in rosso) ALLA SE "DELICETO" (in verde)

6 Criteri di connessione alla rete

6.1 Prescrizioni generali

La Centrale dovrà essere dotata di un interruttore generale, che realizzi la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza dell'Utente.

Gli avvolgimenti AT del trasformatore MT/AT saranno ad isolamento uniforme e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile e predisposto per la connessione a terra, e gli avvolgimenti MT saranno collegati a triangolo.

L'avvolgimento AT del trasformatore elevatore MT/AT dovrà essere dotato di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra $\pm 12\%$ della tensione nominale.

Il trasformatore elevatore dovrà essere opportunamente dimensionato (80 MVA) per consentire il transito della potenza attiva e reattiva massima, limitando le perdite reattive e comunque con una potenza apparente complessiva almeno pari al 120% della P_n dell'impianto.

I trasformatori BT/MT saranno opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima.

I campi fotovoltaici previsti saranno molto estesi, pertanto in corrispondenza della potenza attiva $P=0$ ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto dovrà essere realizzato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenze reattive scambiate superiori a 0,5 MVAR, dovranno essere previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete MT di parco in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta dalla rete MT a V_n . Tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da reattanze shunt.

Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere esclusi in maniera automatica in modo da bilanciare, almeno in parte, il maggior assorbimento di potenza reattiva dei trasformatori degli inverter e del trasformatore elevatore MT/AT di impianto e garantire il rispetto delle capability richieste al Punto di Consegna.

In funzione delle necessità della rete locale Terna la centrale fotovoltaica dovrà essere provvista di sistemi di bilanciamento delle perdite induttive dei trasformatori a carichi elevati eventualmente non coperte dalle capability degli inverter, prevedendo un loro frazionamento al fine di garantire una buona compensazione a fronte di fuori servizio di parte del campo fotovoltaico.

Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere connessi in maniera automatica al fine di garantire il rispetto delle capability richieste al Punto di Consegna.

L'Utente dovrà essere in grado di effettuare le manovre sull'impianto di sua competenza ed eseguire in tempo reale gli ordini impartiti dal Gestore ai fini della sicurezza del sistema elettrico, mediante un sistema di teleconduzione ovvero tramite il presidio degli impianti attivo 24 ore al giorno; in particolare l'Utente disporrà di personale autorizzato sempre rintracciabile, effettuerà tutte le azioni necessarie affinché il proprio impianto sia integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della RTN, renderà disponibili al Gestore le telemisure ed i telesegnali di impianto necessari per l'osservabilità ed il controllo remoto della rete, garantirà l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle protezioni, il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.

E' prevista la installazione di un gruppo elettrogeno da 100 kVA, per sopperire ad eventuali aperture dei collegamenti della rete verso la Centrale Fotovoltaica in caso di necessità.

6.2 Limiti di funzionamento

La Centrale Fotovoltaica ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare la Centrale, in ogni condizione di carico, deve essere in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$$

con V_n la tensione nominale del punto di connessione.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, la Centrale dovrà rimanere connessa alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47.5 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz.}$$

Gli inverter dovranno avere caratteristiche di insensibilità alle variazioni di tensione Fault Ride Through (FRT) identiche in tutte le configurazioni di connessione alla rete (in entra-esce, in antenna, in derivazione rigida) per evitare di condizionare il commissioning delle macchine allo schema di connessione della Centrale.

È richiesto che gli inverter siano in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni osservando i profili di sotto-tensione e sovra-tensione riprodotti nella figura sottostante.

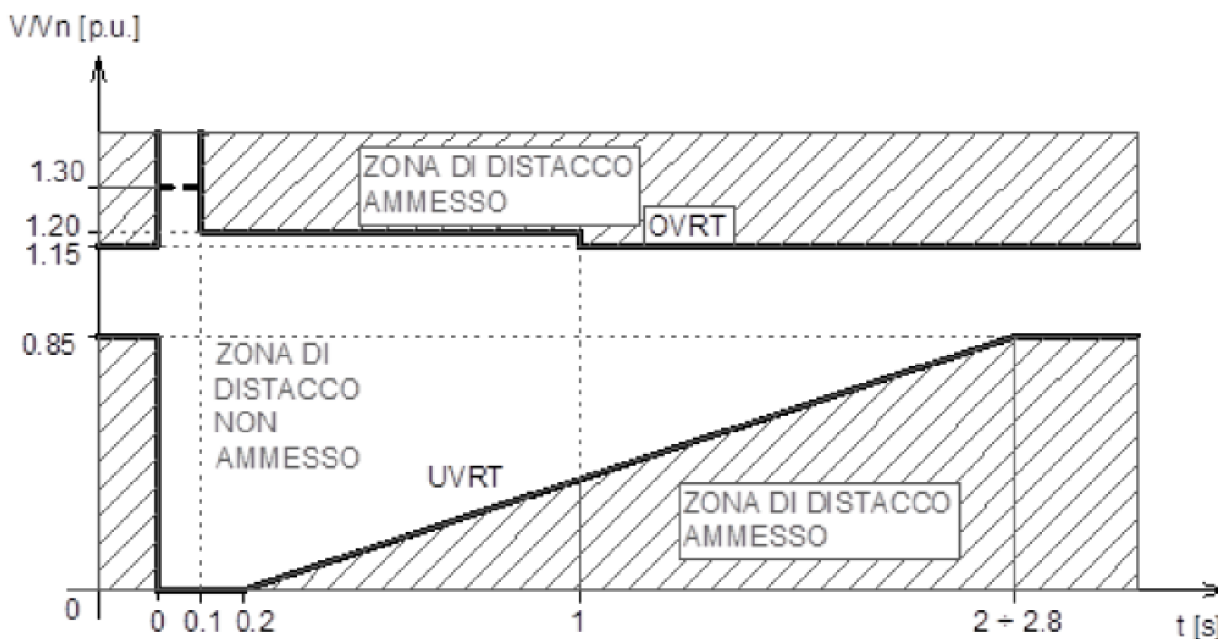


Fig.8: Caratteristica FRT al Punto di Connessione per Centrali Fotovoltaiche

Le tensioni considerate sono quelle concatenate al punto di connessione. La logica di distacco è del tipo 1 su 3; essa deve attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.

Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati da guasti in rete (caratteristica Under Voltage Ride Through), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione nelle fasi post-guasto (caratteristica Over Voltage Ride Through).

Si richiede di poter sostenere il totale annullamento della tensione per 200ms.

Nel primo tratto di 100ms il limite superiore è definito dal costruttore, ma comunque non deve risultare inferiore a 130 % della tensione nominale V_n .

Il tempo finale del tratto inclinato della caratteristica di UVRT dipende dal livello di tensione nominale del Punto di Connessione: 2s per le reti a 132/150 kV e 2,8 s per le reti a 220 kV.

All'interno dell'area di distacco non ammesso, quando il valore della tensione al punto di connessione è inferiore a $0,85 V_n$ o superiore a $1,15 V_n$ non vengono imposte prescrizioni rigide sull'erogazione di potenza attiva e reattiva. In ogni caso è richiesto che la limitazione della potenza attiva erogata sia correlata alla profondità del buco/picco di tensione e con limitato coinvolgimento delle fasi non interessate all'abbassamento/innalzamento di tensione. Dovranno comunque essere specificate le tecniche di gestione della potenza attiva erogata durante gli abbassamenti di tensione e le regolazioni relative dovranno essere concordate con il Gestore di Rete. Il comportamento previsto degli inverter in tale modalità di funzionamento dovrà comunque essere descritto nei modelli forniti di cui al paragrafo 10. Al rientro all'interno di tale intervallo, dovrà essere ripristinata in un tempo non superiore a 500 ms la produzione attiva precedente al transitorio e la regolazione di potenza reattiva impostata.

6.3 Distorsione armonica

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THDV) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel Punto di Connessione non superi i seguenti valori, in accordo alla norma [IEEE 519] :

- THDV $\leq 2,5\%$ per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- THDV $\leq 1,5\%$ per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

Distorsione della corrente

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THDI), calcolato fino alla 50-esima armonica e considerando come base la corrente nominale della Centrale Fotovoltaica nel Punto di Connessione non superi i valori indicati nella tabella di seguito riportata, in accordo alla norma [IEEE 519], dove I_n è la massima corrente immessa della Centrale Fotovoltaica e I_{cc} è la corrente di cortocircuito nel Punto di Connessione.

I_{cc}/I_n	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _i
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabella 28: da allegato A.68 di TERNA

6.4 Criteri di protezione e taratura della centrale fotovoltaica

La Centrale deve essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

Gli inverter di una Centrale Fotovoltaica devono poter sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a $P_n \cdot 2s$.

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni di Centrale non devono comandare anticipatamente la separazione della Centrale dalla rete stessa o la fermata degli inverter.

Per l'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali.

Inoltre, la Centrale deve essere dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete, in accordo con quanto descritto nel documento [A.11] di TERNA.

Anche l'intervento delle protezioni per guasti esterni deve prevedere l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni inverter.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per le Centrali Fotovoltaiche.

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

Nella Fig. seguente è rappresentata una connessione tipica con sezione AT in aria con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti dal Gestore adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete a cui l'impianto è connesso.

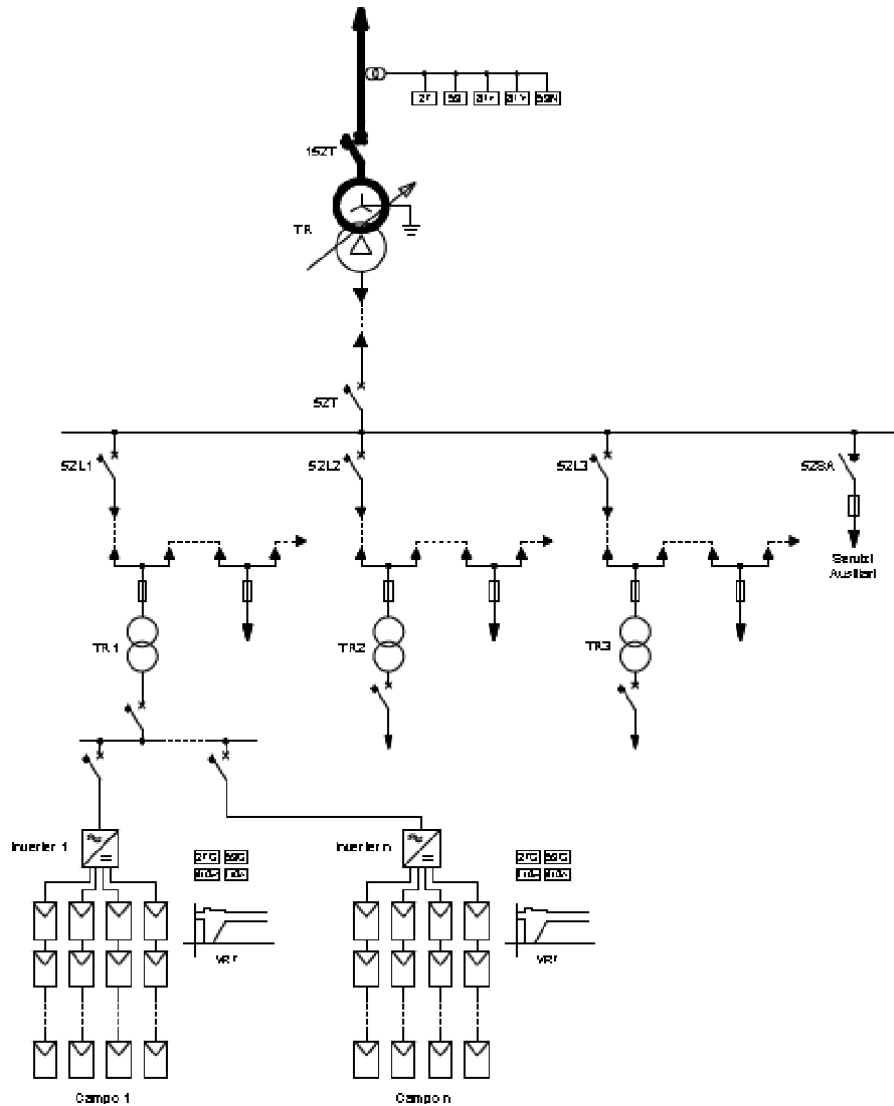


Fig. 9 Allegato A.68 TERNA – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione AT di una Centrale Fotovoltaica

6.5 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni

Le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura tipici da installare nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica ed a bordo degli inverter devono essere:

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

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta, presente solo sul lato AT, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore generale. Le Centrali Fotovoltaiche devono essere predisposte per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT.

6.5.1 Protezioni di rete nella sezione AT

Le tarature di riferimento delle protezioni di rete sensibili ai guasti esterni da impostare sul montante d'interfaccia con la rete AT sono descritte di seguito, avendo differenziato due tipiche configurazioni di connessione alla rete in accordo a quanto previsto nell'Allegato [A.2] al Codice di Rete:

CASO "A": Centrale connessa ad Impianto di Consegna in entra esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

CASO "B": Centrale su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT

Eventuali modifiche ai valori di taratura proposti nel seguito devono essere concordate con Terna.

Si ricorda che la centrale in oggetto ricade nel CASO "A".

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica sono indicati i seguenti valori:

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

Note:

(1) V_{nR} è la tensione nominale della rete;

(2) Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;

(3) $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra. I valori di taratura più bassi della 1a soglia sono associati ai casi di Centrali con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT. In tale caso infatti la tensione residua massima (V_{RES_MAX}) può arrivare fino a 3 volte la tensione nominale di fase. Viceversa i valori più elevati sono associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT in cui la tensione residua massima (V_{RES_MAX}) su guasto monofase a terra assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.

(4) Soglia applicata ai soli impianti di produzione con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT

(5) Tensione operativa 0,2 V_{nG}

(6) Tensione operativa 0,8 V_{nG}

Tabella 29: Taratura Sistema Protezione Interfaccia SSE

6.5.2 Protezioni degli inverter

Le tarature degli inverter riportate sono indipendenti dallo schema di connessione.

Centrale Fotovoltaica connessa alla rete AT – Protezioni inverter						
PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE		TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27G)	0,3 ÷ 1,0 V _I ⁽¹⁾	0,0÷10,0 s	1 ^a soglia	85 % V _{nl} ⁽¹⁾	2,0 ÷ 2,8 s ⁽²⁾	Arresto inverter
		0,0÷10,0 s	2 ^a soglia (opzionale)	30 % V _{nl} ⁽¹⁾	0,85 s	
		0,0÷200,0 s	3 ^a soglia (opzionale)	90 % V _{nl} ⁽¹⁾	60 s	
Massima tensione (59G)	1,0 ÷ 1,5 V _I ⁽¹⁾	0,0÷10,0 s	1 ^a soglia	115 % V _{nl} ⁽¹⁾	1,0 s	
		0,0÷10,0 s	2 ^a soglia (opzionale)	120 % V _{nl} ⁽¹⁾	0,1 s	
		0,0÷200,0 s	3 ^a soglia (opzionale)	110 % V _{nl} ⁽¹⁾	60 s	
Minima frequenza (81G<) ⁽⁴⁾	45 ÷ 50 Hz	0,0÷10,0 s	1 ^a soglia	47,5 HZ	4,0 s	
			2 ^a soglia	46,5 Hz	0,1 s ⁽⁶⁾	
Massima frequenza (81G>) ⁽⁵⁾	50 ÷ 53 Hz	0,0÷10,0 s	1 ^a soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2 ^a soglia	52,5 Hz	0,1 s ⁽⁶⁾	

Note:

⁽¹⁾ V_{nl} è la tensione nominale dell'inverter;

⁽²⁾ Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;

⁽³⁾ E' ammessa una diversa coppia di valori tensione e tempo purché coincidente con un punto del tratto inclinato della caratteristica di LVRT, riportata ai morsetti dell'inverter

⁽⁴⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nl}

⁽⁵⁾ Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nl}

⁽⁶⁾ Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.

Tabella 30: Taratura Sistema Protezione Interfaccia inverter

6.5.3 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni

L'impianto dovrà essere realizzato in modo che le protezioni contro i guasti interni isolino tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della Centrale Fotovoltaica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete esterna o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

6.5.4 Protezioni del trasformatore AT/MT

Le protezioni minime che devono essere previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51);
- Differenziale di trasformatore (87T);
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51).

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore (azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori).

Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono la protezione Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc... i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

6.5.5 Protezioni installate nella sezione MT

Dovranno essere adottate idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

6.6 Calcoli delle potenze e delle correnti di corto circuito

La potenza di cortocircuito è certamente il parametro più importante nella progettazione di un grande impianto elettrico.

Nel punto di alimentazione dell'impianto vanno definiti due valori di potenza di cortocircuito:

- la potenza di cortocircuito massima, che viene raggiunta quando le fonti di energia sono tutte presenti nella loro piena efficienza;
- la potenza di cortocircuito minima, che si ottiene dalla precedente ipotizzando la mancanza di una o più fonti di energia a causa di motivi diversi (guasti, manutenzione, ridotta disponibilità di energia primaria, ecc.).

Per un dimensionamento esecutivo dei parametri in gioco dovranno essere rese disponibili, da TERNA, le potenze di cortocircuito massima e minima nel punto di connessione della centrale fotovoltaica in esame.

In attesa di tali valori, si assumono in questa sede valori di ingresso plausibili, che siano opportunamente vicini ai massimi valori di guasto ipotizzati da TERNA per le linee alta tensione a 150 kV.

Tali valori si considerano del tutto indicativi, in attesa di ricevere i dati di ingresso di cui sopra.

Le potenze di cortocircuito massime devono essere calcolate ai vari livelli di tensione, considerando anche i contributi interni degli impianti (generatori fotovoltaici).

In base ai valori ottenuti e ai tempi di intervento delle protezioni si dimensionano i cavi e le apparecchiature principali (quadri, interruttori, sbarre, ecc.).

Le potenze di cortocircuito minime devono essere calcolate ai vari livelli di tensione, senza tenere conto dei contributi interni dell'impianto.

Dalla potenza di cortocircuito minima dipende la distorsione della forma d'onda della tensione dovuta alla presenza di generatori non lineari (inverter).

Da un punto di vista dimensionale, la potenza di cortocircuito massima dovrebbe essere piccola, mentre la potenza di cortocircuito minima dovrebbe essere grande. Vanno pertanto scelte tensioni di cortocircuito dei trasformatori in modo da disporre di potenze di cortocircuito minime non troppo basse per evitare elevate cadute di tensione e, al

tempo stesso, potenze di cortocircuito massime non troppo elevate per evitare quadri e apparecchiature di costo eccessivo o non reperibili sul mercato.

Per calcolare la potenza di cortocircuito in un punto dell'impianto si ipotizza che la resistenza sia trascurabile rispetto alla reattanza, perché solitamente il rapporto reattanza / resistenza di una rete di distribuzione (fino alle sbarre) è superiore a sette. In pratica, l'impedenza coincide con la reattanza.

Pertanto, la potenza di cortocircuito di un sistema elettrico costituito da n elementi in serie (generatori, linee, trasformatori), le cui potenze di cortocircuito siano $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$.

La potenza (apparente) di cortocircuito trifase è:

$$P_{cc} = \sqrt{3} U I_{cc}$$

dove:

- U è la tensione nominale concatenata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase

Considerando $Z \cong X$ si ha:

$$I_{cc} = \frac{E}{X}$$

dove $E = U/\sqrt{3}$ è la tensione di fase e quindi:

$$I_{cc} = \frac{U}{X \sqrt{3}}$$

Si ottiene così:

$$P_{cc} = \sqrt{3} U \frac{U}{X \sqrt{3}} = \frac{U^2}{X}$$

La potenza di cortocircuito di un sistema a tensione U composto da n elementi in serie aventi reattanze X_1, X_2, \dots, X_n è:

$$P_{cc} = \frac{U^2}{X_1 + X_2 + \dots + X_n}$$

D'altra parte, la reattanza X_i del generico elemento del sistema elettrico con potenza di cortocircuito P_i vale:

$$X_i = \frac{U^2}{P_i}$$

E dunque:

$$P_{cc} = \frac{U^2}{\frac{U^2}{P_1} + \frac{U^2}{P_2} + \dots + \frac{U^2}{P_n}} = \frac{U^2}{\frac{1}{P_1} + \frac{1}{P_2} + \dots + \frac{1}{P_n}}$$

La potenza di cortocircuito di un trasformatore vale:

$$P_{cc} = \frac{P}{u_{cc}} 100$$

dove:

- P è la potenza nominale del trasformatore;
- u_{cc} è la tensione di cortocircuito percentuale.

Nel trasformatore la u_{cc} dipende dall'impedenza di cortocircuito, ma questa è così poco diversa dalla reattanza che non vale la pena distinguere l'una dall'altra. La potenza di cortocircuito di una linea vale ($Z \cong X$):

$$P_{cc} = \frac{U^2}{X}$$

6.7 SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono i seguenti:

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

6.7.1. Controllo della produzione

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

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e comunque entro 15 minuti. Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata.

6.7.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

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

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

Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5% $P_{n,d}$.

Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della Centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.

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

6.7.3 Regolazione della potenza reattiva

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

6.7.3.1. Curve di Capability al Punto di Connessione

Al punto di connessione, la capability equivalente dell'impianto risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete in cavo MT e, soprattutto per alti valori di potenza attiva prodotta, delle perdite di

potenza reattiva nei trasformatori degli inverter BT/MT e nel/nei trasformatori elevatori MT/AT. Le curve limite in sovra e sotto-eccitazione della capability hanno pertanto un andamento curvo dipendente dal dimensionamento di detti trasformatori e sono quindi differenti da impianto a impianto.

L'impianto nel suo complesso dovrà fornire una regolazione di tipo continuo nell'area minima con campitura rossa scura descritta di seguito.

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10÷20% della P_{nd} , si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35% P_{nd} per ogni valore di potenza attiva;
- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva dal valore di 35% P_{nd} fino ad un valore minimo di 30% P_{nd} in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla P_{nd} .

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata inferiore alla precedente soglia del 10÷20% della P_{nd} , si prefigurano due diverse modalità di funzionamento.

- In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede che il valore massimo erogabile/assorbibile sia ancora pari al 35% P_{nd} .
- In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva Q erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva P nulla. Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradini della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per discesa dell'irraggiamento al di sotto del valore di arresto. In questo caso non si danno prescrizioni vincolanti sulla forma esatta dei limiti di capability.

In caso di presenza di banchi di condensatori (se richiesti da Terna) questi devono essere inseriti al di sopra di una soglia di potenza attiva ($P_{insezione\ BC}$) e al di sotto di una certa tensione ($V_{insezione\ BC}$) concordate fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio in modo da compensare parzialmente le perdite induttive residue come indicato dall' area campita in azzurro nella figura sottostante. Si richiede che tramite tale compensazione sia garantito per valori di potenza attiva P_{nd} un valore di potenza reattiva capacitiva prodotta del 35% P_{nd} , con una precisione minima del $\pm 2\%$ P_{nd} a V_n .

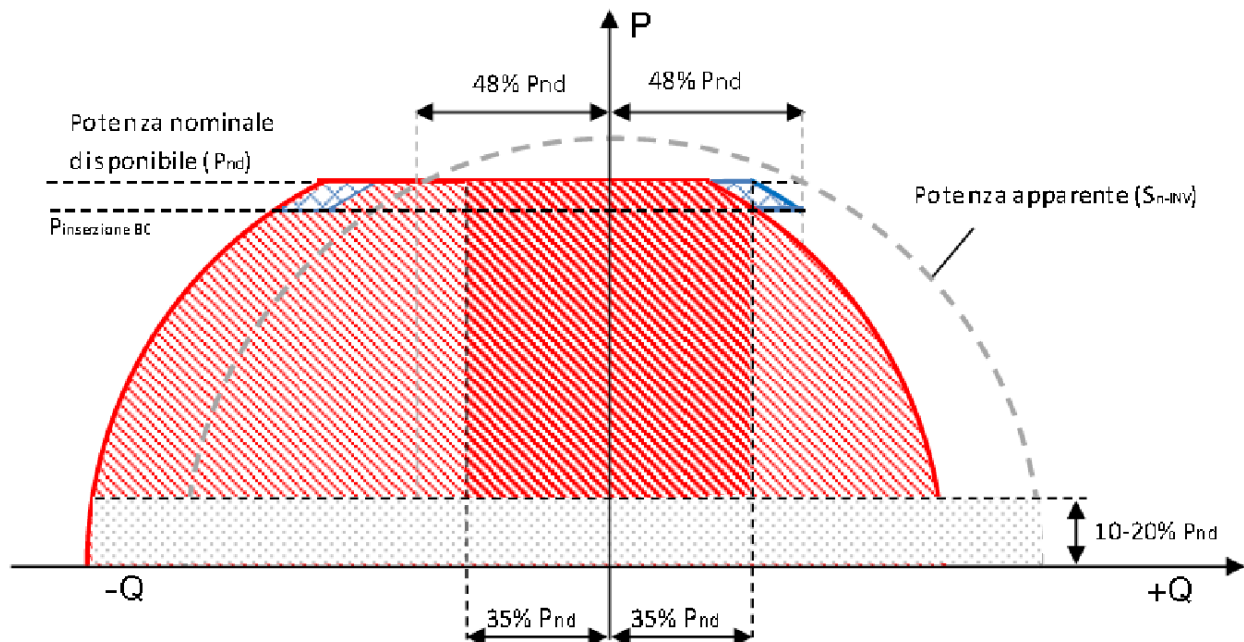


Fig. 10 – Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale V_n

6.7.4 Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione

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

L'impianto in oggetto si dovrà dotare di Unità Periferica del sistema di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atta ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescato, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sull'impianto che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

L'installazione dell'apparato UPDM è a cura dell'Utente. L'UPDM deve essere in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del Gestore e pertanto deve appartenere alla classe degli apparati descritti nell'Allegato Terna [A.52]. Dovrà essere a cura dell'Utente anche la predisposizione dei necessari canali di comunicazione con i sistemi di controllo del Gestore secondo i criteri prescritti nell'allegato Terna [A.69].

Affinché possa modificare la potenza immessa in rete, come richiesto, la Centrale Fotovoltaica deve essere dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un tele segnale inviato da Terna. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

6.8 Monitoraggio e scambio dati con il sistema di controllo di TERNA

L'impianto dell'Utente deve essere integrato nei processi di controllo sia in tempo reale sia in tempo differito per consentire:

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

6.8.1 Teleinformazioni

L'invio delle teleinformazioni che devono pervenire al sistema di controllo del Gestore è necessario per integrare l'impianto nei processi di controllo.

In aggiunta anche i valori di potenza attiva e reattiva massime disponibili al punto di connessione dovranno essere inviate a Terna in tempo reale con opportune telemisure con frequenza minima di 4s.

E' inoltre richiesta all'Utente la disponibilità delle seguenti ulteriori informazioni:

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

6.8.2 Sistemi di registrazione oscillografica

E' prevista l'attuazione della funzione di monitoraggio con l'installazione di sistemi dedicati di registrazione oscillografica, con registrazione delle tensioni e delle correnti al Punto di Connessione alla rete e l'acquisizione dei segnali relativi alle protezioni per guasti interni ed esterni all'impianto dell'Utente.

Dovranno essere svolte prove preliminari di invio di file di oscillografia preliminarmente all'ingresso in esercizio dell'impianto con modalità definite dal Gestore.

6.9 Dati e modelli

Il Committente dovrà comunicare al Gestore con almeno 3 mesi di anticipo rispetto alla messa in servizio:

- a) i dati di targa e i data-sheet di tutti gli inverter, dei trasformatori AT/MT e MT/BT, dei cavi MT, dei sistemi di compensazione reattiva
- b) i modelli (comprensivi di versione firmware) e seriali delle protezioni installate sull'AT, nonché i relativi file di setting
- c) i modelli dinamici di simulazione con un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto in:
 - Regime stazionario
 - Elettromeccanico (RMS) considerando anche il comportamento in caso squilibrato (modalità unbalanced)
 - Elettromagnetico (EMT)
 - Regime armonico, onde valutare l'immissione in rete delle armoniche a diverse frequenze

Relativamente al punto c) dovranno essere forniti al Gestore:

- un modello dettagliato contenente i singoli inverter, la rete interna (rete di raccolta MT) ed il trasformatore MT/AT;
- un modello aggregato equivalente composto da:
 - un solo inverter connesso in MT, di taglia pari alla Pn del campo fotovoltaico,
 - un ramo MT equivalente a tutta le rete interna in MT della Centrale,
 - un trasformatore elevatore MT/AT.

Il modello aggregato equivalente deve fornire risposte congruenti con quelle risultanti dal modello dettagliato a fronte di gradini di carico, gradini di tensione, transitori di frequenza e cortocircuiti simmetrici e dissimmetrici. I risultati del confronto potranno essere forniti in formato libero.

Nei modelli dovranno essere descritti:

- il modello dinamico dell'inverter;
- i limiti di capability degli inverter;
- i modelli dinamici dei regolatori di P/f e di Q/V degli inverter e del Plant Controller;
- i modelli (caratteristiche e parametrizzazioni) del sistema di protezione.
- il modello matematico delle emissioni armoniche in corrente

I modelli potranno essere forniti in free format ovvero: fogli excel (o file testo), diagrammi a blocchi (senza black box) con esplicitati parametri utilizzati, funzioni di trasferimento ed equazioni.

6.10 Prove

Dovranno essere documentate le seguenti prove:

- Regolazioni di tensione con gradini sulle tensioni di riferimento
- Regolazioni P/f
- Variazioni del set-point di potenza con gradini di carico
- Curva di capability dell'impianto
- Misura della distorsione armonica in corrente, per ogni singola armonica e totale

6.11 Elenco apparecchiature

La sottostazione Utente sarà realizzata immediatamente a ridosso della sottostazione TERNA, e sarà provvista delle seguenti apparecchiature:

1. terminali cavo AT 150 kV;
2. Scaricatori a ZnO UM=170 kV, Ur=144 kV, Uc=108 kV
3. Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV motorizzato In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s
4. Interruttore isolato in SF6 170 kV In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s
5. TA isolati in SF6 170 kV 400-200-100/1 A
6. TV induttivi isolato in SF6 e3/0,1:e3 kV
7. Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV motorizzato In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s
8. Interruttore isolato in SF6 170 kV In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s (DG), provvisto di SPG (Sistema di Protezione Generale) conforme alle prescrizioni previste dalla CEI 0-16 ediz. 2019-04 e dalla CEI 99-2 ed. 2014-09
9. TA SF6 170 kV 400-200-100/1° TV induttivo isolato in SF6 e3/0,1:e3 kV
10. TV induttivi isolati in SF6 e3/0,1:e3 kV
11. Scaricatori a ZnO UM=170 kV, Ur=144 kV, Uc=108 kV
12. Trasformatore 150 ± 10x1,5% 30 kV 63 MVA ONAN Gruppo vettoriale YNd11, comprensivo di basamento e vasca di raccolta olio;

13. Manufatto prefabbricato in cemento contenente locale quadri MT, locale trasformatore, locale misure, Sala controllo e locale Quadri BT, Magazzino, Locale Gruppo Elettrogeno, WC

6.12 Impianto di terra

6.12.1 Criteri di sicurezza

Il pericolo per gli esseri umani è che una corrente che fluisca attraverso la regione cardiaca sia sufficiente a provocare fibrillazione ventricolare. Il limite di corrente, per alimentazioni a frequenza industriale, è derivato dalla curva apposita della IEC/TS 60479-1:2005. Questo limite di corrente nel corpo umano si traduce in limiti di tensione per il confronto con le tensioni di passo e di contatto calcolate prendendo in considerazione i seguenti fattori:

- parte della corrente circolante nella regione cardiaca;
- impedenza del corpo umano lungo il percorso della corrente;
- resistenza tra i punti di contatto del corpo e, ad es., tra strutture metalliche e mano guantata, tra piedi e terra lontana comprese calzature o ghiaia;
- durata del guasto.

Si deve anche riconoscere che la presenza di guasto, la grandezza della corrente di guasto, la durata del guasto e la presenza di esseri umani sono fatti di natura probabilistica.

I parametri di progetto della messa a terra (prescrizioni pertinenti fondamentali, es. corrente di guasto, durata del guasto) devono essere concordati tra utilizzatore e fornitore.

Per il progetto di un impianto, la curva della figura sottostante (fig. 12 CEI 99-2) viene calcolata secondo il metodo definito nell'Allegato B della CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) ed. 2014-09 (vedi pagina successiva).

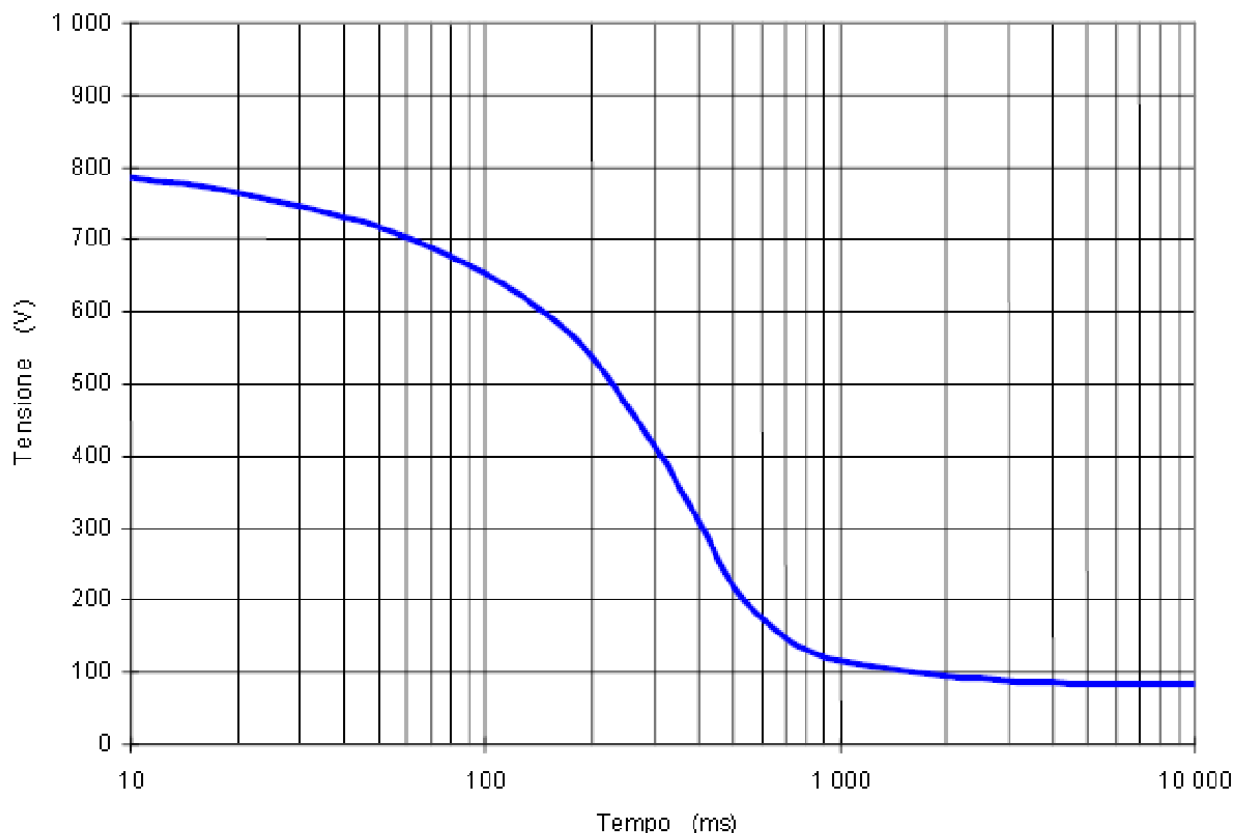


Fig. 11 - fig.12 di CEI 99-2:Tensione di contatto ammissibile UTp

La curva in figura fornisce la tensione di contatto ammissibile.

Allegato B (informativo)

Metodo di calcolo delle tensioni di contatto ammissibili

Formula:

$$U_{-p} = I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot Z_T(U_T) \cdot BF$$

Fattori:

Tensione di contatto	U_T	
Tensione di contatto ammissibile	U_{T0}	
Durata del guasto	t_f	
Limite di corrente nel corpo	$I_B(t_f)$	c2 in Figura 20 e Tabella 11 della IEC/TS 60479-1:2005 , dove la probabilità di fibrillazione ventricolare è minore del 5 %. I_B dipende dalla durata del guasto.
Fattore di corrente nel cuore	HF	Tabella 12 della IEC/TS 60479-1:2005, es. 1,0 tra mano sinistra e piedi, 0,8 tra mano destra e piedi, 0,4 tra mano e mano
Impedenza del corpo	$Z_T(U_T)$	Tabella 1 e Figura 3 della IEC/TS 60479-1:2005 Z_T non superata dal 50 % della popolazione Z_T dipende dalla tensione di contatto. Quindi il primo calcolo deve cominciare con un valore assunto.
Fattore del corpo	BF	Figura 3 della IEC/TS 60479-1:2005, es. 0,75 tra mano ed entambi i piedi, 0,5 tra entrambe le mani e i piedi

NOTA 1 Le diverse condizioni di tensione di contatto, es. tra mano sinistra e piede, tra mano e mano, porta a diverse tensioni di contatto ammissibili. La Figura 4 della presente Norma è basata su una media ponderata presa da quattro diverse configurazioni di contatto. Tensione di contatto tra mano sinistra e piedi (peso 1,0), tra mano destra e piedi (peso 1,0), tra entrambe le mani e i piedi (peso 1,0) e tra mano e mano (peso 0,7).

NOTA 2 In alcuni paesi si applicano valori diversi dei parametri (come indicato nella Prefazione).

Per considerazioni specifiche delle resistenze aggiuntive, si fornisce la formula per determinare la tensione di contatto a vuoto:

$$U_{vTp} = I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot (Z_T(U_T) \cdot BF + R_H + R_F)$$

Fattori aggiuntivi:

Tensione di contatto a vuoto	U_{vTp}
Resistenza aggiuntiva per la mano	R_H
Resistenza aggiuntiva per il piede	R_F

L'Allegato C della CEI EN 61936-1 (CEI99-2) ed. 2014-09 mostra la curva della IEEE 80 che può essere utilizzata in alternativa a quella della Figura 12 di CEI 99-2.

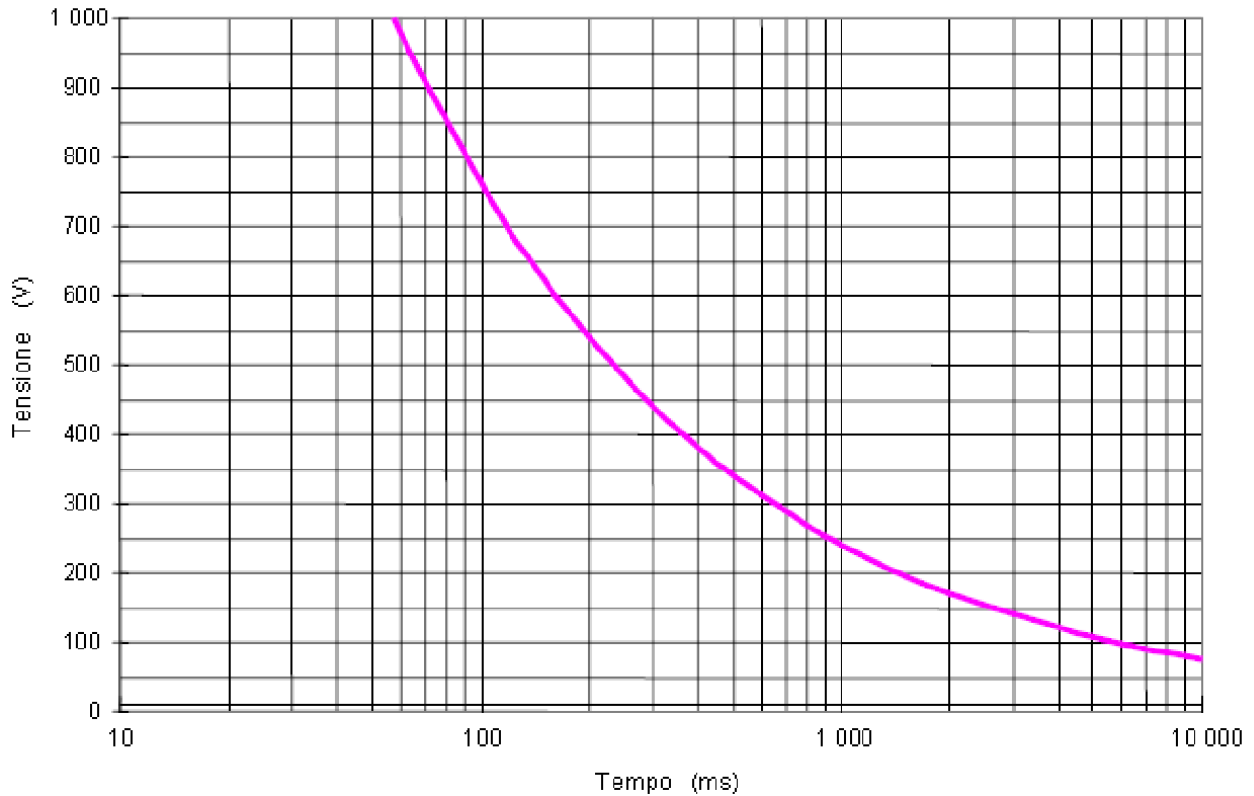


Figura 12: fig. C.1 di Allegato C CEI 99-2 – Tensione di contatto ammissibile UTp secondo la IEEE 80

NOTA 1 La curva della tensione di contatto è basata su una specifica resistività del suolo di 100 Ωm e uno strato superficiale di 0,1 m con resistività specifica di 1 000 Ωm .

NOTA 2 La figura C.1 presuppone una persona con peso di 50 kg e superficie ghiaiosa.

Quale regola generale, le prescrizioni per le tensioni di contatto soddisfano quelle di passo perché i limiti tollerabili per le tensioni di passo sono molto più elevati di quelli di contatto a causa del diverso percorso della corrente nel corpo.

6.12.2 Prescrizioni funzionali

L'impianto di terra, i suoi componenti e i conduttori equipotenziali devono essere in grado di distribuire e di condurre la corrente di guasto senza superare i limiti termici e meccanici di progetto basati sul tempo di intervento delle protezioni di ricalzo.

L'impianto di terra deve avere resistenza meccanica e alla corrosione per mantenere la sua integrità per il tempo di vita atteso dell'impianto elettrico.

L'efficienza dell'impianto di terra deve evitare danni alle apparecchiature dovuti:

- a un eccessivo aumento del potenziale,
- a differenze di potenziale nell'impianto,
- a correnti eccessive circolanti nei percorsi ausiliari che non sono conduttori destinati a condurre parte della corrente di guasto.

L'impianto di terra, in combinazione con appropriati provvedimenti, deve mantenere le tensioni di passo, di contatto e trasferite entro i limiti di tensione basati sul normale tempo di intervento dei relè di protezione e degli interruttori.

L'efficienza dell'impianto di terra deve contribuire ad assicurare la compatibilità elettromagnetica (EMC) tra gli apparati elettrici ed elettronici dell'impianto di alta tensione in accordo con l'IEC/TR 61000-5-2.

6.12.3 Impianti di terra di alta e bassa tensione

Nella Centrale fotovoltaica Ortona gli impianti di terra di alta e bassa tensione dovranno essere collegati tra loro attraverso gli schermi dei cavi di media tensione delle linee interrato, pertanto parte della EPR (tensione totale di terra) prodotta dall'impianto in AT può venir applicato all'impianto di BT.

Attualmente possono essere adottate due configurazioni diverse:

- a) l'interconnessione tra tutti gli impianti di terra in AT e in BT;
- b) la separazione dell'impianto di terra in AT da quello di BT.

In entrambi i casi, le pertinenti prescrizioni per le tensioni di passo, di contatto e trasferite, devono essere rispettate all'interno di una cabina e nell'impianto in BT alimentato dalla cabina stessa.

6.12.3.1 Alimentazione BT solo all'interno di cabine AT

Se l'impianto in BT è completamente confinato nell'area interessata dall'impianto di terra di AT, i due impianti devono essere interconnessi anche se non si è in presenza di un impianto di terra globale.

Nella sottostazione Xelio 4 i due impianti dovranno essere interconnessi.

6.12.3.2 Alimentazione BT uscente o entrante in una cabina AT

Si devono utilizzare le prescrizioni minime della Tabella 5 di CEI 99-2 per individuare le situazioni dove è fattibile l'interconnessione dei sistemi di messa a terra con alimentazione a bassa tensione esterna all'impianto ad alta tensione.

Se gli impianti di terra di alta e bassa tensione sono separati, si deve scegliere il metodo della separazione dei dispersori in modo da non arrecare pericolo alle persone o alle apparecchiature dell'impianto di bassa tensione. Ciò significa che le tensioni di passo, di contatto, trasferite e le sollecitazioni di tensione sull'impianto in BT, causate da guasti sull'alta tensione, rientrino nei limiti appropriati.

Tipo di sistema in BT (a, b)		Prescrizioni EPR		
		Tensione di contatto	Sollecitazione di tensione (c)	
			Durata del guasto $t_f \leq 5$ s	Durata del guasto $t_f \geq 5$ s
TT		Non applicabile	EPR $\leq 1\ 200$ V	EPR ≤ 250 V
TN		$EPR \leq F \cdot U_{Tp}$ (d, e)	EPR $\leq 1\ 200$ V	EPR ≤ 250 V
IT	Conduttore di terra di protezione distribuito	Come per sistema TN	EPR $\leq 1\ 200$ V	EPR ≤ 250 V
	Conduttore di terra di protezione distribuito	Non applicabile	EPR $\leq 1\ 200$ V	EPR ≤ 250 V

(a) Per la definizione dei tipi di sistemi BT vedere la IEC 60364-1.

(b) Per le apparecchiature di telecomunicazione, dovrebbero essere utilizzate le raccomandazioni ITU.

(c) I limiti possono essere aumentati se sono installate apparecchiature BT o la EPR può essere sostituita da differenze di potenziale locali basate su misure o calcoli.

(d) Se il PEN o il conduttore di neutro dell'impianto BT è connesso soltanto all'impianto di terra AT, il valore di F dovrebbe essere 1.

(e) U_{Tp} è tratta dalla Figura 12

NOTA Il valore tipico di F è 2. Possono essere applicati valori più elevati di F se esistono connessioni a terra aggiuntive del conduttore PEN. Per certe conformazioni del suolo, F può arrivare fino a 5. Sono necessarie precauzioni quando questa regola viene applicata a un suolo con alta resistività contrapposto alla sommità dello strato che ha maggiore resistività. La tensione di contatto, in questo caso, può superare del 50 % la EPR.

Tab. 31 – Prescrizioni minime per l'interconnessione di impianti di terra in bassa e alta tensione, basati sui limiti della EPR (*)
(*): Per specifiche più dettagliate, vedere anche Guida CEI 99-5 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV".

6.12.4 Progetto dell'impianto di terra

6.12.4.1 Generalità

Il progetto dell'impianto di terra, in fase esecutiva, dovrà essere eseguito come segue:

- a) reperire il valore di corrente di guasto verso terra fornito da TERNA, comprensivo della durata del guasto e configurazione;
- b) progetto iniziale dell'impianto di terra basato sulle prescrizioni funzionali;
- c) determinare le caratteristiche del terreno, es. la resistività specifica degli strati del suolo;
- d) determinare la corrente che fluisce nella messa a terra dell'impianto di terra, basandosi sulla corrente di guasto a terra;
- f) determinare le principali impedenze verso terra basate sulla configurazione, caratteristiche del suolo e impianti di terra in parallelo;
- g) determinare il valore della tensione totale di terra;
- h) determinare la tensione di contatto ammissibile;
- i) se il valore della tensione totale di terra sarà inferiore alla tensione di contatto ammissibile e sono soddisfatte le prescrizioni della Tabella 5 sopra riportata, il progetto sarà completo;
- j) diversamente, bisognerà determinare se le tensioni di contatto nell'area dell'impianto e nelle vicinanze dell'impianto di terra sono inferiori ai limiti tollerabili;
- k) determinare se i potenziali trasferiti presentano un rischio interno o esterno all'impianto, se sì, procedere all'attenuazione nel luogo esposto;
- l) determinare se le apparecchiature BT sono esposte a eccessive sollecitazioni di tensione; se sì, procedere con le misure di attenuazione che possono comprendere la separazione dell'impianto di terra AT da quello BT
- m) determinare se la corrente che circola nel neutro del trasformatore può portare a eccessive differenze di potenziale tra diverse parti dell'impianto di terra; se sì, procedere con misure di attenuazione.

Le masse estranee devono essere messe a terra.

Nell'Allegato D di CEI 99-2, sotto riportato, viene fornito un flow chart per questa procedura di progetto.

Si ricorda che sia nella sottostazione utente che nei due sottocampi fotovoltaici i dispersori di fatto (ferri del cemento armato delle fondazioni, platee, ecc.) devono essere parte integrante dell'impianto di terra.

Flow chart per progetto di un impianto di terra

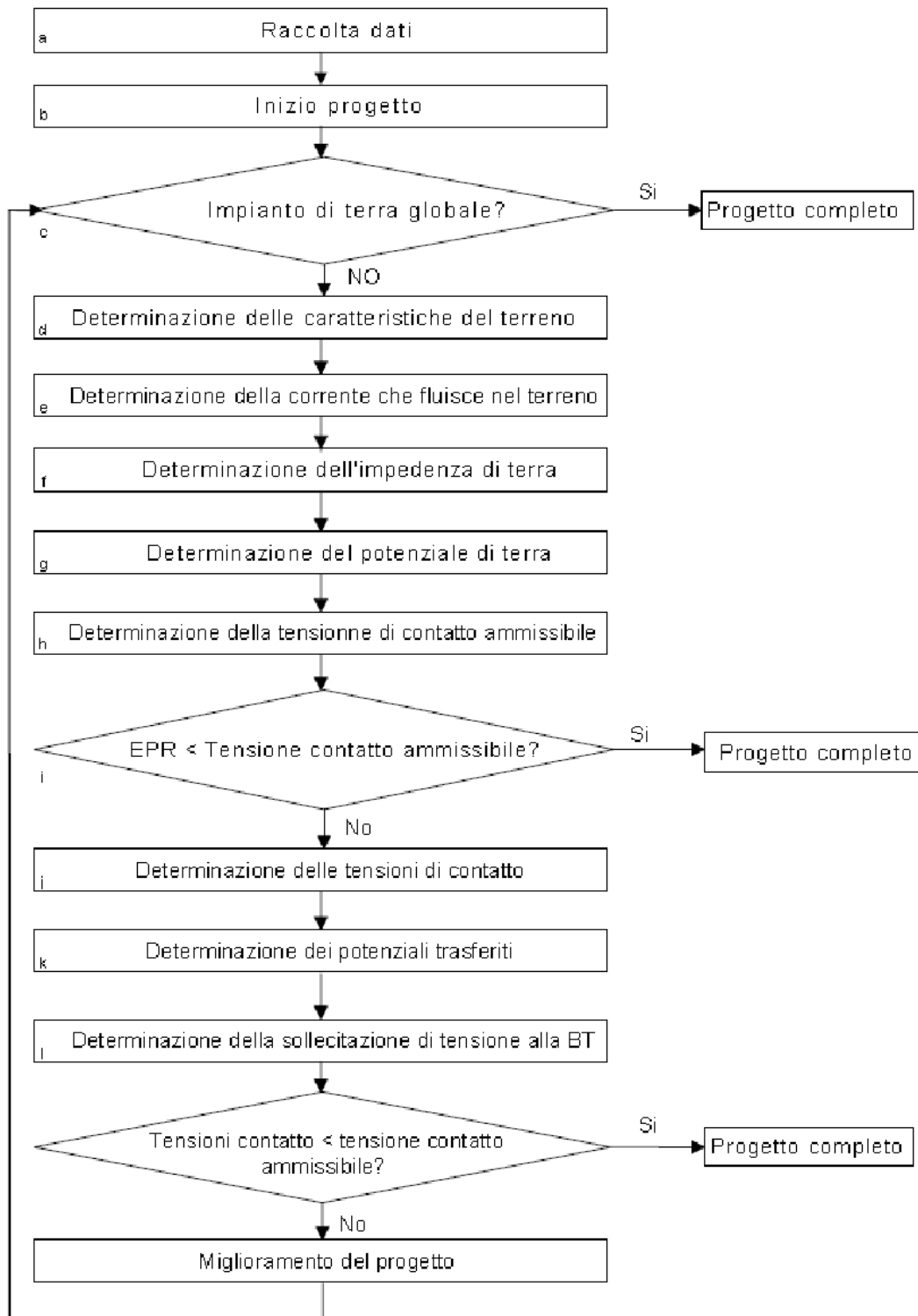


Fig. 13: Flow chart per progetto di un impianto di terra

6.12.4.2 Guasti dell'impianto elettrico

Deve essere valutato lo scenario peggiore di guasto per ogni aspetto rilevante delle prescrizioni funzionali, in quanto queste possono essere diverse. Per ogni livello di tensione presente nell'impianto, devono essere esaminati i seguenti tipi di guasto:

- a) trifase a terra;
- b) due fasi a terra;
- c) monofase a terra;
- d) se applicabile: tra fase e fase via terra (guasto a terra attraverso la campagna).

I guasti interni o esterni al sito dell'impianto devono essere esaminati per determinare i peggiori punti di guasto.

6.12.4.3 Sovratensioni atmosferiche e transitori

Le sovratensioni atmosferiche e di manovra sono sorgenti di tensioni e correnti ad alta e bassa frequenza. Tipicamente si manifestano sovratensioni quando si manovra su lunghe sezioni di cavo, azionando sezionatori GIS o si commuta la carica e scarica di condensatori.

Per una significativa riduzione, è necessaria una sufficiente densità di dispersori nei punti di iniezione per le correnti ad alta frequenza, insieme a un impianto di terra sufficientemente esteso per le correnti a bassa frequenza.

L'impianto di terra AT deve far parte del sistema di protezione dalle scariche atmosferiche e sono necessari conduttori di terra aggiuntivi nei punti di iniezione.

Come già detto, gli impianti di terra della sottostazione utente, del sottocampo nord e del sottocampo sud, devono essere interconnessi. Dal momento che durante le perturbazioni, quali le fulminazioni, si verificano grandi differenze di potenziale tra gli impianti di terra di ciascuna area, nonostante la loro interconnessione, si devono adottare provvedimenti per prevenire danni alle apparecchiature sensibili connesse tra edifici o aree diversi. Si sottolinea che, per scambiare segnali deboli tra i suddetti siti, si dovranno utilizzare mezzi non metallici quali cavi a fibre ottiche.

6.12.4.4 Misure

Al termine dei lavori, prima della messa in esercizio della centrale fotovoltaica, dovranno essere eseguite misure sia nella sottostazione utente che presso ciascuno dei due sottocampi fotovoltaici. Le misure dovranno comprendere l'impedenza dell'impianto di terra, le tensioni di contatto nei luoghi pertinenti e i potenziali trasferiti.

6.12.4.5 Manutenibilità

6.12.4.5.1 Ispezioni

La costruzione dell'impianto di terra dovrà essere eseguita in modo da poterne verificare le condizioni periodicamente mediante ispezione.

6.12.4.5.2 Misure

Il progetto e l'esecuzione di un impianto di terra devono permettere misure da eseguire periodicamente o a seguito di importanti modifiche riguardanti i requisiti fondamentali o anche prove di continuità.

Allegato A (CEI 99-2)
Valori dei livelli di isolamento e delle minime distanze in aria basate su pratiche correnti in alcuni paesi
Tabella A.1 – Valori dei livelli di isolamento e delle minime distanze in aria basati su pratiche correnti in alcuni paesi per tensioni massime per impianti $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$, U_m non normalizzate dalla IEC

Gamma di tensioni	Tensione massima per l'impianto	Tensione di tenuta a frequenza industriale di breve durata	Tensione di tenuta a impulse atmosferico ^(a)	Distanze minime tra fase e terra e tra fase e fase	
	U_m	U_d	U_p	N	
	efficace kV	efficace kV	1,2/50 μ s valore di picco kV	Impianti all'interno mm	Impianti all'esterno mm
I	2,75	15	30 45 60	60 70 90	120 120 120
	4,76	19	60	90	120
	5,5	19	45 60 75	70 90 120	120 120 120
	8,25	27	60 75 95	90 120 160	120 150 160
	8,25	26 35	75 95	120 160	150 160
	15	35 50	95 110	160 180	160 180
	15,5	35	75 85 110	120 150 180	150 160 180
	17,5	38	110 125	180 220	
	24	50	150	280	
	25	50	95 125 150	190 210	290
	25,8	50 70	125 150	220 280	
	27	50	95 125 150	160 220 280	

(a) La tenuta a impulso atmosferico è applicabile tra fase e fase e tra fase e terra.

Tabella A.2 – Valori dei livelli di isolamento e delle minime distanze in aria basati su pratiche correnti in alcuni paesi per tensioni massime per impianti $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$ U_m non normalizzate dalla IEC

Gamma di tensioni	Tensione massima per l'impianto	Tensione di tenuta a frequenza industriale di breve durata	Tensione di tenuta a impulso atmosferico ^(a)	Distanze minime tra fase e terra e tra fase e fase	
	U_m efficace	U_d efficace	U_p 1,2/50 μ s valore di picco	N	
	kV	kV	kV	Impianti all'interno mm	Impianti all'esterno mm
I	30	70	160	290	
	38	70	200	380	
	38	70	125	220	
			150	280	
			200	360	
	38	70 95	150	280	
			200	360	
	38,5	75	155	270	400
			180	320	
			195		
	40,5	80	190	350	
	41,5	80	170	320	
			200	360	
	48,3	105	150	280	
200			360		
250			480		
48,3	120	250	480		
72,5	180	350	690		
82,5	150	380	750		
100	150	380	750		
	185	450	900		
204	275	650	1 300		
	325	750	1 500		

(a) La tenuta a impulso atmosferico è applicabile tra fase e fase e tra fase e terra.

6.12.5 Esecuzione degli impianti di terra

Le planimetrie allegate al progetto in esame riportano informazioni di dettaglio sulle caratteristiche dimensionali dell'impianto di terra, sia nella sottostazione utente, che nei due campi fotovoltaici.

Nella sottostazione elettrica l'impianto di terra dovrà essere realizzato con corda in rame nudo di $S=70 \text{ mm}^2$ alloggiato ad una quota di $-0,7 \text{ m}$ dal piano di calpestio, con configurazione a maglia con di norma lato $l=10 \text{ m}$.

Nei due sottocampi nord e sud ciascuna cabina di trasformazione dovrà essere provvista di impianto di terra realizzato ad anello intorno alla platea che ospiterà la struttura della cabina MT/BT, collegando ad esso sia i ferri delle fondazioni della platea e della struttura della cabina che le fondazioni di tutti i tracker di supporto dei moduli fotovoltaici.

Tutti gli schermi dei cavi MT dovranno essere collegati agli impianti di terra locali.

6.12.6 Impianto di terra della centrale fotovoltaica Ordona

Prescrizioni generali

La centrale di produzione elettrica “Ordona” sarà composta da due aree tra loro distanti: la Sottostazione Utente ed i due campi fotovoltaici Nord e Sud, tra loro adiacenti.

Ciascuna di queste due aree dovrà essere munita di proprio impianto di messa a terra. I due impianti di terra saranno tra loro interconnessi mediante la maglia esterna di terra dei cavi MT della rete interna.

La sottostazione Utente dovrà essere munita di impianto di terra realizzato con corda di rame di $S=70$ mmq, interrato ad $h=-50$ cm, posto in forma magliata sull'intera area della sottostazione, con lato della maglia di 10 m.

Tutte le cabine elettriche del campo fotovoltaico dovranno avere un impianto di terra formato da corda di rame di $S=50$ mmq interrata ad $h=-50$ cm posta ad anello intorno alla rispettiva cabina. A tale anello dovranno essere collegati tutti i tracker del relativo campo fotovoltaico, con unica corda in rame di $S=35$ mmq che interseca tutti i tracker e li colleghi al sistema disperdente (un punto per tracker). Dovrà essere collegata all'anello di terra posto all'esterno della cabina (distanza 1 m su tutto il perimetro) anche la rete magliata della platea che ospiterà i basamenti su cui poggeranno gli skid della Ingeteam.

L'impianto di terra dovrà soddisfare le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione
- essere in grado di sopportare le più elevate correnti di guasto
- evitare danni a componenti elettrici o a beni
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Per la protezione delle persone da contatti indiretti sull'impianto di B.T. dovranno essere installati, a protezione di tutte le utenze finali, interruttori differenziali con, di norma, $I_{dn}=0,3$ A.

Per la determinazione del valore della resistenza di terra per guasti a terra sul lato M.T. dovranno essere rispettate le prescrizioni della Norma CEI 99-2 ed. 2011-07 e della CEI 0-16 edizione 2022.

Prescrizioni aggiuntive sull'impianto di terra

Per ciascuno dei due siti in cui è suddivisa la Centrale Fotovoltaica Ordona l'impianto di terra dovrà essere costituito da:

- dispersore: realizzato con corda in rame di $S=50$ mmq;
- conduttore di terra: corda in rame isolato giallo verde che collega il collettore di terra principale, posizionato in ciascuna cabina, al dispersore;
- collettori di terra: punti di collegamento fra dispersore, rete dei conduttori di protezione e conduttori equipotenziali, costituiti da sbarre in rame; ogni quadro elettrico ne è provvisto; sono apribili, per permettere le verifiche, ma solo mediante attrezzo;
- conduttori di protezione PE: conduttori isolati, con guaina di colore giallo-verde, posati lungo gli stessi percorsi dei conduttori di energia, aventi la funzione di collegare tutte le masse dell'impianto elettrico;

essi sono sempre distinti dai conduttori di neutro; tutti i cavi multipolari utilizzati nell'impianto sono provvisti, ove possibile, di conduttore di protezione integrato;

- conduttori equipotenziali: conduttori isolati, con guaina di colore giallo-verde per il collegamento all'impianto di terra di tutte le masse estranee. Essi si distinguono in conduttori principali, utilizzati per collegare ai collettori di terra le masse estranee, e conduttori supplementari, utilizzati per collegare masse estranee fra loro e ai conduttori di protezione per la realizzazione dell'equipotenzialità locale.

Il centro stella di ciascun trasformatore dovrà essere collegato a terra attraverso il collettore principale di cabina. e più precisamente:

- nei trasformatori da 6560 kVA, i due centro stella lato BT dovranno essere collegati a terra mediante impedenza;
- nei trasformatori da 100 kVA 630/400 V, il centro stella dovrà essere collegato a terra direttamente, mediante conduttore in rame.

Il trasformatore da 50 MVA 150/30 kV dovrà essere collegato, lato alta tensione, con neutro francamente a terra, lato MT con neutro collegato a terra mediante bobina di Petersen.

Messa a terra dell'impianto fotovoltaico

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di protezioni contro le sovratensioni.

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

Appendice - Elenco delle leggi e norme di riferimento

Nella esecuzione degli impianti elettrici dell'impianto di generazione fotovoltaica Ortona dovranno essere tenute come riferimento le disposizioni di legge e le norme tecniche del CEI.

Si richiamano di seguito le principali norme o leggi che regolamentano la realizzazione di apparecchiature e di impianti elettrici in ambienti con la stessa tipologia di destinazione d'uso:

- Legge 1.03.1968 n. 186: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione di impianti elettrici ed elettronici";
- Legge 8.10.1977 n. 791: "Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità Europee (n.73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione";
- DM 10.4.1984: "Eliminazione dei radiodisturbi";
- Direttiva 89/336/CEE, recepita con D.Lgs 476/92: "Direttiva del Consiglio d'Europa sulla compatibilità elettromagnetica";
- Decreto 10 marzo 1998 "Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro"

- Decreto 4 maggio 1998 “Disposizioni relative alle modalità di presentazione ed al contenuto delle domande per l’avvio dei procedimenti di prevenzione incendi, nonché all’uniformità dei connessi servizi resi dai Comandi dei vigili del fuoco”;
- DPR 06/06/2001 n. 228/01: “Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia (Testo A)”;
- DPR 22/10/2001 n. 462: “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- **D.M. 37-2008: "Regolamento recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici";**
- Decreto legislativo 9 aprile 2008 n. 81: “Attuazione dell’art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- **DPR 1° agosto 2011: “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendio”;**
- **Nota DCPREV prot n. 1324 del 7/2/2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici";**
- **DECRETO 20 dicembre 2012: “Regola tecnica di prevenzione incendi per gli impianti di protezione attiva contro l'incendio installati nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi”;**
 - **norma CEI 0-16 ed. aprile 2019: “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 11-17: "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo";**
 - norma CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria”;
 - **norma CEI 11-27 ed. 2014-01: “Lavori su impianti elettrici”;**
 - **CEI 11-61 2000-11: “Guida all’inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche**
 - **CEI 11-62: “Stazioni del Cliente finale allacciate a reti di terza categoria”;**
 - **CEI 11-63 ed. 2001-03: “Cabine Primarie2;**
 - **Norma CEI 14-4/1 2015-03: “Trasformatori di potenza. Parte 1: Generalità”;**
 - **Norma CEI 14-4/10: ed. 2002-01 “Trasformatori di potenza. Parte 10: Determinazione dei livelli di rumore”;**
 - **Norma CEI 14-35 ed. 2008-02: “Valutazione dei campi elettromagnetici attorno ai trasformatori di potenza”;**
 - **Norma CEI 14-45 ed. 2012-02: “Trasformatori di potenza. Determinazione dei livelli di rumore. Guida di applicazione”;**
 - norma CEI EN 61439-1 2012-02 (Class.CEI:17-113): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali”;
 - norma CEI EN 61439-2 2012-02 (Class.CEI:17-114): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza”;
 - norma CEI EN 61439-3 2012-11 (Class. CEI 17-116): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)”;
 - norma CEI 20-40 (1998): Guida per l’uso di cavi a bassa tensione;
 - norma CEI 20-67 (2001): Guida per l’uso di cavi 0,6/1 kV;
 - **norma CEI 64-8, ed 06-2012: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua";**
 - **norma CEI EN 62305-1 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte1): Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali;**
 - **norma CEI EN 62305-2 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 2): Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio;**

- **norma CEI EN 62305-3 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 3): Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;**
 - **norma CEI EN 62305-4 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 4): Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;**
 - **Norma CEI EN 61936-1 - Class. CEI 99-2 Anno 2014: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni";**
 - **Norma It. CEI EN 50522 - Class. CEI 99-3 Anno 2011: "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.";**
 - **Guida CEI 99-4, 2014-09: "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale";**
 - **Guida CEI 99-5, 2015-07: "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.";**
 - Tabella CEI UNEL 35024/1(1997): cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
 - Norma UNI EN 12464-1 ed. 2011 "Illuminazione dei Luoghi di Lavoro"
 - norma UNI EN 1838: "Applicazione dell'illuminotecnica. Illuminazione di emergenza";
 - le prescrizioni e indicazioni della TELECOM;
 - eventuali prescrizioni o specifiche del committente.
 - Norma EN 12453: Porte e cancelli industriali, commerciali e da autorimessa – Sicurezza in uso di porte motorizzate – Requisiti;
 - Norma EN 12445: Porte e cancelli industriali, commerciali e da autorimessa – Sicurezza in uso di porte motorizzate – Metodi di prova;
 - Norma EN 13241-1: Porte e cancelli industriali, commerciali e da garage – Norma di prodotto – Prodotti senza caratteristiche di resistenza al fuoco o controllo del fumo;
- eventuali prescrizioni o specifiche del committente.