



SETTEMBRE 2023

MUSA EOLICA S.R.L.

IMPIANTO EOLICO "MUSA" DA 244,8 MW

LOCALITÀ CERRO – SAN VITO

COMUNI DI BONEFRO, CASACALENDA, MONACILIONI,
RIPABOTTONI, SANT'ELIA A PIANISI (CB)

Montagna

ELABORATI TECNICI DI PROGETTO ELABORATO R15 RELAZIONE TECNICA ELETTRICA GENERALE

Progettista

Ing. Laura Maria Conti – Ordine Ing. Prov. Pavia n. 1726

Coordinamento

Eleonora Lamanna

Matteo Lana

Lorenzo Griso

Codice elaborato

2908_5111_MUSA_PFTE_R15_Rev0_RTEG



Memorandum delle revisioni

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
2908_5111_MUSA_PFTE_R15_Rev0_R TEG	09/2023	Prima emissione	ADu	E.Lamanna	A.Angeloni

Gruppo di lavoro

Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro	N° ordine
Laura Conti	Direttore Tecnico - Progettista	Ord. Ing. Prov. PV n. 1726
Corrado Pluchino	Responsabile Tecnico Operativo	Ord. Ing. Prov. MI n. A27174
Eleonora Lamanna	Coordinamento Generale, Progettazione, Studio Ambientale, Studi Specialistici	
Matteo Lana	Coordinamento Progettazione Civile	
Riccardo Festante	Coordinamento Progettazione Elettrica	
Lorenzo Griso	Coordinamento Dati Territoriali – Senior GIS Expert	
Ali Basharзад	Ingegnere Civile - Progettazione civile e viabilità	Ord. Ing. Prov. PV n. 2301
Mauro Aires	Ingegnere Civile – Progettazione Strutture	Ord. Ing. Prov. Torino – n. 9583J
Stefano Adami	Ingegnere Civile Ambientale – Progettazione Civile	Ord. Ing. Milano – n. A23812
Andrea Amantia	Geologo - Progettazione Civile	
Davide Lo Conte	Geologo	Ordine Geologi Umbria n.445
Fabio Lassini	Ingegnere Civile Ambientale – Progettazione Civile	Ord. Ing. Prov. MI n. A29719
Carla Marcis	Ingegnere per l’Ambiente ed il Territorio, Tecnico competente in acustica	Ord. Ing. Prov. CA n. 6664 – Sez. A ENTECA n. 4200
Lia Buvoli	Biologa – Esperto GIS – Esperto Ambientale	

Montana S.p.A.

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano
Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

www.montanambiente.com





Elena Comi	Biologa – Esperto GIS – Esperto Ambientale	Ord. Nazionale Biologi n. 060746 Sez. A
Andrea Mastio	Ingegnere per l’Ambiente e il Territorio – Esperto Ambientale Junior	
Andrea Delussu	Ingegnere Elettrico – Progettazione Elettrica	
Matthew Piscedda	Esperto in Discipline Elettriche	
Francesca Casero	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	
Simone Demonti	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	
Alessia Papeti	Esperto Ambientale – Geologo - GIS Junior	
Riccardo Coronati	Geourbanista – Pianificatore junior	
Fabio Bonelli	Esperto Ambientale - Naturalista	
Davide Molinetti	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	
Mariana Marchioni	Ingegnere Civile Ambientale – Progettazione Civile	
Paolo Pallavicini	Ingegnere per l’Ambiente e il Territorio – Esperto Ambientale Junior	
Elide Moneta	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	
Roberto Camera	Esperto GIS – Esperto Ambientale Junior	

Montana S.p.A.

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano
Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156
Cap. Soc. 600.000,00 €

www.montanambiente.com





INDICE

1. PREMESSA	5
1.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO	5
2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	8
2.1 COMPONENTI MECCANICHE	8
3. RIFERIMENTI NORMATIVI	12
3.1 NORME DI RIFERIMENTO PER LA BT	12
3.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MT	13
3.3 NORME DI RIFERIMENTO AT	13
4. CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO	15
4.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE	15
4.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO	15
4.3 ARMONICHE	16
4.4 DIMENSIONAMENTO CAVI	17
4.5 INTEGRALE DI JOULE	17
4.6 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO	19
4.7 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE	19
4.8 CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI	20
4.9 CADUTE DI TENSIONE	20
4.10 LINEE ELETTRICHE DI IMPIANTO	21
4.11 TRASFORMAZIONE AT/AAT - 30/150/380 KV, CONNESSIONE ALLA RTN	24
4.12 TRASFORMATORI	25
5. STUDIO DI CORTOCIRCUITO	26
5.1 STATO DEL NEUTRO DI IMPIANTO	26
5.2 CALCOLO DEI GUASTI	26
5.2.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito	26
5.2.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito	29
5.2.3 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra	30
5.3 SCELTA DELLE PROTEZIONI	30
5.3.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture	30
6. CALCOLO PRELIMINARE RETE EQUIPOTENZIALE	32
6.1.1 Risoluzione Guasto MT	32
6.1.2 Protezione contro i contatti diretti ed indiretti	33
FASCICOLO DI CALCOLO PRELIMINARE	34



1. PREMESSA

Il progetto in esame riguarda la realizzazione di un nuovo Parco Eolico della potenza complessiva di 244,8 MW, che prevede l'installazione di n. 34 aerogeneratori da 7,2 MW con relative opere di connessione da installarsi nei territori comunali di Bonefro, Casacalenda, Colletorto, Monacilioni, Ripabottoni, Rotello, San Giuliano di Puglia, Sant'Elia a Pianisi e Santa Croce di Magliano, nel territorio provinciale di Campobasso, regione Molise.

La Società Proponente è la MUSA EOLICA S.R.L., con sede legale in Largo Guido Donegani 2, 20121 Milano (MI).

Tale opera si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

La Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) elaborata prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 380 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Rotello".

Nel suo complesso il parco di progetto sarà composto da:

- N° 34 aerogeneratori della potenza nominale di 7,2 MW ciascuno;
- dalla viabilità di servizio interna realizzata in parte ex-novo e in parte adeguando strade comunali e/o agricole esistenti;
- dalle opere di regimentazione delle acque meteoriche;
- dalle opere di collegamento alla rete elettrica;
- dalla viabilità di servizio interna;
- dalle reti tecnologiche per il controllo del parco e dalle opere di regimentazione delle acque meteoriche;
- dalle reti tecnologiche per il controllo del parco

A tal fine il presente documento costituisce la **Relazione Tecnica Elettrica Generale** del progetto.

1.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO

Il parco eolico in progetto si estende nella provincia di Campobasso e prevede l'installazione di n. 34 aerogeneratori nei territori comunali di Bonefro, Casacalenda, Monacilioni, Ripabottoni e Sant'Elia a Pianisi, mentre le opere di connessione sono così collocate (Figura 1.1):

- Cavidotto interrato di connessione nei territori comunali di Bonefro, Casacalenda, Colletorto, Monacilioni, Ripabottoni, Rotello, San Giuliano di Puglia, Sant'Elia a Pianisi e Santa Croce di Magliano, in provincia di Campobasso;
- Stazione Elettrica Rotello 380 kV, Sottostazione Elettrica Utente (SSEU) e n. 3 Cabine di smistamento nei territori comunali di Bonefro, Rotello e Sant'Elia a Pianisi, in provincia di Campobasso.

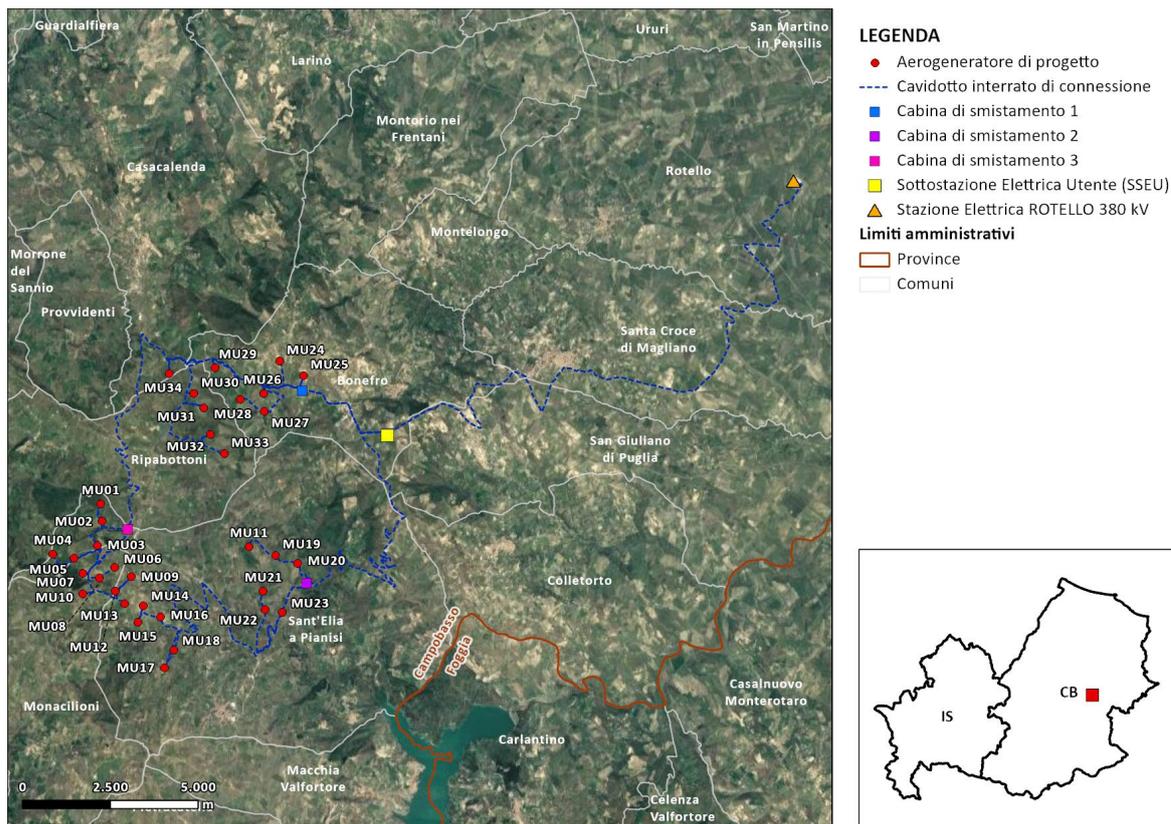


Figura 1.1: Localizzazione a scala provinciale e comunale dell'impianto proposto

Le coordinate degli aerogeneratori previsti sono riportate in Tabella 1.1.



Tabella 1.1 Coordinate aerogeneratori - WGS 1984 UTM Zone 33N (Gradi decimali)

WTG	WGS 84 – GRADI DECIMALI	
	Longitudine	Latitudine
MU01	14,83306926	41,67415884
MU02	14,83367005	41,66971977
MU03	14,83205671	41,66354829
MU04	14,81679859	41,6611985
MU05	14,82417463	41,66016406
MU06	14,83802761	41,65779369
MU07	14,82707196	41,65630409
MU08	14,8327487	41,6550821
MU09	14,84363409	41,65546355
MU10	14,82714948	41,6509533
MU11	14,88379408	41,66319138
MU12	14,83828011	41,65169965
MU13	14,84146613	41,64841884
MU14	14,847641	41,6480147
MU15	14,84590238	41,64379278
MU16	14,85370869	41,64509208
MU17	14,85495301	41,63204182
MU18	14,85828976	41,63650013
MU19	14,89297107	41,66103122
MU20	14,90050088	41,65899559
MU21	14,88873383	41,65172601
MU22	14,88938054	41,64703538
MU23	14,8953253	41,6463473
MU24	14,89428852	41,71108322
MU25	14,90241345	41,70738039
MU26	14,88888127	41,70265955
MU27	14,88906916	41,69813886
MU28	14,88080054	41,7011621
MU29	14,87218128	41,70944208
MU30	14,86484696	41,70274469
MU31	14,86827708	41,69900471
MU32	14,87050868	41,69222087
MU33	14,8753409	41,68713369
MU34	14,85645914	41,70785916



2. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

I principali componenti dell'impianto risultano essere:

- i generatori eolici;
- le linee elettriche MT in cavo interrato, che collegano gli aerogeneratori tra loro e con le Sottostazioni Utente di elevazione 30/150 kV (SSEU1 e SSEU2);
- Linea di connessione AAT interrata a 380 kV dalla SSEU1 alla Stazione Terna di riferimento;

Ogni aerogeneratore produrrà energia elettrica alla tensione di 800 V ca. (tensione di uscita del convertitore statico).

All'interno di ciascuna torre è installato un trasformatore 0,8/30 kV che provvederà all'innalzamento della tensione in MT. L'energia sarà quindi convogliata mediante linea elettrica interrata MT la SSEU per poi essere immessa in rete attraverso il punto di inserimento in stazione Terna.

Nel suo complesso, l'opera in oggetto si inserisce nel contesto nazionale ed internazionale come uno dei mezzi per contribuire a ridurre le emissioni atmosferiche nocive come previsto dal Protocollo di Kyoto del 1997 che anche l'Italia, come tutti i paesi della Comunità Europea, ha ratificato.

Il sito scelto, in tale contesto, viene a ricadere in aree naturalmente predisposte a tale utilizzo e quindi ottimali per un razionale sviluppo nel settore rinnovabile.

Lo sviluppo di tali fonti di approvvigionamento energetico, quindi, oltre a contribuire all'incremento dello stesso approvvigionamento ed alla diversificazione delle fonti, favorisce l'occupazione e il coinvolgimento delle realtà locali riducendo l'impatto sull'ambiente legato al tradizionale ciclo di produzione energetica.

Le turbine utilizzano un sistema di potenza basato su di un generatore a magneti permanenti del convertitore. Con queste caratteristiche la turbina eolica è in grado di lavorare anche a velocità variabile mantenendo una potenza in prossimità di quella nominale anche in caso di vento forte. Alle basse velocità del vento, il sistema consente di lavorare massimizzando la potenza erogata alla velocità ottimale del rotore e l'opportuno angolo di inclinazione delle pale.

2.1 COMPONENTI MECCANICHE

Le macchine eoliche che si prevede di installare sono riferibili, per caratteristiche e tipologiche e dimensionali, ad un modello di macchina della potenza nominale rispettivamente di 7,2 MW.

Gli aerogeneratori sono costituiti da tre elementi principali:

- una torre di sostegno;
- un rotore a tre pale;
- una navicella con gli organi meccanici di trasmissione.

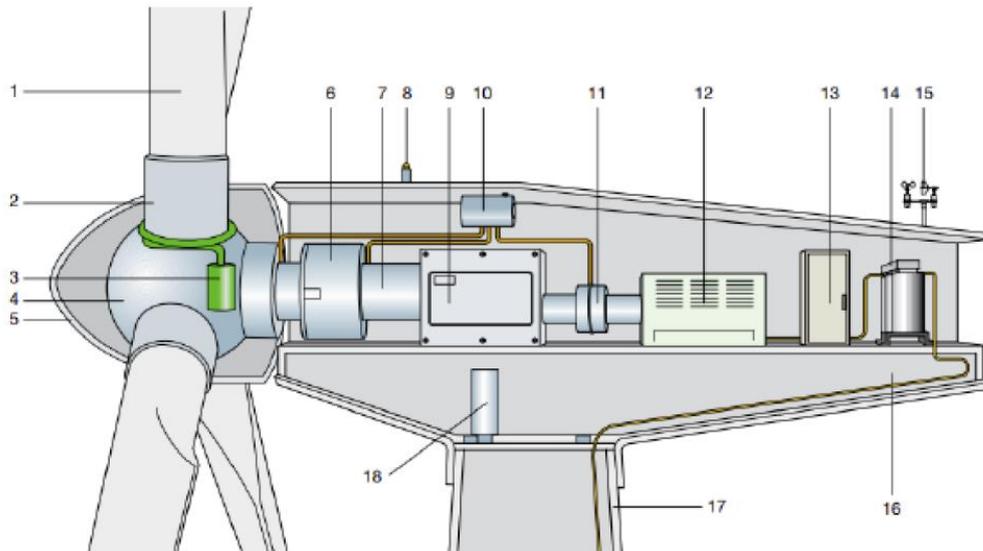


Figura 2.1: Schema navicella aerogeneratore

1. Pala
2. Supporto della pala
3. Attuatore dell'angolo di Pitch
4. Mozzo
5. Ogiva
6. Supporto principale
7. Albero principale
8. Luci di segnalazione aerea
9. Moltiplicatore di giri
10. Dispositivi idraulici di raffreddamento.
11. Freni meccanici
12. Generatore
13. Convertitore di potenza e dispositivi elettrici di controllo, di protezione e sezionamento
14. Trasformatore
15. Anemometri
16. Struttura della navicella
17. Torre di sostegno
18. Organo di azionamento dell'imbardata

La turbina eolica attraverso le pale e il rotore converte l'energia cinetica dal vento in energia meccanica, attraverso il generatore invece converte l'energia meccanica in energia elettrica.

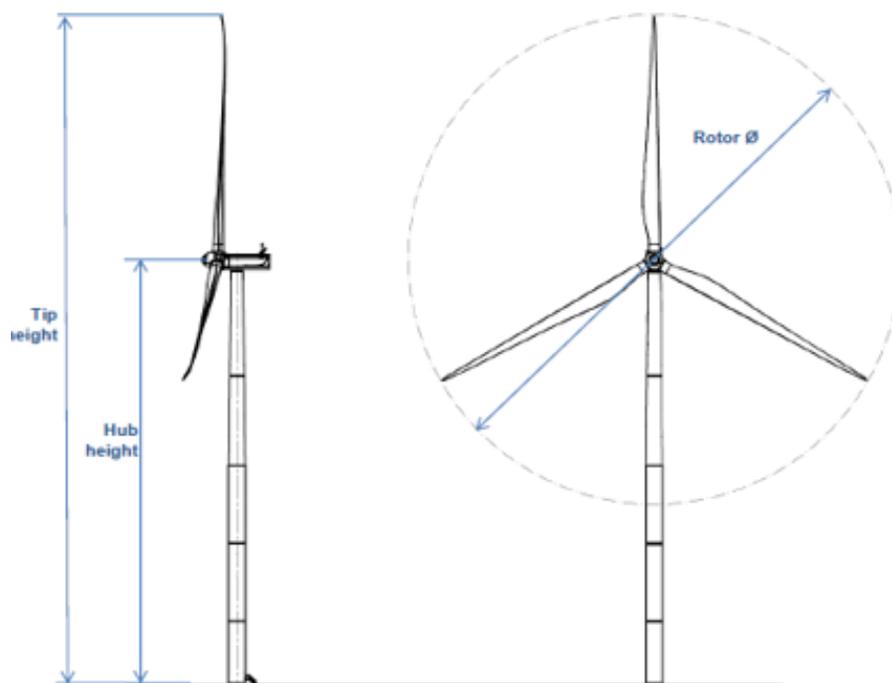
L'energia elettrica in uscita dal generatore è in bassa tensione (800 V) e viene trasformata in media tensione attraverso un trasformatore elevatore. Tale trasformazione risulta necessaria per limitare le perdite all'interno dell'impianto e consentire l'immissione della maggiore potenza possibile sul punto di connessione.

Il sistema di conversione ed il trasformatore possono essere inseriti direttamente nella navicella oppure essere posizionati alla base della torre.

L'installazione del trasformatore nella navicella consente il bilanciamento del peso del rotore, mentre il posizionamento alla base permette di ridurre le dimensioni ed il peso della navicella.

Ciascun aerogeneratore è sostenuto da una torre tubolare di forma tronco-conica in acciaio zincato ad alta resistenza, formata da tronchi o sezioni.

Le caratteristiche geometriche e caratteristiche tecniche principali sono illustrate nella Figura 2.2.



Tip height=200m; hub height=114m; rotor diameter=172m; blade length= 84m.

Figura 2.2: Struttura aerogeneratore

Di seguito vengono elencate le principali caratteristiche elettriche della turbina eolica:

Tabella 2.1: Caratteristiche elettriche tipologiche

Generator	
Type	Permanent Magnet Synchronous generator
Rated Power [P_N]	Up to 7600 kW (depending on turbine variant)
Frequency range [Hz]	0-126 Hz
Voltage, Stator [U_{N3}]	3 x 800 V (at rated speed)
Number of Poles	36
Winding Type	Form with Vacuum Pressurized Impregnation
Winding Connection	Star
Operational speed range	0-420 rpm
Overspeed Limit (2 minutes)	660 rpm
Temperature Sensors, Stator	PT100 sensors placed in the stator hot spots.
Insulation Class	H
Enclosure	IP54

Converter	
Nominal Apparent Power [S_N] @ 1.0 p.u. voltage	7750 kVA
Nominal Grid Voltage	3 x 720 V
Rated Generator Voltage	3 x 800 V
Rated Grid Current @ 1.0 p.u. voltage	6488 A
Enclosure	IP54



Transformer	
Type description	Eco-design liquid immersed transformer
Basic layout	3 phase, 2 winding transformer
Applied standards	IEC 60076-1, IEC 60076-16, IEC 61936-1 Commission Regulation No 548/2014 Commission Regulation No 2019/1783
Cooling method	KF/AF
Rated power	8400 kVA
Expansion system	Sealed
Insulation liquid, Type/Fire point	Natural ester, biodegradable/ K-class (>300°C)
No-load reactive power	~21 kVar ¹
Full load reactive power	~882 kVar ¹

Transformer	
No-load current	~ 0.25 % ¹
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 95°C	9.9 % ²
Positive sequence short-circuit resistance @ rated power, 95°C	~0.9 % ¹
Zero sequence short-circuit impedance @ rated power, 95°C	~9.4 % ¹
Zero sequence short-circuit resistance @ rated power, 95°C	~0.9 % ¹
Rated voltage, turbine side	U _m 1.1kV 0.720 kV
Rated voltage, grid side	U _m 24.0kV 20.0-22.0 kV
	U _m 36.0kV 22.1-33.0 kV
	U _m 40.5kV 33.1-36.0 kV
Insulation level AC / LI / LIC	
	U _m 1.1kV 3 / - / - kV
	U _m 24.0kV 50 / 125 / 138 kV
	U _m 36.0kV 70 / 170 / 187 kV
	U _m 40.5kV 80 / 200 / 220 kV
Optional off-circuit tap changer	2±2 x 2.5 %
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Vector group	Dyn11
Inrush peak current	<4 x I _n ¹ (for U _m =24.0kV) <8 x I _n ¹ (for U _m =36.0-40.5kV)
Half crest time	~ 0.5 s ¹
Sound power level	≤ 80 dB(A)
Average winding temperature rise	Class 120 (E) ≤65 K Class 130 (B) ≤75 K
Max altitude	3500 m
Insulation system	Hybrid insulation system Winding insulation: 120 (E), Thermally Upgrader Paper 130 (B), High temperature insulation Other materials can have different class.
Insulation liquid, Amount	≤ 3500 kg
Corrosion class	C3
Weight	≤15000 kg
Overvoltage protection	Plug-in surge arresters on HV bushings
High voltage bushings	Outer cone, interface C1

3. RIFERIMENTI NORMATIVI

3.1 NORME DI RIFERIMENTO PER LA BT

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 60364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- 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 a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).



- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

3.2 NORME DI RIFERIMENTO PER LA MT

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI EN 61936 Ed.2014: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI EN 62271-103 Ed.2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

3.3 NORME DI RIFERIMENTO AT

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.
- Allegato A2 Codice di rete Terna – Rev. 02 - Guida agli schemi di connessione, introduzione dello standard di connessione a 36 kV – 20 Ottobre 2021.



- Allegato A17 Codice di rete Terna – Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo – 21 Marzo 2023.

4. CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO

4.1 ELEMENTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE

L'impianto eolico sarà connesso in antenna alla Stazione Elettrica di riferimento RTN mediante una linea di connessione interrata AAT. Relativamente alla connessione ed agli impianti interni al parco eolico sono stati previsti i seguenti parametri di dimensionamento:

- Tensione di esercizio: 30 kV;
- Corrente nominale: circa 1665 A;
- Frequenza di esercizio: 50 Hz;
- Massima corrente di cortocircuito sulla sbarra: < 20 kA 1s;

A valle del punto di connessione saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura utili alla connessione a regola d'arte e in sicurezza dell'impianto eolico. Inoltre, tutti gli elementi dovranno essere dimensionati per la massima corrente di cortocircuito sulla sbarra 30 kV (prevista di valore non superiore a 20 kA).

4.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \phi} \quad (1)$$

nella quale:

- $k_{ca}=1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi e corrente continua;
- $k_{ca}=1,73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos \phi$ è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di I_b vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$I_1 = I_b \cdot e^{-j\phi} = I_b \cdot (\cos \phi - j \sin \phi) \quad (2)$$

$$I_2 = I_b \cdot e^{-j(\phi - \frac{2\pi}{3})} = I_b \cdot \left(\cos \left(\phi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left(\phi - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \quad (3)$$

$$I_3 = I_b \cdot e^{-j(\phi - \frac{4\pi}{3})} = I_b \cdot \left(\cos \left(\phi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left(\phi - \frac{4\pi}{3} \right) \right) \quad (4)$$

Il vettore della tensione V_n è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$V_n = V_n + j0 \quad (5)$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot \text{coeff} \quad (6)$$

nella quale coeff è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle ($\sum P_n$ a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \phi \quad (7)$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle ($\sum Q_d$ a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:



$$\cos \phi = \cos \left(\arctan \left(\frac{Q_n}{P_n} \right) \right) \quad (8)$$

4.3 ARMONICHE

Le utenze terminali e le distribuzioni, come gli UPS e i Convertitori, possono possedere un profilo armonico che descrive le caratteristiche distorcenti di una apparecchiatura elettrica.

Sono gestite le armoniche fino alla 21°, ossia fino alla frequenza di 1050 Hz (per un sistema elettrico a 50Hz).

Le armoniche prodotte da tutte le utenze distorcenti sono propagate da valle a monte come le correnti alla frequenza fondamentale, seguendo il 'cammino' dettato dalle impedenze delle linee, delle forniture, generatori, motori e non meno importanti i carichi capacitivi, che possono assorbire elevate correnti armoniche.

Gestito il passaggio delle armoniche attraverso i trasformatori (in particolare vengono bloccate le terze armoniche (omopolari) nei trasformatori Dyn11). Le armoniche, al pari della fondamentale, sono gestite in formato vettoriale, perciò durante la propagazione sono sommate con altre correnti di pari ordine vettorialmente.

Gestito il passaggio delle armoniche attraverso gli UPS, in particolare per tener conto del By-Pass che, se attivo, lascia passare le armoniche provenienti da valle. Gestite anche le armoniche proprie dell'UPS (tarate in funzione della potenza che sta assorbendo il raddrizzatore).

Vengono calcolate le correnti distorte I_{bTHD} di impiego e I_{nTHD} di neutro, oltre al fattore di distorsione THD%.

La corrente I_{bTHD} è la massima tra le fasi:

$$I_{bTHD} = \max_{f=1,2,3} \left(\sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{f,h}^2} \right) \quad (9)$$

con f il numero delle fasi dell'utenza e h l'ordine di armonica.

Molto importante è la corrente distorta circolante nel neutro, in quanto essa porta le armoniche omopolari multiple di 3, che hanno la caratteristica di sommarsi algebricamente e di diventare facilmente dell'ordine di grandezza delle correnti di fase.

$$I_{nTHD} = \max \left(\sqrt{\sum_{h=1}^{21} I_{n,h}^2} \right) \quad (10)$$

Il fattore di distorsione fornisce un parametro riassuntivo del grado di distorsione delle correnti che circolano nella linea, e viene calcolato tramite la formula:

$$THD\% = \frac{100 \times \sqrt{I_{bTHD}^2 - I_f^2}}{I_f} \quad (11)$$

I valori delle correnti distorte sono utilizzati per calcolare i seguenti parametri:

- calcolo della sezione del neutro per utenze 3F+N;
- calcolo temperatura cavi alla I_{bTHD} ;
- calcolo sovratemperatura quadri alla I_{bTHD} ;
- verifica delle portate e delle protezioni in funzione delle correnti distorte.



4.4 DIMENSIONAMENTO CAVI

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi AAT, AT, MT e BT è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

$$\begin{aligned} \text{a) } & I_b \leq I_n \leq I_z \\ \text{b) } & I_f \leq 1,45 \cdot I_z \end{aligned} \quad (12)$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z,\min} = \frac{I_n}{k} \quad (13)$$

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla $I_{z,\min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1,45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

4.5 INTEGRALE DI JOULE

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2 \quad (14)$$

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

- Cavo in rame e isolato in PVC: K = 115
- Cavo in rame e isolato in gomma G: K = 135
- Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7: K = 143
- Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico: K = 115
- Cavo in rame serie L nudo: K = 200
- Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico: K = 115
- Cavo in rame serie H nudo: K = 200
- Cavo in alluminio e isolato in PVC: K = 74
- Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7: K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

- Cavo in rame e isolato in PVC: K = 143
- Cavo in rame e isolato in gomma G: K = 166
- Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7: K = 176
- Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico: K = 143
- Cavo in rame serie L nudo: K = 228
- Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico: K = 143
- Cavo in rame serie H nudo: K = 228
- Cavo in alluminio e isolato in PVC: K = 95
- Cavo in alluminio e isolato in gomma G: K = 110
- Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7: K = 116

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

- Cavo in rame e isolato in PVC: K = 115
- Cavo in rame e isolato in gomma G: K = 135
- Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7: K = 143
- Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico: K = 115
- Cavo in rame serie L nudo: K = 228
- Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico: K = 115
- Cavo in rame serie H nudo: K = 228
- Cavo in alluminio e isolato in PVC: K = 76
- Cavo in alluminio e isolato in gomma G: K = 89
- Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7: K = 94

4.6 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO

La norma CEI 64-8 par. 524.2 e par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, possa avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm²;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso;
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm² se conduttore in rame e 25 mm² se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite rapporto tra le portate dei conduttori;
- determinazione in relazione alla portata del neutro.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore in questione secondo i seguenti vincoli dati dalla norma:

$$\begin{aligned} S_f < 16 \text{ mm}^2 & \quad S_n = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35 \text{ mm}^2 & \quad S_n = 16 \text{ mm}^2 \\ S_f > 35 \text{ mm}^2 & \quad S_n = S_f/2 \end{aligned} \quad (15)$$

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro, e il programma determinerà la sezione in base alla portata.

Il terzo criterio consiste nel dimensionare il conduttore tenendo conto della corrente di impiego circolante nel neutro come per un conduttore di fase.

Le sezioni dei neutri possono comunque assumere valori differenti rispetto ai metodi appena citati, comunque sempre calcolati a regola d'arte.

4.7 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE

Le norme CEI 64.8 par. 543.1 prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione mediante calcolo.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$\begin{aligned} S_f < 16 \text{ mm}^2 & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35 \text{ mm}^2 & \quad S_{PE} = 16 \text{ mm}^2 \\ S_f > 35 \text{ mm}^2 & \quad S_{PE} = S_f/2 \end{aligned} \quad (16)$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K} \quad (17)$$

dove:

- S_p è la sezione del conduttore di protezione (mm^2);
- I è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- K è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

Se il risultato della formula non è una sezione unificata, viene presa una unificata immediatamente superiore.

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3.

Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- $2,5 \text{ mm}^2$ rame o 16 mm^2 alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm^2 o 16 mm^2 alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

È possibile, altresì, determinare la sezione mediante il rapporto tra le portate del conduttore di fase e del conduttore di protezione.

4.8 CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$\begin{aligned} T_{\text{cavo}}(I_b) &= T_{\text{amb}} + \left(\alpha_{\text{cavo}} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right) \\ T_{\text{cavo}}(I_n) &= T_{\text{amb}} + \left(\alpha_{\text{cavo}} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right) \end{aligned} \quad (18)$$

espresse in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

4.9 CADUTE DI TENSIONE

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$\text{c.d.t.}(I_b) = \max \left(\left| \sum_{i=1}^k Z_{f_i} \cdot I_{f_i} - Z_{h_i} \cdot I_{h_i} \right| \right) \quad (19)$$

- con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;
- con n che rappresenta il conduttore di neutro;

- con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo.

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$\text{c.d.t.}(I_b)\% = k_{\text{cdt}} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{\text{cavo}} \cdot \cos \phi + X_{\text{cavo}} \cdot \sin \phi) \cdot \frac{100}{V} \quad (20)$$

con:

- $k_{\text{cdt}} = 2$ per sistemi monofase;
- $k_{\text{cdt}} = 1,73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km .

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta:

$$X'_{\text{cavo}} = \frac{f}{50} \cdot X_{\text{cavo}} \quad (21)$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

4.10 LINEE ELETTRICHE DI IMPIANTO

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata a 30kV verso la SSEU1 380/150/30 kV per poi essere elevata in AAT e convogliata verso la SE Terna ed infine immessa nella RTN.

I collegamenti tra il parco eolico e le SSEU, avverranno tramite linee elettriche interrate esercite a 30 kV, ubicate sfruttando per quanto possibile la rete stradale esistente ovvero lungo la rete viaria da adeguare/realizzare ex novo nell'ambito del presente progetto.

Le linee elettriche AT, AAT e le opere di connessione annesse sono indicative, preliminari e potranno subire variazioni nelle successive fasi progettuali in base alla disponibilità dei trasformatori e dei cavi scelti.

Le linee elettriche MT saranno realizzate con posa completamente interrata allo scopo di ridurre l'impatto della stessa sull'ambiente, assicurando il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Il tracciato planimetrico della rete, lo schema unifilare dove sono evidenziate la lunghezza e la sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo e la modalità e le caratteristiche di posa interrata sono mostrate nelle tavole del progetto allegate.

Per il collegamento degli aerogeneratori si prevede la realizzazione di linee MT a mezzo di collegamenti del tipo "entra-esce".

I cavi MT verranno posati ad una profondità di circa almeno 80 cm, con protezione meccanica supplementare il CLS (magrone) e nastro segnalatore.

I cavi AT e AAT verranno posati ad una profondità di circa almeno 180 cm, con protezione meccanica supplementare il CLS (magrone) e nastro segnalatore.

I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza variabile tra circa 80 e 165 cm. La sezione di posa dei cavi sarà variabile a seconda della loro ubicazione in sede stradale o in terreno.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di rame della rete equipotenziale.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi.

La posa dei cavi si articolerà nelle seguenti attività:

- scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità precedentemente menzionate;
- stesura di un primo strato di sabbia (circa 10 cm);
- posa del cavo di potenza e del dispersore di terra;
- posa del tubo contenente il cavo in fibre ottiche;
- stesura di un secondo strato di sabbia vagliata (circa 10 cm);
- posa di protezione meccanica realizzata con strato di magrone dello spessore di 5 cm;
- rinterro parziale con materiale inerte con inframezzato nastri segnalatori,
- riempimento con materiale proveniente dagli scavi;
- posa del pacchetto di rifinitura in funzione della tipologia della superficie;
- apposizione di paletti di segnalazione presenza cavo ove richiesto.

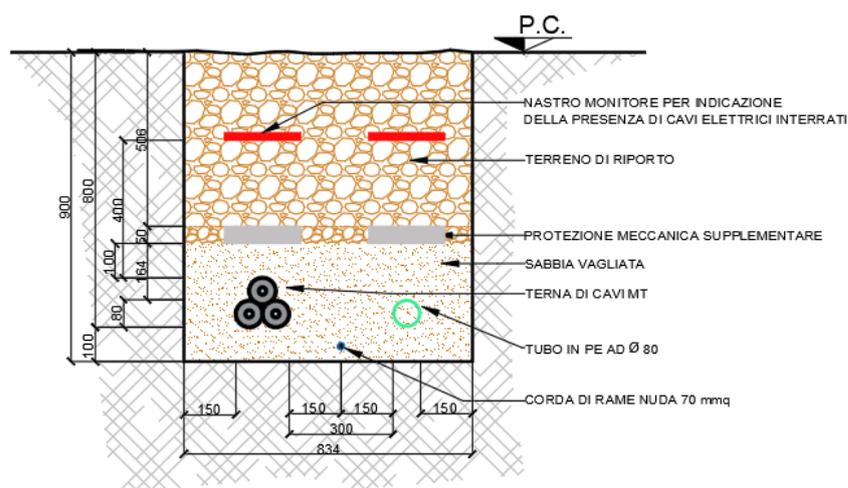


Figura 4.1: Sezione scavi tipo posa cavidotti MT

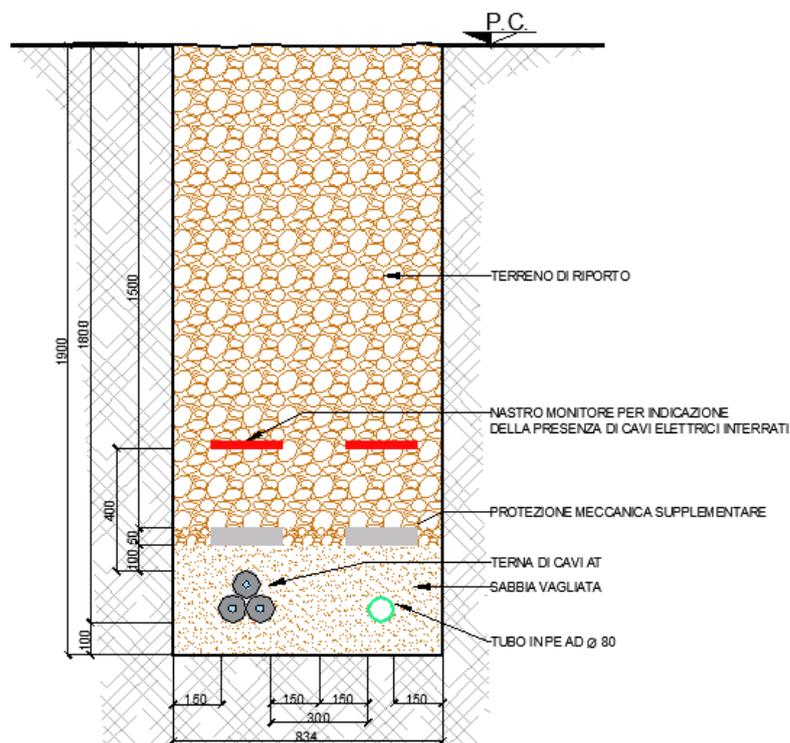


Figura 4.2: Sezione scavi tipo posa cavidotti AT

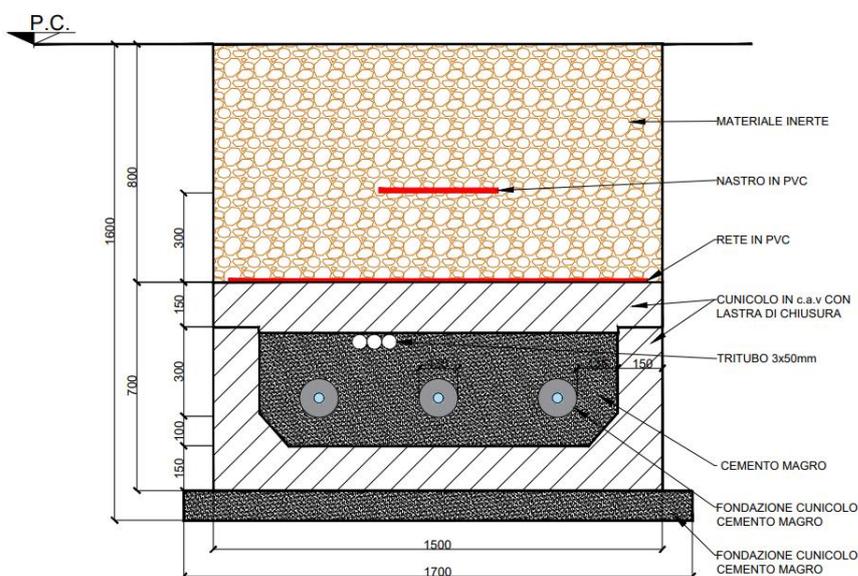


Figura 4.3: Sezione scavi tipo posa cavidotti AAT

Come riportato nello schema unifilare, la distribuzione elettrica prevede la realizzazione di rami di alimentazione in partenza dalle singole WTG verso le SSEU. Si rimanda alle tavole di dettaglio per un'ulteriore comprensione ed inquadramento planimetrico delle aree d'impianto. Dalla lettura dello schema unifilare del presente progetto, è possibile riscontrare le informazioni e le caratteristiche impiantistiche dell'impianto eolico nonché dei suoi elementi.

I cluster nel quale è elettricamente suddiviso l'intero impianto saranno connessi a 30 kV alle SSEU tramite linee interrate costituite da cavi in alluminio (con livello di isolamento fino a 36 kV).



4.11 TRASFORMAZIONE AT/AAT - 30/150/380 KV, CONNESSIONE ALLA RTN

Per il collegamento dell'impianto alla RTN nel punto di connessione sarà necessario installare due nuovi trasformatori di potenza elevatore AT/AAT nella SSEU 1.

Lato media tensione i trasformatori elevatori saranno collegati ai quadri posizionati all'interno della cabina di tipo prefabbricato, mentre lato Alta Tensione sarà connesso alle relative apparecchiature di manovra, protezione e controllo.

I dati tecnici più importanti dei trasformatori elevatori sono:

- Potenza nominale 120/150 MVA e 150/160 MVA (valore stimato max)
- Rapporto 380 kV \pm 10x1,25/150 kV (valore stimato)
- Avvolgimento AT 150 kV a stella (valore stimato)
- Avvolgimento di altissima tensione AAT collegato francamente a terra sul centro stella
- Tipo di collegamento YNy11
- Tensione di cortocircuito sulla presa centrale 11% (potrebbe esserci qualche variazione minima su tale valore).
- Raffreddamento ad olio e/o aria dotato di vasca di contenimento anti spandimento dell'olio di adeguate capacità e sistema di gestione e raccolta delle acque piovane nella vasca di contenimento.

I trasformatori dovranno rispettare quanto previsto nell'allegato A17 del codice di rete Terna (per il quale il trasformatore AAT/AT deve garantire una potenza apparente complessiva transitabile almeno pari al 120% della Pn di impianto).

Sempre come riportato nello schema unifilare, in accordo con quanto riportato nell'allegato A17 di Terna, tale trasformatore dovrà possedere le seguenti protezioni minime contro i guasti interni all'impianto:

- Massima corrente di fase lato AT a soglia istantanea e ritardata (50/51)
- Protezione differenziale del trasformatore (87T)
- Massima corrente di fase lato MT a una o due soglie ritardate (51)

Le regolazioni delle protezioni suddette dovranno essere concordate con il Gestore della Rete.

Dovranno inoltre essere presenti le protezioni interne al trasformatore fornite solitamente dal costruttore della macchina (tra queste il relè di controllo del volume dell'olio e il relè di controllo della temperatura) e il sistema di variazione della tensione sotto carico come prescritto nel suddetto allegato A17.

In considerazione dell'obbligo di recuperare ed eliminare i possibili svernamenti d'olio nell'ambiente e limitare il rischio di incendio, il trasformatore dovrà essere dotato di apposita vasca di raccolta e contenimento dell'olio eventualmente versato.

La presenza di un trasformatore in olio si configura come attività 48 del D.P.R. 151/2011 che prevede una valutazione di prevenzione incendi per centrali termoelettriche e macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori ad 1 m³. Per le prescrizioni antincendio si applica la norma CEI EN 61936-1. In accordo con la norma CEI EN 61936-1, la presenza di olio minerale per l'isolamento del trasformatore di potenza richiede la realizzazione di una vasca di raccolta dell'olio in fuoriuscita dal trasformatore in caso di incendio.

La vasca di raccolta dovrà avere sezione lunghezza e larghezza pari a quelle del trasformatore aumentate del 20% della sua altezza. Il trasformatore indicativamente avrà le seguenti dimensioni, (hxlxp - 4.7 m x 3 m x 6.9 m).



Al fine di evitare la propagazione di eventuali incendi, la norma CEI prevede che il trasformatore sia posizionato in modo che non vengano danneggiate altre apparecchiature ed oggetti infiammabili posti nelle immediate vicinanze del trasformatore.

4.12 TRASFORMATORI

Tutti i trasformatori all'interno delle WTG di impianto saranno regolati e azionati secondo una logica di avviamento e funzionamento che limiti le correnti di energizzazione e che consenta una corretta regolazione delle protezioni.

All'interno dell'impianto sarà presente una tipologia di trasformatori abbinati delle WTG in progetto; saranno inoltre presenti i trasformatori (all'interno delle WTG) per l'alimentazione dei carichi ausiliari di impianto. Di seguito un elenco dei trasformatori in progetto:

- *Trasformatore elevatore 0,72/30 kV 8400 kVA a tre avvolgimenti o a doppio secondario (Dy11y11): utilizzato nelle WTG di taglia 7200 kW;*
- *Trasformatore 30/0,4 kV (Dy) con potenza nominale 160 kVA per l'alimentazione dei carichi ausiliari all'interno della cabina di SSEU.*
- *Trasformatori 30/150 kV (YnD11) con potenza nominale 80/90 MVA e 90/100 MVA.*

Tutti i trasformatori sopracitati saranno raffreddati a secco con avvolgimenti inglobati in resina (esclusi i trasformatori ad olio nelle SSEU) epossidica e saranno autoestinguenti, resistenti alle variazioni climatiche e resistenti all'inquinamento atmosferico e all'umidità.

5. STUDIO DI CORTOCIRCUITO

5.1 STATO DEL NEUTRO DI IMPIANTO

Come già descritto nei paragrafi precedenti, l'impianto eolico sarà così configurato:

- **Livello tensione AAT:** connessione a 380 kV in SSEU1 a neutro franco a terra;
- **Livello tensione AT:** connessione a 150 kV in SSEU a neutro franco a terra;

Inoltre, all'interno dell'area di impianto:

- Inoltre, all'interno dell'area di impianto:
- **Livello tensione 30 kV:** Distribuzione interna a 30 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra la SSEU e le singole WTG;
- **Livello BT (800 V_{ac}):** Distribuzione fino a 1000 V_{ac} interna alla WTG con distribuzione trifase + neutro TN-S.

Le informazioni considerate in merito alla corrente di guasto verso terra MT e al relativo tempo di intervento sono (comunicate nell'allegato A17 del codice di rete Terna):

- Massima corrente di guasto trifase (Ik): < 20 kA – 1 s
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: > 10 s

In merito alla risoluzione del guasto con il solo impianto di terra andranno verificate le tensioni di contatto per individuare le aree più a rischio dell'impianto.

5.2 CALCOLO DEI GUASTI

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase-terra (disimmetrico);
- guasto fase-neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti dall'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

5.2.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max};
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.



La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right) \quad (22)$$

dove ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50} \quad (23)$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti dall'utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \quad (24)$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50} \quad (25)$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$\begin{aligned} R_{0cN} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN} \\ X_{0cN} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned} \quad (26)$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cPE} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE} \\ X_{0cPE} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned} \quad (27)$$

Dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc} .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$\begin{aligned} R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db} \end{aligned} \quad (28)$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$\begin{aligned} R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= 3 \cdot X_{dc} \cdot (X_{b-ring} - X_{db}) \end{aligned} \quad (29)$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, dall'utenza a monte, espressi in mΩ:



$$\begin{aligned}
 R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\
 X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\
 R_{ON} &= R_{OcN} + R_{ON-up} \\
 X_{ON} &= X_{OcN} + X_{ON-up} \\
 R_{OPE} &= R_{OcPE} + R_{OPE-up} \\
 X_{OPE} &= X_{OcPE} + X_{OPE-up}
 \end{aligned}
 \tag{30}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire sbarra a cavo.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mΩ) di guasto trifase:

$$Z_{k,min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2} \tag{31}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N,min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{ON})^2 + (2 \cdot X_d + X_{ON})^2} \tag{32}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE,min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{OPE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{OPE})^2} \tag{33}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase $I_{k,max}$, fase neutro $I_{k1N,max}$, fase terra $I_{k1PE,max}$ e bifase $I_{k2,max}$ espresse in kA:

$$\begin{aligned}
 I_{k,max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k,min}} \\
 I_{k1N,max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N,min}} \\
 I_{k1PE,max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE,min}} \\
 I_{k2,max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k,min}}
 \end{aligned}
 \tag{34}$$

Infine, dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$\begin{aligned}
 I_p &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k,max} \\
 I_{p1N} &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N,max} \\
 I_{p1PE} &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE,max} \\
 I_{p2} &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2,max}
 \end{aligned}
 \tag{35}$$

dove:

$$k \approx 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3R_d}{X_d}} \tag{36}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1,8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

5.2.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione C_{min} , che può essere 0.95 se $C_{max} = 1.05$, oppure 0.90 se $C_{max} = 1.10$ (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore C_{min} è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Tabella 5.1: Temperature dei cavi al variare del tipo di isolamento

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$\begin{aligned}
 R_{d,max} &= R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\
 R_{ON,max} &= R_{ON} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\
 R_{OPE,max} &= R_{OPE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)
 \end{aligned}
 \tag{37}$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase I_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

$$\begin{aligned}
 I_{k,min} &= \frac{0,95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k,min}} \\
 I_{k1N,min} &= \frac{0,95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N,min}} \\
 I_{k1PE,min} &= \frac{0,95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE,min}} \\
 I_{k2,min} &= \frac{0,95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k,min}}
 \end{aligned}
 \tag{38}$$

5.2.3 Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d la impedenza diretta della rete, con Z_i l'impedenza inversa, e con Z_0 l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito, Z_0 corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{Z_0 - \alpha Z_1}{Z_d Z_i + Z_d Z_0 + Z_i Z_0} \right| \quad (39)$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2,max} \quad (40)$$

5.3 SCELTA DELLE PROTEZIONI

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dall'utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza $I_{km} \max$;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag} \max$).

5.3.1 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

Secondo la norma CEI 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);

la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2 \quad (41)$$

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI 64_8 al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

Le intersezioni sono due:

- $I_{ccmin} \geq I_{inters \ min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
- $I_{ccmax} \leq I_{inters \ max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).



- L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
- $I_{cc\min} \geq I_{inters\min}$.
- L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
- $I_{cc\max} \leq I_{inters\max}$.
- Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti K^2S^2 e la I_z dello stesso.

La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

6. CALCOLO PRELIMINARE RETE EQUIPOTENZIALE

Lo scopo di questa sezione è riportare un calcolo preliminare della rete equipotenziale relativa all'impianto eolico in oggetto connesso alla rete tramite una linea MT dalla cabina di connessione verso lo stallo designato in stazione Terna. Sarà realizzato un nuovo impianto di terra che nel suo complesso dovrà risultare un unico elemento equipotenziale in tutti i suoi punti, perciò tutte le strutture e parti metalliche presenti nel sito dovranno essere connesse ad esso contemporaneamente.

In relazione all'ipotesi di guasto, gli schermi dei cavi MT dovranno essere messi a terra nel rispetto delle norme CEI.

Prima di procedere alla realizzazione dello stesso, occorrerà verificare puntualmente la natura del suolo e la resistività.

Quest'ultima è influenzata da diversi fattori quali:

- Tipo di terreno;
- Stratificazione;
- Temperatura;
- Composizione chimica e concentrazione di sali disciolti;
- Presenza di metalli e/o tubazioni in cls;
- Umidità del terreno.

L'obiettivo ideale è ottenere una rete equipotenziale tale per cui qualsiasi guasto verso terra interno all'impianto non generi tensioni pericolose per le persone.

Il dispersore utilizzato dovrà essere corda di rame nuda con una sezione minima pari a:

$$S_{\min} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{150^2 \cdot 10}{228^2}} \ll 70 \text{ mm}^2 \quad (42)$$

dove:

- I è la massima corrente di guasto verso terra lato MT espressa in Ampère;
- t è il tempo di intervento della protezione MT in secondi
- K_c è il coefficiente per conduttori nudi non in contatto con materiali danneggiabili (per range di temperatura 30-500°C);

Sebbene S_{\min} risulti molto piccola, in questa fase di progettazione preliminare, si è scelta una sezione minima 70 mm².

Per la posa dei dispersori verrà sfruttato il passaggio cavi MT interni all'impianto; gli schermi dei cavi dovranno essere collegati all'impianto di terra lungo tutti i tracciati di connessione ogni 500 m. Per la posa dei dispersori relativi alle WTG verranno utilizzati gli scavi relativi alle fondazioni.

Al completamento dell'impianto andrà valutata la resistenza tra le parti e/o strutture metalliche non direttamente connesse a terra e la terra stessa: se tali resistenze sono inferiori ai 1000 Ω allora occorre collegare tali parti e/o strutture all'impianto di terra.

6.1.1 Risoluzione Guasto MT

La distribuzione essendo a neutro isolato permette di avere correnti di guasto verso terra ridotte rispetto al livello di tensione AT (valore unificato massimo di 150 A, corrente resistiva).



Con queste premesse e assumendo che il guasto sia risolto dall'interruttore in un tempo superiore ai 10 s, al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 50 V (CEI EN 50522, Fig.4) il guasto verso terra lato MT è risolto se la resistenza di terra locale risulta inferiore a:

$$R_T = \frac{50}{150} = 0,33 \text{ A} \quad (43)$$

Dove 50 V è la massima tensione ammissibile per un tempo maggiore di 10 s e 150 A è la massima corrente di guasto verso terra a 30 kV.

Rimane confermata la necessità di effettuare la verifica delle tensioni di contatto su tutte le masse presenti in impianto con resistenza verso terra superiore a 1000 Ω.

6.1.2 Protezione contro i contatti diretti ed indiretti

Le misure di protezione mediante isolamento delle parti attive e mediante involucri o barriere sono intese a fornire una protezione totale contro i contatti diretti.

La protezione del suddetto tipo di contatto sarà quindi assicurata dai provvedimenti seguenti:

- copertura completa delle parti attive a mezzo di isolamento rimovibile solo con la distruzione di quest'ultimo;
- parti attive poste dentro involucri tali da assicurare il grado di protezione adeguato al tipo di ambiente in cui sono installate.

La protezione dai contatti indiretti avrà come principio base l'interruzione automatica dell'alimentazione e, pertanto, il collegamento equipotenziale di tutte le masse metalliche che, per un difetto dell'isolamento primario possano assumere un potenziale pericoloso ($U_T > 50 \text{ V}$), unitamente all'estinzione del guasto tramite apertura del dispositivo di protezione a monte della zona in cui si è manifestato il guasto. A tal fine occorre che il valore della resistenza di terra e l'intervento del dispositivo di protezione siano tra loro coordinati affinché l'estinzione del guasto avvenga entro i limiti previsti dalle norme vigenti in materia.

L'impedenza dell'anello di guasto moltiplicata per la massima corrente di guasto, dovrà essere sempre inferiore alla tensione massima ammissibile U_T .

La protezione contro i contatti indiretti in caso di guasto a terra nei sistemi di distribuzione TN-S è prevista con collegamento a terra delle masse e interruttori differenziali ad alta sensibilità (0,03 A, 0,3 A, 0,5 A), al fine di rispettare le condizioni di sicurezza indicata dalle norme CEI 64-8 in 413.1.4.2.



FASCICOLO DI CALCOLO PRELIMINARE

Di seguito si riporta un estratto di calcolo dal software Ampere professional: